
Plany i pozwolenia dla niemieckiego obszaru kompetencyjnego

Nord Stream 2 AG

Kwiecień 2017

W-PE-AUE-PGE-REP-800-APPVUZPO-01



Plany i pozwolenia dla niemieckiego obszaru kompetencyjnego



Investor i osoba sporządzająca:



Nord Stream 2

Committed. Reliable. Safe.

Nord Stream 2 AG
Baarerstrasse 52
CH-6300 Zug

Tel.: +41-41 414 54 54
Faks: +41-41 414 54 55
Internet: www.nord-stream2.com

Nord Stream 2 nr dokumentu + zmiana: W-PE-AUE-PGE-REP-800-APPVUZPO-01

Data: 04.04.2017



Spis treści

1	Wprowadzenie i przegląd	13
2	Wnioskodawca i podmiot eksploatujący	15
3	Opis projektu Nord Stream 2	17
3.1	Historia projektu	17
3.2	Przebieg trasy	18
3.2.1	Informacje ogólne.....	18
3.2.2	Przebieg trasy, za którą nie jest odpowiedzialna strona niemiecka.....	18
3.2.3	Przebieg trasy, za którą odpowiedzialna jest strona niemiecka	18
3.2.4	Powiązanie z istniejącą siecią gazociągową.....	20
3.3	Krótki opis techniczny.....	21
3.3.1	Techniczne dane ramowe instalacji rurociągowej.....	21
3.3.2	Realizacja budowy	23
3.3.2.1	Informacje ogólne.....	23
3.3.2.2	Rurociąg podmorski	24
3.3.2.2.1	Prace pomiarowe oraz usuwanie środków bojowych.....	24
3.3.2.2.2	Wybieranie, transport i tymczasowe składowanie dna morskiego.....	24
3.3.2.2.3	Baza zaopatrzeniowa na lądzie.....	26
3.3.2.2.4	Układanie rurociągu - koncepcja układania S-Lay	27
3.3.2.2.5	Zасыpywanie wykopu na rurociąg	28
3.3.2.2.6	Podsypka z kamieni i korekta zwisów.....	29
3.3.2.3	Wyjście na ląd i odcinek na lądzie	29
3.3.2.4	Przebieg i czas budowy.....	31
3.3.3	Kontrola bezpieczeństwa technicznego.....	33
3.3.3.1	Odbiór wstępny poprzez kontrolę szczelności za pomocą wody.....	34
3.3.3.2	Odbiór wstępny poprzez kontrolę szczelności za pomocą sprężonego powietrza ..	34
3.3.4	Oddanie do eksploatacji	35
3.3.5	Eksploatacja.....	36
3.3.5.1	Eksploatacja ciągła	36
3.3.5.2	Kontrole i konserwacja	36
3.3.6	Naprawy.....	37
3.3.7	Wycofanie z ruchu.....	37
3.4	Bezpieczeństwo	37



3.4.1	BHP i ochrona środowiska	37
3.4.2	Bezpieczeństwo rurociągu	37
3.4.3	Bezpieczeństwo i swoboda ruchu morskiego	38
4	Podstawy planowania, budowy i eksploatacji rurociągu Nord Stream 2	39
4.1	Umowy międzynarodowe	39
4.2	Dyrektywy i rozporządzenia UE	39
4.3	Ustawy federalne i inne obowiązujące regulacje	39
4.4	Uregulowania krajowe landu Mecklemburgii – Pomorza Przedniego	41
4.5	Normy i uregulowania dotyczące planowania, tworzenia, monitorowania i dokumentacji (wybór).....	42
5	Pozwolenia i procedury udzielania pozwoleń	43
5.1	Pozwolenia i przestrzenne rozgraniczenie procedur udzielania pozwoleń.....	43
5.2	Procedury udzielania pozwoleń	44
5.3	Procedura zatwierdzenia projektu zgodnie z § 43 EnWG.....	46
5.3.1	Przedmiot wniosku.....	46
5.3.1.1	Przedsięwzięcie, którego dotyczy zatwierdzenie projektu, i konieczne dalsze działania w rozumieniu § 75 ust. 1 punkt 1 VwVfG M-V	46
5.3.1.2	Zestawienie istotnych decyzji publiczno-prawnych, zawartych w decyzji zatwierdzającej plan zgodnie z § 75 ust. 1 punkt 1 VwVfG M-V	46
5.3.2	Uzasadnienie projektu	47
5.3.2.1	Skala prawna uzasadnienia	47
5.3.2.2	Skrótowy przegląd	48
5.3.2.3	Gaz ziemny w UE	52
5.3.2.3.1	Rola gazu ziemnego w koszyku energetycznym UE	53
5.3.2.3.2	Zintegrowany rynek gazowy UE.....	53
5.3.2.3.3	Przyszła rola gazu ziemnego w koszyku energetycznym UE	56
5.3.2.3.3.1	Paryska konwencja w sprawie zmian klimatu COP 21 w ramach Konferencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu	56
5.3.2.3.3.2	Doświadczenia Niemiec w zakresie dekarbonizacji.....	57
5.3.2.3.3.3	Cele "transformacji energetycznej" 2020.....	58
5.3.2.3.3.4	Niemiecki wkład w zmiany klimatu	59
5.3.2.3.3.5	Wizja gospodarki w pełni zelektryfikowanej.....	59
5.3.2.3.3.6	Zalety gazu ziemnego jako korzystnego paliwa kopalnego	60
5.3.2.4	Rozwój zapotrzebowania UE 28 na import gazu ziemnego.....	63
5.3.2.4.1	Zapotrzebowanie UE 28 na gaz ziemny	63



5.3.2.4.1.1	Scenariusze referencyjne jako podstawa planowania bezpieczeństwa zaopatrzenia	64
5.3.2.4.1.2	Rozwój zapotrzebowania UE 28 na gaz ziemny	66
5.3.2.4.1.3	Konieczne dopasowania zapotrzebowania UE 28 na gaz ziemny	68
5.3.2.4.2	Wydobycie gazu UE 28.....	71
5.3.2.4.2.1	Rozwój wydobycia gazu ziemnego UE 28.....	71
5.3.2.4.2.2	Konieczne modyfikacje wydobycia gazu ziemnego UE 28.....	72
5.3.2.4.3	Zapotrzebowanie importowe na gaz ziemny w UE 28	75
5.3.2.5	Rozwój importu gazu UE 28.....	76
5.3.2.5.1	Dostawy gazu ziemnego rurociągiem na rynek UE	77
5.3.2.5.1.1	Gaz ziemny z Rosji	77
5.3.2.5.1.2	Gaz ziemny z Norwegii.....	86
5.3.2.5.1.3	Gaz ziemny z Afryki Północnej.....	88
5.3.2.5.1.4	Gaz ziemny przepływający przez Południowy Korytarz Gazowy	89
5.3.2.5.1.5	Rezultat pośredni	92
5.3.2.5.2	Dostawy gazu ziemnego na rynek gazowy UE jako LNG	93
5.3.2.5.2.1	Zależności gospodarcze globalnego rynku LNG.....	93
5.3.2.5.2.2	Rozwój importu LNG	98
5.3.2.5.2.3	Rezultat pośredni	100
5.3.2.5.3	Prognozowana luka importowa - przypadek referencyjny.....	101
5.3.2.6	Ryzyka i nieprzewidywalne zdarzenia w związku z gwarancją bezpieczeństwa zaopatrzenia	103
5.3.2.6.1	Ryzyko całkowitej awarii Korytarza Centralnego - ryzyko przypadek 1.....	103
5.3.2.6.2	Ryzyko trudnej sytuacji na rynku LNG – przypadek ryzyka 2.....	106
5.3.2.6.3	Inne ryzyka związane z popytem i podażą – Ryzyko przypadki 3-5.....	107
5.3.2.6.4	Inne potencjalne kierunki rozwoju wydarzeń	109
5.3.2.6.5	Ocena podsumowująca.....	111
5.3.2.7	Ekologiczne i ekonomiczne zalety rurociągu Nord Stream 2	111
5.3.2.7.1	Bilans CO ₂ rosyjskiego gazu z rurociągu w porównaniu z LNG	111
5.3.2.7.2	Korzyści ekonomiczne dla wewnętrznego rynku gazowego UE.....	118
5.3.2.8	Rurociąg Nord Stream 2-spełnia cele § 1 EnWG.....	119
5.3.3	Zasady planowania	120
5.4	Procedura udzielania pozwoleń wymaganych przez prawo górnicze zgodnie z § 133 ust. 1 zd. 1 BBergG	121



5.4.1	Przedmiot wniosku i uzasadnienie zasadniczego zapotrzebowania	121
5.4.2	Właściwość i procedura	121
5.4.3	Warunki pozwolenia według § 133 ust. 2 BBergG.....	122
5.4.3.1	Brak zagrożenia dla życia lub zdrowia osób (§ 133 ust. 2 zd. 1 BBergG).....	122
5.4.3.2	Brak zagrożenia dla dóbr materialnych (§ 133 ust. 2 zd. 1 BBergG)	122
5.4.3.3	Brak niekorzystnego wpływu na nadrzędny interes społeczny	123
5.4.3.3.1	Obiekty żeglugi i znaki żeglugowe, użytkowanie szlaków żeglugowych i żegluga (§ 132 ust. 2 pkt. 3 lit. a oraz b BBergG)	123
5.4.3.3.2	Przestrzeń powietrzna (§ 132 ust. 2 pkt. 3 lit. b BBergG)	124
5.4.3.3.3	Rybołówstwo (§ 132 ust. 2 pkt. 3 lit. b BBergG)	125
5.4.3.3.4	Świat roślin i zwierząt (§ 132 ust. 2 pkt. 3 lit. b BBergG)	125
5.4.3.3.5	Podwodne kable i rurociągi (§ 132 ust. 2 pkt. 3 lit. c BBergG).....	125
5.4.3.3.6	Badania oceanograficzne i inne badania naukowe (§ 132 ust. 2 pkt. 3 lit. c BBergG)	125
5.4.3.3.7	Brak zanieczyszczenia morza (§ 132 ust. 2 pkt. 3 lit. d BBergG)	126
5.4.3.3.8	Bezpieczeństwo Republiki Federalnej Niemiec (§ 132 ust. 2 pkt. 3 lit. e BBergG).127	
5.4.3.3.9	Miejsca zalegania amunicji	127
5.4.3.4	Inne interesy społeczne	127
5.4.4	Wniosek o natychmiastową wykonalność pozwoleń zgodnie z § 133 ust. 1 zd. 1 pkt. 1 i pkt. 2 BBergG	128
5.4.4.1	W natychmiastowym wykonaniu pozwoleń wymaganych przez prawo górnicze istnieje interes publiczny w rozumieniu § 80 ust. 2 zd. 1 pkt. 4 VwGO	128
5.4.4.1.1	Gazociąg Nord Stream 2 jest projektem o szczególnym znaczeniu dla interesu publicznego	128
5.4.4.1.2	Działanie zawieszające skarg przeciw pozwoleniu wydanemu na podstawie prawa górniczego stałoby na przeszkodzie natychmiastowego wykonania decyzji zatwierdzającej plan	128
5.4.4.1.3	Opóźnienie przedsięwzięcia.....	129
5.4.4.2	Istnienie nadrzędnego interesu prywatnego Nord Stream 2 w natychmiastowej wykonalności	129
5.5	Prognoza dla całego projektu.....	130
5.5.1	Gazociąg Nord Stream 2	130
5.5.2	Wykonalność dołączających się urządzeń infrastruktury.....	130
5.5.2.1	Plany operatora systemu przesyłowego.....	130
5.5.2.2	Scenariusz ramowy dla NEP Gas 2016	131



5.5.2.3	Projekt Planu Rozwoju Sieci Gas 2016 (NEP Gas 2016) oraz 2. dokument konsultacyjny dotyczący NEP Gas 2016-2026	133
6	Zestawienie sprawdzonych alternatyw technicznych i wariantów tras	135
6.1	Zadanie weryfikacji alternatyw.....	135
6.2	Warianty techniczne	135
6.3	Obszary alternatywne.....	135
6.3.1	Obszary docelowe.....	136
6.3.2	Zatoka Pomorska	136
6.3.3	Zatoka Greifswaldzka.....	137
7	Zestawienie wyników ekspertyz środowiskowych.....	139
7.1	Studium oddziaływania na środowisko (SOŚ)	139
7.1.1	Zadania i cel studium oddziaływania na środowisko (SOŚ).....	139
7.1.2	Sposób opracowania, metodyka i struktura studium oddziaływania na środowisko (SOŚ).....	139
7.1.2.1	Sposób opracowania i struktura studium oddziaływania na środowisko (SOŚ)	139
7.1.2.2	Metodyka studium oddziaływania na środowisko (SOŚ).....	140
7.1.3	Wyniki studium oddziaływania na środowisko (SOŚ).....	141
7.1.3.1	Podsumowujące przedstawienie oddziaływań projektu na dobra chronione	141
7.1.3.2	Środki zapobiegawcze i minimalizujące	147
7.2	Plany towarzyszące w zakresie ochrony krajobrazu (strefa 12 Mm i WSE)	149
7.2.1	Zadania i cele planów towarzyszących w zakresie ochrony krajobrazu	149
7.2.2	Plan towarzyszący w zakresie ochrony krajobrazu WSE.....	149
7.2.2.1	Sposób postępowania, metodyka i struktura	149
7.2.2.2	Wyniki	150
7.2.3	Plan towarzyszący w zakresie ochrony krajobrazu strefy 12 Mm	151
7.2.3.1	Sposób postępowania, metodyka i struktura	151
7.2.3.2	Wyniki	152
7.3	Ocena w aspekcie wymogów prawa ochrony biotopów (BRP)	156
7.3.1	Zadania i cele oceny w aspekcie wymogów prawa ochronny biotopów (BRP)	156
7.3.2	Sposób opracowania, metodyka i struktura oceny w aspekcie prawa ochronny biotopów (BRP).....	156
7.3.3	Wyniki oceny w aspekcie prawa ochronny biotopów	157
7.4	Oceny oddziaływania na środowisko w aspekcie wymogów dyrektywy siedliskowej (FFH-VUs).....	158
7.4.1	Zadania i cel oceny oddziaływania na środowisko w aspekcie wymogów dyrektywy siedliskowej.....	158



7.4.2	Sposób opracowania, metodyka i struktura oceny oddziaływania na środowisko w aspekcie wymogów dyrektywy siedliskowej	159
7.4.3	Wyniki oceny oddziaływania na środowisko w aspekcie wymogów dyrektywy siedliskowej	159
7.4.3.1	OZW „Zatoka Greifswaldzka, fragmenty cieśniny Strelasund i północny cypel wyspy Uznam” (DE 1747-301).....	160
7.4.3.2	OZW „Ławica Boddenrandschwelle w Zatoce Greifswaldzkiej i fragmenty Zatoki Pomorskiej” (DE 1749-302).....	161
7.4.3.3	Obszar specjalnej ochrony ptaków UE „Zatoka Greifswaldzka i południowa część cieśniny Strelasund” (DE 1747-402)	163
7.4.3.4	Obszar specjalnej ochrony ptaków UE „Zachodnia część Zatoki Pomorskiej” (DE 1649-401)	163
7.4.3.5	Obszar specjalnej ochrony ptaków UE „Zatoka Pomorska” (DE 1552-401).....	164
7.4.3.6	OZW „Wybrzeże na południowo-wschodniej części wyspy Rugia” (DE 1648-302).....	165
7.4.3.7	OZW „Zatoka Pomorska z Ławicą Odrzańską” (DE 1652-301).	166
7.4.3.8	OZW „Adlergrund” (DE 1251-301)	166
7.4.3.9	OZW „Greifwalder Oie” (DE 1749-301)	167
7.5	Ekspertyza w zakresie ochrony gatunków (AFB)	167
7.5.1	Zadania i cel ekspertyzy w zakresie ochrony gatunków (AFB)	167
7.5.2	Sposób opracowania, metodyka i struktura ekspertyzy w zakresie ochrony gatunków	168
7.5.3	Wyniki ekspertyzy w zakresie ochrony gatunków.....	169
7.6	Dyrektywa wodna UE.....	172
7.6.1	Zadania i cel ekspertyzy dotyczącej wymogów dyrektywy wodnej UE	172
7.6.2	Sposób opracowania, metodyka i struktura ekspertyzy dotyczącej wymogów dyrektywy wodnej	173
7.6.3	Wyniki ekspertyzy dotyczącej wymogów dyrektywy wodnej.....	174
7.7	Dyrektywa ramowa w sprawie strategii morskiej (DRSM)	177
7.7.1	Zadania i cel oceny ekspertyzy dotyczącej wymogów dyrektywy ramowej w sprawie strategii morskiej (DRSM)	177
7.7.2	Sposób opracowania, metodyka i struktura ekspertyzy dotyczącej wymogów dyrektywy ramowej w sprawie strategii morskiej.....	178
7.7.3	Wyniki ekspertyzy dotyczącej wymogów dyrektywy ramowej w sprawie strategii morskiej.....	179
7.8	Zgodność z rozporządzeniami w sprawie obszarów chronionych zgodnie z § 20 ust. 2 BNatSchG.....	179
7.8.1	Rozporządzenie w sprawie obszaru chronionego krajobrazu „Zatoka Greifswaldzka”	179



7.8.2	Rozporządzenie w sprawie ustanowienia obszaru chronionego „Zatoka Pomorska”	180
8	Spisy	181
8.1	Spis ilustracji	181
8.2	Spis tabel	182
8.3	Wykaz literatury.....	183
8.4	Spis skrótów.....	187



1 Wprowadzenie i przegląd

Nord Stream 2 AG planuje budowę i eksploatację systemu rurociągów, który będzie transportował gaz ziemny z olbrzymich złóż w Rosji Morzem Bałtyckim przez Niemcy bezpośrednio na rynek gazowy Unii Europejskiej (UE) (w dalszej treści: Projekt Nord Stream 2 lub NSP2). System rurociągów ten będzie przyczyniał się do zapelnienia stale rosnącej luki importowej oraz eliminacji ryzyka związanego z popytem i podażą, które ma wystąpić do roku 2020. W ten sposób rurociąg będzie miał istotny wkład w zaspokojenie zapotrzebowania i zapewnienie bezpieczeństwa dostaw w UE.

Dwie nitki rurociągu o długości 1 225 km każda, przebiegające pod wodą, mają przepustowość wynoszącą około 55 miliardów metrów sześciennych gazu ziemnego rocznie, który będzie dostarczany w ekonomiczny, przyjazny dla środowiska i niezawodny sposób. Łączny wolumen inwestycji wynosi 8 miliardów Euro, z czego 30 procent będzie finansowane z kapitału własnego, a 70 procent z kapitału obcego. Ten projekt infrastrukturalny finansowany z prywatnych środków ułatwi UE zakup czystszej gazu ziemnego o niskiej zawartości węgla i tym samym osiągnięcie wysoko postawionych celów związanych z ochroną środowiska i dekarbonizacją.

Projekt Nord Stream 2 bazuje na udanej budowie i eksploatacji istniejącego rurociągu Nord Stream, którego wysokie standardy w zakresie środowiska i bezpieczeństwa, przyjazna dla środowiska koncepcja logistyczna, transparentna informacja oraz udział opinii publicznej znalazły szerokie uznanie. Rurociąg Nord Stream 2 zostanie zaprojektowany przez Nord Stream 2 AG, spółkę celową założoną w celu realizacji projektu.

Projekt przewiduje budowę i eksploatację dwóch przebiegających pod wodą rurociągów gazowych ze stałą średnicą wewnętrzną 1153 mm (DN 1200) ze stacjami nadawczymi i odbiorczymi tłoków czyszczących, które znajdują się na lądzie. Na potrzeby każdej nitki na dnie morza ułożonych zostanie około 100 000 rur stalowych w powłoce betonowej, każda o wadze 24 ton. Odbędzie się to za pomocą statków układających, na których odbywać się będą wszelkie prace spawalnicze i kontrole jakości układania rur. Układanie rur jest zaplanowane na lata 2018 i 2019. Faza testowa i uruchomienie obu nitek jest przewidziane pod koniec roku 2019.

Trasa rurociągu Nord Stream 2 będzie się przebiegać od rosyjskiego wybrzeża Morza Bałtyckiego na zachód od Sankt Petersburga, w pobliżu Ust'-Ługi bez żadnych odgałęzień, aż do niemieckiego punktu na lądzie w Lubminie niedaleko Greifswaldu. Będzie ona przebiegać w znacznej mierze równoległe do istniejącego rurociągu Nord Stream. Jednak dla nowego rurociągu są przewidziane inne punkty lądowe w Rosji i w Niemczech.

Dokładnie jak w przypadku rurociągu Nord Stream, również rurociąg Nord Stream 2 tłoczy gaz ziemny, który jest doprowadzany z pól na Półwyspie Jamalskim, zwłaszcza z gigantycznego złoża gazu Bowanienkowo, przez nowy Korytarz Północny do Rosji. Poziom mocy wydobywczych złóż na Półwyspie Jamalskim nie osiągnął jeszcze maksymalnej wartości. W przeciwieństwie do nich złoża w rozwiniętym niegdyś regionie Urengoj, które zostały już odkryte, a które płyną do centralnego korytarza gazowego, osiągnęły już lub przekroczyły swoją fazę szczytową.



Planowanie, budowa i eksploatacja rurociągu Nord Stream 2 będzie się odbywać zgodnie z uznawaną na całym świecie normą DNV OS-F 101 dla podmorskich systemów rurociągowych. Jako główną instytucję sprawdzającą -i certyfikującą powołano DNV GL – największą na świecie instytucję certyfikującą statki i jednostki offshore. DNV GL skontroluje wszystkie fazy projektu i potwierdzi pomyślne wstępne uruchomienie gazociągu. Ponadto strona niemiecka zatrudni rzeczoznawcę ds. GasHDrLtgV (rozporządzenie o wysokociśnieniowych przewodach gazowych) lub rzeczoznawcę ds. BVOT (rozporządzenie w sprawie głębokich odwiertów), który będzie nadzorował projekt jako niezależny audytor.

Nord Stream 2 AG będzie inwestorem i podmiotem eksploatującym system rurociągowy Nord Stream 2.

Rurociąg Nord Stream 2 kończy się po stronie niemieckiej w okolicach miejscowości Lubmin, w śluzy odbiorczej (nazywanej dalej „MES“). Ze śluzy odbiorczej gaz ziemny będzie przekazywany do stacji odbiorczej gazu ziemnego (nazywanej dalej „EST“), planowanej przez firmę GASACDE Gastransport GmbH (nazywaną dalej „GASCADE“). Śluza odbiorcza oraz stacja odbiorcza gazu ziemnego stanowią razem tzw. Instalację odbiorczą gazu ziemnego (nazywaną dalej „EA“). Stacja odbiorcza będzie przekazywała gaz ziemny do planowanej europejskiej magistrali gazowej (zwanego dalej „EUGAL“), a za pomocą krótkiego łącza (zwanego dalej „AL NEL“) do istniejącego i eksploatowanego gazociągu północno-europejskiego (zwanego dalej „NEL“). Stacja odbiorcza gazu wraz z krótkim łączem NEL i planowaną magistralą EUGAL są przedmiotem dwóch odrębnych procedur zatwierdzenia projektu stacji GASCADE.

Przedmiotem niniejszych wniosków jest niemiecki odcinek trasy rurociągu Nord Stream 2 w obszarze niemieckiej wyłącznej strefy ekonomicznej (WSE), niemieckich wód terytorialnych oraz w obszarze wyjścia rurociągu na ląd w Niemczech. Dla odcinków trasy poza niemiecką WSE niezbędne są procedury pozwoleń wg jurysdykcji danego państwa leżącego w basenie Morza Bałtyckiego.



2 Wnioskodawca i podmiot eksploatujący

W wymaganych procedurach administracyjnych wnioskodawcą jest

Nord Stream 2 AG; Baarerstrasse 52; 6300 Zug; Szwajcaria

Spółka celowa Nord Stream 2 AG została założona, aby zaplanować, zbudować oraz później eksploatować rurociąg przez Morze Bałtyckie. Firma ma swoją siedzibę w miejscowości Zug (Szwajcaria), właścicielem udziałów spółki jest PJSC Gazprom. PJSC Gazprom posiadając 15-procentowy udział w globalnej produkcji gazu jest największym dostawcą gazu na świecie.

W swojej centrali, spółka Nord Stream 2 AG zatrudnia ponad 200 doświadczonych ekspertów z ponad 20 różnych krajów, którzy są odpowiedzialni za badania, środowisko, ochronę pracowników, technikę, budowę, kontrolę jakości, zaopatrzenie, zarządzanie projektami i zadania administracyjne.

W kwestii zaopatrzenia materiałów i usług spółka Nord Stream 2 stawia na wiodące firmy, zleca im wykonanie prac na podstawie surowych zasad dotyczących zaopatrzenia oraz bazuje na przetargach międzynarodowych. Na dostawę dużych rur o łącznej długości około 2 500 km i wadze całkowitej około 2,2 milionów ton zostały wybrane firmy Europipe GmbH (Mülheim a. d. Ruhr, Niemcy), United Metallurgical Company JSC (OMK; Moskwa, Rosja), a także Chelyabinsk Pipe-Rolling Plant JSC (Chelpipe; Czelabińsk, Rosja). Pierwsze dostawy rur miały miejsce pod koniec września 2016 roku. Wykonanie powłoki betonowej, podpór rurociągu oraz logistykę powierzono firmie Wasco Coatings Europe B.V., która ma zakłady do wykonywania powłok betonowych z powierzchnią do magazynowania rur w fińskiej miejscowości Kotka oraz w Mukran na niemieckiej wyspie Rugia, a także – zgodnie z obecnym stanem wiedzy – dwa zakłady w regionie Morza Bałtyckiego produkujące podpory rurociągu: jeden w Hanko (Finlandia) i jeden w szwedzkim Karlshamn. Nord Stream 2 AG zleciła Allseas budowę rurociągu podmorskiego. Przedsiębiorstwo przeprowadzi prace przy układaniu obu nitek rurociągu w latach 2018 do 2019.

Podobnie jak Nord Stream AG, również spółka Nord Stream 2 AG ma ambicję spełniania najwyższych standardów w kwestii technologii, ochrony środowiska, warunków pracy, bezpieczeństwa, ładu korporacyjnego oraz jawnych informacji i uczestnictwa opinii publicznej.

Spółka Nord Stream AG, jako podmiot eksploatujący istniejący rurociąg Nord Stream, zobowiązała się do znalezienia bezpiecznych i przyjaznych dla środowiska rozwiązań, zarówno w fazie początkowej, jak też podczas planowania i budowy, a także teraz w fazie eksploatacji. Nord Stream AG stawia nie tylko na najnowocześniejsze rozwiązania techniczne, ale także zawsze dowodziła w sposób transparentny, że możliwe jest, aby firma podczas realizacji projektów związanych z budową rurociągów, była w stanie w sposób zrównoważony i kompetentny podchodzić do aspektów środowiskowych i społecznych. Dzięki wdrożeniu systemu zarządzania środowiskiem i sprawami socjalnymi, spółka Nord Stream AG była w stanie nadzorować swoich wykonawców i pilnować realizacji wszystkich zapewnień i zobowiązań. Gwarantuje to dobre i odpowiedzialne społecznie oraz socjalnie zarządzanie, a także transparentne i obszerne raportowanie do władz i przedstawicieli zainteresowanych stron.

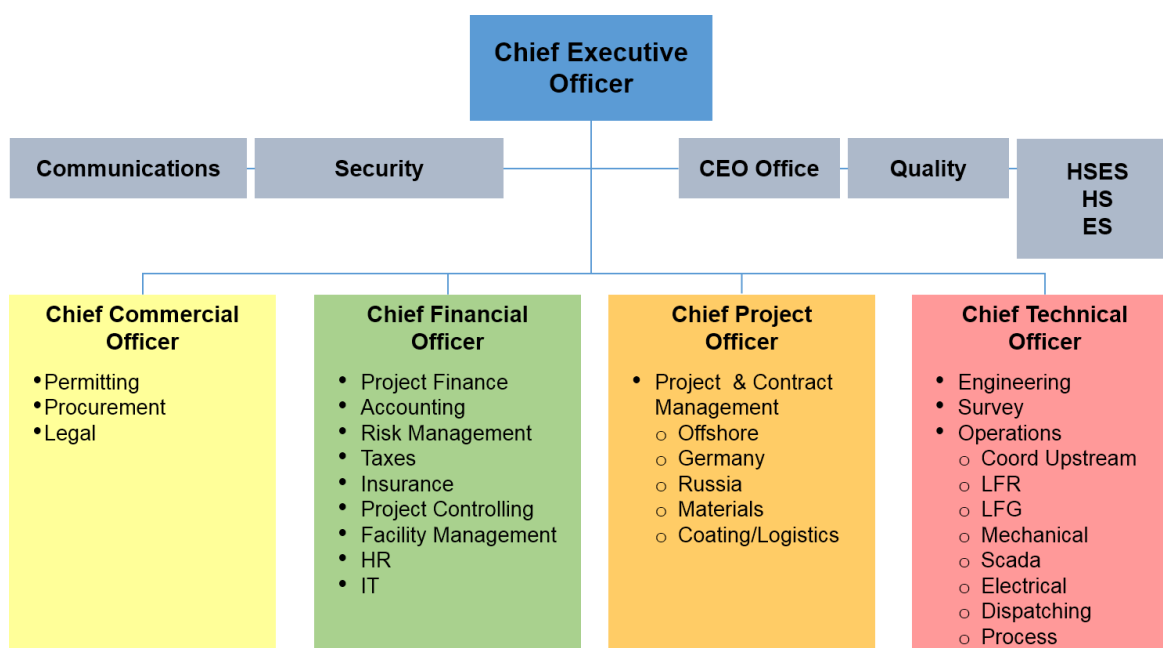
Zgodnie z tym podejściem odbywa się zapewnienie jakości przez dostawców i wykonawców spółki Nord Stream 2 AG oraz przez samą spółkę Nord Stream 2 AG. To podejście do jakości przewyższa standardy, jakie panują zwykle na rurociągach podmorskich. Gwarantuje ono maksymalną niezawodność eksploatacji. Spółka Nord Stream 2 AG jest zdecydowana spełniać standardy społeczne i środowiskowe Międzynarodowej Korporacji Finansowej.



Programy monitoringu środowiska i monitoringu społecznego Nord Stream AG pokazują, że budowa rurociągu po zakończeniu fazy projektowej nie spowoduje żadnych nieprzewidzianych zanieczyszczeń środowiska. Potwierdza to pozytywny przebieg regeneracji po budowie. Wszystkie dotychczasowe wyniki monitoringu pokazały, że budowa miała jedynie niewielkie, ograniczone lokalnie, oddziaływanie, które było w znacznie mierze krótkotrwałe. Również transgraniczne oddziaływanie okazało się mało znaczące. Dane z ekspertyz środowiskowych oraz programów monitoringu zostały przekazane do „Funduszu danych i informacji“, gdzie uzyskać do nich wgląd i wykorzystywać do celów naukowych.

Wyniki wcześniejszych ekspertyz, a także doświadczenie zdobyte podczas budowy i eksploatacji zapewniają i będą przyczyniały się do tego, że rurociąg Nord Stream 2 będzie spełniał wymagania tych samych, surowych standardów środowiskowych i umożliwi prowadzenie budowy bez trwałego obciążania środowiska.

Nord Stream 2 stawia na transparentność i otwarty dialog. W tym celu firma utworzyła własną stronę internetową, na której można zdobyć obszerne informacje na temat projektu oraz wysłać odpowiednie zapytania.



Rys. 2-1: Odpowiedzialność w ramach organizacji



3 Opis projektu Nord Stream 2

3.1 Historia projektu

Projekt Nord Stream 2 może czerpać z dobrych doświadczeń i sukcesu, które zostały pozyskane podczas budowy i eksploatacji istniejącego rurociągu Nord Stream.

Projekt rurociągu Nord Stream, który po zakończeniu budowy świętowano jako kamień milowy w długoletniej współpracy energetycznej między Rosją a UE, jest ważnym przyczynkiem do uzyskania wspólnego celu: bezpiecznego, niezawodnego i trwałego wzmocnienia bezpieczeństwa energetycznego w Europie.

Pierwsza nitka rurociągu Nord Stream została uruchomiona w roku 2011, druga w roku 2012. Cały Projekt, który został zrealizowany zgodnie z harmonogramem czasowym i planem kosztowym, otrzymał liczne wyróżnienia za wysokie standardy ochrony środowiska i BHP, przyjazną dla środowiska koncepcję logistyczną, otwarty dialog i udział opinii publicznej.

W maju 2012 r. udziałowcy spółki Nord Stream AG powierzyli jej wykonanie studium wykonalności dla dwóch rurociągów. Studium obejmowało rozwiązania techniczne, alternatywne trasy odcinków, badanie oddziaływania na środowisko oraz możliwości finansowania. Studium wykonalności potwierdza, że rozszerzenie rurociągu Nord Stream o jedną lub dwie dodatkowe nitki jest możliwe.

W studium wykonalności spółka Nord Stream AG przyjęła trzy opcje przebiegu trasy, które należy dalej zbadać w oparciu o badania rozpoznawcze, badanie nieszkodliwości dla środowiska oraz odzew wśród akcjonariuszy, aby wypracować optymalną propozycję trasy.

W roku 2012 spółka Nord Stream AG złożyła niezbędne wnioski o pozwolenia na badania w odpowiednich krajach. Celem było dalsze zbadanie różnych wariantów trasy w celu ustalenia optymalnego przebiegu trasy pod kątem minimalizacji długości oraz obciążenia środowiska.

22 marca 2013 roku Nord Stream AG złożyła wniosek o zatwierdzenie projektu zgodnie z § 43 zdaniem 1 pkt. 2 niemieckiej ustawy o godpodarce energetycznej (EnWG) dotyczący budowy i eksploatacji dwóch gazociągów o średnicy większej niż 300 milimetrów oraz pozwolenie zgodne z § 133 ust. 1 zdaniem 1 pkt. 1 i pkt. 2 niemieckiej ustawy o górnictwie BBergG na budowę i eksploatację rurociągu tranzytowego. Jak tylko spółka Nord Stream AG w kwietniu 2013 roku przedłożyła dokument informacyjny projektu (PID) rozbudowy, stał się on ważnym kamieniem milowym, który umożliwił planowanie dalszych badań oddziaływania na środowisko. PID prezentował zaproponowany projekt w ramach międzynarodowej procedury notyfikacji, przeprowadzonej zgodnie z konwencją z Espoo. Dzięki temu, potencjalnie zaangażowane strony mogły ocenić, jaką rolę mają odgrywać zgodnie z obowiązującymi wówczas krajowymi przepisami i rozporządzeniami, w przyszłych badaniach oddziaływania na środowisko i społeczeństwo, a także związanymi z tym procesami wydawania/uzyskiwania pozwoleń.

W celu przygotowania dalszego rozwoju projektu rozszerzającego Nord Stream AG omówiła ramy badawcze dla krajowych ocen oddziaływania na środowisko z przedstawicielami pięciu państw, przez których wyłączne strefy ekonomiczne (WSE) lub wody terytorialne przebiegałaby zaproponowana trasa. Zaangażowane państwa to Rosja, Finlandia, Szwecja, Dania i Niemcy. Odbyły się pierwsze konsultacje z władzami i przedstawicielami zainteresowanych strony z innych krajów basenu Morza Bałtyckiego.

Działania Nord Stream AG związane z uzyskaniem pozwoleń, badaniami i pracami technicznymi zostały później przejęte przez założoną wyłącznie na potrzeby tego projektu w lipcu 2015 roku, spółkę Nord Stream 2 AG.



3.2 Przebieg trasy

3.2.1 Informacje ogólne

Rurociągi są oznaczone jako rurociąg A (rurociąg północno-zachodni) i rurociąg B (rurociąg południowo-wschodni). Wszystkie informacje na temat punktów kilometrowych odnoszą się do rurociągu A, o ile nie podano inaczej. Kilometrowanie trasy na niemieckim odcinku rurociągu rozpoczyna się od KP 0 na granicy między duńską a niemiecką WSE i rośnie w kierunku przepływu gazu. W niemieckim punkcie wyjścia na ląd linia brzegowa zostanie przekroczona na kilometrze KP 84.136. Informacje na bazie łącznego kilometrowania rurociągu Nord Stream 2 są odpowiednio oznaczone.

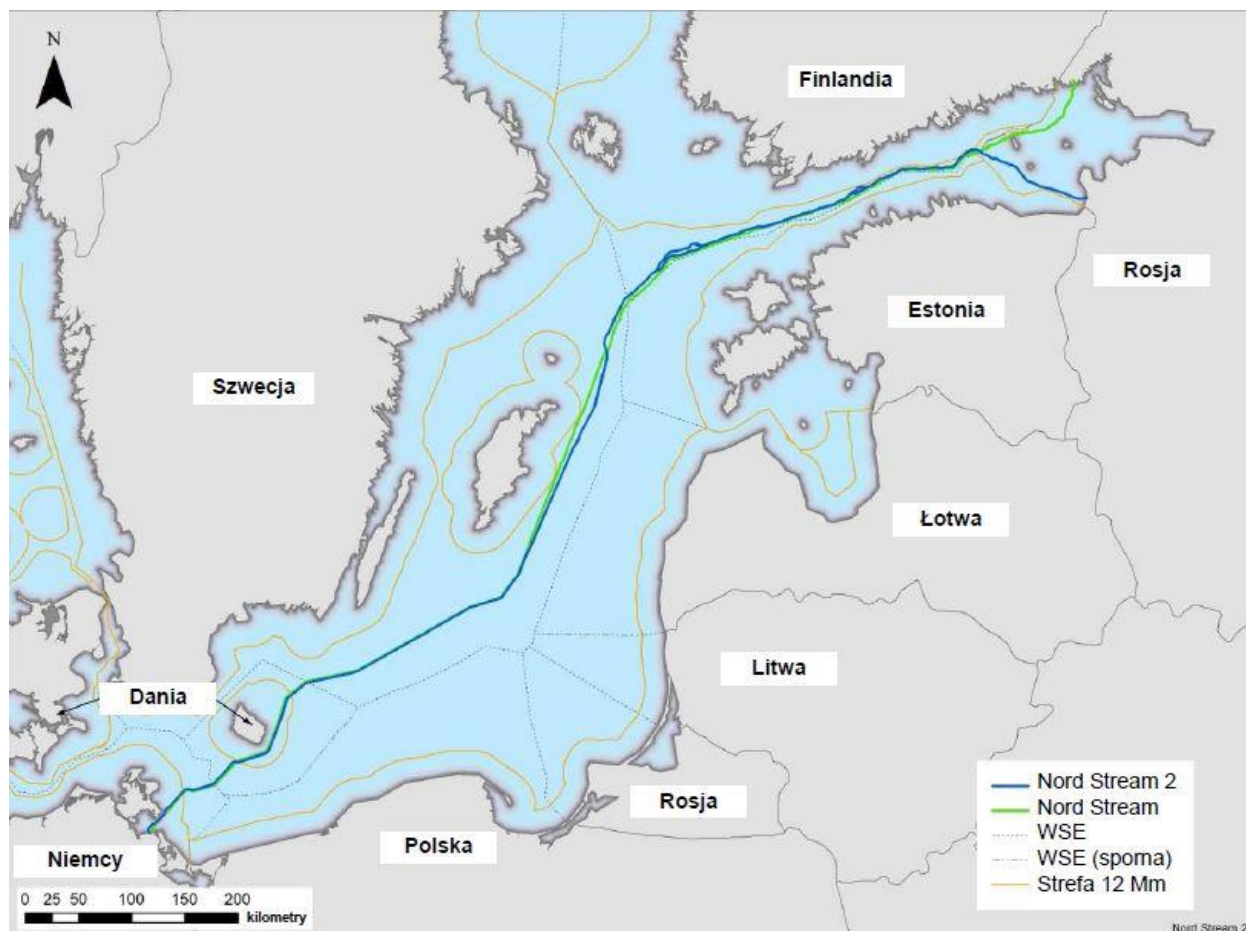
3.2.2 Przebieg trasy, za którą nie jest odpowiedzialna strona niemiecka

Od samego początku w Zatoce Narewskiej, trasa rurociągu Nord Stream 2 przebiega na zachód przez Zatokę Fińską, aby następnie skręcić w kierunku południowo-zachodnim i wejść na WSE Szwecji (patrz Rys. 3-1). Gdy tylko trasa mija szwedzką wyspę Gotlandię po stronie wschodniej, następuje zmiana kierunku na południowy zachód. Na północny wschód od duńskiej wyspy Bornholm, trasa wkracza na duńską WSE i omija w znacznej mierze Bornholm na południowym wschodzie. Dalej przebiega ona w kierunku południowo-południowo-zachodnim i przekracza granicę między duńską a niemiecką WSE na południowym wschodzie obszaru morskiego Ławica Orla.

3.2.3 Przebieg trasy, za którą odpowiedzialna jest strona niemiecka

Po wejściu na niemiecką WSE na południowy wschód od Ławicy Orlej (patrz Rys. 3-2) trasa rurociągu Nord Stream 2 przebiega w kierunku południowo-zachodnim. Po skręceniu najpierw w kierunku zachodnim, a zaraz potem z powrotem w kierunku południowo-zachodnim, trasa przekracza granicę strefy 12 mil (strefa 12-sm).

Trasa przebiega w znacznej odległości od mających znaczenie dla Wspólnoty obszarów Natura 2000 (SCI) "Ławica Orla" (DE 1251-301), "Westliche Rönnebank" (DE 1249 301), „Greifswalder Oie“ (DE1749-301) oraz w bliższej odległości od SCI "Pommersche Bucht mit Oderbank" [Zatoka Pomorska z Ławicą Odrzańską] (DE 1652 301) w obszarze granicy strefy 12 Mm. Ponadto w ramach niemieckiej WSE trasa przebiega przez europejski rezerwat ptaków „Pommersche Bucht“ (DE 1552 401).

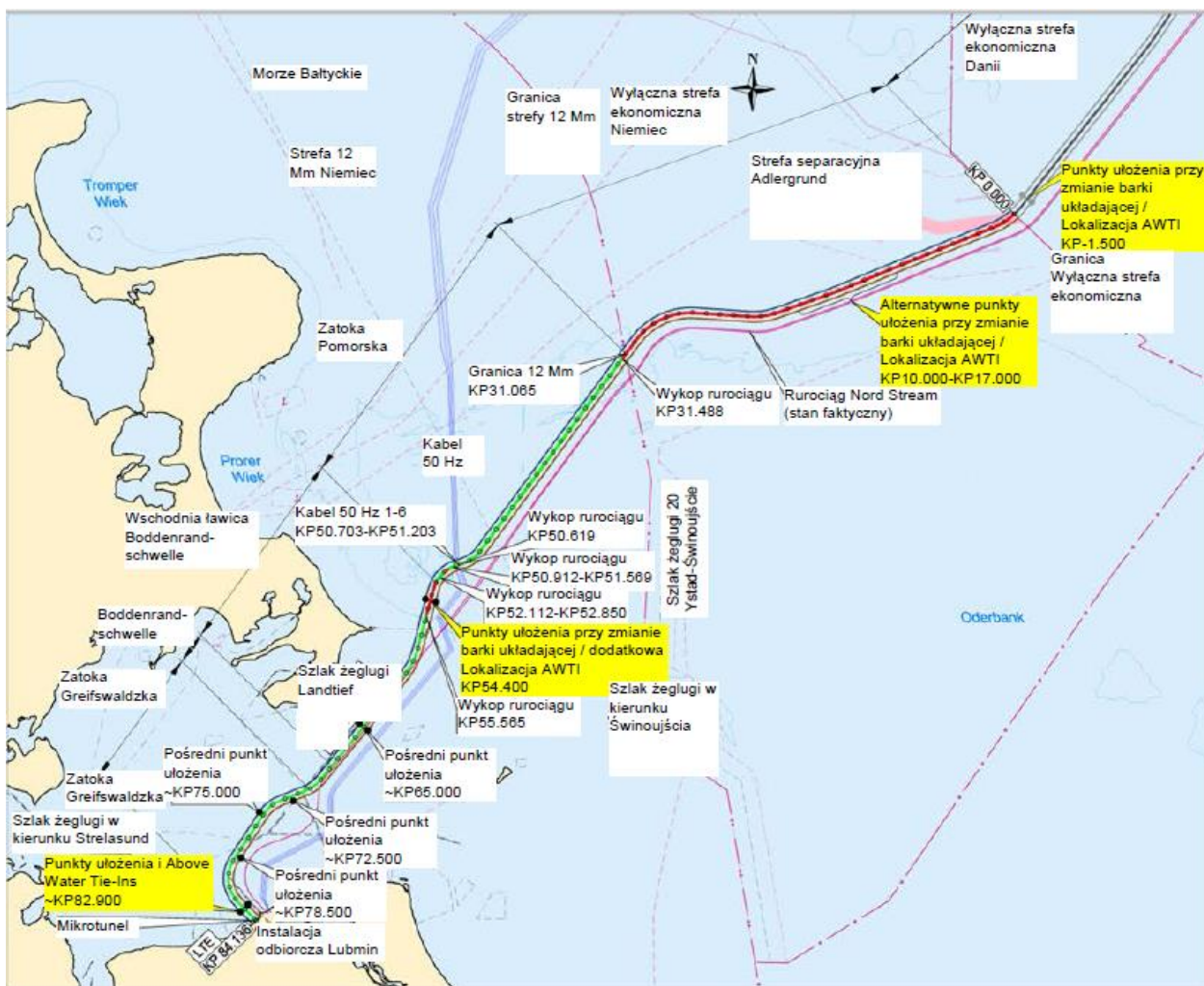


Rys. 3-1: Trasa rurociągu Nord Stream 2 przez Morze Bałtyckie

W strefie 12 mil trasa rurociągu Nord Stream 2 przebiega na południowy zachód przez obszar Zatoki Pomorskiej, obszar flanki wschodniej ławicy Boddenrandschwelle oraz przez ławicę Boddenrandschwelle. Na wysokości Granitz na Rugii trasa dalej skręci w celu skrzyżowania z podmorskim kablem energetycznym.

W tym obszarze trasa rurociągu Nord Stream 2 przebiega przez kilka obszarów Natura 2000, mianowicie przez europejskie rezerwy ptaków „Westliche Pommersche Bucht“ (DE 1649 401) i „Greifswalder Bodden und südlicher Strelasund“ (DE 1747 402) oraz obszary mające znaczenie dla Wspólnoty „Greifswalder Bodden, Teile des Strelasundes und Nordspitze Usedom“ (DE 1747 301) oraz „Ławica Boddenrandschwelle w Zatoce Greifswaldzkiej i fragmenty Zatoki Pomorskiej“ (DE 1749-302).

Po przekroczeniu ławicy Boddenrandschwelle trasa zatoczy promień w kierunku południowo-zachodnim. Po ponownej zmianie kierunku, na zachód od ławicy Schumachergrund, trasa przebiega następnie w kierunku południowo-zachodnim przez Zatokę Greifswaldzką. W odległości ok. 4 km do wybrzeża trasa rurociągu Nord Stream 2 ulega ostatniej zmianie kierunku, aby dotrzeć do linii wybrzeża mniej więcej prostopadle w linii prostej z północnego zachodu na południowy wschód między Seebad Lubmin i portem przemysłowym Lubmin. Trasa rurociągu Nord Stream 2 kończy się w śluzie odbiorczej po przekroczeniu miejsca wyjścia na ląd bez wykopu, przez mikrotunel.



Rys. 3-2: Przebieg trasy po stronie niemieckiej

Legenda: Zielony – rurociąg Nord Stream 2, wkopany w dno morskie
Czerwony – rurociąg Nord Stream 2, ułożony na dnie morskim
Ciemno – niebieski - Rurociąg A
Brązowy – Rurociąg B

Projekt trasy bazuje na wykorzystaniu nadrzędnych zasad projektowania (por. NSP2 dokumentacja do wniosku Weryfikacja wariantów alternatywnych, rozdział 5). Wynika z tego powiązany ze sobą przebieg równoległy trasy rurociągu Nord Stream 2 z istniejącym rurociągiem Nord Stream.

3.2.4 Powiązanie z istniejącą siecią gazociągową

Gaz ziemny będzie transportowany ze złóż w Rosji rurociągiem Nord Stream 2 i będzie on dostarczany do Niemiec do instalacji odbiorczej na powierzchni ziemi.

Stamtąd następuje dalszy przesył gazu ziemnego do europejskich magistrali przez istniejący gazociąg NEL w kierunku zachodnim oraz przez nowo planowany gazociąg EUGAL w kierunku południowym. Niezbędne do tego połączenie rurociągu NEL oraz nowego rurociągu EUGAL zostanie zaprojektowane w tym samym czasie przez operatora sieci przesyłowej (GASCADE).



Nowa infrastruktura dystrybucyjna będzie dostarczać gaz ziemny nie tylko do Niemiec i Europy północno-zachodniej, ale także za pośrednictwem magistrali gazowej w austriackim Baumgarten również do Europy środkowej i południowo-wschodniej, będzie to uzupełnienie korytarza południowego. Doprowadzi ona do wzmocnienia infrastruktury gazu ziemnego, magistrali i rynków UE. Jednocześnie nastąpi uzupełnienie istniejącej infrastruktury.

3.3 Krótki opis techniczny

3.3.1 Techniczne dane ramowe instalacji rurowej

Szczegółowy opis techniczny znajduje się w tomie C, Techniczny raport wyjaśniający, rozdział 2. Poniższe rozdziały zawierają podsumowanie.

System rurowy Nord Stream 2 należy do zakresu kompetencji wielu państw. Dlatego w porozumieniu z wszystkimi organami wydającymi pozwolenia, za podstawową normę przyjęto dyrektywę

- DNV-OS-F101 - Podmorskie systemy rurowe (z dnia 01.10.2013)

grupy DNV GL. Ta dyrektywa określa kwestie związane projektem, wyborem materiałów, budową i oddaniem do eksploatacji, a także eksploatacją i uruchomieniem rurociągu podwodnego. Dla strony niemieckiej uzupełnienie stanowią określone ustępy i wycinki poniższych przepisów i norm:

- DIN EN 14161 - Przemysł naftowy i gazowniczy - Rurowe systemy przesyłowe (stan 01.07.2015)
- GasHDrLtgV - Rozporządzenie w sprawie wysokociśnieniowych rurociągów gazowych (stan 31.08.2015)
- DIN EN 1594 – Infrastruktura gazownicza -- Rurowe o maksymalnym ciśnieniu roboczym powyżej 16 bar -- Wymagania funkcjonalne (stan 01.12.2013)
- Przepisy Niemieckiej Agencji Wody i Gazu (DVGW)

Transportowane systemem rurowym Nord Stream 2 medium jest nietoksycznym, jednofazowym gazem ziemnym kategorii D zgodnie z DNV-OS-F101 in DIN EN 14161. Chodzi o suchy, wolny od siarkowodoru gaz ziemny jakości gazu H (gaz wysokokaloryczny).

System rurowy Nord Stream 2 ma nominalną zdolność przesyłową 27,5 mld m³ rocznie na każdy rurociąg i tym samym roczną łączną zdolność przesyłową ok. 55 mld m³ (temperatura referencyjna 20°C, ciśnienie referencyjne 1 atm.).

Na podstawie obliczeń hydraulicznych i wymagań technicznych ustalono podstawowe parametry rurociągu Nord Stream 2. Są one opisane w sposób podsumowujący poniżej:

- Podwójny rurociąg, średnica znamionowa każdego z nich - 48 cali (zgodnie z DN 1 200)
 - Stała średnica wewnętrzna ID = 1 153 mm
 - Maksymalne dopuszczalne ciśnienia robocze
- Rurociąg Nord Stream 2 jest podzielony na odcinki o różnym maksymalnym dopuszczalnym ciśnieniu roboczym (Maximum Allowable Operating Pressure, MAOP).



Tab. 3-1: Odcinki maksymalnego dopuszczalnego ciśnienia roboczego

Odc.	Długość odcinka	Punkty kilometrowe	MAOP	Geometr. objętość na każdy przewód
1	300 km	PK 0 do PK 300	22 MPa (g) = 220 barg	313 200 m ³
2	375 km	PK 300 do PK 675	20 MPa (g) = 200 barg	391 500 m ³
3	550 km	PK 675 do PK 1225	17,75 MPa (g) = 177,5 barg	574 000 m ³

Uwaga: Podane punkty kilometrowe odnoszą się do rurociągu A i łącznego kilometrażu rurociągu Nord Stream 2 (PK 0 przy linii brzegowej w Rosji). Informacje na temat długości, objętości i PK zawierają jedynie przybliżone wartości. Zakres kompetencji strony niemieckiej opisany jest w całości w rozdziale 3.

- Rury rurociągu
Spawane wzdłużnie (spawanie łukiem krytym), materiał rur 485 SAWL FD(U) zgodnie z DNV-OS-F101, wymagana minimalna granica plastyczności 485 N/mm², długość poszczególnych rur ok. 12,2 m
- Grubość ścianek rurociągów
Na podstawie powyższych informacji oraz określenia kategorii ułożenia poszczególnych odcinków, poszczególne nitki rurociągu Nord Stream 2 zostały podzielone na następujące zakresy grubości ścianek:

Tab. 3-2: Zakresy grubości ścianek rurociągu Nord Stream 2

Odcinek	MAOP	Grubość ścianek
Stacja śluzy nadawczej Rosja do PK 300	220 barg	34,6 mm
KP 300 – KP 675	200 barg	30,9 mm
KP 675 do ok. 500 przed linią brzegową w Niemczech	177,5 barg	26,8 mm
Od 500 m od strony morza do śluzy odbiorczej	177,5 barg	41,0 mm

Uwaga: Podane punkty kilometrowe odnoszą się do rurociągu A i łącznego kilometrażu rurociągu Nord Stream 2 (PK 0 przy linii brzegowej w Rosji).

- Powłoka wewnętrzna
Epoksydowa powłoka wewnętrzna w celu redukcji strat ciśnienia, ochrony przed korozją w fazie budowy oraz tymczasowego składowania
- Ochrona przed korozją
 - Podstawowy system: Trójwarstwowa powłoka zewnętrzna z polietylenem (PE)
 - System pomocniczy: Ochrona katodowa z galwanicznych anod protektorowych (aluminium)
- Zabezpieczenie przed pływalnością
Powłoka betonowa w celu zagwarantowania dużej stabilności podpór, grubość betonu między ok. 60 mm a ok. 100 mm, gęstość betonu 3 040 kg/m³



- Urządzenia na lądzie
Rurociąg będzie wychodził z Zatoki Greifswaldzkiej przez obszar płytkich wód, linię brzegową, pas wydm i lasy wydmowe, a także różne elementy infrastruktury na lądzie (ulica, tory kolejowe, różne rurociągi), w postaci mikrotunelu bez wykopów, zanim rury systemu rurociągów Nord Stream 2 trafią ostatecznie do śluzy odbiorczej na lądzie. Śluza odbiorcza obejmuje śluzę nadawczo-odbiorczą tłoków, zabezpieczające zawory odcinające, budynek eksploatacyjny, a także odprowadzające rurociągi obejściowe, które stanowią przejście do stacji odbiorczej gazu.

3.3.2 Realizacja budowy

3.3.2.1 Informacje ogólne

Z przebiegu trasy oraz ramowych warunków technicznych systemu rurociągów Nord Stream 2 wynikają opisane poniżej wytyczne dotyczące realizacji budowy, która wchodzi w zakres kompetencji po stronie niemieckiej.

Rurociąg Nord Stream 2 zostanie ułożony zgodnie z aktualnym stanem techniki, uznana metodą S-Lay. Z uwagi na głębokości wody występujące po stronie niemieckiej na pewnych odcinkach należy zastosować barki do układania rur drugiej i trzeciej generacji lub statki układające czwartej generacji. Z uwagi na przestrzenny i czasowy przebieg układania rur w różnych miejscach wzdłuż trasy należy stworzyć połączenia między poszczególnymi nitkami rurociągu poprzez spawanie nad wodą (Above Water Tie-Ins, AWTI).

W odcinkach trasy o głębokości mniejszej niż -17,5 m ze względów bezpieczeństwa (bezpieczeństwo statków, ochrona rurociągów przed wpływem z zewnątrz) rurociągi będą układane we wcześniej wykopanych rowach, a następnie zakryte ziemią.

W odcinkach trasy o głębokości poniżej -17,5 m rurociągi będą układane na dnie morza. Zgodnie z obecnym stanem planowania, wkopywanie rurociągów w tych odcinkach nie jest konieczne. Jeśli będą tutaj konieczne działania wymagające korekty zwisów lub w stabilizacji podpór, można je zrealizować poprzez lokalne wyrównanie dna morskiego przed ułożeniem lub wyrównanie punktów przyłożenia poprzez przeoranie lub przepłukanie miejsca na rurociąg. Ponadto może być konieczne zastosowanie podpsyki z kamieni.

Warstwa zakrywająca rurociąg Nord Stream 2 i tym samym również głębokość wykopu na rury różni się w poszczególnych odcinkach trasy z uwagi na zmienne wymagania. W punkcie wyjścia na ląd na wybrzeżu, wymagana grubość warstwy zakrywającej wynosi 2,2 m. Wartość ta uwzględnia spodziewaną erozję wybrzeża w całym okresie eksploatacji systemu rurociągów. Ponadto pas wybrzeża przecinają dwa mikro-tunele o długości ok. 700 m, dzięki czemu nie ma potrzeby kopania.

W celu minimalizacji wpływu środowiskowego na obszarze Natura 2000-SCI na terenie Zatoki Greifswaldzkiej oba rurociągi zostaną ułożone na odcinku ok. 30 km we wspólnym wykopie. Na tym odcinku minimalne przykrycie rurociągu ziemią wynosi między 0,5 m a 1,55 m.

W obszarze skrzyżowania ze szlakiem żegludowym w Zatoce Greifswaldzkiej należy uwzględnić dodatkowe wymogi stosownych urzędów. Dlatego konieczne będzie wykonanie pokrycia rurociągu w obszarze szlaku żegludowego „Ariadnegrund“ do 4,9 m, a w obszarze szlaków żegludowych „Böttchergrund“ i „Schumachergrund“ (wejście do rzeki Piana) do 4,5 m.

Po przekroczeniu granicy morskiej SCI Zatoki Greifswaldzkiej rurociąg zostanie ułożony w dwóch oddzielnych wykopach sięgających niedaleko strefy 12 Mm. Będzie tutaj konieczne minimalne zakrycie rurociągu warstwą do 0,5 do 1 m. Z uwagi na głębokość wody w obrębie koryta Odry, rurociągi zostaną tam ułożone w postaci dwóch krótkich odcinków.



Przed końcem wkopanego odcinka, aż do granicy niemieckiej WSE rurociągi zostaną ułożone również na dnie morza.

Śluza odbiorcza znajdująca się na lądzie zostanie zbudowana z zastosowaniem procesów i urządzeń popularnych w budownictwie instalacji.

Budowa rurociągu podmorskiego wraz z wykopaniem i zasypaniem wykopu na rury, budową śluzy odbiorczej w odcinku znajdującym się na lądzie, a także wyjście na ląd za pomocą przejścia bez wykonywania wykopu zostaną dokładniej opisane w kolejnych rozdziałach.

3.3.2.2 Rurociąg podmorski

3.3.2.2.1 Prace pomiarowe oraz usuwanie środków bojowych

Przed rozpoczęciem prac budowlanych odbędzie się przeszukanie trasy rurociągu, co służy utworzeniu bazy danych na potrzeby planowania szczegółowego. Podczas tych czynności nastąpi rejestracja morfologiczna powierzchni dna morskiego w korytarzu trasy rurociągu, a także w innych miejscach związanych z budową (np. korytarze do kotwienia). Jednocześnie zostaną przeprowadzone badania geotechniczne dna morskiego oraz poszukiwanie elementów metalowych (np. środków bojowych).

Elementy metalowe zlokalizowane podczas przeszukania zostaną sklasyfikowane na podstawie właściwości fizycznych. Jednocześnie zostaną na nowo odnalezione i przebadane obiekty zidentyfikowane jako prawdopodobne środki bojowe. Następnie środki bojowe zidentyfikowane jednoznacznie jako zdatne do wydobycia i transportu zostaną zabezpieczone i prawidłowo zutylizowane. W przypadku natrafienia na środki bojowe niezdatne do wydobycia lub nie dające się jednoznacznie zidentyfikować obiekty, nastąpi lokalna zmiana trasy rurociągu. Wszystkie prace związane ze środkami bojowymi zostaną przeprowadzone w ścisłej współpracy z właściwymi urzędami.

Ponadto pracom budowlanym będą ciągle towarzyszyć prace pomiarowe. Przed rozpoczęciem wykopów nastąpi rejestracja pierwotnego stanu dna morskiego. Podczas wykopów zostanie zmierzony wykop na rurę. Bezpośrednio przed ułożeniem rurociągu wykop zostanie sprawdzony pod kątem zgodności z planem oraz braku przeszkód. Podczas układania rur zostanie przeprowadzona kontrola ułożonych nitek rurociągu. Również podczas zasypywania wykopu na rurę zostaną przeprowadzone prace pomiarowe. W końcu, po zakończeniu zasypywania zostanie sprawdzony stan rzeczywisty dna morskiego oraz ostateczna pozycja położonych rurociągów.

3.3.2.2.2 Wybieranie, transport i tymczasowe składowanie dna morskiego

Kopanie wykupu na rurę odbywa się w procesie kopania na mokro. Wykorzystywane będą mechaniczne i hydrauliczne procesy kopania. Z uwagi na różnorodne właściwości gleby w niemieckiej strefie brzegowej, podczas tworzenia wykopu zostanie wykopany materiał z dna, który nadaje się do zasypywania wykopu oraz taki, który się do tego nie nadaje.

Spoiste rodzaje gruntu nadają się do zasypywania wykopu jedynie warunkowo lub nie nadają się do tego wcale i zostaną przeniesione na odpowiednie składowisko na lądzie, gdzie zostaną wykorzystane lub docelowo zmagazynowane. Również wykopany materiał o dużej zawartości dodatków organicznych nie będzie wykorzystany do zasypania wykopu ani zatopiony w morzu, lecz zostanie przetransportowany na odpowiednie składowisko na lądzie.



Wykopany materiał, który nadaje się do zasypywania (głównie piasek), zostanie przetransportowany na morskie tymczasowe składowisko w pobliżu wyspy Uznam (por. Rys. 3-2) w celu późniejszego odebrania. Morskie składowisko tymczasowe znajduje się w okolicach składowiska, które było już wykorzystywane podczas budowy istniejącego rurociągu Nord Stream. Łączna powierzchnia morskiego tymczasowego składowiska ma rozmiar ok. 3 km². Aby różne typy gleby pozyskane podczas wykopów móc składować osobno na morskim tymczasowym składowisku, zostanie ono podzielone na różne obszary i do każdego typu gleby zostanie przypisany odrębny obszar. Dzięki temu w momencie pobierania gleby do zasypywania możliwe jest precyzyjne odebranie materiału na potrzeby zasypywania wykopu.

W celu planowego sterowania wszystkimi pracami ziemnymi, wszystkie urządzenia stosowane do wykonywania tych prac zostaną wyposażone w odpowiedni logistyczny system nawigacyjny, który w czasie rzeczywistym monitoruje i rejestruje pobór, transport i składowanie gleby.

Urządzenia do wykopów

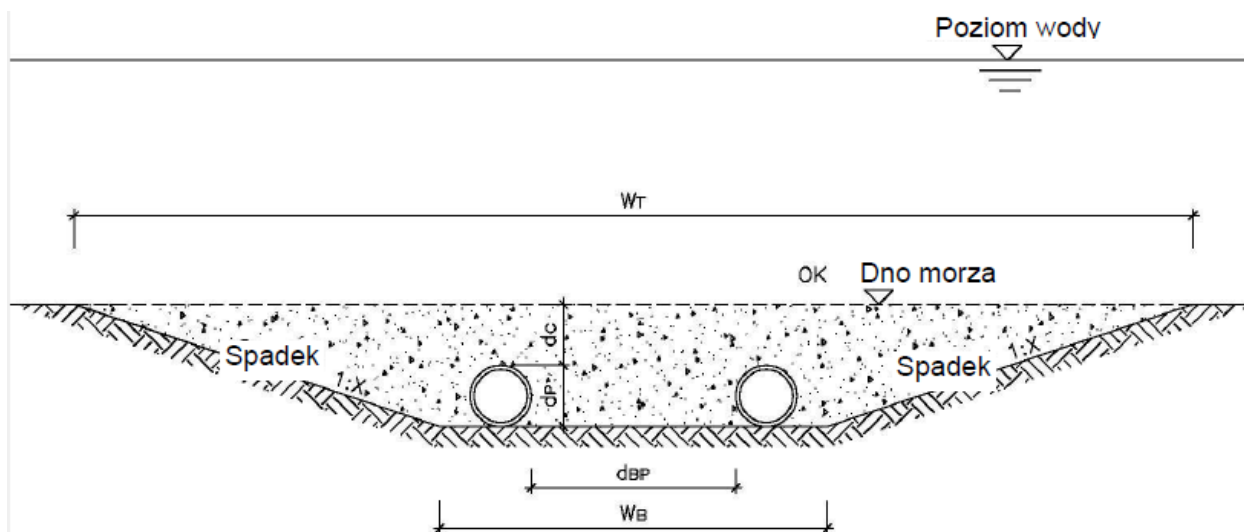
Do wybierania zwartej i mieszanej gleby, a także do prac pogłębiarskich na małej głębokości wody przewidziane są zasadniczo pogłębiarki podsiębierne. Do wywiezienia gleby z pogłębiania należy wykorzystać barki samobieżne. Piaszczyste typy gleby, które można spotkać na dłuższych odcinkach trasy poza Zatoką Greifswaldzką, należy przekopywać i odtransportować pogłębiarką nasiębierną ssącą ze smokiem wleczonym. Ewentualnie można wykorzystać również pogłębiarki wieloczerpakowe z barkami samobieżnymi.

Wykopy i wybierana ilość materiału

W celu zmniejszenia ilości wybieranego materiału należy używać do wykopów stosunkowo wąski profil łyżki (patrz Rys. 3-3). W celu ułożenia obu rur, wykop w prostych odcinkach powinien mieć szerokość u podstawy wynoszącą ok. 8,5 m, z kolei na zakrętach z uwagi na specyfikę układania rur szerokość u podstawy powinna wynosić 10,5 m. Szerokość u podstawy poszczególnych wykopów wynosi 5 m.

Na długości ok. 49 km między odcinkiem na lądzie a KP 31 zostanie wybranych ok. 2 500 000 m³ materiału.

Z uwagi na zwiększony udział komponentów organicznych, ok. 145 000 m³ materiału z wykopu może nie być zdatne do zasypania i należy przenieść ten materiał na ląd. Kolejnych ok. 125 000 m³ materiału z wykopu również nie nadaje się do ponownego zasypania z uwagi na swoje właściwości wiążące i należy go wykorzystać lub zmagazynować materiał na lądzie. Tego rodzaju glebę można napotkać w Zatoce Greifswaldzkiej i na dnie w stronę morza od zatoki aż do dna Odry, a materiał z wykopu na ławicy Odrzańskiej w znacznej mierze składa się z materiału nadającego się pod ponownego zasypania.



Legenda	Opis
WT	Górna szerokość wykopu
dc	Warstwa zakrywająca
dp	Średnica rury
WB	Dolna szerokość wykopu wspólnych wykopów: na prostych 8,5 m / na krzywych 10,5 m Dolna szerokość wykopu dla wykopu oddzielnego: 5 m
dBP	Odstęp między rurami
dT	Głębokość wykopu = $dc + dp$

Rys. 3-3: Szerokość wykopu

3.3.2.2.3 Baza zaopatrzeniowa na lądzie

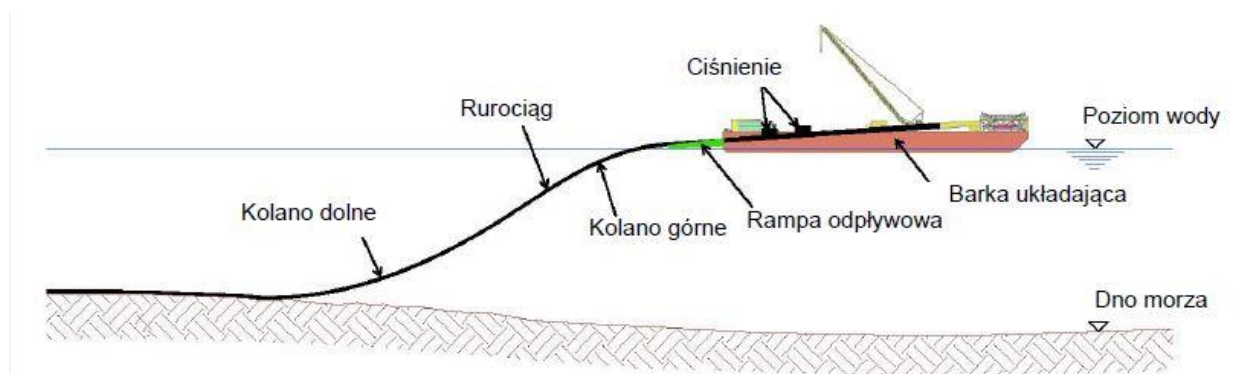
Roboty budowlane na morzu, związane z budową rurociągu Nord Stream 2, wymagają bazy zaopatrzeniowej na lądzie. Tutaj są składowane tymczasowo i przeladowywane rury i inne materiały. Planowaną siedzibą bazy zaopatrzeniowej dla strony niemieckiej jest obszar portowy portu Mukran (dawniej „Port Sassnitz-Mukran“) oraz okoliczne powierzchnie przemysłowe. Ponadto, w tym miejscu przewiduje się wyposażyć rury w powłokę betonową i ew. anody protektorowe.



3.3.2.2.4 Układanie rurociągu - koncepcja układania S-Lay

Układanie rurociągu Nord Stream 2 będzie realizowane metodą S-Lay. W obszarze nadbrzeżnym wyjścia na ląd, na wodach o głębokości od ok. 5 m do ok. 18 m, okolicach PK 54,000 zastosowana zostanie barka układająca drugiej generacji. Układanie w okolicach Zatoki Pomorskiej oraz WSE odbywa się z użyciem barki układającej trzeciej generacji lub statku układającego czwartej generacji. Statek układający czwartej generacji do utrzymania swojego położenia, w zależności od głębokości wody, wykorzystuje kotwice lub ustawia się dynamicznie na danym odcinku. Barka układająca drugiej generacji ma płaski korpus, podobnie jak ponton. Jej standardowa wydajność układania wynosi około 150 - 1000 m/24 h. Barka układająca trzeciej generacji (półzanurzalny statek układający) lub statek układający czwartej generacji w celu zwiększenia wydajności układania wykorzystuje prefabrykowane podwójne odcinki rurowe (Double Joints), które składają się z dwóch zespawanych ze sobą rur pojedynczych. Standardowa wydajność układania wynosi około 1 500 - 3 000 m/24 h.

W celu stworzenia i ułożenia rurociągu na dnie morza metodą S-Lay, na barce układającej łączy się odcinek rurowy z dwóch pojedynczych rur. Ten odcinek rury zostanie ułożony przez barkę układającą na dnie morza w kontrolowanym wygięciu w kształcie litery S, jak pokazano na poniższej ilustracji.



Rys. 3-4: Metoda S-lay (schemat)

W ramach planowania szczegółowego ma miejsce obliczanie i stałe monitorowanie podczas układania rurociągu potencjalnych obciążeń i oddziaływania (masa rur, głębokość wody, falowanie, prąd, wiatr itp.) na pasmo rurowe i barkę układającą w celu zdefiniowania różnych parametrów układania (promień skrętu pasma rurowego, siła rozciągająca, prędkość układania itp.), aby zagwarantować zgodne z planem układanie rurociągu.

Podczas typowego układania metodą S-Lay wykonuje się następujące czynności robocze:

- **Uruchomienie:**
Aby rozpocząć układanie rur, tworzy się punkt zakotwienia, który umożliwia wygenerowanie niezbędnej siły rozciągającej w celu kontroli dolnego łuku (Sagbend) rurociągu.
- **Odkładanie i podnoszenie:**
Odkładanie i podnoszenie („Abandonment & Recovery“, A&R) to działanie podczas układania, które umożliwia odłożenie rurociągu w danym punkcie trasy, a następnie podniesienie w celu kontynuowania układania. Odłożenie i późniejsze podniesienie może być planowanym procesem w ramach wykonywania określonej sekwencji układania rurociągu, np. podczas zmiany barki układającej. Odłożenie rurociągu może być konieczne również w przypadku złej pogody, gdy wskutek wiatru i fal za duże ruchy (siły) stanowią zagrożenie dla kontrolowania siły rozciągającej i tym samym promieni zgięcia pasma rurowego. Ponadto odłożenie opisuje planowane odłożenie rurociągu w punkcie, w którym rurociąg lub odcinek rurociągu kończy się.



- **Above Water Tie-In:**
Above-Water-Tie-In (AWTI) można przeprowadzić, aby połączyć ze sobą dwa ułożone niezależnie od siebie odcinki rurociągu na płytkiej wodzie. W tym celu barka układająca (lub statek roboczy o porównywalnej wielkości) jest wyposażona w kilka urządzeń dźwigowych wzdłuż dłuższej burty. Służą one do podnoszenia obu pasm rurowych i ustawiania ich nad powierzchnią wody („above water“) w celu zespawania. Po wykonaniu, sprawdzeniu i zaizolowaniu spawu łączącego, rurociąg jest obracany na bok tak, aby rurociąg na dnie morskim był wygięty w poziomy łuk, który jest odpowiednikiem łuku w pionie w stanie rozciągniętym podczas tworzenia spawu.
- **Przebieg prac podczas układania rur:**
Na pokładzie barki układającej na linii produkcyjnej produkowane jest pasmo rurowe z pojedynczych rur. Linia produkcyjna pasma rurowego rozpoczyna się w obszarze dzioba, a kończy się na rufie barki układającej.

System kotwic do ustawiania i holowania barki układającej lub statku układającego składa się zwykle z dziesięciu do dwunastu wciągarek i kotwic, które obsługuje się centralnie z mostka barki układającej. Ponadto statek układający czwartej generacji jest wyposażony w dynamiczny system pozycjonowania.

Specjalnie przeszkoleni i wykwalifikowani spawacze w kilku punktach spawania, za pomocą pół- lub całkowicie automatycznych procesów spawania, łączą rury na barce układającej w nieprzerwany odcinek. Następnie ma miejsce kontrola spawów oraz utworzenie powłoki w miejscu spawu.

Częstotliwość prac (postęp prac spawalniczych) decyduje o prędkości układania i tym samym określa czas potrzebny na instalację rurociągu Nord Stream 2.

Do układania wykorzystywane są różne statki oraz, jak opisano na wstępie, dwa lub trzy różne typy urządzeń układających:

- barka układająca drugiej generacji
- barka układająca trzeciej generacji (półzanurzalna) do produkcji podwójnych rur
- lub statek układający czwartej generacji do produkcji podwójnych rur

Podczas układania rurociągu każda barka układająca metodą S-Lay jest wspomagana przez poniższe jednostki lub urządzenia:

- Holownik do obsługi kotwic do układania kotwic, holowania barki między pozycjami
- Statek do transportu rur i innych materiałów na barki układające
- Statki badawcze do pomiarów wykopów na rury i ułożonych przewodów
- Statki wielofunkcyjne do różnych zadań (m.in. holowanie, zaopatrzenie, układanie kotwic, statek strażniczy)

3.3.2.2.5 Zasypanie wykopu na rurociąg

Po ułożeniu rurociągu Nord Stream 2 następuje zasypanie wykopu na rurociąg. Do tego celu wykorzystuje się pozyskaną wcześniej podczas wykonywania wykopu i tymczasowo składowaną na morskim składowisku tymczasowym glebę, o ile nadaje się do tego celu. W celu wyrównania ilości gleby, która została usunięta podczas wykopu, ale nie nadaje się do jego zasypania oraz w celu wyrównania strat podczas wykopywania do zasypania wykorzystywany jest odpowiedni materiał ze składowiska zewnętrznego.



Do zasypywania wykopu na rurę wykorzystuje się pogłębiarkę nasiębierną ssącą ze smokiem wleczonym (TSHD), która transportuje glebę pobraną z morskiego składowiska tymczasowego np. za pomocą tzw. dyfuzorów z powrotem do wykopu. W takiej sytuacji pogłębiarka nasiębierna ssąca ze smokiem wleczonym jest połączona z dyfuzorem znajdującym się na pontonie. Zasypywanie wierzchnią warstwą gleby odbywa się w ten sam sposób.

3.3.2.2.6 Podsyпка z kamieni i korekta zwisów

W ramach instalacji rurociągu Nord Stream 2 przewidziano podsypkę z kamieni w miejscach, w których przewidziano Above Water Tie-Ins. Podsypka z kamieni służy jako element stabilizujący położenie rurociągu. Ponadto może być konieczne wykonanie dodatkowej podsypki, aby zapobiec zwisom (Free Spans) rurociągu lub je zredukować. Jednak te prace nie są przewidziane.

Podsypka z kamieni zostanie wykonana przed oraz/lub po ułożeniu rurociągu, odpowiednio do panujących warunków. Materiał pozyskany z kamieniołomów ma typową wielkość ziarna od 16 mm do 150 mm. Kamienie są układane w pożądanym miejscu za pomocą statków specjalnych z zsuwnią lub rurą spustową. Wykonanie podsypki z kamieni będzie kontrolowane za pomocą urządzeń pomiarowych.

Kolejną możliwością korekty zwisów jest późniejsze przeoranie lub wykonanie rynny na rurociąg poprzez przepłukanie odpowiednich miejsc. Żadne z tych działań nie jest spodziewane po stronie niemieckiej.

3.3.2.3 Wyjście na ląd i odcinek na lądzie

W miejscu wyjścia na ląd rurociągu Nord Stream 2 w pobliżu miejscowości Lubmin przewidziana jest budowa instalacji odbiorczej (EA) na lądzie składającej się ze śluzy odbiorczej (MES) oraz stacji do odbioru gazu ziemnego (EST). Do tego celu zostaną zastosowane procesy i urządzenia popularne w budownictwie instalacji. Śluza odbiorcza stanowi jednocześnie punkt końcowy systemu rurociągów Nord Stream 2. Stacja do odbioru gazu ziemnego wymaga odrębnego pozwolenia na budowę. Przekroczenie obszaru płytkich wód oraz wydm przed śluzą odbiorczą powinno nastąpić bez wykopu, z zastosowaniem dwóch mikrotuneli, po jednym tunelu na każdy rurociąg, który zostanie wciągnięty do tunelu.

Teren instalacji odbiorczej znajduje się ok. 350 m za linią brzegową. Na tym odcinku od strony morskiej znajduje się plaża, pas wydm, las nadbrzeżny, istniejące rurociągi gazowe NEL i OPAL, ekran dźwiękochłonny, ulica, tory kolejowe, a także różne przewody zasilające (gaz, prąd, woda, ścieki). Do przekroczenia tego odcinka trasy przewidziane jest wykonanie dwóch mikrotuneli, każdy o średnicy zewnętrznej ok. 2,5 m. Budowa tych obu leżących obok siebie mikrotuneli odbywa się na zasadzie przecisku od wykopu początkowego znajdującego się w obszarze śluzy odbiorczej do punktu docelowego na morzu na głębokości ok. -2 m.

Odstęp osi obu mikrotuneli wynosi w punkcie początkowym ok. 18 m i zmniejsza się liniowo do ok. 10 m w punkcie docelowym po stronie morskiej. Łączna długość każdego z mikrotuneli wynosi ok. 700 m. Każdy tunel zostanie wykonany z rur przeciskowych o średnicy zewnętrznej ok. 2,5 m, grubości ścianek ok. 0,3 m i długości poszczególnych rur od 3 m do 4 m. Rury przeciskowe to rury żelbetonowe zaprojektowane i wykonane do tego celu.



Przed rozpoczęciem prac związanych z budową tunelu dla każdego mikrotunelu wykonany zostanie wykop początkowy w postaci skrzynki grodziowej o powierzchni ok. 15 m x 15 m. Po wykopaniu gleby ze skrzynki grodziowej, dno wykopu początkowego będzie miało postać nieprzepuszczającej wody warstwy betonu. Mogą być potrzebne pale do utrzymania tej warstwy betonu. Górna krawędź warstwy betonowej znajduje się ok. 8 do 10 m pod naturalną krawędzią poziomu terenu. Tylne ścianki wykopu początkowego stanowią przeciwwagę dla sił wynikających z wykonywania przecisku. Następnie w wykopie początkowym umiejscowionym na krawędzi słuzy odbiorczej (MES) zostanie zamontowana maszyna do wiercenia tuneli (TBM) ze stacją wciskającą. Wokół wykopu początkowego zamontowane zostaną wymagane urządzenia zasilające, sterujące i separujące do wykonania przecisku tunelowego. Ponieważ dno wykopu początkowego znajduje się poniżej lustra wody, niezbędne będzie odwodnienie na czas prac związanych z budową tunelu.

Po zakończeniu przygotowań nastąpi równoległe wpuszczenie w ziemię obu mikrotuneli, jednak z niewielkim przesunięciem czasowym. Tunele będą biegły na głębokości, która gwarantuje wymagany odstęp od urządzeń, które będą pod nimi przepływać. Prace związane z budową tunelu będą wykonywane w trybie pracy zmianowej 24 godziny na dobę, siedem dni w tygodniu. Sam proces wykonywania odwiertu odbywa się zdalnie tak, aby do tunelu trzeba było wchodzić tylko w celach kontrolnych i konserwacyjnych.

W celu wywozu materiału z odwiertu oraz redukcji tarcia między powierzchnią zewnętrzną tunelu a otaczającą go glebą zastosowana zostanie płuczka wiertnicza z zawiesiny wodnej/bentonitowej. Zanim otwór tunelu dotrze do miejsca docelowego, ciśnienie w układzie płukania odwiertu zostanie obniżone, aby zapobiec wydostaniu się środka do płukania otworu na dno morskie.

Gdy maszyna do odwiertu tuneli (TBM) dotrze do miejsca docelowego w morzu na głębokości ok. -2 m, w mikrotunelu nastąpi demontaż całego wyposażenia, które było konieczne do wkopania, a tunele zostaną przygotowane do wciągnięcia nitek rurociągu. Jednocześnie z budowy zostaną usunięte urządzenia zasilające, sterujące i separujące.

W punkcie docelowym mikrotunelu zostanie zrobiony wykop na ułożenie maszyny TBM. Jednocześnie dno wykopu znajduje się na wysokości dna mikrotunelu ok. 5 m pod naturalnym poziomem dna morskiego. Następnie maszyny TBM zostaną odłączone od mikrotuneli za pomocą odpowiednich statków roboczych lub dźwigów pływających, wspomaganych przez nurków, a także zabezpieczone. Następnie wykop ten zostanie wydłużony w kierunku północno-zachodnim, gdzie zostanie wyprowadzony do wykopu na rurę na głębokości wody ok. -5 m.

Po wciągnięciu nitek rurociągu przez mikrotunele pozostała przestrzeń między nitkami a ściankami wewnętrznymi mikrotunelu zostanie uszczelniona zaprawą.

W słuzy odbiorczej, za szybem tunelu, wzdłuż rurociągu znajduje się podziemny blok kotwiący. Ten blok kotwiący ma takie wymiary, aby zapobiegać zmianom długości rurociągu z powodu zmian ciśnienia i temperatury i tym samym utworzyć zdefiniowany punkt graniczny między rurociągiem po stronie morskiej, a słuzy odbiorczą po stronie lądu. Po opuszczeniu bloku kotwiącego nastąpi wyprowadzenie rurociągu z gleby za pomocą umieszczonego pionowo, podwójnego kolanka (przejście między dnem a powietrzem). Oś gazociągu znajduje się na wysokości ok 8,4 m nad poziomem morza (n.p.m.), lub ok. ca. 1,8 m nad górną krawędzią terenu słuzy odbiorczej.



W części śluzy odbiorczej, która znajduje się nad ziemią, rurociągi są ułożone na łożyskach ślizgowych. Te łożyska ślizgowe są z kolei wpuszczone w fundamenty żelbetowe. Na każdy rurociąg przypada około dziesięć naziemnych łożysk ślizgowych na fundamentach. Poza tym dla każdego rurociągu zamontowanych zostanie około osiem łożysk ślizgowych na fundamentach do zaworów odcinających oraz przewody obejściowe i płyta fundamentowa do każdej śluzy nadawczo-odbiorczej tłoków. Ponadto zostaną zbudowane różne fundamenty do innych komponentów instalacji, takich jak np. platformy wejściowe.

Odstęp osiowy między rurociągami, wynoszący ok. 18 m, przewidziany przy wykopach początkowych mikrotuneli, będzie kontynuowany na lądzie aż do śluzy odbiorczej. Ten odstęp gwarantuje wystarczającą przestrzeń na budowę bloków kotwiących, zaworów i platform wejściowych.

Długość naziemnego odcinka rurociągów od przejścia ziemia/powietrze za blokiem kotwiącym do śluzy nadawczo-odbiorczej tłoków wynosi ok. 110 m. Za przejściem ziemia/powietrze zostaną zainstalowane zawory zabezpieczające. Każdy rurociąg kończy się w śluzy nadawczo-odbiorczej tłoków. Śluza jest wyposażona w dwa zawory blokujące (średnica znamionowa 48") oraz zawór obejściowy i blokujący (średnica znamionowa 38"). Instalacja rur w obszarze śluzy odbiorczej odbywa się w taki sposób, że rury są przywożone, podnoszone na podporę, a następnie spawane. Wszystkie naziemne elementy systemu rurociągów Nord Stream 2 są otoczone płotem śluzy odbiorczej.

Poza opisanymi powyżej komponentami instalacji zostanie zbudowany budynek roboczy oraz budynek warsztatowy i magazynowy.

Wszystkie prace planowane w obszarze śluzy odbiorczej, zostaną wykonane zgodnie ze stosowanymi zwykle w budownictwie lądowym procedurami i urządzeniami.

3.3.2.4 Przebieg i czas budowy

Plan podstawowy

Po stronie niemieckiej prace budowlane rozpoczną się w pierwszym roku budowy, prawdopodobnie na początku stycznia, od przygotowań do budowy śluzy odbiorczej, mikrotunelu i działań mających na celu ochronę gatunków.

Od lutego będą wykonywane prace przy tunelu naziemnym, obejmujące wykonanie wykopu początkowego oraz zainstalowanie maszyny do wiercenia tuneli. Właściwe prace związane z odwiertem tunelu rozpoczynają się w maju i będą kontynuowane do lipca. Po zdemontowaniu wyposażenia do wiercenia tuneli i zabezpieczeniu maszyn do wiercenia tuneli, w sierpniu mikrotunele będą gotowe do umieszczenia w nich rurociągów.

Prace mające na celu wykonanie wykopu rozpoczną się w maju w Zatoce Greifswaldzkiej. Zasadniczo wykonanie wykopów jest zaplanowane tak, aby wykop był zawsze gotowy w odpowiednim momencie przed ułożeniem rurociągu.

Po upływie odpowiedniego czasu na wykonanie wykopów w Zatoce Greifswaldzkiej ustawiona zostanie barka układająca drugiej generacji przed końcem mikrotunelu od strony morza na głębokości wody ok. -5 m. Po zbudowaniu punktu stałego (Dead Man Anchor) barka układająca drugiej generacji rozpoczyna układanie rur B do ok. PK 78,500, gdzie nastąpi zamknięcie pasma rurowego czopem i ułożenie na dnie morskim. Następnie barka układająca zostanie znów przeholowana na koniec mikrotunelu znajdującego się w morzu, aby rozpocząć układanie rur A. Z uwagi na pełen zakrętów przebieg trasy oraz w celu skrócenia czasu, w którym wykop ma być otwarty, rurociągi będą naprzemiennie układane i podnoszone na ok. PK 75,000, PK 72,500 i PK 65,000 (patrz Rys. 3-2), aż do planowanego na wrzesień ułożenia rurociągu A i B w punktach posadowienia w pobliżu PK 54,400.



Po ułożeniu rurociągu A i B w Zatoce Greifswaldzkiej do PK 54,400 barka układająca drugiej generacji wróci do położenia przed morskim końcem mikrotunelu, aby przeprowadzić po kolei wciągnięcie obu rurociągów do mikrotunelu aż w okolice śluzy odbiorczej. Prace te są planowane na okres między końcem września a początkiem października. Po zakończeniu wciągania obu rurociągów przez mikrotunel barka układająca drugiej generacji zostanie wyposażona do produkcji AWTI. Następnie w październiku zostaną wykonane obydwie AWTI przed morskimi końcami mikrotuneli na PK 82,900.

Na odcinku między PK 54,400 a granicą niemieckiej WSE oba rurociągi będą układane przez barkę układającą trzeciej generacji lub przez statek układający czwartej generacji. Z wyjątkiem krótkiego odcinka trasy w okolicach skrzyżowania z liniami kablowymi rurociąg będzie układany od PK 52,850 do PK 31,488 w pojedynczych wykopach. Zgodnie z obecnym planem rurociąg A zostanie podniesiony na początku października na PK 54,400 i ułożony do ok. 1,5 km w głąb duńskiej WSE. Następnie barka układająca trzeciej lub czwartej generacji zostanie odholowana z powrotem do PK 54,400, podniesie tam rurociąg B i przeciągnie go również do ok. 1,5 km w głąb duńskiej WSE, gdzie zostanie ułożony pod koniec grudnia.

Odpowiednio do postępu układania rurociągu odbywa się zasypywanie wykopów, tworzenie podsypki oraz AWTI oraz odtwarzanie powierzchni dna morskiego.

Plan przewiduje, zakończenie wszystkich prac na morzu po stronie niemieckiej w ciągu jednego roku kalendarzowego, czyli do 31.12.

Układanie rurociągu między punktami posadowienia w duńskiej WSE a wyjściem na ląd w Rosji odbywa się z zastosowaniem dwóch statków układających czwartej generacji. Z uwagi na planowaną kolejność układania przy tych punktach ułożenia należy wykonać AWTI dla każdego rurociągu (rurociąg A w czerwcu, a rurociąg B w sierpniu drugiego roku budowy). W ten sposób pod koniec sierpnia drugiego roku budowy oba rurociągi będą gotowe w postaci nitki rurowych z Rosji do Niemiec.

Jednocześnie z opisanymi wcześniej pracami na morzu nastąpi rozpoczęcie budowy śluzy odbiorczej. Prace na lądzie, obejmujące późniejszy odbiór wstępny i oddanie przewodów do eksploatacji, będą prawdopodobnie trwały od marca pierwszego roku budowy do października drugiego roku budowy.

Alternatywne położenie AWTI na odcinku między PK 10 000 a PK 17 000

W przypadku korzystania ze statków układających o mniejszym udźwigu, jako alternatywę dla opisanego powyżej planu bazowego może zająć konieczność przeniesienia AWTI z duńskiej WSE w miejsce znajdujące się bliżej wybrzeża oraz na mniejszej głębokości. W pobliżu miejsca AWTI przewidzianego w planie bazowym, trasa rurociągu przebiega najpierw na mniejszych głębokościach wody po stronie niemieckiej między KP 10,000 a PK 17,000. W takim przypadku dwa statki układające czwartej generacji przełożą rurociągi między AWTI a granicą WSE.

Dodatkowe położenie AWTI w okolicach PK 54 400

Wskutek np. opóźnień obudowy związanych z warunkami pogodowymi, może być konieczne wykonanie dodatkowych ARTI w stronę lądu od PK 54,400. Ta zasada obowiązuje, gdy nadpływająca od końca mikrotunelu barka układająca drugiej generacji dotrze do punktów ułożenia na KP 54,400 wtedy, gdy barka układająca trzeciej generacji lub statek układający czwartej generacji rozpoczną montaż rurociągów przez Zatokę Pomorską od KP 54,400. W takim przypadku należy połączyć później ułożone tam pasma rurowe za pomocą AWTI.

Wynikające z różnych scenariuszy planowania kombinacje położenia AWTI lub liczba koniecznych do wykonania AWTI, jest zestawiona w poniższej tabeli.



Tabela 3-1: Możliwe lokalizacje AWTI i liczba AWTI

Scenariusz	Strona niemiecka			duńska WSE
	PK 82,900	PK 54,400	PK 10,000 do PK 17,000	PK -1,500
Plan podstawowy	2	0	0	2
Alternatywne położenie AWTI	2	0	2	0
Dodatkowe położenie AWTI a)	2	2	0	2
b)	2	2	2	0

Uwaga: PK -1,500 znajduje się poza strefą niemiecką w odległości 1,5 km od niemiecko-duńskiej granicy WSE.

Tym samym w idealnym przypadku planowania bazowego wynika konieczność zastosowania jednego AWTI na każdy rurociąg w Zatoce Greifswaldzkiej w wykopie na rurociąg na końcu tunelu znajdującym się w morzu. W najbardziej niekorzystnym przypadku, w strefie niemieckiej trzeba będzie wykonać łącznie 6 AWTI (3 na każdy rurociąg).

Wszystkie podane czasy budowy – o ile brak jest stosownych wymogów regulowanych przepisami o ochronie środowiska – stanowią dane planistyczne i nie są wiążącym przedmiotem projektu. Kontrola bezpieczeństwa technicznego

3.3.3 Kontrola bezpieczeństwa technicznego

Bezpieczeństwo techniczne rurociągu NSP2, zwłaszcza szczelności i sztywności, zostanie sprawdzona kilkietapowo:

- W dokumentacji do wniosku o wydanie decyzji o zatwierdzeniu projektu zgodnie z § 43 ust. 1 pkt. 2 EnWG oraz o pozwolenie zgodnie z § 133 ust. 1 zdaniem 1 pkt. 1 BBergG należy przedstawić, na podstawie jakich standardów zagwarantowane będzie bezpieczeństwo techniczne rurociągu NSP2.
- Przed zbudowaniem rurociągu NSP2 operator jest zobowiązany do terminowego przedłożenia odpowiednim organom dokumentacji wymaganej do oceny bezpieczeństwa technicznego, wraz z ekspertyzą, wg § 5 ust. 1 GasHDrLtgV. Przed oddaniem do eksploatacji operator jest zobowiązany do przeprowadzenia kontroli rurociągu NSP2, zwłaszcza pod kątem szczelności i sztywności, a także do pozyskania potwierdzenia kontroli przez powołaną do tego celu jednostkę kontrolną (rzeczoznawcę), która potwierdzi brak uwag dotyczących bezpieczeństwa technicznego związanego z oddaniem do eksploatacji (zaświadczenie wstępne, § 6 ust. 1 nr 1 GasHDrLtgV).
- Przed oddaniem do eksploatacji należy zgodnie z § 6 ust. 1 pkt. 2 GasHDrLtgV przedłożyć właściwemu urzędowi dowód spełnienia wymogów regulowanych przepisami § 4 ust. 1 pkt. 2 (regularna kontrola) oraz § 3 GasHDrLtgV (budowa punktów eksploatacji) i § 6 ust. 3 GasHDrLtgV (odpis zaświadczenia tymczasowego i końcowego) GasHDrLtgV.
- Po oddaniu do eksploatacji musi się odbyć kontrola końcowa przez rzeczoznawcę w celu potwierdzenia, że rurociąg NSP2 spełnia wymagania §§ 2 i 3 GasHDrLtgV (zaświadczenie końcowe, § 6 ust. 2 punkt 1 GasHDrLtgV).



Elementem kontroli bezpieczeństwa technicznego rurociągu jest zwykle kontrola ciśnienia systemu za pomocą wody, czyli kontrola, podczas której następuje napełnienie wodą całego zainstalowanego systemu i zwiększenie ciśnienia do określonej wartości (tzw. „Testu hydrostatycznego“). NSP2 opracował pochodną od tej metody, alternatywną koncepcję, dostosowaną specjalnie do rurociągów podmorskich, według której test hydrostatyczny z użyciem wody jest niepotrzebny. NSP2 planuje zastosować kontrolę szczelności m.in. z zastosowaniem sprężonego powietrza na całej długości rurociągu (i tym samym w części niemieckiej oraz w miejscu wyjścia na ląd), jeżeli będą w tym zakresie spełnione odpowiednie wymogi prawne.

Z kolei lądowe rurociągi na powierzchni ziemi przynależne do MES (od głowic do wciągania) powinny zostać poddane standardowej kontroli hydrostatycznej z zastosowaniem wody pitnej.

Ponieważ metoda, która ma być stosowana, będzie później ustalana lub uznawana, i tym samym obecnie jeszcze nie można całkowicie wykluczyć, że kontrola szczelności całego systemu odbywa się za pomocą wody, poniżej opisano obydwie metody i są one rozpatrywane w ramach tego dokumentu.

3.3.3.1 Odbiór wstępny poprzez kontrolę szczelności za pomocą wody

Odbiór wstępny podmorskiego systemu rurociągów poprzez kontrolę szczelności za pomocą wody obejmuje poniższe czynności robocze:

- zalanie, oczyszczenie i pomiary trzech odcinków z zastosowaniem każdorazowo innego maksymalnego dopuszczalnego ciśnienia roboczego,
- kontrola ciśnieniowa trzech odcinków,
- połączenie odcinków,
- spuszczenie wody,
- osuszenie.

Przed rozpoczęciem prac związanych z odbiorem wstępnym konieczne jest zakończenie budowy odcinków podmorskich (patrz Tab. 3-1) rurociągu jako poszczególnych pasm rurowych, jednak bez ich połączenia.

Do zalania poszczególnych odcinków rurociągu zostanie wykorzystana woda z Morza Bałtyckiego. Następnie odcinki te zostaną poddane kontroli szczelności (zgodnie z ciśnieniem wskazanym w Tab. 3-1). Po zakończeniu kontroli szczelności, poszczególne odcinki rurociągu zostaną ze sobą połączone za pomocą podwodnych Tie-Ins (Hyperbaric Welding). Następnie z rurociągu zostanie odpompowana woda z niemieckiego punktu wyjścia na ląd. Jednocześnie w obszarze wyjścia na ląd w Rosji nastąpi spuszczenie wody. Bezpośrednio po spuszczeniu wody nastąpi suszenie rurociągu.

Do odbioru wstępnego wykorzystane zostaną poniższe media: filtrowana woda morska do czyszczenia i kontroli ciśnienia w odcinkach podmorskich, filtrowana woda słodka do czyszczenia i kontroli szczelności odcinków naziemnych oraz suche powietrze do osuszania rurociągu. W celu zapobiegania korozji do zastosowanej wody morskiej można dodać wodorosiarczyn sodu (NaHS_3 - dopuszczony w UE jako dodatek do żywności E222, stosowany m.in. jako środek konserwujący) jako środek wiążący tlen. Zastosowana woda jest filtrowana i poddawana działaniu światła UV.

3.3.3.2 Odbiór wstępny poprzez kontrolę szczelności za pomocą sprężonego powietrza

Odbiór wstępny podmorskiego systemu rurociągów poprzez kontrolę szczelności za pomocą sprężonego powietrza obejmuje poniższe czynności robocze:



- czyszczenie, pomiary,
- kontrolę wewnętrzną wskutek przepchania tłokiem,
- kontrolę szczelności za pomocą sprężonego powietrza w celu wykrycia wycieków.

Przed rozpoczęciem prac związanych z odbiorem wstępnym musi nastąpić zakończenie budowy podmorskich odcinków rurociągu Nord Stream 2 tak, aby powstało nieprzerwane pasmo rurowe z Rosji do Niemiec. Odbywa się kontrola całego rurociągu podmorskiego poprzez kontrole wewnętrzne i zewnętrzne za pomocą inteligentnych tłoków. W tym celu rurociąg zostanie napełniony w Niemczech powietrzem, które zostanie sprężone do określonego poziomu ciśnienia.

Do czyszczenia, pomiarów i kontroli wewnętrznej rurociągu zostanie wykorzystany zespół tłoków, które będą tłoczone z Niemiec w kierunku Rosji i napędzane przez ciśnienie powietrza w rurociągu. Kontrola wewnętrzna rurociągu odbywa się poprzez inteligentne tłoki do rejestracji geometrii, grubości ścianek i ubytków materiału. W połączeniu z zewnętrznym badaniem rurociągu za pomocą zdalnie sterowanych robotów podwodnych (ROV) (remotely operated vehicles, ROV) wyposażonych w urządzenia o wysokiej rozdzielczości, stanowi ona podstawę do odbioru wstępnego. Do kontroli szczelności wykorzystuje się m.in. połączenie mechanizmów detektorowych w postaci sonarów, echosond wielowiązkowych i akustycznych systemów wykrywania nieszczelności. Podstawowym założeniem kontroli szczelności za pomocą sprężonego powietrza jest fabryczna próba wytrzymałości wszystkich komponentów, w których występuje ciśnienie.

3.3.4 Oddanie do eksploatacji

Również oddanie do eksploatacji rurociągu Nord Stream 2 zostanie przeprowadzone zgodnie z DNV-OS-F101. Przed pierwszym napełnieniem gazem ziemnym musi nastąpić pomyślne przeprowadzenie całego odbioru wstępnego oraz napełnienie rurociągu suchym powietrzem pod ciśnieniem atmosferycznym.

Podczas napełniania rurociągu gazem należy zapobiegać powstaniu mieszaniny wybuchowej, składającej się z gazu i powietrza. W tym celu rurociąg należy napełnić ok. 100 000 Nm³ azotu z punktu wyjścia na ląd w Rosji, który to azot będzie pełnił funkcję buforu. Po wtłoczeniu buforu azotowego należy natychmiast wtłoczyć do rurociągu gaz ziemny. Po stronie odbiorczej w Lubminie w bezpiecznym miejscu będzie się ulatniało najpierw powietrze, potem azot, a po krótkim czasie mieszanina azotu i gazu ziemnego. Mieszanina azotu i gazu ziemnego będzie kontrolowana za pomocą chromatografu gazowego. Wskutek odpowietrzania, podczas napełniania gazem, do atmosfery przez odpowietrznik w instalacji odbiorczej Lubmin przedostawać się będzie azot, a w fazie końcowej niewielka ilość gazu ziemnego. Gdy tylko mieszanina azotu i gazu ziemnego osiągnie zdefiniowany udział gazu ziemnego, odpowietrzanie zakończy się, a gaz ziemny będzie tłoczony do przeznaczonych do tego celu części instalacji.



3.3.5 Eksploatacja

3.3.5.1 Eksploatacja ciągła

Celem eksploatacyjnym jest codzienna, nieprzerwana eksploatacja systemu rurociągów Nord Stream 2 do transportu określonych w umowie ilości gazu ziemnego. Aby zagwarantować niezawodną i pewną eksploatację, system rurociągów Nord Stream 2 będzie kontrolowany przez stale obsadzone (24 godziny na dobę/ 7 dni w tygodniu) główne stanowisko dyspozytorskie w Zug, Szwajcaria. Personel rurociągu Nord Stream 2 będzie ciągle współpracował ze stacją sprężania w Rosji i stacją odbiorczą w Lubminie. Dane eksploatacyjne urządzeń będą ciągle wymieniane. Należą do nich także dane z istotnych z podatkowego punktu widzenia pomiarów i analiz ilości gazu w stacji sprężającej oraz w stacji odbiorczej w Lubminie.

System rurociągów Nord Stream 2 nie zawiera żadnych elementów sterujących, tylko jedynie urządzenia zabezpieczające, kontrolne i odłączające. Jeśli system zarządzania rurociągiem zgłosi osiągnięcie wartości granicznych zakresu ciśnienia roboczego, operatorzy stacji sprężającej oraz stacji do odbioru gazu ziemnego zostaną o tym poinformowani przez spółkę Nord Stream 2 oraz ponagleni do podjęcia odpowiednich działań związanych z ich urządzeniami. Zwykle takie działania polegają na tym, aby zredukować ilość włączaną do rurociągu przez stację do sprężania, zwiększyć ilość odbieraną po stronie odbiorczej lub połączeniu obu tych działań. Nord Stream 2 komunikuje się ze stacjami za pomocą systemu kontrolnego i komunikacyjnego rurociągu (PCCS), który obejmuje telekomunikację, monitoring wideo, nadzór rurociągu, a także zintegrowany system kontroli i bezpieczeństwa (ICSS).

3.3.5.2 Kontrole i konserwacja

Aby uniknąć uszkodzeń systemu rurociągów Nord Stream 2 w całym okresie eksploatacji, należy regularnie przeprowadzać kontrole zgodnie z planem kontroli i konserwacji. Jednocześnie uwzględniane są poniższe parametry systemu rurociągów:

- poziome i pionowe położenie rurociągu, zakrycie, zwisy i przeszkody w pobliskim otoczeniu
- stan systemu rurociągów (np. powłoka betonowa)
- funkcjonalność systemu ochrony antykorozyjnej rurociągu (anody protektorowe, powłoka PE),
- korozja wewnątrz i na zewnątrz lub zmniejszenie grubości ścian rurociągu

Dział utrzymania ruchu Nord Stream 2 określa okresy pomiędzy kontrolami uwzględniając parametry pod kątem ich ogólnego znaczenia dla całego rurociągu z uwzględnieniem zasad i w uzgodnieniu z właściwymi urzędami. Odstępy czasowe będą dostosowane w zależności od wyników przeprowadzonych kontroli, wymagań eksploatacyjnych i/lub stwierdzonych usterek. Kontrole wewnętrzne przeprowadzane za pomocą inteligentnych tłoków rurociągu odbywają się z częstotliwością ustaloną przez organy nadzoru, mniej więcej co 3 do 8 lat. Kontrole, których nie da się przeprowadzić jako kontroli wewnętrznych za pomocą inteligentnych tłoków, wykonuje się np. za pomocą echosond wielowiązkowych lub sond wideo ze statku, który nie ma kontaktu z dnem.



3.3.6 Naprawy

Konieczność przeprowadzenia napraw można, kierując się zasadami rozsądku, wykluczyć. Rurociąg skonstruowany jest w sposób umożliwiający jego eksploatację przez cały czas jego żywotności tak, że naprawy mogłyby być konieczne tylko w przypadku szczególnych zewnętrznych i nieplanowanych zdarzeń mających wpływ na rurociąg. Typowe ryzyka zagrażające integralności rurociągu (awarie statku, zgubienie ładunku, kotwica lub rybołówstwo) zostały wykluczone na podstawie przeprowadzonego studium ryzyka poprzez ułożenie rurociągu na odpowiedniej głębokości lub jego przykryciu. Jeżeli jednak wbrew przewidywaniom doszłoby do konieczności przeprowadzenia naprawy, wówczas teoretycznie mogłyby mieć miejsce takie same działania, jak podczas budowy rurociągu. W zależności od rozmiaru szkody działania takie przeprowadzane byłyby jedynie miejscowo, tzn. w wyraźniej mniejszym wymiarze czasowym i przestrzennym, niż ma to miejsce przy budowie rurociągu.

3.3.7 Wycofanie z ruchu

System rurociągów Nord Stream 2 jest zaprojektowany do eksploatacji przez co najmniej 50 lat. Wycofanie z ruchu i wyłączenie z eksploatacji powinno nastąpić w porozumieniu z obowiązującym w danym momencie stanem prawnym i układem interesów, a także w porozumieniu z odpowiednimi gremiami i organami nadzoru.

3.4 Bezpieczeństwo

Budowa i eksploatacja bezpiecznego i niezawodnego systemu rurociągów jest priorytetem dla Nord Stream 2 AG.

3.4.1 BHP i ochrona środowiska

Kwestie BHP i ochrony środowiska są częścią systemu HSES (Health, Safety, Environment and Social). Celem jest stworzenie bezpiecznych miejsc pracy oraz zapewnienie bezpieczeństwa ludziom, którzy mieszkają i pracują w pobliżu systemu rurociągów Nord Stream 2, jak i związanych z nim urządzeń.

3.4.2 Bezpieczeństwo rurociągu

Bezpieczeństwo, a co za tym idzie integralność systemu rurociągów jest zapewnione we wszystkich fazach projektu przez zgodne z normami i prawidłowe planowanie, surowe zapewnienie jakości, a także przez kontrolę, nadzór i certyfikację przez niezależnych rzeczoznawców. Towarzyszy temu obszerna dokumentacja wszystkich niezbędnych danych.

Planowanie i budowa zostaną zrealizowane na bazie wielkości procesowych. Jednocześnie inne aspekty, takie jak głębokości wody, warunki glebowe, środowiskowe i pogodowe, właściwości materiałowe, wpływy zewnętrzne powodowane przez osoby trzecie itp., są odpowiednio uwzględniane w planowaniu i budowie.

Produkcja rur oraz innych komponentów systemu rurociągów podlega ścisłym wymogom i kontrolom jakościowym. Każdy element znajdujący się pod ciśnieniem podlega fabrycznej kontroli ciśnienia.



Budowa systemu rurociągów Nord Stream 2 zostanie zlecona uznanym i doświadczonym firmom budowlanym. Zostaną zastosowane wypróbowane, uznane i niezawodne metody budowy i urządzenia budowlane. Wszystkie prace budowlane będą ściśle nadzorowane. Wszystkie spoiny zostaną w 100 % sprawdzone nieinwazyjnie. Po zakończeniu prac budowlanych i przed oddaniem do eksploatacji cały system rurociągów zostanie poddany kontroli szczelności. Na potrzeby fazy eksploatacyjnej rurociągu Nord Stream 2 zostanie utworzona strefa zakazu kotwiczenia i strefa ochronna wynosząca 200 m z obu stron rurociągu oraz oznaczona na urzędowych mapach morskich.

3.4.3 Bezpieczeństwo i swoboda ruchu morskiego

Uwzględnienie bezpieczeństwa oraz swobody ruchu morskiego zaczyna się już w pierwszych etapach fazy planowania, od określenia odpowiedniego korytarza trasy. W dalszych krokach zostanie przeprowadzona szeroko zakrojona optymalizacja. W ten sposób rurociąg zostanie ułożony odcinkami we wcześniej wykonanych wykopach, aby wykluczyć dotknięcia statkiem rurociągu.

W fazie budowy zostanie zagwarantowane bezpieczeństwo oraz swoboda ruchu morskiego poprzez koordynację prac budowlanych z odpowiednimi organami. Jednocześnie celem realizacji planu budowy jest możliwe unikanie lub minimalizacja przeszkód, blokowania tras przepływu statków. Ruch statków będzie informowany o budowie za pomocą standardowych kanałów komunikacji. W razie potrzeby zostaną wykorzystane statki strażnicze.



4 Podstawy planowania, budowy i eksploatacji rurociągu Nord Stream 2

Poniższe zestawienie wymienia przepisy prawne, normy i regulacje, które stanowią podstawę do planowania, budowy i eksploatacji rurociągu Nord Stream 2. Obowiązuje każdorazowo ich aktualna wersja.

4.1 Umowy międzynarodowe

- Konwencja o ocenach oddziaływania na środowisko w kontekście transgranicznym (konwencja z Espoo) z dnia 25 lutego 1991 r., wprowadzona w życie przez ustawę w sprawie konwencji z dnia 25 lutego 1991 r. o ocenach oddziaływania na środowisko w kontekście transgranicznym oraz o przyjętej na drugiej konferencji stron w Sofii zmianie konwencji (ustawa ratyfikacyjna konwencji z Espoo) z dnia 7 czerwca 2002 r. (BGBl. II s. 1406), ostatnio zmieniona przez ustawę z dnia 17 marca 2006 r. (BGBl. II s. 224).
- Konwencja Narodów Zjednoczonych o prawie morza z dnia 10 grudnia 1982 r. wprowadzona w życie przez „ustawę w sprawie konwencji Narodów Zjednoczonych o prawie morza z dnia 10 grudnia 1982 r. (ustawa ratyfikacyjna o konwencji o prawie do morza)” z dnia 2 września 1994 r. (BGBl. II s. 1798).
- Konwencja o ochronie środowiska morskiego obszaru Morza Bałtyckiego z dnia 9 kwietnia 1992 roku (Konwencja Helsińska – HELCOM), wprowadzona ustawą z dnia 23 sierpnia 1994 r. w sprawie międzynarodowej konwencji o ochronie środowiska morskiego obszaru Morza Bałtyckiego i północno-wschodniej części Oceanu Atlantyckiego (BGBl. II s. 1397).
- Umowa w sprawie realizacji konwencji z dnia 25 lutego 1991 roku o ocenie oddziaływania na środowisko w kontekście transgranicznym, ustawa zezwalająca na zawarcie umowy międzynarodowej w sprawie Polsko-Niemieckiej Konwencji w sprawie OOS z dnia 13 kwietnia 2007 roku (BGBl. II s. 595).

4.2 Dyrektywy i rozporządzenia UE

- Dyrektywa 2009/147/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 30 listopada 2009 r. w sprawie ochrony dzikiego ptactwa (dyrektywa ptasia), Dz.U. nr L 20 z dnia 26 stycznia 2010 r. s. 7, ostatnio zmieniona przez dyrektywę 2013/17/UE Dz.U. nr L 158 z dnia 10 czerwca 2013 r. s. 193.
- Dyrektywa 92/43/EWG Rady z dnia 21 maja 1992 r. w sprawie ochrony siedlisk przyrodniczych oraz dzikiej fauny i flory („dyrektywa siedliskowa”); Dz. U. L 206 z dnia 22 lipca 1992 r., s. 7, ostatnio zmieniona przez dyrektywę 2013/17/UE - Dz. U. nr L 158 z dnia 10 czerwca 2013 r. s. 193.
- Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 347/2013 z dnia 17 kwietnia 2013 r. w sprawie wytycznych dotyczących transeuropejskiej infrastruktury energetycznej, uchylające decyzję nr 1364/2006/WE oraz zmieniające rozporządzenia (WE) nr 713/2009, (WE) nr 714/2009 i (WE) nr 715/2009, Dz. U. nr L 115 z dnia 25 kwietnia 2013 r. s. 39, ostatnio zmienione przez rozporządzenie (UE) 2016/89 - Dz.U. nr L 19 z dnia 27 stycznia 2016 r. s. 1.

4.3 Ustawy federalne i inne obowiązujące regulacje

- Ogólny akt wykonawczy w sprawie realizacji ustawy o ocenach oddziaływania na środowisko (UVPVwV) z dnia 18 września 1995 r. (GMBl. s. 671).
- Kodeks budowlany (BauGB) w wersji z obwieszczenia z dnia 23 września 2004 r. (BGBl. I s. 2414), ostatnio zmieniony przez art. 6 ustawy z dnia 20 października 2015 r (BGBl. I s. 1722).



- Federalne rozporządzenie w sprawie ochrony dziko żyjących gatunków zwierząt i roślin (BArtSchV) z dnia 16 lutego 2005 r. (BGBl. I s. 258 (896)), zmienione przez art. 10 ustawy z dnia 21 stycznia 2013 r. (BGBl. I s. 95).
- Federalna ustawa o górnictwie (BBergG) z dnia 13 sierpnia 1980 r. (BGBl. I s. 1310), ostatnio zmieniona przez art. 4 ust. ws. realizacji dyrektywy 2012/18/UE w sprawie kontroli zagrożeń poważnymi awariami związanymi z substancjami niebezpiecznymi, zmieniającej, a następnie uchylającej dyrektywę Rady 96/82/WE z dnia 30 listopada 2016 r. (BGBl. I s. 2749).
- Federalne rozporządzenie o ochronie gleb i starych składowiskach odpadów (BBodSchV) z dnia 12 lipca 1999 r. (BGBl. I s. 1554), ostatnio zmienione przez art. 102 rozporządzenia z dnia 31 sierpnia 2015 r. (BGBl. I s. 1474).
- Federalna ustawa o ochronie gleb (BBodSchG) z dnia 17 marca 1998 r. (BGBl. I s. 502), ostatnio zmieniona przez art. 101 rozporządzenia z dnia 31 sierpnia 2015 r. (BGBl. I s. 1474).
- Federalna ustawa o autostradach i drogach ekspresowych (FStrG) w wersji z obwieszczenia z dnia 28 czerwca 2007 r. (BGBl. I s. 1206), ostatnio zmieniona przez art. 466 rozporządzenia z dnia 31 sierpnia 2015 r. (BGBl. I s. 1474).
- Federalna ustawa o ochronie przed imisjami (BImSchG) w wersji z obwieszczenia z dnia 17 maja 2013 r. (BGBl. I s. 1274), ostatnio zmieniona przez art. 1 ust. ws. realizacji dyrektywy 2012/18/UE w sprawie kontroli zagrożeń poważnymi awariami związanymi z substancjami niebezpiecznymi, zmieniającej, a następnie uchylającej dyrektywę Rady 96/82/WE z dnia 30 listopada 2016 r. (BGBl. I s. 2749).
- Federalna ustawa o szlakach wodnych (WaStrG) w wersji z obwieszczenia z dnia 23 maja 2007 r. (BGBl. I s. 962, popr. BGBl. I 2008, s. 1980), ostatnio zmieniona przez art. 4 ust. 118 ust. w sprawie aktualizacji reformy struktury federalnego prawa o opłatach z dnia 18 lipca 2016 r. (BGBl. I s. 1666).
- Ustawa o gospodarce energetycznej (EnWG) z dnia 7 lipca 2005 r. (BGBl. I s. 1970, popr. s. 3621), ostatnio zmieniona przez art. 6, 25 ust. 3 ustawy o wprowadzeniu postępowań przetargowych na prąd elektryczny z odnawialnych źródeł energii i w sprawie dalszej zmiany prawa o odnawialnych źródłach energii z dnia 13 października 2016 r. (BGBl. I s. 2258).
- Ustawa o ocenie oddziaływania na środowisko (UVPG) w wersji z obwieszczenia z dnia 24 lutego 2010 r. (BGBl. I s. 94), ostatnio zmieniona przez art. 2 ust. w sprawie realizacji dyrektywy 2012/18/UE w sprawie kontroli zagrożeń poważnymi awariami związanymi z substancjami niebezpiecznymi, zmieniającej, a następnie uchylającej dyrektywę Rady 96/82/WE z dnia 30 listopada 2016 r. (BGBl. I s. 2749).
- Federalna ustawa o ochronie przyrody (BNatSchG) z dnia 29 lipca 2009 r. (BGBl. I s. 2542), ostatnio zmieniona przez art. 19 ustawy o wprowadzeniu postępowań przetargowych na prąd elektryczny z odnawialnych źródeł energii i w sprawie dalszej zmiany prawa o odnawialnych źródłach energii z dnia 13 października 2016 r. (BGBl. I s. 2258).
- Ustawa o gospodarce obiegowej (KrWG) z dnia 24 lutego 2012 r. (BGBl. nr 10 s. 212), ostatnio zmieniona przez art. 4 ustawy o realizacji dyrektywy w sprawie wyrobów tytoniowych z dnia 4 kwietnia 2016 r. (BGBl. I s. 569).
- Ustawa o planowaniu przestrzennym (ROG) z dnia 22 grudnia 2008 r. (BGBl. I s. 2986), ostatnio zmieniona przez art. 124 rozporządzenia z dnia 31 sierpnia 2015 r. (BGBl. I s. 1474).
- Rozporządzenie o planowaniu przestrzennym (RoV) z dnia 13 grudnia 1990 r. (BGBl. I s. 2766), I s. 2766, ostatnio zmieniony przez art. 5 ustawy z dnia 24 lutego 2012 r. (BGBl. nr 10 s. 212, popr. 1474).
- Rozporządzenie o szlakach żeglugi morskiej (SeeSchStrO) w wersji z obwieszczenia z dnia 22 października 1998 r. (BGBl. I s. 3209, popr. 1999 s. 193), ostatnio zmienione przez art. 2 § 3 rozporządzenia o nowej regulacji przepisów o bezpieczeństwie produktów dla łodzi sportowych i skuterów wodnych z dnia 29 listopada 2016 r. (BGBl. I s. 2668).



- Rozporządzenie o gazociągach wysokociśnieniowych (GasHDrLtgV) z dnia 18 maja 2011 r. (BGBl. I s. 928), ostatnio zmieniona przez art. 281 rozporządzenia z dnia 31 sierpnia 2015 r. (BGBl. I s. 1474).
- Ustawa o sądach ustroju sądów administracyjnych i postępowaniu przed nimi (VwGO) w wersji z obwieszczenia z dnia 19 marca 1991 r. (BGBl. I s. 686), ostatnio zmieniona przez art. 3 ustawy o wprowadzeniu postępowań przetargowych na prąd elektryczny z odnawialnych źródeł energii i w sprawie dalszej zmiany prawa o odnawialnych źródłach energii z dnia 13 października 2016 r. (BGBl. I s. 2258).
- Kodeks postępowania administracyjnego (VwVfG) w wersji z obwieszczenia z dnia 23 stycznia 2003 r. (BGBl. I s. 102), ostatnio zmieniony przez art. 20 ustawy w sprawie modernizacji postępowania podatkowego z dnia 18 lipca 2016 r. (BGBl. I s. 1679).
- Ustawa o gospodarce wodnej (WHG) z dnia 31 lipca 2009 r. (BGBl. I s. 2585), ostatnio zmieniona przez art. 1 ustawy o zmianie przepisów o ochronie wód i ochronie środowiska w sprawie zakazu i minimalizacji ryzyka przy stosowaniu technologii szczelinowania hydraulicznego z 4 sierpnia 2016 r. (BGBl. I s. 1972).

4.4 Uregulowania krajowe landu Mecklemburgii – Pomorza Przedniego

- Ustawa o postępowaniu administracyjnym, doręczeniach i egzekucji kraju związkowego Meklemburgii-Pomorza Przedniego VwVfG M-V – krajowa ustawa o postępowaniu administracyjnym z 1 września 2014 roku (GVOBl. M-V, s. 476), zmieniona ostatnio ustawą w sprawie wsparcia elektronicznych czynności administracyjnych w Meklemburgii-Pomorzu Przednim i zmianie krajowej ustawy o postępowaniu administracyjnym w Meklemburgii-Pomorzu Przednim z dnia 25 kwietnia 2016 r. (GVOBl. M-V, s. 198).
- Ustawa o ochronie zabytków (DSchG M-V) w wersji z obwieszczenia z dnia 6 stycznia 1998 r., ostatnio zmieniona przez art. 10 ustawy z dnia 12 lipca 2010 r. (GVOBl. M-V s. 383).
- Ustawa o planowaniu przestrzennym i planowaniu gospodarczym landu Mecklenburg-Vorpommern (ustawa o planowaniu przestrzennym - LPIG) w wersji z dnia 5 maja 1998 r. (GVOBl. M-V, s. 503, popr. s. 613), ostatnio zmieniona przez artykuł 1 ustawy zmieniającej z dnia 18. maja 2016 r. (GVOBl. M-V s. 258).
- Ustawa o ocenie oddziaływania na środowisko w Mecklenburg-Vorpommern (ustawa krajowa UVP - LUVPG M-V) w wersji z obwieszczenia z dnia 27 lipca 2011 r. (GVOBl. M-V s. 885) zmieniona przez art. 2 ustawy zmieniającej z 15 stycznia 2015 r. (GVOBl. M-V s. 30).
- Ustawa landu Mecklenburg-Vorpommern w sprawie realizacji federalnej ustawy o ochronie środowiska (ustawa realizacyjna ustawy o ochronie środowiska - NatSchAG M-V) w wersji z obwieszczenia z dnia 23 lutego 2010 r. (GVOBl. M-V s. 66), ostatnio zmieniona przez art.15 ustawy konsolidacyjnej M-V z dnia 27 maja 2016 r. (GVOBl. M-V s. 431).
- Zalecenia dotyczące uregulowań w razie ingerencji; wydane przez Krajowy Urząd ds. Środowiska, Ochrony Przyrody i Geologii Mecklenburg-Vorpommern, grudzień 1999.
- Ustawa o lasach dla kraju związkowego Mecklenburg-Vorpommern [Meklemburgia- Pomorze Przednie] (krajowa ustawa leśna - LWaldG) w wersji z obwieszczenia z dnia 27 lipca 2011 r. (GVOBl. M-V s. 870) zmieniona przez art. 14 ustawy konsolidacyjnej M-V z 27 maja 2016 r. (GVOBl. M-V s. 431).
- Ustawa wodna landu Mecklenburg-Vorpommern (LWaG) z dnia 30 listopada 1992 r. (GVOBl. M-V s. 669), ostatnio zmieniona przez art. 7 ustawy konsolidacyjnej M-V z 27 maja 2016 r. (GVOBl. M-V s. 431).
- Ustawa o drogach (StrWG M-V) w wersji z obwieszczenia z dnia 13 stycznia 1993 r. (GVOBl. M-V s. 42), ostatnio zmieniona przez artykuł 1 ustawy z dnia 9 listopada 2015 r. (GVOBl. M-V s. 436).
- Rozporządzenie o opłatach w celu utrzymania lasów w wersji z obwieszczenia z dnia 17 lipca 1995 r. (BGBl. s. 366).



- Rozporządzenie budowlane landu Mecklenburg-Vorpommern (LBauO M-V) z dnia 15 października 2015 r. (GVOBl. M-V s. 344), zmienione w dniu 21 grudnia 2015 r. (GVOBl. M-V s. 590), poprawione w dniu 20 stycznia 2016 r. (GVOBl. M-V s. 28).

4.5 Normy i uregulowania dotyczące planowania, tworzenia, monitorowania i dokumentacji (wybór)

Rurociąg Nord Stream 2 dotyka różnych interesów państw. Dlatego w uzgodnieniu z wszystkimi organami wydającymi pozwolenia jako podstawowe wytyczne wybrano uznaną międzynarodową regulację DNV-OS-F101 (Submarine Pipeline Systems, październik 2013, <https://rules.dnvgl.com/servicedocuments/dnv>). Reguluje ona planowanie i projektowanie, wybór materiałów, budowę oraz eksploatację i konserwację podwodnych rurociągów, wraz z przecięciami wybrzeży i stacjami tłokowania.

Dla niemieckiego sektora od WSE do odcinka lądowego wraz ze stacją tłokowania obowiązuje ponadto DIN EN 14161 (Rurociągowe systemy transportu stan: lipiec 2015 r., <http://www.beuth.de/de/norm/din-en-14161/233444405>) w uzupełnieniu do DNV-OS-F101 i federalne ustawy górnicze.

Ponadto od granicy 12 mil morskich w stronę lądu należy uwzględnić rozporządzenie o gazociągach wysokociśnieniowych (GasHDrLtgV).

W obrębie stacji śluz należy poza tym przestrzegać DIN EN 1594 (Infrastruktura gazowa - rurociągi o maksymalnym dopuszczalnym ciśnieniu roboczym ponad 16 barów - wymagania funkcjonalne, stan: grudzień 2013 r., <http://www.beuth.de/de/norm/din-en-1594/192176234>) oraz zasad technicznych DGVW G 463 (stan: lipiec 2016 r., <http://www.dvgw-regelwerk.de/plus/#technische-regel/dvgw-arbeitsblatt-g-463/482e6c>).



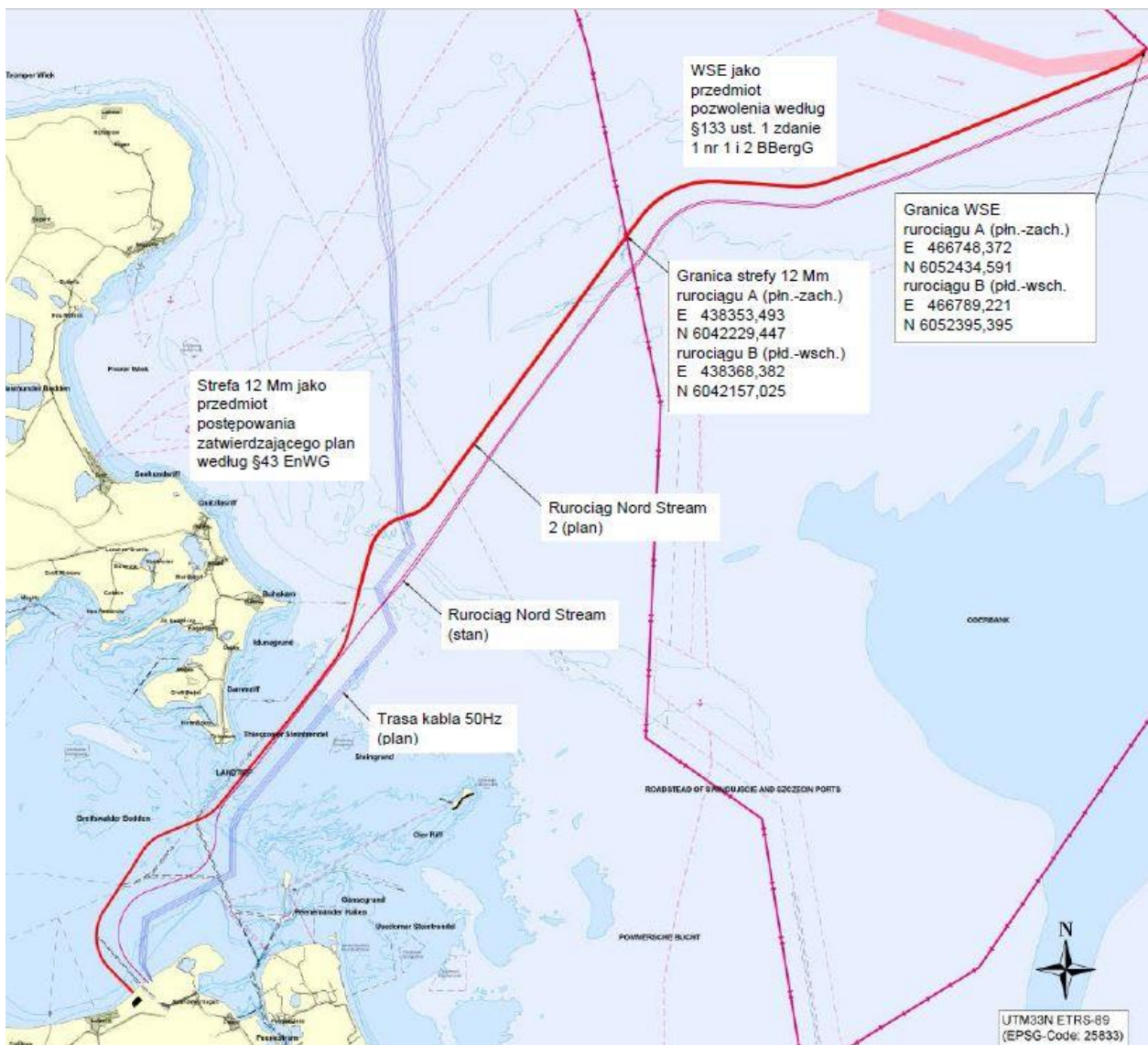
5 Pozwolenia i procedury udzielania pozwoleń

5.1 Pozwolenia i przestrzenne rozgraniczenie procedur udzielania pozwoleń

Warunkami prawnym pozwalającymi na budowę i eksploatację rurociągu Nord Stream 2 na niemieckim odcinku trasy, co jest przedmiotem składanych wniosków, są:

- Decyzja zatwierdzająca projekt budowy i eksploatacji rurociągu dostarczającego gaz o średnicy większej niż 300 mm zgodnie z § 43 ustawy o gospodarce energetycznej (dalej: EnWG),
- pozwolenie wymagane prawem górniczym zgodnie z § 133 ust. 1 zd. 1 pkt. 1 federalnej ustawy górniczej (dalej: BBergG) dla obszaru niemieckiego szelfu kontynentalnego i
- pozwolenie zgodnie z § 133 ust. 1 zd. 1 pkt. 2 BBergG w aspekcie zasad zagospodarowania i użytkowania wód ponad szelfem kontynentalnym i przestrzeni powietrznej nad tymi wodami.

Gospodarczo-energetyczne zatwierdzenie projektu odnosi się do niemieckiego morza terytorialnego i miejsca wyjścia pasm gazociągu na ląd w pobliżu miejscowości Lubmin. Pozwolenia wymagane prawem górniczym są konieczne do budowy i eksploatacji rurociągu Nord Stream 2 w obszarze niemieckiej WSE. Dokładne rozgraniczenie wymienionych powyżej procedur udzielania zezwoleń jest pokazane na Rys. 5-1.



Rys. 5-1: Przestrzenne rozgraniczenie procedur udzielania pozwoleń

5.2 Procedury udzielania pozwoleń

Postępowania w sprawie udzielenia pozwolenia dla odcinka gazociągu Nord Stream 2 w obszarze niemieckiej jurysdykcji (obszar wyjścia na ląd, niemieckie morze terytorialne i WSE) są prowadzone przez Urząd Górniczy Stralsund i Federalny Urząd Żeglugi Morskiej i Hydrografii („BSH”) jako organy właściwe w sprawie pozwoleń.



To, jaki organ jest właściwy w sprawie decyzji gospodarczo-energetycznej zatwierdzającej plan zgodnie z § 43 ust. 1 zd. 1 EnWG, reguluje prawo krajowe. § 2 rozporządzenia krajowego w sprawie określenia organów kompetentnych zgodnie z EnWG (krajowe rozporządzenie o kompetencji organów w obszarze gospodarki energetycznej) z dnia 29 grudnia 2005 r. (GVOBl. M-V 2006, s. 13) wskazuje Urząd Górniczy Stralsund jako właściwy w sprawie procedury zatwierdzenia projektu zgodnie z § 43 ust. 1 zd. 1 pkt. 2 EnWG. Zgodnie z rozporządzeniem krajowym w sprawie określenia organów kompetentnych w zakresie wykonania federalnej ustawy górniczej (BBergGZuVO) z dnia 22.09.1994 r. (GVOBl. M-V s. 944) również Urząd Górniczy Stralsund jest właściwy w zakresie pozwolenia górniczego zgodnie z § 133 ust. 1 zd. 1 pkt. 1 BBergG.

Pozwolenie w zakresie zasad zagospodarowania i użytkowania wód ponad szelfem kontynentalnym i przestrzeni powietrznej nad tymi wodami wydaje BSH zgodnie z § 133 ust. 1 zd. 1 pkt. 2 BBergG.

Procedura zatwierdzenia projektu oraz postępowanie w sprawie udzielenia pozwolenia górniczego, jeśli tylko dany szczegółowy akt prawny nie zawiera szczegółowych przepisów proceduralnych, stosuje się do federalnego, względnie krajowego dla Mecklenburg-Vorpommern, kodeksu postępowania administracyjnego.

W wypadku gazociągu Nord Stream 2 chodzi o rurociąg, który składa się z dwóch równoległych nitek. Ze względu na całkowitą długość ok. 1225 km, z tego ok. 84 km w niemieckim obszarze kompetencyjnym i wymiar nominalny DN 1.200 chodzi tu o projekt, dla którego zgodnie z § 3b ustawy o ocenie oddziaływania na środowisko (UVPG) w związku z punktem 19.2.1, kolumna 1 załącznika 1 do UVPG należy przeprowadzić ocenę oddziaływania na środowisko („OOŚ“). W postępowaniu według prawa górniczego zgodnie z § 133 ust. 1 zd. 1 pkt. 2 BBergG wynika obowiązek OOŚ z § 133 ust. 2a BBergG w zw. z § 3 UVPG.

W celu koordynacji OOŚ zajmujące się nim organy wydające pozwolenia ustaliły, że uzgodnią wzajemnie swoje procedury. W celu przygotowania, w ramach procedury zatwierdzania projektu zgodnie z § 43 EnWG i postępowania według prawa górniczego zgodnie z § 133 ust. 1 zd. 1 pkt. 2 w zw. z ust. 2a BBergG, wymaganej OOŚ odbyła się 26 czerwca 2013 r. konferencja na temat wniosku, w sprawie treści i zakresu dokumentacji koniecznej dla przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko (tzw. „Scoping“). Wnioski o wydanie wymienionych wcześniej pozwoleń zostały złożone jednocześnie i skutkuje to wspólną dokumentacją do wniosków. Organy wydające pozwolenie podejmują jednak odrębne decyzje w sprawie pozwoleń. Decyzje te odnoszą się do ukazanego na Rys. 5-1 zakresu ważności danego postępowania obejmującego pewien obszar.

Częścią procedury zatwierdzenia zgodnie z § 43 zd. 1 pkt. 2 EnWG i postępowania w sprawie udzielenia pozwolenia zgodnie z § 133 ust. 1 zd. 1 pkt. 2 BBergG jest również ponadgraniczny udział opinii publicznej, który w Niemczech dotyczy odcinków gazociągu Nord Stream 2, dla których mają być wydane pozwolenia i który spełnia wymagania kodeksu postępowania administracyjnego (VwVfG) i UVPG. Są przy tym uwzględniane oddziaływania od obiektów, innych od tych, dla których pozwolenie jest wydawane, a które wyłącznie lub w przeważającym stopniu są związane z realizacją projektu Nord Stream 2.



Ponieważ projekt podlega obowiązkowi zatwierdzenia i oceny oddziaływania na środowisko w innych państwach, ma miejsce skoordynowany ponadgraniczny udział opinii publicznej zgodnie z konwencją z ESPOO. W tym celu organom władzy i opinii publicznej we wszystkich państwach pochodzenia i wszystkich państwach, których sprawa dotyczy, względnie państwach, które życzą sobie takiego udziału, udostępnia się równocześnie sporządzoną w tym celu dokumentację ESPOO w celu skomentowania. Odpowiednia notyfikacja ze strony Republiki Federalnej Niemiec nastąpiła przez wspólne pismo BSH i Urzędu Górniczego Stralsund z dnia 8 kwietnia 2013 r. Dokumentacja ESPOO zawiera - każdorazowo w języku danego państwa - przestrzenny i techniczny opis projektu Nord Stream 2 oraz odniesione do całego projektu przedstawienie i ocenę oddziaływań na środowisko. Informacje istotne dla procedury udzielania zezwoleń w Niemczech z dokumentacji ESPOO są zawarte również w dokumentacji wniosków do procedury udzielania zezwoleń w Niemczech. Ponadto przestrzegane są ewentualne porozumienia bilateralne zawarte pomiędzy zainteresowanymi państwami, jak np. Rzeczpospolitą Polską i Republiką Federalną Niemiec.

5.3 Procedura zatwierdzenia projektu zgodnie z § 43 EnWG

Zgodnie z § 43 ust. 1 pkt. 2 EnWG w celu budowy i eksploatacji gazociągów zasilających gazu ziemnego o średnicy większej niż 300 mm należy przeprowadzić procedurę zatwierdzenia projektu.

5.3.1 Przedmiot wniosku

Przedmiotem wniosku wymaganej prawem energetycznym niniejszej procedury zatwierdzenia projektu zgodnie z § 43 EnWG w związku z kodeksem postępowania administracyjnego landu Mecklenburg-Vorpommern (dalej VwVfG M-V) są budowa i eksploatacja gazociągu gazu ziemnego na niemieckim morzu terytorialnym zgodnie z opisem technicznym w rozdziale 3.3 oraz w miejscu wyjścia na ląd w lokalizacji Lubmin wraz ze stacją służy odbiorczej. Obszar objęty przestrzennie procedurą zatwierdzenia projektu przedsięwzięcia jest przedstawiony na Rys. 5-1.

5.3.1.1 Przedsięwzięcie, którego dotyczy zatwierdzenie projektu, i konieczne dalsze działania w rozumieniu § 75 ust. 1 punkt 1 VwVfG M-V

Zgodnie z § 75 ust. 1 punkt 1 VwVfG M-V przez zatwierdzenie projektu stwierdza się dopuszczalność projektu z włączeniem koniecznych dalszych działań na innych obiektach z punktu wszystkich aspektów interesu publicznego, na które ma wpływ projekt. Projekt jest opisany w rozdziale 3. Dalszymi działaniami w powyższym rozumieniu są działania poza właściwym projektem, które z powodu realizacji zawnioskowanego projektu są nie do uniknięcia, jak np. działania kompensacyjne, składowanie nieużywanych ponownie mas wydobytej ziemi a przede wszystkim takie działania, które są konieczne, aby wyeliminować długotrwałe zakłócenia sprawności innych obiektów, jak np. podłączenie i dopasowanie innych krzyżujących się z gazociągiem elementów infrastruktury (szlaki morskie i kable morskie).

5.3.1.2 Zestawienie istotnych decyzji publiczno-prawnych, zawartych w decyzji zatwierdzającej plan zgodnie z § 75 ust. 1 punkt 1 VwVfG M-V

Zgodnie z § 75 ust.1 zd. 1 VwVfG M-V nie są konieczne oprócz decyzji zatwierdzającej projekt inne decyzje organów władzy, szczególnie publicznoprawne pozwolenia, przydzielenia, zgody, zezwolenia, aprobaty i decyzje zatwierdzające. Dotyczy to przede wszystkim następujących decyzji zezwalających/kontroli objętych decyzją zatwierdzającą plan:

1. Decyzje wodnoprawne/kontroli:



- Pozwolenia wodnoprawne do korzystania z wód, jak wprowadzanie substancji do wód, nadpiętrzanie i obniżanie wód naziemnych i podziemnych oraz pobieranie, wybieranie i odprowadzanie wody gruntowej zgodnie z § 8 i nast. WHG w zw. z § 5 LWaG M-V
 - Zgłoszenie robót odkrywkowych zgodnie z § 49 WHG
 - O ile istnieje taka konieczność, wyjątki w zakresie celów zagospodarowania zgodnie z § 47 ust. 3, § 44 WHG w zw. z § 31 ust. 2 WHG.
 - Pozwolenie policji ds. budownictwa wodnego i ds. żeglugi na budowę obiektów na morzu terytorialnym zgodnie z § 31 ust. 1 Nr. 2 WaStrG.
 - Pozwolenie zgodnie z § 79 LaWaG M-V na budowę obiektów wodnych i układanie przewodów na obszarach zalewowych.
 - zatwierdzenie projektu budowy wodnej zgodnie z § 67 i nast. WHG w zw. z § 68 i nast. LWG M-V.
 - Pozwolenie policji żeglugowej według § 57 ust. 1 pkt. 1 SeeSchiffStrO (ruch szczególnie dużych jednostek) na eksploatację barek do układania rurociągów na morzu terytorialnym.
2. Decyzje prawne związane ustawą o ochronie środowiska i lasach:
- Zezwolenie środowiskowe według § 40 NatSchAG M-V wraz z wszystkimi wymaganymi decyzjami właściwych organów ds. ochrony środowiska zgodnie z § 4 do § 6 NatSchG M-V, w szczególności:
 - Pozwolenie wyjątkowe lub zwolnienia z ustawowej ochrony biotopów zgodnie z § 30 ust.3 BNatSchG w zw. z § 20 NatSchAG M-V lub § 67 ust. 1 BNatSchG.
 - Zezwolenie na nasypywanie na morzu terytorialnym zgodnie z § 13 ust. 1 zd. 1 pkt. 2 NatSchAG M-V.
 - W razie potrzeby, zwolnienia z przepisów rozporządzeń w sprawie obszarów objętych ochroną i uregulowań w sprawie ochrony określonych części przyrody i krajobrazu, z zaleceń § 34 ust. 2 BNatSchG oraz zakazów w celu ochrony gatunków § 44 ust. 1 BNatSchG i § 23 NatSchAG zgodnie z każdorazowymi wyjątkami i zasadami zwolnienia rozporządzeń w sprawie obszarów objętych ochroną i § 34 ust. 3 do 5 BNatSchG dla wszystkich danych obszarów chronionych i chronionych elementów na podstawie złożonych z niniejszym wnioskiem o wydanie decyzji zatwierdzającej plan ocen oddziaływania na środowisko oraz ewentualnie zgodnie z § 45 ust. 7 BNatSchG, § 23 ust. 6 NatSchGAG, względnie § 67 ust. 1 BNatSchG.
 - Pozwolenie na przekształcenie lasu zgodnie z § 15 LWaldG M-V
3. Specjalne pozwolenie na użytkowanie zgodnie z § 8 FStrG i §§ 22 i nast. StrWG M-V
4. Decyzje budowlano-prawne:
- Pozwolenia budowlane na obiekty budowlane zgodnie z § 59 LBauO M-V, które nie mogą być wybudowane bez pozwolenia, względnie nie są ujęte w § 60 i następnym LBauO M-V.

5.3.2 Uzasadnienie projektu

5.3.2.1 Skala prawna uzasadnienia

Plan jest uzasadniony, kiedy w odniesieniu do zamierzonego projektu zgodnie z celami określonymi w odnośnych przepisach szczegółowych z włączeniem pozostałych rozstrzygnięć prawnych, istnieje zapotrzebowanie, aby przedsięwzięcie z tego względu, czyli obiektywnie, było konieczne. Nie jest tak dopiero w wypadku niemożliwości uniknięcia przedsięwzięcia, lecz już wtedy, gdy uzasadnia się je w rozsądny sposób.



Punktem wyjścia dla uzasadnienia planu jest § 1 EnWG. Zgodnie z tym przepisem należy zapewnić możliwie bezpieczne, jak najtańsze, przystępne dla konsumentów, wydajne i nieszkodliwe dla środowiska przewodowe zaopatrzenie ogółu społeczeństwa w elektryczność i gaz opierające się w coraz większej mierze na energiach odnawialnych. Ważnym jest zatem, aby zapewnić możliwie bezpieczne zaopatrzenie w gaz ziemny, które ponadto powinno być tanie/przystępne dla konsumentów i wydajne/nieszkodliwe dla środowiska.

Uwzględniając te podstawowe zasady, przedsięwzięcie, którego dotyczy zatwierdzenie projektu zaopatrzenia ogółu społeczeństwa w gaz ziemny, i w ten sposób w celu osiągnięcia celów, o których mowa w § 1 EnWG jest konieczny. Udostępnione przez Nord Stream 2 zdolności przesyłowe już od 2020 r. będą potrzebne do pokrycia zapotrzebowania na gaz ziemny UE.

5.3.2.2 Skrótowy przegląd

W rozdziale tym przedstawiono przyczynę i powody realizacji projektu Nord Stream 2 oraz dowiedziono, dlaczego projekt ten jest konieczny dla zapewnienia zaopatrzenia w gaz Unii Europejskiej i jej państw członkowskich.

W celu opracowania prognozy przyszłego zapotrzebowania na gaz i możliwych źródeł jego pokrycia Nord Stream 2 AG zleciło spółce Prognos AG sporządzenie studium europejskiego bilansu gazowego. W związku z powyższym Prognos AG, która doradza decydentom politycznym, gospodarczym i społecznym w całej Europie wykonując dla nich analizy i prognozy, sporządziła w styczniu 2017 roku studium pt. "Status i perspektywy europejskiego bilansu gazowego"¹. Geograficzny obszar rozpatrywania studium Prognos i tego uzasadnienia projektu stanowi przede wszystkim Unia Europejska z jej 28 państwami członkowskimi (UE 28) – przy włączeniu Zjednoczonego Królestwa Wielkiej Brytanii i Północnej Irlandii (w skrócie: Zjednoczone Królestwo). Ewentualne wyjście Zjednoczonego Królestwa z UE 28 ("Brexit") nie miałoby istotnego oddziaływania na przepływy gazu ziemnego między Zjednoczonym Królestwem i innymi - państwami członkowskimi UE 28 oraz Norwegią, ponieważ zapotrzebowanie na import gazu ziemnego Zjednoczonego Królestwa i tym samym ilość całkowitego importu UE 28 nie uległyby z tego powodu zmianie.

² Rozpatrywany obszar geograficzny UE 28 zostaje rozszerzony w ramach poniższej analizy, jeśli to jest konieczne z perspektywy UE 28, tzn. jeśli państwa, które nie są państwami członkowskimi UE 28, mogą lub chcą pokryć swoje zapotrzebowanie na import gazu wyłącznie z UE 28³. Będzie to szczegółowo omówione.

Niewłaściwym byłoby przy tym odniesienie się jedynie do tych obszarów, które będą bezpośrednio zaopatrzone przez ten rurociąg. UE 28 posiada wspólny rynek gazu ziemnego, który dodatkowo w znacznym stopniu pozostaje pod wpływem globalnego rynku skroplonego gazu ziemnego (LNG). W związku z powyższym, aby móc ocenić bezpieczeństwo zaopatrzenia w gaz, należy zawsze uwzględnić bilans całkowity. Jeżeliby zignorować wzajemne oddziaływanie na zaopatrzenie oraz dostępne źródła, nie dałoby się odpowiednio ocenić kompleksowości rynków, a tym samym prognozy.

¹ Prognos AG, Status i perspektywy europejskiego bilansu gazowego (2017).

² Prognos AG, Status i perspektywy europejskiego bilansu gazowego (2017), rozdział 2.

³ Prognos AG, Status i perspektywy europejskiego bilansu gazowego (2017), rozdział 2.



Jeżeli przedstawione poniżej wyniki będą porównywane z innymi studiami, to uwzględniony obszar geograficzny powinien być szczególnie wzięty pod uwagę, ponieważ niektóre z opracowanych studiów dotyczą Europy OECD, a nie UE 28. Główna różnica między Europą OECD a UE 28 polega na uwzględnieniu Norwegii (będącej dużym eksporterem netto gazu ziemnego) i Turcji (duży importer gazu ziemnego) w Europie OECD. Ponadto kraje członkowskie UE 28 Rumunia, Bułgaria, Chorwacja, Łotwa i Litwa nie należą do Europy OECD. Prowadzi to do znacznych różnic w przedstawionych poszczególnych bilansach ilościowych.

Z punktu widzenia czasu, o ile istnieją odpowiednie badania i wyniki, uwzględniony okres obejmuje lata od 2020 r. do 2050 r. Biorąc pod uwagę duży okres prognozy oraz kompleksowość przedmiotu prognozy obciążonego znacznymi niepewnościami Prognoz szczegółowo przeanalizowała i przedstawiła w swoim studium wiele opracowań na temat przyszłego zapotrzebowania na gaz⁴.

Liczby przytoczone w tym rozdziale są zasadniczo zaokrąglone do pierwszego miejsca po przecinku lub do liczb całkowitych, co może prowadzić do nieznacznych różnic w sumach.

Przyjmując powyższe założenia projekt gazociągu Nord Stream 2 jest potrzebny z przedstawionych poniżej powodów, aby zapewnić korzystne cenowo i nieszkodliwe dla środowiska zaopatrzenie społeczeństwa w gaz ziemny. Prognoz dokonując analizy różnych scenariuszy dokonuje rozróżnienia pomiędzy tak zwanymi scenariuszami docelowymi, a referencyjnymi. Scenariusze docelowe zakładają zasadniczo wytwarzanie energii z odnawialnych źródeł energii (słońce i wiatr) w powiązaniu z pełną elektryfikacją gospodarki oraz wskazują na duży spadek zapotrzebowania na paliwa kopalne związany z dążeniem do osiągnięcia politycznych celów ochrony klimatu. Dzieje się tak niezależnie od prawdopodobieństwa osiągnięcia założonego w tym zakresie celu. Natomiast ze względu na swoje założenie metodyczne nie nadają się one do tego, aby stać się silną podstawą do sporządzenia prognozy przyszłego zapotrzebowania na gaz. W przeciwieństwie do scenariuszy docelowych scenariusze referencyjne uwzględniają ryzyko nieosiągnięcia tychże ambitnych planów.

Aby zapewnić bezpieczeństwo zaopatrzenia w gaz ziemny również i zwłaszcza w przypadku nieosiągnięcia takich celów, konieczne jest oparcie średnio- i długoterminowych planów zabezpieczenia energetycznego UE 28 na scenariuszach referencyjnych. Z tego względu Prognoz wyjściowo opiera się w swoim studium na *Scenariuszu referencyjnym UE (2016)*, a oprócz tego uwzględnia nowsze projekty. Zgodnie bowiem z opinią ekspertów Prognoz *Scenariusz referencyjny UE* jest ze względu na swoją przejrzystość i uwzględnienie obowiązujących ustaw i istniejących technologii dobrym punktem wyjścia dla analizy popytu na energię i produkcji energii UE 28. Ponadto Prognoz dochodzi do wniosku, że aby uzyskać pełny obraz przyszłego zapotrzebowania na import gazu *scenariusz referencyjny UE* w odniesieniu do prognozy zapotrzebowania na gaz musi zostać uzupełniony o przewidywania dotyczące przyszłego importu Szwajcarii i Ukrainy, które to już od 2015 roku pokrywają swoje zapotrzebowanie na import gazu wyłącznie z rynku UE i planują takie działanie również w przyszłości, a także o aktualniejsze oficjalne prognozy wielkości wydobycia.

Po uwzględnieniu Szwajcarii i Ukrainy, które zgodnie z oczekiwaniami od 2020 r. importować będą stale ok. 20 mld m³ gazu ziemnego z wewnętrznego rynku gazowego UE, przewiduje się, że zapotrzebowanie na ten surowiec w krajach strefy UE 28 Plus od 2020 roku utrzyma się na niemal stałym poziomie i wyniesie 494 mld m³ w 2020 roku, 477 mld m³ w 2030 roku i 487 mld m³ w 2050 roku. Jednocześnie wielkość produkcji wewnętrznej w krajach strefy UE 28 spadnie w latach 2015–2050 prawdopodobnie o 55%.

⁴ Prognoz AG, Status i perspektywy europejskiego bilansu gazowego (2017), rozdział 6.1.



Zgodnie z opracowaniem Prognos oczekuje się, że spadek produkcji gazu ziemnego w UE 28 będzie jeszcze większy w efekcie podjętych ostatnio przez rząd holenderski decyzji o zaostrzeniu ograniczeń dotyczących wydobycia gazu ziemnego ze złoża w Groningen oraz ze względu na niższe prognozy dotyczące wielkości produkcji gazu ziemnego w Niemczech i Wielkiej Brytanii.

W związku z powyższym należy przyjąć, że produkcja gazu ziemnego w krajach strefy UE 28 spadnie z poziomu 118 mld m³ w 2020 r. do 83 mld m³ w 2030 r. i 61 mld m³ w 2050 r.

Stabilny poziom zapotrzebowania w połączeniu ze znacznym spadkiem wielkości produkcji powoduje, że zapotrzebowanie na import gazu ziemnego w strefie UE 28 będzie stale rosnąć: z 376 mld m³ w 2020 r. do 394 mld m³ w 2030 r. i 427 mld m³ w 2050 r.

Zgodnie z opracowaniem Prognos w razie braku realizacji projektu Nord Stream 2 nie da się zapewnić zaspokojenia zapotrzebowania na import gazu ziemnego, a tym samym zaopatrzenia w energię, jeżeli braki te nie będą mogły być pokryte gazem dostarczanym tym gazociągiem. Globalny rynek skroplonego gazu ziemnego poddany jest dramatycznym wahaniom, przez co nie można mieć pewności co do wyrównania ewentualnych braków w zapotrzebowaniu. Pożądana jest zatem realizacja projektu Nord Stream 2, który pozwoli pozbyć się niepewności co do zaopatrzenia w gaz, a ponadto utrzymać konkurencyjną sytuację na rynku, której celem jest zaopatrzenie w jak najkorzystniejszych cenach. Poniżej przedstawiono szczegóły:

- *Gaz dostarczany gazociągiem:* Zapotrzebowanie na import gazu ziemnego krajów strefy UE 28 może zostać pokryte przez gaz dostarczany gazociągiem oraz gaz importowany w postaci skroplonego gazu ziemnego (LNG). W odniesieniu do gazu dostarczanego gazociągiem oczekuje się, że wszyscy dotychczasowi dostawcy gazu na rynek wewnętrzny UE za wyjątkiem Rosji (tj. Algieria, Libia i Norwegia) będą dostarczać go coraz mniej. Będzie się tak działo wskutek wprowadzenia ograniczeń przyszłej wielkości produkcji i/lub zwiększenia zapotrzebowania na gaz ziemny w krajach dostawców.

Rosja zaś dysponuje największymi zasobami gazu ziemnego na świecie oraz ogromnymi możliwościami produkcyjnymi pozwalającymi sprostać zarówno popytowi krajowemu, jak i oczekiwaniom eksportowym ze strony krajów strefy UE 28 oraz innych państw.

Transport gazu rosyjskiego na rynek wewnętrzny UE odbywa się niezawodnie funkcjonującym gazociągiem Nord Stream (1) i Jamał-Europa, a także gazociągami przesyłowymi do krajów nadbałtyckich (Estonii, Łotwy i Litwy) oraz Finlandii. Jednakże w przypadku ukraińskiego odcinka korytarza centralnego dalsza zdolność przesyłowa może być uznana za trwale dostępną jedynie dla wielkości do 30 mld m³ rocznie. A i to jedynie pod warunkiem przeprowadzenia wymaganej modernizacji sfinansowanej przez EBOR (Europejski Bank Odbudowy i Rozwoju)/ EBI (Europejski Bank Inwestycyjny). Jednakże aby na trwale zapewnić taką zdolność transportową, również i w przyszłości konieczne będzie przeprowadzenie wymaganych prac modernizacyjnych i konserwacyjnych, co przynajmniej w ostatnich latach nie miało miejsca. Operator sieci nie zrealizował bowiem w ostatnich latach zaplanowanego programu inwestycyjnego.

Ponadto nieodpowiedni stan ukraińskiego systemu transportu gazu skutkuje awaryjnością dziesięciokrotnie wyższą niż średnia europejska. Sytuacja ta coraz bardziej się pogarsza, ponieważ w 2020 roku rurociągi wejdą w czwartą, a w niektórych przypadkach w piątą dekadę eksploatacji. Co więcej, gaz dostarczany z wyczerpujących się złóż w regionie Nadym Pur Taz musi zostać zastąpiony przez gaz produkowany w zlokalizowanym dalej na północny zachód regionie Jamał. W konsekwencji luki w zaopatrzeniu nie będą mogły w przyszłości zostać z całą pewnością wypełnione gazem dostarczanym rurociągiem, co nie pozwoli na zapewnienie zaopatrzenia.



Jeśli chodzi o gaz dostarczany na rynek wewnętrzny UE rurociągami z krajów mogących stanowić jego nowe źródła (Azerbejdżan, Turkmenistan, Izrael, Irak i Iran), to jego ilość jest wyraźnie ograniczona. Oprócz dodatkowych ilości pochodzących z Azerbejdżanu, które mają być transportowane na rynek UE nowym, budowanym obecnie rurociągiem TAP/TANAP w zaplanowanej wielkości 10 mld m³ rocznie, nie przewiduje się żadnych dodatkowych możliwości transportu gazu. W związku z powyższym w najbliższym czasie nie należy oczekiwać importu dodatkowych ilości przez tych dostawców.

- *LNG*: Globalny rynek gazu LNG stanowi wprawdzie możliwe źródło dodatkowego importu znaczących ilości gazu ziemnego pokrywających przyszłe zapotrzebowanie importowe strefy UE 28, jednakże LNG nie jest w stanie zapewnić zaspokojenia tego zapotrzebowania. Globalny rynek LNG cechuje się cyklicznością i ulega ekstremalnie silnym wahaniom, w związku z czym nie jest możliwe sporządzenie dla niego wystarczająco pewnych prognoz dotyczących bezpiecznego zaopatrzenia Europy w gaz.

Sytuacja jest zatem odwrotna - Prognoza⁵ oraz liczne inne dostępne opracowania⁶ wychodzą z założenia, że na początku lat 20-tych XXI wieku popyt na LNG przewyższy podaż i nie będzie można pokryć zapotrzebowania Europy, a dodatkowo zwiększy się konkurencja cenowa. Gaz ziemny importowany na rynek wewnętrzny UE siecią LNG nie stanowi tym samym bezpiecznej opcji zaopatrzenia. Opierając się na dostępnych scenariuszach LNG oczekuje się w miarę pewnych importów LNG wynoszących średnio 67 mld m³ w roku 2020 i rosnących do 95 mld m³ w roku 2030, co uwzględniono poniżej.

W wyniku powyższego w przypadku braku realizacji wnioskowanego projektu powstałaby luka importowa. Uwzględnione w niniejszym opracowaniu prognozy przewidują, że wielkość tej luki wzrośnie z poziomu 30 mld m³ w 2020 r. do 59 mld m³ w 2030 r. i 110 mld m³ w 2050 r. Budowa rurociągu Nord Stream 2 może wypełnić prognozowaną lukę importową począwszy od 2020 r. Rurociąg ten zwiększy istniejące możliwości przesyłu gazu z Rosji na rynek wewnętrzny UE i pozwoli uniknąć dodatkowego uzależnienia od nieprzewidywalnego gazu LNG. Gazociąg Nord Stream 2, którego zdolność przesyłowa planowana jest na poziomie 55 mld m³ rocznie, przyczyni się do pokrycia luki importowej od 2020 r. i zapewni tym samym bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego.

Uwzględniając zakres swobody i złożoność prognozy nie można oczywiście wykluczyć, że inne opracowania doprowadzą do innych wyników. Natomiast również i one nie będą w stanie z całą pewnością stwierdzić, że bezpieczeństwo dostaw gazu do UE będzie można w przyszłości zagwarantować bez realizacji planowanej inwestycji. Przeciwnie, istnieją dodatkowe czynniki ryzyka rodzące obecnie obawę jeszcze dalej idącego zagrożenia bezpieczeństwa dostaw gazu. Rurociąg Nord Stream 2 może się przyczynić do zapewnienia bezpieczeństwa zaopatrzenia również, bądź zwłaszcza, w odniesieniu do potencjalnych ryzyk związanych z tranzytem, dostawą i popytem.

Do istotnych przypadków ryzyka należą z jednej strony całkowite zaprzestanie tranzytu gazu przez Ukrainę ze względów handlowych lub prawnych, a z drugiej strony niskie ilości dostarczanego LNG ze względu na napięty globalny rynek LNG. Ponadto wyższy od przyjętego przez Prognoza popyt na gaz ziemny oraz ryzyka dostaw, takie jak na przykład całkowite zatrzymanie wydobycia ze złóż w Groningen lub wstrzymanie eksportu gazu z Afryki Północnej, mogą zagrażać bezpieczeństwu zaopatrzenia rynku UE w gaz.

⁵ Prognoza AG, Status i perspektywy europejskiego bilansu gazowego, rozdział 6.3..

⁶ Patrz np. Royal Dutch Shell plc., LNG Outlook (2017), s. 13; The Boston Consulting Group, A Challenging Supply-Demand Outlook for LNG Producers (2016), s. 8.



Dodatkowo rurociąg Nord Stream 2 zwiększa konkurencję na rynku gazu ziemnego dostarczanego z różnych krajów na wewnętrzny rynek UE, przez co przyczynia się do obniżenia ogólnorynkowych cen dla konsumentów, a tym samym do korzystnego cenowo zaopatrzenia w energię. Poza tym potrzebna rozbudowa infrastruktury odbiorczej rurociągu Nord Stream 2 doprowadzi do dalej idącej integracji unijnego rynku gazowego.

Ostatecznie wnioskowany projekt będzie miał swój wkład w neutralne dla środowiska zaopatrzenie w energię. Stanie się tak zarówno w odniesieniu do paliwa, jakim jest gaz ziemny i jego ogólne znaczenie w koszyku energetycznym, jak i w odniesieniu do konkretnego projektu.

Gaz ziemny jest paliwem stosowanym w różnych sektorach: produkcji ciepła, prądu, przemyśle i transporcie w krajach UE 28. Jako paliwo kopalne z najmniejszymi emisjami gazów cieplarnianych (greenhouse gas, GHG) oraz z innymi, powstającymi podczas spalania emisjami (np. drobny pył) - przede wszystkim w stosunku do węgla i ropy - gaz ziemny może służyć przejściu do świata bardziej cechującego się stosowaniem energii odnawialnych oraz zabezpieczeniu systemu energii dzięki zdolnościom rezerwowym. Gaz ziemny ma tym samym - jako nośnik energii- potencjał towarzyszenia przy przejściu do gospodarki o niskiej emisji węgla i wspierania jej; dlatego również w przyszłych dziesięcioleciach będzie miał ważne znaczenie w zaopatrzeniu w energię UE 28. Poprzez dalsze wykorzystywanie gazu ziemnego można osiągnąć ambitne cele paryskiego porozumienia w sprawie zmian klimatu z roku 2016 bez zagrożenia bezpieczeństwa zaopatrzenia w energię.

Uwzględniając również potencjalne oddziaływanie na środowisko i klimat rurociąg Nord Stream 2 wyróżniający się najnowocześniejszą technologią i znacznie krótszą drogą prowadzącą od złóż gazu w Rosji na rynek gazowy UE posiada wyraźnie zalety.

Korzyści te widoczne są zarówno w porównaniu do dostaw innymi rurociągami, takimi jak Jamał-Europa oraz korytarzem centralnym, jaki i w porównaniu ze wszystkimi istotnymi opcjami dostaw LNG (z Algierii, Australii, Kataru i USA). Spośród wskazanych opcji dostaw gaz dostarczany z Rosji korytarzem Nord Stream w kierunku rynku gazowego UE posiada najkorzystniejszy bilans CO₂. W porównaniu do gazu ziemnego dostarczanego do UE korytarzem Nord Stream ślad węglowy z alternatywnych rosyjskich tras gazociągowych jest przynajmniej o 46% wyższy, natomiast ślad węglowy dostaw LNG ze źródeł alternatywnych przynajmniej o 131%.

W najbliższym czasie gaz ziemny zostanie elementarnym składnikiem zaopatrzenia w energię krajów strefy UE 28 i może przyczynić się do niższego stopnia emisji gazów cieplarnianych w porównaniu z energią wytwarzaną z węgla i oleju. Aby pokryć powstałą lukę importową wynikłą z wysoce stabilnego zapotrzebowania na gaz ziemny i gwałtownie zmniejszającej się jego produkcji, konieczne jest dodatkowe zaopatrzenie w gaz ziemny. Nowoczesny system przesyłu gazu rurociągiem Nord Stream 2 może się do tego przyczynić od 2020 roku oraz w ten sposób pozytywnie wpłynąć na niezawodność, opłacalność ekonomiczną, stabilność i efektywność dostaw gazu do UE i sprawić, że staną się one bardziej przyjazne dla konsumenta.

5.3.2.3 Gaz ziemny w UE

Niniejszy rozdział przedstawia w formie przeglądu podstawowy sposób funkcjonowania rynku gazu UE i aktualne tendencje w tym zakresie. Bardziej szczegółowe omówienia i analizy znajdują się w podawanych każdorazowo źródłach.



5.3.2.3.1 Rola gazu ziemnego w koszyku energetycznym UE

Aktualnie gaz ziemny ma drugi pod względem wielkości udział (~21%) w koszyku energetycznym UE 28 po ropie (~34%), ale znacznie przed węglem (~17%), energią jądrową (~14%) i energiami ze źródeł odnawialnych (~13%)⁷. W minionych latach wzrost energii odnawialnych powodował zasadniczo spadek stosowania węgla. Gaz ziemny, który podczas spalania wszystkich kopalnych nośników energii generuje najmniejsze emisje, zarówno w przypadku gazów cieplarnianych (greenhouse gases, GHG) oraz innych substancji (np. drobny pył, patrz również rozdział 5.3.2.3.3) może zastąpić wszystkie kopalne nośniki energii w palniku, w silniku spalinowym i w turbinach (wraz z tymi, które są wykorzystywane do produkcji prądu). W przeciwieństwie do tego energie odnawialne są stosowane do tej pory głównie do wytwarzania prądu. Dopóki zatem nie uda się stosowanie energii odnawialnych poza produkcją prądu (np. znalezione rozwiązania dla magazynowania energii elektrycznych w przemysłowo wykorzystywanych wielkościach), odnawialne wytwarzanie energii musi być zastąpione przez napędzane gazem elektrownie. W przeciwnym razie należy wyjść z założenia, że podczas pracy bloku ze zmienną mocą zagrożona jest niezawodność zasilania prądem i stabilność sieci.

5.3.2.3.2 Zintegrowany rynek gazowy UE

Wraz z realizacją trzeciego pakietu wewnętrznego rynku energii oraz stworzeniem coraz bardziej powiązanej infrastruktury gazowej w UE 28 realizowany jest model wspólnego zasobu, który może być zasilany i z którego gaz może być pobierany w każdym dowolnym punkcie. Sporządzenie, a już na pewno prognoza krajowych bilansów gazowych przestała być tym samym praktycznie możliwa z uwagi na wielość i różnorodność obrotu gazem w ramach UE 28. Obliczanie popytu odbywa się wprawdzie nadal na płaszczyźnie krajowej, ale już sytuację podaży należy rozpatrywać na płaszczyźnie UE 28, ponieważ zwłaszcza importu gazu ziemnego nie da się zasadniczo przyporządkować do poszczególnych krajów członkowskich. Na dzień dzisiejszy ważnym jest przede wszystkim doprowadzenie koniecznych ilości importowanego gazu ziemnego do zewnętrznych granic UE 28, aby można było następnie rozprowadzić go na wewnętrznym rynku gazowym UE 28 w zależności od zapotrzebowania poszczególnych państw.

Tenże model wspólnego zasobu został dotychczas w sporej mierze zrealizowany, ponieważ duża część rynku gazowego UE (Austria, Belgia, Republika Czeska, Dania, Francja, Niemcy, Węgry, Włochy, Luksemburg, Holandia, Polska, Słowacja, Zjednoczone Królestwo) - który stanowi ok. 85% zużycia gazu UE 28⁸, jest dobrze połączona w sieć. Sukces wprowadzonych w niedawnej przeszłości działań UE w celu wspierania integracji wewnętrznego rynku gazu ziemnego, ma odzwierciedlenie w rosnącej zdolności interkonektorów między państwami członkowskimi UE: Pomiędzy latami 2009 i 2015 łączna zdolność przesyłowa gazociągów połączeniowych UE wzrosła o 27%, z 774 mld m³ do 984 mld m³/rok⁹. Zaawansowana zwłaszcza w północno-zachodniej Europie integracja rynku ma odzwierciedlenie również w bardzo małych różnicach cen między poszczególnymi punktami węzłowymi gazu: Ceny gazu w punktach węzłowych tego obszaru odbiegają o mniej niż 1 EUR/MWh¹⁰ od cen referencyjnych dla gazowego punktu węzłowego *Title Transfer Facility (TTF)*¹¹.

⁷ Komisja Europejska, DG ENER: Energy datasheets: EU-28 countries (2016) (ostatnia aktualizacja 06/07/2016), dostępne w: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/CountryDatasheets_June2016.xlsx, ostatnie wejście: 01/03/2017.

⁸ BP, Statistical Review of World Energy (2016), s. 23.

⁹ ENTSOG, Capacity map data sets 2010 und 2016, dostępna na stronie:

http://www.entsog.eu/public/uploads/files/maps/transmissioncapacity/2010/ENTSOG_CAP_MapData_June2010_final.xls, ostatnie wywołanie w dniu: 01/03/2017



W UE pozostało niewiele obszarów, na których integracja rynku w zakresie gazu ziemnego jest tak dalece zaawansowana. Mimo to istnieje wiele powodów, aby i te obszary rynku uwzględnić w badaniu zapotrzebowania w ramach bilansu gazowego UE 28, ponieważ opisane powyżej połączenie będzie kontynuowane w nadchodzącym czasie również i na tych obszarach. Poza tym większa dostępność importowanego gazu przesyłanego rurociągami na połączonym już wewnętrznym rynku gazu przyczynia się do poprawy sytuacji konkurencyjnej w zakresie importu LNG na obszarach niepodłączonych do tejże sieci. Szczególnie należy tutaj wspomnieć o dwóch obszarach:

- Półwysep Iberyjski ma tylko ograniczone inne możliwości zaopatrywania w gaz ziemny niż LNG: Gaz z rurociągu jest ograniczony przez algierski potencjał eksportowy (szczegółowe informacje patrz rozdział 5.3.2.5.1.3) i zdolność rurociągu, który łączy Półwysep Iberyjski z Francją), jest mała.
- Obecnie państwa bałtyckie Estonia, Łotwa i Litwa oraz Finlandia zaspokajają swoje zapotrzebowanie przede wszystkim bezpośrednio rosyjskim gazem z gazociągu, gdyż tylko w bardzo niewielkim stopniu są połączone z centralnym rynkiem UE. Jednak obecnie jest planowany tzw. Baltic Connector¹², który będzie przebiegał z wybrzeża Finlandii przez Morze Bałtyckie do Estonii i jest on wspierany przez UE. Konektor ma za zadanie połączenie Finlandii z rynkiem gazowym UE, przede wszystkim z łotewskim zbiornikiem gazu i litewskim terminalem LNG. Poza tym połączenie rurociągowie między Polską i Litwą jest zaplanowane do dalszego przyłączenia państw bałtyckich do rynku gazowego UE, tzw. sieć zespolona gazu ziemnego między Polską i Litwą (Gas Interconnection Poland-Lithuania, GIPL). Ponieważ w obydwóch przypadkach chodzi o wewnętrzne projekty UE, to nowe infrastruktury nie zmieniają znacznie bilansu gazowego UE 28. Poza tym podobnie sytuacja się ma w przypadku projektu „Baltic Pipe” (patrz przypis 14). Chodzi tutaj wprawdzie o infrastrukturę służącą importowi gazu ziemnego z Norwegii do UE 28, natomiast dostępne ilości eksportowe z Norwegii nie ulegną przez to zmianie.

i <http://www.entsog.eu/public/uploads/files/maps/transmissioncapacity/2016/Capacities%20for%20Transmission%20Capacity%20Map%202016.xlsx>, ostatnie wejście: 01/03/2017.

¹⁰ Dla Węgier, Włoch i Polski różnica cenowa jest trochę większa, tzn. w zakresie 1-3 EUR/MWh

¹¹ ACER, Market Monitoring Report (2015), s. 41.

¹² Nie należy mylić tego z tzw. "Baltic Pipe", planowanym projektem OCI, który ma łączyć Polskę z rezerwami gazu ziemnego z Norwegii przez Danię i dlatego nie ma bezpośredniego oddziaływania na zaopatrzenie w gaz państw bałtyckich. Cały projekt składa się z czterech elementów głównych:

- a) "Norweskie podłączenie", które łączy system norweski w Morzu Północnym z duńskim punktem wyjścia na ląd
- b) „Duńskie rozszerzenie” zwiększa zdolność istotnych odcinków duńskiego systemu przesyłu
- c) "Baltic Pipe" łączy Danię i Polskę dwukierunkowym rurociągiem podmorskim
- d) „polska ekspansja" umożliwia, jeśli to konieczne, zwiększenie zdolności polskiego systemu przesyłu

„Baltic Pipe" jest częścią całego projektu i jest projektem PCI (Project of Common Interest) oraz projektem wspieranym przez UE, który został oceniony w ramach studium wykonalności technicznej, ekonomicznej i ekologicznej żywotności. W odniesieniu do rurociągu Nord Stream 2 realizacja całego projektu Baltic Pipe nie ma bezpośredniego oddziaływania, ponieważ prowadziłaby tylko do dywersyfikacji tras transportowych dla dostaw gazu norweskiego na rynek gazowy UE. Pochodzące z Norwegii ilości importowe nie wzrosłyby dlatego na skutek nowych tras transportu, ponieważ zdolność produkcyjna/eksportu Norwegii, która już dziś ma nadmierną infrastrukturę eksportu na rynek gazowy UE, jest ograniczona (dostępna zdolność transportowa ok. 180 mld. m³/rok w porównaniu z dostawami o wielkości 100-120 mld. m³/rok. Baltic Pipe nie miałaby tym samym podczas jej realizacji żadnego wpływu na bilans gazowy UE 28, ponieważ tylko norweski eksport gazu ziemnego na rynek gazowy UE odbywałby się inną drogą transportu.



Dzięki wsparciu różnych projektów infrastrukturalnych, zwłaszcza we wskazanych powyżej obszarach, jako *Projects of Common Interest* (PCI, projekty wspólnych interesów) dąży się do jeszcze większego połączenia w sieć wewnętrznego rynku gazu ziemnego UE 28. W wyniku tego bezwzględnie należy ocenić równowagę pomiędzy podażą i popytem gazu w odniesieniu do całej UE 28. Konieczność ta wynika bezpośrednio z faktu, że ze względu na dotychczasowy postęp osiągnięto wysoki stopień powiązania między poszczególnymi państwami członkowskimi UE, które to powiązanie będzie nadal rozbudowywane. Przy tym gaz ziemny, który jest transportowany rurociągiem Nord Stream 2 do UE 28, musi wprowadzić najpierw dotrzeć na ląd w Niemczech, gdzie dotrze na rynek gazowy UE. Stąd może i przyczyni się do pokrycia zapotrzebowania na gaz połączonych ze sobą państw członkowskich UE.

Ponadto dodatkowa dostępność gazu importowanego rurociągiem ma pośrednio pozytywne oddziaływanie na nie do końca jeszcze powiązane obszary unijnego rynku gazu, ponieważ – jak zostanie to przedstawione poniżej – dostępność LNG w celu zapewnienia bezpieczeństwa zaopatrzenia zależy także pośrednio od popytu takich regionów, jak np. Półwysep Iberyjski, które pokrywają swoje zapotrzebowanie na gaz w głównej mierze za pomocą LNG.

Ukształtowanie rynku gazowego UE w taki sposób, aby funkcjonował w postaci wspólnego zasobu, przyczynia się do realizacji głównych celów polityki energii UE: bezpieczeństwo zaopatrzenia, ekonomiczność zaopatrzenia w energię w dobrych cenach, trwałość i efektywność oraz przyjazność dla odbiorcy. Dlatego infrastruktura transportowa, która musi zapewnić połączenie w sieć i pokrycie regularnego zapotrzebowania oraz szczytowego obciążenia (np. w zimie), podlega w ramach rynku gazowego UE regulacji, aby w ten sposób zagwarantować wymaganą zdolność transportową oraz wymaganą zdolność magazynowania.

Aby wykorzystać aktualne zdolności transportowe w ramach rynku gazowego UE i by pokryć zapotrzebowanie UE 28 na gaz ziemny, konieczna jest infrastruktura transportu z zewnątrz do UE 28; zależy to od tego, że znaczna część zapotrzebowania na gaz ziemny UE 28 musi być pokryta poprzez importy, jak pokazano w rozdziale 5.3.2.4. Odpowiednie zaopatrzenie w gaz ziemny jest warunkiem koniecznym dla prawidłowego funkcjonowania rynku gazowego UE i przyczynia się do konkurencyjnych cen dla odbiorcy w UE.

W odróżnieniu od wewnątrzunijnej infrastruktury transportowej, w przypadku której koszty inwestycyjne i eksploatacji mają bezpośredni wpływ na cenę gazu na skutek uregulowanych opłat transportowych, koszty infrastruktury wykorzystywanej do importu na rynek gazowy UE nie mają bezpośredniego wpływu na cenę na rynku gazowym UE: Przy istotnych punktach przekazania cena gazu jest ceną umowną lub ceną rynkową, które są określane przez konkurencję i nie zależą od kosztów transportu¹³. Infrastruktura importowa do zaopatrzenia gazowego rynku UE jest dlatego budowana jako zdolność, która daje potencjalnym dostawcom gazu możliwość przystąpienia do konkurencji o udziały rynkowe w rynku gazowym UE - w przeciwieństwie do istniejących w przeszłości umów długoterminowych (LTC) i stałej struktury rynku. W ten sposób wykorzystanie nowej infrastruktury służącej importowi na rynek gazowy UE zależy nie tylko od rozwoju rynku gazowego UE, lecz również od zmieniającej się pozycji konkurencyjnej potencjalnych dostawców, którzy konkurują na rynku gazowym UE o udziały w rynku i w całości ponoszą związane z tym ryzyko i koszty. Na skutek tego mechanizmu rynkowego' zmieniają się z upływem czasu udziały różnych dostawców gazu w rynku UE 28.

¹³ Długofalowo inwestorzy infrastruktury potrzebują pewnego zwrotu z inwestycji, który powinien być odzwierciedlony w cenach rynkowych lub LTC. Jednakże z powodu mechanizmów rynkowych faktyczne ceny w dowolnym momencie są niezależne od kosztów przesyłu.



Budowa takiej infrastruktury służącej importowi na rynek gazowy UE oraz faktyczna dostawa ilości gazu są premiowane przez atrakcyjność płynnego rynku gazowego UE. Aby przede wszystkim w przypadku trudnej sytuacji na rynku zapewnić wystarczające zaopatrzenie UE w konkurencji z innymi regionami, konieczna jest wyższa cena rynkowa UE. W ten sposób zaopatrzenie UE w gaz ziemny przez LNG na rynku o trudnej sytuacji powodowałoby na przykład, że odbiorcy w UE 28 musieliby płacić co do zasady wyższą cenę za gaz¹⁴. W przeciwnym razie odpowiednie ilości LNG byłyby dostarczone tam, gdzie płaci się większą cenę, zatem np. do Azji, a nie do UE.

Podstawę stanowi generalnie istniejąca różnica między zaopatrzeniem w gaz ziemny przez rurociąg i LNG. Zaopatrzenie w LNG podlega globalnej konkurencji, gdyż tankowce przewożące LNG biorą kurs na rynek, który jest atrakcyjny. W przeciwieństwie do tego gaz z rurociągu podlega tylko konkurencji z klientami na rynku, który za pomocą rurociągu związany jest z tym samym źródłem.

5.3.2.3.3 Przyszła rola gazu ziemnego w koszyku energetycznym UE

5.3.2.3.3.1 Paryska konwencja w sprawie zmian klimatu COP 21 w ramach Konferencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu

W grudniu 2015 197 państw wzięło udział w COP 21 (Conference of the Parties) w ramach UNFCCC (konferencja Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu) w Paryżu i opracowały one globalną odpowiedź na zagrożenie spowodowane zmianą klimatu. Centralny cel, który został określony w artykule 2 konwencji paryskiej, globalny wzrost temperatury ogranicza się w trakcie stulecia do mniej niż 2°C lub nawet poniżej 1,5°C w porównaniu do przedprzemysłowego poziomu temperatury. Aby osiągnąć ten cel, strony zgodnie z artykułem 4 zamierzają "zapewnić równowagę między antropogenicznymi emisjami gazów cieplarnianych i redukcją tych gazów w drugiej połowie tego stulecia"¹⁵. W dniu 5 października 2016 r. UE podpisała porozumienie, które weszło w życie w dniu 4 listopada 2016 r. Do dzisiaj (luty 2017) porozumienie zostało podpisane przez 126 stron.

¹⁴ Podczas ostatniego okresu różnic cenowych między latami 2010 i 2013 ceny wyrowadzenia na ląd w Japonii i Korei były średnio o 5-8 USD/mmbtu wyższe od ceny zachodnioeuropejskich punktów wyrowadzenia. Również w przyszłości odbiorcy w UE 28 musieliby przebić wysokie azjatyckie ceny za LNG, aby zagwarantować faktyczny import LNG. Spowodowałoby to znaczny wzrost cen punktów węzłowych gazu i tym samym podrożałoby to cały import związany z punktami węzłowymi gazu (patrz rozdział 5.3.2.5.2.1).

¹⁵ Porozumienie paryskie, artykuł 4 (2015), s. 4 i kolejne.



Aby osiągnąć cel *COP 21* neutralnej w zakresie CO₂ gospodarki, odnawialne energie i efektywność energetyczna muszą odgrywać dominującą rolę. IEA i JPCC doszły do wniosku, że globalny budżet CO₂ w wielkości 1000 Gt emisji CO₂ nie może zostać przekroczony, aby osiągnąć cel 2°C i wynosić zasadniczo mniej dla celu 1,5°C¹⁶. Można to osiągnąć - bez zagrożenia dla bezpieczeństwa zaopatrzenia - tylko w przypadku połączenia energii odnawialnych z efektywnością energetyczną oraz kopalnymi paliwami. Podczas gdy z czasem wzrasta znaczenie odnawialnych energii, przede wszystkim w drugiej połowie 20. wieku, często trudno jest wdrożyć działania związane z efektywnością energetyczną w wielkim stylu. Z tego powodu kopalne nośniki energii mają w ujęciu średnioterminowym nadal znaczenie. Przy tym wymieniony budżet CO₂ może być stosowany w sposób bardziej wydajny przy użyciu większej ilości gazu zamiast węgla i ropy naftowej, ponieważ gaz ziemny w porównaniu ze wszystkimi innymi paliwami kopalnymi generuje znacznie mniejsze emisje CO₂ (gaz ziemny: 518 g CO₂/kWh, ropa naftowa: 859 g CO₂/kWh, węgiel: 931 g CO₂/kWh i węgiel brunatny: 1175 g CO₂/kWh)¹⁷.

5.3.2.3.3.2 Doświadczenia Niemiec w zakresie dekarbonizacji

Odnosnie do celów politycznych oraz praktycznych doświadczeń rząd niemiecki jest już pionierem dekarbonizacji, jak to ma już odzwierciedlenie w ambitnym celu Kyoto 20-procentowej dekarbonizacji w porównaniu z poziomem z roku 1990 w trakcie pierwszego okresu zobowiązania od 2008 do 2012 r¹⁸. Zostało to dodatkowo udowodnione uchwaloną w roku 2010 "transformacją energetyczną"¹⁹ i ambitnymi celami klimatycznymi w *Planie ochrony klimatu 2050*) odpowiednio do uchwał *COP 21*). „Transformacja energetyczna” zakłada cele dekarbonizacji dla każdego dziesięciolecia - redukcja od 40% emisji gazów cieplarnianych do roku 2020 do 80% w roku 2050 w stosunku do poziomu z roku 1990. Dodatkowo *Plan ochrony klimatu 2050* określa sektorowe i inne cele częściowe oraz szereg instrumentów, aby osiągnąć cele. Podczas gdy tematy efektywności energetycznej i odnawialnych energii są omawiane szczegółowo, "transformacja energetyczna" milczy jednak na temat roli paliw kopalnych - odpowiedzialnych za ok. 90% obecnych emisji gazów cieplarnianych²⁰ - i pozostawia je wynikowi *systemu handlu emisjami* (ETS) UE i rynkom.

W Niemczech bieżące postępy przy wdrażaniu "transformacji energetycznej" i osiągnięcie zdefiniowanych celów ochrony klimatu są dokładnie monitorowane w formie Monitoring Reports i dokumentowane co roku, wraz z krytycznymi głosami ekspertów²¹. Bazując na ambitnych celach i szczegółowym monitoringu ich osiągania, Niemcy służą jako przykład dyskusji o wyzwaniu i doświadczeniach przy radzeniu sobie z ambitnymi celami ochrony klimatu, jak te *COP 21* oraz niemieckiego *planu ochrony klimatu 2050*. Rezultaty analizy sytuacji w Niemczech są przedstawione poniżej.

¹⁶ IEA, World Energy Outlook (2016), s. 4.

¹⁷ Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. Politechniki w Monachium, dane bazowe dot. zapewnienia energii elektrycznej (2010), dostępne na stronie: <https://www.ffe.de/die-themen/erzeugung-und-markt/186>, ostatnie wejście w dniu: 16/01/2017.

¹⁸ United Nations Kyoto Protocol base year data, dostępne na stronie: http://unfccc.int/ghg_data/kp_data_unfccc/base_year_data/items/4354.php, ostatnie wejście w dniu: 06/03/2017.

¹⁹ Plany do "transformacji energetycznej" zostały zmienione w roku 2011 po wypadku w Fukushima poprzez decyzję rezygnacji z energii atomowej do roku 2022.

²⁰ IEA, CO₂-Emissions from fuel combustion (2015), s. 19.

²¹ Federalne Ministerstwo Gospodarki i Energii, piąty raport z monitoringu w sprawie transformacji energetycznej - Energia przyszłości, rok sprawozdawczy 2015 (2016), s. 10 i nast



5.3.2.3.3.3 Cele "transformacji energetycznej" 2020

Monitoring Reports pokazują, że mimo znacznego państwowego wsparcia finansowego ocena dotychczasowych wyników "transformacji energetycznej" jest mieszana²². Podczas gdy osiągnięto cel polityczny rezygnacji z energii jądrowej bez redukcji niezawodności sieci elektrycznej, polityczny cel redukcji emisji gazów cieplarnianych o 40% w stosunku do stanu z roku 1990 nie zostanie z największym prawdopodobieństwem osiągnięty w roku 2020 po tym, gdy spadek w roku 2015 w stosunku do roku 1990 wynosił dopiero ok. 27%²³. Tym celom politycznym towarzyszą dwa cele strategiczne: zwiększyć udział energii odnawialnych w łącznej produkcji energii do roku 2020 do 18% i zredukować zużycie energii pierwotnej o 20%²⁴. Podczas gdy udział odnawialnej produkcji prądu z 32% łącznego zużycia prądu brutto w roku 2015 w Niemczech (w porównaniu do celu 35% w roku 2020) jest na dobrej drodze, ważne cele częściowe dotyczące osiągnięcia celów dekarbonizacji w roku 2020 nie zostaną prawdopodobnie zrealizowane:

- Spadek zużycia energii pierwotnej w Niemczech jest poniżej zdefiniowanego celu zmniejszenia o 20% do 2020 r. w porównaniu do 2008 r. W stosunku do roku poprzedniego zużycie energii pierwotnej w Niemczech w roku 2015 wzrosło nawet o 0,9% i w roku 2016 rosło nadal (0,3% w pierwszych trzech kwartałach). Ogólnie zużycie energii pierwotnej w porównaniu do roku bazowego spadło tylko o 7,6%.
- Zużycie energii końcowej w roku 2015 wzrosło o 2% w porównaniu do roku poprzedniego. Przede wszystkim przy omawianiu sektora mobilności cele dotyczące redukcji zużycia energii elektrycznej nie są osiągnięte: Mimo że rząd federalny założył cel obniżenia finalnego zużycia energii w sektorze mobilności do 2020 r. o 10%, to finalne zużycie energii zwiększyło się o 1,3% w porównaniu z 2005 r. Mimo programów subwencji cel miliona samochodów elektrycznych ledwo co zostanie osiągnięty do roku 2020, ponieważ w Niemczech w roku 2016 dopuszczono mniej niż 42 000 samochodów elektrycznych.
- Redukcja zużycia energii elektrycznej w porównaniu z celami nie jest w znacznym stopniu realizowana. W 2015 r. wzrosło również nieznacznie zużycie energii elektrycznej w stosunku do poprzedniego roku (o 0,3%) i było niższe tylko o 4% od zużycia w 2008 r. - pożądane zmniejszenie do 2020 r. wynosi jednak 10%.
- Konieczna rozbudowa sieci przesyłowej jest opóźniona o prawie dziesięć lat w stosunku do planu. Do roku 2015 zostanie zbudowanych tylko 35% (650 km) z łącznie planowanych na rok 2009 linii wysokiego napięcia (1 800 km).

Aby jednak osiągnąć pożądaną redukcję emisji GHG, w roku 2015 sporządzono niemiecki *Plan klimatyczny 2020*. Miał on za cel obniżenie równoważników dwutlenku węgla (CO₂e) o 62 do 78 mln ton CO₂e, przede wszystkim poprzez redukcję o ok. 20 mln t CO₂e w sektorze energetycznym i poprzez redukcję o 25 do 30 mln t poprzez kolejne działania²⁵. Obecnie oczekują się redukcji 46 do 58 mln t CO₂e w roku 2020²⁶.

²² Federalne Ministerstwo Gospodarki i Energii, piąty raport z monitoringu w sprawie transformacji energetycznej - Energia przyszłości, rok sprawozdawczy 2015 (2016), s. 24 i nast., 44 i nast., 95 i nast.

²³ Federalne Ministerstwo Gospodarki i Energii, piąty raport z monitoringu w sprawie transformacji energetycznej - Energia przyszłości, rok sprawozdawczy 2015 (2016), s. 7.

²⁴ Federalne Ministerstwo Gospodarki i Energii, piąty raport z monitoringu w sprawie transformacji energetycznej - Energia przyszłości, rok sprawozdawczy 2015 (2016), s. 6 i nast.

²⁵ Federalne Ministerstwo Gospodarki i Energii, piąty raport z monitoringu w sprawie transformacji energetycznej - Energia przyszłości, rok sprawozdawczy 2015 (2016), s. 64.

²⁶ Federalne Ministerstwo Gospodarki i Energii, piąty raport z monitoringu w sprawie transformacji energetycznej - Energia przyszłości, rok sprawozdawczy 2015 (2016), s. 64.



5.3.2.3.3.4 Niemiecki wkład w zmiany klimatu

Na 21. i 22. konferencje w Paryżu i Marrakeszu 190 stron przedłożyło swoje narodowe wkłady dotyczące ochrony klimatu (*Nationally Determined Contributions*, NDC), z ustalonymi na płaszczyźnie narodowej celami i działaniami służącymi do przestrzegania celów COP 21 Cele UE 28 i cele narodowe 28 państw członkowskich UE idą jeszcze dalej niż sama konwencja paryska: prawie całkowita rezygnacja z kopalnych paliw już do połowy stulecia (2050).

Niemiecki rząd federalny uchwalił w dniu 14 listopada 2016 r. swój narodowy *Plan ochrony klimatu 2050* i przedstawił plan na koniec 2016 w ramach ostatniej COP 22 w Marrakeszu. W odniesieniu do celu COP 21 osiągnięcia w drugiej połowie XXI wieku neutralnej pod względem emisji dwutlenku węgla gospodarki, niemiecki *plan ochrony klimatu 2050* przewiduje jeszcze bardziej ambitny cel, mianowicie, już w roku 2050 (prawie) neutralną pod względem emisji dwutlenku węgla gospodarkę, połączoną ze zmniejszeniem emisji gazów cieplarnianych o 95% w stosunku do roku 1990²⁷.

Niemiecki *plan ochrony klimatu* nie zajmuje się jednak nadrzędnym celem konwencji paryskiej, którym jest ograniczenie wzrostu temperatury globalnej do poniżej 2°C lub nawet poniżej 1,5°C. Byłoby przy tym właściwie konieczne, że plan określa kumulatywne skutki paliw kopalnych do osiągnięcia neutralnej pod względem emisji CO₂ gospodarki, wraz z planowanym wykorzystaniem globalnego budżetu CO₂ o wielkości 1000 Gt CO₂ przez Niemcy.

5.3.2.3.3.5 Wizja gospodarki w pełni zelektryfikowanej

Neutralną pod względem węgla gospodarkę można osiągnąć wyłącznie poprzez znaczne zwiększenie efektywności energetycznej i oszczędności energetyczne oraz wolne od CO₂ wytwarzanie energii. W Niemczech wolne od CO₂ wytwarzanie energii odbywa się przeważnie z energii odnawialnych, ponieważ idzie z nim w parze energia atomowa z nierozwiązanymi problemami (rozprzestrzenianie, bezpieczne usuwanie radioaktywnych odpadów i brakujące właściwe bezpieczeństwo reaktorów) i do roku 2022 będzie w Niemczech całkowicie przekazywana do sieci, podczas gdy separacja i magazynowanie dwutlenku węgla napotyka w Niemczech na silny sprzeciw.

Podczas gdy ostateczna struktura sektora energetycznego w roku 2050 i droga do niej w "transformacji energetycznej" pozostają otwarte, niemiecki *plan klimatyczny 2050* zakłada, że sektor odnawialny stanie się sektorem w pełni zelektryfikowanym, gdyż odnawialne energie dzisiaj zasilają niemiecką sieć elektryczną głównie bezpośrednio (wiatr i instalacje fotowoltaiczne) lub pośrednio (biogaz w lokalnym wytwarzaniu energii elektrycznej) *plan klimatyczny 2050* zakłada, że w roku 2050 w zakresie wytwarzania energii oraz dystrybucji i magazynowania energii należy osiągnąć w pełni zelektryfikowaną gospodarkę.

Mimo że scenariusz na pierwszy rzut oka wydaje się całkowicie nierealny i już są opracowywane różne scenariusze docelowe, które opisują, jak można osiągnąć cel, taka polityka stawiałaby wszystko na jedną kartę i tym samym zagrażałaby bezpieczeństwu zasilaniu energią. Jeśli nie zostaną zrealizowane ambitne prognozy, nie można już zapewnić w odpowiednim czasie potrzebnej infrastruktury energetycznej na skutek koniecznego czasu realizacji planowania, finansowania, budowy itd. Wyzwania w pełni zelektryfikowanej gospodarki przedstawione są szczegółowo poniżej:

²⁷ Federalne Ministerstwo Gospodarki i Energii, piąty raport z monitoringu w sprawie transformacji energetycznej - Energia przyszłości, rok sprawozdawczy 2015 (2016), s. 7.



- Pod koniec roku 2015 w Niemczech było 1,5 mln instalacji fotowoltaicznych o mocy 40 GW i około 26 000 instalacji energii wiatrowej o mocy 45 GW²⁸, które produkowały w roku 2016 38 TWh (instalacje fotowoltaiczne) i 80 TWh energii (energia wiatrowa)²⁹. W scenariuszu podstawowym z planowaną redukcją CO₂ na poziomie tylko 80% z "mieszanym" sektorem mobilności (pojazdy z silnikami spalinowymi i elektrycznymi oraz nowe alternatywy, jak samochody na wodór) i z rezygnacją z elektrowni węglowych Fraunhofer Institut [Instytut Fraunhofera] oszacował, że do roku 2050 należy zainstalować instalacje fotowoltaiczne o mocy 171 GW i instalacje wiatrowe o mocy 194 GW oraz inne odnawialne energie, aby osiągnąć wyznaczone cele klimatyczne³⁰. Z uwagi na dzisiejszą moc konieczne jest tym samym ponad 4,9 mln dodatkowych instalacji fotowoltaicznych i ponad 88 000 dodatkowych instalacji energii wiatrowej.
- W zakresie instalacji tej dodatkowej mocy oraz innych powstających kosztów, dodatkowe koszty³¹ wyniosłyby prawdopodobnie co najmniej 1 bilion Euro³². Ponadto budowa tak dużej mocy energii odnawialnych jest z punktu widzenia techniki szczególnym wyzwaniem i najprawdopodobniej trafiłaby na znaczny opór społeczny. Tylko przy uwzględnieniu tej zdolności produkcyjnej energii odnawialnych konieczne są jednak dodatkowe moce wytwórcze z paliw kopalnych, aby zagwarantować bezpieczeństwo zasilania EU-28. Ta dodatkowa moc jest potrzebna, jeśli energia pozyskana z energii odnawialnych nie jest wystarczająca, aby pokryć łączne zapotrzebowanie na energię.
- Jeśli nie będzie zgłębiana kwestia, jak można zminimalizować oddziaływanie paliw kopalnych, to jest prawdopodobne, że Niemcy przekroczą swój udział w globalnym budżecie CO₂.
- Cel w pełni zelektryfikowanego świata do roku 2050 wykluczyłby niepotrzebnie potencjalne stosowanie gazów neutralnych węglowo, jak biometan lub gaz syntetyczny, który można produkować z nadmiernej energii odnawialnej. Istniejący system transportu i magazynowania gazu ma znacznie większą zdolność transportu energii i magazynowania niż każda sieć elektryczna. Ta decydująca zaleta pozostałaby tym samym niepotrzebnie nieuwzględniona. Tym samym, ewentualny wkład istniejącej infrastruktury do wolnej od węgla gospodarki zostałby zastąpiony przez drogą i trudną do realizacji rozbudowę systemu elektrycznego.

5.3.2.3.3.6 Zalety gazu ziemnego jako korzystnego paliwa kopalnego

Ze względu na wyzwania, które są związane z w pełni zelektryfikowaną gospodarką, obiecująca sukcesem droga do wolnego od węgla świata zakłada stosowanie kopalnych paliw, przeważnie gazu ziemnego jako paliwa kopalnego z najmniejszymi emisjami, jako technologię przejściową w ramach pozostałego budżetu CO₂, aby pozostać przy globalnym wzroście temperatury 2°C - co odpowiada stężeniu atmosferycznemu GHG 450 ppm.

²⁸ Federalne Ministerstwo ds. Gospodarki i Energii, Dossier: Energie odnawialne, dostępne na stronie <http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/erneuerbare-energien.html>, ostatni dostęp w dniu: 25/01/2015.

²⁹ Federalne Ministerstwo ds. Gospodarki i Energii, Dossier: Energie odnawialne, dostępne na stronie <http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/erneuerbare-energien.html>, ostatni dostęp w dniu: 25/01/2015.

³⁰ Instytut Fraunhofera ds. solarnych systemów energetycznych ISE, Ile kosztuje transformacja energetyczna? Drogi do transformacji niemieckiego systemu energetycznego do 2050 r. (2015 r.), s. 31.

³¹ Dodatkowe koszty są kosztami dodatkowymi do scenariusza, który wykorzystuje dzisiejszy rynek energetyczny jako punkt odniesienia i zakłada na przyszłość pozostanie przypadku business-as-usual.

³² Instytut Fraunhofera ds. solarnych systemów energetycznych ISE, Ile kosztuje transformacja energetyczna? Drogi do transformacji niemieckiego systemu energetycznego do 2050 r. (2015 r.), s. 40 i 64.



W połączeniu z prądem z energii odnawialnych gaz ziemny ma wiele zalet w stosunku do innych paliw kopalnych i tym samym jest pierwszym wyborem jako dodatkowy nośnik energii, aby optymalnie wykorzystać pozostały budżet CO₂ w strategii energetycznej z niską zawartością węgla. Te szacunki dzielą także uznani eksperci branżowi, co na przykład wyrażało się podczas ostatnich rund rozmów o polityce klimatycznej w Niemczech³³. Podczas tych rozmów umocniło się pojęcie "more electric society" zamiast całkowitej elektryfikacji i postulat, że rozsądne byłoby w przyszłości korzystanie z gazu ziemnego i istniejącej infrastruktury gazowej³⁴.

Dalszą zaletą gazu ziemnego jest już istniejąca infrastruktura w obrębie UE 28 do przesyłu i magazynowania, co oznacza znaczny wkład w bezpieczeństwo dostaw przy stosunkowo niewielkich kosztach. W razie gdyby rozbudowa sieci energetycznych nadal była opóźniona w stosunku do planu, to infrastruktura gazowa mogłaby być wykorzystana dodatkowo do zapewnienia przesyłu i magazynowania energii - różne założenia w tej sprawie rozważano m.in. w ramach dyskusji o skojarzeniu sektorów. Mimo wszystko konieczny jest jeszcze znaczny postęp technologiczny, który pozwoli sprostać wyzwaniom magazynowania energii elektrycznej. Aby zastąpić wygaszane elektrownie atomowe i elektrownie na węgiel kamienny/brunatny, gaz ziemny musi odgrywać ważną rolę przy produkcji prądu (patrz również Rys. 5-4³⁵).

Dochodzi tu jeszcze fakt, że w sektorze ciepła - jeden z sektorów, w którym plan ochrony klimatycznej 2050 identyfikuje istotne problemy i w których cele redukcji zużycia energii końcowej rozmywają się dalece - przez bardzo efektywne i dojrzałe napędzane gazem technologie, takie jak gospodarka energetyczna skojarzona na bazie systemów gazowych, gazowe pompy ciepła lub gazowe kotły grzewcze kondensacyjne w krótkim czasie można zredukować emisje CO₂ przy ogrzewaniu. Poza tym wykorzystanie gazu ziemnego może przyczynić się do zahamowania zanieczyszczenia miast drobnym pyłem (przede wszystkim w porównaniu z elektrowniami na węgiel brunatny/węgiel kamienny i olejem napędowym), a tym samym poprawy środowiska naturalnego. W sektorze transportowym napędzane gazem pojazdy, szczególnie w segmencie samochodów użytkowych mogą być alternatywą dla pojazdów elektrycznych. Zastosowanie gazu w żegludze na rzekach i na Morzu Bałtyckim oraz dla ciężkich pojazdów użytkowych jest już zadeklarowanym celem polityki UE³⁶. Gaz znajduje wreszcie szeroką akceptację w społeczeństwie obywatelskim. Instytut Fraunhofera zakłada, że spośród wszystkich paliw kopalnych (i również niektórych odnawialnych źródeł energii) gaz będzie w przyszłości najważniejszym zasobem uzupełniającym energię odnawialne i przez to zapewniającym bezpieczeństwo energetyczne³⁷. Również enervis bada w aktualnym studium wzajemne oddziaływanie energii odnawialnych i kopalnych. W różnych scenariuszach rozważa możliwe ścieżki sprzężenia poszczególnych sektorów prądu i ciepła oraz ustala możliwe koszty tychże ścieżek. Autorzy opracowania dochodzą do wniosku, że – we wszystkich scenariuszach – do 2050 roku gaz ziemny pozostanie najrozsądniejszą pod względem kosztów opcją uniknięcia emisji CO₂ przy wytwarzaniu ciepła. Do

³³ Tematy związane z gospodarką energetyczną, efektywne i zintegrowane wdrożenie planu ochrony klimatu 2050 (2017).

³⁴ Oryginał: Prof. dr inż. Ulrich Wagner, Uniwersytet Techniczny w Monachium: „Jednakże 'more electric society' byłoby pojęciem, które ma więcej sensu niż z całkowitą elektryfikacją wszystkich sektorów. Ponieważ byłoby głupio zrezygnować z istniejącej infrastruktury jak gazowa, która jest dostępna na całym obszarze i jeszcze do tego z ogromnymi magazynami.", znaleziono w: Codzienne pytania gospodarki energetycznej, efektywne i integracyjne wdrożenie Planu ochrony klimatu 2050 (2017).

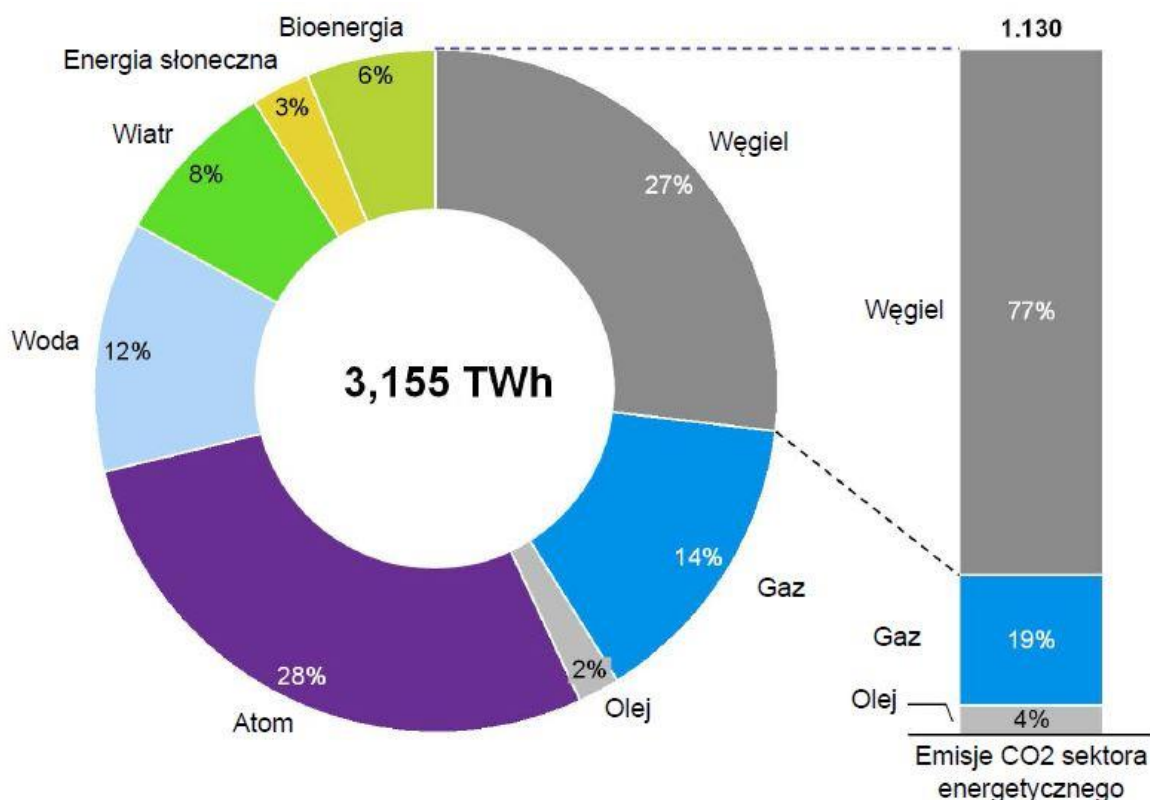
³⁵ Jak widać w Rys. 5-4, oczekuje się, że zużyte podczas transformacji (ciepło i produkcja energii) ilości gazu wzrastają w ogólnie stabilnym scenariuszu referencyjnym.

³⁶ Parlament Europejski, dyrektywa 2014/94/UE Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie stosowania alternatywnej struktury paliw (2014), dostępna na stronie <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:32014L0094&from=EN>, letzter Zugriff am: 16/01/2017.

³⁷ Instytut Fraunhofera ds. solarnych systemów energetycznych ISE Ile kosztuje transformacja energetyczna? Drogi do transformacji niemieckiego systemu energetycznego do 2050 r. (2015 r.), s. 32.



2050 roku, a także w późniejszych latach, gaz ziemny będzie najoszczędniejszym nośnikiem energii o niskiej emisji CO₂ dla elektrowni typu back-up³⁸.



Rys. 5-2: Elektryczny koszyk 2014 w UE 28 według źródeł energii [TWh, %] i odpowiednich emisji CO₂ [Mt, %]³⁹

Podsumowując: pełna elektryfikacja gospodarki od roku 2050 nie jest realna. Dopóki kwestia magazynowania energii elektrycznej nie jest rozwiązana, muszą być uzupełnione odnawialne moce produkcyjne z instalacji fotowoltaicznych i wiatru przez niskoemisyjną CO₂ i elastyczną, napędzaną gazem produkcję prądu, która zapewnia podczas pracy bloku ze zmienną mocą bezpieczeństwo zasilania i stabilność sieci. W stosunku do produkcji energii elektrycznej z węgla kamiennego i brunatnego można przez zamianę na produkcję energii elektrycznej opartą o gaz osiągnąć w krótkim okresie istotną redukcję GHG (patrz Rys. 5-2). Dlatego trwała dostępność gazu ziemnego na dzisiejszym poziomie lub w przyszłości na wyższym poziomie jest konieczna⁴⁰ dla UE 28, aby kontynuować wytyczone cele dekarbonizacji i równocześnie zrezygnację z energii atomowej w różnych państwach członkowskich UE 28. Dodatkowe ilości gazu otwierają poza tym opcję dalszego rozwoju sektora transportowego niezależnie od ropy. Projekt infrastruktury energetycznej na bazie scenariuszy docelowych zagrażałby bezpieczeństwu zaopatrzenia w energię i tym samym pozostawiłby niewykorzystany ewentualnie pozytywny wkład do dekarbonizacji.

³⁸ Enervis, Ochrona klimatu dzięki sprzężeniu sektorów: opcje, scenariusze, koszty: (2017), s. 55.

³⁹ IEA, World Energy Outlook (2016), s. 572.

⁴⁰ Stephan Kohler w kontrowersji dot. Rosji, sojusz energetyczny UE Rosja - Co przynosi współpraca w zakresie energetyki (2017), dostępne na stronie: <http://ruslandkontrovers.de/energieallianz-eu-russland-w/>, ostatni dostęp w dniu: 27/01/2017.



5.3.2.4 Rozwój zapotrzebowania UE 28 na import gazu ziemnego

Decydujące dla ustalenia prognozowanego zapotrzebowania UE 28 na import gazu ziemnego jest prognozowane zapotrzebowanie UE 28 na gaz ziemny, uzupełnione o oczekiwane importy gazu ziemnego Szwajcarii i Ukrainy z UE 28 oraz prognozowany rozwój wydobycia gazu ziemnego w UE 28.

Prognoza zapotrzebowania na gaz ziemny UE 28 bazuje na na sporządzonym przez Prognos w styczniu 2017 studium "Status i perspektywy europejskiego bilansu gazowego", które bazuje na *scenariuszu referencyjnym UE* i jest rozszerzone o prognozy importu Szwajcarii i Ukrainy z rynku gazowego UE: Szwajcaria jest enklawą wśród UE 28 bez wydobycia krajowego, a Ukraina zdecydowała się uzupełnić wydobycie krajowe o import gazu z Zachodu. Zatem zapotrzebowanie na gaz ziemny, które należy pokryć z rynku gazowego UE, obejmuje zapotrzebowanie UE 28 i import Szwajcarii oraz import Ukrainy z Zachodu - w dalszej treści zapotrzebowanie to określa się zatem jako zapotrzebowanie UE 28. Również w przypadku "Brexitu" nie należy oczekiwać żadnych znaczących zmian całkowitej wielkości importu UE 28, ponieważ zapotrzebowanie Wielkiej Brytanii na import gazu ziemnego, a tym samym eksploatacja i przepływ gazu byłyby kontynuowane jak dotychczas⁴¹.

Dalsze importy z rynku gazowego UE przez państwa, które nie są państwami członkowskimi UE-28 zwiększyłyby zapotrzebowanie UE 28, nie są jednak uwzględniane w dalszej treści, ponieważ mogą być zignorowane one w porównaniu z całym bilansem gazowym UE 28 w odniesieniu do ilości⁴². Ponadto ilości gazu ziemnego, które przepływają przez obszar UE 28, nie są tutaj uwzględnione, np. rosyjski gaz z rurociągu, który przepływa przez Rumunię do Turcji.

5.3.2.4.1 Zapotrzebowanie UE 28 na gaz ziemny

Prognoza zapotrzebowania UE 28 na gaz ziemny została sporządzona przez Prognos na podstawie *scenariusza referencyjnego EU*⁴³ uzupełnionego o prognozy importu Szwajcarii i Ukrainy.

⁴¹ Natural gas world, comment: will Brexit hurt gas trade between Britain and EU?, dostępne na stronie: <http://www.naturalgasworld.com/-will-brexit-hurt-gas-trade-between-britain-and-eu-36427>, ostatni dostęp z dnia: 16/03/2017, Norton Rose Fulbright, Impact of Brexit on the energy sector, dostępne na stronie: <http://www.nortonrosefulbright.com/knowledge/publications/136979/impact-of-brexit-on-the-energy-sector#9>, ostatni dostęp z dnia: 16/03/2017.

⁴² BP, Statistical Review of World Energy (2016), s. 28.

⁴³ Prognos AG, Status i perspektywy europejskiego bilansu gazowego (2017).



5.3.2.4.1.1 Scenariusze referencyjne jako podstawa planowania bezpieczeństwa zaopatrzenia

Prognozy zapotrzebowania na energię można rozróżnić według scenariuszy celu i scenariuszy referencyjnych. Scenariusze celu stawiają z reguły na produkcję prądu przy użyciu energii odnawialnych (słońce i wiatr) w połączeniu z całkowitą elektryfikacją gospodarki i pokazują znaczny spadek zapotrzebowania na paliwa kopalne, by osiągnąć politycznie ustalone cele ochrony klimatu⁴⁴. Dlatego scenariusze celu zakładają, że zostaną pokonane wszystkie przeszkody, jak limity techniczne (brakujące efektywne systemy baterii w skali przemysłowej), ekonomiczne ograniczenia (duże, konieczne inwestycje w zakresie rozbudowy elektrycznych sieci przesyłowych i dystrybucyjnych) oraz brak akceptacji publicznej (opozycja przeciwko liniom przesyłowym północ-południe w Niemczech) oraz zasadniczo występująca ociążałość rynkowa. W przeciwieństwie do tego scenariusze referencyjne przedstawiają prognozy na podstawie dostępnych technologii i aktualnego ustawodawstwa przy uwzględnieniu przeszkód oraz opieszałości rynku. Stąd w odniesieniu do prognozy zapotrzebowania na energię scenariusze referencyjne uwzględniają potencjał gazu ziemnego w przewyżczeniu przeszkód i bezwładności rynku na drodze do całkowicie zelektryfikowanego świata. Gaz ziemny ma szerokie zastosowanie oraz potencjał zastąpienia wytwarzania prądu z wyższymi emisjami węgla i równocześnie zapewnienia stabilnego i elastycznego zaopatrzenia w energię elektryczną dzięki opalanym gazem elektrowniom, co powoduje bardziej prawdopodobną i stabilną krzywą zapotrzebowania.

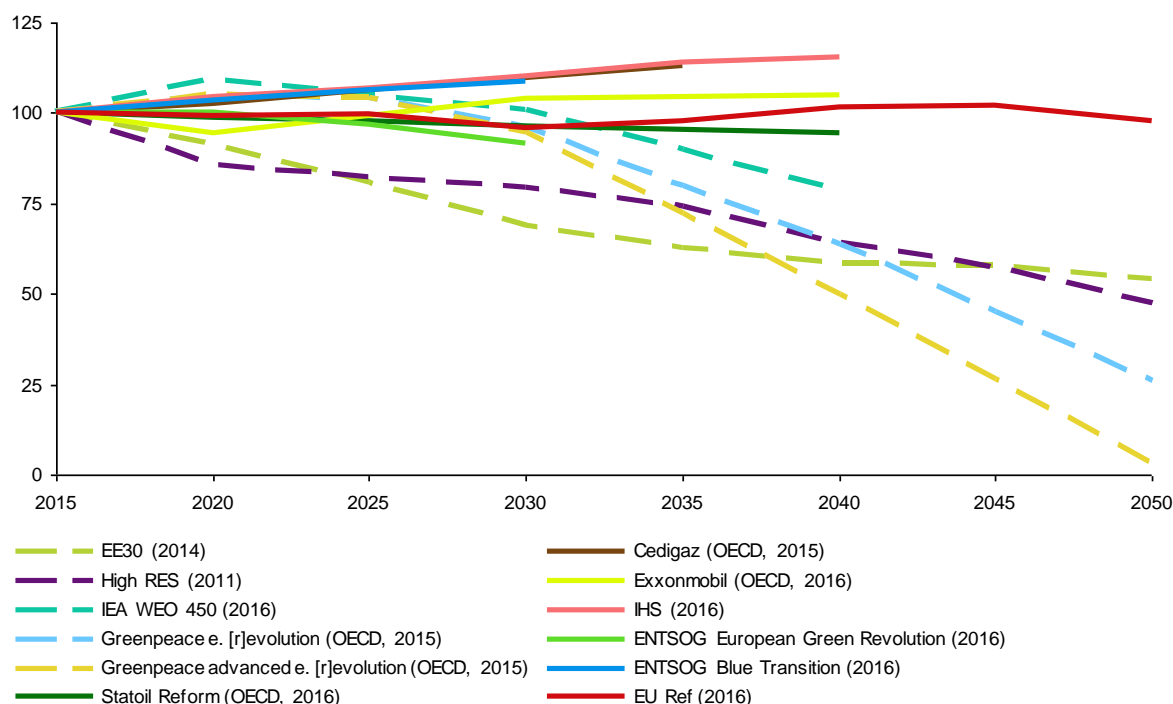
Jak wynika z Rys. 5-3, jest wiele scenariuszy celu (linie przerywane) i scenariuszy referencyjnych (linie ciągłe) z prywatnych źródeł ekonomicznych i akademickich oraz zrzeszeń środowiskowych, których wypowiedzi w kwestii przyszłego zapotrzebowania na gaz dotyczą UE 28 i są one regularnie publikowane i aktualizowane. Zestawienie Prognoz nie może być postrzegane jako wyczerpujące⁴⁵. W przypadku prognoz wymienionych w Rys. 5-3 zapotrzebowanie w roku 2015 jest indeksowane na 100, aby móc porównać wymienione prognozy niezależnie od przyjętego poziomu zapotrzebowania w roku 2015. Pokazany na rysunku znaczny rozrzut różnych scenariuszy bazuje na stanowiących podstawę założeniach w odniesieniu do polityki energetycznej w państwach członkowskich UE 28 (np. kwestia zastąpienia węgla w produkcji prądu przez gaz lub decyzje w sprawie polityki atomowej) i może być w większej części wyjaśniona już wspomnianymi różnicami pomiędzy scenariuszami celu i scenariuszami referencyjnymi. Scenariusze celu zapowiadają malejącą rolę gazu ziemnego w koszyku energetycznym, zakładają one w bliskiej przyszłości duże postępy w zakresie wydajności energetycznej i wytwarzania energii odnawialnych. Przykładami są tutaj scenariusze *[r]evolution* i *advanced [r]evolution*⁴⁶, które zakładają 100% zaopatrzenie w energię ze źródeł odnawialnych, koniec emisji CO₂, odejście od energii jądrowej i zatrzymanie nowych poszukiwań ropy naftowej oraz *scenariusz 450*⁴⁷, który ogłasza 50% szansę ograniczenia globalnego ocieplenia do 2°C.

⁴⁴ Prognos AG, Status i perspektywy europejskiego bilansu gazowego (2017), rozdział 2.

⁴⁵ Prognos AG, Status i perspektywy europejskiego bilansu gazowego (2017), rozdział 6.1.

⁴⁶ Greenpeace, Energy [r]evolution: A Sustainable World Energy Outlook 2015 (2015).

⁴⁷ IEA, World Energy Outlook (2016).



Rys. 5-3: Przegląd scenariuszy zapotrzebowania UE 28 i OECD Europa na gaz ziemny [indeksowane 2015 = 100]⁴⁸

W procesach planowania infrastruktury energetycznych należy przywołać scenariusze referencyjne jako podstawę, aby móc zapewnić bezpieczeństwo zaopatrzenia również w przypadku nieosiągnięcia ambitnych celów. Scenariusze celowe, które są przeważnie projektowane przez grupy interesów, jak Greenpeace i nie uwzględniają prawdopodobieństwa wystąpienia stanowiących ich podstawę założeń, nie stanowią natomiast żadnej odpowiedniej podstawy planowania. Planowanie infrastruktury energetycznej tylko na bazie scenariuszy celu może zagrozić bezpieczeństwu zaopatrzenia w energię, jeśli bowiem nie można zrealizować ambitnych prognoz (np. nie występuje małe zapotrzebowanie na gaz ziemny), ale na podstawie potrzebnego czasu realizacji konieczna infrastruktura nie może być już w odpowiednim czasie zapewniona. Zgodnie z Prognozą scenariusze celowe nie są dlatego już uwzględniane przy prognozie zapotrzebowania UE na gaz ziemny⁴⁹.

W porównaniu do innych scenariuszy referencyjnych Prognoza uwzględniła scenariusz referencyjny UE z następujących powodów:

- W porównaniu z innymi scenariuszami referencyjnymi, które są przedstawione w Rys. 5-3, scenariusz referencyjny UE prezentuje raczej umiarkowane szacowanie zapotrzebowania na gaz ziemny przez UE 28 z dolnego końca scenariuszy referencyjnych. Prognoza zapotrzebowania na gaz ziemny UE 28 zgodnie ze scenariuszem referencyjnym UE znajduje się poniżej prognoz IEA (World Energy Outlook's Current Policies Scenario 2016) lub IHS (Rivalry Scenario 2016).

⁴⁸ Prognoza AG, Status i perspektywy europejskiego bilansu gazowego (2017), s. 56, na bazie ENTSOG (2016), European Commission (2016), IEA (2016), Greenpeace (2015), Statoil (2016), Cedigaz (2015), Exxonmobil (2016), IHS (2016).

⁴⁹ Prognoza AG, Status i perspektywy europejskiego bilansu gazowego (2017), rozdział 2.



- Ponadto *scenariusz referencyjny UE* jest publicznie dostępną referencją standardową, zawiera szczegółowe informacje o prognozowanym zużyciu energii i prognozowanym wydobyciu gazu ziemnego w *UE 28*, jest publikowany przez Komisję Europejską i jest transparentny wraz ze stanowiącym podstawę podejściem modelowania. Stanowi tym samym istotny punkt widzenia Komisji UE oraz obszerną, pewną podstawę dla jej polityki energetycznej, nawet gdy – tak jak i inne prognozy – nie może być prognozą wiążącą ze względu na związane z nią aspekty niepewności.
- *Scenariusz referencyjny UE* opracowano w toku długotrwałego procesu z udziałem krajów członkowskich oraz powołanej przez Komisję UE grupy ekspertów i dostarcza on obszerne prognozy zapotrzebowania i wydobycia gazu ziemnego dla płaszczyzny krajowej dla każdego państwa członkowskiego *UE 28*; wyniki można zweryfikować na szczegółowej płaszczyźnie, jak to jest możliwe na płaszczyźnie całej *UE 28*.

Scenariusz referencyjny pokazuje oczekiwany rozwój bilansu gazu ziemnego *UE 28* przy założeniu, że emisje gazów cieplarnianych zostaną zmniejszone, energie odnawialne zgodnie z wiążącymi celami lat 20 zostaną zwiększone i wszystkie działania, które na płaszczyźnie UE i na płaszczyźnie krajowej do roku 2014 zostały ustalone, będą zrealizowane.⁵⁰ Dodatkowo scenariusz wychodzi od tego, że redukcja zapotrzebowania na energię o 20% w stosunku do 2010 r. będzie zrealizowana tylko z niewielką odchyłką. Wyniki *COP 21* z grudnia 2015 r. nie będą uwzględnione, ponieważ nie określono technologicznie sensownych dróg do osiągnięcia celów ochrony klimatu. Powoduje to, że oddziaływania na *bilans gazowy UE* nie mogą być odpowiednio pewnie formułowane, ponieważ zapotrzebowanie na gaz wraz z innymi paliwami kopalnymi mogłoby zmniejszyć się lub na skutek zastąpienia węgla jako nośnika energii do produkcji prądu mogłoby zwiększyć się⁵¹.

5.3.2.4.1.2 Rozwój zapotrzebowania *UE 28* na gaz ziemny

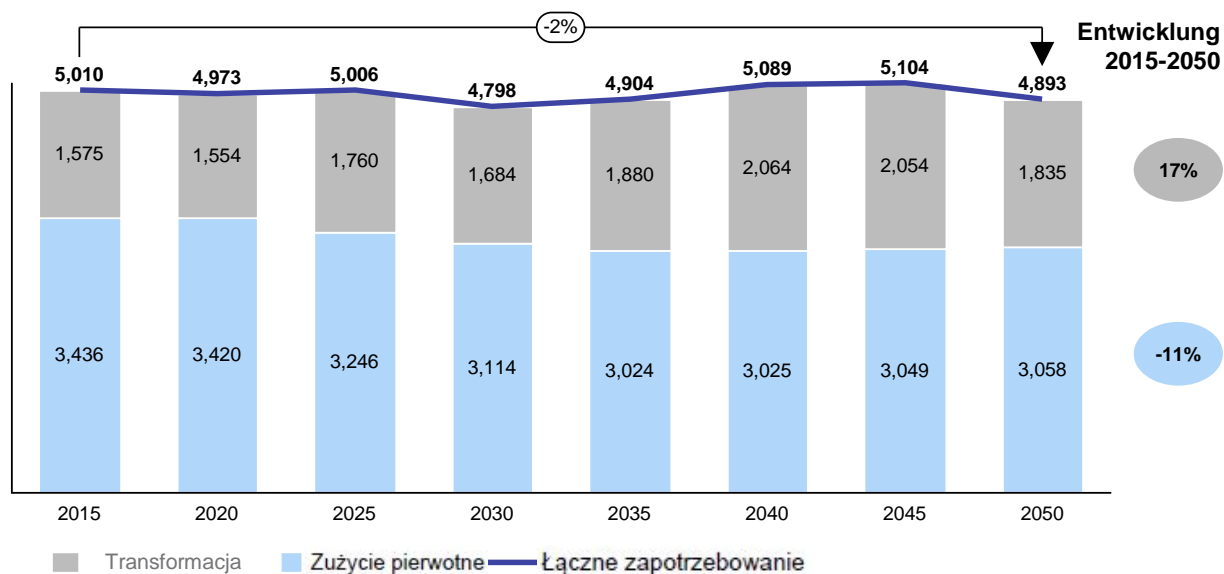
Z informacji Prognoz wynika przedstawione na Rys. 5-4 zapotrzebowanie na gaz ziemny *UE 28*. Oczekuje się, że zapotrzebowanie na gaz ziemny w zużyciu energii pierwotnej zmniejszy się o 11,0%, podczas gdy zapotrzebowanie w sektorze transformacji⁵² powinno wzrosnąć o 16,5%.

Rozwój

⁵⁰ Późniejszy rozwój jest uwzględniony, jeśli ze względu na dostępność aktualnych, oficjalnych informacji istnieje konieczność takich dostosowań.

⁵¹ Prognoz AG, Status i perspektywy europejskiego bilansu gazowego (2017), rozdział 4.1.

⁵² Przemiana obejmuje elektrownie, elektrociepłownie kogeneracyjne i siłownie ciepłe.



Rys. 5-4: Rozwój popytu na gaz ziemny UE 28 [TWh H_o]

Opis przedstawiony przez Prognos dokonany jest przy użyciu jednostek energetycznych TWh H_o. W celu lepszego zobrazowania dalsze przeliczenia będą konsekwentnie zapisywane jednostkami TWh H_o⁵³. Analogicznie do przedstawienia popytu na gaz ziemny UE 28 w TWh H_o uzyskujemy następujący obraz w przeliczeniu na mld. m³ gazu ziemnego (patrz Rys. 5-5).

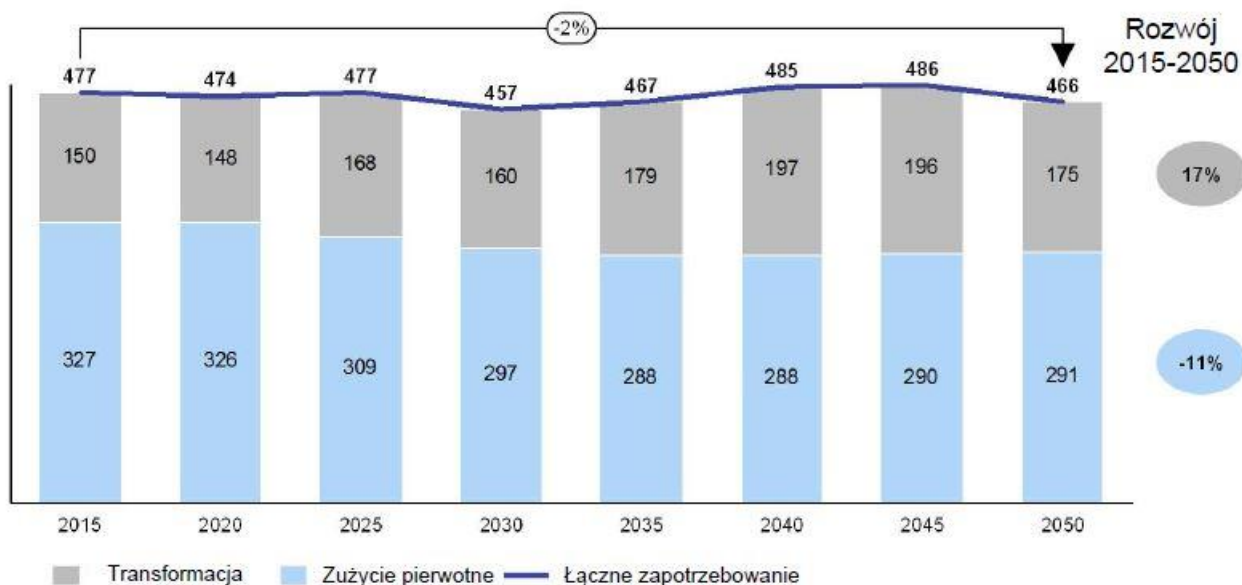
Tym samym oczekuje się, że popyt całkowity UE 28 wynoszący 477 mrd. m³ utrzyma się w 2015 roku na niemalże stabilnym poziomie, a w 2050 roku osiągnie wartość 466 mrd. m³ (-2,4%)

Dodatkowo należy wskazać, że opis (patrz Rysunek 5-5) przy zastosowaniu różnych współczynników przeliczenia nie jest identyczny z opisem przedstawionym w streszczeniu Scenariusza referencyjnego UE⁵⁴. Dokonane tutaj przeliczenie odpowiada szacunkom ekspertów z Prognos⁵⁵.

⁵³ Zgodnie z Prognos Status i perspektywy europejskiego bilansu gazowego (2017), s. 8 niniejszy rozdział dotyczy rosyjskiego standardowego metra sześciennego przy 20°C i, o ile nie podano inaczej, do przekształcenia jednostek energetycznych (TWh (H_o)) w jednostki objętościowe liczone w mld. m³ stosowany jest współczynnik przeliczenia 1 mld m³ = 10,5 TWh (H_o).

⁵⁴ Komisja Europejska, EU Reference Scenario – Main Results (2016), s. 4.

⁵⁵ Prognos AG, Status i perspektywy europejskiego bilansu gazowego (2017), rozdział 12.



Rys. 5-5: Rozwój zapotrzebowania UE 28 na gaz ziemny [mld m³]⁵⁶

5.3.2.4.1.3 Konieczne dopasowania zapotrzebowania UE 28 na gaz ziemny

W celu przekonującej oceny całego zapotrzebowania na gaz ziemny należy dodać bilanse gazowe Szwajcarii i import Ukrainy z Zachodu do liczb dla UE 28; w ten sposób powstaje rzeczywiste zapotrzebowanie na gaz ziemny UE 28.

Szwajcaria nie ma, jak już poinformowano na początku rozdziału 5.3.2.4, krajowego wydobycia gazu ziemnego i jest enklawą w UE 28; w celu pokrycia własnego zapotrzebowania może importować wyłącznie gaz ziemny z państw członkowskich UE 28. Prognozuje się, że zapotrzebowanie na gaz ziemny w okresie 2015 do 2050 wzrośnie z 3,5 mld m³ rocznie do łącznie 6,5 mld m³ rocznie⁵⁷.

⁵⁶ Na podstawie Prognos AG, Status i perspektywy europejskiego bilansu gazowego (2017), rozdział 4.1., zgodnie z Prognos, Status i perspektywy europejskiego bilansu gazowego (2017), rozdział 2. Rozdział ten odnosi się do rosyjskiego standardowego metra sześciennego w temperaturze 20°C i jest stosowany, jeśli nie podano inaczej, współczynnik przeliczenia 1 mld m³ = 10,5 TWh (H_o), aby zamienić jednostki energii TWh (H_o) na jednostki objętości (mld m³)

⁵⁷ Prognos AG, Status i perspektywy europejskiego bilansu gazowego (2017), rozdział 4.1.2.



Ponieważ Ukraina nie jest krajem członkowskim UE 28, liczby UE 28 także nie obejmują importu Ukrainy, dokonywanego z rynku gazowego UE⁵⁸. Ukraina importuje już od ponad roku znaczące ilości gazu ziemnego z rynku gazowego UE, natomiast nie importuje już z Rosji⁵⁹. I nie stanowi to żadnego oświadczonego celu politycznego Ukrainy na przyszłość⁶⁰. W wyniku tego budowano, bądź rozbudowano infrastrukturę przesyłową gazu (w czasie sporządzania niniejszego dokumentu te prace jeszcze częściowo trwają), która umożliwi fizycznie zaopatrzenie Ukrainy w gaz ze Słowacji, Polski i Węgier, niezależnie od dostarczanego bezpośrednio na Ukrainę gazu rosyjskiego. Dlatego przy rozpatrywaniu popytu na gaz w UE 28 należy również uwzględnić to, że Ukraina w przyszłości całe swoje zapotrzebowanie na gaz pokryje na rynku gazowym UE⁶¹. Jak to widać na Rys. 5-6, zużycie gazu na Ukrainie pomiędzy latami 2010 i 2015 ciągle spadało, jednak - przy prawie stabilnym własnym wydobyciu - import gazu ziemnego z Rosji został zastąpiony przez rosnący import z państw członkowskich UE 28: Import Ukrainy z zachodu osiągnął w 2015 r. wielkość 10 mld m³. Przy utrzymującym się trendzie należy oczekiwać, że całkowity popyt obniży się z 36 mld m³ w 2015 r. do 34 mld m³ w 2035 r.; podczas gdy rosyjskie dostawy gazu prawdopodobnie do 2020 r. trwale i całkowicie zastąpi import z zachodu⁶². Import gazu Ukrainy z rynku gazowego UE będzie zatem wynosił od 2020 r. około 16 mld m³ rocznie, co należy doliczyć do zapotrzebowania na gaz UE. Dodanie tychże ilości do całkowitego popytu na gaz ziemny jest konieczne, ponieważ w scenariuszu referencyjnym UE zapotrzebowanie całkowite obliczone jest na podstawie sumy zapotrzebowania jednostkowego 28 krajów członkowskich UE⁶³, zatem bez uwzględnienia Ukrainy. Ponieważ ilości gazu wypływające ze wspólnych zasobów rynku gazowego UE muszą też zostać dostarczone na ten rynek, to ilość gazu esportowanego na Ukrainę należy dodać do zapotrzebowania UE 28 na gaz. W przeciwnym wypadku ilość gazu potrzebna na zaopatrzenie 28 krajów członkowskich UE zostałaby pomniejszona o ilość gazu wyeksportowanego, co doprowadziłoby do braków.

⁵⁸ Prognos AG, Status i perspektywy europejskiego bilansu gazowego (2017), rozdział 4.4.

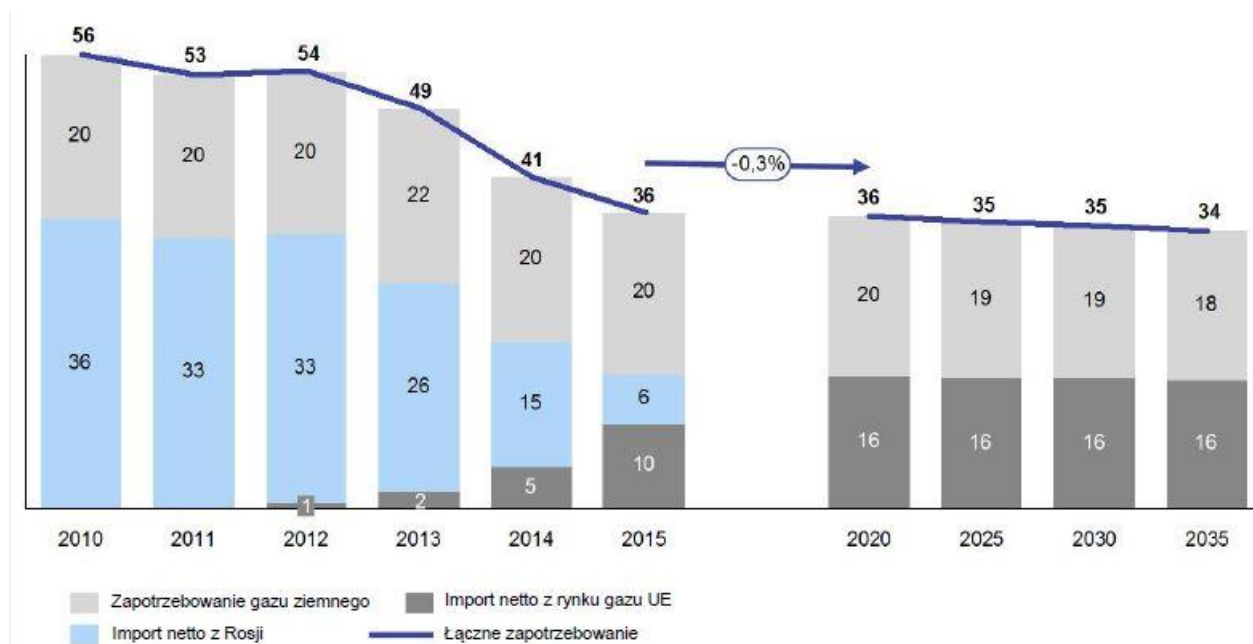
⁵⁹ Informacja dostępna w <http://utg.ua/still-alive/>, pokazuje okres, w którym na Ukrainę nie importowano gazu z Rosji, ostatni dostęp w dniu: 01/03/2017.

⁶⁰ KPMG, Situation of the Ukrainian Natural Gas Market and Transit System (2017), s. 23; KPMG wskazuje w swoim stadium na stosowne oficjalne źródła ukraińskie.

⁶¹ KPMG, Situation of the Ukrainian Natural Gas Market and Transit System (2017), s.2.

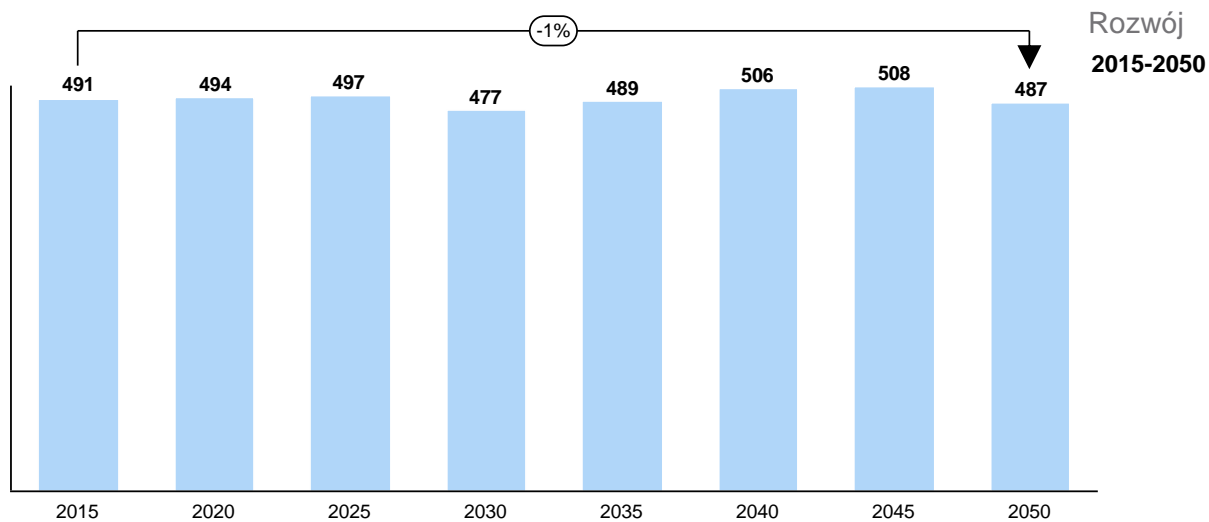
⁶² KPMG, Situation of the Ukrainian Natural Gas Market and Transit System (2017), s. 17.

⁶³ Komisja Europejska, EU Reference Scenario (2016), s. 139 i nast.



Rys. 5-6: Prognoza ukraińskiego popytu na gaz i wydobycia gazu [mld m³]⁶⁴

Zgodnie z tym należy uzupełnić zapotrzebowanie UE 28 o import gazu Szwajcarii i Ukrainy z rynku gazowego UE i odpowiednio dopasować wartości. W 2020 r. popyt UE 28 w wysokości 474 mld m³ wzrośnie do 494 mld m³ dla UE 28 (patrz Rys. 5-7).



Rys. 5-7: Rozwój popytu na gaz ziemny UE 28 [mld m³]

⁶⁴ KPMG, Situation of the Ukrainian Natural Gas Market and Transit System (2017), s. 17.

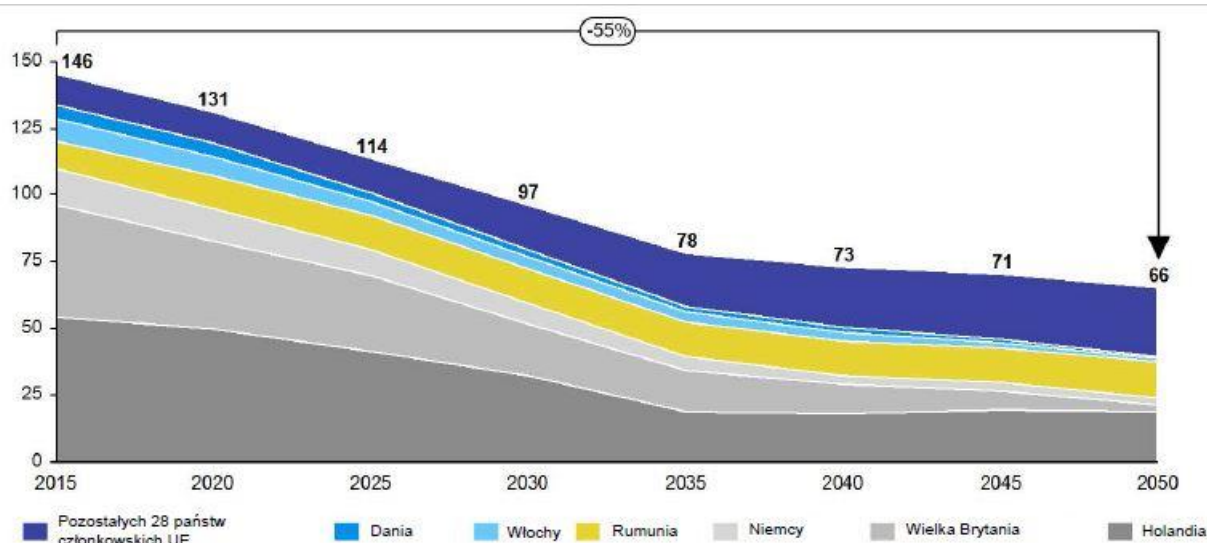


5.3.2.4.2 Wydobycie gazu UE 28

Prognozowane wydobycie gazu ziemnego UE 28 zostało przeanalizowane przez Prognos na bazie scenariusza referencyjnego UE 2016 i, o ile były oficjalne, bardziej aktualne szacowania dotyczące przyszłego wydobycia gazu ziemnego w danych krajach wydobywających, dodatkowo zmodyfikowane⁶⁵. W odróżnieniu do prognozy popytu nie trzeba jednak uwzględnić modyfikacji dla Szwajcarii i Ukrainy, ponieważ Szwajcaria nie produkuje gazu ziemnego, a Ukrainę uwzględnia się tylko jako importera netto gazu z rynku gazowego UE.

5.3.2.4.2.1 Rozwój wydobycia gazu ziemnego UE 28

Wydobycie gazu UE 28 koncentruje się w północno- zachodniej Europie i w ciągu ostatnich dekad drastycznie spadło, z 258 mld m³ w 2000 r. do 146 mld m³ w 2015 r. (-43%). Ponadto istnieje szeroka zgoda, że wydobycie gazu UE 28 będzie spadać również w przyszłości: Scenariusz referencyjny UE spodziewa się analogicznie dalszego spadku wydobycia gazu UE 28 z 146 mld m³ w 2015 r. do 131 mld m³ w 2020 r., 97 mld m³ w 2030 r. i 66 mld m³ w 2050 r. – spadek o 55% w stosunku do 2015 r. (patrz Rys. 5-8)⁶⁶. Na poziomie państw scenariusz referencyjny UE zakłada pomiędzy latami 2015 i 2050 w pięciu spośród sześciu największych producentów gazu w UE 28 silne spadki wydobycia: Wydobycie gazu ziemnego w Holandii (-66%), Zjednoczonym Królestwie (-94%), Niemczech (-78%), Włoszech (-86%) i Danii (-77%), które w 2015 r. wynosiło łącznie 123 mld m³, będzie zatem znacznie się obniżyć.



Rys. 5-8: Prognoza wydobycia gazu ziemnego w UE 28 według Prognos na podstawie scenariuszareferencyjnego UE 2016 [mld m³]⁶⁷

⁶⁵ Prognos AG, Status i perspektywy europejskiego bilansu gazowego (2017), rozdział 4.2.

⁶⁶ Prognos AG, Status i perspektywy europejskiego bilansu gazowego (2017), rozdział 4.2.1, na podstawie Komisja Europejska, EU Reference Scenario (2016).

⁶⁷ Prognos AG, Status i perspektywy europejskiego bilansu gazowego (2017), rozdział 4.2.1, na podstawie Komisja Europejska, EU Reference Scenario (2016).

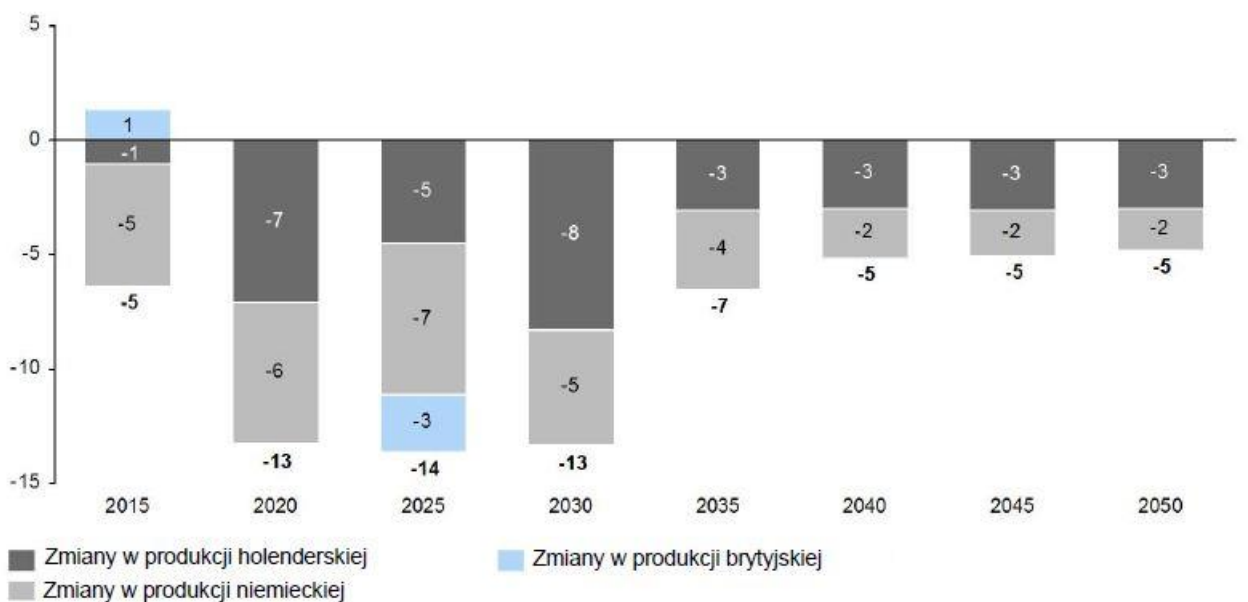


5.3.2.4.2.2 Konieczne modyfikacje wydobycia gazu ziemnego UE 28

Prognozowany spadek wydobycia gazu ziemnego w Holandii, Zjednoczonym Królestwie i Niemczech, które obecnie stanowi około 75% całkowitego wydobycia w UE 28 należy zmodyfikować na podstawie aktualnych informacji w stosunku do prognoz według scenariusza referencyjnego UE⁶⁸.

Wydobycie gazu ziemnego w Holandii, Niemczech i Zjednoczonym Królestwie

Z powodu najnowszych procesów i decyzji politycznych oraz nowych informacji o wydobyciu gazu ziemnego w Holandii, Niemczech i Zjednoczonym Królestwie prognozy scenariusza referencyjnego UE muszą według Prognoz zostać skorygowane⁶⁹ w dół o 13 mld m³/rok do 14 mld m³/rok dla okresu pomiędzy latami 2020 i 2030 oraz potem o 5 mld m³/rok do 7 mld m³/rok⁷⁰. Konieczne roczne modyfikacje prognozy wydobycia w tych trzech państwach pokazano na Rys. 5-9.



Rys. 5-9: Modyfikacja zapotrzebowania EU-28 na gaz ziemny [mld m³]⁷¹

⁶⁸ Prognos AG, Status i perspektywy europejskiego bilansu gazowego (2017), rozdział 4.2.2.

⁶⁹ Prognos AG, Status i perspektywy europejskiego bilansu gazowego (2017), rozdział 4.2.1.

⁷⁰ Rząd holenderski, Network Development Plan (2015), dostępny na: <https://www.rijksoverheid.nl/onderwerpen/aardbevingen-in-groningen/inhoud/kabinetsbeleid-gaswinning-groningen>, ostatni dostęp w dniu: 01/03/2017, British Oil and Gas Authority (OGA), Oil and Gas: field data (2016), dostępne w: <https://www.gov.uk/guidance/oil-and-gas-uk-field-data>, ostatnie wejście: 01/08/2016, Federalna Agencja Sieniowa, Projekt planu rozwoju sieci (2016), dostępne w: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungundSmartGrid/Gas/NEP_Gas2016/NEP_Gas2016_node.html, ostatnie wejście: 16/01/2017.

⁷¹ Prognos, Status i perspektywy europejskiego bilansu gazowego (2017), rozdział 4.2.2. na podstawie Rząd Holandii, Network Development Plan (2015), British Oil and Gas Authority (OGA), Oil and Gas: field data (2016), Federalna Agencja Sieniowa, Projekt planu rozwoju sieci (2016).



W celu modyfikacji holenderskich prognoz wydobycia gazu ziemnego Prognos porównał scenariusz referencyjny UE⁷² z holenderskim planem rozwoju sieci 2015 (NOP)⁷³, który obejmuje lata pomiędzy 2015 i 2035. Do roku 2035 modyfikacje polegają dlatego bezpośrednio na NOP (2015), prognozy na lata 2035-2050 zostały zaktualizowane przez Prognos na bazie rozwoju scenariusza referencyjnego UE w stosunku do NOP (2015). Jak to widać na Rys.5-9, Holandia, która jest największym producentem gazu w UE 28, będzie między latami 2020 i 2030 prawdopodobnie produkować rocznie od 5 do 8 mld m³ i potem 3 mld m³ mniej gazu ziemnego niż przewidziano w scenariuszu referencyjnym UE. Ten znaczny spadek produkcji wynika z najnowszych procesów na skutek aktywności sejsmicznej na dużym polu Groningen: Po wydobyciu wynoszącym około 53 mld m³ w 2013 r. rząd holenderski w kilku etapach do września 2016 r. zmniejszył maksymalne roczne wydobycie z Groningen do 24 mld m³; nie można wykluczyć dalszego ograniczenia wydobycia z powodu utrzymującej się aktywności sejsmicznej w regionie.

W celu aktualizacji oczekiwanego niemieckiego wydobycia gazu ziemnego Prognos porównał scenariusz referencyjny UE⁷⁴ z aktualnym niemieckim projektem rozwoju sieci 2016 (NEP)⁷⁵, który zawiera prognozy dla lat pomiędzy 2016 i 2026. Zgodnie z tym przewidywania dla lat 2020 do 2025 zmodyfikowano na podstawie NEP 2016, a modyfikacje dla lat pomiędzy 2025 i 2050 bazują na poziomie wydobycia w 2025 r. według NEP (2016) i relatywnym rozwoju prognoz zgodnie ze scenariuszem referencyjnym UE. Zgodnie z tym zmodyfikowano niemieckie wydobycie roczne w dół o około 5 do 7 mld m³ dla okresu pomiędzy latami 2015 do 2025. Później konieczna redukcja oscyluje w granicach od 2 do 4 mld m³.

W odniesieniu do Zjednoczonego Królestwa Prognos porównał scenariusz referencyjny UE z aktualniejszymi danymi z 2015 r. Ministerstwa Energii i Zmian Klimatycznych (Department of Energy and Climate Change, DECC). Mimo że prognozy DECC długofalowo w dużej części pokrywają się z prognozami scenariusza referencyjnego UE, krzywe przebiegu różnią się pomiędzy latami 2015 i 2025. Prowadzi to do koniecznych modyfikacji rocznego wydobycia gazu w Zjednoczonym Królestwie, np. o -3 mld m³ w 2025 r.

Wydobycie gazu ziemnego w innych państwach członkowskich UE 28

Poza tym prognozowany wzrost wydobycia gazu w innych państwach członkowskich UE 28, które w 2015 r. wydobły łącznie 23 mld m³ gazu ziemnego (patrz Rys. 5-8), obejmuje raczej optymistyczne zwiększenie wydobycia polskiego gazu łupkowego i nowe odkrycia na morzu z Rumunii i Cypru.

⁷² Prognos AG, Status i perspektywy europejskiego bilansu gazowego (2017), rozdział 4.2.1.

⁷³ Rząd holenderski, Network Development Plan (2015), dostępny na: <https://www.rijksoverheid.nl/onderwerpen/aardbevingen-in-groningen/inhoud/kabinetsbeleid-gaswinning-groningen>, ostatni dostęp w dniu: 01/03/2017.

⁷⁴ Prognos AG, Status i perspektywy europejskiego bilansu gazowego (2017), rozdział 4.2.1.

⁷⁵ Federalna Agencja Sieciowa, Projekt planu rozwoju sieci (2016), dostępny na: [bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungundSmartGrid/Gas/NEP_Gas2016/NEP_Gas2016_node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungundSmartGrid/Gas/NEP_Gas2016/NEP_Gas2016_node.html), ostatni dostęp w dniu: 16/01/2017.



W Rumunii wydobycie gazu ze złóż morskich rozszerzy się do 2020 r. do 5 mld m³/rok i zostanie zaabsorbowane przez rynek rumuński, z wyjątkiem małych ilości, które będą eksportowane do państw sąsiednich. Chociaż zatem oczekuje się, że rumuński popyt wchłonie krajowe wydobycie i pod względem zaopatrzenia w gaz kraj będzie samowystarczalny, UE planuje i będzie finansować system gazociągowy (korytarz BRUA), aby umożliwić potencjalny eksport z Rumunii do państw sąsiednich: Bułgarii, Węgier i Austrii (BRUA). Ogólnie najnowszy rozwój wydarzeń jest zgodny z planowanym zwiększeniem rumuńskiego wydobycia i dlatego nie modyfikuje się scenariusza referencyjnego UE.

Zarówno Polska, jak i Cypr, obydwa państwa ujęte na Rys. 5-8 w pozycji "dalsze państwa członkowskie UE 28" będą według scenariusza referencyjnego UE zwiększać wydobycie gazu. Niezależnie od tego prognozy dotyczące Polski i Cypru nie były korygowane przez Prognos, ponieważ są one niepewne w zakresie wzrostu ilości wydobycia. Powodem jest to, że nie ma żadnych pewnych oficjalnych źródeł, które dają podstawę do takiej modyfikacji scenariusza referencyjnego UE⁷⁶. Aktualne informacje wskazują jednak na raczej mniejsze wydobycie:

- W ciągu ostatnich lat szacunki z 2011 r. dużych zasobów gazu łupkowego w Polsce o wielkości 5 bln m³ zredukowano w wielu etapach. Polski Państwowy Instytut Geologiczny przedstawia dużo ostrożniejsze szacunki rzędu 350 do 750 mld m³ rezerw gazu łupkowego. Dodatkowo międzynarodowe firmy z branży ropy i gazu jak ExxonMobil, Talisman, Marathon i Chevron wycofały się w latach 2012-2015 z wierceń za gazem łupkowym z powodu niekorzystnych warunków geologicznych połączonych z niskim w tym czasie poziomem cen gazu. W ostatnim czasie ostatnie polskie przedsiębiorstwa państwowe również wstrzymały wysiłek kontynuacji poszukiwań potencjalnych zasobów gazu łupkowego⁷⁷.
- W odniesieniu do Cypru oczekiwanie na duże wydobycie pochodzi z niedawnego odkrycia złoża morskiego Afrodyta. Konkretne oddziaływanie rozwoju pola na bilans gazowy UE 28 jest jednak niepewne.

W innych państwach członkowskich UE 28 nie wystąpiły w ostatnim czasie żadne procesy związane z wydobyciem gazu ziemnego, które odbiegają od scenariusza referencyjnego UE. Dlatego nie są one tutaj, analogicznie do Prognos, rozważane⁷⁸.

Pozyskiwanie gazu z innych źródeł w UE 28

Aktualnie produkuje się w UE 28 około 15 mld m³/rok biogazu, z tego około 50% w Niemczech. Zamiast dostarczania do dalekosiężnej sieci gazowej produkowanego biogazu (mniej niż 1 mld m³ rocznie w Niemczech), stosuje się go przeważnie lokalnie. I tak może być dostarczany tylko biometan, który wymaga jednak kosztownego uszlachetnienia biogazu, aby mógł odpowiadać specyfikacji gazu ziemnego. Biogaz oddziałuje tylko pośrednio na bilans gazowy UE 28 o tyle, o ile zmniejsza popyt na gaz ziemny przy wytwarzaniu energii elektrycznej. W 2015 r. ok. 70% biogazu produkowało rolnictwo, pozostałe 30% pochodziło z oczyszczalni ścieków i składowisk odpadów⁷⁹. Prognozy dotyczące przyszłej produkcji biogazu w UE 28 bardzo się od siebie różnią i mocno

⁷⁶ Prognos AG, Status i perspektywy europejskiego bilansu gazowego (2017), rozdział 6.2.

⁷⁷ Agnieszka Barteczko/ Alexander Smith, Polish firms concede defeat in search for shale gas riches (2016), dostępne na stronie: <http://www.reuters.com/article/poland-gas-shale-idUSL8N1CI3PF>, ostatni dostęp dnia: 01/03/2017 i Newsbase, Final nail in coffin for Polish shale (2016), dostępne w: <http://newsbase.com/topstories/final-nail-coffin-polish-shale>, ostatnie wejście: 01/03/2017.

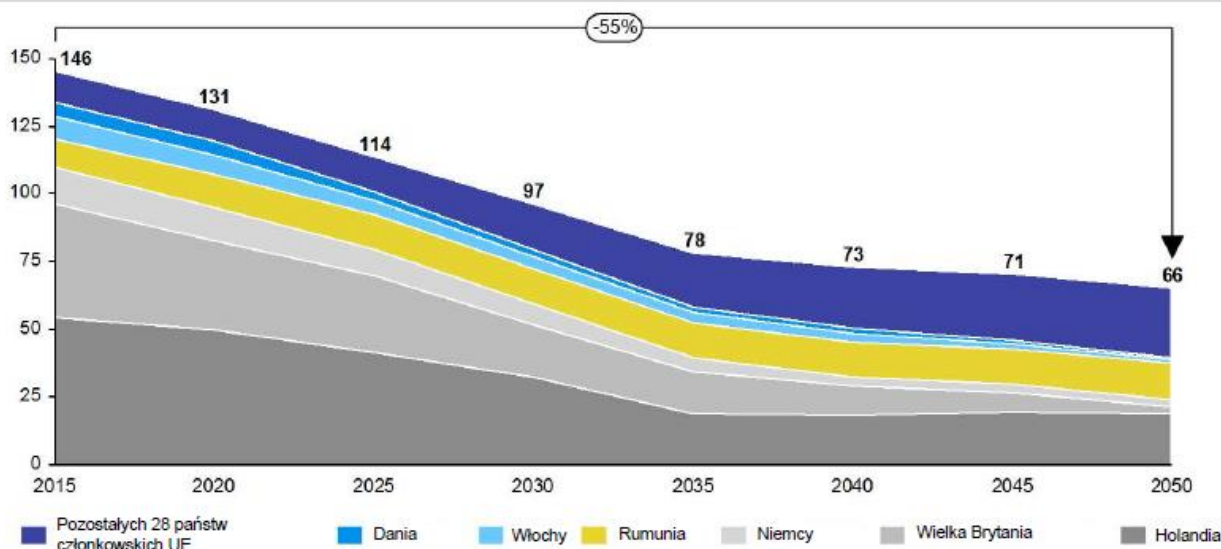
⁷⁸ Prognos AG, Status i perspektywy europejskiego bilansu gazowego (2017), rozdział 6.2.

⁷⁹ European Biogas Association, The Present Status and Future Prospects of the European Biogas/Biomethane Industry (2015), s. 7.



zależą od założeń odnośnie do cen gazu, dostępnej powierzchni pól uprawnych, itp. Na skutek niedawnego przewartościowania wykorzystania biomasy oczekuje się jednak, że potencjał wzrostowy będzie niewielki⁸⁰. Wytwarzanie gazu z energii (gaz syntetyczny) w najlepszym wypadku znajduje się w fazie pilotażowej.

W sumie wydobycie gazu ziemnego UE 28 należy odpowiednio zmodyfikować o oczekiwany rozwój w Holandii, Niemczech oraz Zjednoczonym Królestwie (patrz Rys. 5-10).



Rys. 5-10: Zmodyfikowany rozwój wydobycia gazu ziemnego w UE 28 zgodnie z Prognos [mld. m³]

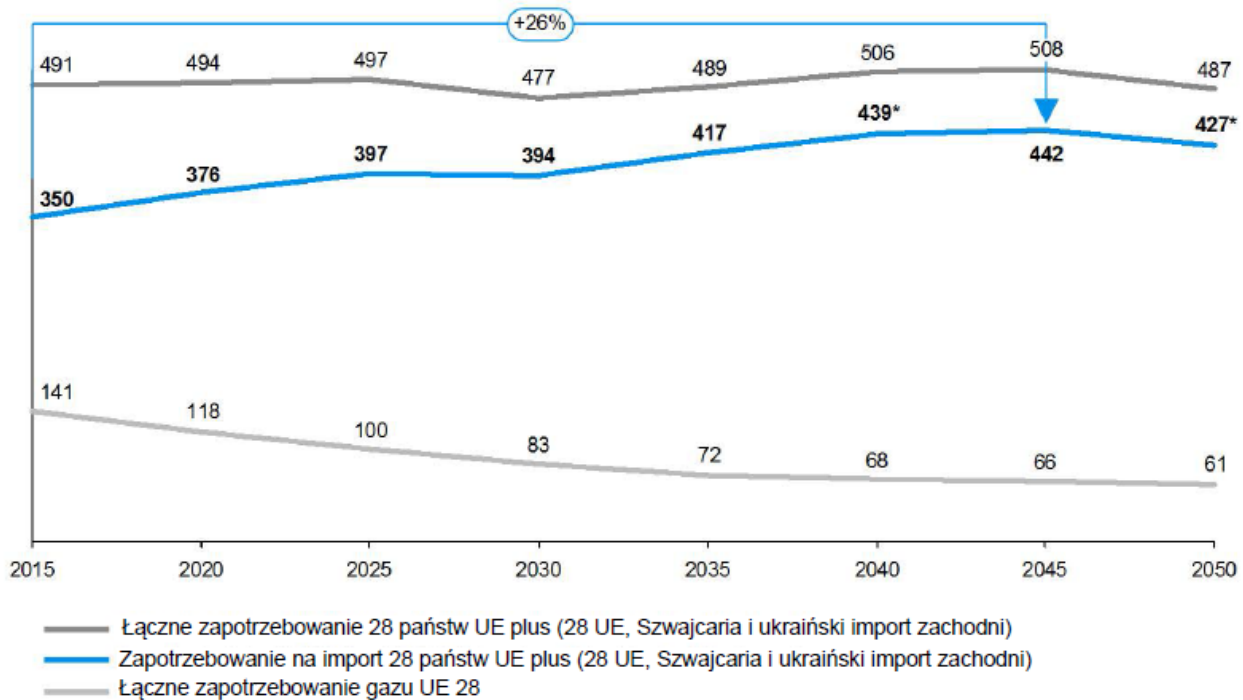
5.3.2.4.3 Zapotrzebowanie importowe na gaz ziemny w UE 28

Na podstawie zmodyfikowanych przez Prognos zgodnie z powyższymi wypowiedziami dotyczącymi prognoz popytu i wydobycia zapotrzebowanie UE 28 na import netto wynika z różnicy między:

- prognozowanym zapotrzebowaniem na gaz UE 28 (patrz Rys. 5-5), powiększonym o import Szwajcarii i Ukrainy z rynku gazowego UE (patrz Rys. 5-6) i
- prognozowanym wydobyciem gazu UE 28 (patrz Rys. 5-8), zmodyfikowanym o aktualnie niższe prognozy wydobycia (patrz Rys. 5-9) w Holandii, w Niemczech oraz w Zjednoczonym Królestwie.

Tak ustalone zapotrzebowanie importowe netto (w dalszej części w uproszczeniu nazywane „zapotrzebowaniem importowym”) jest przedstawione na Rys. 5-11 i wzrasta prawie ciągle z 350 mld m³ w 2015 r. do 427 mld m³ w 2050 r. W rozpatrywanym okresie zapotrzebowanie importowe osiągnie w 2045 r. wartość szczytową 442 mld m³, co odpowiada wzrostowi o około 26% w stosunku do 2015 r.

⁸⁰ Prognos AG, Status i perspektywy europejskiego bilansu gazowego (2017), rozdział 6.2.

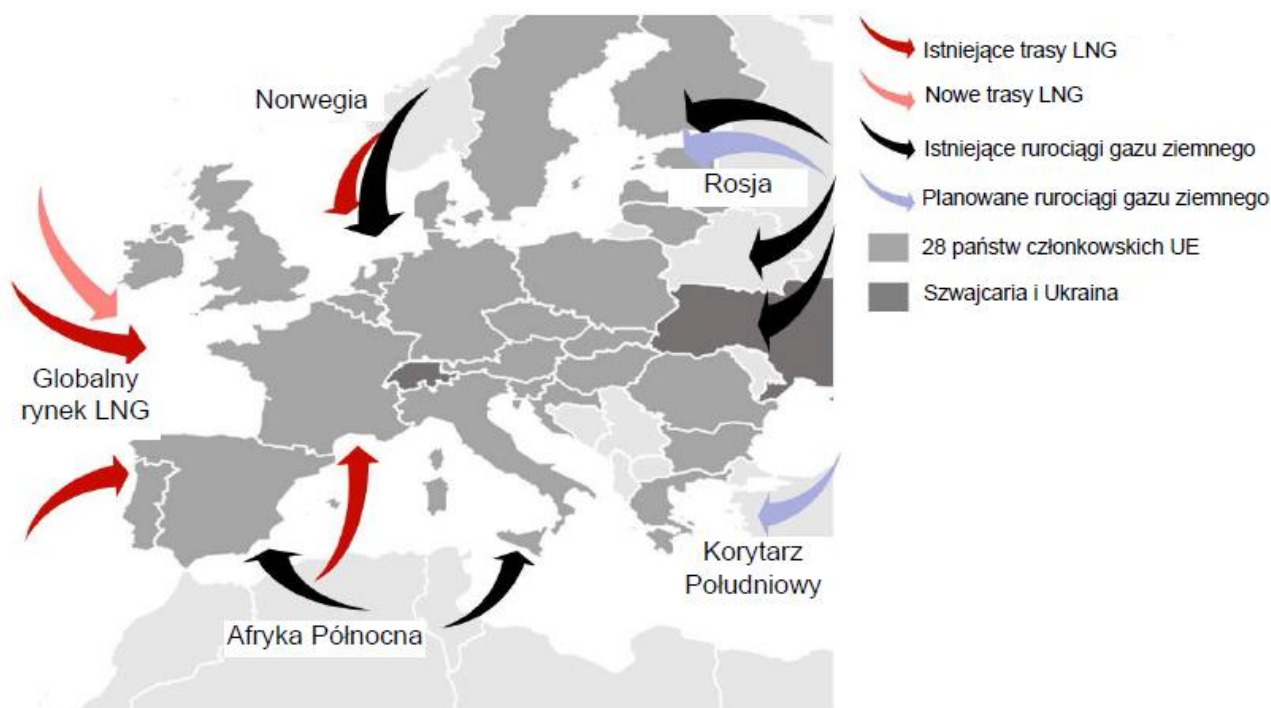


Rys. 5-11: Prognoza popytu, wydobycia i zapotrzebowania eksportowego na gaz ziemny w UE 28 [mld m³]⁸¹

5.3.2.5 Rozwój importu gazu UE 28

Jak zaprezentowano powyżej, popyt UE 28 na gaz ziemny może być pokryty wyłącznie przez dodatkowy import gazu ziemnego spoza UE 28. Konieczny import gazu ziemnego może nastąpić jako gaz z rurociągu lub LNG (patrz Rys. 5-12, z wyróżnieniem państw członkowskich UE 28 w kolorze średnioszarym oraz Szwajcarii i Ukrainy w kolorze ciemnoszarym). Z powodu różnego charakteru dostaw gazu gazociągiem lub jako LNG poniższa ocena potencjału dostaw istniejących i nowych dostawców jest zróżnicowana według tych obu opcji transportu.

⁸¹ Prognos AG, Status i perspektywy europejskiego bilansu gazowego (2017), rozdział 4.3, na podstawie Komisja Europejska, EU Reference Scenario (2016); rząd holenderski, Network Development Plan (2015); British Oil and Gas Authority (OGA), Oil and Gas: field data (2016); Federalna Agencja Sieniowa, Projekt planu rozwoju sieci (2016).



Rys. 5-12: Przegląd tras importu gazu zimnego na rynek gazowy UE [schematycznie]

5.3.2.5.1 Dostawy gazu ziemnego rurociągiem na rynek UE

Dostawy gazu na rynek UE rurociągiem odbywają się obecnie z Rosji, Norwegii i Afryki Południowej, przede wszystkim z Algierii i Libii. W przyszłości gaz z Morza Kaspijskiego, wschodniego Morza Śródziemnego i ze Środkowego Wschodu mógłby mieć znaczenie. Każde z tych źródeł gazu dostarczanego gazociągami ocenia się poniżej pod względem udokumentowanych zasobów⁸², kwot wydobywczych i eksportowych oraz infrastruktury eksportowej na rynek gazowy UE.

5.3.2.5.1.1 Gaz ziemny z Rosji

Rosja ma największe na świecie potwierdzone rezerwy gazu ziemnego (48 bln m³ w roku 2015, patrz Rys. 5-13)⁸³ i jest drugim co do wielkości producentem gazu ziemnego - 636 mld m³ w roku 2015⁸⁴. Ta kwota wydobycia może być zachowana tylko na bazie wykazanych rezerw dla następnych 75 lat. Eksportując ok. 208 mld m³ na rynki zagraniczne⁸⁵ w 2015 r. Rosja jest przy tym największym światowym eksporterem gazu.

⁸² Według DECC (2013) i BGR (2016) zasoby są udokumentowanymi źródłami energii, które po aktualnych cenach i w aktualnej technologii można opłacalnie wydobyć, natomiast rezerwy raczej stanowią szacunki dodatkowych fizycznie dostępnych ilości gazu.

⁸³ BGR, Studium energetyczne – Zasoby, rezerwy i dostępność surowców energetycznych (2016), s. 122 i następnne.

⁸⁴ IEA, Medium-Term Gas Market Report (2016), s. 70.

⁸⁵ BP, Statistical Review of World Energy (2016), s. 29.



Rys. 5-13: Rozmieszczenie światowych zasobów gazu ziemnego [bn m³]⁸⁶

W przeszłości Rosja stale powiększała swoje udokumentowane zasoby. Ciągłe inwestycje krajowych przedsiębiorstw zapewniały stabilny wzrost rosyjskich zasobów; odkrywanie nowych złóż wyprzedzało przy tym wyczerpywanie istniejących pól⁸⁷. Ponadto Rosja od prawie 50 lat jest zaufanym partnerem, który przyczynia się do bezpieczeństwa zaopatrzenia w gaz ziemny Europy Zachodniej i wypełnia swoje wynikające z umów zobowiązania niezależnie od bieżących wyzwań politycznych i ekonomicznych.

Wydobycie gazu istotne dla rynku UE koncentruje się dzisiaj w dwóch regionach: Nadym-Pur-Taz i Jamał. Nadym-Pur-Taz rozwinął się w latach siedemdziesiątych i osiemdziesiątych dwudziestego wieku i składa się przeważnie z produktywnych „supergigantów” - pól⁸⁸: Urengoj, Jamburg i Miedwieże. Region leży w uralskim okręgu federalnym i jest przez korytarz centralny połączony z rynkami rosyjskim i europejskimi. W 2014 r. około 80% wydobycia i ponad 50% rezerw z pól gazowych pochodziło z regionu Nadym-Pur-Taz. Prognozuje się jednak, że wydobycie z istniejących pól, szczególnie w Urengoj, Jamburgu i Miedwieże w regionie Nadym-Pur-Taz zmniejszy się do 2020 r. o około 25% i do 2030 r. o około 75%⁸⁹.

⁸⁶ BGR, Studium energetyczne – Zasoby, rezerwy i dostępność surowców energetycznych (2016), s. 122 i następn.

⁸⁷ ROGTEC, Gazprom & Russian Gas Production Overview & Future Development (2014), dostępny na stronie: <https://rogtecmagazine.com/gazprom-russian-gas-production-overview-future-developments/>, ostatnie wejście w dniu 01/03/2017.

⁸⁸ Największa klasa pól gazowych z zasobami powyżej 850 mld m³ nazywa się "supergiant".

⁸⁹ IEA, *Russia 2014 – Energy Policies Beyond IEA Countries* (2014), s. 86.



Dlatego w ostatnim czasie mocno inwestuje się w rozwój obszaru Jamał, który posiada zasoby około 11,0 bln m³, z których sam „supergigant” - pole Bowanienkowo ma ok.4,9 bln m³⁹⁰. W ubiegłych latach wydobyte z pola Bowanienkowo wzrastało z 4,9 mld m³ w 2012 r. do 22,8 mld m³ w 2013 r., 42,8 mld m³ w 2014 r. i 61,9 mld m³ w 2015 r. W następnych latach wydobyte z tego pola powinno zostać rozbudowane do planowanej maksymalnej zdolności 217 mld m³/rok⁹¹. Gazprom zapowiedział, że wydobyte z całego regionu jamalskiego, który skupia się na rynku gazowym UE jako ważnym celu eksportowym⁹², osiągnie do 360 mld m³ na rok⁹³.

Ten rozwój ostatnich lat pokazuje przesunięcie rosyjskiego wydobycia gazu na północny zachód do regionu Jamał⁹⁴. Tamtejsze pola gazowe przez Korytarz Północny, do którego należy rurociąg Jamal-Europa i Nord Stream (1) (patrz Rys. 5-14)⁹⁵, będą połączone z rosyjskimi i europejskimi rynkami i w porównaniu do Korytarza Centralnego zmniejszy się odległość transportowa do UE 28 o jedną trzecią. Ponadto chodzi o to, że nowe znaczące zasoby regionu jamalskiego powinny zostać połączone z rynkiem gazowym UE, jako najważniejszym rynkiem eksportowym, przez możliwie nowoczesną i niezawodną infrastrukturę wydobywczą i przesyłową. Nie powinna być ona ograniczana przez starą, dołączoną za nią infrastrukturę, jak ukraińska. W rezultacie należy preferować korytarz Nord Stream z ekologicznego punktu widzenia, z powodu korzystniejszego bilansu CO₂ rosyjskiego gazu, który jest transportowany na rynek gazowy UE (patrz rozdział 5.3.2.7.1).

⁹⁰ Gazprom, Yamal Megaproject, dostępny na stronie: <http://www.gazprom.com/about/production/projects/mega-yamal/>, ostatnie wejście w dniu: 01/03/2017.

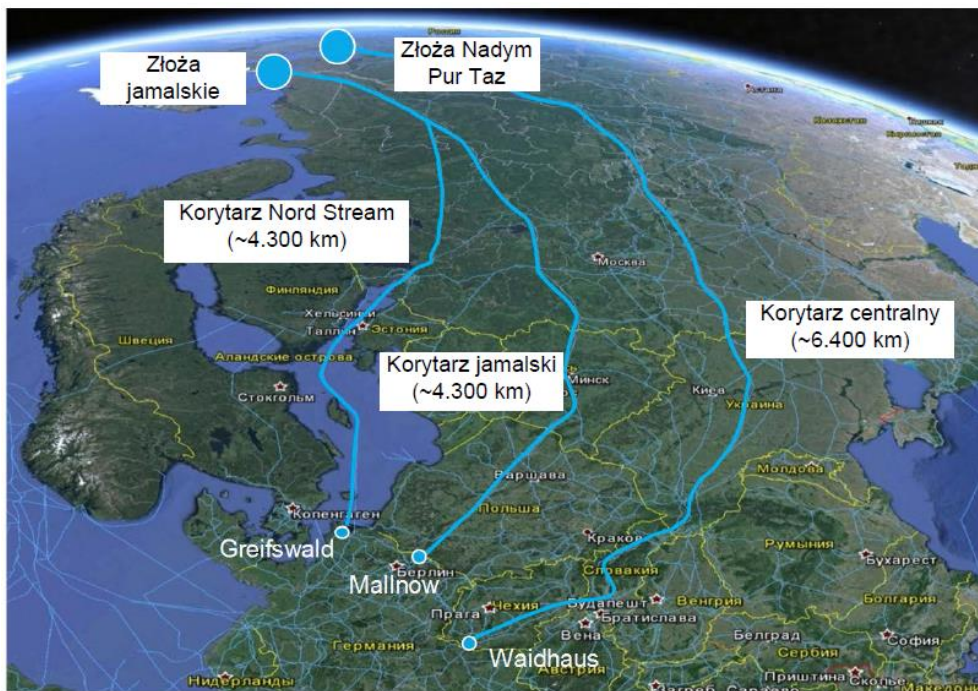
⁹¹ Gazprom, Yamal Megaproject, dostępny na stronie: <http://www.gazprom.com/about/production/projects/mega-yamal/>, ostatnie wejście w dniu: 01/03/2017.

⁹² ROGTEC, Gazprom & Russian Gas Production Overview & Future Development (2014), dostępny na stronie: <https://rogtecmagazine.com/gazprom-russian-gas-production-overview-future-developments/>, ostatnie wejście w dniu 01/03/2017.

⁹³ Gazprom, Yamal Megaproject, dostępny na stronie: <http://www.gazprom.com/about/production/projects/mega-yamal/>, ostatnie wejście w dniu: 01/03/2017.

⁹⁴ William Powell, Gazprom Prepares to Wind Down Central Route (2016), dostępne w: <http://www.naturalgasworld.com/gazprom-prepares-to-wind-down-central-route-30145>, ostatni dostęp w dniu: 16/01/2017.

⁹⁵ IEA, *Russia 2014 – Energy Policies Beyond IEA Countries (2014)*, s. 84 i następne.



Rys. 5-14: Przegląd rosyjskich pól gazowych i gazociągów na rynek gazowy UE [schematycznie]

Te dostawy gazu na rynek gazowy UE nie będą konkurować z wewnętrznym popytem rosyjskim, gdyż nie oczekuje się poważnego wzrostu wewnętrznego zużycia w Rosji, a przy tym w rosyjskim łańcuchu wartości dla gazu istnieje jeszcze niewykorzystany potencjał zwiększenia efektywności energetycznej np. w branży ciepła przesyłanego na odległość i energii elektrycznej, która w przeważającej mierze opiera się na gazie⁹⁶. Dzięki temu wzrostowi efektywności oraz powiększeniu wydobycia w regionie jamalskim można zwiększyć dostępną ilość rosyjskiego gazu na eksport o ponad 100 mld m³/rok.

Ponadto eksport gazu ziemnego na rynek wewnętrzny UE nie konkuruje z innymi kierunkami eksportowymi Rosji⁹⁷:

- Dostawy gazu ziemnego do Chin gazociągiem „Siła Syberii” będą prowadzone ze złóż położonych na wschód od obwodu uralskiego.
- Gaz ziemny dla realizacji możliwej dodatkowej umowy pomiędzy Rosją i Chinami, w której będą uzgodnione dostawy gazu przez zachodni gazociąg altajski do gazociągu Zachód-Wschód w Chinach, byłby dostarczany z regionu Nadym-Pur-Taz. Konieczne ilości można by tam zapewnić mimo malejących prognoz wydobycia na podstawie bezwzględnej wielkości. Nie miałyby to wpływu na dostawy na rynek wewnętrzny UE wobec dużych, jeszcze nie udostępnionych zasobów i wolnych mocy wydobywczych w regionie jamalskim.
- Gaz ziemny do eksportu z wyspy Sachalin i przyszłego eksportu z Władywostoku jest udostępniany z różnych bloków morskich rosyjskich pól Sachalin III w pobliżu wyspy Sachalin.

⁹⁶ IEA, *Russia 2014 – Energy Policies Beyond IEA Countries (2014)*, s. 97 i nast.

⁹⁷ Gazprom, *Gas Pipelines*, dostępne w: <http://www.gazprom.com/about/production/projects/pipelines/>, ostatni dostęp w dniu: 01/03/2017 and ROGTEC, *Gazprom & Russian Gas Production Overview & Future Developments (2014)*, dostępne na: <https://rogtecmagazine.com/gazprom-russian-gas-production-overview-future-developments/>, ostatnie wejście: 01/03/2017.



- Nawet jeśli zarówno TurkStream, jak i Nord Stream 2 będą przesyłać gaz z pól regionu jamalskiego, to TurkStream ze swoją prawdopodobną roczną zdolnością przesyłową od 16 mld m³ do 32 mld m³ nie będzie konkurował z możliwymi zasobami dla Nord Stream 2, gdyż planowana zdolność wydobywcza samego pola Bowanienkowo wynosi ponad 200 mld m³ rocznie⁹⁸.
- Gaz ziemny dla zbliżającego się projektu Jamal LNG, prowadzonego przez konsorcjum firm Novatek, Total i China National Petroleum Corporation (CNPC), będzie wprawdzie pochodził z regionu jamalskiego, lecz jednak według planu z pola Południowy Tamej, oddzielonego od pól, z których zasilane są gazociągi Jamał-Europa, Nord Stream (1) i w przyszłości również Nord Stream 2⁹⁹.

Rosyjska infrastruktura została i będzie bardziej rozwinięta ze względu na transakcje eksportowe, szczególnie w kierunku wewnętrznych rynków gazowych UE, dostosowana do wydobycia z nowych rosyjskich pól gazowych i zapotrzebowania importowego z wewnętrznych rynków gazowych UE:

- Rozbudowa infrastruktury rozpoczęła się wraz z pierwszymi dużymi transakcjami eksportowymi gazu do krajów niebędących członkami RWPG¹⁰⁰, do Austrii (przez dzisiejszy korytarz centralny) i do Finlandii, oba kraje nie były w tym czasie jeszcze członkami UE (EWG). Później nastąpił eksport do krajów członkowskich UE: Niemiec, Francji i Włoch, najpierw z pola Orenburg przez gazociąg Sojuz, później z regionu Nadym-Pur-Taz przez korytarz centralny do zachodniej granicy Ukrainy i do dużych stacji w zachodniej Ukrainie. Z Ukrainy korytarz centralny prowadzi dzisiaj przez Polskę, Słowację, Węgry i Rumunię na rynek gazowy UE.
- Chociaż rurociąg Jamał-Europa najpierw dostarczał gaz z regionu Nadym-Pur-Taz do Europy, został zbudowany przez Białoruś i Polskę, aby podążać za przesunięciem udostępnianych zasobów gazu ziemnego z regionu Nadym-Pur-Taz do regionu jamalskiego. Część rosyjskiego wolumenu eksportowego na rynek UE była przekierowywana z Waidhaus do Mallnow koło Frankfurtu nad Odrą. Trzy powody były decydujące dla nowej infrastruktury przesyłowej: Po pierwsze, nowe i duże zasoby będą połączone przez nowoczesną, niezawodną infrastrukturę przesyłową z ważnym rynkiem eksportowym UE. Po drugie, nowa, niezawodna infrastruktura wydobywcza i przesyłowa nie powinna być zależna od starej, dołączonej za nią infrastruktury przesyłowej, bądź przez nią limitowana. Po trzecie, odległość przesyłu z powodu przeniesienia wydobycia gazu w kierunku północno-zachodnim może zostać wyraźnie zmniejszona, co ma pozytywne oddziaływania ekologiczne i ekonomiczne (szczegóły patrz rozdział 5.3.2.7).

⁹⁸ Gazprom, Yamal Megaproject, dostępne w: <http://www.gazprom.com/about/production/projects/mega-yamal/>, ostatnie wejście: 01/03/2017.

⁹⁹ Yamal LNG, About the Project, dostępne w: <http://yamallng.ru/en/project/about/>, ostatni dostęp w dniu: 01/03/2017.

¹⁰⁰ Rada Wzajemnej Pomocy Gospodarczej (RWPG, ang. COMECON) była organizacją gospodarczą, która od 1949 r. do 1991 r. pod przywództwem Związku Radzieckiego obejmowała kraje bloku wschodniego i inne kraje komunistyczne,



- W celu dalszej dywersyfikacji źródeł zaopatrzenia i tras eksportowych Rosja zbudowała obszerną infrastrukturę gazociągową, która udostępnione już pola z obszaru jamalskiego łączy z regionem Leningradu¹⁰¹, w którym zaczyna się gazociąg Nord Stream (1). Nord Stream (1) wystartował w listopadzie 2011 r. (pierwsza nitka) i w październiku 2012 r. (druga nitka). Rurociąg zaczyna się w Narva Bay, Rosja i kończy w Lubminie, na wschód od Greifswaldu; łącznie ma on długość 1 225 km. Ponadto Rosja wzmacnia odcinki swojej istniejącej infrastruktury przez gazociągi Bovanienkowo-Uchta 2 o długości 1260 km i Uchta-Torżok-2 o długości 970 km, aby zapewnić dostawy wymaganych ilości gazu do Rosji Północno-Zachodniej na użytek wewnętrzny oraz na cele eksportowe. Budowa gazociągu Bovanienkowo-Uchta 2 rozpoczęła się w 2012 r., a uruchomienie odbyło się w styczniu 2017 r.¹⁰². Gazociąg Uchta-Torżok-2 jest w budowie od października 2015 r. i będzie gotowy prawdopodobnie do końca 2019 r.¹⁰³. Stale dostępna zdolność przesyłowa Rosji na rynek gazowy UE właśnie wzrasta dodatkowo w momencie, w którym zdolność przesyłowa odnogi rurociągu bałtyckiego (OPAL) – to infrastruktura dołączona za rurociągiem Nord Stream (1) – będzie w pełni dostępna, jak tylko w bieżącym sporze sądowym zapadnie odpowiedni wyrok. Obecnie część zdolności odtransportowania rosyjskiego gazu ziemnego jest zablokowana¹⁰⁴.
- Dodatkowo Finlandia i państwa bałtyckie są połączone z rosyjskim systemem przesyłowym. Są one jednak do tej pory odizolowane od rynku gazowego UE, co oznacza, że nie mogą ani dokonywać dostaw gazu w kierunku rynku gazowego UE, ani ich stamtąd odbierać. Tym samym zdolności przesyłowe z Rosji do Finlandii i państw bałtyckich służą tylko dla regionalnego popytu.

Podczas gdy rosyjskie dostawy gazu na rynek wewnętrzny UE przez gazociągi Nord Stream (1) i Jamał-Europa będą trwale dostępne, istnieją pewne wątpliwości co do trwałej dostępności mocy przesyłowych dla rosyjskiego gazu na wewnętrzny rynek UE przez korytarz centralny, a szczególnie przez Ukrainę. W tej sprawie Ihor Prokopiv, prezes Ukrtransgazu - który eksploatuje system przesyłowy gazu na Ukrainie i tym samym prowadzi tranzyt rosyjskiego gazu przez Ukrainę w imieniu Naftogazu - partnera umowy z Gazpromem - zapowiedział, że Ukrtransgaz przygotowuje się na trzy przyszłe scenariusze: zdolności przesyłowe 0 mld m³/rok, 30 mld m³/rok albo 70 mld m³/na rok dla przesyłu rosyjskiego gazu na rynek gazowy UE¹⁰⁵.

¹⁰¹ Oficjalna nazwa obszaru wokół St. Petersburga to obwód leningradzki

¹⁰² Gazprom, New production capacities at Bovanenkovskoye field and Bovanenkovo-Ukhta 2 gas pipeline enter operation (2017), dostępne w: <http://www.gazprom.com/press/news/2017/january/article299580/>, ostatni dostęp w dniu: 01/03/2017.

¹⁰³ Gazprom, Ukhta-Torzhok and Ukhta-Torzhok 2, dostępne na:

<http://www.gazprom.com/about/production/projects/pipelines/built/ukhta-torzhok2/>, ostatni dostęp w dniu: 07/03/2017.

¹⁰⁴ Ponadto zwiększy się stale dostępna zdolność przesyłowa Rosji, wynosząca ok. 15 mld m³/a, ponieważ Nord Stream 1 ma średnią zdolność przesyłową wynoszącą 50 mld m³/rok, odkąd zniesione zostały sztuczne ograniczenia zdolności. Zgodnie z tą zmianą od roku 2020 odbiorcy będą mogli kupować 50 mld m³/rocznie gazu dostarczanego gazociągiem Nord Stream (1). Niniejsze, a także poniżej przyjęte założenie, że gazociągiem Nord Stream (1) przesyłane będzie średnio 50 mld m³ gazu rocznie, podczas gdy roczna przepustowość wynosi 55 mld m³/rocznie, wynika z tego, że żaden system rurociągów nie jest eksploatowany w 100% bez przerwy przez cały rok. W przeciwnym wypadku nie byłoby zapewnione rezerwy na ewentualny pobór krańcowy, na przykład podczas mroźnych zim.

¹⁰⁵ Ukrainian Independent Information Agency of News (UNIAN), Reuters: Ukraine May Decommission Part of Gas Network on Lower Russian Supplies (2016), dostępne w: <http://www.unian.info/economics/1519579-reuters-ukraine-may-decommission-part-of-gas-network-on-lower-russian-supplies.html>, ostatnie wejście: 01/03/2017.



Ta niepewność przy trwałej dyspozycyjności zdolności transportu na rynek gazowy UE przez Centralny Korytarz odpowiada twierdzeniom w studium KPMG¹⁰⁶ i jest ewidentnie zgodna z tezami postawionymi przez Mott MacDonald. Wiodące w zakresie projektów infrastruktury rurociągowej biuro inżynierskie Mott MacDonald sporządziło w 2011 r. na zlecenie Naftogaz nieopublikowane, ale sfinansowane ze środków UE studium na temat stanu systemu rurociągowego na Ukrainie. Studium to znane jest w kręgach specjalistów, odwołanie do niego zamieszczone jest między innymi w publikacji IEA¹⁰⁷. Ponadto w 2011 r. na temat nieopublikowanego studium przeprowadzono wykład podczas EU-Ukraine International Investment Conference w Brukseli¹⁰⁸, co umożliwiło KPMG dokonanie w ich opracowaniu analizy wyników studium Mott MacDonald. KPMG doszło do następujących tez:

- Według Mott MacDonald¹⁰⁹ system przesyłu gazu na Ukrainie znajduje się w złym stanie: Gazociągi przesyłowe nie są wystarczająco chronione przed korozją, co w przeszłości wiele razy doprowadziło do wybuchów wyniku pęknięć spowodowanych korozją naprężeniową¹¹⁰. Większość tłoczni przekroczyła przewidziany czas użytkowania i jest sprawna tylko z powodu rozległych doraźnie dokonywanych prac konserwacyjnych, co jednak nie zapobiegnie możliwym awariom w dłuższym okresie¹¹¹. Również systemy kontroli przekroczyły swój okres użytkowania i w odróżnieniu od nowoczesnych systemów SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition, sterowanie nadzorujące i gromadzenie danych) nie dają żadnych lub dają tylko ograniczone informacje o statusie i możliwości sterowania systemem¹¹².
- Zły stan został spowodowany zasadniczo przez niewystarczające prace konserwacyjne i remonty¹¹³. Jak pokazano na Rys. 5-15, unaocznia to porównanie planowanych i faktycznie wykonanych pomiędzy latami 2013 i 2015 działań remontowych dla wybranych kluczowych systemów, jak na przykład gazociąg Sojuz, gazociąg Urengoj-Pomary-Użgorod, gazociąg Progres i korytarz południowy. Nie wykonano koniecznych remontów, tak że tylko w latach 2013-2015 powstały skumulowane zaległości remontowe dla systemu magazynowego i przesyłowego o wartości ok. 274 mln USD. Wartość ta wynika z trzyletniego zapotrzebowania remontowego o wartości ok. 457 mln USD (zaplanowanego przez Ukrtransgaz na okres od 2013 r. do 2015 r.) i faktycznie przeprowadzonych w tym okresie działań remontowych o wartości tylko 183 mln USD. Ponadto wartość zaplanowanych przez Ukrtransgaz remontów wyraźnie się obniżyła (z 269 mln USD w 2013 r. do 103 mln USD w 2015 r.). Nawet tych zredukowanych przedsięwzięć remontowych nie przeprowadzono w zaplanowanym zakresie¹¹⁴.

¹⁰⁶ KPMG, Situation of the Ukrainian Natural Gas Market and Transit System (2017), s. 3 i następne.

¹⁰⁷ IEA, Ukraine 2012, s. 111.

¹⁰⁸ KPMG, Situation of the Ukrainian Natural Gas Market and Transit System (2017), s. 3.

¹⁰⁹ KPMG, Situation of the Ukrainian Natural Gas Market and Transit System (2017), s. 3 i następne.

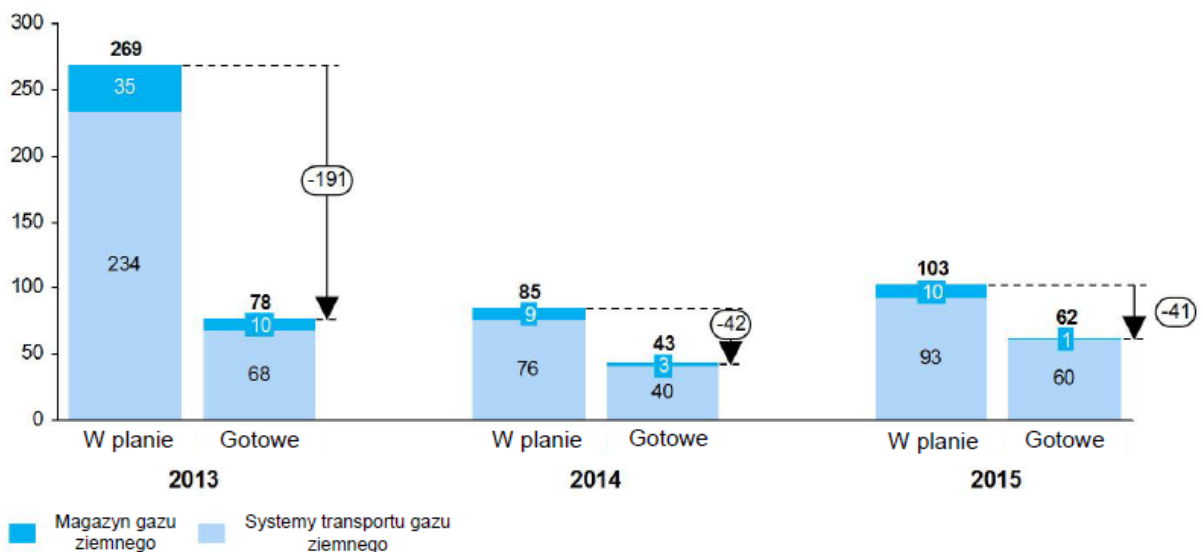
¹¹⁰ KPMG, Situation of the Ukrainian Natural Gas Market and Transit System (2017), s. 33.

¹¹¹ KPMG, Situation of the Ukrainian Natural Gas Market and Transit System (2017), s. 33.

¹¹² KPMG, Situation of the Ukrainian Natural Gas Market and Transit System (2017), s. 33 i następne.

¹¹³ KPMG, Situation of the Ukrainian Natural Gas Market and Transit System (2017), s. 32.

¹¹⁴ KPMG, Situation of the Ukrainian Natural Gas Market and Transit System (2017), s. 32 i następne.



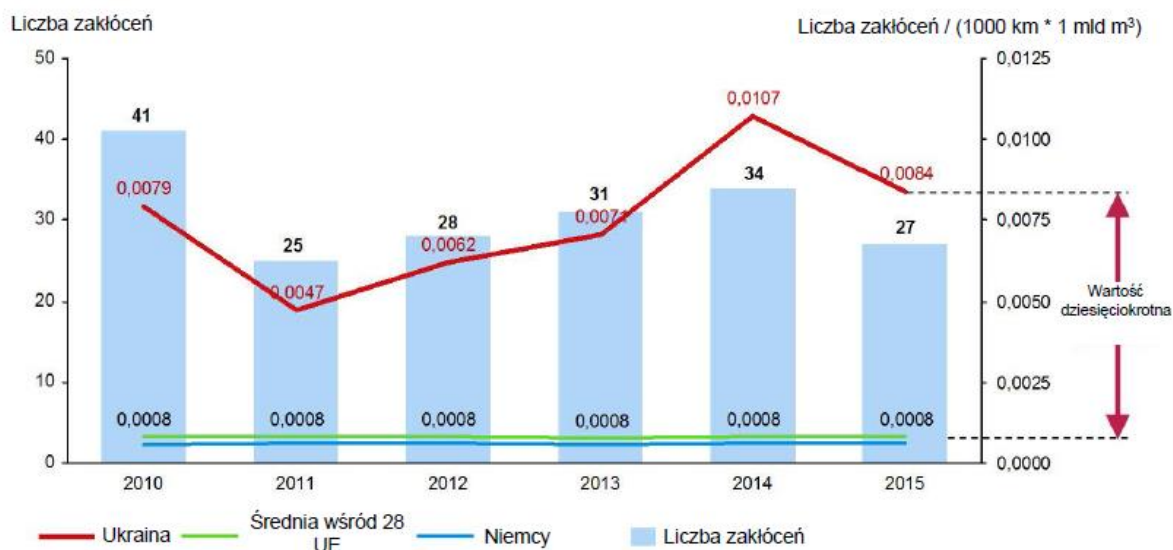
Rys. 5-15: Inwestycje remontowe w ukraińską infrastrukturę do magazynowania i przesyłu gazu [mln USD]¹¹⁵

Bez znaczącego wysiłku trwała dostępność ukraińskiego systemu przesyłowego jest wątpliwa zarówno z powodu jego wieku, jak i niewystarczających działań remontowych. Odzwierciedla się to również w dziesięciokrotnie większej awaryjności ukraińskiego systemu przesyłowego w porównaniu do średniej UE (patrz Rys. 5-16). KPMG odnosi się do awarii według Europejskiej Grupy ds. Danych o Awariach Gazociągów (European Gas Pipeline Incident Data Group, EGIG)¹¹⁶ i porównuje je z danymi o incydentach opublikowanymi przez ukraińskiego operatora sieciowego (czyli Ukrtransgaz), który stosuje takie same kategorie klasyfikacji awarii jak EGIG¹¹⁷.

¹¹⁵ KPMG : Situation of the Ukrainian Natural Gas Market and Transit System (2017), s. 32 na podstawie sprawozdania z działalności National Commission State Regulation Państwowej komisji w obszarze energii i zaopatrzenia, NERC (2015); kurs wymiany w 2013 r.: 1 USD = 7,99 UAH; w 2014 r.: 1 USD = 11,89 UAH; w 2015 r.: 1 USD = 21,84 UAH.

¹¹⁶ European Gas Pipeline Incident Data Group (EGIG), 9. raport, opublikowany: 01/02/2015, dostępny w: <https://www.egig.eu/uploads/bestanden/ba6dfd62-4044-4a4d-933c-07bf56b82383>, ostatnie wejście: 01/03/2017.

¹¹⁷ Ukrtransgaz Publication, Incidents on the Transmission System („У 2015 році кількість відмов на магістральних газогонях України зменшилась на 21%”), opublikowano: 15/06/2016; dostępne w: <http://utg.ua/utg/media/news/2016/06/u-2015-rocz-klkst-vdmov-na-magstralnix-gazogonax-ukrani-zmenshilas-na-21.html>, ostatnie wejście: 01/03/2017.



Rys. 5-16: Bezwzględna (słupki/lewa oś i względna (linie/prawa oś) liczba awarii w Ukrainie i regionach porównawczych¹¹⁸

- Wobec złego stanu ukraińskiego systemu przesyłowego podjęto i podejmuje się tylko niewiele działań dla poprawy tej sytuacji. Nadzwyczajny remont obejmujący absolutnie konieczne prace naprawcze, konserwacyjne i renowacyjne ma być przeprowadzony tylko na ważnym gazociągu Urengoj-Pomary-Użgorod (zdolność przesyłowa: 30 mld m³/rok)¹¹⁹. Działania te są finansowane przez Europejski Bank Rozbudowy i Rozwoju (EBRD, 135 mln USD) i Europejski Bank Inwestycyjny (EIB, 166 mln USD), aby „poprawić bezpieczeństwo eksploatacji i w ten sposób zmniejszyć możliwe szkodliwe oddziaływania na ukraińskie społeczności i pracowników i przez naprawę gazociągu zapewnić ciągłe zaopatrzenie w gaz”¹²⁰. Jednak pomiędzy ukończeniem wymienionego raportu o stanie ukraińskiego systemu przesyłu gazu przez Mott MacDonald w 2011 r. i przyznaniem pożyczki przez EBRD i EIB w listopadzie i grudniu 2014 r. minęły prawie trzy lata, przy czym udzielanie zamówień w ramach nadzwyczajnych kredytów rozpoczęło się nawet dopiero pod koniec 2016 r. Z wyjątkiem nadzwyczajnych działań na rurociągu Urengoj-Pomary-Użgorod o zdolności przesyłowej 30 mld m³/rok w polu widzenia nie ma żadnych znaczących inwestycji w ukraińską infrastrukturę przesyłową gazu¹²¹. Poza nadzwyczajnym remontem na ogólną renowację zostały przeznaczone tylko niewielkie sumy, tak że plan remontowy w 2014 r. z powodu

¹¹⁸ KPMG (2017): Situation of the Ukrainian Natural Gas Market and Transit System (2017), s. 34 i następane na podstawie (1) publikacji Ukrtransgazu o incydentach w systemie przesyłowym ("У 2015 році кількість відмов на магістральних газогонях України зменшилась на 21%"), opublikowano: 15/06/2016; dostępne w: <http://utg.ua/utg/media/news/2016/06/u-2015-rocz-klkst-vdmov-na-magstralnix-gazogonax-ukrani-zmenshilas-na-21.html>; (2) European Gas Pipeline Incident Data Group (EGIG), 9. raport, opublikowano: 01/02/2015, dostępne w: <https://www.egig.eu/uploads/bestanden/ba6dfd62-4044-4a4d-933c-07bf56b82383>; (3) DVGW, Bezpieczeństwo gazociągów przesyłowych – uregulowania techniczne w świetle aktualnego orzecznictwa (2011, 2013, 2015), dostępne w: https://www.di-verlag.de/media/content/3R/PDF/PDF_NR_DVGW.pdf?xaf26a=d7b9fb4e000bf6c72783658bf859557c, ostatnie wejście: 01/03/2017; (4) Eurostat Statistical Dashboard – Natural Gas Imports of Germany, EU 28 (2016), dostępne w: http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Energy_production_and_imports#Imports, ostatnie wejście: 01/03/2017; (5) kalkulacja KPMG-na podstawie wspomnianych wyżej źródeł.

¹¹⁹ KPMG, Situation of the Ukrainian Natural Gas Market and Transit System (2017), s. 33 i następane.

¹²⁰ EBRD, NAK Naftogaz Emergency Pipeline Upgrade and Modernisation (2014), dostępne w: <http://www.ebrd.com/work-with-us/projects/psd/nak-naftogaz-emergency-pipeline-upgrade-and-modernisation.html>, ostatni dostęp w dniu: 01/03/2017 i KPMG.

¹²¹ KPMG (2017): KPMG, Situation of the Ukrainian Natural Gas Market and Transit System (2017), s. 33 i następane.



ustawicznych przesunięć i niedostatecznego finansowania praktycznie był ciągle na poziomie z 2011 r.¹²²

Nawet gdyby dzisiaj postanowiono o przywróceniu niezawodnego technicznie przesyłu gazu ziemnego przez Ukrainę, to wobec długiego czasu koniecznego do wypracowania szczegółowego i kompleksowego planu renowacji, finansowania do 3 mld USD oraz na udzielenie zamówienia i samą budowę, przed 2025 r., to prawie nie jest możliwe poprawienie zdolności przesyłowej gazociągu Urengoj-Pomary-Użgorod ponad 30 mld m³/rok.

Z uwagi na opisany powyżej zły stan ukraińskiego systemu transportu gazu i ograniczone wysiłki przeprowadzenia rozległego remontu należy przyjąć, że tranzyt gazu przez Ukrainę po roku 2019 nie może być kontynuowany w obecnym zakresie. Tym samym, z wyżej wskazanych powodów, scenariusz wolumenu tranzytowego 70 mld m³/rok jest nierealistyczny i dlatego nie będzie uwzględniany w dalszej analizie. Zdolność przesyłu gazu na poziomie 30 mld. m³/rok przez Ukrainę, co odpowiada dzisiejszej zdolności przesyłowej prawdopodobnie niebawem remontowanego rurociągu Urengoj-Pomary-Użgorod, należy traktować jako maksymalną zdolność przesyłu, która wydaje się z technicznego punktu widzenia jako trwale możliwa. Dlatego ten przypadek wykorzystuje się jako przypadek referencyjny dla dalszych rozważań (patrz rozdział 5.3.2.5.3). Ponieważ jednak nie można wykluczyć całkowitego zatrzymania tranzytu rosyjskiego gazu przez Ukrainę na rynek gazowy UE z powodów ekonomicznych i prawnych, rozpatruje się to w rozdziale 5.3.2.6 jako przypadek ryzyka. Aby trwale zwiększyć dostawy gazu z Rosji do UE 28 albo też tylko ustabilizować, należy zatem zbudować nowe zdolności przesyłowe.

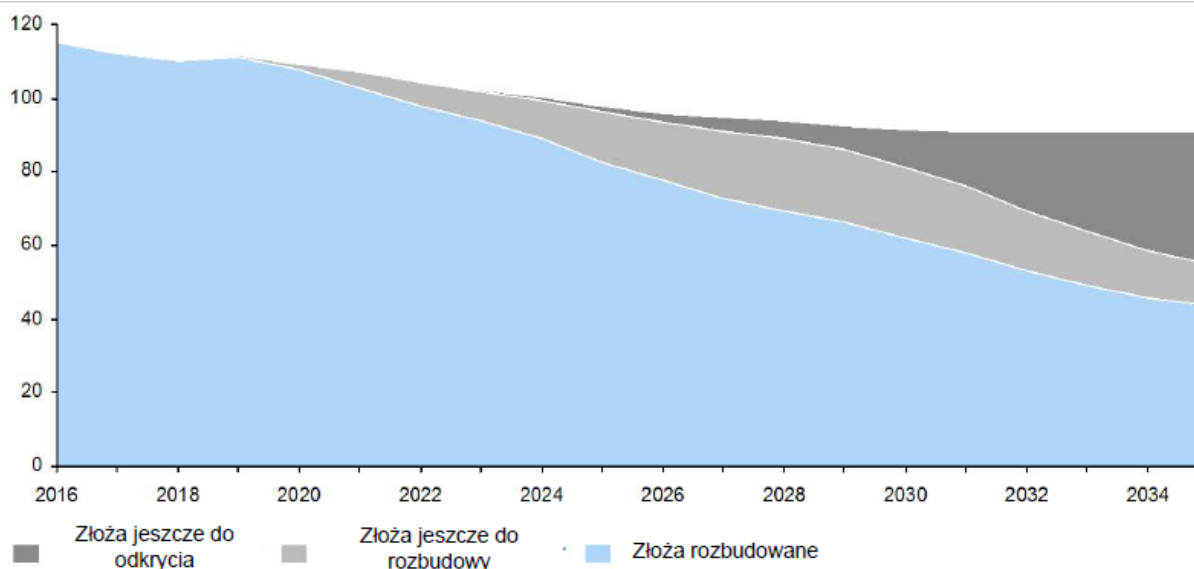
5.3.2.5.1.2 Gaz ziemny z Norwegii

W roku 2015 Norwegia dysponowała rezerwami gazu ziemnego wynoszącymi ponad 1,8 bln m³¹²³ i produkowała około 121 mld m³ gazu ziemnego, niemal w całości na eksport¹²⁴. Rys. 5-17 pokazuje, że wydobycie z odkrytych złóż po roku 2020 znacząco spadnie i będzie musiało zostać zastąpione wydobyciem z odkrywanych lub do tej pory nieodkrytych złóż. Dlatego pomimo dużych zasobów gazu ziemnego stabilność obecnego poziomu wydobycia jest wątpliwa w okresie średnioterminowym do roku 2030.

¹²² KPMG, Situation of the Ukrainian Natural Gas Market and Transit System (2017), s. 34 i następane.

¹²³ BGR, Studium energetyczne – Zasoby, rezerwy i dostępność surowców energetycznych (2016), s. 122 i następane.

¹²⁴ BP, Statistical Review of World Energy (Przegląd statystyczny energii na świecie) (2016), s. 22 i następane.



Rys. 5-17: Prognostyca wydobycia ze złóż gazu ziemnego w Norwegii [mld m³/rok]¹²⁵

Dostawy gazu ziemnego z Norwegii nie konkurują z popytem wewnętrznym, ponieważ zużycie gazu ziemnego w Norwegii jest pomijalne. Jeśli chodzi o konkurencję z innymi celami eksportu, Norwegia ma ograniczone zdolności LNG 4,8 mld m³/rok, ale jest jednak ściśle połączona z rynkiem gazowym UE - jedynym rynkiem eksportu w okolicy - rurociągiem z całkowitą zdolnością przesyłu gazu 180 mld. m³/rok. Od rozpoczęcia dostaw z norweskiej części Morza Północnego, z Ekofisk oraz Frigg w latach 70-tych XX wieku, Norwegia jest niezawodnym dostawcą gazu ziemnego na rynek UE. Dostawy z „super-gigantycznego” złoża Troll, będącego dziś trzonem norweskiego wydobycia gazu ziemnego, zaczęły się w latach 90-tych XX wieku. W międzyczasie złoża na Morzu Północnym weszły w fazę ciągłego wyczerpania rezerw (patrz Rys. 5-17) i wydobycie przesunęło się dalej na północ do Morza Norweskiego oraz dalej, gdzie znalezione ilości są mniejsze, a odległość od UE znacznie większa.

Ogólnie rzecz biorąc, można stwierdzić, że Norwegia będzie w stanie dostarczać w przyszłości coraz mniejsze ilości gazu ziemnego na rynek gazowy UE. Wskutek wyczerpania dużych złóż na Morzu Północnym, wydobycie z obecnych złóż będzie malało (patrz Rys. 5-17), podczas gdy wydobycie zastępcze z odkrywanych i jeszcze niezbadanych złóż jest niepewne¹²⁶, a odpowiednia infrastruktura transportowa jeszcze nie istnieje.

¹²⁵ Norwegian Petroleum Directorate, Exports of Oil and Gas (Norweskie Ministerstwo Ropy i Energii, Eksport ropy naftowej i gazu) (2016), dostępne na stronie: <http://www.norskpetsroleum.no/en/production-and-exports/exports-of-oil-and-gas/>, ostatni dostęp w dniu: 01/03/2017.

¹²⁶ Prognos AG, Status i perspektywy europejskiego bilansu gazowego (2017), rozdział 6.3.



5.3.2.5.1.3 Gaz ziemny z Afryki Północnej

Obecnie w Afryce Północnej gaz ziemny na rynek UE eksportują jedynie Algieria i Libia. Wprawdzie niedawno w Egipcie odkryto rezerwy wynoszące 2,2 bln m³¹²⁷ i rozpoczęto prace nad rozwojem nowo odkrytego złoża gazowego Zhor (ponad 800 mld m³), jednakże prawdopodobnie wewnętrzne zapotrzebowanie pochłonie całe wydobycie w tym kraju tak, że Egipt wciąż pozostanie importerskim netto gazem ziemnym lub w najlepszym przypadku stanie się samowystarczalny. Pierwszego wydobycia ze złoża Zhor można się spodziewać w roku 2018 lub 2019. Początkowo jednak wydobywane ilości będą prawdopodobnie niewielkie, a maksymalny poziom mocy wydobywczych nie zostanie osiągnięty przed rokiem 2024. W roku 2015 Egipt importował około 4 mld m³ gazu ziemnego z rynku LNG, aby pokryć popyt wewnętrzny¹²⁸.

Libia w roku 2015 dysponowała zasobami gazu ziemnego wynoszącymi 1,5 bln m³. W tym samym roku kraj ten wyprodukował 11,7 mld m³, z czego około 7 mld m³/rok eksportował za pośrednictwem rurociągów na rynek UE¹²⁹. To małe wydobycie może się utrzymać przez 100 lat. Rezerwy w Algierii szacuje się na 4,5 bln m³, z czego Algieria w roku 2015 wyprodukowała 82,3 mld m³ gazu ziemnego; na podstawie zachowanych rezerw to roczne wydobycie może utrzymać się co najmniej do roku 2070¹³⁰. Ogólnie rzecz biorąc Libia i Algieria dysponują rozległą, dotychczas nie w pełni wykorzystywaną infrastrukturą rurociągową i LNG, umożliwiającą eksport gazu ziemnego na rynek UE. Jednak do tej pory kraje te nie były w stanie trwale zwiększyć swojego wydobycia do ilości przekraczających spodziewany stały wzrost popytu wewnętrznego; zmiana w tym zakresie nie jest spodziewana również w przyszłości. Prognozuje się, że kraje te będą w przyszłości eksportować coraz mniej na rynek UE¹³¹. W Algierii ma to związek przede wszystkim z tym, że spodziewany rozwój mniejszych i droższych zasobów z ledwością jest w stanie pokryć zmniejszenie się zasobów złóż Hassi R'Mel i innych bogatych złóż¹³².

Ponadto powściągliwość inwestorów będzie ograniczać dalszy rozwój w Afryce Północnej w najbliższej przyszłości:

- Niepewna sytuacja polityczna w Afryce Północnej po zakończeniu Arabskiej Wiosny w latach 2010 - 2012 prowadzi generalnie do większego ryzyka dla inwestorów.
- Przede wszystkim niestabilna sytuacja polityczna w Egipcie i Libii prowadzi do braku atrakcyjności inwestycji w rozwój złóż i infrastruktury wydobywczej, zwłaszcza w czasach niskich cen ropy naftowej i gazu. Po atakach terrorystycznych na złoża Salah należące do firm BP/Statoil w 2013 i 2016 roku istnieją również konkretne wątpliwości co do bezpieczeństwa Algierii.
- Ponadto obecna polityka cenowa dotycząca sprzedaży wewnętrznej gazu ziemnego, np. w Algierii¹³³ uniemożliwia wystarczające wynagrodzenie za opisane ryzyka geopolityczne oraz

¹²⁷ BGR, Studium energetyczne – Zasoby, rezerwy i dostępność surowców energetycznych (2016), s. 122 i następn.

¹²⁸ Carnegie, Egypt's Natural Gas Crisis (2016), dostępne na stronie: <http://carnegieendowment.org/sada/62534>, ostatni dostęp dnia: 01/03/2017.

¹²⁹ ENTOSG, Ten Year Network Development Plan TYNDP 2017 (2016), s. 91.

¹³⁰ BGR, Studium energetyczne – Zasoby, rezerwy i dostępność surowców energetycznych (2016), s. 122 i następn.

¹³¹ Oxford Institute for Energy Studies (OIES), Algerian Gas: Troubling Trends, Troubled Policies (2016), s. 21 und John Whitley & Sons Ltd., Oil and Energy Trends (August 2016), Volume 41, Issue 8, North Africa faces delays to new gas developments and a fall in exports, s. 10 i nast., s. 15.

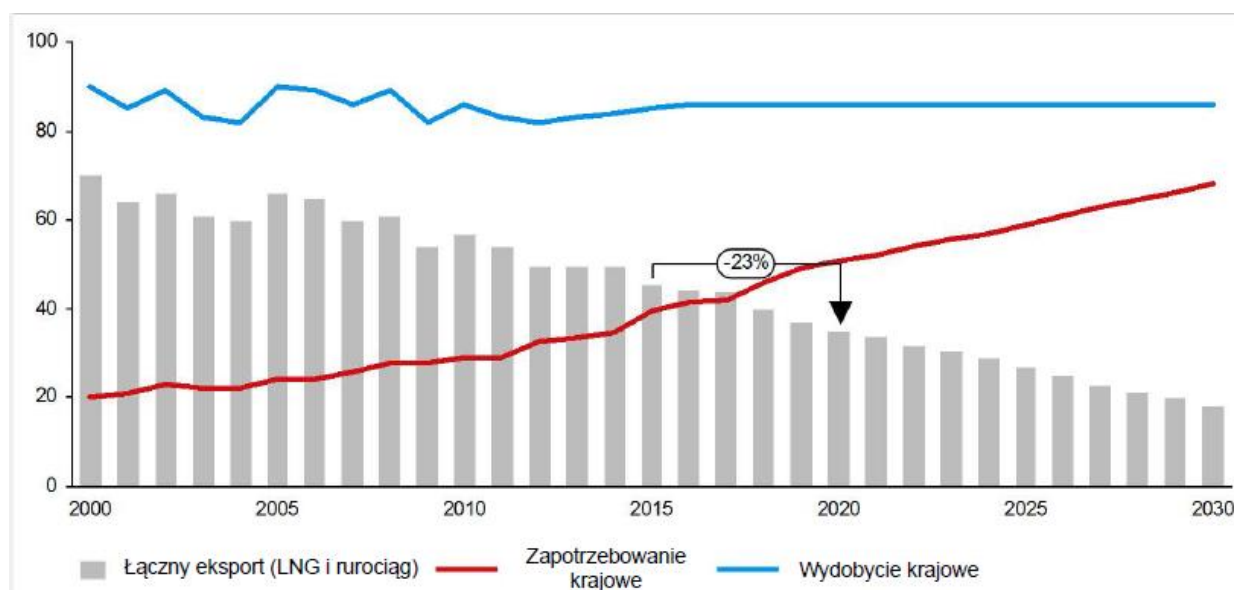
¹³² Oxford Institute for Energy Studies (OIES) (Instytut Studiów ds. Energii w Oksfordzie), Algerian Gas (Gaz algierski): Troubling Trends, Troubled Policies (Problematiczne trendy, problematyczna polityka) (2016), str. 21.

¹³³ Oxford Institute for Energy Studies (OIES) (Instytut Studiów ds. Energii w Oksfordzie), Algerian Gas (Gaz algierski): Troubling Trends, Troubled Policies (Problematiczne trendy, problematyczna polityka) (2016), str. 22.



dotyczące eksploracji, co nie zachęca wystarczająco inwestorów zagranicznych do eksploracji i rozwoju nowych złóż.

Nawet gdyby wydobycie wzrosło, eksport z Afryki Północnej w najlepszym przypadku utrzymałby się na stałym poziomie z uwagi na rosnący popyt wewnętrzny, wspierany przez niskie ceny na rynku krajowym¹³⁴. Poza tym lokalni polityczni decydenci nie chcą podjąć działań zmierzających ku obniżeniu zużycia krajowego, ponieważ obawiają się, że spowoduje to jeszcze większe zachwianie już obecnie niestabilnej sytuacji politycznej i społecznej¹³⁵. Jako przykład można tu podać Algierię, gdzie rosnący popyt wewnętrzny przy niezmiennym wydobyciu krajowym prawdopodobnie doprowadzi do spadku eksportu gazu ziemnego o 23% w latach 2015 - 2020, a w liczbach bezwzględnych do spadku z 30 do 24 mld m³ (patrz Rys. 5-18)¹³⁶.



Rys. 5-18: Prognoza algierskiego bilansu gazu ziemnego [mld m³]¹³⁷

5.3.2.5.1.4 Gaz ziemny przepływający przez Południowy Korytarz Gazowy

W odniesieniu do importu gazu ziemnego, określenie „Korytarz Południowy” używane jest z reguły do importu z państw sąsiadujących z Morzem Kaspijskim¹³⁸ przez Turcję lub Morze Czarne na rynek gazowy UE. W tym regionie Azerbejdżan, Turkmenistan, Kazachstan i Uzbekistan dysponują znacznymi zasobami gazu ziemnego. Ponadto również Izrael, Iran i Irak dysponują znacznymi, potwierdzonymi ilościami gazu ziemnego, które można połączyć przez Korytarz Południowy z europejskim rynkiem gazowym; dlatego również te rezerwy są tutaj uwzględnione.

¹³⁴ Oxford Institute for Energy Studies (OIES) (Instytut Studiów ds. Energii w Oksfordzie), Algerian Gas (Gaz algierski): Troubling Trends, Troubled Policies (Problematiczne trendy, problematyczna polityka) (2016), str. 9.

¹³⁵ Oxford Institute for Energy Studies (OIES) (Instytut Studiów ds. Energii w Oksfordzie), Algerian Gas (Gaz algierski): Troubling Trends, Troubled Policies (Problematiczne trendy, problematyczna polityka) (2016), str. 22.

¹³⁶ Prognos AG, Status i perspektywy europejskiego bilansu gazowego (2017), rozdział 5.1.2.

¹³⁷ Prognos AG, Status und Perspektiven der europäischen Gasbilanz (Status i perspektywy europejskiego bilansu gazowego) (2017), rozdział 5.1.2 na podstawie Oxford Institute for Energy Studies (Instytut Studiów ds. Energii w Oksfordzie) (OIES), Algerian Gas: Troubling Trends, Troubled Policies (Gaz algierski: Problematiczne trendy, problematyczna polityka) (2016), str. 20

¹³⁸ Prognos AG, Status i perspektywy europejskiego bilansu gazowego (2017), rozdział 5.1.4.



Jednak połączenie całego regionu z europejskim rynkiem gazowym za pomocą rurociągów jest trudne z uwagi na problemy geograficzne, a także polityczne problemy wewnętrzne i międzynarodowe między powyższymi państwami¹³⁹. Wyjątek stanowią rurociąg transanatolijski (TANAP) oraz rurociąg transadriatycki (TAP), które stanowią kamień milowy w ostatecznej decyzji o inwestycji (Final Investment Decision, FID) i znajdują się teraz w fazie budowy, aby w przyszłości dostarczać 10 mld m³/gazu ziemnego rocznie z Azerbejdżanu przez Turcję do Grecji, a stamtąd dalej do Włoch. Potencjalne dostawy gazu z Iraku musiałyby przepływać przez Turcję w drodze na europejski rynek gazowy. Gaz z Iranu musiałyby także płynąć przez Turcję, alternatywnie Azerbejdżan, Gruzję, następnie przez Morze Czarne, gaz z Turkmenistanu przez Morze Kaspijskie, Azerbejdżan i Gruzję, a gaz z Azerbejdżanu musiałyby płynąć albo przez Turcję, albo przez Morze Czarne. Podsumowując, gaz z tych krajów musi przepływać albo przez Turcję lub Morze Czarne, aby dotrzeć do rynku gazowego Unii Europejskiej (Rumunia, Bułgaria lub Grecja), a następnie musiałyby zostać przetransportowany dalej do większego rynku gazowego Unii Europejskiej przez mniej rozwiniętą infrastrukturę gazową w Europie Wschodniej. Ponadto dostępność gazu ziemnego do eksportu jest w niektórych krajach pomimo dużych potwierdzonych rezerw ograniczona:

- W roku 2015 Azerbejdżan dysponował rezerwami 1,1 bln m³ gazu ziemnego, które wydobywa na poziomie 18,2 mld m³/rok¹⁴⁰.
W Azerbejdżanie, rozwinięte podmorskie złożo gazowe Shah Deniz, produkuje obecnie około 10 mld m³ gazu ziemnego rocznie. Jednak rozwój złoża podmorskiego Shah Deniz II, o wydajności 16 mld m³/rocznie, które pierwotnie miało zostać uruchomione w roku 2018, opóźnia się z powodu braku kapitału inwestycyjnego. Jednocześnie obecnie w Azerbejdżanie wraz ze wzrostem liczby ludności mocno rośnie również popyt wewnętrzny i kraj ten jest teraz importerm netto gazu ziemnego z Rosji. Dlatego wątpliwe jest to, czy Azerbejdżan będzie w stanie dostarczać 20 mld m³/gazu ziemnego rocznie na potrzeby projektu TAP/TANAP (10 mld m³/rocznie na rynek turecki i 10 mld m³/rocznie na rynek europejski)¹⁴¹; dlatego, na dziś, większy, przekraczający te ilości eksport jest mało prawdopodobny.
- W roku 2015 Turkmenistan zgłosił posiadanie 9,9 bln m³ rezerw, które wydobywano na poziomie 80,2 mld m³/rocznie¹⁴².

¹³⁹ Mimo że White Stream oraz AGRI zostały wymienione w TYNDP 2017 (2016) oraz w NEP (2016), brak jest podstawy do realizacji w niedługim czasie (brak gazu doprowadzanego do sieci, brak uzgodnień EIA, brak zdefiniowanego korzystania z gruntu oraz brak ostatecznej decyzji o inwestycji). White Stream jest rurociągiem typu offshore mającym tłoczyć gaz z Azerbejdżanu lub Turkmenistanu z Gruzji do Rumunii. AGRI (łącnik Azerbejdżan-Gruzja-Rumunia) jest rurociągiem prowadzonym z Azerbejdżanu do wybrzeża Gruzji, następnie systemem LNG między Supsą, Gruzją a Konstancą w Rumunii.

¹⁴⁰ BGR, Studium energetyczne – Zasoby, rezerwy i dostępność surowców energetycznych (2016), s. 122 i następne.

¹⁴¹ Oxford Institute of Energy Studies (Instytut Studiów ds. Energii w Oksfordzie) (OIES), Azerbaijan's Gas Supply Squeezes and the Consequences for the Southern Corridor (Ograniczenia dostaw gazu z Azerbejdżanu i konsekwencje dla Korytarza Południowego) (2016), str. 12.

¹⁴² BGR, Energiestudie – Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen (BGR, studium energetyczne - rezerwy, zasoby i dostępność surowców energetycznych (2016), str. 122 i następne.



Turkmenistan, dzięki ogromnym złożom Galkynysh, które zostały przygotowane do eksploatacji przez chińskie przedsiębiorstwo państwowe China National Petroleum Corporation (CNPC) w celu eksportu gazu do Chin, stał się dużym eksporterem gazu. Dalszy eksport do Pakistanu przez rurociąg Turkmenistan-Afganistan-Pakistan lub do Pakistanu i Indii przez rurociąg TAPI (Turkmenistan, Afganistan, Pakistan, Indie) był omawiany od dłuższego czasu, jednak zwłaszcza z powodu niestabilnej sytuacji w Afganistanie nie jest kontynuowany. Również opcja eksportu gazu turkmeńskiego przez Korytarz Południowy na rynek gazowy UE nie będzie możliwa do zrealizowania w najbliższym czasie, ponieważ nadal toczy się spór na temat charakteru (prawnego) Morza Kaspijskiego, który uniemożliwia budowę przebiegającego na krzyż rurociągu (wg Rosji i Iranu Morze Kaspijskie jest jeziorem, a wg Turkmenistanu i Azerbejdżanu morzem, które jest objęte Konwencją Narodów Zjednoczonych o prawie morza, UNCLOS). Ponadto w ostatnich latach nie osiągnięto postępów w kwestii potencjalnego włączenia potencjalnych kupców z zachodu. Z uwagi na niewielkie zużycie wewnętrzne, ograniczone przez niską liczbę ludności, najlepszym rozwiązaniem dla Turkmenistanu na sprzedaż jego zasobów gazowych zdaje się być kontynuacja ekspansji dostaw gazu do Chin.

- Zarówno Kazachstan, jak też Uzbekistan mają znaczne zasoby gazu ziemnego wynoszące około 1,9 bln m³ i 1,6 bln m³¹⁴³, chociaż są one wyraźnie mniejsze od zasobów Turkmenistanu. W dalszej części nie zostaną one jednak dokładniej opisane, ponieważ oba te kraje z tych samych powodów, co Turkmenistan, nie mają możliwości transportu wyprodukowanego gazu ziemnego na rynek wewnętrzny UE.
- W roku 2015 Izrael dysponował rezerwami około 200 mld m³ i produkował 8,3 mld m³/rocznie¹⁴⁴. Oba podmorskie złoża Leviathan i Tamar we wschodniej części Morza Śródziemnego mogą jednak osiągnąć łącznie poziom rezerw wynoszący prawie 1 bln m³¹⁴⁵. Mimo to nie można uwzględniać Izraela jako potencjalnego dostawcy gazu ziemnego na rynek UE, ponieważ obecnie kraj ten nie posiada niezbędnej infrastruktury transportowej, ani nie ma jeszcze ostatecznej decyzji inwestycyjnej dla potencjalnej infrastruktury do eksportu wyprodukowanego gazu w przyszłości w kierunku UE¹⁴⁶.
- W roku 2015 Irak posiadał zasoby gazu ziemnego na poziomie 3,2 bln m³ i produkował 7,5 mld m³/rok¹⁴⁷. Zasadniczo obecnie nie rozważa się budowy połączenia rurociągowego z Irakiem, ponieważ niestabilna sytuacja polityczna w tym kraju uniemożliwia realizację dużych projektów, takich jak budowa obszernej infrastruktury. Warunki bezpieczeństwa pozwalają na bardzo ograniczoną działalność odkrywczą i rozwojową, a jakkolwiek infrastruktura transportowa lub wydobywcza jest narażona na poważne ryzyko. Ponadto duże ilości gazu ziemnego Iraku znajdują się w autonomicznym regionie Kurdystanu, który pozostaje w ciągłym sporze z rządem w Bagdadzie na temat warunków sprzedaży tych rezerw.
- Iran posiada drugie na świecie pod względem ilości zasoby gazu ziemnego i jest trzecim po USA oraz Rosji producentem gazu ziemnego. W roku 2015 Iran posiadał 33,5 bln m³ rezerw¹⁴⁸ i w tym samym roku wyprodukował 183,9 mld m³ gazu ziemnego – jest to ilość, którą mógłby utrzymać przez kolejnych 180 lat dzięki posiadanym, potwierdzonym rezerwom.

¹⁴³ BGR, Studium energetyczne – Zasoby, rezerwy i dostępność surowców energetycznych (2016), s. 122 i następane.

¹⁴⁴ BGR, Studium energetyczne – Zasoby, rezerwy i dostępność surowców energetycznych (2016), s. 122 i następane.

¹⁴⁵ ENTSOG, Ten Year Network Development Plan TYNDP 2017 (2016), str. 110 i następane.

Powyższe fakty zgadzają się z oceną TYNDP 2017 organizacji ENTSOG, która wyklucza Izrael oraz inne kraje ze wschodniej części Morza Śródziemnego z większej architektury dostaw gazu EU-27 z uwagi na brak planów rozbudowy infrastruktury.

¹⁴⁷ BGR, Studium energetyczne – Zasoby, rezerwy i dostępność surowców energetycznych (2016), s. 122 i następane.

¹⁴⁸ BGR, Studium energetyczne – Zasoby, rezerwy i dostępność surowców energetycznych (2016), s. 122 i następane.



Z wyjątkiem połączenia rurociągowego z Iranu do Turcji nie ma żadnych rurociągów w kierunku rynku gazowego UE. Na skutek sytuacji politycznej w kraju nie planuje się obecnie żadnych dalszych rurociągów. Ponadto brak jest kapitału inwestycyjnego, a posiadane technologie są przestarzałe – oba te czynniki są skutkiem okresu sankcji, w wyniku czego dodatkowy większy wzrost wydobycia gazu ziemnego wymaga dużej ilości czasu. Ponadto w Iranie zużycie wewnętrzne konkuruje z eksportem. Popyt wewnętrzny w Iranie już teraz jest duży i oczekuje się, że będzie nadal rosnąć, ponieważ z jednej strony przez ponowne wtłaczanie gazu ziemnego do złóż ropy naftowej możliwe jest utrzymanie ciśnienia w tych złożach, co wspomaga wydobycie ropy naftowej, a z drugiej strony wewnętrzne zużycie ropy naftowej jest ciągle zastępowane gazem ziemnym. Wiele planów rozwoju irańskiej części największych na świecie złóż gazu, które Iran dzieli z Katarzem (Południowe Pars w Iranie oraz Złóża Północne w Katarze), dotyczących eksportu gazu rurociągiem do Pakistanu i Indii, a także plany rozbudowy kilku projektów LNG, nie weszło do tej pory w fazę ostatecznej decyzji o inwestycji (FID).

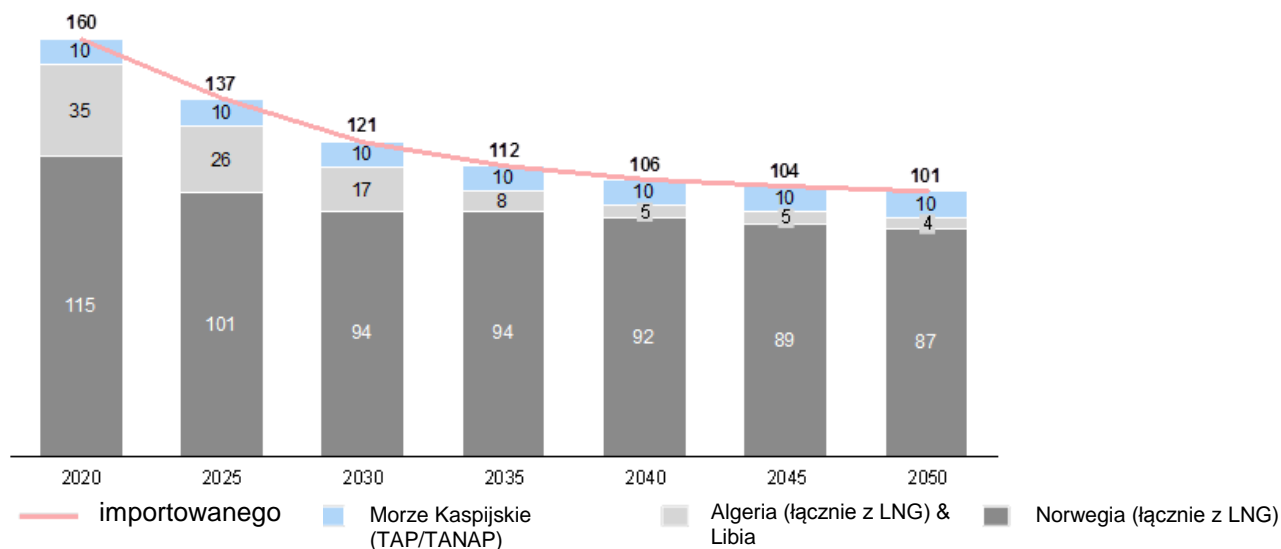
5.3.2.5.1.5 Rezultat pośredni

W powyższych prezentacji wynika że, z wyjątkiem Rosji, wszyscy obecni (Norwegia, Algieria i Libia) oraz potencjalni nowi eksporterzy gazu ziemnego (Azerbejdżan, Turkmenistan, Izrael, Irak i Iran), którzy mogliby dostarczać gaz ziemny rurociągami na rynek gazowy UE, nie będą mogli dostarczać wcale lub będą mogli dostarczać niewielkie ilości gazu, czy to z powodu braku mocy wydobywczych, ryzyka inwestycji, czy też problemów technicznych (patrz Rys. 5-19). Z kolei Rosję ogranicza tylko trwale dostępna zdolność przesyłowa; jest to problem, który można przezwyciężyć poprzez budowę dodatkowego systemu rurociągów Nord Stream 2. Wnioski z tego rozdziału są zgodne z różnymi badaniami rzeczoznawców, które pokazują, że z Rosji i Norwegii pojawią się duże dostawy, podczas gdy z Azerbejdżanu będzie mogło płynąć tylko 10 mld m³/gazu rocznie¹⁴⁹, z Afryki Północnej niewielka ilość gazu¹⁵⁰, a ze wschodniej części Morza Śródziemnego i Środkowego Wschodu nie będzie płynąć żaden gaz¹⁵¹ na rynek gazowy UE.

¹⁴⁹ Prognos AG, Status i perspektywy europejskiego bilansu gazowego (2017), rozdział 5.1.4.

¹⁵⁰ Prognos AG, Status und Perspektiven der europäischen Gasbilanz (Status i perspektywy europejskiego bilansu gazowego) (2017), rozdział 5.1.2 oraz Oxford Institute of Energy Studies (Instytut Studiów ds. Energii w Oksfordzie) (OIES), Algerian Gas: Troubling Trends, Troubled Policies (Gaz algierski: Problematyczne trendy, problematyczna polityka) (2016), str. 21. i następane.

¹⁵¹ ENTSOG, Ten Year Network Development Plan TYNDP 2017 (2016), s. 110.



Rys. 5-19: Ilości gazu importowanego z Morza Kaspijskiego, Algierii, Libii oraz Norwegii do UE [mld m³]

5.3.2.5.2 Dostawy gazu ziemnego na rynek gazowy UE jako LNG

Alternatywnie zwiększone zapotrzebowanie UE 28 na import może zostać zaspokojone za pomocą gazu LNG z globalnego rynku LNG.

5.3.2.5.2.1 Zależności gospodarcze globalnego rynku LNG

LNG rozwinął się w taki sposób, że stał się globalnym biznesem z dwoma podzielonymi rynkami: rynkiem atlantyckim (głównie Europą) i rynkiem pacyficznym (głównie Azją). Z powodu porównywalnych odległości, Katar i inni eksporterzy LNG z Bliskiego Wschodu (Abu Zabi, Oman i przede wszystkim Jemen), są w stanie obsługiwać oba rynki, stosując te same koszty transportu. W przeciwieństwie do nich, eksporterzy LNG np. z Australii, Indonezji, Malezji, Rosji (Sachalin) i potencjalnie Afryki Wschodniej, koncentrują się na rynku azjatyckim. Producenci LNG np. z Norwegii, Algierii, Nigerii i Afryki Zachodniej koncentrują się na rynku europejskim. Dzięki możliwości przepływania tankowców z LNG przez poszerzony Kanał Panamski, znacznie zmniejszyła się odległość między terminalami LNG w USA a rynkiem azjatyckim; ale istnieje jednak nadal istotnie większa odległość z USA do rynku azjatyckiego niż do rynku europejskiego. Mimo tego w razie odpowiednio dużych różnic w cenie między tymi rynkami dojdzie do efektów arbitrażowych, które sprawią, że nawet dłuża trasa przesyłu stanie się atrakcyjna gospodarczo. W związku z tym rynek LNG należy postrzegać jako rynek globalny¹⁵². Na tym globalnym rynku, z europejskiego punktu widzenia, UE 28¹⁵³ konkuruje o potencjalne ilości LNG zwłaszcza z odbiorcami azjatyckimi, dlatego w dalszej części zostanie przeanalizowany rozwój uzyskanych cen LNG na rynku UE 28 w porównaniu z Azją oraz import LNG na rynek UE 28.

¹⁵² Prognoz AG, Status i perspektywy europejskiego bilansu gazowego (2017), rozdział 5.1.6.

¹⁵³ Mimo że Szwajcaria i Ukraina nie dysponują własnymi zdolnościami do regazyfikacji, dzięki zaawansowanej integracji rynku mogą korzystać z gazu ziemnego, który trafia na rynek gazowy UE przez LNG i dlatego państwa te są częścią rynku UE 28.



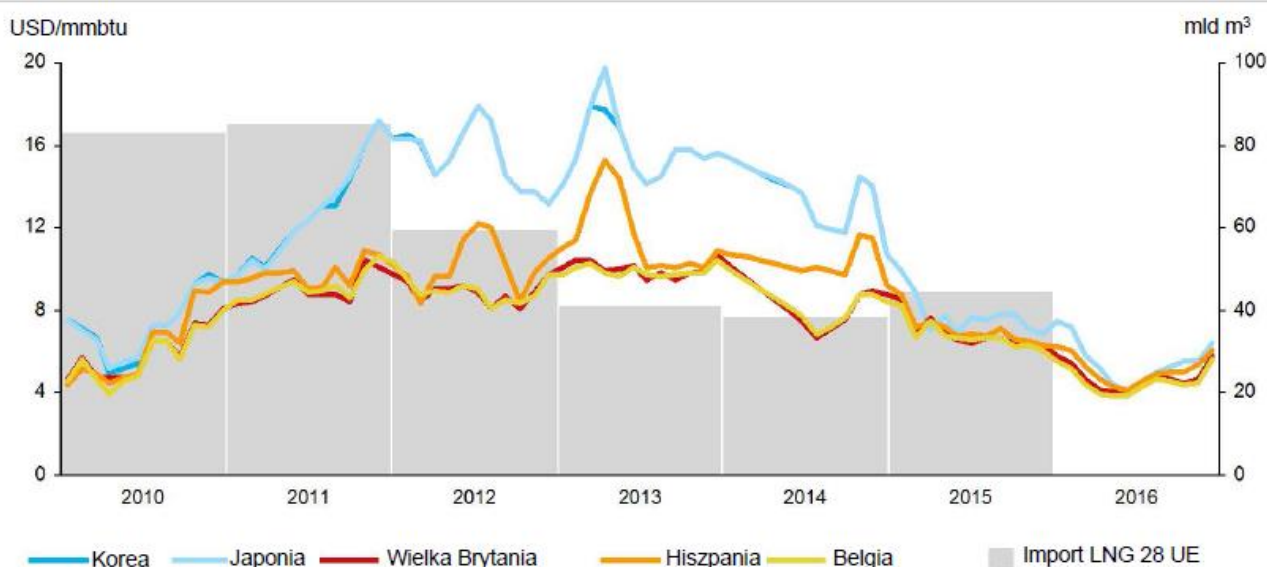
Jak widać na Rys. 5-20, uzyskane ceny LNG na rynku UE 28 oraz w Azji od początku roku 2010 do początku roku 2011 były prawie takie same; w tym czasie import LNG na rynek UE 28 utrzymywał się na stałym poziomie około 80 mld m³/rok. Na początku drugiej dekady XXI w. świat coraz bardziej wychodził z globalnej recesji i rynek ropy naftowej i LNG zaczął przyspieszać: Wzrosły ceny zarówno ropy naftowej, jak też (w znacznej części powiązane z cenami ropy naftowej) ceny LNG. W marcu 2011 roku wskutek katastrofy nuklearnej w Fukushima zniszczeniu lub ciężkiemu uszkodzeniu uległy reaktory jądrowe w Fukushima, co doprowadziło do wyłączenia wszystkich reaktorów w Japonii. Z kilkoma wyjątkami nie mogły zostać ponownie oddane do eksploatacji również po planowanych pracach konserwacyjnych w kolejnym roku. Wskutek tego Japonia zaczęła importować duże ilości LNG, aby zastąpić produkcję energii elektrycznej z energii jądrowej produkcją energii elektrycznej na bazie gazu.

W Japonii ceny LNG zwiększyły się w rezultacie z 10,0 USD/mmbtu w marcu 2011 roku do 19,8 USD/mmbtu w marcu 2013 roku. Ceny LNG w Korei, drugim na świecie importerze LNG po Japonii, wzrosły prawie tak samo, ponieważ Korea nie dysponuje własnymi źródłami energii i dlatego musiała konkurować z Japonią o dostępne ilości LNG. Wszystkie dostawy LNG, które nie były powiązane umowami ze stałymi punktami wyjścia na ląd w UE 28, z uwagi na znaczną różnicę cenową zostały przekierowane na rynek azjatycki. Import LNG na rynek gazowy UE 28 znacznie się zmniejszył, z wyjątkiem regionów rynku gazowego w UE, które mają dosyć słabe połączenie z rurociągami, jak na przykład Półwysep Iberyjski lub południowa Francja. Dlatego uzyskane ceny za LNG importowany do UE 28 nie uzyskały poziomu azjatyckiego, ponieważ wzrost cen został ograniczony przez węzły LNG, na przykład w Zjednoczonym Królestwie i Belgii (węzeł gazowy Zeebrugge).

Poziom cen LNG w Hiszpanii jest zasadniczo zbliżony do cen LNG uzyskanych w Zjednoczonym Królestwie i Belgii (patrz Rys. 5-20). Jednak ceny LNG uzyskane w Hiszpanii w latach 2012 - 2014 znacząco różniły się od cen LNG uzyskanych w Zjednoczonym Królestwie lub Belgii i coraz bardziej zbliżały się do azjatyckich cen LNG. Z uwagi na brak rurociągów łączących Półwysep Iberyjski z głównym rynkiem gazowym w UE, Hiszpania w oczywisty sposób była bardziej zależna od zaopatrzenia w LNG niż odbiorcy LNG w Europie Północno-Zachodniej, gdzie był dostępny gaz z rurociągów jako alternatywa dla gazu LNG.



Podobnie od czerwca do grudnia 2016 r. ceny gazu wzrosły również w południowej Francji (France South Gas Price, TRS) jako reakcja na ograniczenie dostaw LNG z powodu wyższych cen azjatyckich i z powodu braku możliwości zastąpienia LNG przez gaz z rurociągu. Mimo że był to efekt czasowy, pokazuje on jednak, że azjatyckie zapotrzebowanie na LNG ma znaczny wpływ na cenę gazu UE 28 i że LNG nie może oferować UE 28 na trudnym rynku bezpieczeństwa zaopatrzenia w akceptowalnych cenach¹⁵⁴.



Rys. 5-20: Rozwój regionalnych cen LNG [USD/mmbtu] oraz import LNG do UE 28 [mld m³]¹⁵⁵

Od roku 2014 popyt na LNG przestał rosnać, z jednej strony wskutek wolniejszego rozwoju gospodarczego w Azji, a z drugiej strony wskutek rosnącej podaży LNG będącej efektem wzrostu liczby urządzeń do skraplania, które zostały oddane do eksploatacji. Ten wzrost miał miejsce przede wszystkim w latach 2011 - 2013 w reakcji na wysokie ceny LNG. Jak widać na Rys. 5-21, wydajność skraplania zwiększy się z 392 mld m³ w roku 2015 do 576 mld m³ w roku 2020, kiedy to spodziewa się nadpodaży na globalnym rynku LNG. LNG, który nie jest wspomagany zobowiązaniami do odbioru minimalnych ilości z LTC, zazwyczaj w Azji, musi walczyć o udział w rynku z gazem, przypuszczalnie przede wszystkim na europejskim rynku gazu płynnego, który dysponuje dużymi, niewykorzystanymi w pełni mocami produkcyjnymi w zakresie regazyfikacji. Jak tylko będzie się utrzymywała nadwyżka podaży, spodziewany jest ponowny wzrost importu LNG na rynek UE 28, spowodowany atrakcyjną sytuacją cenową.

¹⁵⁴ Aurora, France South gas price (TRS) trades at a premium due to an LNG supply shortage, as high Asian prices draw cargoes (2017), dostępny pod adresem: <https://alternativeconomics.co/newslines/4317358-france-south-gas-price-trs-trades-at-a-premium-due-to-an-lng-supply-shortage-as-high-asian-prices-draw-cargoes-https-t-co-ily8av9hve>, ostatni dostęp dnia: 26/01/2017.

¹⁵⁵ Międzynarodowa Unia Gazownicza, światowy raport w sprawie LNG (2010-2016) i Federalna Komisja Regulacji Energetyki, archiwa handlu gazem ziemnym (2010-2016), dostępne pod adresem: <https://www.ferc.gov/market-oversight/mkt-gas/trading/archives.asp>, ostatni odczyt dnia: 02.03.2017.



Liczne opracowania wychodzą jednak z założenia, że stan nadwyżki w dostawie LNG zostanie utrzymany już tylko przez kilka lat. Podobnie zgodne jest założenie, że w latach 20-tych XXI wieku rynek LNG będzie się charakteryzował niedostatecznym zaopatrzeniem. Z uwagi na niższe globalne ceny LNG, w ostatnim czasie, poza instalacjami w budowie, nie było kolejnych ostatecznych decyzji o inwestycji (FID) w instalacje do skraplania, z wyjątkiem małej instalacji Tangguh Train 3 w Indonezji¹⁵⁶. Na skutek stagnacji FID dla instalacji skraplania w przyszłości z bardzo dużym prawdopodobieństwem zapotrzebowanie na LNG przewyższy ponownie podaż LNG i tym samym zapewni ograniczenie oferty LNG¹⁵⁷. Dokładny moment tego „przewrotu” sytuacji rynkowej nie jest znany¹⁵⁸. Prognoz wychodzi z założenia, że stanie się tak po 2022 roku¹⁵⁹. Shell¹⁶⁰ prognozuje, że moment ten nastąpi nawet wcześniej, podobnie jak Cheniere¹⁶¹. BCG¹⁶² przyjmuje w opracowanych przez siebie licznych scenariuszach, że w każdym razie w 2025 roku będą miały miejsce znaczne braki w zaopatrzeniu LNG. W związku z tym podsumowując można stwierdzić, że już niedługo, bo we wczesnych latach 20-tych XXI wieku nie będzie można z pewnością załatać luk w dostawach surowca za pomocą taniego importu LNG. Przeciwnie, należy przyjąć, że w przypadku przewrotu na rynku LNG nie będzie dostępny w wystarczającej ilości pozwalającej na zapewnienie bezpieczeństwa zaopatrzenia, albo będzie nabywany po cenach zagrażających sytuacji taniego zaopatrzenia w energię.

Wzrost popytu na LNG spowodują głównie Chiny, Indie i Azja Południowo-Wschodnia, których łączny udział w całym wzroście zapotrzebowania wynosić będzie 75%¹⁶³. Na przykład Indie, Pakistan i Bangladesz planują na bazie rosnącego zapotrzebowania na gaz ziemny m. in. znaczną rozbudowę swoich zdolności LNG w celu produkcji nawozów¹⁶⁴. Indie mają już duże zdolności importu na Wybrzeżu Zachodnim; 80% jest zużywanych w Indiach Zachodnich i Północnych, zatem wschód Indii potrzebuje dodatkowego LNG¹⁶⁵.

Trend ograniczenia LNG może zostać potencjalnie wzmocniony przez szereg wyzwań, przed którymi obecnie stoją duzi dostawcy dodatkowych mocy produkcyjnych w zakresie skraplania w Australii (planowanie zwiększenie mocy z 43 mld m³ w roku 2015 do 113 mld m³ w roku 2020) oraz w USA (planowanie zwiększenie mocy z 2 mld m³ w roku 2015 do 82 mld m³ w roku 2020)¹⁶⁶:

¹⁵⁶ BP, BP announces final investment decision to expand Indonesia's Tangguh LNG facility (2016), dostępny na stronie: <http://www.bp.com/en/global/corporate/press/press-releases/bp-final-investment-decision-to-expand-indonesia-lng-facility.html>, ostatni dostęp w dniu 01/03/2017.

¹⁵⁷ Royal Dutch Shell plc., LNG Outlook (2017), s. 13.

¹⁵⁸ Patrz analizowane dalej studia: Prognos, Status i perspektywy europejskiego bilansu gazowego (2017), s. 69; Royal Dutch Shell plc., LNG Outlook (2017), s. 13; The Boston Consulting Group, A Challenging Supply-Demand Outlook for LNG Producers (2016), s. 8.

¹⁵⁹ Prognos, Status i perspektywy europejskiego bilansu gazowego (2017), rozdział 6.3.

¹⁶⁰ Royal Dutch Shell plc., LNG Outlook (2017), s. 13.

¹⁶¹ Cheniere, European Autumn Gas Conference (2016), s. 12.

¹⁶² The Boston Consulting Group, A Challenging Supply-Demand Outlook for LNG Producers (2016), s. 8.

¹⁶³ The Boston Consulting Group, A Challenging Supply-Demand Outlook for LNG Producers (2016), s. 6.

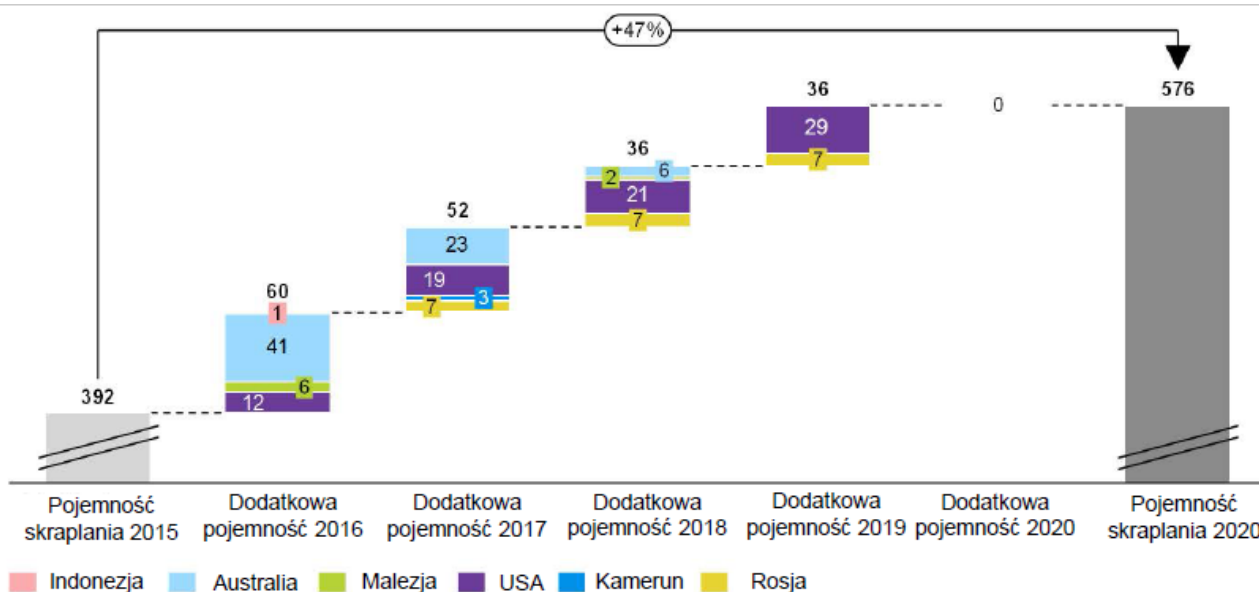
¹⁶⁴ Natural Gas World, AG&P, Hindustan LNG plan Indian LNG supply, dostępny na: http://www.naturalgasworld.com/agp-plans-35807?utm_medium=email&utm_campaign=Natural%20Gas%20World%20Newsletter%20February%202017&utm_content=Natural%20Gas%20World%20Newsletter%20February%202017+CID_f9f9867d82e4cc44aed3d876ef456796&utm_source=Campaign%20Monitor&utm_term=AGP%20Hindustan%20Plan%20Indian%20LNG%20Supply, ostatni dostęp w dniu: 01/03/2017.

¹⁶⁵ International Gas Union, World LNG Report (Międzynarodowa Unia Gazowa, Światowy raport LNG) (2016), str. 48

¹⁶⁶ International Gas Union, World LNG Report (Międzynarodowa Unia Gazowa, Światowy raport LNG) (2016), str. 61 i następn.



- W australijskich projektach LNG zanotowano znaczne przekroczenie kosztów, których suma wynosi około 50 mld USD¹⁶⁷, podczas gdy muszą walczyć w tym samym czasie z obecnie niskimi cenami LNG. Ponadto niektóre projekty bazują na gazie łupkowym jako gazie doprowadzonym do sieci¹⁶⁸, co w porównaniu z projektami na bazie dużych rezerw gazu prowadzi do wysokich kosztów wydobycia i stanowi tym samym całkowicie nowy model biznesowy.
- Gaz eksportowany z USA stanowi konkurencję dla zapotrzebowania krajowego w USA. Ta konkurencja mogłaby jeszcze wzrosnąć podczas mroźnej zimy, która często dotyczy całej półkuli północnej i tym samym zwiększa popyt na gaz ziemny zarówno w USA jak i w Europie. Aby umożliwić duży wzrost mocy produkcyjnych w zakresie skraplania, co z kolei skutkuje większym eksportem LNG z USA, konieczny jest wzrost wydobycia gazu łupkowego, który jest już dużym źródłem zaopatrzenia w gaz w USA. Po niewspółmiernie wysokim wzroście z 20 mld m³/rok w roku 2000 do prawie 450 mld m³/rok pod koniec roku 2016¹⁶⁹, wydobycie gazu łupkowego utrzymuje się na stałym poziomie od początku 2016 roku¹⁷⁰. Wyjaśnieniem takiej sytuacji mogą być obecnie niskie ceny gazu na świecie, jednak wydobycie gazu łupkowego staje się coraz bardziej kontrowersyjne z powodów ekologicznych, na przykład z powodu powstających wskutek szczelinowania (rozrywanie głęboko położonych warstw osadowych skał macierzystych za pomocą wysokiego ciśnienia, aby uwolnić chemicznie gaz ziemny/ropę naftową i przetransportować na powierzchnię ziemi) dużych ilości zanieczyszczonej wody, która wymaga utylizacji.



Rys. 5-21: Aktualne i planowane globalne moce produkcyjne w zakresie skraplania [mld m³/rok]¹⁷¹

¹⁶⁷ Jamie Smyth, A Cost Overrun near \$ 50 bn as Australia's LNG Boom Falts (2016), dostępny na stronie: <https://www.ft.com/content/29667e96-9f15-11e6-891e-abe238dee8e2>, ostatni dostęp w dniu: 07/03/2017.

¹⁶⁸ World Energy Council, World Energy Resources (2016), s. 9.

¹⁶⁹ US Energy Information Administration (Administracja USA ds. energii), Shale in the United States (Łupki w USA), dostępne na stronie: https://www.eia.gov/energy_in_brief/article/shale_in_the_united_states.cfm, ostatnio odczytano dnia: 02/03/2017.

¹⁷⁰ US Energy Information Administration (Administracja USA ds. energii), Drilling Productivity Report (Raport n.t. Wydajności odwiertów) (2016), dostępny na stronie: <http://www.eia.gov/petroleum/drilling/pdf/dpr-full.pdf>, ostatnio odczytano dnia: 02/03/2017.

¹⁷¹ International Gas Union, World LNG Report (Międzynarodowa Unia Gazowa, Światowy raport LNG) (2016), str. 61 i następn.



Rynek *UE 28* może zapewnić sobie dodatkowe ilości LNG na trudnym rynku LNG tylko wtedy, gdy zapłaci wyższe ceny; z kolei ceny na całym rynku gazowym UE zależą od cen w punktach przeładunkowych gazu w *UE 28* i obowiązują dla wszystkich dostaw gazu. Z kolei w Azji wyższe ceny za pojedyncze dostawy LNG mogą wystarczyć do tego, aby otrzymać dodatkowe ilości LNG. Dla zilustrowania: Zwiększenie ceny LNG tylko o 2 USD/mmbtu wywołałoby konieczność zorganizowania dodatkowych dostaw na rynek *UE 28* o łącznej wartości ok. 30 mld USD rocznie w celu zapewnienia dostępności gazu ziemnego¹⁷².

W przeciwieństwie do gazu z rurociągów, którego nie obejmuje konkurencja podaży, LNG zależy od konkurencji globalnej i dostawy do *UE 28* na tym trudnym rynku zależą od zdolności i gotowości zapłacenia wyższych cen niż konkurencja w Azji. Rozwój sytuacji od roku 2010 pokazuje, że rynek LNG jest cykliczny¹⁷³ i w wyniku tego waha się między rynkiem nabywcy (podaż jest większa niż popyt i ceny są niskie) i taki rynek ma trwać do początku 2. dekady XXI w., a rynkiem sprzedawcy (popyt jest większy niż podaż i ceny są wysokie) i taki rynek jest spodziewany po tym okresie. Mimo, że teoretycznie możliwe jest wyparcie azjatyckich odbiorców LNG, aby uzupełnić lukę w zaopatrzeniu *UE 28* na trudnym rynku, rynek *UE 28-Plus* nie może mieć pewności wygrania tej konkurencji: *UE 28* jest dużo mniejszym rynkiem niż azjatycki, który ponadto składa się z wielu niezależnych i indywidualnych rynków gazowych. Rynek *UE 28* w takiej sytuacji musiałby zacząć jednocześnie konkurować z każdym z tych rynków azjatyckich. W wyniku tego LNG nie jest w stanie zagwarantować bezpiecznego i korzystnego cenowo zaopatrzenia w energię.

5.3.2.5.2.2 Rozwój importu LNG

ENTSOG w swoim dziesięcioletnim planie rozwoju sieci (Ten Year Network Development Plan, TYNDP) prezentuje scenariusz *Blue Transition 2017*, scenariusz maksymalnego (Max TYNDP) i minimalnego (Min TYNDP) importu LNG na rynek *UE 28-Plus*, aby przedstawić zakres możliwego importu LNG na rynek *UE 28-Plus* wskutek cykliczności rynku i konkurencji (patrz Rys. 5-22)¹⁷⁴. Minimalny import LNG na rynek *UE 28-Plus* wzrośnie prawdopodobnie z 30 mld m³ w roku 2020 do 53 mld m³ w roku 2030, z kolei maksymalna prognoza przewiduje wzrost z 104 mld m³ w roku 2020 do 138 mld m³ w roku 2030. Wartość średnia maksymalnego i minimalnego scenariusza LNG (średni TYNDP, nazywany dalej „przeciętna ilość dostaw LNG”) w dalszej części będzie używana jako wartość referencyjna i kształtuje się zgodnie z prognozami Boston Consulting Group¹⁷⁵ na poziomie od 67 mld m³ w roku 2020 do 95 mld m³ w roku 2030¹⁷⁶.

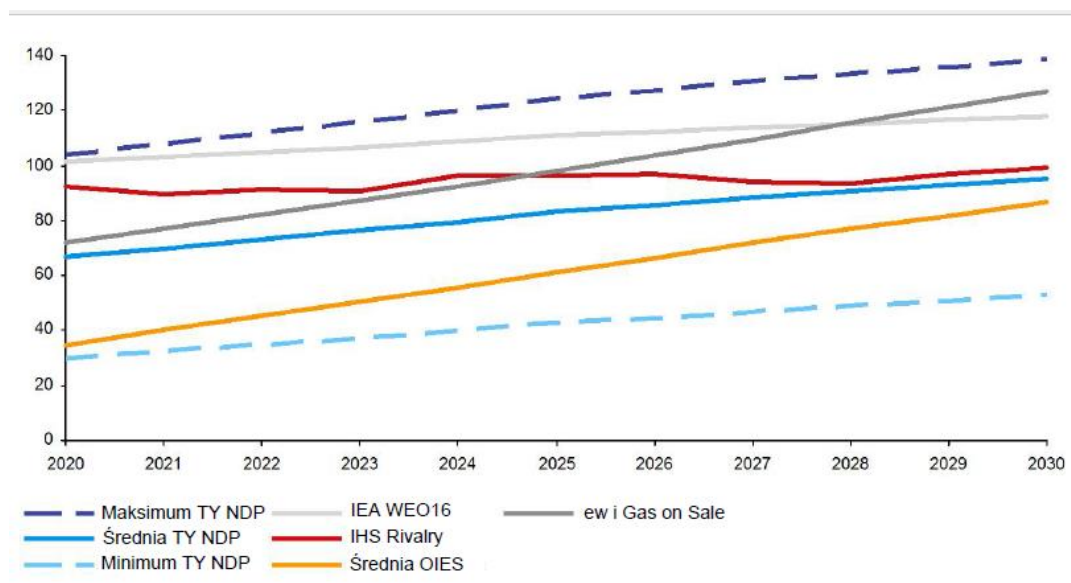
¹⁷² Przy założeniu zapotrzebowania na import gazu ziemnego do *UE 28* na poziomie 397 mld m³ w roku 2025 (por. Rys. 5-11), co odpowiada 14,6 mld mmbtu, dodatkowy koszt 2 USD/mmbtu generuje dodatkowe koszty rzędu 30 mld USD, zakładając, że cały import opiera się na hubach (tzn. jest determinowany cenami rynkowymi) lub jest realizowany bezpośrednio w cenach rynkowych.

¹⁷³ Royal Dutch Shell plc. LNG Outlook (2017), s. 11 i nast.

¹⁷⁴ Aby wyszczególnić prognozy w odniesieniu do importu LNG na rynek *UE 28*, wszystkie scenariusze zostały dostosowane do prognozy dla popytu na gaz ziemny na rynku *UE 28* jak zdefiniowano w rozdziale 5.3.2.4.1.

¹⁷⁵ Boston Consulting Group, A Challenging Supply-Demand Outlook for LNG-Producers (2016), S. 6.

¹⁷⁶ ENTSOG, Ten Year Network Development Plan (Dziesięcioletni plan rozwoju sieci) TYNDP 2017 (2016), str. 165, z którego wykorzystany zostanie względny import LNG ze scenariusza *Blue Transition* wraz z zapotrzebowaniem rynku *UE 28* na gaz z rozdziału 5.3.2.4.1.



Rys. 5-22: Scenariusze importu LNG na rynek gazowy EU dostosowane do różnych poziomów popytu [mld m³]¹⁷⁷

Zaletami scenariusza *ENTSOG TYNDP Blue Transition 2017*, które przemawiają za wykorzystaniem go do prognozy ilości importu LNG na rynek UE 28, są z jednej strony publiczna dostępność, a z drugiej strony fakt, że coroczny raport *TYNDP* jest wykorzystywany przez decydentów w UE oraz firmy zajmujące się eksploatacją infrastruktury gazowej do planowania przepustowości infrastruktury gazowego rynku w UE. Jak widać w Rys. 5-22, poza scenariuszem *ENTSOGs TYNDP Blue Transition 2017* istnieją różne inne prognozy importu LNG na rynek UE¹⁷⁸. Te prognozy odzwierciedlają szerokie spektrum spodziewanego importu LNG, w zależności od cyklu rynkowego oraz efektów konkurowania o dostępny LNG. *Minimalne i maksymalne prognozy z raportu TYNDP Blue Transition 2017 stowarzyszenia ENTSOG* obejmują jednocześnie całe spektrum przedstawionych prognoz. Z uwagi na szerokie spektrum między prognozą minimalną a maksymalną *TYNDP* oraz zasadniczo dużą niepewność prognoz rynkowych, średnia podaż LNG wg *TYNDP Blue Transition 2017* będzie wykorzystywana jako wartość referencyjna do dalszych obserwacji, ponieważ odpowiednio odzwierciedla ona wybór scenariuszy widocznych w Rys. 5-22. Ponadto gaz ziemny, który jest importowany jako LNG do UE 28, jak podano wyżej, to mniej niezawodna opcja zaopatrzenia i wybrany scenariusz LNG stanowi w pewnym stopniu bezpieczny import LNG. Zarówno minimalna, jak i maksymalna prognoza LNG jest ujęta ponownie w rozdziale 5.3.2.6 w punkcie „Ryzyka i nieprzewidywalne zdarzenia“.

¹⁷⁷ Na podstawie ENTSOG, Ten Year Network Development Plan (Dziesięcioletni plan rozwoju sieci) TYNDP 2017 (2016), str. 165. Importy LNG wskazane w *Blue Transition Scenario* (TYNDP 2017) wskazane dla względnego importu gazu ziemnego odnoszą się do popytu na gaz ziemny UE 28 z rozdziału 5.3.2.4.1. Inne scenariusze bazują na badaniu OIES, LNG Markets in Transition (Rynki LNG w okresie przejściowym): The Great Reconfiguration (Wielka rekonfiguracja) (2016), IHS, IHS Energy European Gas Long-Term Demand Outlooks (Przegląd długoterminowego zapotrzebowania na gaz w Europie) (2016), IEA, World Energy Outlook (Przegląd światowego rynku energii) (2016), ewi/EUCERS, Options for Gas Supply Diversification for the EU and Germany in the Next Two Decades (Możliwości dywersyfikacji dostaw gazu dla Niemiec i UE w kolejnych dwóch dekadach) (2016). Aby móc porównać różne scenariusze w odniesieniu do importu LNG przez UE 28, to analogicznie do liczb TYNDP 2017 należy je odnieść do popytu na gaz ziemny UE 28 (patrz rozdział 5.3.2.4.1).

¹⁷⁸ Wszystkie scenariusze prognozują jedynie przepływ LNG na rynek EU 28 – OIES (2016) zawiera także wartości dla Turcji. Podobnie jak w przypadku *TYNDP Blue Transition Scenario*, wszystkie scenariusze są dostosowane do jego zapotrzebowania.



5.3.2.5.2.3 Rezultat pośredni

Na podstawie z rozdziałów 5.3.2.5.1 i 5.3.2.5.2 dotychczasowi dostawcy gazu ziemnego do UE 28 przyczyniają się następująco do pokrycia zapotrzebowania na import UE 28 (patrz Rys. 5-11):

- Dostawy gazu ziemnego z Norwegii na rynek UE 28-Plus prawdopodobnie zmniejszą się z powodu wyczerpania rozwiniętych złóż gazu i ograniczonego rozwoju nowych mocy wydobywczych na złożach, które są mniejsze i bardziej oddalone od rynku UE.
- Dostawy gazu ziemnego z krajów Afryki Północnej - Algierii i Libii na rynek UE 28-Plus prawdopodobnie będą się zmniejszać, ponieważ ilości gazu ziemnego dostępne do eksportu spadają wskutek ograniczonych zdolności inwestycyjnych oraz rosnącego popytu wewnętrznego.
- Dostawy gazu ziemnego z Rosji mogłyby znacznie wzrosnąć, ponieważ Rosja ma krótkoterminowo niewykorzystane moce eksportowe o wielkości ponad 100 mld. m³/rok. Jednak trwale dostępne moce transportowe są ograniczone. W związku z tym transport ze złóż na Półwyspie Jamalskim przez Korytarz Północny (w tym przez rurociąg Nord Stream 2) z ekonomicznego i ekologicznego punktu widzenia jest najlepszym rozwiązaniem, podczas gdy stała dostępność ukraińskiej zdolności przesyłowej wynosząca ponad 30 mld m³/rok jest niepewna z powodów podanych w rozdziale 5.3.2.5.1.1.
- Na rynku nabywcy gazowy runek UE może przyjąć dodatkowy import LNG ze względu na moce regazyfikacji. Jednak dodatkowe dostawy LNG na rynek UE 28-Plus w okresie rynku sprzedawcy, kiedy to popyt jest większy niż podaż, co ma nastąpić w drugiej dekadzie XXI w.¹⁷⁹, są ograniczone przez zdolność i gotowość odbiorców do tego, aby płacić wyższą cenę za takie dostawy, konkurując z popytem światowym, zwłaszcza azjatyckim.

Kraje, które obecnie jeszcze nie dostarczają gazu ziemnego na rynek UE 28-Plus, ale są usytuowane geograficznie tak, że byłyby w stanie dostarczać gaz do rurociągu, mogą w następujący sposób przyczynić się do pokrycia potrzeb importowych: Kraje z regionu Morza Kaspijskiego (Azerbejdżan, Turkmenistan, Uzbekistan i Kazachstan) mają duże lub bardzo duże zasoby gazu ziemnego oraz stałe wydobywanie gazu i rozwój złóż. Jedyna infrastruktura gazowa (TAP/TANAP), która łączy ten region z europejskim rynkiem gazu ziemnego, znajduje się obecnie w budowie. Po ukończeniu TAP/TANAP (prawdopodobnie po roku 2020) mogą dostarczać do 10 mld. m³/rok na rynek gazowy UE. Z następujących względów dalszych dostaw nie należy oczekiwać:

- Azerbejdżan boryka się obecnie z dwoma kluczowymi problemami, z jednej strony z powolnym rozwojem złoża Shah Deniz II, które powinno zwiększyć azerbejdżańskie moce wydobywcze, a z drugiej strony ze zwiększonym popytem wewnętrznym.
- Turkmenistan prawdopodobnie będzie nadal koncentrował swój eksport gazu ziemnego na rynek chiński.
- Jakikolwiek eksport gazu ziemnego z krajów na wschód od Morza Kaspijskiego wymagałby budowy rurociągu przez Morze Kaspijskie, którego status prawny (międzynarodowe morze lub jezioro) jest sporny i uniemożliwia postępy w tej kwestii.
- Izrael dysponuje również niewielką infrastrukturą, która umożliwiałaby import na europejski rynek gazowy gazu potencjalnie pozyskanego z nowych złóż podmorskich i dlatego nie przewiduje się żadnych ostatecznych decyzji o inwestycji.
- Irak, wskutek trudnej sytuacji politycznej wewnątrz kraju, prawdopodobnie nie doprowadzi do dużego wydobywania gazu ziemnego, ani nie zbuduje infrastruktury transportowej.

¹⁷⁹ Royal Dutch Shell plc., LNG Outlook (2017), S. 13.



- Iran mocniej koncentruje się na eksporcie ropy naftowej zamiast gazu ziemnego, nie rozważa budowy rurociągu do eksportu gazu ziemnego w kierunku rynku *UE 28* i zмага się obecnie ze zwiększonym popytem wewnętrznym.

Podsumowując, należy stwierdzić, że ilości importu z Norwegii i Afryki Południowej ulegną zmniejszeniu i dojdzie tylko Morze Kaspijskie jako nowy dodatkowy region dostaw dla rynku gazowego UE; region zapewni prawdopodobnie dodatkowe ilości 10 mld. m³/rok. W związku z przedstawionym zapotrzebowaniem na import *UE 28-Plus*, na skutek zmniejszającej się produkcji własnej, spowoduje to lukę importową, którą może pokryć tylko dodatkowy import LNG lub gazu z rurociągu z Rosji.

5.3.2.5.3 Prognozowana luka importowa - przypadek referencyjny

Jak zaprezentowano powyżej, oczekiwana luka importowa *UE 28* będzie pokryta tylko przez dodatkowy import gazu ziemnego z Rosji lub przez import LNG, ponieważ tylko one nie są ograniczone dostępnymi ilościami na eksport. Ograniczenie wynika - w przypadku Rosji - tylko z ograniczenia trwale dostępnych mocy transportowych lub - w przypadku LNG - z konkurencji popytu z innymi, przede wszystkim azjatyckimi odbiorcami LNG. Dla przedstawionego poniżej przypadku referencyjnego przyjęto za podstawę następujące założenie, aby zapewnić porównywalność różnych scenariuszy w celu możliwego pokrycia luki importowej:

- W celu szczegółowej oceny rosyjskiego potencjału eksportowego, eksport gazu z Rosji został wyszczególniony wg dróg transportowych: Nord Stream (1), Jamał-Europa, Korytarz Centralny oraz dostawy do Finlandii i krajów bałtyckich. Spodziewana stała roczna zdolność przesyłowa Nord Stream (1) wynosi 50 mld m³, a rurociągu Jamał-Europa 30 mld m³, co odpowiada ok. 90% rocznej zdolności przesyłowej wynoszącej odpowiednio 55 mld m³/rok¹⁸⁰ i 33 mld m³/rok¹⁸¹. Dostawy gazu rosyjskiego do Finlandii i krajów bałtyckich będą prawdopodobnie utrzymywać się na poziomie 10 mld m³/rocznie. Trwale dostępna zdolność przesyłowa Centralnego Korytarza jest, jak przedstawiono powyżej, niepewna i w przypadku referencyjnym jest określona na poziomie 30 mld. m³/rok.
- Ilość gazu LNG importowanego w przyszłości na rynek *UE 28* będzie określona przez cykle rynkowe i związaną z tym konkurencją z odbiorcami globalnymi i przede wszystkim azjatyckimi. Do poniższej dyskusji wykorzystany zostanie średni scenariusz dostaw LNG wg TYNDP jako przypadek referencyjny, ponieważ nie można z pewnością ustalić, kiedy globalny rynek LNG zmieni się z rynku nabywcy na rynek sprzedawcy. W rzeczywistości, jak podano powyżej, od początku drugiej dekady XXI w., spodziewany jest rynek sprzedawcy, co doprowadzi do mniejszych ilości lub wyższych cen importowanego LNG.

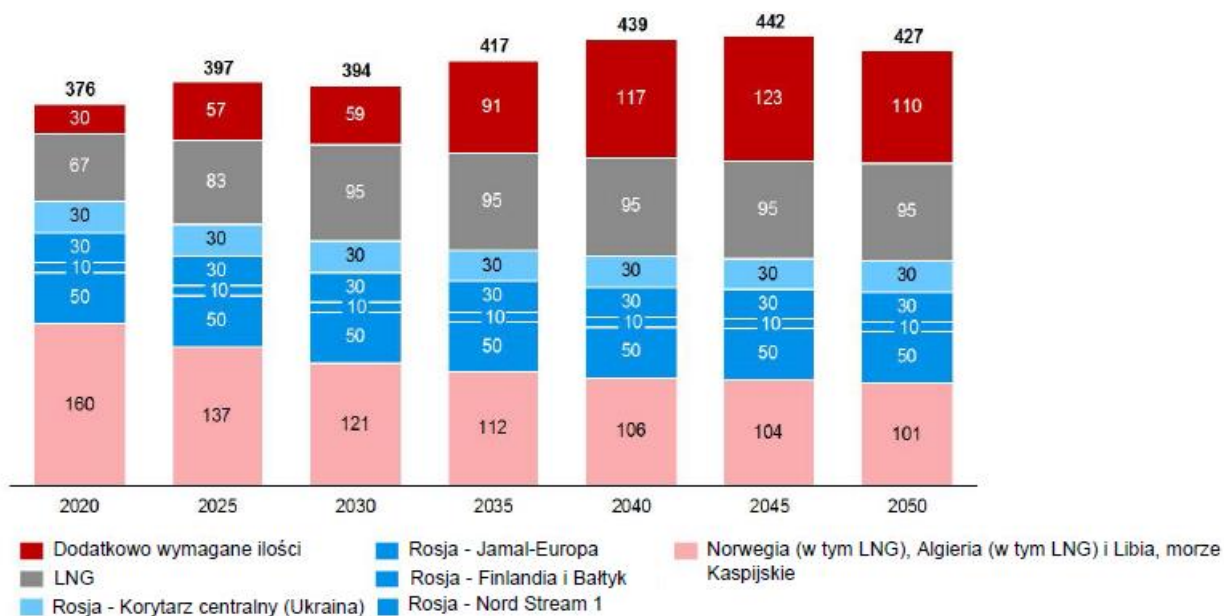
¹⁸⁰ Roczna zdolność przesyłowa rurociągu Nord Stream (1) wynosi 55 mld. m³/rok (w warunkach referencyjnych 20°C i 1,01325 bar). W celu pewnego pokrycia sezonowych wahań popytu i innych wymagań dotyczących dostaw, obliczenia uwzględniają zdolność rezerwową ok 10%, co prowadzi do średniego obciążenia wynoszącego 50 mld m³/rok. Ponadto dostępność 50 mld m³ zdolności przesyłowej rurociągu Nord Stream (1) na rok zależy od tego, czy zdolność przesyłowa podłączonego dalej rurociągu OPAL jest dostępna bez ograniczeń.

¹⁸¹ Zgodnie z opisem dotyczącym rurociągu Nord Stream (1), roczna zdolność przesyłowa rurociągu Jamał-Europa wynosi 32,9 mld m³/rok (patrz Gazprom, Yamal-Europe, dostępny na stronie: <http://www.gazpromexport.ru/de/projects/4/>, ostatnio odczytano dnia 16.01.2017), co prowadzi do średniego obciążenia wynoszącego ok. 30 mld m³/rok.



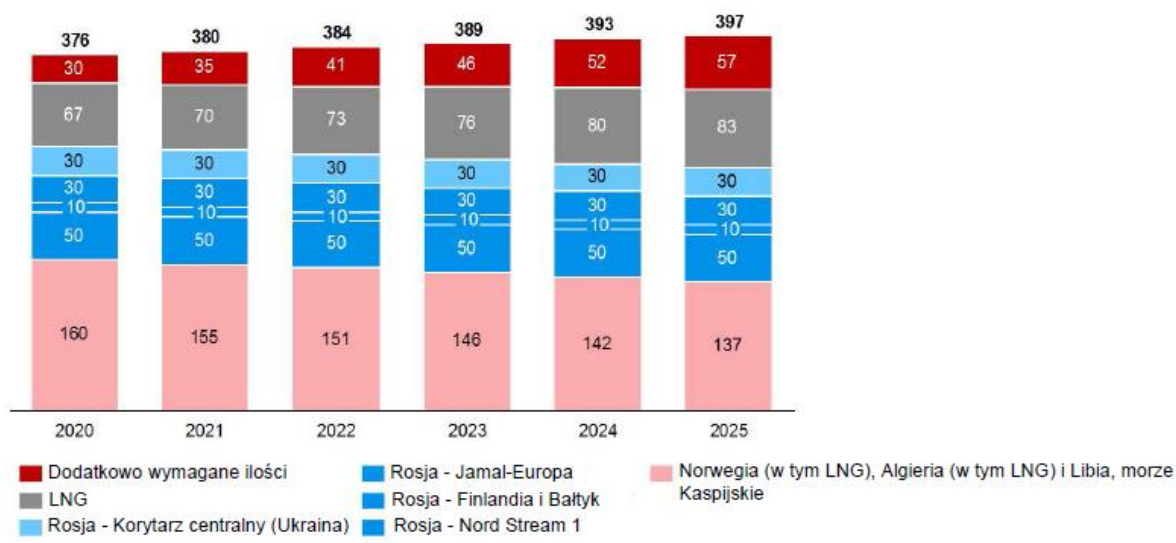
Poza tranzytem 30 mld m³ rosyjskiego gazu rocznie przez Ukrainę i poza średnimi dostawami LNG w sytuacji referencyjnej, która jest konieczna do prognozy „dodatkowych potrzebnych ilości” na potrzeby rynku UE28 oraz w celu porównania ryzykownych zdarzeń konieczne jest, by wyżej wymienione prognozy zapotrzebowania na gaz ziemny UE 28, rozwoju produkcji własnej UE 28 oraz spadku dostępnych ilości eksportowych z Norwegii i Afryki Północnej były brane za podstawę. Przyszłe dostawy przez Południowy Korytarz Gazowy są określane na stałym poziomie 10 mld. m³/rok od 2020 r.

Wynika z tego przedstawiony w Rys. 5-Rys. 23 przypadek referencyjny. Wynikająca z tego luka importowa („dodatkowe potrzebne ilości” w Rys. 5-Rys. 23) na rynku UE 28 jest przedstawiona w kolorze ciemnoczerwonym i prawie podwoi się już w ciągu pierwszych pięciu lat z 30 mld m³ w roku 2020 do 117 mld m³ w roku 2025; następnie będzie nadal rosła i w roku 2045 osiągnie wartość maksymalną, wynoszącą 123 mld m³. Zgodnie z powyższym, rurociąg Nord Stream 2 (o rocznej zdolności przesyłowej wynoszącej 50 mld m³/rok), będzie musiał być oddany do eksploatacji od roku 2020, aby zapewnić bezpieczeństwo zaopatrzenia. Podczas gdy Nord Stream 2 w roku 2020 będzie mógł w całości zapełnić lukę importową wynoszącą 30 mld m³/rok, to planowana roczna zdolność przesyłowa już w roku 2025 będzie niewystarczająca do tego, aby zapełnić lukę importową na rynku UE 28, wynoszącą 57 mld m³/rok.



Rys. 5-23: Prognozowana luka importowa na rynku UE 28 przy średnim imporcie LNG i tranzyście przez Ukrainę 30 mld m³/rok (sytuacja referencyjna) [mld m³], układ wartości dla rosyjskiego importu na wykresie słupkowym odpowiada układowi w legendzie

Obserwując coroczny rozwój luki importowej na rynku UE 28-Plus w latach 2020-2025 („dodatkowe potrzebne ilości” na Rys. 5-Rys. 24), można zauważyć, że niezbędna zdolność przesyłowa rurociągu Nord Stream 2 wymagana do zapełnienia luki importowej ciągle rośnie, a luka importowa już w roku 2024 przerośnie roczną zdolność przesyłową rurociągu przy standardowym obciążeniu 90%, tzn. 50 mld m³/rok. Rurociąg Nord Stream 2 będzie potrzebny już od roku 2020, aby pokryć stale rosnącą lukę importową UE 28 i zapewnić przez to bezpieczeństwo zaopatrzenia.



Rys. 5-24: Prognozowana luka importowa na rynku UE 28 przy średnim imporcie LNG i tranzycie przez Ukrainę 30 mld m³/rok (sytuacja referencyjna) - coroczny rozwój w latach 2020-2035 [mld m³]

W ramach podsumowania można stwierdzić, że UE 28-Plus już w przypadku referencyjnym od 2020 będzie potrzebowała znacznych, dodatkowych ilości gazu ziemnego, aby zapewnić bezpieczeństwo zaopatrzenia. Dlatego dodatkowa zdolność przesyłowa rurociągu Nord Stream 2 od roku 2020, czyli planowanego oddania do eksploatacji, będzie niezbędna do tego, aby zapewnić dostawy gazu ziemnego na rynek UE 28.

5.3.2.6 Ryzyka i nieprzewidywalne zdarzenia w związku z gwarancją bezpieczeństwa zaopatrzenia

Już przypadek referencyjny pokazuje, że konieczne są dodatkowe importy gazu ziemnego, aby pokryć prognozowaną lukę importową UE 28. W tym przypadku już w roku 2020 musiałaby być dostępna dodatkowa zdolność przesyłowa 30 mld m³/rok do zapewnienia bezpieczeństwa zaopatrzenia.

Ponadto jest wiele ryzyk i nieprzewidywalnych zdarzeń, które muszą być pokryte przez dodatkowe zdolności importowe, aby zapewnić trwałe zaopatrzenie w gaz ziemny.

Poza niepewnością związaną ze stałą dostępnością ukraińskiej zdolności przesyłowej po roku 2019, istnieją także inne ryzyka i nieprzewidywalne zdarzenia dotyczące bezpieczeństwa dostaw na rynek UE 28-Plus – zarówno po stronie popytu, jak też po stronie podaży. Poniżej znajduje się analiza i ocena wybranych ryzyk. Zalicza się do nich ryzyko związane z tranzytem gazu przez Korytarz Centralny na Ukrainie, potencjalne ryzyko niewystarczających ilości importowanego gazu LNG na rynek UE 28, a także inne ryzyka po stronie podaży i popytu (np. dalsze zmniejszenie wydobycia gazu ziemnego na rynku UE 28). Aby móc ocenić skutki różnych ryzyk, są one zaprezentowane jako "dodatkowa potrzebna ilość" w stosunku do sytuacji referencyjnej.

5.3.2.6.1 Ryzyko całkowitej awarii Korytarza Centralnego - ryzyko przypadek 1

W rozdziale 5.3.2.5.1.1 omówione zostały problemy techniczne związane z przyszłym tranzytem przez Korytarz Centralny na terenie Ukrainy, w związku z czym sytuacja referencyjna zakłada stałe dostępną zdolność przesyłową na poziomie 30 mld m³. Ponadto istnieją również liczne ryzyka, których wystąpienie może doprowadzić do całkowitego zatrzymania transferu gazu na rynek gazowy UE przez Korytarz Centralny (ryzyko 1).



- Ukraińskie prawo sankcji przyczynia się do zwiększenia ryzyka w odniesieniu do długotrwale dostępnych zdolności przesyłowych dla gazu rosyjskiego transportowanego Korytarzem Centralnym. Przyznaje ono Ukrainie daleko idące możliwości stosowania sankcji¹⁸². Mowa tu o ukraińskiej ustawie o sankcjach z 2014 roku, której angielska nazwa brzmi *Law of Ukraine „About Sanctions”*¹⁸³. To na niej opierają się ukraińskie przepisy wykonawcze zawierające katalog sankcji, które weszły ostatnio w życie na mocy dekretu prezydenta¹⁸⁴.
Ukraińska ustawa o sankcjach z 2014 roku zawiera w artykule 4 ustępie 1 katalog możliwych sankcji, w tym zgodnie z pkt. 3 odłączenie zdolności przesyłowych (w angielskim tłumaczeniu ustawy czytamy: „*partial or complete cessation of transit resources, flight and transportation through the territory of Ukraine*”). Zgodnie z zapisem w pkt. 2 możliwe są też ogólne ograniczenia transakcji handlowych (w angielskim tłumaczeniu ustawy treść brzmi następująco: „*restriction of trade transactions*”). Przyczyny nałożenia sankcji są szerokie i rozciągają się na wszystkie rzeczywiste lub potencjalne zagrożenia interesów państwowych, jak czytamy w artykule 1 ustępie 1 oraz artykule 3 ustępie 1 punkcie 1 ustawy o sankcjach z 2014 rok (w angielskim tłumaczeniu ustawy czytamy: „*real and/or potential threat to the national interests, national security, sovereignty and territorial integrity*”); również zakłócenie zrównoważonego rozwoju gospodarczego stanowi jedną z przyczyn (w angielskim tłumaczeniu ustawy czytamy: “*creating obstacles for sustainable economic development*”).
Tym samym Ukraina wprowadzając ustawę o sankcjach z 2014 roku, nie bacząc na zobowiązania nałożone przepisami prawa międzynarodowego, stworzyła wewnątrzprawną możliwość ograniczenia i przerwy w transzycie gazu ziemnego przez Ukrainę. W konsekwencji ukraińskie instytucje państwowe mogą nakładać sankcje zakazujące lub ograniczające tranzyt gazu z Rosji przez terytorium Ukrainy¹⁸⁵.
Dotychczas nie doszło do wprowadzenia sankcji opartych na powyższych przepisach, mimo to ustawa wykonawcza z 2016 roku dotknęła wiele innych obszarów działalności gospodarczej¹⁸⁶. Trzeba jasno przyznać, że istnienie wskazanych powyżej sankcji podaje w wątpliwość pewność tranzytu gazu przez Ukrainę na wewnętrzny rynek UE.
- Umowa o transzycie między firmami Gazprom i Naftogaz z dnia 19 stycznia 2009 roku kończy się 31 grudnia 2019 roku i będzie mogła zostać przedłużona tylko wtedy, gdy zostanie zawarta nowa umowa między firmami Gazprom i Naftogaz. Nie jest pewne, czy dojdzie do tego również na podstawie bieżących usiłowań dopasowań ukraińskiego sektora gazowego do trzeciego pakietu rynku wewnętrznego energii UE, co m.in. powoduje, że właściwi partnerzy negocjacji z Gazpromem nie są jasno określani.
Ponadto zasadność ekonomiczna takiej umowy na obecnych zasadach rozliczeń z Ukrainą z punktu widzenia Gazpromu jest wątpliwa. Zawarta w roku 2009 między Gazpromem a Naftogazem umowa o transzycie przewiduje stawkę tranzytową na rok 2009 w wysokości 1,70 USD/1 000 m³/100 km, a na rok 2010 stawkę 2,04 USD/1 000 m³/100 km, a także składnik za kompresję gazu na poziomie 3% przesyłanego gazu, doliczany do ceny z umowy importowej z roku 2009 za transport na odcinku 1 240 km. Według KPMG doprowadziło to w roku 2015 do stawki tranzytowej na poziomie 2,74 USD/1 000 m³/100 km.

¹⁸² Prognos AG, Status i perspektywy europejskiego bilansu gazowego (2017), rozdział 6.3.

¹⁸³ Ustawa z 14 sierpnia 2014 r. nr 1664-VII, wydruk urzędowy w Supreme Council (BD), 2014, nr 40, 2018, dostępna na stronie <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/1664-18>, w języku angielskim dostępna na stronie: <http://cis-legislation.com/document.fwx?rgn=69545>, letzter Zugriff am: 24/03/2017.

¹⁸⁴ Ustawa z dn. 17 października 2016 r. nr. 467/2016, dostępna na stronie: <http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/467/2016>, letzter Zugriff am: 24/03/2017.

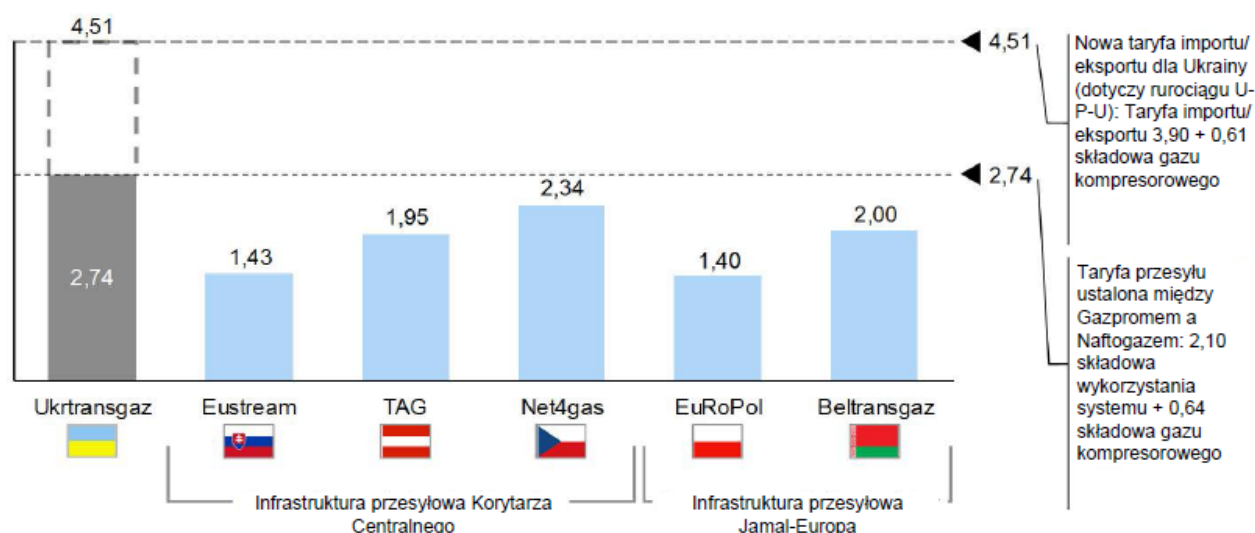
¹⁸⁵ KPMG, Situation of the Ukrainian Natural Gas Market and Transit System (2017), s. 6, 42 i następne.

¹⁸⁶ KPMG, Situation of the Ukrainian Natural Gas Market and Transit System (2017), s. 6, 42 i następne.



Niezależnie od tego Ukraina wprowadziła niedawno tak zwane taryfy Entry/Exit, które są zasadniczo jeszcze większe i należałoby je stosować w przyszłości, jeśli w nowej umowie w sprawie tranzytu nie byłyby ustalone niższe taryfy¹⁸⁷. W ten sposób np. stawka za tranzyt gazu najważniejszym rurociągiem Urengoj-Pomary-Użgorod będzie wynosiła w przyszłości 3,90 USD/1 000 m³/100 km; do tego dochodzi składnik za kompresję gazu na poziomie 2,69%. Ogólnie taryfa wynosiłaby tym samym 4,51 USD/1 000 m³/100 km.

Jak pokazuje Rys. 5-Rys. 25Rys. , już obecnie ustalone umownie taryfy są w większości wyższe niż wszystkie porównywalne taryfy w innych, istotnych systemach transportowych. Tym bardziej powinno to obowiązywać dla nowo wprowadzonych taryf Entry/Exit, jeśli musi mieć to zastosowanie. Miałoby to negatywny wpływ na konkurencyjność modelu taryfowego. Niezależnie od stanu technicznego systemu transportu i od zależnego od tego, większego zużycia gazu kompresorowego, atrakcyjność Centralnego Korytarza zostałaby zredukowana tylko przez nowe taryfy¹⁸⁸. Jeśli uwzględnia się dodatkowo, jak przedstawiono powyżej, wyraźnie większą długość całkowitą korytarza, przede wszystkim z porównaniu z Korytarzem Północnym, zmniejsza się ona jeszcze bardziej.



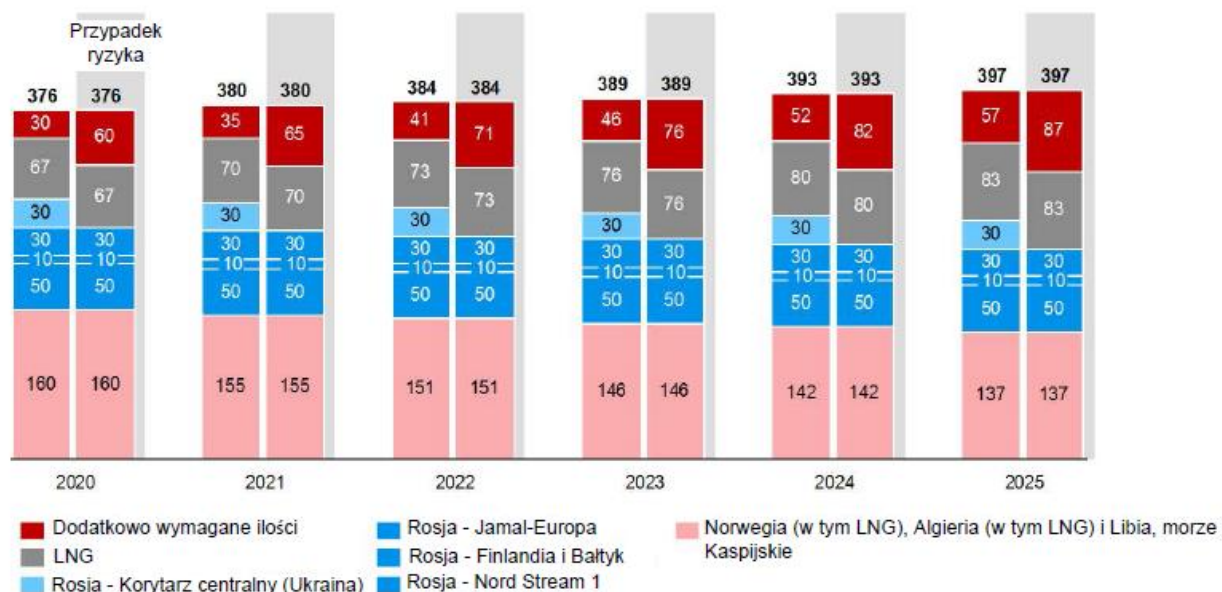
Rys. 5-25: Przegląd stawek tranzytowych u odpowiednich operatorów sieci tranzytowych w Europie w roku 2012 (Eustream, TAG oraz Net4Gas) i 2015 [USD/1000 m³/100 km]¹⁸⁹

Potencjalny przestój w transportach rosyjskich przez Korytarz Centralny spowodowałby już w roku 2020 w porównaniu z przypadkiem referencyjnym wzrost luki importu do 60 mld m³/rok (patrz Rys. 5-Rys. 26). W takim przypadku łączna średnio dostępna zdolność przesyłowa rurociągu Nord Stream 2 (90% zdolności rocznej) byłaby potrzebna już w roku 2020 (jednak nie byłaby to już ilość wystarczająca), aby pokryć zapotrzebowanie na rynku UE 28.

¹⁸⁷ KPMG, Situation of the Ukrainian Natural Gas Market and Transit System (2017), s. 50 i następn.

¹⁸⁸ ewi/EUCERS, Options for gas supply diversification for the EU and Germany in the next two decades (ewi/EUCERS, Opcje dywersyfikacji dostaw gazu dla UE i Niemiec w kolejnych dwóch dekadach) (2016), str. 104 i następn.

¹⁸⁹ KPMG, Situation of the Ukrainian Natural Gas Market and Transit System (Sytuacja ukraińskiego rynku i systemu tranzytu gazu ziemnego) (2017), str. 48. na bazie stawek tranzytowych za transport gazu ziemnego w firmach BT (2012) oraz Ukrtransgaz (2016), dostępne na stronie: <http://utg.ua/utg/business-info/price-tariffs.html>, ostatni dostęp dnia: 02/03/2017.



Rys. 5-26: Ryzyko 1 dla rynku UE 28: 0 mld m³ tranzytu gazu przez Ukrainę na rok [mld m³]

5.3.2.6.2 Ryzyko trudnej sytuacji na rynku LNG – przypadek ryzyka 2

Nieprzewidywalne zdarzenia, powstałe w związku z bardzo zmiennym rynkiem LNG¹⁹⁰, zostały opisane w rozdziale 5.3.2.5.2 i są uwzględnione przez *ENTSOG* w *TYNDP 2017* poprzez wprowadzenie znacznie różniących się scenariuszy. Jak przedstawiono wyżej, należy wyjść z założenia, że globalny rynek LNG powinien wyraźnie przyspieszyć w latach 2020-2025, tzn. przekształci się on z rynku nabywcy na rynek sprzedawcy¹⁹¹. Oznacza to, że globalny popyt LNG przerośnie globalną podaż LNG, w wyniku czego zwiększy się konkurencja o dostępne zasoby LNG¹⁹². Z punktu widzenia rynku *UE 28-Plus* import będzie potencjalnie ograniczony przez konkurencję z popytem azjatyckim. Wraz z rosnącą konkurencją wzrosną również globalne ceny LNG (patrz rozdział 5.3.2.5.2.1) co spowoduje zagrożenie korzystnej ceny zaopatrzenia w energię, jeśli nie jest możliwe zastąpienie ilości importu LNG gazem alternatywnym z rurociągu. Rurociąg Nord Stream 2 miałby również tłumiący wpływ na skutki globalnych ruchów cenowych na rynek *UE 28*. Jeśli zdolność przesyłowa rurociągu Nord Stream 2 byłaby niedostępna, to po przekształceniu się rynku LNG na rynek sprzedawcy ekonomiczne dostawy niedrogo gazu ziemnego na rynek *UE 28* byłyby zagrożone, ponieważ w tym przypadku konieczny byłby import drogiego LNG.

Niezależnie od tego istnieje jednak ryzyko, że państwa *UE 28* na skutek ostrej konkurencji nie zabezpieczą w porównaniu z zapotrzebowaniem importowym wystarczających ilości LNG i nastąpi wyraźny spadek importowanych ilości LNG.

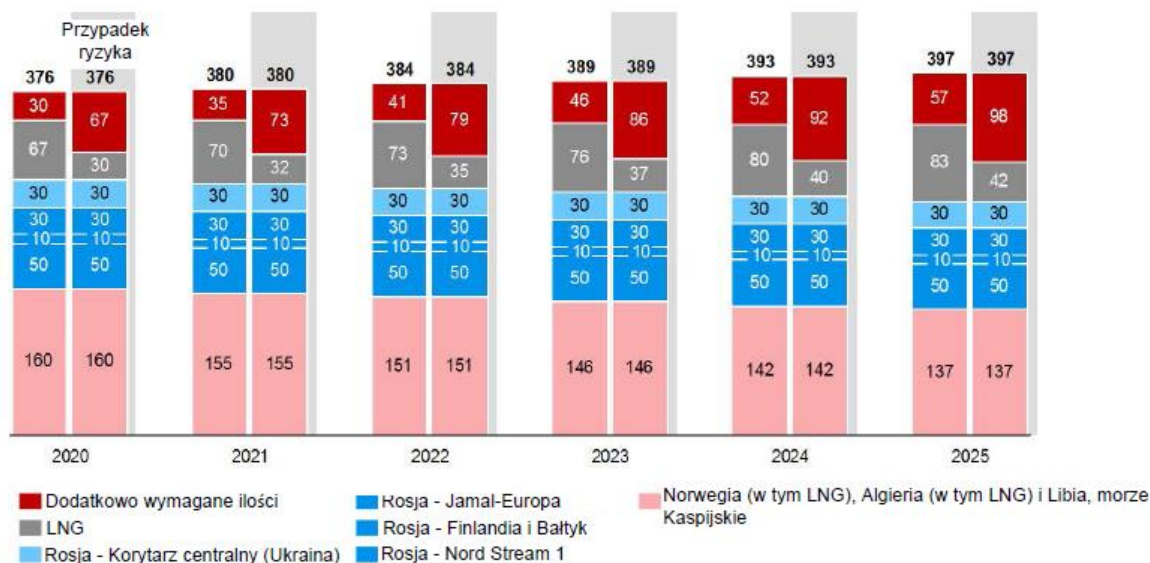
¹⁹⁰ Royal Dutch Shell plc., LNG Outlook (2017), s. 11 i nast.

¹⁹¹ Boston Consulting Group, A Challenging Supply-Demand Outlook for LNG-Producers (2016), s. 6 und Royal Dutch Shell plc., LNG Outlook (2017), s. 13.

¹⁹² Dostępne ilości LNG to takie, które nie są powiązane z określonymi odbiorcami poprzez LTC (umowy długoterminowe).



Na wypadek, gdyby wystąpił minimalny scenariusz importu LNG (min. TYNDP) według ENTSOG, już w roku 2020, czego nie można wykluczyć na skutek przedstawionej sytuacji, spowodowałoby to samo w sobie w porównaniu z przypadkiem referencyjnym wzrost luki importowej do poziomu 67 mld m³ w 2020 r. (patrz również Rys. 5-Rys. 27). W takim przypadku już w 2020 r. cała średnia dostępna zdolność Nord Stream 2 (90% zdolności rocznej) nie wystarczyłaby do zagwarantowania powstałej luki i tym samym bezpieczeństwa UE 28.



Rys. 5-27: Ryzyko 2 dla rynku UE 28: Minimalny import LNG na rynek UE 28-Plus [mld m³]

5.3.2.6.3 Inne ryzyka związane z popytem i podażą – Ryzyko przypadki 3-5

Poza tym istnieje ryzyko, że zaopatrzenie w gaz ziemny UE 28 pochodzący z własnego wydobycia zmniejsza się nadal i/lub szybciej niż prognozowano. Na przykład kolejne trzęsienia ziemi w regionie wokół Groningen mogłyby doprowadzić do jeszcze bardziej restrykcyjnych decyzji dotyczących wydobycia gazu ziemnego ze złoża Groningen. Ponadto wydobycie gazu łupkowego w Polsce (patrz rozdział 5.3.2.4.2.2) mogłyby nie nadążać za prognozowanym poziomem Te i inne zdarzenia mogłyby doprowadzić do większego zapotrzebowania na import, niż przedstawiono w rozdziale 5.3.2.4.3.

Opisane szczegółowo w rozdziałach 5.3.2.5.1 i 5.3.2.5.2 potencjalne opcje importu ze źródeł spoza UE są również obarczone pewną dozą niepewności i mogłyby różnić się od prognozowanego poziomu referencyjnego. Na przykład nowe i eksplorowane złoża w Norwegii mogłyby się okazać mniejsze od oczekiwanych, jeśli wstrzymane zostaną decyzje inwestycyjne, które mają zagwarantować przyszłe wydobycie w skali prognozowanej przez Norweskie Ministerstwo Ropy (patrz Rys. 5-Rys. 17).

Również ilości importowane z Afryki Północnej na początku drugiej dekady XXI w. mogłyby się okazać mniejsze od spodziewanego poziomu z powodu czynników technicznych, komercyjnych lub geopolitycznych. W (godnym pożądanym) przypadku, w którym gospodarki narodowe danych krajów w regionie będą wyraźnie rosły, wielkość eksportu mogłyby spaść wskutek większego zapotrzebowania własnego (na przykład w Algierii).

Powoduje to kolejne potencjalne przypadki ryzyka:

- Ryzyko 3: Przyszła aktywność sejsmiczna w holenderskim rejonie Groningen mogłyby spowodować, że rząd holenderski całkowicie przerwie tamtejsze wydobycie. Po kolejnych



w niedawnej przeszłości ograniczeniach wydobycia z Groningen spowodowanych trzęsieniem ziemi, nie należy również wykluczać całkowitego zakończenia wydobycia. Tego rodzaju zatrzymanie wydobycia prowadziłoby do zwiększenia łącznego zapotrzebowania na import na rynek UE 28 z 376 mld m³ na 400 mld m³ w roku 2020 (patrz Rys. 5-Rys. 28, ryzyko 3)¹⁹³. W takim przypadku luka importowa zwiększyłaby się w porównaniu do przypadku referencyjnego do 54 mld m³ w roku 2020. Średnia dostępna zdolność przesyłowa rurociągu Nord Stream 2 (90% rocznej zdolności przesyłowej) mogłaby się przyczynić do wypełnienia luki importowej, jednak nie byłaby wystarczająca do pokrycia zapotrzebowania na import.

Taki przypadek występuje, mimo że gaz z obszaru Groningen (na przykład w porównaniu z gazem rosyjskim, wysokoenergetycznym) ma specyficzną jakość (gaz niskokaloryczny). Urządzenia końcowe użytkowników, które nadają się do spalania gazu niskokalorycznego, nie mogą być wykorzystywane do spalania gazu wysokokalorycznego, bez np. dostosowania palnika¹⁹⁴. Pomimo tego obowiązuje zasada: jeśli wydobycie gazu niskokalorycznego z obszaru Groningen zostanie jeszcze bardziej ograniczone lub nagle wstrzymane, użytkownicy końcowi, a zwłaszcza gospodarstwa domowe, muszą otrzymać dostawy gazu ziemnego, który należy kupić w formie gazu wysokokalorycznego, który za pomocą odpowiednich środków technicznych (stacje mieszające) zostanie przetworzony na potrzebny gaz niskokaloryczny.

- Ryzyko 4: Zwiększenie niestabilności politycznej, w Afryce Północnej, np. Libii, może być możliwym powodem wstrzymania dostaw gazu z Afryki Północnej. Ponadto działalność terrorystyczna w regionie, jak na przykład napady na instalację wydobycia gazu In Shalah w Algierii w styczniu 2013 i marcu 2016 roku, prowadzą do obniżenia wydobycia, ponieważ międzynarodowe koncerny zajmujące się wydobyciem ropy naftowej i gazu, jak np. BP i Statoil, które eksploatują złoża w obszarze Shalah wraz z algierskim Sonatrach, ze względów bezpieczeństwa tymczasowo lub nawet całkowicie mogą wycofać się z Afryki Północnej. Może to prowadzić do zakończenia eksportu gazu ziemnego. W takim przypadku luka importowa w porównaniu z przypadkiem referencyjnym zwiększyłaby się do 65 mld m³/rok w 2020 r. (patrz Rys. 5-Rys. 28, Ryzyko 4). Cała średnia, dostępna zdolność przesyłowa rurociągu Nord Stream 2 (90% rocznej zdolności) mogłaby zostać wykorzystana do wypełnienia luki importowej w roku 2020, ale byłaby to ilość niewystarczająca.

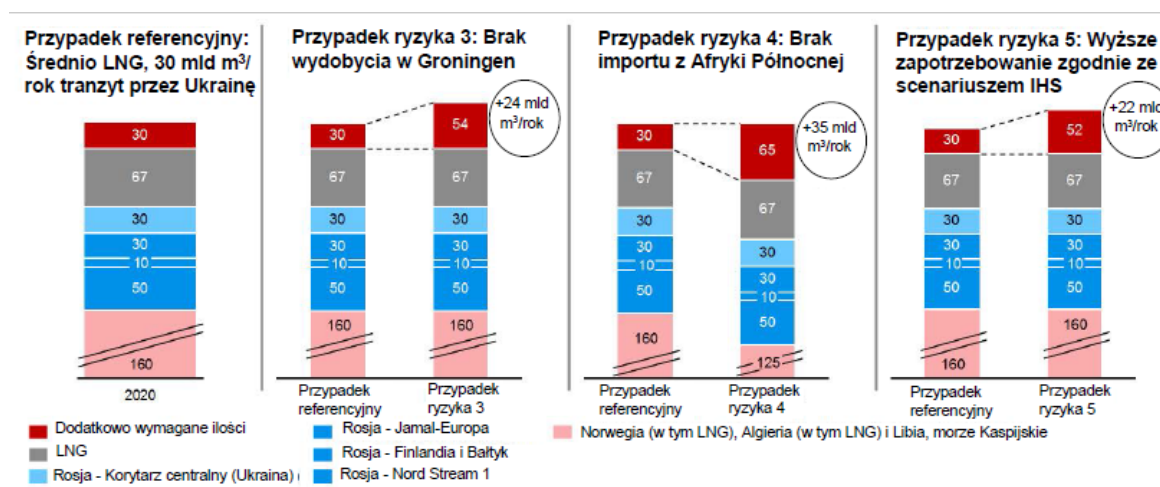
¹⁹³ Prognos AG, Status i perspektywy europejskiego bilansu gazowego (2017), rozdział 4.2.2.

¹⁹⁴ Podczas gdy gaz wydobywany w obszarze Groningen jest ogólnie rzecz biorąc gazem niskokalorycznym (niska wartość grzewcza), gaz importowany z wszystkich pozostałych źródeł ma wysoką wartość grzewczą (gaz wysokokaloryczny). Ponieważ gaz niskokaloryczny nie może zostać zastąpiony przez gaz wysokokaloryczny bez zagrożenia dla zdrowia, należy albo wymienić końcówki palników lub zamontować stacje centralne, aby zmieszać gaz wysokokaloryczny z azotem, aby zapewnić zgodność ze specyfikacją dla gazu niskokalorycznego, pierwsza z tych opcji jest strategią wybraną przez firmy eksploatujące sieci transmisyjne oraz niemiecką agencję federalną ds. sieci (BNetzA).



- Ryzyko 5: Ze strony zapotrzebowania powstają ryzyka dla bezpieczeństwa zaopatrzenia, jeśli faktyczne zapotrzebowanie byłoby większe niż prognozowane (patrz rozdział 5.3.2.4.1). Taki rozwój mógłby zostać spowodowany ekonomicznym wzrostem UE 28 ze związanym z tym wyższym zapotrzebowaniem na energię i gaz. Również większe zapotrzebowanie na gaz mogłoby zostać spowodowane przez równomiernie duże zużycie gazu na skutek niewystarczających, nieskutecznych lub wdrażanych z opóźnieniem działań związanych z wydajnością energetyczną. Jak przedstawiono wyżej, jest wiele przykładów na chybione w przeszłości cele, co może wystąpić również w roku 2020. Kolejnym powodem zwiększenia popytu na gaz mogłaby być krótko- do średniookresowej zmiana strategii związanej z koszykiem energetycznym, która mogłaby dojść do skutku wskutek dalszego forsowania rezygnacji z energii jądrowej lub decyzji rezygnacji z wytwarzania energii z wykorzystaniem węgla.

Jak przedstawiono, przypadek referencyjny bazuje na umiarkowanej prognozie rozwoju zapotrzebowania na gaz ziemny. Inne prognozy, np. scenariusz IHS¹⁹⁵, przewidują znacznie większe zapotrzebowanie na gaz ziemny (patrz Rys. 5-3). Dlatego zastosowanie względnego wzrostu zgodnie z IHS dla sytuacji referencyjnej będzie prowadzić do około 5% większego popytu na gaz ziemny w roku 2020. W takim przypadku luka importowa wzrosłaby w porównaniu z przypadkiem referencyjnym do 52 mld m³/rok w 2020 r. (patrz Rys. 5-Rys. 28, Przypadek ryzyka 5). Cała średnia, dostępna zdolność przesyłowa rurociągu Nord Stream 2 (90% rocznej zdolności) mogłaby zostać wykorzystana do zapełnienia luki importowej w roku 2020, ale byłaby to ilość niewystarczająca.



Rys. 5-28: Inne ryzyka dla rynku UE 28: Brak wydobycia w Groningen, brak importu z Afryki Północnej lub większy popyt [mld m³]

5.3.2.6.4 Inne potencjalne kierunki rozwoju wydarzeń

Z drugiej strony istnieją również wydarzenia, które mogłyby zmniejszyć lukę importową na rynku UE 28:

¹⁹⁵ IHS, IHS Energy European Gas Long-Term Demand Outlooks (2016).



- Ilość importowanego LNG mogłaby być większa niż przeciętnie z uwagi na utrzymującą się nadpodaż na globalnym rynku LNG. Jak jednak podano w rozdziale 5.3.2.5.2.1, rynek LNG prawdopodobnie przyspieszy na skutek planowanego zatrzymania mocy produkcyjnych w zakresie skraplania oraz spodziewanego wzrostu popytu na LNG na początku drugiej dekady XXI w., dlatego scenariusz maksymalnych dostaw gazu LNG na rynek *UE 28* (zgodnie z założeniami TYNDP 2017) można uznać za mało prawdopodobny.
- Zapotrzebowanie na gaz ziemny mogłoby być mniejsze niż oczekiwane na skutek osiągnięcia lub nadmiernego wypełnienia celów ochrony klimatu. Jednak do roku 2020 jest to nieprawdopodobne. Poza tym dla okresu po roku 2020 bardziej optymistyczne scenariusze docelowe pokazują bardziej lub mniej liniową krzywą zapotrzebowania na gaz dla drugiej dekady XXI w. Istotne odchylenia pojawiają się dopiero od roku 2030¹⁹⁶.
- Własne wydobycie na rynku *UE 28* mogłoby być większe, niż prognozowano, jeśli wydobycie gazu łupkowego lub zastosowanie biometanu przekroczy obecne oczekiwania. Jednak jest znacznie bardziej prawdopodobne, że potencjał wzrostu, jak opisano w rozdziale 5.3.2.4.2.2, w najbliższej przyszłości powinien być raczej niewielki z uwagi na raczej rozczarujące perspektywy wydobycia gazu łupkowego w Polsce oraz niedawno wykonanej ponownej oceny zastosowania biomasy.
- Dostawy gazu ziemnego z Norwegii na rynek *UE 28* mogłyby być większe, niż prognozowano, gdyby eksploracja i rozwój nowych złóż gazowych były bardziej udane i/lub szybsze niż oczekiwano. Jednak wyraźny wzrost mocy wydobywczych w najbliższej przyszłości jest mało prawdopodobny, ponieważ w ostatnim czasie nie znaleziono znaczących złóż w Norwegii, a planowane inwestycje są niższe w porównaniu do inwestycji w przeszłości¹⁹⁷.
- Dostawa gazu z Algierii mogłaby być większa, jeśli krajowe zużycie zostałoby ograniczone, na przykład przez nowe ceny. Wówczas zapewnione byłyby większe ilości przeznaczone na eksport. Jak podano w punkcie 5.3.2.5.1.3 popyt wewnętrzny w Algierii prawdopodobnie jednak nie spadnie, a wydobycie w tym kraju nie będzie stale rosło, w wyniku czego nawet stabilny rozwój ilości gazu ziemnego trwale dostępnych do eksportu, jest mało prawdopodobny.
- Dostawy gazu ziemnego na rynek *UE 28* przez Południowy Korytarz Gazowy mogłyby wzrosnąć o 10 mld m³/rok, jeśli zdolność przesyłowa TAP zostałaby zwiększona do 20 mld m³/rok przy jednoczesnej dostępności dodatkowych ilości gazu z azerbejdżańskiego złoża podmorskiego Shah Deniz II z dodatkowym tranzytem przez Turcję, lub z Rosji przez planowany rurociąg TurkStream. Jednak Korytarz Południowy, jak opisano powyżej, wiąże się z potencjalnymi zagrożeniami natury komercyjnej i technicznej, co powoduje konieczność dużych inwestycji. W przeciwnym razie, dodatkowe dostawy gazu w przyszłości do Turcji, nawet jeśli są one przewidziane do dalszego eksportu na rynek *UE 28*, będą prawdopodobnie prowadzić również do rozwoju rynku lokalnego lub regionalnego i wzmocnienia lokalnego/regionalnego popytu w Europie Południowo-Wschodniej oraz na Bałkanach, w zależności od tego, jak szybko będzie postępować budowa odpowiedniej infrastruktury (interkonektorów) w regionie. Dlatego oddziaływanie na zakrojony na szeroką skalę bilans gazowy rynku *UE 28* jest - ogólnie rzecz biorąc - ograniczone.

¹⁹⁶ Prognos AG, Status i perspektywy europejskiego bilansu gazowego (2017), rozdział 6.1.

¹⁹⁷ Norsk olje og gass, Konjunkturrapport (2016), str. 77, 79, dostępny na stronie:

https://www.norskoljeoggass.no/Global/Konjunkturrapport%202016/NOROG%20konjunktur_2016_NO%20%28ORIG%29_0812.pdf, ostatni dostęp dnia: 02/03/2017.



5.3.2.6.5 Ocena podsumowująca

Ryzyka dla bezpieczeństwa zaopatrzenia w latach 2020 są silniejsze niż potencjalny rozwój w przeciwnym kierunku. Również niewielki popyt, większe własne wydobycie UE 28 lub większe ilości importu gazu z innych źródeł są wręcz możliwe. Ale również to nie przemawia przeciwko realizacji rurociągu Nord Stream 2, ponieważ nawet przypadek referencyjny pokazuje konieczność dodatkowych zdolności importowych od 2020 r. i w przypadku pozytywnego rozwoju można by wyłączyć z eksploatacji bardziej szkodliwe dla środowiska, przestarzałe systemy rurociągów. W ten sposób nie zostałyby zagrożone bezpieczeństwo zaopatrzenia ani korzystne ceny zaopatrzenia w energię, ale skorzystałaby na tym ochrona środowiska.

Prawdopodobieństwo wystąpienia jednego lub kilku ryzyk jest jednak znacznie większe i rurociąg Nord Stream 2 może, jak zaprezentowano powyżej, pokryć czasowo poszczególne ryzyka bezpieczeństwa zaopatrzenia. Szybka dostępność rurociągu Nord Stream 2 o planowanej rocznej zdolności przesyłowej, stanowi pozytywny przyczynek do bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego na rynku UE 28, również jeśli nie byłby on w stanie pokryć zapotrzebowania wywołanego przez kilka równocześnie występujących większych ryzyk.

5.3.2.7 Ekologiczne i ekonomiczne zalety rurociągu Nord Stream 2

Nord Stream 2 stanowi znaczny wkład w gwarancję bezpieczeństwa zaopatrzenia UE 28. Dochodzą tu jeszcze pozytywne potencjały ekologiczne i ekonomiczne, jak np. korzystny bilans CO₂ w porównaniu z innymi opcjami dostawy i wzmocnienie konkurencji na rynku gazowym UE. Przyczynia się to istotnie do ekologii i korzystnych cen zaopatrzenia w energię. W tym rozdziale wspomniane dotychczas w kilku miejscach ekologiczne i ekonomiczne zalety projektu dla rynku UE 28, są po raz pierwszy przedstawione w sposób obszerny.

5.3.2.7.1 Bilans CO₂ rosyjskiego gazu z rurociągu w porównaniu z LNG

Jak zaprezentowano powyżej, prognozowana luka importowa może być zlikwidowana wyłącznie przez dodatkowy import LNG lub dodatkowy rurociąg z Rosji, ponieważ nie ma do dyspozycji innych opcji. W tym rozdziale badany jest bilans CO₂ obydwóch istotnych opcji dostawy. Tak zwany ślad węglowy korytarza Nord Stream zostanie porównany z potencjalnymi dostawcami LNG z Algierii, Australii, Kataru i USA. To porównanie bazuje zasadniczo na aktualnym studium thinkstep¹⁹⁸. Dodatkowo ślad węglowy Centralnego Korytarza i rurociągu Europa-Jamał zostanie porównany ze śladem korytarza Nord Stream. Wyniki bazują na aktualnym badaniu firmy DBI¹⁹⁹.

¹⁹⁸ Thinkstep, GHG intensity of Natural Gas Transport, Comparison of additional Natural Gas Imports to the EU by the Nord Stream 2 Pipeline and LNG Import Alternatives (Thinkstep, intensywność gazów cieplarnianych w transporcie gazu ziemnego, porównanie dodatkowego importu gazu ziemnego do UE przez rurociąg Nord Stream 2 oraz alternatywy importu LNG) (2017).

¹⁹⁹ DBI, Carbon Footprint of Natural Gas – Critical Evaluation of Default Values for the GHG emissions of the Natural Gas Supply Chain (DBI, ślad węglowy gazu ziemnego – krytyczna ocena domyślnych wartości emisji gazów cieplarnianych w łańcuchu dostaw gazu ziemnego) (2016).



Śladem węglowym CO₂ projektu gazowego mierzy się emisje gazów cieplarnianych w całym cyklu życia²⁰⁰. Cykl życia różni się zależnie od drogi transportu, rurociągu czy LNG²⁰¹: Do emitowanych gazów cieplarnianych podczas opisanego cyklu życia należą głównie dwutlenek węgla (CO₂), metan (CH₄) i gaz rozweselający (N₂O); CO₂ jest emitowany przede wszystkim przez stacje kompresorowe tłoczące gaz, które są potrzebne do transportu za pomocą rurociągu, a także podczas procesu chłodzenia w instalacjach do skraplania. CH₄ uwalnia się przede wszystkim z instalacji wydobywczej, stacji sprężania, instalacji pomiarowych, zaworów itd.

W przeciwieństwie do instalacji naziemnych, w przypadku rurociągów podmorskich, takich jak Nord Stream 2, nie zachodzi ułatwienie się metanu. w przypadku dalszej analizy N₂O może zostać zignorowany, ponieważ występujące ilości i wynikający z tego wpływ na środowisko są porównywalnie niewielkie. Aby móc porównać wyniki między obiema drogami transportu, rurociągiem i LNG, które charakteryzują różne profile gazów cieplarnianych, a także aby móc się wypowiedzieć na temat całkowitego oddziaływania na klimat, podczas analizy wykorzystuje się ekwiwalent dwutlenku węgla (CO₂e). CH₄ jest zamieniany na CO₂e poprzez pomnożenie go o globalny współczynnik ocieplenia²⁰² o wartości 25. Ten współczynnik ocieplenia Ziemi został pobrany z czwartego Assessment Report (raport z oceną) (AR4) międzypaństwowej grupy rzeczoznawców ds. zmian klimatycznych (*International Panel on Climate Change*, (*międzynarodowy panel ds. zmian klimatycznych*) IPCC)²⁰³ i odpowiada za większy efekt cieplarniany CH₄²⁰⁴.

²⁰⁰ Bilans ekologiczny (life cycle assessment (ocena cyklu życia), LCA) ocenia potencjalny wpływ produktu lub systemu na środowisko w całym cyklu życia, od pozyskania surowca, aż do końca planowego okresu eksploatacji. LCA identyfikuje i wylicza wszystkie ilości wejściowe i wyjściowe materiału i energii dla każdego stadium cyklu życia. Zostaną one następnie przeliczone w procesie modelowania na potencjalne oddziaływanie na środowisko. Potencjalne oddziaływanie cyklu życia różnych produktów można porównać w sposób spójny na podstawie wspólnej bazy porównawczej (np. prąd 1 kWh). LCA regulują normy ISO 14040-14044. Wg ISO 14040/44 niezbędne jest niezależne krytyczne sprawdzenie przed publicznym zakomunikowaniem wyników porównawczych LCA. Panel składa się z reguły z niezależnych osób trzecich, ekspertów branżowych oraz w zakresie LCA.

²⁰¹ DBI, Carbon Footprint of Natural Gas – Critical Evaluation of Default Values for the GHG emissions of the Natural Gas Supply Chain (DBI, ślad węglowy gazu ziemnego – krytyczna ocena domyślnych wartości emisji gazów cieplarnianych w łańcuchu dostaw gazu ziemnego) (2016), str. 13 i następane.

²⁰² Metan ma krótszą żywotność w atmosferze (dziesiątki lat) niż CO₂ o żywotności ponad 500 lat. W wyniku wybrania dłuższego horyzontu czasowego (np. 100 lub 500 lat) spada znaczenie zmiana bilansu energetycznego metanu w porównaniu z CO₂, co powoduje sztuczne skrócenie potencjału globalnego ocieplenia (Global Warming Potential (potencjał globalnego ocieplenia), GWP) metanu. Dlatego ci autorzy wspierają redukcję horyzontu czasowego do 20 lat, aby uniknąć niedoszacowania ważności metanu w odniesieniu do globalnego ocieplenia. Ponadto Unia Europejska (2013) zaleca korzystanie ze współczynników z IPCC AR4 do oceny cyklu życia w horyzoncie czasowym wynoszącym 100 lat.

²⁰³ Całkowity potencjał globalnego ocieplenia (GWP) to miernik, który umożliwia ocenę porównawczą między kumulacyjnymi bilansami cieplnymi specyficznych gazów cieplarnianych w określonym horyzoncie czasowym (zwykle 100 lat) i kumulacyjnym bilansem cieplnym CO₂ dla takiego samego horyzontu czasowego. W IPCC (AR4-Report) bilans cieplny jest zdefiniowany jako: „zmiana pionowego promieniowania netto (napromieniowanie minus emisja; wyrażonego w Wattach na metr kwadratowy, W/m²) na tropopauzie z powodu zmiany zewnętrznego bodźca zmiany klimatu, jak np. zmiana stężenia dwutlenku węgla lub promieniowania słonecznego. Bilans cieplny oblicza się poprzez utrzymanie niezakłóconych wartości wszystkich właściwości troposferycznych oraz gdy temperatury stratosferyczne, jeśli się zmieniają, dostosują się do równowagi dynamicznego promieniowania”.

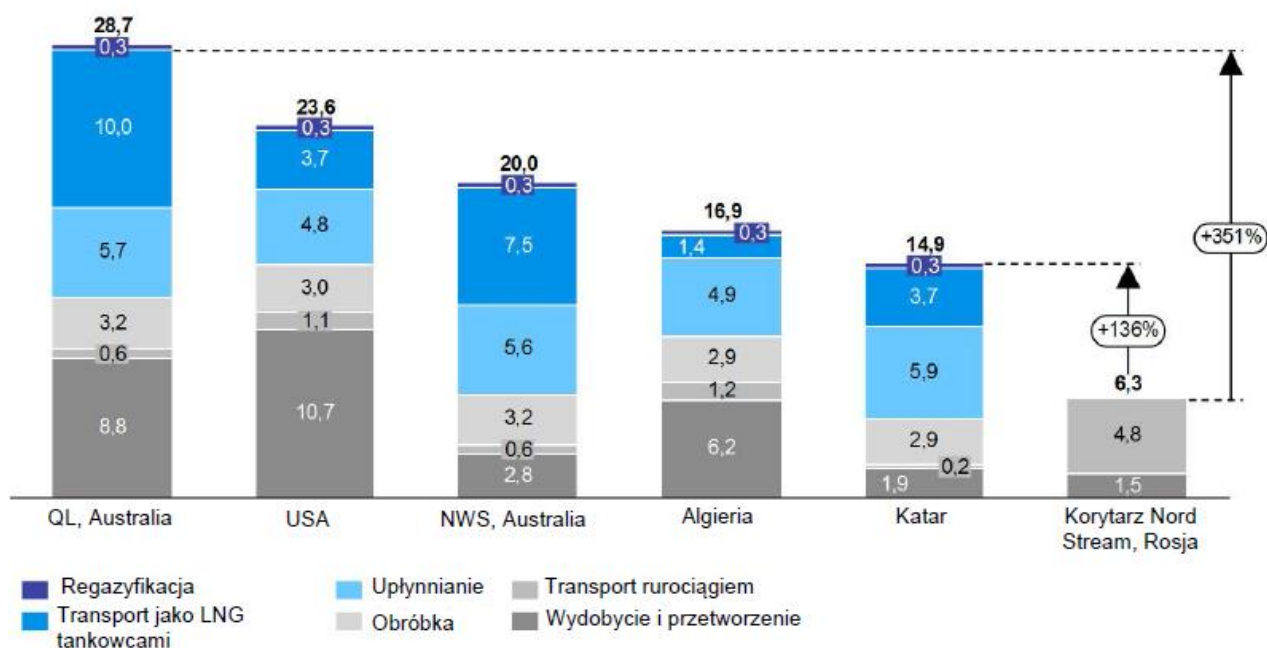
²⁰⁴ DBI, Carbon Footprint of Natural Gas – Critical Evaluation of Default Values for the GHG emissions of the Natural Gas Supply Chain (DBI, ślad węglowy gazu ziemnego – krytyczna ocena domyślnych wartości emisji gazów cieplarnianych w łańcuchu dostaw gazu ziemnego) (2016), str. 48 i następane.



Porównanie śladów CO₂ korytarza Nord Stream oraz dostaw LNG na rynek UE daje jednoznaczne wyniki na korzyść korytarza Nord Stream. Jak widać na Rys. 5-Rys. 29, gaz ziemny, który dociera na rynek gazowy UE przez korytarz Nord Stream, emituje dużo mniejsze ilości gazów cieplarnianych niż potencjalne dostawy LNG od dostawców, którzy wchodzi w grę z uwagi na swoje moce produkcyjne w zakresie skraplania oraz położenie geograficzne względem UE: Algieria, Australia (Queensland i Zatoka North West Shelf), Katar oraz USA. Ślad węglowy różnych tras LNG zostanie w dalszej części podzielony na poszczególne kroki łańcucha produkcji i dostaw LNG²⁰⁵. Elementami powodującymi emisję gazów cieplarnianych są z jednej strony specyficzne technologie, wykorzystywane w łańcuchu LNG (np. szczelinowanie lub skraplanie), a z drugiej strony odległość, którą musi pokonać LNG z kraju pochodzenia do kraju docelowego:

- Na ślad węglowy w znacznym stopniu wpływa to, czy gaz ziemny pochodzi z rezerw konwencjonalnych (np. Ślad węglowy Kataru w przypadku wydobycia 1,9 g CO₂e/MJ), czy z rezerw niekonwencjonalnych (np. ślad węglowy Queensland w Australii w przypadku wydobycia 8,8 g CO₂e/MJ).
- Ponadto odległość między skraplaniem a regazyfikacją w znacznym zakresie wpływa na emitowaną ilość gazów cieplarnianych, co uwidacznia przykład porównania z Queensland, Australia (ślad węglowy transportu LNG 10,0 g CO₂e/MJ) i Algieria (ślad węglowy transportu LNG 1,4 g CO₂e/MJ).
- Przetworzenie, skroplenie oraz regazyfikacja, niezależnie od opcji LNG mają raczej stałe oddziaływanie na ślad węglowy: Przetworzenie i skroplenie z raczej dużym oddziaływaniem (ślad węglowy przetworzenia: 2,9-3,2 gCO₂e/MJ, skraplanie: 4,8-5,9 g CO₂e/MJ, w zależności od wieku technologii oraz średniej rocznej temperatury otoczenia) oraz regazyfikacja o raczej niewielkim oddziaływaniu (0,3 g CO₂e/MJ).
- Transport rurociągami do instalacji skraplających powoduje w Australii i Katarze tylko niewielkie oddziaływanie na emisję gazów cieplarnianych (0,6 i 0,2 g CO₂e/MJ), z kolei w USA i Algierii ma on dużo bardziej znaczące oddziaływanie (1,2 i 1,1 g CO₂e/MJ), ponieważ tutaj złoża gazu ziemnego znajdują się w większej odległości od wybrzeża lub od instalacji skraplających (a także systemy rurociągów prowadzące do instalacji są też częściowo przestarzałe).

²⁰⁵ Thinkstep, GHG intensity of Natural Gas Transport, Comparison of additional Natural Gas Imports to the EU by the Nord Stream 2 Pipeline and LNG Import Alternatives (Thinkstep, intensywność gazów cieplarnianych w transporcie gazu ziemnego, porównanie dodatkowego importu gazu ziemnego do UE przez rurociąg Nord Stream 2 oraz alternatywy importu LNG) (2017), s. 27 i nast.



Rys. 5-29: Ślad węglowy rosyjskiego gazu z rurociągu dla UE 28, płynącego przez korytarz Nord Stream oraz z różnych regionów przez LNG [g CO₂e/MJ]²⁰⁶

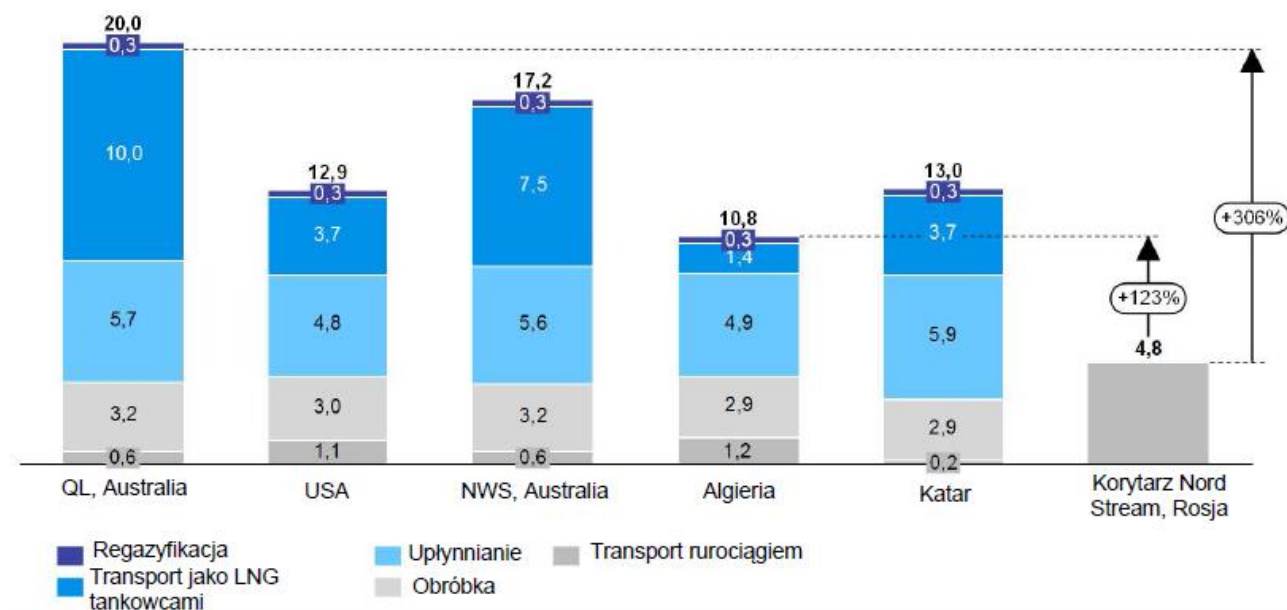
Rys. 5-Rys. 29 pokazuje konkretnie, że import LNG na rynek UE 28-Plus z Queensland w Australii, generuje większą emisję gazów cieplarnianych, co jest spowodowane przede wszystkim większą odległością i związane z tym nakładami transportowe, a także przez eksploatację niekonwencjonalnych rezerw (gaz ziemny z Queensland emituje wyraźnie większe ilości gazów cieplarnianych (28,7 g CO₂e/MJ), ponieważ jest on wydobywany z rezerw niekonwencjonalnych, z kolei gaz ziemny z Szelfu Północno Zachodniego (20,0 g CO₂e/MJ) pochodzi z rezerw konwencjonalnych). LNG z USA generuje emisję gazów cieplarnianych na podobnie wysokim poziomie (23,6 gCO₂e/MJ). Całkowity ślad węglowy LNG z Algierii (16,9 gCO₂e/MJ) jest podobny do śladu węglowego Kataru (14,9 gCO₂e/MJ), wzdłuż łańcucha wartości, jednak istnieją znaczne różnice – ślad węglowy Kataru jest uwarunkowany przede wszystkim długą drogą transportu na morzu, z kolei w przypadku Algierii dużą rolę odgrywają emisje gazów cieplarnianych powstające podczas wydobycia oraz wewnętrznego transportu rurociągiem ze złóż gazu do wybrzeża. Jednak ostatecznie gaz z rurociągu z korytarza Nord Stream ma znacznie niższy ślad węglowy (6,3 g CO₂e/MJ), niż wszystkie inne opcje, które mogłyby zapewnić większe ilości gazu ziemnego dla rynku UE 28-Plus w postaci LNG. Obserwując tylko obie wartości skrajne, można stwierdzić, że gaz ziemny dostarczany na rynek UE z Queensland w Australii ma ok. 4,5 raza większy ślad węglowy, niż rosyjski gaz z rurociągu, który jest transportowany przez korytarz Nord Stream. Nawet LNG, który jest dostarczany z Kataru na rynek UE, ma nadal jeszcze 2,4 raza większy ślad

²⁰⁶ Thinkstep, GHG intensity of Natural Gas Transport, Comparison of additional Natural Gas Imports to the EU by the Nord Stream 2 Pipeline and LNG Import Alternatives (Thinkstep, intensywność gazów cieplarnianych w transporcie gazu ziemnego, porównanie dodatkowego importu gazu ziemnego do UE przez rurociąg Nord Stream 2 oraz alternatywy importu LNG) (2017), s. 77 i nast.



CO₂ niż rosyjski gaz z korytarza Nord Stream²⁰⁷. Dane dla tego badania zostały skorelowane i porównane z podobnymi badaniami i bazami danych oraz zapewniły solidne wyniki²⁰⁸.

Z powodu wyraźnie mniejszych emisji podczas wydobycia i przetwarzania na nowych złożach gazowych, które Rosja planuje przeznaczyć w przyszłości na eksport gazu (na przykład Bowanienkowo), warto przeprowadzić dodatkowe porównanie z alternatywami LNG, podczas którego uwzględniony zostanie tylko transport, przetwarzanie, skraplanie i regazyfikacja. Wynik tej analizy jest przedstawiony na Rys. 5-Rys. 30: Nawet jeśli się nie uwzględni wydobycia i przetwarzania, to ślad CO₂ korytarza Stream jest nadal wyraźnie mniejszy, niż ślady węglowe wszystkich alternatyw LNG.



Rys. 5-30: Ślad węglowy rosyjskiego gazu z rurociągu, płynącego przez korytarz Nord Stream oraz z różnych regionów przez LNG - bez wydobycia i przetwarzania [g CO₂e/MJ]²⁰⁹

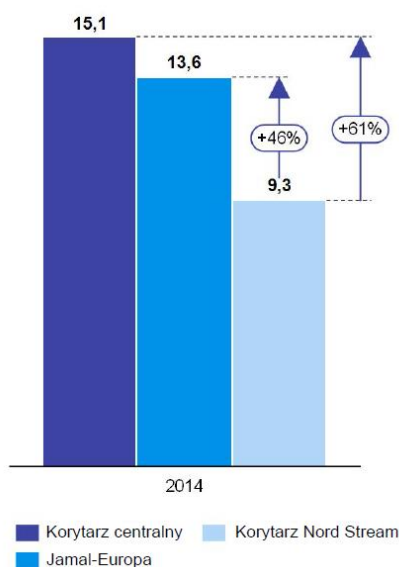
²⁰⁷ Thinkstep, GHG intensity of Natural Gas Transport, Comparison of additional Natural Gas Imports to the EU by the Nord Stream 2 Pipeline and LNG Import Alternatives (Thinkstep, intensywność gazów cieplarnianych w transporcie gazu ziemnego, porównanie dodatkowego importu gazu ziemnego do UE przez rurociąg Nord Stream 2 oraz alternatywy importu LNG) (2017), s. 77 i nast.

²⁰⁸ Thinkstep, GHG intensity of Natural Gas Transport, Comparison of additional Natural Gas Imports to the EU by the Nord Stream 2 Pipeline and LNG Import Alternatives (Thinkstep, intensywność gazów cieplarnianych w transporcie gazu ziemnego, porównanie dodatkowego importu gazu ziemnego do UE przez rurociąg Nord Stream 2 oraz alternatywy importu LNG) (2017), s. 80 i nast.

²⁰⁹ Thinkstep, GHG intensity of Natural Gas Transport, Comparison of additional Natural Gas Imports to the EU by the Nord Stream 2 Pipeline and LNG Import Alternatives (Thinkstep, intensywność gazów cieplarnianych w transporcie gazu ziemnego, porównanie dodatkowego importu gazu ziemnego do UE przez rurociąg Nord Stream 2 oraz alternatywy importu LNG) (2017), s. 76 i nast.



Wraz z elementami łańcucha wartości gazu z rurociągów poniżej porównany zostanie również ślad węglowy rosyjskiego gazu ziemnego, który jest dostarczany przez korytarz Nord Stream na rynek UE oraz rozprowadzany po Europie Środkowej²¹⁰, z opcjami transportu gazu ziemnego przez rurociąg Jamał-Europa oraz korytarzem centralnym. Jak widać na Rys. 5-Rys. 31, ślad węglowy gazu ziemnego, który jest transportowany przez Korytarz Centralny lub rurociąg Jamał-Europa z Rosji do Europy Środkowej, jest wyraźnie większy, niż ślad węglowy gazu rosyjskiego, który jest transportowany przez korytarz Nord Stream do Europy Środkowej. W roku 2014 korytarz Nord Stream miał ślad węglowy 9,3 g CO₂e/MJ, z kolei Jamał-Europa miał ślad węglowy 13,6 g CO₂e/MJ, ślad węglowy Korytarza Centralnego wynosił nawet 15,1 g CO₂e/MJ. Według tego, ślad węglowy gazu rosyjskiego, który jest transportowany przez Korytarz Centralny lub gazociąg Jamał-Europa na rynek UE, jest o 61% i 46% większy od śladu węglowego gazu rosyjskiego, który jest transportowany przez korytarz Nord Stream²¹¹.



Rys. 5-31: Ślad CO₂ rosyjskiego gazu z rurociągu, bez strat u użytkowników końcowych [gCO₂e/MJ]²¹²

Różnicę między śladem węglowym korytarza Nord Stream oraz rurociągu Jamał-Europa, a także Korytarza Centralnego można sprowadzić głównie do poniższych aspektów:

- Korytarz Nord Stream jest wyraźnie krótszy niż Korytarz Centralny (patrz Rys. 5-Rys. 14). Krótsza odległość, którą musi pokonać gaz płynący przez korytarz Nord Stream, oddziałuje pozytywnie na ślad CO₂, ponieważ potrzebnych jest mniej naziemnych stacji kompresorowych.

²¹⁰ Europa Środkowa obejmuje Niemcy, Belgię, Holandię, Luksemburg, Łotwę, Estonię, Litwę, Austrię, Polskę, Słowację, Republikę Czeską i Węgry.

²¹¹ DBI, Carbon Footprint of Natural Gas – Critical Evaluation of Default Values for the GHG emissions of the Natural Gas Supply Chain, Final Presentation (DBI, ślad węglowy gazu ziemnego – krytyczna ocena domyślnych wartości emisji gazów cieplarnianych w łańcuchu dostaw gazu ziemnego, ostateczna prezentacja) (2016), str. 18.

²¹² DBI, Carbon Footprint of Natural Gas – Critical Evaluation of Default Values for the GHG emissions of the Natural Gas Supply Chain, Final Presentation (DBI, ślad węglowy gazu ziemnego – krytyczna ocena domyślnych wartości emisji gazów cieplarnianych w łańcuchu dostaw gazu ziemnego, ostateczna prezentacja) (2016), str. 18; studium dokonuje oceny potencjalnego oddziaływania produktu lub systemu na środowisko podczas całego cyklu życia (life cycle assessment, LCA) – od wydobycia surowca do zakończenia planowanego okresu wykorzystania z uwzględnieniem standardów ISO 14040-14044.



- W przypadku korytarza Nord Stream, wzdłuż odcinka wynoszącego 1 225 km nie będą potrzebne żadne dodatkowe stacje kompresorowe. Gaz jest tłoczony do rurociągu pod wystarczająco wysokim ciśnieniem, dzięki czemu nie jest potrzebne dodatkowe ciśnienie, aby gaz mógł dotrzeć do europejskiej granicy.
- Poza tym korytarz Nord Stream posiada najnowszy i najnowocześniejszy system rurociągów (Nord Stream (1) został oddany do eksploatacji w latach 2011 i 2012) i dzięki temu w mniejszym stopniu przyczynia się do powstania śladu CO₂, zwłaszcza w porównaniu z transportem rosyjskiego gazu przez Korytarz Centralny lub rurociąg Jamał-Europa, które zostały zbudowane odpowiednio w latach 80. i 90.

Rozbieżność 3,0 g CO₂e/MJ między wynikami badań dla korytarza Nord Stream wynika z różnic w podejściu oraz warunkach ramowych, a także różnej długości obu wymienionych tutaj badań (thinkstep²¹³ i DBI²¹⁴):

- Badanie DBI obejmuje transport, magazynowanie i dystrybucję gazu (w Europie Środkowej), z kolei badanie thinkstep obejmuje tylko transport gazu do granicy UE. Tylko ten czynnik prowadzi do różnicy około 2,2 g CO₂e/MJ między jednym a drugim badaniem²¹⁵.
- Badanie thinkstep opublikowane na początku roku 2017 bazuje na aktualnych danych, które np. uwzględniają także wyższy stopień wykorzystania rurociągu Nord Stream 1, który dzięki temu ma większą wydajność, co skutkuje niższą emisją gazów cieplarnianych.
- W przeciwieństwie do badania thinkstep, badanie DBI zostało zaplanowane jako badanie porównawcze. Badanie jako takie jest ograniczone w swojej metodyce i założeniach, aby umożliwić celowe porównanie z inną opublikowaną pracą. Z tego powodu nie było możliwości zastosowania najnowszej wersji leżącego u podstaw modelu obliczeniowego²¹⁶, ani najlepszych dostępnych i najbardziej precyzyjnych danych wejściowych (np. w zakresie długości rurociągu).
- Mimo że porównanie obu badań może się odbyć tylko z uwzględnieniem opisanych ograniczeń, każde badanie jest spójne samo w sobie i zapewnia solidne wyniki.

Podsumowując, gaz rosyjski, który jest dostarczany na rynek UE przez korytarz Nord Stream, ma wyraźnie mniejszy ślad węglowy niż gaz, który jest dostarczany w postaci LNG lub alternatywnymi trasami rurociągów (Jamał-Europa oraz Korytarz Centralny). W porównaniu z gazem ziemnym z korytarza Nord Stream, ślad węglowy z alternatywnych tras rurociągów z Rosji jest większy co najmniej o 46%, a ślad węglowy alternatywnego gazu LNG jest większy co najmniej o 131%. Dlatego z możliwych źródeł dostaw, które są w stanie zapewnić większe dodatkowe ilości gazu do zapełnienia istniejącej luki importowej na rynku UE 28 oraz do zagwarantowania bezpieczeństwa dostaw, z perspektywy minimalnej emisji gazów cieplarnianych należy jednoznacznie preferować gaz rosyjski, płynący przez korytarz Nord Stream. Przyczynia się to znacznie do tego, że zaopatrzenie w gaz ziemny jest przyjazne dla środowiska.

²¹³ Thinkstep, GHG intensity of Natural Gas Transport, Comparison of additional Natural Gas Imports to the EU by the Nord Stream 2 Pipeline and LNG Import Alternatives (Thinkstep, intensywność gazów cieplarnianych w transporcie gazu ziemnego, porównanie dodatkowego importu gazu ziemnego do UE przez rurociąg Nord Stream 2 oraz alternatywy importu LNG) (2017).

²¹⁴ DBI, Carbon Footprint of Natural Gas – Critical Evaluation of Default Values for the GHG emissions of the Natural Gas Supply Chain, Final Report and Final Presentation (DBI, ślad węglowy gazu ziemnego – krytyczna ocena domyślnych wartości emisji gazów cieplarnianych w łańcuchu dostaw gazu ziemnego, ostateczny raport oraz ostateczna prezentacja) (2016).

²¹⁵ DBI, Carbon Footprint of Natural Gas – Critical Evaluation of Default Values for the GHG emissions of the Natural Gas Supply Chain, Final Report (DBI, ślad węglowy gazu ziemnego – krytyczna ocena domyślnych wartości emisji gazów cieplarnianych w łańcuchu dostaw gazu ziemnego, ostateczny raport) (2016).

²¹⁶ Wskutek zastosowania najnowszej wersji modelu obliczeniowego (v5.0 GHGenius) badanie DBI (2016) wykazałoby ślad węglowy mniejszy o około 1 g CO₂e/MJ.



5.3.2.7.2 Korzyści ekonomiczne dla wewnętrznego rynku gazowego UE

Dodatkowa zdolność przesyłowa rurociągu Nord Stream 2 w zakresie importu zapewni również korzyści ekonomiczne dla całego rynku gazowego UE i jego klientów. W ten sposób dodatkowa zdolność przesyłowa w zakresie importu poprawi pozycję konkurencyjną UE w stosunku do dostawców LNG oraz w stosunku do państw azjatyckich konkurujących o LNG²¹⁷. Ponadto nowa infrastruktura, która zostanie zbudowana w celu dalszego transportu od punktu wyjścia na ląd w Lubmin, na wschód od Greifswaldu, przyczyni się do dalszej poprawy łączności między różnymi hubami do handlu gazem na rynku *UE 28*.

Dodatkowo do transportu rosyjskiego gazu w celu zapełnienia luki importowej na rynku *UE 28* oraz poza jego funkcją zapasowej zdolności przesyłowej w przypadku ryzyk związanych z popytem, dostawami i tranzytem na początku lat 20. XXI w. (patrz rozdział 5.3.2.6), Nord Stream 2 może wspierać konkurencyjność wśród dostawców, co w rezultacie może wytlumić wpływ globalnych wahań cen gazu *UE 28*. Ze względu na ograniczoną zdolność ukraińskiego tranzytu bez Nord Stream 2 konkurencyjność między rosyjskim gazem z rurociągu i LNG byłaby ograniczona, co spowodowałoby ponownie przewagę LNG. Dzięki rurociągowi Nord Stream 2 rynek *UE 28* w końcu byłby niezależny od importu LNG, co z uwagi na opisaną cykliczność i dynamikę może prowadzić do potencjalnie bardzo wysokich cen gazu, jeśli w czasach dużego popytu i małej podaży jest to potrzebne do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego. Taki rozwój stanowiłby zagrożenie dla korzystnych cen zaopatrzenia w energię.

Silna konkurencja na wewnętrznym rynku gazowym UE będzie ponadto prowadzić do niższego poziomu cen wszystkich innych dostaw gazu ziemnego (jak te z Norwegii, Afryki Północnej i krajów, które są połączone z rynkiem *UE 28* przez Korytarz Południowy) na rynek gazowy UE (zapewnienie korzystnych cenowo dostaw gazu na rynek *UE 28*). Badanie ewi/EUCERS wylicza na rok 2035 cenę rynkową gazu ziemnego niższą o 4,1 EUR/MWh na rynku gazowym UE, jeśli zostanie zbudowany rurociąg Nord Stream 2 (oraz Korytarz Południowy)²¹⁸. W przeciwieństwie do tego ewi/EUCERS prognozuje wyższe ceny rynkowe prawie dla całego importu gazu na rynek *UE 28*, jeśli nie zostanie zbudowana dodatkowa infrastruktura rurociągową do dostaw gazu, ponieważ zmieniające się ceny LNG oraz mniejsze ciśnienie ze strony konkurencji na dostawców gazu spowodowałoby wzrost cen gazu na rynku *UE 28* praktycznie dla całego importu. Na bazie prognozowanego popytu rocznego, wynoszącego 475 mld m³ (około 5 mld MWh) rocznie w roku 2035 ceny niższe o 4,1 EUR/MWh skutkowałyby oszczędnością na poziomie około 20 mld EUR rocznie dla całego rynku²¹⁹.

²¹⁷ ewi/EUCERS, Options for gas supply diversification for the EU and Germany in the next two decades (ewi/EUCERS, Opcje dywersyfikacji dostaw gazu dla UE i Niemiec w kolejnych dwóch dekadach) (2016), str. 87 i następne.

²¹⁸ ewi/EUCERS, Options for gas supply diversification for the EU and Germany in the next two decades (ewi/EUCERS, Opcje dywersyfikacji dostaw gazu dla UE i Niemiec w kolejnych dwóch dekadach) (2016), str. 85 i następne.

²¹⁹ 475 mld m³ stanowi ok. 5000 TWh lub 5 mld. MWh, tak że oszczędność 4,1 EUR na MWh odpowiada rocznej oszczędności ok. 20 mld EUR.



Ponadto Nord Stream 2 stanowi bodziec do rozbudowy dalszej infrastruktury dla gazu ziemnego na rynku gazowym UE i przyczynia się do dalszej poprawy integracji rynku i tym samym do konkurencyjności: Aby umożliwić dalszy transport gazu, planuje się budowę nowej europejskiej magistrali gazowej (EUGAL) ze stacji odbioru Nord Stream 2 niedaleko miejscowości Lubmin, w Niemczech, aż do granicy niemiecko-czeskiej. Jak wynika z dokumentów złożonych przez GASCADE w postępowaniu o wydanie pozwolenia dla projektów (EUGAL i NEL-rozbudowa), istotnym uzasadnieniem ekonomicznym dla budowy magistrali EUGAL jest zapewnienie zdolności przesyłowych dla większych ilości gazu z rurociągu Nord Stream 2 aż do granicy niemiecko-czeskiej, a stamtąd dalej do Central European Gas Hub (CEGH). Planowane jest także połączenie między EUGAL a Północnoniemieckim Gazociągiem Gazu Ziemnego (NEL). Rurociąg EUGAL będzie w stanie przetransportować dodatkowe ilości gazu ze stacji odbiorczej rurociągu Nord Stream 2 oraz z istniejącej stacji odbiorczej rurociągu Nord Stream (1). Ponieważ rurociąg EUGAL zostanie podłączony dodatkowo do ważnych rurociągów biegnących ze wschodu na zachód oraz z zachodu na wschód, jak na przykład magistrala gazowa rurociągu jamalskiego (JAGAL), międzysektorowy gazociąg w północnych Niemczech (NETRA) oraz NEL, przyczyni się on w znacznym stopniu do połączenia istniejących rurociągów na rynku gazowym UE.

Dzięki temu znajdująca się dalej infrastruktura poprawi bezpośrednie i pośrednie połączenie między europejskimi magistralami gazowymi TTF (*Title Transfer Facilities*) w Holandii, Gaspool oraz NCG (*NetConnect Germany*) w Niemczech, ZEE (*Zeebrugge Hub*) oraz ZTP (*Zeebrugge Trading Point*) w Belgii, a także CEGH (*Central European Gas Hub*) w Austrii. Te dodatkowe połączenia mogą prowadzić do zwiększenia konkurencji na rynku gazu²²⁰. W wyniku ułatwienia zapewnienia dodatkowych, konkurencyjnych dostaw rosyjskiego gazu oraz zainicjowania budowy odpowiedniej dalszej infrastruktury, rurociąg Nord Stream 2 poprawi także sytuację konkurencyjności dostaw gazu ziemnego oraz zapewni korzyści konsumentom w UE na rynku gazowym UE.

5.3.2.8 Rurociąg Nord Stream 2-spełnia cele § 1 EnWG

Właściwym aktem prawnym w zakresie specjalistycznego planowania jest tutaj ustawa o gospodarce energetycznej (EnWG). Zgodnie § 1 ust.1 jej celem jest najbardziej możliwe bezpieczne, korzystne cenowo, przyjazne dla konsumenta, efektywne i racjonalne ekologicznie sieciowe zaopatrzenie ludności w energię elektryczną i gaz, przy czym w wypadku gazociągu Nord Stream 2 chodzi o zaopatrzenie ogółu w gaz ziemny.

Przez zaopatrzenie EnWG rozumie zgodnie z § 3 nr 36 wytwarzanie lub pozyskiwanie energii w celu dostarczania do klientów, dystrybucję energii do klientów i eksploatację sieci zaopatrzenia w energię. Zgodnie z § 3 pkt. 20 w zw. z pkt. 19 EnWG gazociąg wprawdzie sam nie należy do sieci zaopatrzenia w energię według EnWG, jednocześnie transportowany nim gaz służy do eksploatacji sieci zaopatrzenia w gaz w rozumieniu § 3 pkt. 20 EnWG. Gazociąg Nord Stream 2 służy w ten sposób celom EnWG.

Gazociąg Nord Stream 2, którego dotyczy zatwierdzenie projektu, o zdolności przesyłowej 55 miliardów m³ rocznie przyczynia się do zaopatrzenia w gaz w standardach EnWG. Wybrana obliczeniowa zdolność przesyłowa wynika z optymalizacji najważniejszych parametrów planowania, szczególnie oczekiwanego zapotrzebowania w Niemczech i Europie, zależności pomiędzy kosztami inwestycyjnymi i operacyjnymi a przychodem oraz warunkami technicznymi, jak np. wymagana długość gazociągu, możliwa do zrealizowania średnica rurociągu lub możliwe natężenie przepływu.

²²⁰ Andreas Goldthau, ocena Nord Stream 2: Regulation, Geopolitics & Energy Security in the EU, Central Eastern Europe & the UK (Przepisy, geopolityka i bezpieczeństwo dostaw do UE, Europy Środkowo-Wschodniej i do UK) (2016), str. 28.



Wkład gazociągu Nord Stream 2 w rozbudowę infrastruktury przesyłowej i dywersyfikację dróg przesyłu zwiększa konkurencyjność w obszarze przesyłu gazu ziemnego. Może to przeciwdziałać pojawianiu się wąskich gardeł w zaopatrzeniu oraz przyczynić się do większej stabilności cen. Dokładniejsze wyjaśnienie wkładu gazociągu Nord Stream 2 w unikanie możliwych wąskich gardeł opisano w rozdziale 5.3.2.5.3.

Gazociąg Nord Stream 2 zwiększa bezpieczeństwo dostaw w Niemczech i w UE. Ponieważ wychodzi się od zasadniczo pozytywnego powiązania pomiędzy przyjaznością dla konsumenta a bezpiecznym zaopatrzeniem w energię, to gazociąg Nord Stream 2 przyczynia się również do przyjazności zaopatrzenia w energię dla konsumentów.

Efektywność²²¹ zapotrzenia w gaz ziemny można zmierzyć zwłaszcza poprzez wymagane nakłady energetyczne na transport gazu. Jak to wyjaśniono w rozdziale 5.3.2.7.1 zapotrzebowanie na energię dla transportu gazu ziemnego gazociągami podmorskimi przez Morze Bałtyckie jest mniejsze niż na trasach lądowych i przy transporcie skroplonego gazu ziemnego. Racjonalne i oszczędne postępowanie z zasobami i energią jest istotnym elementem efektywności.

Projekt zaopatrzenia w gaz jest racjonalny ekologicznie, kiedy w jak najmniejszym stopniu obciąża środowisko, co można ocenić na podstawie obowiązujących przepisów ochrony środowiska. Racjonalność ekologiczną zaopatrzenia w gaz gazociąg Nord Stream 2 wykazuje w wielu aspektach. Należą do nich mniejsza emisja CO₂ w tym wariantcie transportu w porównaniu z trasą lądową i transportem skroplonego gazu ziemnego oraz uniknięcie przechodzenia przez obszary chronione na lądzie. Ten i dalsze aspekty zrównowazenia środowiskowego są również wyszczególnione w rozdziale 5.3.2.7.1.

5.3.3 Zasady planowania

Zgodnie z § 75 ust. 1 zdaniem 1 VwVfG M-V przez zatwierdzenie projektu stwierdza się dopuszczalność przedsięwzięcia z włączeniem koniecznych dalszych działań na innych obiektach z punktu wszystkich aspektów interesu publicznego, na które ma wpływ przedsięwzięcie; oprócz zatwierdzenia projektu nie są konieczne inne decyzje organów władzy, szczególnie publicznoprawne pozwolenia, przydzielenia, zgody, zezwolenia, aprobaty i decyzje zatwierdzające. Stosownie do tego organ właściwy w sprawie zatwierdzenia projektu musi uwzględnić wszystkie normy prawne istotne dla projektu, którego dotyczy zatwierdzenie i które obowiązują dla włączonych decyzji. Surowe nakazy lub zakazy, które wynikają z tego prawa, działają również jako takie w decyzji zatwierdzającej projekt. Jeśli tylko obowiązujące prawo szczegółowe nie wskazuje inaczej brzmiącego uregulowania, to nie można ich traktować wyłącznie jak zwykłych kwestii do rozważenia.

Takimi istotnymi zasadami planowania są przede wszystkim uregulowania dotyczące ochrony środowiska (uregulowanie w razie ingerencji według § 13 i następnym, BNatSchG, szczególna ochrona biotopu, § 30 BNatSchG, rozporządzenia o specjalnych obszarach ochrony, obszarowa ochrona przyrody UE, § 34 BNatSchG, ochrona gatunkowa § 44 i następne), prawa wodnego, § 43 i następne, § 45a, § 47 i następne WHG; ustawy o ochronie przed imisjami, § 22 BImSchG, i uwzględnienie celów planowania przestrzennego według § 4 ust. 1 punkt 1 nr 3 ROG. Wymagania wynikające z przepisów prawa ochrony przyrody, prawa wodnego i prawa ochrony przed imisjami zostały przeanalizowane w wykonanych w tym celu badaniach środowiska. Podsumowanie tych badań środowiska znajduje się w rozdziale 7.

²²¹ Por. § 3 EnWG pkt. 15b.



W stopniu, w jakim do zatwierdzenia planowanego przedsięwzięcia miałyby to być konieczne, wnioskuje się o udzielenie wszystkich wymaganych pozwoleń wyjątkowych i zwolnień a z przezorności nawet w tak szerokim stopniu, w jakim według dołączonych do dokumentacji wniosku specjalistycznych ekspertyz nie jest to konieczne. Będzie to miało zastosowanie, jeśli wydający decyzję organ doszedłby do innego wniosku niż fachowi rzeczoznawcy. Aspekty planowania przestrzennego i planowania gospodarki narodowej nie stoją w sprzeczności z gazociągiem Nord Stream 2. W obszarze morza terytorialnego gazociąg Nord Stream 2 przebiega w znacznej mierze w wyznaczonym w LEP MV (Planie Zagospodarowania Terenu MV) obszarze morskim zastrzeżonym dla przewodów, nie naruszając innych celów zagospodarowania przestrzennego. Miejsce wyjścia gazociągu na ląd i wraz z nim konieczna stacja odbioru gazu leży na wyznaczonym w planie zabudowy terenie przemysłowym i poza tym w obszarze portu (bez znaczenia krajowego) i na działkach bez bezpośredniego dostępu do wody o głębokości umożliwiającej żeglugę (krawędź nabrzeża) i również poza obszarem zasiedlanym przez przedsiębiorstwa rzemieślnicze, usługowe i logistyczne, które według wskazówek LEP M-V powinny leżeć możliwie w najbliższym otoczeniu terenów przeładunkowych. Tereny przemysłowe o dużych rozmiarach występują w obszarze portu Lubminer Heide.

5.4 Procedura udzielania pozwoleń wymaganych przez prawo górnicze zgodnie z § 133 ust. 1 zd. 1 BBergG

5.4.1 Przedmiot wniosku i uzasadnienie zasadniczego zapotrzebowania

Przedmiotem wniosku w procesie wydawania pozwoleń wymaganych przez prawo górnicze zgodnie z § 133 ust. 1 zdaniem 1 BBergG są budowa i eksploatacja gazociągu Nord Stream 2 w lub na szelfie kontynentalnym z górniczego punktu widzenia oraz pod względem zasad zagospodarowania i użytkowania wód ponad szelfem kontynentalnym i przestrzeni powietrznej nad tymi wodami. Dotyczy to odcinka trasy gazociągu Nord Stream 2 w obszarze niemieckiej WSE do granicy niemieckiego morza terytorialnego.

Bez uszczerbku dla dalej jeszcze szczegółowo przedstawionych warunków do wydania pozwolenia zgodnie z § 133 ust. 2 BBergG w odniesieniu do wyjaśnienia i uzasadnienia zasadniczego zapotrzebowania na będący przedmiotem wniosku projekt oraz technicznej i prawnej wykonalności innych odcinków trasy i następnie budowy infrastruktury odwołujemy się do wyjaśnień z rozdziału 5.3.2 lub 5.5.

5.4.2 Właściwość i procedura

Zgodnie z § 133 ust. 1 zd. 3 BBergG można wydać pozwolenie według § 133 ust. 1 zd. 1 nr 2 BBergG tylko po przedłożeniu pozwolenia „z górniczego punktu widzenia” według § 133 ust. 1 zd. 1 pkt. 1 BBergG. Zgodnie z § 133 ust. 2a BBergG w ramach procedury udzielania pozwolenia prowadzonej zgodnie z § 133 ust. 1 zd. 1 pkt. 2 BBergG weryfikację oddziaływania na środowisko przeprowadza się zgodnie z ustawą o badaniu oddziaływania na środowisko (UVPG).

Organem właściwym do wydania pozwolenia górniczego jest zgodnie z § 133 ust. 1 zd. 2 BBergG w związku z § 136 BBergG właściwy organ landu. Tym samym to Urząd Górniczy Stralsund na podstawie rozporządzenia w sprawie określenia organów kompetentnych do wykonywania federalnej ustawy górniczej (BBergZuVO) z dnia 22 września 1994 r. (GVBl. M-V 1994, s. 944) jest właściwy oprócz zatwierdzenia projektu zgodnie z § 43 EnWG również do udzielenia pozwolenia zgodnie z § 133 ust. 1 zd. 1 pkt. 1 BBergG.

O pozwolenie zgodnie z § 133 ust. 1 zd. 1 pkt. 1 BBergG wnioskuje się niezależnie od zatwierdzenia projektu zgodnie z § 43 EnWG i pozwolenia wymaganego prawem górniczym zgodnie z § 133 ust. 1 zd. 1 pkt. 2 BBergG.



5.4.3 Warunki pozwolenia według § 133 ust. 2 BBergG

Wydania pozwoleń zgodnie z § 133 ust. 1 BBergG można odmówić zgodnie z § 133 ust. 2 BBergG tylko wtedy, gdy istnieje zagrożenie życia lub zdrowia osób lub dóbr materialnych lub naruszenie nadrzędnego interesu publicznego, którym nie można zapobiec lub zrekomensować przez wyznaczenie terminu, określenie warunków lub nałożenie zobowiązań. Naruszenie nadrzędnego interesu publicznego występuje szczególnie w przypadkach wymienionych w § 132 ust. 2 pkt. 3 BBergG. Taki przypadek występuje wtedy, gdy

- a) eksploatacja i działanie obiektów żeglugi i znaków żeglugowych (§ 132 ust. 2 pkt. 3 lit. a BBergG),
- b) użytkowanie szlaków żeglugowych i przestrzeni powietrznej, żegluga, rybołówstwo i świat roślin i zwierząt w nieuzasadniony sposób (§ 132 ust. 2 pkt. 3 lit. b BBergG),
- c) układanie, utrzymanie i eksploatacja kabli podwodnych i rurociągów oraz badania oceanograficzne lub inne badania naukowe doznałyby uszczerbku większego niż nieunikniony w danych okolicznościach (§ 132 ust. 2 pkt. 3 lit. c BBergG),
- d) istnieje obawa o zanieczyszczenie morza (§ 132 ust. 2 pkt. 3 lit. d BBergG) lub
- e) zagrożone jest bezpieczeństwo Republiki Federalnej Niemiec (§ 132 ust. 2 pkt. 3 lit. d BBergG).

5.4.3.1 Brak zagrożenia dla życia lub zdrowia osób (§ 133 ust. 2 zd. 1 BBergG)

§ 133 ust. 2 zd. 1 BBergG wymaga, aby nie zachodziła obawa zagrożenia dla życia lub zdrowia osób.

W ramach badania oddziaływania na środowisko rozważano, jakie wpływy od projektu mogą wychodzić na chronione dobro „Człowiek” (por. NSP2 dokumentacja do wniosku Studium oddziaływania na środowisko, rozdział 6). Zgodnie z tym można wykluczyć powodowane przez budowę, obiekt i eksploatację zagrożenie życia lub zdrowia ludzi. Zostaną podjęte wszystkie konieczne działania związane z budową i eksploatacją bezpiecznego i niezawodnego systemu rurociągów (porównaj rozdział 3.4).

System gazociągu Nord Stream 2 jest ciągle monitorowany przez sterownię w Zug w Szwajcarii (por. NSP2 dokumentacja do wniosku, Raport z wyjaśnieniami technicznymi, rozdziały 4 i 5). Poprzez zainstalowane urządzenia pomiarowe, monitorujące i zabezpieczające zapewnia się, że system rurociągów w każdym czasie jest eksploatowany w zakresie dopuszczalnych parametrów roboczych (np. ciśnienie, przepływ, temperatura, skład gazu ziemnego). Ponadto regularne inspekcje przewodów (np. pomiary grubości ścianek i inspekcje odcinków) i stacji śluzy odbiorczej (np. konserwacja zaworów i urządzeń zabezpieczających) gwarantują, że gazociąg znajduje się w bezpiecznym technicznie i niezawodnym stanie. Wszystkie dane eksploatacyjne i inspekcyjne są gromadzone i analizowane w aspekcie bezpieczeństwa technicznego systemu gazociągu. Zagrożenia powodowane przez nieprzewidywalne usterki w eksploatacji (np. wycieki) są przez te działania zredukowane do minimum.

W całościowym spojrzeniu nie ma obawy zagrożenia dla życia lub zdrowia osób przez oddziaływanie projektu w rozumieniu § 133 ust. 2 p. 1 BBergG.

5.4.3.2 Brak zagrożenia dla dóbr materialnych (§ 133 ust. 2 zd. 1 BBergG)

Według § 133 ust. 2 punkt 1 BBergG nie może zachodzić również obawa zagrożenia dla dóbr materialnych.



W ramach studium oddziaływania na środowisko rozważano, jakie wpływy od projektu mogą wychodzić na dobra przedmiotowe (por. tom D1 Studium oddziaływania na środowisko, rozdział 6.) Nie zachodzi tu obawa zagrożenia dla dóbr materialnych. Bezpieczeństwo żeglugi jest gwarantowane poprzez odpowiednią głębokość układania (porównaj rozdział 3.3.2.1, rozdział 5.4.3.3.1). Gazociąg Nord Stream 2 nie krzyżuje się w WSE z istniejącymi kablami podmorskimi i rurociągami w odnośnym obszarze morskim. W WSE nie stwierdzono żadnych istotnych faktów archeologicznych.

Całościowo nie zachodzi tutaj obawa zagrożenia dla dóbr materialnych w rozumieniu § 133 ust. 2 p. 1 BBergG.

5.4.3.3 Brak niekorzystnego wpływu na nadrzędny interes społeczny

5.4.3.3.1 Obiekty żeglugi i znaki żeglugowe, użytkowanie szlaków żeglugowych i żegluga (§ 132 ust. 2 pkt. 3 lit. a oraz b BBergG)

W ramach badania oddziaływania na środowisko rozważano, jak i w jakim zakresie planowana trasa Nord Stream 2 wpływa na żeglugę m.in. w WSE. Chodzi przy tym szczególnie o eksploatację i działanie istniejących na obszarze trasy różnych obiektów żeglugi i znaków żeglugowych oraz korzystanie ze szlaków żeglugowych i sam transport morski.

Należało uwzględnić następujące oddziaływania na żeglugę:

- Niekorzystne wpływy pochodzące od budowy: krótkotrwałe zamknięcie i/lub zmiana trasy szlaków żeglugowych na czas pogłębiania i układania rur. Niekorzystne wpływy dla znaków żeglugowych podczas układania rurociągów są krótkotrwałe i występują na małym obszarze.
- W obszarze skrzyżowań szlaków żeglugowych i gazociągu będą ustanowione strefy zakazu kotwiczenia o szerokości 200 m po obu stronach trasy gazociągu. Po ukończeniu gazociągu Nord Stream 2 ta strefa zakazu zostanie naniesiona na mapy morskie. Nie ma niekorzystnego wpływu pochodzącego od gazociągu na znaki żeglugowe.

Zgodnie z powyższym niekorzystny wpływ na nadrzędny interes społeczny w znaczeniu § 133 ust. 2 BBergG nie występuje. Możliwe skutki budowy i eksploatacji gazociągu Nord Stream 2 nie mają niekorzystnego wpływu na obiekty żeglugi i znaki żeglugowe, względnie na korzystanie ze szlaków żeglugowych i ruch statków.

Aby osiągnąć swój punkt wyjścia na ląd w Niemczech, trasa gazociągu Nord Stream 2 w niemieckiej WSE musi krzyżować się z dwoma szlakami żeglugowymi i przebiega równolegle do nich na odcinku ok. 11,7 km w bezpośrednim pobliżu. Istotnych spowodowanych przez budowę oddziaływań na szlaki żeglugowe i transport wodny (żeglugę) należy się jednak w każdym razie spodziewać w postaci zamknięcia obszaru z powodu prac budowlanych (por. NSP2 dokumentacja do wniosku, Raport z wyjaśnieniami technicznymi, rozdziały 2 i 3). Zamknięcie obszaru i/lub skierowanie na inną trasę pozwala jednak na zwiększenie bezpieczeństwa transportu wodnego oraz zminimalizowanie czasu pracy koniecznego do ułożenia gazociągu. Ponadto krzyżowanie się przez gazociąg Nord Stream 2 z liniami transportu wodnego będzie się odbywało w ścisłej współpracy ze strażą przybrzeżną i organami władzy, aby wpływ tego krzyżowania utrzymywać w jak najmniejszych rozmiarach w czasie i przestrzeni. Wspólna koncepcja skrzyżowania oraz plan organizacyjny zapewniają, że straż przybrzeżna może zakomunikować ewentualne zamknięcia obszaru i skierowania na inną trasę z wyprzedzeniem. W ten sposób w żegludze na szlakach krzyżujących się z gazociągiem Nord Stream 2 będzie dochodziło jedynie w fazie budowy do krótkotrwałego i akceptowalnego ograniczenia ruchu.



Dodatkowo badanie wykazało, że według przedłożonych map morskich w strefach bezpośrednich i pośrednich po obu stronach trasy gazociągu znajdują się 22 znaki żeglugowe. Według obecnego stanu planowania sprawa bezpośrednio dotyczy siedmiu znaków morskich. Eksploatacja i działanie tych znaków i obiektów żeglugowych nie jest zagrożone. Ruch statków w obszarze budowy jest krótkotrwale ograniczony i ze względów bezpieczeństwa kierowany na inną trasę. Funkcję znaków żeglugowych przejmują w potrzebnym zakresie działania podjęte dla bezpiecznego skierowania na inną trasę.

Regularne projekty kotwiczenia będą ograniczone tylko w niewielkim stopniu. Obowiązuje zakaz kotwiczenia w obszarze skrzyżowania szlaku żeglugowego z gazociągiem. Unika się w ten sposób ryzyka uszkodzenia gazociągu przez kotwicę. Ograniczenie kotwiczenia należy na tym tle ocenić jako minimalne i uzasadnione oddziaływanie na żeglugę. Przebieg trasy zostanie później oznaczony na mapach morskich, tak że będą istniały wskazania co do możliwości kotwiczenia w tym korytarzu.

Rozpatrując bezpieczeństwo żeglugi i oddziaływanie awarii statków na bezpieczeństwo gazociągu zlecono różne badania ryzyka:

Dla odcinka gazociągu w niemieckim obszarze kompetencyjnym DNV GL przeprowadził analizę ryzyka dotyczącą zagrożeń i niebezpieczeństw. Analiza ryzyka bada cały przebieg trasy w WSE i strefie 12 Mm oraz obszar wejścia i wyjścia w lagunę Greifswalder Bodden i sam Greifswalder Bodden w aspekcie ryzyka awaryjnego kotwiczenia w pobliżu gazociągu, głębokiego zanurzenia poruszających się statków oraz zgubienia ładunku lub osiadania na mieliźnie, względnie tonięcia statków. Analiza ryzyka wykazała, uwzględniając liczne wyobrażalne scenariusze, że zasadnicze kryteria akceptacji ryzyka dla rurociągów ułożonych na dnie morza są spełnione.

Odnosnie do tematów wysokości przykrycia i rowu na rury dla gazociągu w niemieckiej WSE i niemieckim morzu terytorialnym został w ramach dokumentacji techniczno-inżynierskiej sporządzony raport przez firmę projektową Saipem z Fano, Włochy (por. NSP2 dokumentacja do wniosku tom z materiałami, niemieckojęzyczne wyjaśnienia do minimalnych wysokości przykrycia dla projektu technicznego rurociągu Nord Stream 2). Raport ten podejmuje temat studium ryzyka DNV GL i łączy zalecenia z dalszymi podstawami planowania i zaleceniami organów władzy, aby określić głębokości ułożenia i przykrycie gazociągu. Raport stawia wniosek, że w WSE nie jest konieczny rów na rury i że rurociąg Nord Stream 2 może być układany na dnie morza (porównaj NSP2 dokumentacja do wniosku tom z materiałami, wyjaśnienie niemieckie w sprawie minimalnych wysokości przykrycia dla projektu technicznego rurociągu Nord Stream 2).

5.4.3.3.2 Przestrzeń powietrzna (§ 132 ust. 2 pkt. 3 lit. b BBergG)

Przestrzeń powietrzna nad obszarem badań jest wykorzystywana zarówno cywilnie, jak i wojskowo. Dokładny opis ruchu lotniczego i wysokości lotów oraz ocenę oddziaływania projektowanego gazociągu na przestrzeń powietrzną można znaleźć w NSP2 dokumentacji do wniosku Studium oddziaływania na środowisko, rozdział 6.

Na przestrzeń powietrzną istotna dla projektu Nord Stream 2 ze swoim cywilnym lub wojskowym ruchem lotniczym nie ma niekorzystnego wpływu spowodowanego przez budowę lub eksploatację gazociągu Nord Stream 2. Podczas fazy budowy zostanie być może w Sassnitz-Mukran urządzone miejsce do startu i lądowania śmigłowców do obsługi prac budowlanych. Ten ruch wpisuje się jednak w miejscowy typowy ruch śmigłowców w celu transportu pilotów morskich, w ramach SAR (Search and Rescue) lub patrolowania. Eksploatacja rurociągów nie wymaga obsługi z powietrza.

Rurociąg nie ma żadnego oddziaływania na urządzenia cywilnej żeglugi powietrznej w WSE.



Przez marynarkę jest wykorzystywany wojskowo teren strzelniczy artylerii „Pommersche Bucht” (Zatoka Pomorska). Leży nad nim obszar ograniczenia lotów ED-D 47 sektor A, B, C lotnictwa wojskowego Luftwaffe (por. NSP2 dokumentacja do wniosku, Raport z wyjaśnieniami technicznymi, rozdział 2). Podczas przygotowania do sporządzenia wniosku kompetentne organy Bundeswehry zadeklarowały odnosząc się do niego, że będące przedmiotem postępowania złączenie w jeden ciąg gazociągu Nord Stream 2 z gazociągiem Nord Stream nie jest nieuzasadnione z punktu widzenia interesu wojskowego.

W całościowym spojrzeniu nie dochodzi do niekorzystnego wpływu na przestrzeń powietrzną w rozumieniu § 133 ust. 2 punkt 2 BBergG w związku z § 132 ust. 2 nr 3 b) BBergG.

5.4.3.3.3 Rybołówstwo (§ 132 ust. 2 pkt. 3 lit. b BBergG)

Cały teren badań jest wykorzystywany do połowu ryb. Dokładny opis właściwych gatunków ryb i technik połowu można znaleźć w NSP2 dokumentacji do wniosku Studium oddziaływania na środowisko, rozdział 6. Uszczerbek dla całego, a więc również nie użytkowanego przez rybołówstwo, stanu ryb przez gazociąg Nord Stream 2 jest przedmiotem rozdziału 5.4.3.3.4 o oddziaływaniach na środowisko. Poza tym należy uwzględnić

- Uwarunkowane budową ograniczenie obszarów połowów, ale jest ono jednak ograniczone czasowo i przestrzennie.
- Możliwe są spowodowane przez obiekt uszkodzenia włoków przez nasypy z kamieni i większe zawieszane fragmenty rurociągu, jeśli wcześniej nie zostały przemieszczone.

Ponieważ położenie nitek gazociągu będzie zaznaczone na mapach morskich, rybacy mogą go zlokalizować i unikać tego obszaru. Ponieważ te tereny w porównaniu z całym obszarem dozwoleonym dla połowów włokiem są bardzo małe i nie obowiązuje na nich zakaz połowów włokiem, należy założyć, że nie ma znaczącego uszczerbku dla rybołówstwa jako przeważającego interesu publicznego.

Brak niekorzystnego wpływu na nadrzędny interes społeczny w znaczeniu § 133 Abs. 2 BBergG.

5.4.3.3.4 Świat roślin i zwierząt (§ 132 ust. 2 pkt. 3 lit. b BBergG)

Oddziaływania pochodzące od budowy, eksploatacji i obiektu nie prowadzą w rezultacie do nieuzasadnionego niekorzystnego wpływu na świat roślin i zwierząt w rozumieniu § 133 ust. 2 punkt 2 BBergG w zw. z § 132 ust. 2 pkt. 3b) BBergG. Wynika to z wniosków ekspertyzy środowiskowej (rozdział 7).

5.4.3.3.5 Podwodne kable i rurociągi (§ 132 ust. 2 pkt. 3 lit. c BBergG)

Gazociąg Nord Stream 2 w WSE nie krzyżuje się z istniejącymi kablami podmorskimi i rurociągami w odnośnym obszarze morskim (por. NSP2 dokumentacja do wniosku, Raport z wyjaśnieniami technicznymi, rozdział 2).

Można wykluczyć niekorzystny wpływ na podmorskie kable lub rurociągi zgodnie z § 133 ust. 2 punkt 2 BBergG w zw. z § 132 ust. 2 Nr. 3 c) BBergG.

5.4.3.3.6 Badania oceanograficzne i inne badania naukowe (§ 132 ust. 2 pkt. 3 lit. c BBergG)

Na terenie badań monitorowane są różne parametry oceanograficzne (temperatura, zasolenie, tlen, składniki odżywcze itp.) przez BSH za pomocą różnych sieci pomiarowych / programów monitoringu (MARNET, BLMP-Bałtyk BSH, baza danych MUDAB, MURSYS; por. NSP2 dokumentacja do wniosku Studium oddziaływania na środowisko), rozdział 5). Obok tego trwa wiele projektów badawczych (np. SALPRO), które również obejmują oceanografię rozpatrywanego obszaru morskiego.



Poza oceanografią na terenie badań prowadzi się prace naukowe w wielu dziedzinach. Tylko jako przykład można wymienić geologiczne, geograficzne i gospodarcze projekty badawcze. Zamiast podsumowującego wyliczenia wszystkich projektów badawczych mają tu jedynie zostać wyjaśnione oddziaływania powodowane przez budowę, obiekt i eksploatację gazociągu na przedsięwzięcia badawcze na terenie badań.

Nord Stream 2 podejmuje wszystkie konieczne działania, aby oddziaływania powodowane przez budowę, obiekt i eksploatację gazociągu i powstające przez to niekorzystne wpływy utrzymać w tak nieznacznym stopniu, jak to jest możliwe. Środki zapobiegawcze i minimalizujące są opisane obszernie w NSP2 dokumentacji do wniosku, Badanie wpływu na środowisko, rozdział 6. Szczególnie faza budowy na niemieckim obszarze morskim włączając szelf kontynentalny będzie skoncentrowana w zwartym, możliwie krótkim okresie czasu. Wszystkie pojazdy i maszyny spełniają standardy techniczne. Uregulowania prawne i techniczne w celu ograniczenia emisji czynników zanieczyszczenia powietrza i hałasu będą przestrzegane. W ten sposób wykluczone są istotne oddziaływania na oceanograficzne lub inne badania naukowe. Szczegółowe zestawienie znajduje się w NSP2 dokumentacji do wniosku, Badanie oddziaływania na środowisko, rozdział 6.

Brak niekorzystnego wpływu na nadrzędny interes społeczny w znaczeniu § 133 Abs. 2 BBergG.

5.4.3.3.7 Brak zanieczyszczenia morza (§ 132 ust. 2 pkt. 3 lit. d BBergG)

Pozwolenia według § 133 BBergG należy ponadto odmówić, jeśli istnieje obawa o zanieczyszczenie morza.

Szczegółowa inwentaryzacja na terenie badań, patrz NSP2 dokumentacja do wniosku, Badanie wpływu na środowisko, rozdział 5. Szczegółowe omówienie oddziaływań związanych z budową i eksploatacją rurociągu Nord Stream 2 znajduje się w NSP2 dokumentacji do wniosku, Badanie wpływu na środowisko, rozdział 6.

Na obszarze WSE, gdzie nitki rurociągu są układane na dnie morskim i gdzie przeważnie występują piaski, podczas układania mogą wystąpić tylko bardzo niewielkie zawirowania osadu odpowiadające naturalnym warunkom otoczenia i niestanowiące tym samym zanieczyszczenia morza.

Wprowadzenie substancji zanieczyszczających z materiału rurociągu (anody, szwy spawalnicze) do wody jest na tyle niewielkie, że wyklucza się negatywny wpływ na strukturę, funkcję i procesy ekosystemu morskiego oraz istniejące fizjograficzne, geograficzne, biologiczne, geologiczne i klimatyczne czynniki tychże elementów ekosystemu. Istniejące obecnie i wywołane przez człowieka ograniczenia w systemach morskich w zakresie ich funkcji oraz odporności na zmiany środowiska, a także równowagi różnych komponentów biologicznych ekosystemu morskiego nie będą nasilane w wyniku realizacji inwestycji (dalsze wyjaśnienia patrz NSP2 dokumentacja do wniosku Badanie oddziaływania na środowisko, rozdział 6 i studium w zakresie wymogów dyrektywy ramowej w sprawie strategii morskiej). Tym samym można również wykluczyć zanieczyszczenie morza.



5.4.3.3.8 Bezpieczeństwo Republiki Federalnej Niemiec (§ 132 ust. 2 pkt. 3 lit. e BBergG)

Bezpieczeństwo Republiki Federalnej Niemiec nie może być zagrożone przez projekt Nord Stream 2. Przywołując § 92 ust. 3 nr 2 StGB „bezpieczeństwo Republiki Federalnej Niemiec” oznacza „zewnątrzne i wewnętrzne bezpieczeństwo Republiki Federalnej Niemiec”. „Bezpieczeństwo wewnętrzne” jest stanem względnego braku zagrożenia dla istnienia i konstytucji ze strony gwałtownych działań sił wewnątrz państwa”. „Bezpieczeństwo zewnętrzne” jest stanem względnego braku zagrożenia ze strony państw obcych”.²²² Die Sicherheit wäre beispielsweise gefährdet, wenn Bau oder Betrieb der Pipelinestränge militärische Anlagen beeinträchtigen würden, die der Landesverteidigung dienen.²²³

Gazociąg Nord Stream 2 nie zagraża bezpieczeństwu Republiki Federalnej Niemiec, gdyż ten projekt energetyczno-infrastrukturalny nie ma aspektu wojskowego ani związanego z polityką bezpieczeństwa. Celem projektu jest zwiększenie bezpieczeństwa dostaw energii do Niemiec i Unii Europejskiej. Nie ma niekorzystnego wpływu na obiekty wojskowe.

5.4.3.3.9 Miejsca zalegania amunicji

Bez wątpienia środki bojowe zidentyfikowane jako bezpieczne w manipulacji i transporcie są wydobywane i prawidłowo likwidowane. W razie napotkania niepewnych w manipulacji albo niejednoznacznie identyfikowalnych obiektów nastąpi lokalna zmiana trasy gazociągu (por. NSP2 dokumentacja do wniosku, Raport z wyjaśnieniami technicznymi, rozdział 3). Nie ma w związku z tym pochodzącego od miejsc zalegania amunicji zagrożenia dla życia lub zdrowia albo dóbr materialnych według 133 ust. 2 punkt 1 BBergG.

5.4.3.4 Inne interesy społeczne

Jako inne nie nazwane w § 132 ust. 2 Nr. 3 BBergG interesy społeczne należy w szczególności wymienić przepisy BNatSchG, które zgodnie z § 56 ust. 1 BNatSchG obowiązują również w niemieckiej wyłącznej strefie ekonomicznej i na niemieckim szelfie kontynentalnym. Zgodnie z tym w NSP2 dokumentacji do wniosku Badania oddziaływania na środowisko siedlisk flory i fauny, Prawna kontrola biotopów, Specjalistyczny komentarz dotyczący ochrony ptaków i Plan towarzyszący w zakresie ochrony krajobrazu dla WSE przedstawiono, że projekt odpowiada wymaganiom BNatSchG. Dalej w NSP2 dokumentacji do wniosku, w specjalistycznym komentarzu dotyczącym dyrektywy ramowej w sprawie strategii morskiej wyjaśniono, że projekt nie wywołuje konfliktów z § 45a i następnymi WHG.

W stopniu, w jakim do zatwierdzenia planowanego przedsięwzięcia miałyby to być konieczne, wnioskuje się również dla WSE o udzielenie wszystkich wymaganych pozwoleń wyjątkowych i zwolnień, a z przezorności nawet w tak szerokim stopniu, w jakim według dołączonych do dokumentacji wniosku specjalistycznych ekspertyz nie jest to konieczne. Będzie to miało zastosowanie, jeśli wydający decyzję organ doszedłby do innego wniosku niż fachowi rzeczoznawcy. Jeśli przy tym pojawia się pytanie o jedną z innych alternatyw technicznych, to odwołujemy się do rozdziału 6.2 dokumentu. Alternatywy przestrzenne nie wchodzą w rachubę w WSE, ponieważ zachodzi na całej jej długości złączenie w jeden ciąg z istniejącym gazociągiem Nord Stream i już wybór trasy Nord Stream został zaplanowany z celem możliwie bezkonfliktowego jej przebiegu.

²²² Steinmetz, w: Komentarz monachijski, Kodeks karny, tom 3, 2. wydanie 2012, § 92, nr brzeg. 12

²²³ von Hammerstein, w: Boldt/Weller/Kühne/von Mäßenhausen, BBergG, 2. wydanie 2016, § 132, nr brzeg. 21



5.4.4 Wniosek o natychmiastową wykonalność pozwoleń zgodnie z § 133 ust. 1 zd. 1 pkt. 1 i pkt. 2 BBergG

We wniosku o wydanie pozwoleń wymaganego prawem górniczym zgodnie z § 133 ust. 1 zd. 1 pkt. 1 i 2 BBergG wnioskuje się jednocześnie o zarządzenie natychmiastowej wykonalności pozwoleń. Sprzeciw i skarga o unieważnienie aktu prawnego mają zgodnie z § 80 ust. 1 punkt 1 VwGO zasadniczo działanie zawieszające. Organ władzy może jednak zarządzić natychmiastowe wykonanie zgodnie z § 80 ust. 2 punkt 1 nr 4 ustawy o ustroju sądów administracyjnych i postępowaniu przed nimi (dalej VwGO), jeśli natychmiastowe wykonanie leży w interesie publicznym lub w nadrzędnym interesie zainteresowanej strony.

Zarządzenie natychmiastowego wykonania leży z następujących powodów w interesie publicznym i w nadrzędnym interesie wnioskodawczyni w rozumieniu § 80 ust. 2 punkt 1 nr 4 VwGO:

5.4.4.1 W natychmiastowym wykonaniu pozwoleń wymaganych przez prawo górnicze istnieje interes publiczny w rozumieniu § 80 ust. 2 zd. 1 pkt. 4 VwGO

5.4.4.1.1 Gazociąg Nord Stream 2 jest projektem o szczególnym znaczeniu dla interesu publicznego

Gazociąg Nord Stream 2 służy powszechnemu zaopatrzeniu w gaz ziemny. Przy zaopatrzeniu w energię chodzi o narodowy i europejski interes publiczny. Zaopatrzenie w energię jest składnikiem zaspokojenia potrzeb bytowych, które według orzecznictwa Federalnego Trybunału Konstytucyjnego i Federalnego Sądu Administracyjnego jest niezbędne do zabezpieczenia godnej egzystencji człowieka (BVerwGE 38, 258/270 i nast.; BVerwGE 45, 63/78 i nast.; BVerwG, 10.09.2008 r. -1 BvR 1914/12, juris nr brzeg 15). Z tego względu Federalny Trybunał Konstytucyjny podkreślił znaczenie zabezpieczenia zaopatrzenia w energię jako interesu społecznego najwyższej rangi. W kwestii znaczenia rurociągu Nord Stream 2 odwołujemy się do rozdziału 5.3.2.

5.4.4.1.2 Działanie zawieszające skarg przeciw pozwoleniu wydanemu na podstawie prawa górniczego stałoby na przeszkodzie natychmiastowego wykonania decyzji zatwierdzającej plan

Do udzielenia pozwolenia dla gazociągu Nord Stream 2 konieczne jest, obok zawnioskowanego pozwolenia wymaganego przez prawo górnicze, postępowanie zatwierdzające plan dla odcinka trasy na niemieckim morzu terytorialnym zgodnie z § 43 EnWG. Nord Stream 2 wnioskuje dlatego, jednocześnie z wnioskiem o udzielenie pozwoleń wymaganych przez prawo górnicze, o zatwierdzenie projektu dla tego odcinka trasy. Decyzja zatwierdzająca plan według § 43 EnWG jest zgodnie z § 43e ust. 1 zd. 1 EnWG natychmiast wykonywalna. § 43e EnWG został wprowadzony do EnWG przez ustawę o przyśpieszeniu postępowań w sprawie planowania projektów infrastrukturalnych z dnia 9 grudnia 2006 r. (ustawa o przyśpieszeniu postępowań w sprawie planowania projektów infrastrukturalnych, BGBl. I 2006, s. 2833). Na żądanie Bundesratu uregulowanie o przyśpieszeniu planowania zostało rozszerzone na gazociągi zaopatrzeniowe (por. BT-Drs. 16/3158, s. 28). Ustawą o przyśpieszeniu postępowań w sprawie planowania projektów infrastrukturalnych prawodawca wyraził duży interes społeczny w szybkiej realizacji określonych projektów infrastrukturalnych takich jak gazociągi. Ta prawodawcza ocena obowiązuje odpowiednio w innych dotyczących takiego projektu decyzjach pozwalających. Byłoby sprzeczne z intencją ustawodawcy, jeśli z rozpoczęciem budowy w ramach projektu, który jest objęty przepisami o przyśpieszeniu, należałoby czekać na uprawomocnienie się innych dotyczących tego samego projektu decyzji o pozwoleniu. Decyzja legislacyjna w sprawie przyśpieszenia przedsięwzięć gazociągowych była by przez to naruszona.



Ponieważ prace budowlane nie będą prowadzone po sobie, najpierw na niemieckim morzu terytorialnym i dopiero potem w obszarze wyłącznej strefy ekonomicznej (WSE), nie można uzasadnić różnego traktowania odcinków trasy w odniesieniu do wykonalności decyzji dopuszczających. Dlatego również pozwolenia wymagane przez prawo górnicze wymagają zarządzenia natychmiastowego wykonania.

5.4.4.1.3 Opóźnienie przedsięwzięcia

Jeśli z pozwolenia wymaganego przez prawo górnicze można by korzystać dopiero po jego uprawomocnieniu, wynikłyby opóźnienia w przebiegu budowy, które naruszyłyby zrównoważoną całościową koncepcję realizacji projektu. Dotyczy to szczególnie wyznaczenia określonych terminów budowy, aby niekorzystne wpływy na środowisko utrzymywać na możliwie niewielkim poziomie. Planuje się, aby budowlane prace na morzu w obrębie obszaru FHH „Greifswalder Bodden“ w każdym wypadku ograniczyć do okresu od środka maja do końca grudnia. Tak dokładny harmonogram można jednak wykonać tylko wtedy, gdy płynnie w następstwie po nich mogą rozpocząć się prace w WSE, aby następnie - jeśli terminy budowlane znowu na to pozwolą - ponownie podjąć je na morzu terytorialnym. W wypadku przerw może się zdarzyć, że okno czasowe otwarte na budowę nie zostanie wykorzystane i planowane prace będą musiały być przesunięte na kolejny rok, aby poczekać na następny okres budowlany. Takie przerwy w przebiegu budowy doprowadziłyby dalej do znacznych kosztów i w najgorszym wypadku postawiłyby cały projekt pod znakiem zapytania.

5.4.4.2 Istnienie nadrzędnego interesu prywatnego Nord Stream 2 w natychmiastowej wykonalności

Ponadto ponoszone przez Nord Stream 2 ryzyko inwestycyjne przeważa na rzecz natychmiastowej wykonalności. Budowa i rozbudowa sieci gazociągowej o planowanym wymiarze jest bardzo kapitałochłonna i wymaga długich faz planowania. Aby jej realizacja była zasadna ekonomicznie, dla Nord Stream 2 decydujące znaczenie ma to, żeby wykonanie budowy nie było opóźniane przez skargi stron trzecich, których szanse na uwzględnienie są niejasne lub małe. Jak to wcześniej wyjaśniono, opóźnienie czynności budowlanych o kilka tygodni może opóźnić projekt nawet o cały rok. Przerwy w pracach budowlanych prowadzi do zwiększonych kosztów dodatkowych. Tak więc większość umów z przedsiębiorstwami prowadzącymi prace budowlane jest już zawarta. Każde opóźnienie w stosunku do umówionego harmonogramu budowy musiałoby zostać zrekompensowane odszkodowaniem. Poza tym odpowiednie statki do układania rur będą dostępne jedynie przez kilka miesięcy w pierwszej fazie budowy, a następnie ich dostępność nie jest zagwarantowana. Ponieważ światowe moce w zakresie statków do układania rurociągów podmorskich o dużych wymiarach są bardzo ograniczone, mogłyby dojść do wieloletnich opóźnień. Każde opóźnienie ukończenia oznaczałoby również odczuwalną stratę na zapłacie za transport.

Zarządzenie natychmiastowej wykonalności daje natomiast partnerom projektowym wnioskodawcy, takim jak banki, dostawcy i inne przedsiębiorstwa możliwość dodatkowej pewności w planowaniu. Szczególnie ułatwia to zakończenie w krótkim czasie negocjacji dotyczących dostaw i tranzytu gazu, podjęcie i szybkie zakończenie negocjacji w sprawie finansowania dalszych odcinków projektu oraz współpracy z wykonawcami.

Szczególny interes społeczny oraz szczególny interes prywatny przeważają nad interesem stron trzecich w przejściowym braku wykonalności. Wyjaśnione powody uzmysławiają pilność i uzasadniają zarządzenie natychmiastowej wykonalności według § 80 ust. 2 punkt 1 nr 4 VwGO.



5.5 Prognoza dla całego projektu

5.5.1 Gazociąg Nord Stream 2

Gazociąg Nord Stream 2 jest częścią sieci, którą gaz ziemny z miejsca wydobycia w Rosji jest transportowany do odbiorców w Niemczech i Europie. W zakresie potrzebnym do dopuszczenia w niemieckim obszarze kompetencyjnym zachodzi potrzeba prognozy dla całego projektu.

Ta prognoza nie wymaga jednakże, żeby dla położonych poza niemiecką jurysdykcją odcinków trasy musiała już być przedłożona niezaskarżalna decyzja dopuszczająca. W przeciwnym wypadku procesy wydawania pozwoleń w poszczególnych państwach zależałyby wzajemnie od siebie i przez to w pewnych warunkach się blokowały. Wystarczy raczej przejściowa pozytywna całościowa opinia, że w trakcie procesu wydawania decyzji, patrząc na odcinki trasy pod jurysdykcją innych państw, nie widać niemożliwych od początku do pokonania przeszkód do udzielenia zezwoleń.

Wprawdzie poszczególne procesy wydawania pozwoleń na sąsiadujące dalsze odcinki w innych państwach, przez których terytoria i wyłączne strefy ekonomiczne przebiega całościowy projekt, są jeszcze niezakończone. Nie widać jednak obecnie niemożliwych od początku do pokonania przeszkód do udzielenia zezwoleń. Status procesu wydawania zezwoleń w innych państwach jest następujący:

- Dania: Złożenie wniosku przewiduje się na koniec marca 2017.
- Szwecja: Proces wydawania pozwolenia dla odcinka trasy w szwedzkiej WSE rozpoczął się we wrześniu 2016 r. od złożenia dokumentacji wniosku.
- Finlandia: Proces wydawania pozwolenia rozpocznie się od złożenia OOŚ w końcu marca 2017.
- Rosja: Procesy wydawania pozwoleń dla rosyjskiego odcinka gazociągu zostały już częściowo rozpoczęte. Następnym krokiem jest wyłożenie OOŚ do wglądu w drugim kwartale 2017.

Wobec doświadczeń z projektu Nord Stream i zdobytej z niego wiedzy o dalej idących możliwościach redukcji niekorzystnych wpływów na zasoby środowiska oraz umotywowania spełnienia kryterium wydania pozwolenia w dokumentach wniosku można założyć, że wszystkie przeprowadzane w innych państwach procesy wydawania pozwoleń doprowadzą do pozytywnego zakończenia. Przemawia za tym także to, że inne kraje obszaru Morza Bałtyckiego na podstawie międzynarodowego prawa morskiego są z zasady zobowiązane do tolerowania rurociągów tranzytowych w wyłącznej strefie ekonomicznej.

Podsumowujący opis techniczny i prezentacja zrównoważenia środowiskowego dla całego projektu gazociągu Nord Stream 2 są zawarte w dokumentacji Espoo. Wynika z nich że dla projektu Nord Stream 2 na innych odcinkach trasy nie ma niemożliwych do pokonania przeszkód prawnych i techniczna wykonalność projektu Nord Stream 2 jest zapewniona.

Na tym tle można wydać pozytywną całościową opinię o wykonalności gazociągu Nord Stream 2.

5.5.2 Wykonalność dołączających się urządzeń infrastruktury

5.5.2.1 Plany operatora systemu przesyłowego

Postępowanie zatwierdzające plan według § 43 punkt 1 nr 2 EnWG odnosi się do budowy i eksploatacji planowanej części gazociągu Nord Stream 2 na niemieckich wodach terytorialnych. Dołączające się do gazociągu Nord Stream 2 projekty infrastrukturalne innych podmiotów projektodawczych, jak na przykład lądowe gazociągi łączące albo tłocznie, nie są przedmiotem niniejszego postępowania zatwierdzającego projekt. Dla tych obiektów przeprowadzane są niezależne postępowania dopuszczające.



Jednakże ich wykonalność, względnie spełnienie przez nich kryteriów dopuszczenia może mieć znaczenie dla spełnienia kryteriów dopuszczenia przez gazociąg Nord Stream 2 o tyle, że gaz ziemny po rosyjskiej stronie i po niemieckiej stronie musi być transportowany również po lądzie. O tyle muszą również zostać wzięte pod uwagę konieczne obiekty infrastruktury przyłączane do Nord Stream 2. Również tutaj wystarcza, że dla wykonalności nie ma nie dających się od początku pokonać przeszkód.

Gazociągi doprowadzające i stacja przekazująca w Rosji są przedmiotem tamtejszych postępowań o wydanie pozwolenia. Tak samo jest w wypadku stacji odbiorczej gazu ziemnego w pobliżu Lubmina i prowadzonych po lądzie dołączonych gazociągów przesyłowych w Niemczech.

Stacja odbiorcza gazu ziemnego dla gazociągu Nord Stream 2 posiada konieczne do przejmowania gazu wyposażenie techniczne do regulacji ciśnienia i pomiaru. Stacja odbiorcza gazu ziemnego i gazociąg połączeniowy do istniejącego Północnoniemieckiego Gazociągu Gazu Ziemnego (AL NEL), a także planowany Europejski Gazociąg Połączeniowy (EUGAL) są przedmiotem odrębnych, prowadzonych również przez Urząd Górniczy Stralsund, postępowań w sprawie zatwierdzenia projektu. AL NEL umożliwia w pierwszej kolejności dalszy przesył gazu ziemnego w kierunku zachodnim, długość całego rurociągu wynosi ok. 150 m i kończy się w NEL. Na terenie stacji odbiorczej gazu ziemnego AL NEL łączy się z EUGAL.

EUGAL będzie przebiegał na długości około 485 km od Bałtyku przez landy Mecklenburg-Vorpommern i Brandenburg na południe landu Sachsen i stąd przez granicę do Republiki Czeskiej. Pierwsza nitka gazociągu EUGAL ma być gotowa do eksploatacji w końcu 2019 r., a od 2021 r. w Lubminie ma być udostępniona całkowita wejściowa zdolność przesyłowa w wysokości ok. 55 mld m³ rocznie. Zdolności te zostaną uwzględnione w planie rozwoju sieci Gas 2018 i zostały już uwzględnione w obliczeniach długoterminowego zapotrzebowania na zdolności przesyłowe („ELKB”) zgodnie z § 17 GasNZW²²⁴.

Dla pozwoleń dla wszystkich dołączających się do gazociągu Nord Stream 2 obiektów infrastrukturalnych lub ich rozbudowy nie ma więc przeszkód niemożliwych do pokonania, tak więc wymogi obowiązujące w zakresie pozwoleń nie stanowią przeszkody dla wydania pozwolenia dla gazociągu Nord Stream 2.

5.5.2.2 Scenariusz ramowy dla NEP Gas 2016

W scenariuszu ramowym NEP Gas 2016 (s. 40 i następane) gazociąg Nord Stream 2 jest uwzględniony w wariantcie rozmieszczenia źródeł gazu wysokometanowego, ze zdolnością przesyłową 60 mld m³ i w ten sposób zawarty w potwierdzonym scenariuszu ramowym NEP Gas w wariantcie alternatywnym Q.2.

²²⁴ <https://www.more-capacity.eu/unser-vorhaben/>



Potwierdzenie BNetzA z 11 grudnia 2015 r. dotyczące przedstawionego 04 września 2015 r. przez operatorów systemu przesyłowego scenariusza ramowego dla NEP 2016 zgodnie z § 15a ust. 1 p. 7 EnWG zawiera w 3d następujący nałożony obowiązek: „W związku z planowaną w wariantcie alternatywnym Q2 rozbudową Nord Stream operatorzy systemów przesyłowych przy określaniu wielkości zdolności przesyłowych w punktach przekraczania granic mają przestrzegać następujących zaleceń: Z wynikającego z bilansu gazu wysokometanowego dla NEP Gas 2016 całkowitego zapotrzebowania dodatkowego dla Niemiec należy w wyniku rozmieszczenia źródeł gazu wysokometanowego uwzględnić jedynie proporcjonalne zapotrzebowanie dodatkowe w wysokości 42% dla regionu „Północny Wschód”. Ewentualnego innego zapotrzebowania dodatkowego, które nie jest pokryte przez zobowiązujące zamówienia, nie można uwzględnić w wielkości zdolności przesyłowych w punktach przekraczania granic ani po stronie zasilania, ani po stronie odbioru. W szczególności zabrania się operatorom systemów przesyłowych przyjmowania jako postawy swojego modelowania wyników niezobowiązujących badań rynkowych.”

W wyjaśnieniu BNetzA [s. 44 i następne (s. 26)] wywodzi: „W swoim stanowisku w ramach wysłuchania w sprawie sentencji decyzji operatorzy systemów przesyłowych wyjaśnili, że na podstawie bilansu gazu wysokometanowego dla NEP Gas 2015 i pierwszych wartości do bilansu gazu wysokometanowego dla NEP Gas 2016, liczą się z całkowitym dodatkowym zapotrzebowaniem dla Niemiec w wysokości około 25 GWh/h do 45 GWh/h pod koniec rozpatrywanego okresu. Te dane należy w trakcie sporządzania NEP Gas 2016 jeszcze zaktualizować. Tym samym dla dalszej oceny miarodajne są dane wynikające ze zaktualizowanego i ostatecznego bilansu gazu wysokometanowego dla NEP Gas 2016. Wychodząc od wynikającego dla Niemiec całkowitego dodatkowego zapotrzebowania należy wyznaczyć proporcjonalne zapotrzebowania dodatkowe dla trzech regionów „Zachód / Południowy Zachód”, „Południe / Południowy Wschód” i „Północny Wschód”: W pierwszym kroku należy wziąć z obowiązującego dla wariantu alternatywnego Q2 rozmieszczenia źródeł gazu wysokometanowego przewidziane w nim regionalne wartości procentowe. To, jak duże są wartości procentowe dla rozmieszczenia źródeł gazu wysokometanowego w Q2, wynika przy tym z zaleceń Federalnej Agencji Sieciowej. W drugim kroku należy zastosować wartości procentowe na rozmieszczenie regionalnego zapotrzebowania dodatkowego. Oznacza to, że wychodząc od całkowitego zapotrzebowania dodatkowego dla Niemiec, wynika dodatkowe zapotrzebowanie dla regionu „Północny Wschód” w wysokości 42%. Dla regionu „Zachód / Południowy Zachód” odpowiedni udział wynosi 32% a dla regionu „Południe / Południowy Wschód” 26%. (...) (Rozmieszczenie źródeł gazu wysokometanowego należy zatem rozumieć jako instrument, który dostarcza procentowych zaleceń co do wielkości zakładanych zdolności przesyłowych po stronie zasilania w punktach przekraczania granic). (...)”

Operatorzy gazociągów dalekiego zasięgu w ramach zajęcia przez siebie stanowiska do sentencji decyzji podali, że w wyniku rozbudowy Nord Stream liczą się z zapotrzebowaniem tranzytowym do Czech w wysokości do 66 GWh/h. Ten udział w ich przekonaniu należy odpowiednio uwzględnić w modelowaniu NEP Gas 2016. Trzeba jednak temu zarzucić, że operatorzy systemów przesyłowych w swoich szacunkach opierają się jedynie na niepewnych i tylko przejściowych informacjach. Powołują się na niezobowiązujące badania rynkowe i dalsze aspekty gospodarki gazowej, jak na przykład korzystanie z istniejącej infrastruktury. Obydwu kryteriów nie można jednak uważać za wystarczająco pewne i miarodajne, aby móc określić wielkość zdolności przesyłowych od strony zasilania lub odbioru w punktach przekraczania granicy. (...)”



Powoływanie się operatorów systemów przesyłowych na dalsze aspekty gospodarki gazowej jest natomiast zbyt abstrakcyjne i również daje odczuć brak koniecznego stopnia pewności. Można by ją uzyskać tylko na podstawie zamówień albo w inny pewny sposób. W spojrzeniu na ewentualne, wynikające z rozbudowy Nord Stream przesyły, jednak jej właśnie nie widać. Jednocześnie należy jasno stwierdzić, że wprawdzie w obecnej chwili brak koniecznego stopnia pewności, może jednak on pojawić się w przyszłości.”

5.5.2.3 Projekt Planu Rozwoju Sieci Gas 2016 (NEP Gas 2016) oraz 2. dokument konsultacyjny dotyczący NEP Gas 2016-2026

W projekcie NEP Gas 2016, s. 135 i następane (= 2. dokument konsultacyjny dotyczący NEP Gas 2016-2026 s. 139 i nast.) zakłada się, że na podstawie wyników bilansu bieżącego gazu wysokometanowego powstanie w Niemczech stale wzrastające zapotrzebowanie na gaz wysokometanowy, które musi zostać zaspokojone przez zwiększony import. Oznacza to dosłownie:

„Z powodu spadającej własnej produkcji europejskiej będzie się w następnych latach zwiększać zapotrzebowanie na import gazu wysokometanowego w Europie. Dlatego należy oczekiwać, że wymagania stawiane niemieckiej sieci przesyłowej gazu w zakresie ponadgranicznej wymiany gazowej z państwami sąsiednimi leżącymi w zachodniej i południowej Europie będą w przyszłości nadal się powiększać.

Aby móc oszacować oddziaływania przyszłej rozbudowy infrastruktury importowej gazu wysokometanowego do Europy na niemieckie sieci przesyłowe, operatorzy systemów przesyłowych dalej rozwijali i aktualizowali stworzony w ramach Planu Rozwoju Sieci Gas 2013 [FNB Gas 2014a] model.

Zasadniczo w porównaniu z Planem Rozwoju Sieci Gas 2015 wynikły następujące zmiany:

- Zapotrzebowanie importowe Europa: Uwzględnienie TYNDP 2015 zamiast WEO 2012, gdyż ten ostatni nie był już aktualizowany w odniesieniu do międzyregionalnych przepływów handlowych netto.
- Terminale LNG: Wzięcie pod uwagę istniejących obiektów oraz ich wyposażenia (równe traktowanie z nowo budowanymi terminalami).
- Gazociągi: Wzięcie pod uwagę projektów alternatywnych (TESLA, EASTRING) do South Stream oraz uwzględnienie AGRI i White Stream. Ponadto projekt gazociągu Nord Stream-Rozszerzenie został włączony do wariantu modelowania rozmieszczenia źródeł.

Dodatkowo do scenariusza ramowego dla Planu Rozwoju Sieci Gas 2016 w E-NEP Gas 2016 w jednym z wariantów modelowania został wzięty pod uwagę projekt gazociągu Nord Stream-Rozszerzenie, który nie jest uwzględniony w TYNDP 2015. Oznacza to dosłownie:

„Operatorzy systemów przesyłowych wychodzą od tego, że należy założyć zapowiedziany Nord Stream-Rozszerzenie w wielkości 65 bcm/a z 5 bcm/a na Nord Stream I/II (por. projekt Planu Rozwoju Sieci Gas 2015) i z 60 bcm/a na Nord Stream III/IV.” (projekt NEP Gas 2016, s. 140 = 2. dokument konsultacyjny dotyczący NEP Gas 2016-2026, s. 144) Gazociąg Nord Stream 2 jest włączony w wariant modelowania Q.2. Różnice w stosunku do wariantu modelowania Q.1 istnieją ze względu na uwzględnienie projektów TESLA, White Stream i Nord Stream-Rozszerzenie. Podczas gdy TESLA (41 bcm/a) i White Stream (16 bcm/a) w pełnej wysokości swojej planowanej zdolności przesyłowej są częścią składową podstawowego wariantu Q.1, to nie zakłada się już tych gazociągów w wariantcie alternatywnym Q.2. Zamiast tego Nord Stream Rozszerzenie dodatkowo do zaplanowanej już w obu wariantach zdolności (5 bcm/a) jest zaplanowany z dalszymi 60 bcm/a (projekt NEP Gas 2016, s. 143 = 2. dokument konsultacyjny dotyczący NEP Gas 2016-2026, s. 148).



Podsumowując czytamy w projekcie NEP Gas 2016, s. 184 (= 2. dokument konsultacyjny dotyczący NEP Gas 2016-2026, s. 190):

„Operatorzy systemów przesyłowych proponują działania rozbudowujące na podstawie wariantu modelowania Q.2. Zasadnicza dla tej decyzji jest ocena operatorów systemów przesyłowych, że ten wariant modelowania jest solidniejszy pod względem bezpieczeństwa dostaw. Wybór wariantu modelowania Q.2 zapewnia, że przyszłe procesy zmian ilościowych gazu w Europie, będą mogły być odpowiednio uwzględnione. Propozycja rozbudowy sieci zawiera wszystkie działania z wariantu modelowania Q.1 i spełnia w ten sposób również wymagania, które wynikałyby z alternatywnego rozmieszczenia źródeł. Dalszym znaczącym rezultatem wariantu modelowego Q.2 jest wzmocnienie możliwości wymiany pomiędzy obszarami rynkowymi NCG i GASPOOL, która w ten sposób znacznie przyczynia się do bezpieczeństwa dostaw.

W obecnej chwili można jeszcze efektywnie wdrożyć dostosowanie działań w celu wzmocnienia wymiany pomiędzy obszarami rynkowymi. Bieżące przedsięwzięcia rozbudowy sieci wymagają szybkich decyzji dotyczących ich rozmiarów. Powinny one zostać podjęte zgodnie z wariantem modelowania Q.2.

Również liczne opinie uczestników rynku o rozszerzeniu Nord Stream w ramach konsultacji scenariusza ramowego dla Planu Rozwoju Sieci Gas 2016 oraz podjęte w tym czasie plany stron trzecich w celu realizacji projektu wspierają wybraną propozycję rozbudowy sieci.”

Należy oczekiwać, że projekt EUGAL zostanie uwzględniony w NEP Gas 2018 jako skuteczne działanie mające na celu odpowiednią do zapotrzebowania rozbudowę sieci i zapewnienie bezpieczeństwa dostaw. Stacja odbioru gazu ziemnego oraz gazociąg łączący są objęte projektem NEP 2016.



6 Zestawienie sprawdzonych alternatyw technicznych i wariantów tras

6.1 Zadanie weryfikacji alternatyw

Elementem rozpatrzenia przewidzianego w ustawie o gospodarce energetycznej (EnWG) w odniesieniu do zatwierdzenia projektu jest zbadanie ewentualnych alternatyw technicznych i obszarowych oraz wskazanie takiego wariantu, który wydaje się najkorzystniejszy przy uwzględnieniu wszystkich istotnych okoliczności. Ponadto rozpatrzenie wariantów może mieć znaczenie zarówno dla zatwierdzenia planu, jak i dla procesu wydawania pozwoleń górniczych, jeżeli miałyby być konieczne wyjątki lub zwolnienia od obowiązkowych przepisów prawnych dotyczących danych dziedzin, np. federalnej ustawy o ochronie przyrody (BNatSchG) lub ustawy o gospodarce wodnej (WHG); przykładowo w razie konieczności wprowadzenia wyjątków zgodnie z prawem ochrony obszarów lub gatunków wszystkie inne brane pod uwagę warianty muszą okazać się nie do przyjęcia. Taka sytuacja ma miejsce, gdy dany wariant jest niewykonalny, bądź też jest wykonalny, ale wyłącznie przy nakładzie technicznym lub gospodarczym nieadekwatnym do uzyskanych korzyści, bądź w przypadku przeszkody prawnej.

6.2 Warianty techniczne

Do układania rurociągu Nord Stream 2 w morzu najlepiej nadaje się metoda S-Lay. Metoda S-Lay jest zgodna ze stanem techniki układania rurociągów morskich o dużej średnicy, jakim jest rurociąg Nord Stream 2 i nadaje się idealnie do przeważających w Morzu Bałtyckim umiarkowanych głębokości wody. Pod względem techniczno-budowlanym najbardziej niezawodna i obciążona najmniejszym ryzykiem jest metoda ułożenia rurociągu w otwartym wykopie. Metoda ta ma jednakże tę wadę, że na całej długości przejścia na ląd konieczne są roboty budowlane w wykopach, ze wszystkimi tego skutkami dla środowiska. Dlatego w ramach projektu Nord Stream 2 zbadano również metodę bez wykopu, które to badanie wykazało, że – o ile będzie to konieczne ze względu na uwarunkowania wybrzeża – korzystniejsza od innych metod budownictwa nieodkrywkowego będzie budowa mikrotunelu. Jest to uzasadnione następującymi powodami: ochrona rurociągu, jaką daje ścianka mikrotunelu odgraniczająca go gruntu, fakt, że do realizacji wystarczy niewielka powierzchnia, budowa rurociągu na barce układającej może się odbywać zgodnie ze standardami fabrycznymi w zakresie bezpieczeństwa i jakości, a w odniesieniu do przeszkód podziemnych istnieje uzasadnione ryzyko budowlane na długości do 1.000 m.

6.3 Obszary alternatywne

Uwzględnienie możliwych obszarów alternatywnych ma miejsce dla następujących poziomów planowania:

- Wybór obszaru docelowego,
- Wybór rozległych korytarzy trasy,
- Wybór tras na ograniczonym obszarze.

Na każdym poziomie planowania warianty niewarte poparcia są przy tym eliminowane. O ile takie wyeliminowane warianty są nie tylko niewarte poparcia, ale także wręcz niedopuszczalne, zostaje to odpowiednio przedstawione. Szczegółową analizę i ocenę przeprowadzono w weryfikacji alternatyw (NSP2 dokumentacja do wniosku Weryfikacja wariantów alternatywnych).



6.3.1 Obszary docelowe

Brane pod uwagę obszary docelowe rurociągu gazowego wychodzącego z Rosji i prowadzącego do Niemiec to Zatoka Pomorska i miejsce wyjścia rurociągu na ląd na zachód od Rugii. Obszar docelowy na zachód od Rugii

- nie jest dostępny, bądź jest dostępny, jednakże tylko przy niewspółmiernym nakładzie technicznym, logistycznym i gospodarczym,
- prowadzenie trasy przez morze zagraża bezpieczeństwu i łatwości ruchu statków – zwłaszcza w obszarze Kadettrinne i
- nie jest możliwy do pogodzenia z celami zagospodarowania przestrzennego i planem wykorzystania terenów,
- miejsce nadające do usytuowania instalacji odbiorczej budzi obawy powstania znacznego zagrożenia dla obszarów Natura 2000 lub wywoła kolejne konflikty z celami zagospodarowania przestrzennego, a
- poza tym należałoby dodatkowo uwzględnić ponad 200 km lądu będącego własnością prywatną, który byłby potrzebny do połączenia z siecią przesyłową.

W związku z tym prowadzenie trasy przez obszar docelowy na zachód od Rugii nie jest najkorzystniejszym rozwiązaniem, a przede wszystkim z uwagi na kumulację przeszkód rzeczywistych i natury prawnej jest rozwiązaniem nie do przyjęcia.

6.3.2 Zatoka Pomorska

Rozpatrując możliwe alternatywne trasy na obszarze Zatoki Pomorskiej pod uwagę brane są wyłącznie trasy kończące się w miejscu wyjścia rurociągu na ląd, w którym byłby dostępne lub mogłyby być stworzone odpowiednie powierzchnie i infrastruktury potrzebne do wybudowania i eksploatacji instalacji odbiorczych. Są to głównie tereny położone w pobliżu wybrzeża, które już na chwilę obecną przewidziane są w planach i/lub w rzeczywistości do celów przemysłowych/gospodarczych.

Z uwagi na brak odpowiednich lub dostępnych możliwości wyjścia na ląd oraz ze względu na brak wystarczającej infrastruktury logistycznej, wyspa Uznam nie jest brana pod uwagę. Z punktu widzenia uwarunkowań morskich trasa poprowadzona na Uznam wywoła konflikty z celami założonymi w planie zagospodarowania przestrzennego (poligony wojskowe) lub na odcinku 9,5 km będzie poprowadzona przez biotopy kwalifikowane jako typ siedliska „Rafy” i stanowiące istotne elementy obszaru ochrony fauny, flory i siedlisk „Ławica Boddenrandschwelle w Zatoce Greifswaldzkiej i fragmenty Zatoki Pomorskiej”.

Ponadto poprowadzenie trasy lądem przez Uznam jest z technicznego punktu widzenia związane ze znacznymi trudnościami. Potrzebne do przecięcia wyspy Uznam i cieśniny Piana łącznie cztery mikrotunele o długości do ok. 1.500 każdy niosą ze sobą wysokie ryzyko budowlane i konieczność poniesienia dużego nakładu technicznego i czasowego. W przypadku rezygnacji z mikrotuneli w celu zredukowania ryzyka budowlanego przekroczenie wyspy Uznam wiązałoby się z konfliktami ekologicznymi, przede wszystkim z zakazem naruszania terenów Natura-2000 (obszar ochrony fauny, flory i siedlisk DE 1849-301 „Obszar wydm w okolicy Trassenheide”). Duży nakład techniczny i związane z nim ryzyka mikrotunelu pozostają ponadto w sprzeczności z turystycznym wykorzystaniem wyspy Uznam oraz odpowiednimi ustaleniami planu zagospodarowania terenu, o których mowa w pkt. 4.6 ust. 1 i 2, pkt. 4.6.5. zdanie 2 LEP M-V. Poza tym wyprowadzenie rurociągu na ląd na wyspie Uznam jest sprzeczne z celem zagospodarowania przestrzennego, o którym mowa w pkt. 4.1. LEP M-V, a mianowicie z priorytetem rozwoju wewnętrznego nad rozwojem zewnętrznym, podczas gdy tereny wewnętrzne (takie jak tereny przemysłowe) zgodne z założeniami planistycznymi są dostępne w innym miejscu.



Z uwagi na brak uzasadnienia dla ryzyka budowlanego oraz z powodu braku wystarczająco odpowiednich powierzchni i infrastruktury na wyspie Uznam, a także z uwagi na sprzeczność z celami zagospodarowania przestrzennego i zapisanym w nich turystycznym przeznaczeniem wyspy przeprowadzenie trasy rurociągu przez wyspę Uznam uznaje się za niekorzystne i nie możliwe do przyjęcia.

Spośród dwóch pozostałych wariantów Zatoki Pomorskiej przy uwzględnieniu aspektów technicznych, ekologicznych i planistycznych preferuje się trasę alternatywną Zatoka Greifswaldzka uznając ją za korzystniejszą niż alternatywna trasa Rugia / Mukran. Przyczyny tego wyboru są następujące:

- na jedynym brany pod uwagę terenie przemysłowym, w porcie Mukran, nie ma wystarczających powierzchni potrzebnych do budowy instalacji odbiorczej,
- w przypadku alternatywy Rugia/Mukran występują konflikty w zakresie planowania przestrzennego związane z siedzibami firm przemysłu portowego oraz istotnego dla istnienia Rugii wykorzystania turystycznego,
- w przypadku alternatywy Rugia/Mukran występuje dodatkowe naruszenie własności prywatnej w zakresie instalacji odbiorczej oraz rurociągu łączącego przebiegającego przez odcinek 68 km i więcej,
- z perspektywy morskiej nowe przecięcie poligonów wojskowych jest niezgodne z interesami armii, jest to też nie do przyjęcia z punktu widzenia bezpieczeństwa i gotowości obrony przez NATO oraz
- od strony lądu nie można by wykluczyć znacznego naruszenia obszaru ochrony siedlisk flory i fauny Kleiner Jasmunder Bodden mit Halbinseln und Schmalen Heide" (DE 1547-303).

6.3.3 Zatoka Greifswaldzka

Z pozostałych opcji, jakimi są Vierow i Lubmin, opcja wyjścia na ląd w miejscowości Lubmin z zamkniętym przecięciem brzegu za pomocą mikrotunelu okazała się ostatecznie alternatywą, w przypadku której naruszenia środowiska naturalnego oraz innych projektów zagospodarowania są najmniejsze.

Wybór wynika chociażby już z faktu, że długość trasy alternatywy Lubmin na morzu jest o około 1,7 km a na lądzie o około 2,4 km krótsza niż w przypadku alternatywy Vierow. Krótsza o łącznie 4,1 km trasa alternatywy Lubmin skutkuje zajęciem znacznie mniejszej powierzchni niż alternatywa Vierow. Odpowiednio mniejsza jest też skala wykopów. Poza tym na obszarze przebiegu trasy alternatywy Lubmin nie natrafia się na grunty o niedostatecznej nośności, które należałoby wymienić i zastąpić innym materiałem, czego należałoby się spodziewać w przypadku alternatywy Vierow na obszarze przeciętym biegiem małego potoku.

Konfliktów w miejscu wyjścia na ląd (plaża i leśny pas ochronny wybrzeża w wypadku alternatywy Lubmin oraz wysunięta rafa o charakterystycznej formie w wypadku alternatywy Vierow) w wypadku alternatywy Lubmin można uniknąć poprzez zastosowanie mikrotunelu o długości około 700 m, odpowiadającemu aktualnemu stanowi techniki i pozbawionemu ewentualnego ryzyka budowlanego. W wypadku wyjścia na ląd w miejscowości Vierow trzeba by wykonać mikrotunel przecinający rafę o długości około 1200 m.

Pomijając korzyść w związku z krótszą trasą, główną zaletą alternatywy Lubmin pod względem środowiskowym w porównaniu z alternatywą Vierow jest to, że w przypadku alternatywy Lubmin w mniejszym stopniu narusza ona równowagę typów siedlisk przyrodniczych objętych dyrektywą siedliskową, przy czym także w tym przypadku mikrotunel jest korzystniejszy niż otwarty wykop. Podobna sytuacja ma miejsce w przypadku zajęcia ustawowo chronionych biotopów.



Pod względem planowania przestrzennego alternatywa Lubmin również jest korzystniejsza, ponieważ przebiega dłuższym odcinkiem morskim na obszarze zastrzeżonym dla przewodów według planu zagospodarowania przestrzennego landu Meklemburgia-Pomorze Przednie (LEP M-V), niż ma to miejsce w przypadku alternatywy Vierow. Ponieważ obszar portu w Vierow jest znacznie mniejszy niż portu w Lubminie i w planach zagospodarowania przestrzennego instalacja odbiorcza nie jest jeszcze uwzględniona, co ma już miejsce w przypadku alternatywy Lubmin, wybudowanie instalacji odbiorczej na terenie działania firm z branży portowej w Vierow byłoby znacznie trudniejsze niż w przypadku Lubmina. Poza tym w alternatywie Lubmin, stosownie do regionalnego znaczenia portu, są przewidziane tereny na lokalizację firm z branży portowej, tak że nic nie stałoby na przeszkodzie budowie instalacji odbiorczej w tym miejscu. Ponadto Lubmin stanowi zgodnie z planowaniem przestrzennym landu nie tylko (regionalny) port, wzgl. miejscowość przemysłową i produkcyjną, ale także został wyznaczony jako strategiczne dla bezpieczeństwa i dalszego rozwoju miejsce wytwarzania energii bez wykorzystania reakcji rozszczepiania lub spalania węgla (Z, pkt 5.3 LEP M-V). Ponieważ obejmuje to również wytwarzanie energii z gazu, czego warunkiem jest zapewnienie odpowiednich rurociągów wysokociśnieniowych, pod względem planowania przestrzennego Lubmin jest przygotowany do tego lepiej niż Vierow. Ponadto w tym przypadku można w większym stopniu uwzględnić zasadę priorytetu rozwoju wewnętrznego nad rozwojem zewnętrznym (pkt 4.1 LEP M-V).



7 Zestawienie wyników ekspertyz środowiskowych

7.1 Studium oddziaływania na środowisko (SOŚ)

7.1.1 Zadania i cel studium oddziaływania na środowisko (SOŚ)

W ramach ustalania planu zgodnie z § 43 ust. 1 pkt 2 EnWG oraz procesu wydawania pozwoleń zgodnie z § 133 ust. 1 pkt 1 ppkt 2 BBergG zostają zweryfikowane wymogi w zakresie ochrony środowiska naturalnego i przeprowadzona zostaje ocena oddziaływania na środowisko (OOS).

Studium oddziaływania na środowisko ma na celu zestawienie informacji wymaganych § 6 UVPG, które oprócz innych informacji, np. uzyskanych podczas konsultacji społecznych i wskutek działalności urzędów, stanowią podstawę wykonania oceny oddziaływania na środowisko (OOS) przez właściwy urząd.

7.1.2 Sposób opracowania, metodyka i struktura studium oddziaływania na środowisko (SOŚ)

7.1.2.1 Sposób opracowania i struktura studium oddziaływania na środowisko (SOŚ)

Rodzaj i zakres sformułowań zawartych w SOŚ bazują na przewidywanym zakresie badań (URZĄD GÓRNICZY W STRALSUNDZIE i FEDERALNY URZĄD ŻEGLUGI MORSKIEJ I HYDROGRAFII („BSH”), 2014) i po nabraniu przez projekt konkretnego kształtu i skonkretyzowaniu jego oddziaływań zostały dostosowane w sposób uwzględniający wszystkie rozpoznawalne, potencjalne, znaczne negatywne oddziaływania na środowisko naturalne. Sposób postępowania przy opracowaniu studium oddziaływania na środowisko jest przedstawiony poniżej:

- wyjaśnienie powodu, zakresu zadań, ram prawych oraz metodyki opracowania studium oddziaływania na środowisko;
- opis projektu;
- opis związanych z projektem czynników oddziałujących oraz przedstawienie oddziaływań projektu związanych z jego budową, eksploatacją i obiektem, które mogą prowadzić do znacznych niekorzystnych oddziaływań na środowisko, definicja obszaru badań;
- zestawienie najważniejszych, sprawdzonych przez inwestora alternatywnych możliwości rozwiązań;
- wytyczne urzędowe i dotyczące projektowania oraz inne rodzaje użytkowania badanego obszaru;
- identyfikacja, opisanie i ocena środowiska naturalnego i jego elementów składowych na obszarze oddziaływania projektu;
- identyfikacja, opis i ocena spodziewanych znacznych niekorzystnych oddziaływań projektu na dobra chronione;
- oddziaływania skumulowane z innymi projektami;
- potencjalne środki kompensujące i zastępcze;
- informacje o trudnościach napotkanych przy zestawianiu informacji, jak np. braki techniczne lub braki wiedzy;
- ogólnie zrozumiałe, nietechniczne streszczenie studium oddziaływania na środowisko.

Studium oddziaływania na środowisko składa się z części opisowej, załącznika i załącznika z mapami. W związku ze znacznie odmiennymi warunkami środowiskowymi oraz silnie zróżnicowanymi oddziaływaniami projektu w części opisowej rozróżnia się pomiędzy „obszarem morskim” a „obszarem lądowym”. Wydawanie pozwoleń na morzu terytorialnym i w wyłącznej strefie ekonomicznej (WSE) (obszar morski) leży w gestii różnych urzędów, dlatego strefa 12 Mn i WSE są omawiane odrębnie.



7.1.2.2 Metodyka studium oddziaływania na środowisko (SOŚ)

Metody prognostyczne oraz ocena przeprowadzona w ramach studium są z jednej strony ukierunkowane na kwestie istotne przy podejmowaniu decyzji w procesie wydawania pozwoleń, a z drugiej strony, poprzez wybór parametrów oceny, wprowadzają do procesu wydawania pozwoleń kwestie profilaktyczne odnoszące się do chronionego dobra zgodnie z podstawowym założeniem ustawy UVPG. Dla wszystkich obszarów niewskazanych w sposób wiążący we właściwych regulacjach tworzy się specjalistyczne miary oparte na obecnym stanie wiedzy (zwłaszcza wynikającej z raportów monitorowania NSP1) oraz stanie techniki. Przy badaniu oddziaływania na środowisko w celu oceny oddziaływań na środowisko spowodowanych projektem posłużono się metodą ekologicznej analizy oddziaływań. Podstawą oceny oddziaływań projektu na środowisko jest przedstawienie stanu faktycznego oraz jego ocena.

Przedstawienie i ocena stanu faktycznego

Dobra chronione, które znajdują się w strefie oddziaływań projektu, zostaną zidentyfikowane wraz z ich funkcjami oraz poddane ocenie w zależności od skali oddziaływań projektu (obszary oddziaływania). W ramach przedstawienia i oceny stanu faktycznego wyróżnia się dwa istotne etapy:

- Zidentyfikowanie i przedstawienie istotnych okoliczności dotyczących dóbr chronionych: gleby, wody, klimatu / powietrza, roślin, zwierząt, krajobrazu / pejzażu, człowieka i jego zdrowia, a także dóbr kultury i innych dóbr materialnych, a także różnorodności biologicznej;
- Ocena zastanego stanu faktycznego dokonana z uwzględnieniem wrażliwości na oddziaływanie projektu. W efekcie stan faktyczny zostanie określony odpowiednią oceną.

Określenie stanu faktycznego ma miejsce na obszarach badanych powiązanych z dobrem chronionym. Dane zostały zebrane na obszarze morskim i lądowym dla różnych grup gatunków. Zostały również uwzględnione dane zawarte w literaturze przedmiotu oraz dane osób trzecich.

Ocena stanu faktycznego na obszarze lądowym odbywa się na podstawie czteropunktowej, a na obszarze morskim - trzypunktowej skali ocen, ponieważ stan faktyczny na lądzie należy ustalić w sposób bardziej zróżnicowany i szczegółowszy. To różne stopniowanie stosowane jest ponadto w SOŚ w celu utrzymania kompatybilności z równoległe sporządzonymi dokumentami wnioskowymi EST wraz z AL NEL.

Przedstawienie i ocena oddziaływań związanych z projektem

Głównym źródłem wiedzy przy opracowaniu prognozy oddziaływań projektu na dobra chronione na obszarze morskim są obserwacje prowadzone od 2010 roku w ramach projektu rurociągu Nord Stream. Przy ocenie oddziaływań projektu w aspekcie występowania znacznego negatywnego oddziaływania na środowisko zgodnie z UVPG naturalnie dokonywana jest ocena zmiany struktury i funkcji (SiF) badanego dobra chronionego. W każdym przypadku rozważane są oddziaływania projektu związane z budową, obiektem i eksploatacją. Przy określaniu oddziaływań łącznych zostaną uwzględnione środki mające na celu zapobieżenie lub minimalizacji oddziaływań.

Ponieważ oddziaływania na terenie morskim i lądowym znacznie się od siebie różnią, to w SOŚ stosowane są dwie odrębne metody sporządzenia prognozy oddziaływania. Na obszarze morskim stosowana jest skala 5-stopniowa, natomiast na obszarze lądowym skala 4-stopniowa. Oprócz tego pozwala to na zachowanie kompatybilności do sporządzanych równoległe dokumentacji dołączanej do wniosku EST włącznie z AL NEL.



W celu określenia skali zmian struktury i funkcji (SiF) na obszarze morskim dla każdego czynnika są brane pod uwagę kryteria skali, czasu trwania oraz intensywności oddziaływania. Ocena odbywa się werbalnie z przytoczeniem argumentów w drodze opinii eksperckiej. Przy ocenie zmian struktury i funkcji zostanie zastosowana następująca skala: „nieistotne”, „niewielkie”, „umiarkowane”, „znaczne” i „bardzo wysokie”. Zmiany struktury i funkcji, które otrzymały ocenę „umiarkowane” i wyższą, będą traktowane zgodnie z UVPG jako znaczące negatywne oddziaływania na środowisko naturalne.

W ramach prognozy oddziaływań na obszarze lądowym określona zostaje skala oczekiwanego negatywnego wpływu na funkcjonowanie. W odniesieniu do chronionego dobra ocenie podlegają następujące zmiany poszkodowanego zasobu:

Straty: Wykorzystanie obszaru lub zmiana jego ukształtowania poprzez obiekty lub w fazie budowy prowadzi do utraty środowiskowych dóbr chronionych lub ich funkcji w ekosystemie.

Negatywny wpływ na funkcjonowanie: Projekt wywołuje pewne skutki, wychodzące poza teren bezpośrednio wykorzystany lub prowadzi do stopniowej zmiany elementów środowiska naturalnego w miejscu realizacji projektu.

Do oceny oddziaływań zastosowano następującą skalę: „niewielkie”, „umiarkowane”, „wysokie”, „bardzo wysokie”. Również dla obszaru lądowego oddziaływania zakwalifikowane od poziomu „umiarkowane” są traktowane jako znaczne negatywne oddziaływania na środowisko zgodnie z UVPG.

Środki w celu ograniczenia lub eliminacji sytuacji konfliktowych, wskazówki dotyczące kompensacji i środków zastępczych

Istotnym wynikiem określenia, opisu i oceny oczekiwanych oddziaływań projektu (prognoza oddziaływań na dobra chronione) jest ustalenie środków zapobiegających i minimalizujących sytuacje konfliktowe. Wyniki uzyskane z projektu NSP1 zostały poddane obszernej analizie i uwzględnione w technicznym projekcie NSP2, aby ograniczyć negatywne oddziaływania na ekosystem.

Dalsze możliwości uniknięcia / minimalizacji oddziaływań na środowisko naturalne są omówione w prognozie oddziaływań na dobra chronione. Przy określaniu oddziaływań łącznych zostaną uwzględnione owe środki mające na celu uniknięcie lub minimalizację oddziaływań.

W ramach przygotowań do zastosowania uregulowań na wypadek ingerencji (§ 12 NatSchAG M-V, § 14 BNatSchG), które zostanie opracowane w planie towarzyszącym dotyczącym ukształtowania krajobrazu (LBP), zostaną przedstawione środki kompensacyjne lub zastępcze, które można będzie podjąć w stosunku do wymienionych w analizie konfliktów studium oddziaływania na środowisko niekorzystnych oddziaływań na elementy przyrody i krajobrazu, a które zostaną skonkretyzowane i uwzględnione w dalszych pracach projektowych.

7.1.3 Wyniki studium oddziaływania na środowisko (SOŚ)

7.1.3.1 Podsumowujące przedstawienie oddziaływań projektu na dobra chronione

Dobro chronione - gleba

W wyniku działania następujących czynników oczekuje się znacząco niekorzystnych oddziaływań na środowisko naturalne w odniesieniu do dobra chronionego gleba (obszar morski):

- prace budowlane (wykopy, układanie, ponowne wypełnianie) oraz związane z nimi naruszenie dna morskiego lub zmiana parametrów osadu przez rów, w którym umieszczone będą rury, a także przy układaniu rurociągu (zmiana struktury i funkcji: umiarkowana)



- prace budowlane (składowisko tymczasowe i wykop rowu lub materiału osadzeniowego na dwóch powierzchniach częściowych przewidzianych do użytku) i związane z tym zakłócenia dna morza lub zmiany parametrów osadu (zmiana struktury i funkcji: umiarkowana) oraz
- naruszenie powierzchni przy ułożonym rurociągu (zmiana struktury i funkcji: umiarkowana)

Ponieważ na obszarze morskim żadne pozostałe zmiany struktury i funkcji nie osiągają, ani nie przekraczają oceny „umiarkowany”, nie oczekuje się ponadto znacznych niekorzystnych oddziaływań na środowisko naturalne w odniesieniu do dobra chronionego gleba (obszar morski).

W wyniku działania następujących czynników oczekuje się znacząco niekorzystnych oddziaływań na środowisko naturalne w odniesieniu do dobra chronionego gleba (obszar lądowy):

- prace budowlane na terenie budowy, powierzchnie zajmowane przez urządzenia budowlane itp. oraz związane z tym naruszenie funkcji gleby na całym terenie budowy MES i ulicy Ringstraße (ocena łączna: znaczna) lub na terenie powierzchni zajmowanej przez urządzenia budowlane i składy na północy oraz powierzchnie składowania i montażowe na południu (ocena łączna: umiarkowana),
- wykop w okolicy początkowego wykopu pod fundament oraz wykopu fundamentowego i związane z tym naruszenie funkcji naturalnej gleby (ocena łączna: znaczna),
- erozja gleby oraz nakładanie warstw gleby na obszarze o szczególnych cechach morfogenetycznych (wydmy) i związana z tym utrata (ocena łączna: umiarkowana),
- ustawianie nieuszczelnionych elementów instalacji i związane z tym naruszenie funkcji gleby (ocena łączna: umiarkowana),
- ubytki gleby poprzez częściowe zasklepienie i związane z tym naruszenie funkcji gleby (ocena łączna: znaczna),
- ubytki gleby poprzez całkowite zasklepienie i związana z tym utrata funkcji gleby (ocena łączna: znaczna).

Ponieważ na obszarze lądowym żadna inna ocena łączna nie osiąga, ani nie przekracza oceny „umiarkowana”, nie oczekuje się ponadto znacznych niekorzystnych oddziaływań na środowisko naturalne w odniesieniu do dobra chronionego gleba na obszarze lądowym.

Dobro chronione - woda

Ponieważ na obszarze morskim żadna ocena zmian struktury i funkcji (SiF) nie osiąga ani nie przekracza oceny „umiarkowana”, nie oczekuje się znacząco niekorzystnych oddziaływań na środowisko naturalne w odniesieniu do dobra chronionego woda.

Ponieważ ocena łączna nie osiąga, ani nie przekracza oceny „umiarkowana”, nie oczekuje się znacząco niekorzystnych oddziaływań na środowisko naturalne w odniesieniu do dobra chronionego woda na obszarze lądowym.

Dobro chronione - klimat / powietrze

Znaczącego negatywnego oddziaływania na dobro chronione „klimat / powietrze” (obszar lądowy) należy oczekiwać wskutek działania czynnika, jakim są prace budowlane wraz z komunikacją i związane z tym emisji substancji szkodliwych do atmosfery w zakresie strefy 12 sm (zmiana struktury i funkcji: umiarkowana).

Ponieważ żadna ocena zmian struktury i funkcji (SiF) nie osiąga, ani nie przekracza oceny „umiarkowana”, to nie oczekuje się ponadto znacząco niekorzystnych oddziaływań na środowisko naturalne w odniesieniu do dobra chronionego „klimat / powietrze” na obszarze morskim.

Znacząco niekorzystnych oddziaływań na dobro chronione „klimat/ powietrze” na obszarze lądowym należy oczekiwać wskutek następujących czynników:



- związane z budową oddalenie od lasu: utrata fragmentów obszarów mających pozytywny wpływ na klimat
- związana z inwestycją zabudowa: utrata fragmentów obszarów lasów mających pozytywny wpływ na klimat

(łącznie ocena: „wysoka”). Ponieważ żadna inna ocena całościowa nie osiąga, ani nie przekracza oceny „umiarkowana”, należy ponadto stwierdzić brak znacząco niekorzystnych oddziaływań na środowisko naturalne w zakresie dobra chronionego „klimat / powietrze”.

Dobro chronione - rośliny i zwierzęta na obszarze morskim

W wyniku działania następujących czynników oczekuje się znacznych niekorzystnych oddziaływań na środowisko naturalne w odniesieniu do dobra chronionego biotopy morskie:

- wykopanie i wypełnienie podłoża lub ułożenie rurociągów oraz ciągnięcie po dnie morskim łańcuchy kotwic oraz związane z tym naruszenie naturalnej geologicznej budowy poszczególnych struktur biotopu / utrata tkanki (zmiana struktury i funkcji: umiarkowana),
- tymczasowe składowanie podłoża i związane z tym zasypanie i zmiana zbiorowisk makrozoobentosowych oraz dostosowanie poszczególnych gatunków do zmienionych warunków podłoża (zmiana struktury i funkcji: umiarkowana),
- układanie odcinków rurociągu na dnie morskim i związany z tym miejscowo sztuczne podłoże twarde (zmiana struktury i funkcji: umiarkowana).

W wyniku działania następujących czynników oczekuje się znacznego negatywnego oddziaływania na środowisko naturalne w odniesieniu do dobra chronionego: makrozoobentos (organizmy żyjące na dnie morza):

- roboty przy wykopach i tymczasowe składowanie podłoża oraz związana z tym nagła utrata tkanki, a następnie regeneracja (zmiana struktury i funkcji: umiarkowana),
- spowodowane robotami budowlanymi naruszenie powierzchni i przejściowa zmiana siedlisk oraz związana z tym przejściowa utrata tkanki (zmiana struktury i funkcji: umiarkowana),
- spowodowane instalacją rurociągów naruszenie powierzchni i trwała zmiana siedlisk wokół ułożonego rurociągu oraz związana z tym długotrwała zmiana lokalnej bentosowej struktury siedliskowej (zmiana struktury i funkcji: umiarkowana).

W wyniku działania czynnika, jakim jest spowodowane instalacją naruszenie powierzchni i trwała zmiana siedlisk wokół ułożonego rurociągu oraz związana z tym długotrwała zmiana lokalnej bentosowej struktury siedliskowej (zmiana struktury i funkcji: umiarkowana) oczekuje się znacznych niekorzystnych oddziaływań na środowisko naturalne w odniesieniu do dobra chronionego: ryby i kręgowce.

Ponieważ żadne inne zmiany struktury i funkcji nie osiągają, ani nie przekraczają oceny „umiarkowana”, to poza wskazanymi powyżej czynnikami nie oczekuje się znacznego negatywnego wpływu na środowisko naturalne w zakresie dóbr chronionych: biotopy morskie, makrozoobentos i ryby i kręgowce (obszar morski).

Ponieważ żadne zmiany struktury i funkcji nie osiągają, ani nie przekraczają oceny „umiarkowana”, to nie oczekuje się znacznego negatywnego wpływu na środowisko naturalne dla dóbr chronionych: makrofitów (roślin wodnych), ptactwo migrujące i ssaki morskie.

Dobro chronione rośliny i zwierzęta na obszarze lądowym

Oczekiwany znaczny niekorzystny wpływ projektu na środowisko naturalne w zakresie dobra chronionego szczególne typy biotopów na obszarze lądowym powodują następujące czynniki:



- powiązana z budową gazociągu utrata i pogorszenie ogólnego stanu gleby, zbitcie gleby, zmiany właściwości gleby w miejscu prowadzenia pasów technologicznych (droga transportowa), na obszarze zagospodarowania budowy itp.: utrata biotopu – cenny las sosnowy mieszany na siedlisku boru suchego lub świeżego
- pozyskanie gruntów pod budowę gazociągu, utrata siedlisk poprzez usunięcie roślinności, usunięcie warstw ziemi na terenach zajętych pod inwestycję: utrata biotopu – cenny las sosnowy mieszany na siedlisku boru suchego lub świeżego
- pozyskanie terenów eksploatacyjnych dla obiektów gazociągu: utrata biotopu – cenny las sosnowy mieszany na siedlisku boru suchego lub świeżego

(ocena całościowa stopnia oddziaływania na środowisko dla każdego z punktów: „wysoka”). Ponieważ żadna inna ocena całościowa nie osiąga, ani nie przekracza oceny „umiarkowana”, należy stwierdzić ponadto brak znacząco niekorzystnych oddziaływań na środowisko naturalne w zakresie dobra chronionego „szczególne typy biotopów”.

W wyniku działania następujących czynników oczekuje się znacznego negatywnego oddziaływania na środowisko naturalne w odniesieniu do dobra chronionego gadów:

- pozyskanie gruntów pod budowę gazociągu, utrata siedlisk poprzez usunięcie roślinności oraz
- pozyskiwanie gruntów pod instalację i pełne lub częściowe zasklepienie oraz związana z tym utrata przestrzeni życiowej

(ocena łączna każdego z punktów: umiarkowana).

W wyniku działania następujących czynników oczekuje się znacznego negatywnego oddziaływania na ptactwo lęgowe (obszar lądowy):

- pozyskanie gruntów pod budowę gazociągu, utrata siedlisk i przestrzeni życiowej ptaków o wysokiej i umiarkowanej wartości (las sosnowy i półotwarte pola porośnięte roślinnością ruderalną) poprzez utratę roślinności i erozję gleby na obszarze późniejszej instalacji oraz powierzchni użytkowanych tymczasowo,
 - emisja hałasu podczas wybijania mikrotunelu wraz z naruszeniem lęgu oraz
 - pozyskanie gruntów pod budowę gazociągu oraz tworzenie barier, selekcję i wypłaszanie oraz związana z tym utrata średnio- i wysokowartościowych przestrzeni życia ptactwa (las sosnowy i półotwarte pola porośnięte roślinnością ruderalną)
- (ocena łączna każdego z punktów: umiarkowana).

W wyniku działania następujących czynników oczekuje się znacznego negatywnego oddziaływania na dobro chronione: ssaki lądowe wraz z nietoperzami (obszar lądowy):

- pozyskanie gruntów pod budowę gazociągu, utrata siedlisk poprzez utratę roślinności i erozję gleby na obszarze późniejszej instalacji oraz powierzchni użytkowanych tymczasowo,
 - oświetlenie terenu budowy i emisja hałasu oraz związane z tym zakłócenia i odstraszenie oraz
 - pozyskanie gruntów pod budowę gazociągu oraz tworzenie barier, selekcję i wypłaszanie oraz wpływ na wymianę między siedliskami częściowymi nietoperzy poprzez utrzymywanie terenu eksploatacji
- (ocena łączna każdego z punktów: umiarkowana).

Ponieważ żadna inna ocena całościowa nie osiąga, ani nie przekracza oceny „umiarkowana”, należy stwierdzić ponadto brak znacząco niekorzystnych oddziaływań na środowisko naturalne w zakresie dobra chronionego określone typy biotopów, gady, ptactwo lęgowe i ssaki wraz z nietoperzami.



Ponieważ żadna inna ocena całościowa nie osiąga, ani nie przekracza oceny „umiarkowana”, należy stwierdzić brak znacząco niekorzystnych oddziaływań na środowisko naturalne w zakresie dobra chronionego biegaczowate na terenie plaży i gady.

Dobro chronione - krajobraz i pejzaż

W wyniku działania następujących czynników oczekuje się znacznych niekorzystnych oddziaływań na środowisko naturalne w odniesieniu do dobra chronionego: krajobraz/ pejzaż (obszar morski):

- ruch pojazdów budowlanych i prowadzenie prac budowlanych oraz związane z tym oddziaływanie optyczne, emisja hałasu i substancji szkodliwych na obszarze 3 km wokół terenów budowy objętych „ochroną morską” (zmiana struktury i funkcji: umiarkowana).

Ponieważ żadna inna ocena całościowa nie osiąga, ani nie przekracza oceny „umiarkowana”, należy stwierdzić ponadto brak znacząco niekorzystnych oddziaływań na środowisko naturalne w odniesieniu do dóbr chronionych: krajobraz/ pejzaż (obszar morski).

W wyniku działania następujących czynników oczekuje się znacznych niekorzystnych oddziaływań na krajobraz/ pejzaż (obszar lądowy):

- utrata struktur tworzących krajobraz (las),
- nadbudowa związana z budową instalacji oraz
- wprowadzenie trwałych substancji obcych w postaci elementów budowlanych MES

(dla każdego punktu łączna ocena: umiarkowana). Ponieważ żadna inna ocena całościowa nie osiąga ani nie przewyższa oceny „umiarkowana”, należy ponadto stwierdzić brak znacząco niekorzystnych oddziaływań na środowisko naturalne w odniesieniu do dóbr chronionych: krajobraz/ pejzaż (obszar lądowy).

Dobro chronione - człowiek i jego zdrowie

W wyniku działania następujących czynników oczekuje się znacznych niekorzystnych oddziaływań na środowisko naturalne w odniesieniu do dobra chronionego: zdrowie ludzkie (obszar morski):

- oddziaływanie wizualne robót budowlanych podczas układania rurociągu i związany z tym wizualny niepokój w ciągu dnia na obszarze zatoki i terenów przybrzeżnych (zmiana struktury i funkcji: umiarkowana),
- oddziaływanie wizualne robót budowlanych podczas układania rurociągu i związane z tym oświetlenie lub działanie światła w nocy w strefie oddziaływania do 500 m wokół koparek morskich (zmiana struktury i funkcji: niska do umiarkowana, tutaj: zapobiegawczo zaklasyfikowane jako znaczne negatywne oddziaływanie na środowisko) oraz
- emisje hałasu podczas układania rurociągu przy jednoczesnej pracy wielu maszyn (zwłaszcza pontonów-koparek) (zmiana struktury i funkcji: umiarkowana).

Ponieważ żadne inne zmiany struktury i funkcji nie osiągają i nie przekraczają oceny „umiarkowanej”, to dla dobra chronionego „człowiek i jego zdrowie” (obszar morski), należy stwierdzić brak innych znacząco niekorzystnych oddziaływań.

Ponieważ żadna ocena łączna nie osiąga, ani nie przewyższa poziomu „umiarkowana”, należy stwierdzić brak znacząco niekorzystnych oddziaływań na środowisko naturalne w zakresie dobra chronionego „człowiek i jego zdrowie” na obszarze lądowym.

Dobro chronione - kultura materialna i inne dobra materialne

Ponieważ żadna zmiana struktury i funkcji (SiF) na obszarze morskim nie osiąga, ani nie przewyższa oceny „umiarkowana”, należy stwierdzić brak znacząco niekorzystnych oddziaływań na środowisko naturalne w zakresie dobra chronionego „kultura materialna i inne dobra materialne”.



Znacząco niekorzystne oddziaływania na środowisko w zakresie dobra chronionego „kultura materialna i inne dobra materialne” warunkują następujące czynniki:

- usunięcie części drzewostanu spowodowane budową gazociągu: utrata cennych zasobów leśnych w rejonie Lubminer Heide zgodnie z wytycznymi planu zagospodarowania przestrzennego nr 1 (łącna ocena: wysoka) oraz
- związane z instalacją pozyskanie gruntów wraz z utratą lasów (łącna ocena: umiarkowana).

Ponieważ żadna inna ocena całościowa nie osiąga, ani nie przekracza oceny „umiarkowana”, należy stwierdzić ponadto brak znacząco niekorzystnych oddziaływań na środowisko naturalne w zakresie dobra chronionego „kultura materialna i inne dobra materialne”.

Oddziaływania kumulatywne w powiązaniu z innymi projektami

W ramach studium SOŚ ocenie podlegają projekty, które w powiązaniu z rurociągiem NSP2 mogłyby prowadzić do wystąpienia znacząco niekorzystnych oddziaływań na środowisko naturalne na obszarze morskim lub lądowym. Na podstawie wyników badań należy wykluczyć znaczące negatywne oddziaływania na środowisko naturalne w powiązaniu z innymi projektami na obszarze morskim. Na obszarze lądowym nie można wykluczyć znaczących niekorzystnych oddziaływań na środowisko naturalne w powiązaniu z innymi projektami dla dóbr chronionych: gleby, klimatu/powietrza, roślin i zwierząt (biotopy), krajobrazu oraz dóbr kulturowych i innych dóbr materialnych.

Oddziaływania transgraniczne

Badania przeprowadzane w ramach SOŚ zakładają określenie i udokumentowanie wszelkiego rodzaju oddziaływań na dobra chronione w obrębie WSE oraz na obszarze wód terytorialnych Meklemburgii-Pomorza Przedniego, w tym również tych oddziaływań, których zasięg może wykraczać poza granice obszaru kompetencyjnego Niemiec.

Oddziaływania projektu związane z jego budową, eksploatacją i obiektem nie powodują znaczących niekorzystnych oddziaływań na środowisko naturalne na obszarze Danii (granicy z projektem), Polski (leży w odległości ok. 13,3 km) i Szwecji (znajduje się w odległości ok. 49,7 km) w odniesieniu do wszystkich dóbr chronionych, ich wzajemnych interakcji oraz zachowania różnorodności biologicznej. Należy wykluczyć pośrednie, spowodowane przez budowę oddziaływania projektu na zasoby ekologiczne (grupy zwierząt, które migrują na dużych dystansach) również bardziej odległych wód krajów leżących nad Bałtykiem (Łotwa, Estonia, Litwa, Rosja, Finlandia).

Wyklucza się ewentualne oddziaływanie transgraniczne dotyczące ruchu statków kierowanych z polskich portów w Szczecinie i Świnoujściu w wyniku budowy, instalacji lub eksploatacji rurociągu Nord Stream 1.

Podsumowując, w odniesieniu do wszystkich chronionych dóbr, ich wzajemnych interakcji oraz zachowania różnorodności biologicznej, wyklucza się możliwość wystąpienia znacząco niekorzystnych oddziaływań na środowisko naturalne na obszarach kompetencyjnych państw sąsiadujących (Szwecja, Dania, Polska), jak również na obszarach ww. państw bardziej oddalonych od miejsca budowy.

Oddziaływania spowodowane pracami towarzyszącymi realizacji rurociągu NSP2



W SOŚ opisano i oceniono oddziaływania, które wprawdzie nie są przedmiotem wniosku o wydanie decyzji zatwierdzającej projekt, względnie wniosku o pozwolenie, niemniej jednak ściśle wiążą się z realizacją rurociągu Nord Stream 2. Dotyczy to bazy zaopatrzeniowej na lądzie (port w Mukran), zwałowiska urobku na lądzie oraz morskiego składowiska materiału stabilizującego. W wyniku przeprowadzonej oceny oddziaływań spowodowanych pracami towarzyszącymi realizacji rurociągu NSP2, w ostatecznej konkluzji należy stwierdzić brak znacząco niekorzystnych oddziaływań na środowisko naturalne w zakresie bazy zaopatrzeniowej na lądzie (Mukran) oraz na obszarze spłukiwania nawierzchni na lądzie. Znacznego niekorzystnego wpływu na środowisko naturalne dla dóbr chronionych: gleba oraz rośliny i zwierzęta w związku z wykorzystaniem morskiego składowiska należy spodziewać się na składowisku morskim stworzonym do pozyskiwania materiału osadzeniowego. Dla wszystkich innych dóbr chronionych należy definitywnie wykluczyć znaczny niekorzystny wpływ na środowisko naturalne włącznie z oddziaływaniem wzajemnym. Z uwagi na odległość nie jest możliwe oddziaływanie transgraniczne.

7.1.3.2 Środki zapobiegawcze i minimalizujące

W planach technicznych budowy gazociągu Nord Stream 2 zostały już ujęte środki optymalizacji w celu zapobiegania i minimalizacji niekorzystnych oddziaływań. W SOŚ przedstawione są poszczególne środki zapobiegawcze i minimalizujące w odniesieniu do chronionych dóbr, osobno dla obszaru morskiego i lądowego wraz ze wskazaniem stosownych lub dodatkowych środków przedstawionych w planach towarzyszących w zakresie ochrony krajobrazu, ocenie w aspekcie prawa ochronny biotopów i ekspertyzie w zakresie ochrony gatunków. Poniższa

Tab. 7-1 zawiera zestawienie (nazwy środków zapobiegawczych i minimalizujących):

Tab. 7-1: Środki zapobiegawcze i minimalizujące

Dobro chronione	Środek zapobiegawczy i minimalizujący
Obszar morski (WSE, strefa 12 Mm)	
Dno	BO 1: Minimalizacja zajmowanej powierzchni twardego dna morskiego na obszarach mających znaczenie dla Wspólnoty (OZW) (wody terytorialne Meklemburgii-Pomorza Przedniego)
	BO 2: Minimalizacja zajmowanej powierzchni miękkiego dna morskiego Zatoki Greifswaldzkiej (wody terytorialne Meklemburgii-Pomorza Przedniego)
	BO 3: Odtworzenie powierzchni dna morskiego na obszarze wykopu oraz na terenie morskiego składowiska tymczasowego (wody terytorialne Meklemburgii-Pomorza Przedniego)
Woda	WA 1: Ograniczenie zmętnienia w wodach Zatoki Greifswaldzkiej i w obrębie mielizny Boddenrandschwelle w wyniku zastosowania pogłębiarek mechanicznych
	WA 2: Ograniczenie frakcji osadów do 50 mg/l w oddaleniu 500 m od źródła zawiesin (krótkotrwale możliwe 100 mg/l) w obrębie OZW (wody terytorialne Meklemburgii-Pomorza Przedniego) oraz na terenie morskiego składowiska tymczasowego
Rośliny i zwierzęta	PT 1: Ograniczenie czasu prowadzenia prac budowlanych w Zatoce Greifswaldzkiej i na południowo-zachodnim obszarze Zatoki Pomorskiej do okresu między połową maja a końcem grudnia (wody terytorialne Meklemburgii-Pomorza Przedniego)



Dobro chronione	Środek zapobiegawczy i minimalizujący
	PT 2: Ograniczenie czasu prowadzenia prac budowlanych w Zatoce Pomorskiej od punktu kilometrowego (PK) 53 (WSE, wody terytorialne)
	PT 3: Minimalizacja zajmowanej powierzchni twardego dna morskiego na obszarach OZW (wody terytorialne Meklemburgii-Pomorza Przedniego)
	PT 4: Minimalizacja zajmowanej powierzchni miękkiego dna morskiego Zatoki Greifswaldzkiej (wody terytorialne Meklemburgii-Pomorza Przedniego)
	PT 5: Ograniczenie zmętnienia w wodach Zatoki Greifswaldzkiej i w obrębie mielizny Boddenrandschwelle w wyniku zastosowania pogłębiarek mechanicznych (wody terytorialne Meklemburgii-Pomorza Przedniego)
	PT 6: Ograniczenie oddziaływań świetlnych spowodowanych prowadzeniem prac na obszarze morskim (WSE, wody terytorialne Meklemburgii-Pomorza Przedniego)
	PT 7: Odtworzenie powierzchni dna morskiego na obszarze wykopu oraz na terenie morskiego składowiska tymczasowego (wody terytorialne Meklemburgii-Pomorza Przedniego)
Człowiek i jego zdrowie	ME 1: Przestrzeganie przepisów dotyczących minimalizacji niekorzystnych oddziaływań związanych ze szkodliwymi emisjami na obszarze morskim (wody terytorialne Meklemburgii-Pomorza Przedniego)
Kultura materialna i inne dobra materialne	KuS 1: Działania podejmowane w porozumieniu z Krajowym Urzędem Kultury i Ochrony Zabytków kraju związkowego Meklemburgia-Pomorze Przednie
Obszar lądowy	
Gleba	BO 4: Ochrona gleby przed wprowadzaniem substancji zanieczyszczających
	BO 5: Ochrona i odtworzenie wierzchnich warstw gleby
Woda	WA 3: Ochrona wód podziemnych i powierzchniowych przed wprowadzaniem substancji zanieczyszczających
Rośliny i zwierzęta	PT 8: Zwolnienie terenu budowy przed sezonem lęgowym, w celu zapobieżenia uśmiercaniu i ranieniu ptaków lęgowych
	PT 9: Oględziny znajdujących się na terenie budowy zagajników i drzew pod kątem występowania kwater nietoperzy
	PT 10: Wzniesienie ogrodzenia wokół terenu eksploatacji śluzy odbiorczej oraz terenów wykorzystywanych na czas budowy
	PT 11: Ograniczenie oddziaływań świetlnych podczas prac budowlanych i w okresie eksploatacji
	PT 12: Ochrona roślin drzewiastych w czasie trwania budowy, zgodnie z DIN 18920
	PT 13: Minimalizacja emisji hałasu poprzez prace budowlane prowadzone na lądzie w okresie rozmnażania się ptaków i nietoperzy
PT 14: Zapewnienie drogi dojazdowej od parkingu i obiektów biurowych do terenu budowy śluzy odbiorczej	
Człowiek i jego zdrowie	ME 2: Przestrzeganie wymogów prawnych dotyczących szkodliwych emisji



Dobro chronione	Środek zapobiegawczy i minimalizujący
Kultura materialna i inne dobra materialne	KuS 2: Ochrona przed utratą lub minimalizacja niekorzystnych wpływów poprzez wymóg przeprowadzenia eksploracji archeologicznej

7.2 Plany towarzyszące w zakresie ochrony krajobrazu (strefa 12 Mm i WSE)

7.2.1 Zadania i cele planów towarzyszących w zakresie ochrony krajobrazu

Zgodnie z § 13 BNatSchG priorytetowym zadaniem osoby dokonującej ingerencji w środowisko naturalne i krajobraz jest unikanie znaczących naruszeń tych elementów. Znaczące naruszenia, których nie można uniknąć, należy zrównoważyć poprzez środki kompensujące lub zastępcze albo - o ile nie jest to możliwe - poprzez rekompensatę pieniężną (uregulowanie na wypadek ingerencji).

Na osobie dokonującej ingerencji, zgodnie z § 17 ust. 4 BNatSchG, spoczywa obowiązek przygotowania decyzji i środków, które zostaną podjęte w ramach uregulowania w razie ingerencji, a zwłaszcza przedstawienia informacji dotyczących miejsca, zakresu i przebiegu ingerencji oraz określenia środków w celu uniknięcia, wyrównania i zrekompensowania ingerencji, a także innych środków wymaganych zgodnie z § 15 BNatSchG, w tym również określenia rzeczywistej i prawnej dostępności obszarów przewidzianych w celu zrekompensowania lub substytucji w formie specjalistycznego planu lub planu towarzyszącego w zakresie ochrony krajobrazu (LBP) w formie pisemnej i w formie mapy.

W związku z powyższym LBP zawiera głównie następujące informacje:

- przedstawienie i ocena kontekstu ekologicznego i krajobrazowego na obszarze planowanego projektu przed rozpoczęciem ingerencji przy uwzględnieniu celów i zasad ochrony przyrody;
- przedstawienie rodzaju, zakresu i przebiegu ingerencji w czasie;
- weryfikacja, czy ingerencji można uniknąć i ograniczyć ją oraz uzasadnienie w przypadku niemożności uniknięcia naruszeń;
- przedstawienie naruszeń struktury, funkcji ekosystemu i odbywających się w nim procesów, a także zamierzonego lub oczekiwanego rozwoju sytuacji po ingerencji;
- przedstawienie rodzaju i zakresu wymaganego zrekompensowania oraz możliwości zapewnienia wyrównania i substytucji.

7.2.2 Plan towarzyszący w zakresie ochrony krajobrazu WSE

7.2.2.1 Sposób postępowania, metodyka i struktura

Podstawą do oceny związanych z projektem ingerencji jest opis potencjału ekosystemu oraz pejzażu na określonym badanym obszarze. Opiera się ona na szczegółowym opisie i ocenie stanu faktycznego ekosystemu i pejzażu zawartych w studium oddziaływania na środowisko, ocenie oddziaływania na środowisko w aspekcie wymogów Dyrektywy Siedliskowej oraz ekspertyzie w zakresie prawa ochrony gatunków (NSP2 dokumentacja do wniosku, SOŚ, rozdz. 5 / NSP2 dokumentacja do wniosku, oceny oddziaływania na środowisko w aspekcie wymogów dyrektywy siedliskowej / NSP2 dokumentacja do wniosku, ekspertyza w zakresie prawa ochrony gatunków) i jest przedstawiona w formie podsumowania (z reguły w formie tabelarycznej) w sporządzonym planie towarzyszącym w zakresie ochrony krajobrazu (LBP) dla trasy rurociągu przebiegającej przez niemiecką wyłączną strefę ekonomiczną (WSE).



Opis potencjału ekosystemu i pejzażu oraz prognoza naruszeń spowodowanych związanymi z projektem ingerencjami zostaną opracowane w ramach planu towarzyszącego w zakresie ochrony krajobrazu (LBP) w odniesieniu do następujących walorów i elementów funkcjonalnych:

- osady/dno,
- woda,
- klimat lokalny / jakość powietrza,
- rośliny, zwierzęta, habitat,
- krajobraz / pejzaż.

Po opisanie potencjału ekosystemu i pejzażu zostanie dokonana analiza konfliktów dla projektu, w której wyniku zostanie przedstawiona ocena skali naruszeń walorów i elementów funkcjonalnych wskutek oddziaływań na dobra chronione, o których mowa w § 14 ust. 1 BNatSchG. Analiza konfliktów opiera się na prognozie oddziaływań na dobra chronione zawartej w studium oddziaływania na środowisko (tom D1) i uwzględnia możliwości zapobieżenia lub minimalizacji konfliktu.

Określenie zakresu kompensacji dla stwierdzonych znaczących naruszeń jest dokonane na podstawie postępowania przy projektowaniu różnych inwestycji związanych z podłączaniem do sieci morskich farm wiatrowych w wyłącznych strefach ekonomicznych na Morzu Północnym i Bałtyckim (BSH i BFN 2012, BSH 2015).

7.2.2.2 Wyniki

Na podstawie analizy konfliktów przedstawione w poniższej tabeli konflikty powodują znaczne naruszenia w znaczeniu regulacji na wypadek ingerencji i stanowią podstawę zbilansowania ingerencji i określenia zakresu kompensacji.

Tab. 7-2: *Konflikty (K) występujące na morskim obszarze przebiegu trasy rurociągu Nord Stream 2 w WSE wywołujące znaczne naruszenia w znaczeniu regulacji na wypadek ingerencji*

Konflikty występujące na morskim obszarze przebiegu trasy rurociągu Nord Stream 2 w WSE wywołujące znaczne naruszenia w znaczeniu regulacji na wypadek ingerencji	
K 1	Zastąpienie osadów sztucznym materiałem przewodów rurowych i zmiana populacji bentosu poprzez ułożenie przewodów rurowych na dnie morskim (populacja bentosu na sztucznym twardym dnie). <u>Poszkodowane walory i elementy funkcjonalne:</u> Biotopy, osady/dno, makrozoobentos, ryby
K 2	Różne oddziaływania mające miejsce w bezpośrednim sąsiedztwie przewodów rurowych tworzących efekt rafy, oddziaływania na dynamikę osadów (10 m po obu stronach trasy rurociągu) <u>Poszkodowane walory i elementy funkcjonalne:</u> Biotopy, osady/gleba, makrozoobentos, ryby
K 3	Zasypanie osadów/dna i biotopów za pomocą podsypek kamieni jako warstwy przykrywającej opcjonalne AWTI na odcinku pomiędzy PK 10 i KP 17 wraz ze zmianą populacji bentosu i ryb wskutek wykonania twardego podłoża na morskim dnie <u>Poszkodowane walory i elementy funkcjonalne:</u> Biotopy, osady/gleba, makrozoobentos, ryby

Powierzchnia kompensacyjna (KE) jest określana jako wynik iloczynu powierzchni, na której jest dokonywana ingerencja, współczynnika kompensacyjnego (KF) i współczynnika ingerencji (EF).

Współczynnik kompensacyjny wynika ze spadku oceny poszkodowanego biotopu pomiędzy stanem rzeczywistym (przed ingerencją) a stanem prognozowanym (na ingerencji). Przy obliczaniu powierzchni kompensacyjnej uwzględniany jest również współczynnik ingerencji (EF), określający intensywność ingerencji.



Przy obliczaniu powierzchni kompensacyjnej dla ingerencji w biotopy uwzględnione zostają również znaczne naruszenia osadów/dna oraz negatywny wpływ na gatunki makrozoobentosu i ryb.

W odniesieniu do związanych z projektem ingerencji na terenie WSE obliczona powierzchnia kompensacyjna wynosi 426.308 m².

Na obszarze morskim, w ramach poszczególnych obszarów przyrodniczych nie dysponujemy żadnymi stosownymi środkami kompensacyjnymi. Dlatego konieczna jest rekompensata finansowa.

Średnie koszty podjęcia fikcyjnego, lecz opartego na rzeczywistych kosztach środka funkcjonalnego określa się na podstawie aktualnych i podobnych projektów w wysokości 4,77 €/m². Te szacunkowe koszty bazują na projektach podłączenia do sieci morskich farm wiatrowych „Westlich Adlergrund” i „Arkona-See” w strefie WSE zrealizowanych przez spółkę 50Hertz Offshore GmbH. W odniesieniu do łącznej wymaganej powierzchni kompensacyjnej wynoszącej **426.308 m²** wysokość odszkodowania pieniężnego ze strony inwestora wynosi **2.033.491 €**.

7.2.3 Plan towarzyszący w zakresie ochrony krajobrazu strefy 12 Mm

7.2.3.1 Sposób postępowania, metodyka i struktura

Metodyka przedłożonego planu towarzyszącego w zakresie ochrony krajobrazu bazuje na dokumencie „Zalecenia dotyczące uregulowań w razie ingerencji” (w skrócie: **HZE**, LUNG M-V 1999) dla landu Meklemburgia-Pomorze Przednie. Podstawą oceny związanych z projektem ingerencji stanowią analiza i ocena ekosystemu i pejzażu (tom NSP2 dokumentacja do wniosku, studium oddziaływania na środowisko).

Opis potencjału ekosystemu i pejzażu oraz prognoza związanych z projektem naruszeń są opracowane w ramach planu towarzyszącego w zakresie ochrony krajobrazu (LBP) w odniesieniu do następujących walorów i elementów funkcjonalnych:

- osady/gleba,
- woda,
- klimat lokalny/ jakość powietrza,
- rośliny, zwierzęta, habitat,
- krajobraz / pejzaż.

Ocena przyporządkowania funkcji o ogólnym lub szczególnym znaczeniu w odniesieniu do walorów i elementów funkcjonalnych unaocznia, że na obszarze morskim walory i elementy funkcjonalne osady/dno, woda, klimat /powietrze, krajobraz / pejzaż oraz kolonie makrofitów na ławicy Boddenrandschwelle oraz w miejscu wyjścia na ląd, a także ptaki morskie mają szczególne znaczenie.

Na badanym obszarze lądowym szczególne znaczenie jest przypisywane gruntom, w których występują wody gruntowe, leśnym i wodnym biotopom, pejzażowi na łąkach Freesendorfer Wiese na wschód od kanału wylotowego oraz populacji ptaków lęgowych i nietoperzy.

Podstawę analizy konfliktów związanych z projektem, a tym samym oceny stopnia naruszenia potencjału, które według kryteriów ekologicznych stanowi pogorszenie się stanu, stanowią prognozy oddziaływań na dobra chronione zawarte w NSP2 dokumentacji do wniosku studium oddziaływania na środowisko, rozdział 6.

W odniesieniu do ustalonego oddziaływania inwestycji, które wywoła znaczne naruszenia sprawności i funkcjonalności środowiska naturalnego lub krajobrazu należy określić wymóg kompensacji oraz środki wymagane do jego wdrożenia.



W LBP przedstawione jest podsumowanie wszystkich proponowanych w kontekście rurociągu Nord Stream 2 środków mających na celu zapobieżenie lub ograniczenie konfliktów, środki kompensacyjne dla ingerencji oraz inne środki służące zachowaniu krajobrazu.

7.2.3.2 Wyniki

Na podstawie oceny stanu faktycznego i analizy konfliktów w planie towarzyszącym w zakresie ochrony krajobrazu (LBP) stwierdzono następujące ingerencje morskiego odcinka trasy rurociągu Nord Stream 2 w przyrodę i krajobraz na obszarze morza terytorialnego i miejsca wyjścia na ląd, a także na morskim składowisku tymczasowym.

Tab. 7-3: *Konflikty (K) występujące na morskim odcinku trasy rurociągu Nord Stream 2 na morzu terytorialnym wywołujące znaczne naruszenia w znaczeniu regulacji na wypadek ingerencji*

Konflikty występujące na morskim odcinku przebiegu trasy rurociągu Nord Stream 2 na morzu terytorialnym wywołujące znaczne naruszenia w znaczeniu regulacji na wypadek ingerencji	
K 1 (morze)	Zastąpienie osadów sztucznym materiałem przewodów rurowych i zmiana populacji bentosu poprzez ułożenie przewodów rurowych na dnie morskim (populacja bentosu na sztucznym twardym dnie). <u>Poszkodowane walory i elementy funkcjonalne:</u> Biotopy, osady/gleba, makrozoobentos, ryby
K 2 (morze)	Różne oddziaływania mające miejsce w bezpośrednim sąsiedztwie przewodów rurowych tworzących efekt rafy, oddziaływania na dynamikę osadów (10 m po obu stronach trasy rurociągu) <u>Poszkodowane walory i elementy funkcjonalne:</u> Biotopy, osady/ gleba, makrozoobentos, ryby
K 3 (morze)	Zasypanie osadów/dna i biotopów za pomocą podsypek kamieni jako warstwy przykrywającej AWTI na PK 54,4 oraz na skrzyżowaniach z kablami podłączającymi do sieci morskie farmy wiatrowe wraz ze zmianą populacji bentosu wykonania twardego podłoża na morskim dnie oraz oddziaływania na inne morskie gatunki <u>Poszkodowane walory i elementy funkcjonalne:</u> Biotopy, osady/ gleba, makrozoobentos, ryby
K 4 (morze)	Tymczasowa strata bentosu wskutek wykonywania wykopu na rury oraz wywieranie wpływu na inne morskie gatunki wraz z naruszeniem geologicznego układu warstw osadów <u>Poszkodowane walory i elementy funkcjonalne:</u> Biotopy, osady/dno, makrozoobentos, ryby
K 5 (morze)	Tymczasowe wywieranie wpływu na bentos i inne funkcje habitatu wskutek silniejszej sedymentacji w pobliżu wykopu na rury <u>Poszkodowane walory i elementy funkcjonalne:</u> Biotopy, makrozoobentos, ryby
K 6 (morze)	Tymczasowo zwiększone zmętnienie podczas układania rur wraz z oddziaływaniami na różne grupy gatunków <u>Poszkodowane walory i elementy funkcjonalne:</u> Biotopy, makrozoobentos, ryby

Tab. 7-4: *Konflikty (K) występujące na obszarze morskiego składowiska tymczasowego na morzu terytorialnym landu Meklemburgia-Pomorze Przednie wywołujące znaczne naruszenia w znaczeniu regulacji na wypadek ingerencji*



Konflikty (K) występujące na obszarze morskiego składowiska tymczasowego na morzu terytorialnym landu Meklemburgia-Pomorze Przednie wywołujące znaczne naruszenia w znaczeniu regulacji na wypadek ingerencji	
K 1 (ZL)	Międzyoperacyjne składowanie wydobytego materiału w już wykorzystywanej przez rurociąg NSP1 części składowiska tymczasowego przed wyspą Uznam oraz pozostawienie resztkowych ilości wydobytego materiału w postaci piasku i mułu wywierające tymczasowy wpływ na populacje bentosu oraz inne morskie gatunki <u>Poszkodowane walory i elementy funkcjonalne:</u> Biotopy, osady/ gleba, makrozoobentos, ryby
K 2 (ZL)	Międzyoperacyjne składowanie wydobytego materiału w nowej części składowiska tymczasowego przed wyspą Uznam oraz pozostawienie resztkowych ilości wydobytego materiału w postaci piasku i mułu wywierające tymczasowy wpływ na populacje bentosu oraz inne morskie gatunki <u>Poszkodowane walory i elementy funkcjonalne:</u> Biotopy, osady/ gleba, makrozoobentos, ryby
K 3 (ZL)	Tymczasowo zwiększone zmętnienie wody podczas zatapiania i odbierania wykopanego materiału wraz z oddziaływaniem na populacje bentosu i inne grupy gatunków <u>Poszkodowane walory i elementy funkcjonalne:</u> Biotopy, osady/ gleba, makrozoobentos, ryby

W położonym po stronie lądu korytarzu w miejscu wyjścia na ląd rurociągu Nord Stream będzie miała przede wszystkim miejsce utrata lasu sosnowego i terenów ruderalnych wskutek związanego z obiektem pełnego lub częściowego zasklepienia terenu na obszarze śluzy odbiorczej (MES) w związku z wykonaniem fundamentów, obiektów i obwodnicy. W okresie prowadzenia prac budowlanych wystąpią również straty na biotopach położonych na terenach zagospodarowania budowy. Ponadto należy uwzględnić straty kwater lęgowych i pobytowych ptaków lęgowych i nietoperzy.

W odniesieniu do budowli masztowych o wysokości 10 m i więcej w Meklemburgii – Pomorzu Przednim stosowane są „Wytyczne do oceny ingerencji i planowania kompensacji dla turbin wiatrowych, nośników antenowych i tym podobnych konstrukcji pionowych” (LUNG-MV 2013) służące jednolitej dla całego kraju związkowego ocenie niekorzystnego oddziaływania na krajobraz w wyniku budowy wysokich budowli masztowych włącznie z ustaleniem konieczności kompensacji. Na skutek planowanej wysokości wydmuchiarki wynoszącej 30 m oddziaływanie na krajobraz związane z budową instalacji ocenione jest jako znaczące w znaczeniu regulacji na wypadek ingerencji.

Tab. 7-5: Konflikty (K) o znacznych skutkach występujące na obszarze lądowym wywołujące znaczne naruszenia w znaczeniu regulacji na wypadek ingerencji

Konflikty (K) o znacznych skutkach występujące na obszarze lądowym wywołujące znaczne naruszenia w znaczeniu regulacji na wypadek ingerencji	
K 1 (ląd)	Zajęcie gruntów i struktur biotopów na czas budowy <u>Poszkodowane walory i elementy funkcjonalne:</u> Biotopy, osady/ gleba
K 2 (ląd)	Związane z budową instalacji zajęcie powierzchni przez obiekty śluzy odbiorczej (MES) oraz obwodnicę <u>Poszkodowane walory i elementy funkcjonalne:</u> Biotopy, osady/ gleba



K 3	Związane z budową instalacji naruszenie krajobrazu z uwagi na wysokość wydmuchiwarki wynoszącą 30 m Naruszone wartości i elementy funkcji: krajobraz
K 4 (łąd)	Zniszczenie terenów lęgowych szpaka zwyczajnego przez związane z projektem zajęcie powierzchni
K 5 (łąd)	Zniszczenie rewirów i lęgówisk nietoperzy (karlika drobnego i karlika malutkiego)

Przy określeniu konieczności kompensacji w odniesieniu do ingerencji dokonanych na obszarze morskim i lądowym zastosowano zalecenia dotyczące regulacji na wypadek ingerencji (HzE, LUNG M-V 1999) przy uwzględnieniu powierzchni, na których ma miejsce ingerencja, wskaźników kompensacyjnych opartych na walorach biotopów oraz czynników określających intensywność ingerencji. Ponadto opracowane zostaną zalecenia „Wytucznych do oceny ingerencji i planowania kompensacji dla turbin wiatrowych, nośników antenowych i tym podobnych konstrukcji pionowych” (LUNG-MV 2013) w celu ustalenia potrzeby kompensacji w odniesieniu do dokonanych na obszarze lądowym ingerencji w krajobraz poprzez budowę pionowej instalacji (wydmuchiwarka) o wysokości 30 m.

Przy uwzględnieniu naturalnych procesów regeneracyjnych na morskim odcinku trasy przez samoczynne odtworzenie biocenoz na odtworzonej po ingerencji powierzchni nad wykopem oraz na terenie morskiego składowiska tymczasowego wymagana powierzchnia kompensacyjna w odniesieniu dla ingerencji na obszarze morskim jest mniejsza i wynosi 2.154 ha.

Ostatecznie powierzchnia kompensacyjna za pozostałe ingerencje dokonane na obszarze lądowym i morskim, którą należy zrównoważyć poprzez środki kompensujące i zastępcze, wynosi 2.184,6 ha.

Na obszarze lądowym powierzchnia kompensacyjna wynosi 30,6573 ha (przy uwzględnieniu kompensacji w wysokości 27,8862 ha realizowanej w ramach planu zagospodarowania przestrzennego nr 1 „Tereny aktywizacji gospodarczej w obrębie Lubminer Heide”, pozostaje 2,7711 ha).

Tab. 7-6: Zestawienie powierzchni kompensacyjnej w odniesieniu do pozostałych ingerencji rurociągu Nord Stream 2 na obszarze morskim i lądowym stanowiące podstawę dla ustaleń działań wyrównawczych i rekompensaty

Ingerencja	Wymagana powierzchnia kompensacyjna (wymagany ekwiwalent powierzchni <small>potrzeba</small>)
Ingerencje na morzu z uwzględnieniem naturalnej regeneracji w wyniku samodzielnego ponownego osiedlenia się na dotkniętych ingerencją powierzchniach zrekonstruowanych powierzchni rowu	21.521.456 m ²
Podsypki kamieni (AWTI, skrzyżowania z kablami)	17.670 m ²
Ułożenie rurociągu w wykopie	29.251.953 m ²
Obszar morski łącznie:	21.539.126 m²
Lądowe ingerencje w struktury biotopu	306.278m ²



Ingerencja	Wymagana powierzchnia kompensacyjna (wymagany ekwiwalent powierzchni <small>potrzeba</small>)
Naruszenie pejzażu w wyniku wydmuchiwarki o wysokości 30 m	295 m ²
Obszar lądowy łącznie*:	306.573 m²
Obszar lądowy i morski łącznie:	21.845.699 m²

* przy uwzględnieniu komensacji w wysokości 27,8862 ha zrealizowanej w ramach planu zagospodarowania przestrzennego nr 1 „Tereny aktywizacji gospodarczej w obrębie Lubminer Heide” pozostaje zapotrzebowanie w wysokości 2,7711 ha.

Planowaniu środków kompensujących i zastępczych przyświeca cel jak najbardziej optymalnego zrównoważenia związanych z projektem ingerencji w przyrodę i pejzaż.

Opracowana dla gazociągu NSP2 koncepcja zrównoważenia ingerencji nawiązuje pod względem treści i obszaru do koncepcji działań zawartej w planie zarządzania opracowanym dla OZW DE1747-301 „Zatoka Greifswaldzka, fragmenty cieśniny Strelasund i północny cypel wyspy Uznam” (UStALU 2011) i konkretyzuje ją w odniesieniu do szeregu większych, powiązanych ze sobą obszarów. Przy planowaniu pod uwagę brano najpierw obszar znacznie większy od powierzchni kompensacyjnej. Na podstawie wyżej określonych celów w ramach projektu NSP2 dokonano ewaluacji pięć grup środków kompensujących związanych z projektem ingerencji:

Grupy środków kompensujących „Wreecher See” (K1), jezioro Großer Lobber See (K7) i „Mellnitz-Üselitzer Wiek” (K3) dotyczą lagun oraz ich zlewisk na wyspie Rugia. Wszystkie one mają połączenie z Zatoką Greifswaldzką, dzięki czemu występują bezpośrednie wzajemne powiązania przestrzenno-funkcjonalne z miejscem dokonywania ingerencji w obszarze przyrodniczym dotkniętym przez projekt.

Grupa środków jezioro „Ossen” (K2) ma połączenie wodne z laguną Kleiner Jasmunder Bodden. Ona natomiast jest połączona z laguną Großer Jasmunder Bodden, a poprzez cieśninę Strelasund z Zatoką Greifswaldzką. Wzajemne powiązania przestrzenno-funkcjonalne z dotkniętym przez projekt obszarem przyrodniczym istnieją również w przypadku tej grupy środków kompensujących.

Wyspa „Schadefähre” (K4) leży przy ujściu rzeki Piana do Zatoki Greifswaldzkiej i tym samym posiada bezpośrednie powiązania przestrzenno-funkcjonalne z dotkniętym przez projekt obszarem przyrodniczym.

Wszystkie grupy środków kompensacyjnych (za wyjątkiem działania K4) mają na celu ograniczenie w jak najwyższym stopniu przedostawania się składników odżywczych i pestycydów do Zatoki Greifswaldzkiej; w szczególności dotyczy to azotu, który ogranicza pierwotną produkcję w strefie pelagicznej w półroczu letnim. Przy przyporządkowaniu powierzchni poszczególnych grup środków oraz określeniu dla nich priorytetów uwzględniono zarówno trasy rozpraszania składników odżywczych, jak i potencjał rewaloryzacyjny powierzchni. Tym samym nadawałyby się one w odniesieniu do obszarów siedlisk, fauny i flory oraz morskich obszarów wewnętrznych wód przybrzeżnych obejmujących gatunki chronione dyrektywą siedliskową przecinanych rurociągiem Nord Stream 2 również do zabezpieczenia w kontekście sieci „Natura 2000”.



W sumie grupy środków pozwalają na zrównoważenie powierzchni kompensacyjnej równej 6.566,06 ha. W ramach procedury zatwierdzenia projektu zostanie również dokonana ocena środków, względnie środków częściowych, które mogą zostać jako elementy kompensacji ze względu na dostępność cywilnoprawną. Jeśli okazałoby się, że wymagane rzeczywiste środki kompensacyjne nie są dostępne w drodze nabycia prawa, a ponadto wskutek braku przewagi interesu publicznego wykluczone jest wyłączenie, wtedy należałoby określić kwotę rekompensaty pieniężnej ekwiwalentnej do kosztów wdrożenia rzeczywistych środków kompensacyjnych.

7.3 Ocena w aspekcie wymogów prawa ochrony biotopów (BRP)

7.3.1 Zadania i cele oceny w aspekcie wymogów prawa ochronny biotopów (BRP)

Ocena w aspekcie wymogów prawa ochrony biotopów (BRP) stanowiąca część dokumentacji do wniosku NSP2 służy określeniu i przedstawieniu chronionych prawnie biotopów, które mogłyby zostać naruszone przez planowany system rurociągów Nord Stream 2, a także ocenie ewentualnie stwierdzonych naruszeń na badanym obszarze w WSE na morzu terytorialnym i w miejscu wyjścia na ląd.

W szczególności określa się następujące cele:

- Określenie i przedstawienie biotopów podlegających ochronie prawnej zgodnie z § 20 ust. 1 NatSchAG M-V i § 30 ust. 2 BNatSchG, które mogą zostać naruszone przez projekt;
- Kontrola w aspekcie występowania znacznych naruszeń chronionych biotopów oraz - w stosownym przypadku - zbilansowanie zajętego terenu na chronionych biotopach;
- Weryfikacja wymogów związanych z ochroną przyrody pod kątem ewentualnego zwolnienia z przestrzegania zakazów zgodnie z § 20 ust. 3 NatSchAG kraju związkowego Meklemburgia-Pomorze Przednie lub § 30 ust. 3 BNatSchG, względnie zwolnienia zgodnie z § 67 ust. 1 BNatSchG.

7.3.2 Sposób opracowania, metodyka i struktura oceny w aspekcie prawa ochronny biotopów (BRP)

W trakcie oceny w aspekcie prawa ochronny biotopów, w odniesieniu do każdego z występujących biotopów zgodnie z § 30 ust. 2 BNatSchG lub § 20 ust. 1 NatSchAG kraju związkowego Meklemburgia-Pomorze Przednie, zostanie na podstawie jego definicji zweryfikowane, czy ma to miejsce na badanym obszarze przebiegu trasy rurociągu NSP2 lub na terenie morskiego składowiska tymczasowego położonego w niemieckiej wyłącznej strefie ekonomicznej (WSE), na morzu terytorialnym kraju związkowego Meklemburgia-Pomorze Przednie (strefa 12 Mm) oraz w miejscu wyjścia na ląd w lokalizacji Lubmin 2.

Podstawą oceny są dane dotyczące projektu zgromadzone w studium oddziaływania na środowisko (NSP2 dokumentacja do wniosku, Studium oddziaływania na środowisko) dotyczące:

- osadów i pokrycia dna,
- występowania morskich i lądowych typów biotopów,
- struktury habitatów
- i występującej na obszarze populacji bentosu.

W odniesieniu do chronionych prawnie biotopów, które mogą zostać naruszone przez projekt, konieczne jest wykonanie analizy konfliktów. Jej cel polega na sprawdzeniu, na ile zakazy sformułowane w § 30 ust. 2 pkt. 6 BNatSchG mogą wystąpić w odniesieniu do morskich i przybrzeżnych biotopów, względnie na ile zakazy sformułowane w § 30 ust. 2 ppkt 1 - 5 BNatSchG i § 20 ust. 1 ppkt 1 - 5 NatSchAG kraju związkowego Meklemburgia-Pomorze Przednie mogą



wystąpić w odniesieniu do biotopów lądowych oraz czy ewentualnie występuje wyjątek zgodnie z § 30 ust. 3 BNatSchG, względnie § 20 ust. 3 NatSchAG kraju związkowego Meklemburgia-Pomorze Przednie albo czy konieczne jest uzyskanie zwolnienia w trybie § 67 ust. 1 BNatSchG.

W tym celu najpierw zostaną przedstawione najważniejsze wyniki badań wraz z ogólnymi informacjami na temat elementów występujących w poszczególnych typach biotopów. Następnie, w ramach badania wstępnego zostanie opracowane zestawienie biotopów chronionych prawem, których występowanie na obszarze oddziaływań projektu NSP2 można z pewnością wykluczyć lub które na pewno nie zostaną uszkodzone.

Następnie zostanie przeprowadzone badanie główne, w trakcie którego zostaną przeprowadzone odrębne badania w odniesieniu do obszaru WSE, morza terytorialnego oraz lądowego obszaru w miejscu wyjścia na ląd, mające na celu sprawdzenie, czy chronione prawnie biotopy zostaną zajęte podczas prac budowlanych, przez obiekt oraz podczas eksploatacji rurociągu NSP2 lub czy wystąpi ich naruszenie, przy czym uwzględnione zostaną środki zapobiegawcze i minimalizujące. Ponadto w ramach tejże oceny ochrony biotopu przedstawione zostanie występowanie geotopów w znaczeniu § 20 ust. 2 NatSchAG M-V na obszarze badanym oraz zweryfikowane możliwe negatywne oddziaływanie w wyniku planowanej inwestycji.

7.3.3 Wyniki oceny w aspekcie prawa ochronny biotopów

W wyniku przeprowadzonego badania wstępnego na badanym obszarze planowanej trasy rurociągu NSP2 w wyłącznej strefie ekonomicznej (WSE) nie stwierdzono występowania prawnie chronionych biotopów zgodnie z § 30 ust. 2 ppkt 1-6 BNatSchG, które należałoby dokładniej sprawdzić w badaniu głównym. Badanie wstępne zamyka ocenę WSE w aspekcie prawa ochronny biotopów. W wyniku badania wstępnego przeprowadzonego na badanym obszarze przebiegu trasy rurociągu NSP2 w strefie 12 Mm i na obszarze lądowym stwierdzono występowanie następujących biotopów chronionych prawem zgodnie z § 20 NatSchAG kraju związkowego Meklemburgia-Pomorze Przednie ust. 2 ppkt 1-4 oraz § 30 ust. 2 ppkt. 1-6 BNatSchG, które będą stanowiły przedmiot badania głównego:

Morze terytorialne (morskie i przybrzeżne biotopy występujące na trasie przebiegu rurociągu NSP2)

- „Jeziora przybrzeżne z obszarami wysychającymi”
- „Rafy“
- „Sublitoralne mielizny”
- „Bogate w gatunki obszary dna morskiego porośnięte trawą morską, gruboziarnistym piaskiem lub wapieniem muszlowym”
- „Obszary porośnięte trawą morską i inne morskie siedliska makrofitów”
- „Obszary wattu”

Morskie składowisko tymczasowe

- „Rafy“

Położona na obszarze lądowym część badanego obszaru, przez który przebiega rurociąg NSP2 w miejscu wyjścia na ląd

- Lasy i zarośla o charakterze zbliżonym do naturalnego położone na suchym, ciepłym terenie (§ 20 NatSchAG M-V), lasy i zarośla położone na suchym, ciepłym terenie (§ 30 BNatSchG)
- Polne żywopłoty o charakterze zbliżonym do naturalnego (§ 20 NatSchAG M-V)
- Szuwary i sitowie (§ 20 NatSchAG M-V), szuwary (§ 30 BNatSchG)



Wskutek bezpośredniego przecięcia chronionych biotopów „Jeziora przybrzeżne z obszarami wysychającymi”, „Rafy” i „Sublitoralne mielizny” w wyniku układania rurociągu NSP 2 w wykopie oraz mającej miejsce podczas wykonywania wykopu sedymentacji i zmętnienia wody powstaje wpływ na prawnie chronione biotopy.

Zajęcie powierzchni chronionych biotopów ma charakter tymczasowy, gdyż abiotyczne właściwości siedliska (hydrografia, morfologia i właściwości podłoża) zostaną całkowicie przywrócone poprzez działania mające na celu zapobieżenie i zminimalizowanie M3 (odtworzenie dna morskiego). Po zakończeniu prac budowlanych nastąpi szybka regeneracja fauny bentosowej, co udowadniają wyniki monitorowania gazociągu NSP1.

W wyniku powyższego i przy uwzględnieniu przewidzianych działań zmierzających do zapobieżenia i minimalizacji nie dojdzie do znacznego naruszenia chronionych biotopów „Jeziora przybrzeżne z obszarami wysychającymi”, „Rafy” i „Sublitoralne mielizny”. Z uwagi na regenerację na trasie nie zostaną też naruszone żadne funkcje środowiska naturalnego, które należałoby przywrócić do stanu wyjściowego.

Ponadto, w ramach badania głównego wykluczono związane z projektem naruszenia chronionych morskich biotopów „Bogate w gatunki obszary dna morskiego pokrytego żwirem, gruboziarnistym piaskiem lub wapniem muszlowym”, „Obszary porośnięte trawą morską i inne morskie siedliska makrofitów” i „Obszary wattu”.

W trakcie badania głównego zweryfikowano możliwe naruszenia chronionych biotopów na obszarze lądowym „Lasy i zarośla o charakterze zbliżonym do naturalnego położone na suchym, ciepłym terenie” (§ 20 NatSchAG M-V), względnie „Lasy i zarośla położone na suchym, ciepłym terenie” (§ 30 BNatSchG), „Polne żywopłoty o charakterze zbliżonym do naturalnego” (§ 20 NatSchAG M-V), „Szuwary i sitowie” (§ 20 NatSchAG M-V), względnie „Sitowie” 30 BNatSchG). W badaniu wykluczono zarówno bezpośrednio zajęcia powierzchni, jak i naruszenia wskutek występującej w czasie budowy emisji zanieczyszczeń do atmosfery (SO₂, NO_x, pyły drobne, CO₂) oraz obniżenia wód gruntowych na czas budowy.

Oprócz badania chronionych prawnie biotopów dokonano także oceny chronionych geostanowisk. Dwa geostanowiska znajdują się poza badanym obszarem budowy systemu rurociągów NSP2 i nie są narażone na oddziaływania związane z projektem.

7.4 Oceny oddziaływania na środowisko w aspekcie wymogów dyrektywy siedliskowej (FFH-VUs)

7.4.1 Zadania i cel oceny oddziaływania na środowisko w aspekcie wymogów dyrektywy siedliskowej

Zgodnie z § 34 ust. 1 BNatSchG przedsięwzięcia takie jak budowa i eksploatacja rurociągu Nord Stream 2 wymagają, aby przed wydaniem na nie pozwolenia lub ich realizacją zostało przeprowadzone badanie pod kątem zgodności z celami ochrony obszarów Natura 2000, jeśli samo przedsięwzięcie lub w połączeniu z innymi projektami lub planami może spowodować znaczne naruszenia tych obszarów. Rurociąg Nord Stream 2 przebiega przez różne obszary sieci Natura 2000 (obszary mające znaczenie dla Wspólnoty - OZW i obszary specjalnej ochrony ptaków UE), a zatem nie można z góry wykluczyć spowodowania znacznych naruszeń i dlatego należy przeprowadzić oceny oddziaływania na środowisko w aspekcie wymogów dyrektywy siedliskowej (FFH-VU) zgodnie z § 34 ust. 1 BNatSchG.



7.4.2 Sposób opracowania, metodyka i struktura oceny oddziaływania na środowisko w aspekcie wymogów dyrektywy siedliskowej

Sposób opracowania, metodyka i struktura bazują na podejściu opisanym w stosownych wytycznych, takich jak:

- Ekspertyza dotycząca wykonywania ocen oddziaływania na środowisko w aspekcie wymogów dyrektywy siedliskowej w kraju związkowym Meklemburgia-Pomorze Przednie (FROELICH & SPORBECK 2006).
- Wytyczne środowiskowe dotyczące ustalania planów zabudowy i akceptacji tych planów w kontekście prawa kolejowego, a także dotyczące napowietrznych kolei magnetycznych, część IV: ocena oddziaływania na środowisko w aspekcie wymogów dyrektywy siedliskowej oraz postępowania wyjątkowego (EBA 2010).

Międzystrefowa część oceny (FFH-VU) zawiera informacje ogólne i wprowadzające. Ta część FFH-VU stanowi podstawę ocen oddziaływania na środowisko w aspekcie wymogów dyrektywy siedliskowej dotyczących poszczególnych obszarów.

Na dwóch obszarach OZW („Zatoka Greifswaldzka, fragmenty cieśniny Strelasund i północny cypel wyspy Uznam” – DE 1747-301 i „Ławica Boddenrandschwelle w Zatoce Greifswaldzkiej i fragmenty Zatoki Pomorskiej” – DE 1749-302) prace związane z wykonaniem wykopu naruszają siedliska przyrodnicze objęte Dyrektywą Siedliskową (FFH-LRT). Ocena skali związanego z budową zajęcia powierzchni jako stopniowego i tymczasowego pogorszenia funkcji opiera się na propozycji konwencji eksperckiej i wartościach orientacyjnych zawartych w publikacji autorstwa LAMBRECHTA i TRAUTNERA (2007) oraz przy uwzględnieniu metody oceny zawartej w materiałach BFN (2012) / BERNOTAT (2013).

7.4.3 Wyniki oceny oddziaływania na środowisko w aspekcie wymogów dyrektywy siedliskowej

W odniesieniu do obszarów Natura 2000, przez które przebiega planowana trasa lub w odniesieniu do których nie można z góry wykluczyć oddziaływania na obszar chroniony, oceny oddziaływania na środowisko w aspekcie wymogów dyrektywy siedliskowej zostały przygotowane w formie odrębnych dokumentów. Planowana inwestycja będzie przecinać następujące obszary chronione w ramach sieci obszarów Natura 2000:

W strefie 12 Mm (morze terytorialne landu Meklemburgia-Pomorze Przednie)

- OZW „Zatoka Greifswaldzka, fragmenty cieśniny Strelasund i północny cypel wyspy Uznam” (DE 1747-301)
- OZW „Ławica Boddenrandschwelle w Zatoce Greifswaldzkiej i fragmenty Zatoki Pomorskiej” (DE 1749-302)
- Obszar specjalnej ochrony ptaków UE „Zatoka Greifswaldzka i południowa część cieśniny Strelasund” (DE 1747-402)
- Obszar specjalnej ochrony ptaków UE „Zachodnia część Zatoki Pomorskiej” (DE 1649-401)

W WSE

Obszar specjalnej ochrony ptaków UE „Zatoka Pomorska” (DE 1552-401)

W odniesieniu do następujących obszarów sieci Natura 2000 nie można wykluczyć pośrednich, związanych z projektem oddziaływań:

W strefie 12 Mm (morze terytorialne landu Meklemburgia-Pomorze Przednie)



OZW „Wybrzeże na południowo-wschodniej części wyspy Rugia” (DE 1648-302) w odległości przynajmniej 1,5 km od trasy NSP2.

W WSE

- OZW „Zatoka Pomorska z Ławicą Odrzańską” (DE 1652-301) w odległości przynajmniej 2,0 km od trasy NSP2.

Ponadto, ze względów ostrożności w ocenie oddziaływania na środowisko w aspekcie wymogów dyrektywy siedliskowej (FFH-VU) zostanie uwzględniony również obszar OZW „Adlergrund” (DE 1251-301), który jest oddalony od trasy gazociągu NSP2 o ponad 6,2 km oraz obszar OZW „Greifswalder Oie” (DE 1749-301) (>9 km odległości od trasy NSP2, odległość od tras transportowych prowadzących do morskiego składowiska pośredniego: ok. 1,7 km).

Podsumowując wyniki oceny oddziaływania na środowisko w aspekcie wymogów dyrektywy siedliskowej (FFH-VU) można stwierdzić, że znaczące naruszenia istotnych elementów składowych poszczególnych obszarów chronionych w odniesieniu do celów lub poziomu ochrony składników przez projekt Nord Stream 2 można z pewnością wykluczyć.

Główne oddziaływania projektu są związane z pracami budowlanymi, a zatem ograniczają się do czasu ich prowadzenia, natomiast oddziaływania związane z obiektem lub eksploatacją są znikome. Poniżej przedstawiamy szczegółowe wyniki oceny oddziaływania na środowisko w aspekcie wymogów dyrektywy siedliskowej.

7.4.3.1 OZW „Zatoka Greifswaldzka, fragmenty cieśniny Strelasund i północny cypel wyspy Uznam” (DE 1747-301)

Trasa gazociągu NSP2 przebiega przez obszar OZW na odcinku o długości 16,374 km, w tym przez 16,372 km biegnie ona w wykopie, a na pozostałym odcinku w podziemnym mikrotunelu. Przewidywany czas wykonania wykopu na rury, ułożenia rur, zasypania wykopu i odtworzenia raf obejmuje okres od 15 maja do 31 grudnia.

Typy siedlisk przyrodniczych objętych dyrektywą siedliskową (FFH-LRT)

Wykonanie wykopu spowoduje bezpośrednie zajęcie morskich typów siedlisk przyrodniczych objętych Dyrektywą Siedliskową (FFH-LRT) na łącznym obszarze wynoszącym ok. 47,5 ha. Z tego

- 10,1 ha stanowi FFH-LRT 1110 (mielizny),
- 28,9 ha stanowi FFH-LRT 1160 (duże zatoki morskie),
- 8,5 ha stanowi FFH-LRT 1170 (rafy).

Zajęcie powierzchni ma charakter tymczasowy, gdyż abiotyczne właściwości siedliska (hydrografia, morfologia i właściwości podłoża) zostaną całkowicie przywrócone po zasypaniu wykopu po ułożeniu gazociągu. Naruszenia będą występowały na tym obszarze naruszeń przez mniej niż 6 miesięcy.

Po zakończeniu prac budowlanych nastąpi szybka regeneracja fauny bentosowej, co udowadniają wyniki monitorowania gazociągu NSP1. Związane z budową zajęcie powierzchni jako stopniowe i tymczasowe pogorszenie funkcji jest określone na podstawie wartości orientacyjnych zawartych w publikacji autorstwa LAMBRECHTA I TRAUTNERA (2007) i przy uwzględnieniu metody oceny zawartej w materiałach BFN (2012) / BERNOTAT (2013) można je sklasyfikować jako nieznaczące naruszenie.



W odniesieniu do podłączenia do sieci morskich farmy wiatrowych „Westlich Adlergrund” (CWA) i „Arkona-See” (inwestor: spółka 50Hertz), które będzie realizowane w tym samym czasie co prace budowlane gazociągu NSP2, nie można wykluczyć skumulowanego wpływu wraz z gazociągiem NSP2/ Wartość orientacyjna określona przez LAMBRECHTA i TRAUTNERA (2007) w odniesieniu do obszaru FFH-LRT 1160 nieposiadającego szczególnych cech o powierzchni 5 ha (przy naruszeniu < 0,1 % całego zasobu na obszarze chronionym) lub 2,5 ha (w przypadku naruszenia \leq 0,5% całego zasobu na obszarze chronionym) nie jest w żadnym wypadku przekroczona. W przypadku układania 3 kabli morskich w 2018 r. w tym samym okresie, co planowane układanie gazociągu Nord Stream 2 wymagające uwzględnienia tymczasowe naruszenie nie osiąga wartości orientacyjnej określonej przez LAMBRECHTA i TRAUTNERA (2007), przy czym do osiągnięcia tejże wartości brakuje niewiele. Jednocześnie uwzględniając całościowe konserwatywne podejście, a zwłaszcza jeżeli zgodnie z obecnym planem rozwoju sieci uwzględnione w kalkulacjach na 2018 roku kładzenie kabla przesunie się na 2019 rok, wówczas nawet w przypadku kumulacji wykluczone zostanie znaczne naruszenie powierzchni chronionej LRT 1160. Obliczone w odniesieniu do FFH-LRT 1110 i 1170 łączne zajęcie powierzchni przy uwzględnieniu skumulowanego wpływu układania kabli nie przekracza w żadnym wypadku wartości orientacyjnej.

Zatem również przy ewentualnym wystąpieniu skumulowanych oddziaływań obu projektów można wykluczyć znaczący negatywny wpływ na typy siedlisk przyrodniczych objętych Dyrektywą Siedliskową.

W okresie tarła śledzi od 15 maja do 31 grudnia planowane jest ograniczenie czasu prowadzenia prac budowlanych. Stąd też wyklucza się oddziaływania na miejsca tarła śledzia, stanowiącego charakterystyczny element FFH-LRT.

Gatunki objęte dyrektywą siedliskową

Głównym oddziaływaniem projektu, które również występuje na największym obszarze, jest zakłócanie bytu fok szarych przez ruch statków, względnie pojazdów budowlanych w czasie 7,5-miesięcznego okresu prowadzenia prac budowlanych. Przy zbyt dużym hałasie fok wcześniej uciekają od statków. Odległość, którą zwierzęta zachowują od statków nie pozwala na zakłócenie bytu fok szarych.

Układanie rur odbywa się krokami, wskutek czego naruszanie spokoju bytu zwierząt jest ograniczone czasowo (trwa np. jeden dzień) do fragmentu całego korytarza trasy i małej części danego siedliska.

Na podstawie analizy i oceny oczekiwanego, ograniczonego w czasie i przestrzeni zakłócania bytu fok szarych można sformułować wniosek, że nie wystąpi negatywny wpływ na gatunkowe cele ochrony sformułowane w planie zarządzania i krajowym rozporządzeniu dotyczącym obszarów Natura 2000 (Natura 2000-LVO M-V) (również w przypadku skumulowania z oddziaływaniami innych projektów).

Podsumowanie

Podsumowując, znaczące naruszenia istotnych z punktu widzenia celów lub poziomu ochrony składników obszaru OZW „Zatoka Greifswaldzka, fragmenty cieśniny Strelasund i północny cypel wyspy Uznam” przez projekt Nord Stream 2 można z pewnością wykluczyć.

7.4.3.2 OZW „Ławica Boddenrandschwelle w Zatoce Greifswaldzkiej i fragmenty Zatoki Pomorskiej” (DE 1749-302)

Trasa rurociągu NSP2 przecina OZW na odcinku 10,365 km.

Typy siedlisk przyrodniczych objętych dyrektywą siedliskową (FFH-LRT)



Wykonanie wykopu spowoduje bezpośrednie zajęcie typu siedliska przyrodniczego objętego Dyrektywą Siedliskową FFH-LRT 1170 „Rafy” na łącznym obszarze wynoszącym ok. 0,5 ha.

Zajęcie powierzchni ma charakter tymczasowy, gdyż abiotyczne właściwości siedliska (hydrografia, morfologia i właściwości podłoża) zostaną całkowicie przywrócone po zasypaniu wykopu po ułożeniu gazociągu.

Po zakończeniu prac budowlanych nastąpi szybka regeneracja fauny bentosowej, co udowadniają wyniki monitorowania gazociągu NSP1. Związane z budową zajęcie powierzchni jako stopniowe i tymczasowe pogorszenie funkcji jest określone na podstawie wartości orientacyjnych zawartych w publikacji autorstwa LAMBRECHTA i TRAUTNERA (2007) i przy uwzględnieniu metody oceny zawartej w materiałach BFN (2012) / BERNOTAT (2013) można je sklasyfikować jako nieznaczące naruszenie.

W odniesieniu do podłączenia do sieci morskich farmy wiatrowych „Westlich Adlergrund” (CWA) i „Arkona-See” (inwestor: spółka 50 Hertz), które będzie realizowane w tym samym czasie co prace budowlane gazociągu NSP2, nie można wykluczyć skumulowanego wpływu wraz z gazociągiem NSP2/ Wartość orientacyjna określona przez LAMBRECHTA i TRAUTNERA (2007) w odniesieniu do obszaru FFH-LRT 1170 o powierzchni 5 ha (przy naruszeniu < 0,1 % całego zasobu na obszarze chronionym) nie jest w żadnym miejscu przekroczona.

Zatem również przy ewentualnym wystąpieniu skumulowanych oddziaływań obu projektów można wykluczyć znaczący negatywny wpływ na typ siedliska przyrodniczych objętego dyrektywą siedliskową (FFH-LRT) „Rafy”.

Gatunki objęte dyrektywą siedliskową

Głównym oddziaływaniem projektu, które również występuje na największym obszarze, może być zakłócanie bytu ssaków morskich przez ruch statków, względnie pojazdów budowlanych w czasie prowadzenia prac budowlanych. Spotkanie morświnowanych ze statkiem floty budowlanej NSP2 jest w najwyższym stopniu nieprawdopodobne, choćby z samego względu na rzadkość występowania tych zwierząt na obszarze chronionym. Poza tym immisje dźwięku statków budowlanych nie przekraczając wartości granicznych narażających morświnowate na zranienie. Odległość, którą zwierzęta zachowują od statków, wynosząca 100 m do 200 m wyklucza wypłoszenie lub naruszenie bytu osobników foki szarej z wód na obszarze OZW.

Układanie rur odbywa się krokami, wskutek czego naruszanie spokoju bytu zwierząt jest ograniczone czasowo (trwa np. jeden dzień) do fragmentu całego korytarza trasy i małej części danego habitatu.

Na podstawie analizy i oceny oczekiwanego, ograniczonego w czasie i przestrzeni zakłócania bytu ssaków morskich (i poprzez analogię również gatunków ryb jako istotnego składnika obszaru) można sformułować wniosek, że nie wystąpi negatywny wpływ na gatunkowe cele ochrony sformułowane w planie zarządzania i krajowym rozporządzeniu Natura 2000-LVO M-V (również w przypadku skumulowania z oddziaływaniami innych projektów).

Podsumowanie

Podsumowując, znaczące naruszenia istotnych z punktu widzenia celów lub poziomu ochrony składników obszaru OZW „Ławica Boddenschwelle w Zatoce Greifswaldzkiej i fragmenty Zatoki Pomorskiej” przez projekt Nord Stream 2 można z pewnością wykluczyć.



7.4.3.3 Obszar specjalnej ochrony ptaków UE „Zatoka Greifswaldzka i południowa część cieśniny Strelasund” (DE 1747-402)

Trasa rurociągu Nord Stream 2 przecina obszar specjalnej ochrony ptaków UE na odcinku o długości ok. 24 km aż do miejsca wyjścia na ląd w Lubminie. Przewidywany czas wykonania wykopu na rury, ułożenia rur, zasypania wykopu i odtworzenia raf obejmuje okres od 15 maja do 31 grudnia.

Głównym oddziaływaniem projektu na ptaki żyjące w chronionym rezerwacie ptactwa UE, które również występuje na największym obszarze, jest zakłócanie bytu ptaków wodnych przez ruch statków w czasie prowadzenia prac budowlanych. Większość gatunków unika kontaktów ze statkami. Odległość bezpieczeństwa od przepływających, względnie kotwiczących statków wynosi z reguły poniżej 500 m.

W sięgającym wiosny okresie zimowiska ptaków wodnych i morskich oraz w okresie tarła śledzi planowane jest ograniczenie czasu realizacji prac budowlanych od 15 maja do 31 grudnia. Od listopada można się spodziewać wzrostu populacji wielu gatunków wodnych ptaków wędrownych. Z reguły w przypadku większości gatunków maksymalna populacja jest osiągana w środku zimy lub na wiosnę. Nieprowadzenie prac budowlanych w okresie występowania największej populacji ptaków ogranicza intensywność oddziaływań projektu.

Układanie rur odbywa się krokami, wskutek czego naruszanie spokoju bytu ptaków jest ograniczone czasowo (np. w ciągu jednego dnia) do fragmentu całego korytarza trasy i małej części danego obszaru pobytowego.

Ponieważ prace budowlane mają być prowadzone poza głównym okresem pobytu większości gatunków ptaków wodnych i morskich, zakłócenia są znacznie ograniczone. Tymczasowe zakłócanie bytu ptaków wodnych dotyczy głównie letniego miejsca pobytu ptaków na obszarze wód płytkich przed Lubminem i na obszarze ławicy Boddenrandschwelle.

Na podstawie analizy i oceny oczekiwanego, ograniczonego w czasie i przestrzeni zakłócania bytu głównych gatunków ptaków można sformułować wniosek, że nie wystąpi negatywny wpływ na cele w zakresie ochrony i utrzymania gatunków określone w krajowym rozporządzeniu dotyczącym unijnych obszarów specjalnej ochrony ptaków (VSGLVO M-V) oraz cele objęte ochroną i utrzymaniem gatunku określone w LSG-VO „Zatoka Greifswaldzka” (również w przypadku skumulowania z oddziaływaniami innych projektów).

Podsumowanie

Znaczące naruszenia istotnych z punktu widzenia celów lub poziomu ochrony składników obszaru specjalnej ochrony ptaków UE „Zatoka Greifswaldzka i południowa część cieśniny Strelasund” przez projekt Nord Stream 2 można z pewnością wykluczyć.

7.4.3.4 Obszar specjalnej ochrony ptaków UE „Zachodnia część Zatoki Pomorskiej” (DE 1649-401)

Trasa rurociągu Nord Stream 2 przecina obszar specjalnej ochrony ptaków UE „Zachodnia część Zatoki Pomorskiej” na odcinku o długości ok. 28,5 km. Przewidywany czas prowadzenia prac budowlanych (wykonanie wykopu na rury, ułożenie rur, zasypanie wykopu) na krótkim odcinku przy wschodniej flance ławicy Boddenrandschwelle aż do starego koryta Odry obejmuje okres od lipca do listopada, natomiast na dłuższym, północnym odcinku trasy okres od 1 września do 31 grudnia. Na odcinkach o łącznej długości ok. 4 km rurociąg będzie układany bezpośrednio na dnie morskim (bez wykonywania wykopu).



Głównym oddziaływaniem projektu na ptaki żyjące w chronionym rezerwacie ptactwa UE, które również występuje na największym obszarze, jest zakłócanie bytu ptaków morskich przez ruch statków w czasie prowadzenia prac budowlanych. Większość gatunków unika kontaktów ze statkami. Odległości bezpieczeństwa od przepływających, względnie kotwiczących statków wynoszą w przypadku traczy i nurów, będących najbardziej wrażliwymi gatunkami, ok. 1-2 km (maks. 3 km).

W sięgającym wiosny okresie zimowiska ptaków morskich i pierzenia się markaczki zwyczajnej planowane jest ograniczenie czasu realizacji prac budowlanych od 1 września do 31 grudnia. Od maja do października na obszarze przebiegu trasy rurociągu Nord Stream 2 w Zatoce Pomorskiej występuje tylko nieliczna populacja ptaków wędrownych. Od listopada można się spodziewać wzrostu populacji ptaków wędrownych. Z reguły w przypadku niemal wszystkich gatunków maksymalna populacja jest osiągnięta w środku zimy lub na wiosnę. Ograniczenie czasu realizacji prac budowlanych w okresie występowania największej populacji ptaków ogranicza intensywność oddziaływań projektu.

Układanie rur odbywa się krokami, wskutek czego naruszanie spokoju bytu ptaków jest ograniczone czasowo (np. w ciągu jednego dnia) do fragmentu całego korytarza trasy i małej części danego obszaru pobytowego. Zostało to obszernie udokumentowane w NSP1-MONITORING PTAKÓW MORSKICH w Zatoce Pomorskiej w latach 2010 i 2011.

Ponieważ prace budowlane mają być prowadzone poza głównym okresem pobytu większości gatunków ptaków morskich, zakłócenia są znacznie ograniczone. Na podstawie dokonanej w 2015 r. inwentaryzacji ptaków największa liczba potencjalnie, tymczasowo dotkniętych osobników w 3-kilometrowym promieniu oddziaływania należy do gatunków markaczki zwyczajnej, uhli zwyczajnej i nurzyka zwyczajnego

Na podstawie analizy i oceny oczekiwanego, ograniczonego w czasie i przestrzeni zakłócania bytu głównych gatunków ptaków można sformułować wniosek, że nie wystąpi znaczny negatywny wpływ na cele w zakresie ochrony gatunków sformułowane w VSGLVO M-V (również w przypadku skumulowania z oddziaływaniami innych projektów).

Podsumowanie

Znaczące naruszenia istotnych z punktu widzenia celów lub poziomu ochrony składników obszaru specjalnej ochrony ptaków UE „Zachodnia część Zatoki Pomorskiej” przez projekt Nord Stream 2 można z pewnością wykluczyć.

7.4.3.5 Obszar specjalnej ochrony ptaków UE „Zatoka Pomorska” (DE 1552-401)

Trasa rurociągu Nord Stream 2 przecina obszar specjalnej ochrony ptaków UE „Zatoka Pomorska” na odcinku o długości 31,065 km. W przypadku możliwości realizacji planu podstawowego (AWTI w duńskiej WSE) ułożenie rurociągu na terenie rezerwatu ptaków UE (niemiecka WSE) rozciągnie się w pierwszym roku budowy od 21 października do 31 grudnia (2 x 2 tygodnie w tym okresie). W przypadku realizacji AWTI w jednym punkcie posadowienia na terenie między PK 10,000 i PK 17,000 (alternatywny projekt budowy) czas pracy rozłoży się na dwa lata (4 etapy budowy), przy czym mniej więcej w porównywalnym okresie czterech tygodni obecne będą ptaki morskie podczas swojego zimowiska. Czas prowadzenia prac budowlanych w WSE jest stosunkowo krótki, gdyż przewody rurowe będą układane na dnie morskim. Nie przewiduje się wykonywania wykopów.

Głównym oddziaływaniem projektu na ptaki w OZW, które również występuje na największym obszarze, jest zakłócanie bytu ptaków morskich przez ruch statków w czasie prowadzenia prac budowlanych. Większość gatunków unika kontaktów ze statkami. Odległości bezpieczeństwa od przepływających, względnie kotwiczących statków wynoszą w przypadku traczy i nurów, będących najbardziej wrażliwymi gatunkami, ok. 1-2 km (maks. 3 km).



W okresie poza wiosennym i zimowym zimowiskiem ptaków morskich i pierzenia się markaczki zwyczajnej planowane jest ograniczenie czasu prac budowlanych od 01 września do 31 grudnia na odcinku położonym na zachód od PK 17. Na odcinku od PK 17 do KP 0 (granica niemieckiej WSE z Danią), który częściowo leży w strefie rozgraniczenia ruchu statków na południe od obszaru Adlergrund, czas realizacji prac budowlanych będzie ograniczony do okresu od 15 maja do 31 grudnia. Od maja do października na obszarze przebiegu trasy rurociągu Nord Stream 2 w Zatoce Pomorskiej występuje tylko nieliczna populacja ptaków wędrownych. Od listopada można się spodziewać wzrostu populacji ptaków wędrownych. Z reguły w przypadku niemal wszystkich gatunków maksymalna populacja jest osiągana w środku zimy lub na wiosnę. Ograniczenie czasu realizacji prac budowlanych w okresie występowania największej populacji ptaków ogranicza intensywność oddziaływań projektu. Również w odniesieniu do placu budowy AWTI położonego na obszarze specjalnej ochrony ptaków UE przewiduje się wprowadzenia regulacji dotyczącej dozwolonego czasu prowadzenia prac budowlanych.

Układanie rur odbywa się krokami, wskutek czego naruszanie spokoju bytu ptaków jest ograniczone czasowo (np. w ciągu jednego dnia) do fragmentu całego korytarza trasy i małej części danego obszaru pobytowego. Zostało to obszernie udokumentowane w NSP1-MONITORING PTAKÓW MORSKICH w Zatoce Pomorskiej w latach 2010 i 2011.

Ponieważ prace budowlane mają być prowadzone poza głównym okresem pobytu większości gatunków ptaków morskich, zakłócenia są znacznie ograniczone.

Na podstawie analizy i oceny oczekiwanego, ograniczonego w czasie i przestrzeni zakłócenia bytu głównych gatunków ptaków można sformułować wniosek, że nie wystąpi negatywny wpływ na określone w NSG-VO „Zatoka Pomorska” cele ochrony (również w przypadku skumulowania z oddziaływaniami innych projektów). W szczególności nie wystąpi znaczące naruszanie bytu populacji ptaków, o którym mowa w § 3 rozporządzenia NSG; podstawowe źródło ich pożywienia zostanie zachowane w długiej perspektywie czasu.

Podsumowanie

Znaczące naruszenia istotnych z punktu widzenia celów lub poziomu ochrony składników obszaru specjalnej ochrony ptaków UE „Zatoka Pomorska” przez projekt Nord Stream 2 można z pewnością wykluczyć.

7.4.3.6 OZW „Wybrzeże na południowo-wschodniej części wyspy Rugia” (DE 1648-302)

Trasa rurociągu Nord Stream 2 przebiega na południowo-wschód od obszaru. Minimalna odległość wynosi 1,5 km. Planowany okres prowadzenia prac budowlanych przy wykonaniu wykopu, ułożeniu gazociągu z zasypaniu wykopu na obszarze ławicy Boddenrandschwelle rozpoczyna się 25 maja, a kończy w grudniu odtworzeniem raf.

Głównym oddziaływaniem projektu, które również występuje na największym obszarze, jest ewentualne zakłócenie bytu fok szarych przez ruch statków, względnie pojazdów budowlanych w okresie prowadzenia prac budowlanych. Wskutek odległości bezpieczeństwa, którą zwierzęta zachowują od statków, oraz dystansu pomiędzy OZW a obszarem budowy wyklucza się przeganianie osobników foki szarej z wód obszaru OZW.

Na podstawie analizy i oceny oczekiwanego, ograniczonego w czasie i przestrzeni zakłócenia bytu foki szarej można sformułować wniosek, że nie wystąpi negatywny wpływ na cele ochrony gatunków sformułowane w krajowym rozporządzeniu dotyczącym obszarów Natura 2000 (Natura 2000-LVO M-V) (również w przypadku skumulowania z oddziaływaniami innych projektów).

Podsumowanie



Znaczące naruszenia istotnych z punktu widzenia celów lub poziomu ochrony składników obszaru OZW „Wybrzeże na południowo-wschodniej części wyspy Rugia” przez projekt Nord Stream 2 można z pewnością wykluczyć.

7.4.3.7 OZW „Zatoka Pomorska z Ławicą Odrzańską” (DE 1652-301).

Trasa rurociągu Nord Stream 2 przebiega w odległości przynajmniej 2 km od północno-zachodniej części OZW. Czas prowadzenia prac budowlanych w WSE jest stosunkowo krótki, gdyż przewody rurowe będą układane na dnie morskim. Na wykonanie prac budowlanych na położonym w rowie odcinku trasy w sąsiadującej strefie 12 Mm (morze terytorialne landu Meklemburgia-Pomorze Przednie) planowane są cztery miesiące (od września do grudnia).

Głównym oddziaływaniem projektu, które również występuje na największym obszarze, jest zakłócanie bytu morświna i parposza (gatunek ryby) przez ruch statków w czasie prowadzenia prac budowlanych. Ze względu na oddalenie systemu rurociągów NSP2 od obszaru OZW można wykluczyć zachowania zwierząt spowodowane płoszeniem.

W ramach przeprowadzonego w latach 2010 i 2011 na potrzeby projektu NSP1 MONITOROWANIA MORŚWINOWATYCH nie stwierdzono znaczącego wpływu prac budowlanych w Zatoce Pomorskiej na występowanie morświna lub jego brak. Ten wniosek można sformułować także w odniesieniu do parposza. Z powyższego należy wnioskować, że zarówno dla morświna jak i dla parposza z całą pewnością można wykluczyć znaczne oddziaływania zakłócające ich byt wywołane rurociągiem Nord Stream 2.

Na podstawie analizy i oceny oczekiwanych, ograniczonych w czasie i przestrzeni oddziaływań na morświna i parposza można sformułować wniosek, że nie wystąpi negatywny wpływ na sformułowane specjalne cele ochrony (również w przypadku skumulowania z oddziaływaniami innych projektów).

Podsumowanie

Znaczące naruszenia istotnych z punktu widzenia celów ochrony składników obszaru OZW „Zatoka Pomorska z Ławicą Odrzańską” przez projekt Nord Stream 2 można z pewnością wykluczyć.

7.4.3.8 OZW „Adlergrund” (DE 1251-301)

Trasa rurociągu Nord Stream 2 przebiega w odległości przynajmniej 6,2 km od południowej granicy OZW. Czas prowadzenia prac budowlanych w WSE jest stosunkowo krótki, gdyż przewody rurowe będą układane na dnie morskim. Te prace budowlane zostaną wykonane w dwóch dwutygodniowych okresach od 01 października do 31 grudnia.

Głównym oddziaływaniem projektu, które również występuje na największym obszarze, jest ewentualne zakłócanie bytu ssaków morskich przez ruch statków w czasie prowadzenia prac budowlanych. Ze względu na znaczne oddalenie systemu rurociągów NSP2 od obszaru OZW można wykluczyć zachowania zwierząt spowodowane płoszeniem. Ponadto należy nadmienić, że prowadzone w bliskiej odległości od OZW prace układania rur mają miejsce w strefie rozgraniczenia ruchu statków, względnie obszaru priorytetowego dla żeglugi położonego na południe od Adlergrund, to znaczy na obszarze, na którym występuje wysoki poziom hałasu pod wodą. W ramach przeprowadzonego w latach 2010 i 2011 na potrzeby projektu NSP1 monitorowania nie stwierdzono znaczącego wpływu prac budowlanych w Zatoce Pomorskiej na występowanie morświna lub jego brak.



Na podstawie analizy i oceny oczekiwanych, ograniczonych w czasie i przestrzeni oddziaływań na główne gatunki ssaków morskich można sformułować wniosek, że nie wystąpi negatywny wpływ na sformułowane specjalne cele ochrony (również w przypadku skumulowania z oddziaływaniami innych projektów).

Podsumowanie

Znaczące naruszenia istotnych z punktu widzenia celów lub poziomu ochrony składników obszaru OZW „Adlergrund” przez projekt Nord Stream 2 można z pewnością wykluczyć.

7.4.3.9 OZW „Greifwalder Oie” (DE 1749-301)

Udział powierzchni morskiej na liczącym 218 ha obszarze chronionym wynosi 76,15%. W tym 165,80 ha stanowi rafa (FFH-LRT 1170).

Zgodnie z załącznikiem II dyrektywy siedliskowej ważnymi elementami tego obszaru są foka szara i foka pospolita. W umieszczonych na Greifswalder Oie punktach obserwacyjnych monitorowanych od września 2015 r. do sierpnia 2016 r. zliczono w sumie 136 fok szarych (NSP2 dokumentacja do wniosku UVS, rozdział 5.5.6.1).

Przewidziany okres budowy przeznaczony na wykopanie rowu, ułożenie rurociągu i zakopanie rowu rozpoczyna się 15 maja i kończy w grudniu wraz z odbudowaniem raf. Trasa Nord Stream 2 przebiega po północnej stronie obszaru w odległości powyżej 9 km. Ze względu na tę odległość wyklucza się negatywny wpływ na OZW.

Niedającym się z góry wykluczyć oddziaływaniem inwestycji są zakłócenia akustyczne i optyczne, na jakie mogą być narażone foki pospolite i szare w wyniku transportu barkami realizowanego do morskiego składowiska pośredniego w fazie budowy. Wskutek odległości bezpieczeństwa, którą zwierzęta zachowują od statków, oraz dystansu pomiędzy OZW a trasami budowy wynoszącego 1,7 km wyklucza się wypłoszenie osobników z wód OZW.

Na podstawie analizy i oceny potencjalnych zakłóceń foki szarej i foki pospolitej można sformułować wniosek, że nie wystąpi negatywny wpływ na cele w zakresie ochrony gatunków sformułowane w Natura 2000-LVO M-V (również w przypadku skumulowania z oddziaływaniami innych projektów).

Podsumowanie

Znaczące naruszenia istotnych z punktu widzenia celów dotyczących zachowania lub ochrony składników obszaru OZW „Greifswalder Oie” (DE1749-301) przez projekt Nord Stream 2 można z pewnością wykluczyć.

7.5 Ekspertyza w zakresie ochrony gatunków (AFB)

7.5.1 Zadania i cel ekspertyzy w zakresie ochrony gatunków (AFB)

Główny celem ekspertyzy w zakresie ochrony gatunków (AFB) jest weryfikacja zakazów w zakresie ochrony gatunków zgodnie z §§ 44 i nast. BNatSchG. Zgodnie z ww. regulacjami jest zabronione:

1. tropienie, chwytanie, ranienie i zabijanie dziko występujących zwierząt z gatunków podlegających specjalnej ochronie lub wyjmowanie ich form rozwojowych z naturalnego środowiska, ich uszkodzanie lub niszczenie;
2. znaczące naruszanie spokoju bytu gatunków dziko występujących zwierząt podlegających ścisłej ochronie oraz europejskim gatunkom ptaków w okresie reprodukcyjnym, lęgowym, pierzenia, zimowania i wędrówek; znaczące naruszanie spokoju bytu ma miejsce wtedy, gdy prowadzi ono do pogorszenia się stanu lokalnej populacji jakiegoś gatunku;



3. wyjmowanie z naturalnego środowiska schronień i miejsc lęgowych dziko występujących zwierząt z gatunków podlegających specjalnej ochronie, ich uszkodzenie lub niszczenie;
4. wyjmowanie z naturalnego środowiska występujących dziko gatunków roślin podlegających specjalnej ochronie lub ich form rozwojowych, uszkodzenie lub niszczenie ich lub miejsc ich występowania (zakazy ingerencji).

W odniesieniu do dopuszczonych regulacją § 15 BNatSchG ingerencji w przyrodę i pejzaż oraz w odniesieniu do przedsięwzięć w znaczeniu § 18 ust. 2 zd. 1 BNatSchG, które są dozwolone na podstawie regulacji prawnych niemieckiego kodeksu budowlanego, obowiązują zakazy ingerencji, o których mowa w zapisach zdań 2 do 5 w § 44 ust. 5 BNatSchG. Jeśli dotyczy to gatunków zwierząt (europejskich gatunków ptaków) wymienionych w Załączniku IV litera a dyrektywy 92/43/EWG, zakaz sformułowany w § 44 ust. 1 pkt. 3 BNatSchG nie zostaje naruszony, o ile z perspektywy ciągłości terytorialnej ekologiczna funkcja miejsc siedliskowych i lęgowych dotkniętych przez ingerencję lub przedsięwzięcie pozostanie utrzymana. O ile będzie to konieczne, można określić również wcześniejsze środki kompensujące.

7.5.2 Sposób opracowania, metodyka i struktura ekspertyzy w zakresie ochrony gatunków

W ramach ekspertyzy w zakresie ochrony gatunków (AFB) bada się, czy mogą wystąpić przesłanki wprowadzenia zakazu w zakresie ochrony gatunków zgodnie z § 44 BNatSchG w odniesieniu do gatunków chronionych zgodnie z załącznikiem IV dyrektywy siedliskowej i europejskich gatunków ptaków. Na mocy ustawy BNatSchG w trakcie oceny pod kątem ochrony gatunków należy również uwzględnić te gatunki, które są wymienione w rozporządzeniu z mocą ustawy zgodnie z § 54 ust. 1 pkt. 2 BNatSchG. W § 54 ust. 1 pkt. 2 BNatSchG wymienione są jako nowa kategoria wymagające uwzględnienia gatunki podlegające specjalnej ochronie, których „zasoby są zagrożone” i za które „Niemiecka Republika Federalna ponosi znaczną odpowiedzialność” (tzw. „gatunki objęte krajowym zakresem odpowiedzialności”, EGNER & FUCHS 2009). Do chwili obecnej nie ma takiego rozporządzenia prawnego. Dlatego kontrola obejmie dodatkowo wszystkie miejscowe „gatunki objęte ścisłą ochroną” w kraju związkowym Meklemburgia-Pomorze Przednie (BArtSchV – Załącznik 1, kolumna 3) zgodnie z „Listą podlegających ścisłej ochronie gatunków w kraju związkowym Meklemburgia-Pomorze Przednie (bez ptaków)” (publikacja LUNG M-V z 22 lipca 2015), na podstawie której prawdopodobnie zostanie stworzona lista „gatunków leżących w krajowym zakresie odpowiedzialności”.

Opracowanie AFB przebiega w trzech etapach:

1. Ocena znaczenia oddziaływań projektu na występujące gatunki (badanie istotności);
2. Analiza konfliktów, zbadanie zaistnienia przesłanek wprowadzenia zakazu;
3. Postępowanie wyłączone (w stosownym wypadku).

Na pierwszym etapie ma miejsce **badanie istotności** (analiza stanu). Objęte badaniem spektrum gatunków jest ograniczone do gatunków, które

- (potencjalnie) występują na badanym obszarze i
- rzeczywiście mogą zostać poszkodowane przez projekt lub
- zareagować nań we wrażliwy sposób (patrz LANA 2009, 2006).

W tym celu zostanie przeprowadzone badanie spektrum gatunków zgodnie z warunkami sformułowanymi w ustawie BNatSchG w odniesieniu do WSE oraz zgodnie z wytycznymi sformułowanymi przez Froelicha i Sporbecka (2010) w odniesieniu do morza terytorialnego i obszaru lądowego.



Gatunek fauny lub flory nie będzie poddawany dalszej analizie, jeśli dany gatunek nie jest wrażliwy na oddziaływanie projektu lub jeśli wobec danego gatunku nie mogą wystąpić żadne oddziaływania projektu.

Ponieważ wobec projektu obowiązuje § 44 ust. 5 BNatSchG, zgodnie z jego punktem 5 dokładnie należy zbadać tylko gatunki wymienione w Załączniku IV Dyrektywy Siedliskowej, europejskie gatunki ptaków oraz gatunki wymienione w jeszcze nieopracowanym rozporządzeniu z mocą ustawy zgodnie z § 54 ust. 1 pkt 2 BNatSchG.

Na podstawie **analizy konfliktów** należy określić, czy w związku z projektem można się spodziewać zaistnienia przesłanek wprowadzenia zakazów związanych z ochroną gatunków, o których mowa w § 44 ust. 1 BNatSchG. Analizowane będą przy tym zarówno kwestie związane z wrażliwością poszczególnych gatunków, jak i istotne funkcje habitatu.

Jeśli na podstawie analizy konfliktów nie można z góry wykluczyć zaistnienia przesłanki wprowadzenia zakazu, należy sprawdzić środki mające na celu zapobieżenie lub minimalizację konfliktu wraz ze środkami służącymi zachowaniu funkcji, o których mowa w § 44 ust. 5 zd. 3 BNatSchG (środki CEF).

Jeśli wskutek podjęcia środków mających na celu zapobieżenie lub minimalizację konfliktu nie można wykluczyć zaistnienia przesłanek obowiązywania zakazu, należy zbadać przesłanki **postępowania wyłączającego** (wyjątku) zgodnie z § 45 ust. 7 BNatSchG. Zgodnie z § 45 ust. 7 BNatSchG właściwy urząd może w indywidualnych przypadkach określić wyjątki od zakazów określonych w § 44 BNatSchG; może to nastąpić m.in. z powodów bezpieczeństwa publicznego (zd. 1 pkt. 4) lub z innych bezwzględnych powodów związanych z nadrzędnym interesem społecznym, w tym również natury społecznej lub gospodarczej (zd. 1 pkt. 5).

Na wyjątek można zezwolić tylko wtedy, gdy nie występują żadne rozsądne rozwiązania alternatywne i gdy stan populacji gatunku nie pogarsza się (zd. 2).

7.5.3 Wyniki ekspertyzy w zakresie ochrony gatunków

W trakcie przeprowadzonej specjalnej oceny pod kątem ochrony gatunków zgodnie z § 44 BNatSchG uwzględniono gatunki, których występowanie zostało udokumentowane na badanym obszarze w strefie oddziaływania rurociągu Nord Stream 2 i położonej na lądzie śluzy odbiorczej lub które mogą tam występować. W specjalnej ocenie pod kątem ochrony gatunków zostały uwzględnione następujące gatunki:

- morświn
- nietoperze (gacek brunatny, mroczek późny, nocek Natterera, borowiec wielki, nocek Brandta, nocek duży, borowiec leśny, karlik drobny, karlik większy, nocek łydkowłosy, nocek rudy, mroczak posrebrzany i karlik)
- ryby i kręgowce (jesiotr ostronosy)
- płazy i gady (żaba moczarowa)
- ptaki wędrowne (ogorzałka zwyczajna, rybitwa czubata, lodówka, nur lodowiec, rybitwa rzeczna, nurogęś, nurnik zwyczajny, perkoz dwuczuby, kormoran, rybitwa popielata, szlachar, perkoz rogaty, nur czarnoszyi, perkoz rdzawoszyi, uhła zwyczajna, mewa czarnogłowa, nur rdzawoszyi, mewa siwa, alka zwyczajna, markaczka zwyczajna, rybitwa czarna, nurzyk zwyczajny, mewa mała, bielaczek, rybitwa białoczelna, pozostałe gatunki są omówione w zestawieniach łącznych)
- ptaki lęgowe (świergotek drzewny, makolągwa zwyczajna, pokląskwa, skowronek zwyczajny, świerszczyk zwyczajny, mazurek, sieweczka rzeczna, lerka, jaskółka oknówka, gąsiorek, dymówka, kłaskawka zwyczajna, jarzębatka, szpak zwyczajny, białorzytka zwyczajna, brzegówka zwyczajna, świstunka leśna, uszatka zwyczajna, słonka zwyczajna; pozostałe gatunki w zestawieniu łącznym)



Morświn

W odniesieniu do morświna wyklucza się zaistnienie przesłanek obowiązywania zakazu. Hałas spowodowany flotą statków układających rurociąg występujący w fazie budowy i eksploatacji nie prowadzi ani od obrażeń ciała ani śmierci zwierząt, ani nie zakłóca spokoju w okresie lęgowym i okresie wędrówek. Wyklucza się także kolizje ze statkami układającymi rurociąg, gdyż będą one rozpoznawane jako „wolno płynące statki”. Nie występują związane z projektem naruszenia w miejscach reprodukcyjnych i pobytowych, gdyż nie są znane żadne miejsca reprodukcyjne morświana na wschodzie wyspy Rugii na terenie niemieckim.

Nietoperze

Dla 12 spośród 13 udokumentowanych na badanym obszarze gatunków nietoperzy można wykluczyć znacząco zwiększone zagrożenie śmiercią lub odniesienia obrażeń wskutek oddziaływań związanych z projektem. Maszyny budowlane i statki układające rurociąg poruszają się na obszarze budowy przeważnie powoli i dlatego mogą zostać odpowiednio wcześniej wykryte przez nietoperze, wskutek czego nie spodziewa się kolizji pojazdów i statków z nietoperzami. Jedynie w stosunku do borowca wielkiego, w związku z jego możliwym zimowaniem na badanym obszarze, przewidziany jest środek zapobiegawczy (AFB VM 7) w formie zbadania krzewów i drzew przed przygotowaniem terenu budowy, który pozwala wykluczyć ewentualne śmierci i obrażenia ciała przez ten gatunek.

W przypadku gatunków: gacek brunatny, mroczek późny, nocek Natterera, nocek Brandta, nocek duży, borowiec wielki i borowiec leśny, nocek rudy, nocek łydkowłosy i mroczak posrebrzany, na badanym obszarze nie stwierdzono występowania siedlisk zimowych lub/i letnich albo oddziaływania projektu nie dochodzą do kwater. W przypadku tych gatunków należy wykluczyć zakłócenia podczas okresu reprodukcyjnego, lęgowego oraz zimowania, a także zniszczenie miejsc reprodukcyjnych i pobytowych.

Znacznych zakłóceń w okresie rozmnażania się i okresu lęgowym nie można z pewnością z góry wykluczyć w przypadku karlika, karlika drobnego i karlika większego. Siedliska letnie tych gatunków znajdują się w pobliżu budowy. W tym przypadku emisja światła i hałasu stanowią istotne oddziaływania, które mogłyby prowadzić do znacznych zakłóceń, a także do opuszczenia tych miejsc reprodukcyjnych i pobytowych. Przesłanki wprowadzenia zakazu nie wystąpią pod warunkiem podjęcia środków zapobiegawczych (AFB VM 3 i AFB VM 5) w celu ograniczenia emisji światła i hałasu. Zakłócanie wędrówki zwierząt na otwartym morzu oraz na obszarze lądowym nie ma wpływu na populację gatunków, których to dotyczy, a ewentualnie tylko na pojedyncze osobniki (AHLEN et al 2009).

Zakłada się, że związane z projektem zajęcia terenu będą stanowiły naruszenie terenów lęgowych karlika malutkiego i karlika drobnego; dlatego zostanie to zrekompensowane utworzeniem siedlisk zastępczych (CEF 2).

Jesiotr ostronosy

Jesiotr ostronosy nie jest w takim stopniu dotknięty oddziaływaniami projektu, aby mogła zaistnieć przesłanka obowiązywania zakazu. Nie dochodzi do kolizji ryby ze statkami układającymi rurociąg, które prowadziłyby do śmierci lub odniesienia obrażeń zwierząt, gdyż jesiotr aktywnie unika kontaktu ze statkami. Nie należy się również spodziewać znacznych zakłóceń wskutek wykonywania wykopów, gdyż nie ma miejsca przekroczenie istotnych wartości granicznych zawiesiny materiałów, które prowadziłyby do powstania bariery. Z punktu widzenia prawa ochrony gatunków oczekiwane emisje dźwięku nie będą miały negatywnego wpływu na jesiota ostronosego. Miejsca rozmnażania się tego gatunku znajdują się na głębokiej wodzie i projekt nie będzie na nie oddziałował w sposób negatywny.



Żaba moczarowa

W odniesieniu do żaby moczarowej badany obszar ocenia się jako nieznaczący, co odzwierciedla niewielka liczba stwierdzonej na nim populacji żaby moczarowej. Powodem jest całkowita eliminacja dawnej oczyszczalni ścieków i w konsekwencji utrata jedynego koniecznego do zachowania gatunku żaby moczarowej siedliska na obszarze badanym. W związku z tym należy przyjąć utratę ekologicznej funkcji obszaru badanego jako odpowiedniego obszaru życia żaby moczarowej. Wskutek braku obszaru do rozmnażania się na terenie badanym przed rozpoczęciem prac budowlanych żaba moczarowa całkowicie wyprowadzi się z badanego obszaru. Z tego powodu wyklucza się sytuacje, w których dochodziłoby do zabijania i ranienia żab moczarowych przez prowadzone prace budowlane, a także wystąpienia znacznych niedogodności dla tego gatunku.

Ptaki wędrowne

Pod warunkiem dotrzymania ustalonego okresu wstrzymania prac budowlanych, określonego dla Zatoki Pomorskiej (AFB VM 2) na czas od 01 stycznia do 30 sierpnia, a dla Zatoki Greifswaldzkiej (AFB VM 1) od 01 stycznia do 14 maja w celu uniknięcia zakłócania bytu ptaków zimą i wczesną wiosną oraz w okresie pierzenia się markaczki zwyczajnej (Zatoka Pomorska) i okresie tarła śledzia (Zatoka Greifswaldzka) wyklucza się obowiązywanie zakazu „znaczne zakłócanie” w rozumieniu § 44 ust. 1 pkt. 2 BNatSchG w odniesieniu do wszystkich europejskich gatunków ptaków wędrownych. Część floty statków układających rurociąg będzie pracować ewentualnie przy AWTI przy PK 10 do 17 w Zatoce Pomorskiej w czerwcu i sierpniu w roku prowadzenia prac budowlanych. Ze względu na jedynie krótką realizację prac przy tym AWTI i tylko na niewielkim obszarze siedliskowym ptaków w Zatoce Pomorskiej, który będzie dotknięty prowadzonymi pracami budowlanymi, oraz faktu, iż o tej porze roku na tym obszarze nie przebywają prawie żadne ptaki wędrowne, również te prace budowlane nie powodują spełnienia przesłanki wprowadzenia zakazu „znaczne zakłócanie”. W odniesieniu do wszystkich gatunków ptaków można wykluczyć trwałe zagrożenie dla ich lokalnej populacji, a zatem również stan populacji na jej naturalnym obszarze występowania nie pogorszy się. Ponadto oddziaływania związane z projektem nie prowadzą do uszkodzenia ani zniszczenia miejsc pobytu i rozmnażania się rozpatrywanych ptaków. Ze względu na wolne tempo prowadzenia prac budowlanych nie będą one również prowadziły do zranienia lub śmierci ptaków.

Ptaki lęgowe

Maszyny budowlane poruszają się na obszarze budowy przeważnie powoli, a zatem nie występuje ryzyko kolizji z ptakami lęgowymi i można wykluczyć poranienie i śmierć ptaków lęgowych, o których mowa w § 44 ust. 1 pkt. 1. Dotrzymanie określonych ram czasowych zakazu prowadzenia prac związanych z przygotowaniem terenu budowy i wycinaniem rosnących na nim drzew, krzewów itp. w okresie od 1 stycznia do 31 marca (AFB VM 4) przed rozpoczęciem sezonu lęgowego, pozwoli ponadto uniknąć ranienia i śmierci potencjalnych lęgów w możliwych siedliskach, które mogą się pojawić na terenie budowy.

Fizycznego zniszczenia wieloletnich miejsc lęgowych wskutek wycinki należy oczekiwać tylko w przypadku par szpaka zwyczajnego (*sturnus vulgaris*), co zostanie zrekomensowane poprzez siedliska zastępcze (CEF 1). Poziom emisji światła i hałasu, który w okresie prowadzenia prac budowlanych mógłby sprawić spełnienie przesłanki wprowadzenia zakazu „znaczne zakłócanie” i doprowadzić do opuszczenia przez ptaki terenów lęgowych, zostanie znacznie ograniczony poprzez środki zapobiegawcze (AFB VM 3 i AFB VM 5), które również pozwolą uniknąć naruszenia bytu ptaków oraz niszczenia ich miejsc lęgowych. Zastosowanie środka zapobiegawczego AFB VM 6 stworzy alternatywny dojazd do placu budowy, co pozwoli uniknąć znacznego naruszenia bytu ptaków z gatunku lerka i gąsiorek i opuszczenia przez nich terenów lęgowych.



Konkludując w odniesieniu do żadnego gatunku wymienionego w Załączniku IV Dyrektywy Siedliskowej, należącego „do europejskich gatunków ptaków” (zgodnie z ich opisem w VSchRL) oraz występujących w Meklemburgii-Pomorzu Przednim „gatunków bezwzględnie chronionych” (BArtSchV – załącznik 1, kolumna 3) zgodnie z „Listą bezwzględnie chronionych gatunków M-V (za wyjątkiem ptaków)” LUNG M-V z dnia 22 lipca 2015 r., przy zastosowaniu środków zapobiegawczych i minimalizujących oraz środków CEF nie będą spełnione przesłanki obowiązywania zakazów zgodnie z § 44 ust. 1 w zw. z ust. 5 BnatSchG.

Przy zastosowaniu proponowanych środków zapobiegawczych, minimalizujących i środków CEF w odniesieniu do wszystkich gatunków można wykluczyć zagrożenie dla ich lokalnej populacji, a zatem również stan populacji na ich naturalnym obszarze występowania nie pogorszy się. Ekologiczna funkcja wszystkich miejsc lęgowych lub schronień zwierząt, które zostaną dotknięte przez projekt, zostanie utrzymana w ramach ciągłości terytorialnej.

Biorąc pod uwagę zastosowanie środków zapobiegawczych projekt nie prowadzi do wystąpienia zakazu ranienia i zabijania sformułowanego w § 44 ust. 1 pkt. 1 BNatSchG (dotyczy poranienia i śmierci osobników).

Biorąc pod uwagę zastosowanie środków zapobiegawczych projekt nie prowadzi do wystąpienia zakazu naruszania spokoju bytu zwierząt sformułowanego w § 44 ust. 1 pkt. 2 BNatSchG (dotyczy znaczne zakłócenie bytu osobników).

Biorąc pod uwagę zastosowanie środków zapobiegawczych i środków CEF projekt nie prowadzi do wystąpienia zakazu ingerencji sformułowanego w § 44 ust. 1 pkt. 3 BNatSchG (dotyczy niszczenia i uszkodzania miejsc lęgowych lub schronień).

7.6 Dyrektywa wodna UE

7.6.1 Zadania i cel ekspertyzy dotyczącej wymogów dyrektywy wodnej UE

W kontekście gospodarki wodnej podstawy prawne oceny projektu zawarte są w federalnej ustawie o gospodarce wodnej (WHG).

Zgodnie z § 27 WHG akwenami wód powierzchniowych i zgodnie z § 44 pkt 1 WHG również akwenami przybrzeżnymi w rozumieniu § 7 ust. 5 zd. 2 WHG, o ile nie są one sklasyfikowane jako sztuczne lub w znacznym stopniu zmienione, należy gospodarować w tak sposób, aby (1.) uniknąć pogorszenia się ich stanu ekologicznego i chemicznego oraz (2.) zachować względnie osiągnąć dobry stan ekologiczny i chemiczny. Ustawa WHG stanowi wdrożenie wymogów dyrektywy 2000/60/WE z 23 października 2000 r. ustanawiającej ramy wspólnotowego działania w dziedzinie polityki wodnej (RDW) do prawa krajowego.

W odniesieniu do wód powierzchniowych uzupełnieniem ustawy jest rozporządzenie dotyczące wód powierzchniowych (OGewV) z 20 czerwca 2016 r. (BGBl. I S. 1373). Rozporządzenie dotyczące wód powierzchniowych stanowi wdrożenie do prawa krajowego Niemiec wymogów sformułowanych w załącznikach II i V dyrektywy RDW oraz dyrektywy 2008/105/WE z 16 listopada 2008 r. w sprawie środowiskowych norm jakości w dziedzinie polityki wodnej (UQN-RL), obowiązujących jednolicie na całym terytorium kraju. Dyrektywa UQN-RL precyzuje zawarte w dyrektywie RDW uregulowania dotyczące ochrony wód powierzchniowych.

Wodami gruntowymi należy zgodnie z § 47 ust. 1 WHG gospodarować w taki sposób, aby (1.) uniknąć pogorszenia ich poziomu i stanu chemicznego; (2.) odwrócić wszystkie znaczące i utrzymujące się tendencje wzrostu koncentracji substancji szkodliwych w wyniku działań ludzkich; (3.) utrzymać lub uzyskać dobrą ilość i dobry stan chemiczny.



W dziedzinie wód gruntowych należy dodatkowo uwzględnić rozporządzenie w sprawie ochrony wód gruntowych (GrwV) z dnia 9 listopada 2010 roku. GrwV realizuje wymogi subdyrektywy w sprawie wód gruntowych 2006/118/WE oraz wymogi ramowej dyrektywy wodnej dotyczące wód gruntowych.

Przedmiotem specjalistycznego komentarza dotyczącego dyrektywy RDW jest analiza i zbadanie,

- czy może wystąpić pogorszenie stanu ekologicznego i chemicznego wód powierzchniowych oraz poziomu i stanu chemicznego wód gruntowych, które jest niedopuszczalne zgodnie z uregulowaniami prawnymi (zakaz pogorszenia się) i
- w jakim stopniu projekt jest zgodny z celami dyrektywy RDW, względnie czy projekt nie stanowi zagrożenia dla dobrego stanu ekologicznego i chemicznego wód powierzchniowych oraz poziomu i stanu chemicznego wód gruntowych (nakaz polepszenia).

7.6.2 Sposób opracowania, metodyka i struktura ekspertyzy dotyczącej wymogów dyrektywy wodnej

Podstawą oceny związanych z projektem oddziaływań na zasoby wody jest opis aktualnego stanu wód powierzchniowych oraz wód gruntowych na obszarze realizacji projektu. Ten opis bazuje na aktualnym planie zagospodarowania zlewni rzek Warnow/Piana (LUNG M-V 2015a), aktualnych danych zawartych w publikacji LUNG M-V oraz szczegółowym opisie i ocenie zasobów „dno”, „woda”, „zwierzęta i rośliny” zawartych w studium oddziaływania na środowisko (NSP2 dokumentacja do wniosku) i jest omówiony w ekspertyzie dotyczącej dyrektywy RDW (NSP2 dokumentacja do wniosku).

W odniesieniu do zasobów wód powierzchniowych na obszarze 1 Mm badany jest stan ekologiczny i chemiczny, przy podziale dokonany wg następujących elementów:

- elementy biologiczne jakości wód,
- elementy hydrologiczne jakości wód
- elementy chemiczne i ogólne fizyczno-chemiczne elementy jakości wód
- substancje stanu chemicznego.

Stan chemiczny w akwenach przybrzeżnych położonych poza granicą 1 Mm jest opisany w odniesieniu do:

- elementów określających stan chemiczny.

W odniesieniu do wód powierzchniowych przy badaniu ilości i stanu chemicznego brane są pod uwagę następujące aspekty:

- stan wód gruntowych,
- substancje zgodne z załącznikiem 3 GrwV.

Zbadane zostaną oddziaływania projektu na zasoby wodne. Do opisu oddziaływań zostaną wykorzystane określone w studium oddziaływania na środowisko (SOŚ) czasowe i przestrzenne oddziaływania projektu na dobra chronione, o ile mają one znaczenie dla badania zasobów wodnych. Oceny zawarte w SOŚ nie zostaną przejęte. Ocena oddziaływań opisanych w ekspertyzie odbywa się wyłącznie według specjalnych wytycznych związanych z prawem wodnym.

Na końcu ekspertyzy dotyczącej dyrektywy RDW przeprowadzona jest analiza pod kątem występowania sprzeczności pomiędzy projektem a celami gospodarki zasobami wodnymi, których dotyczy projekt, to znaczy, czy projekt będzie miał negatywny wpływ na zakaz pogorszenia lub nakaz poprawy wód powierzchniowych oraz zakaz pogorszenia, nakaz odwrócenia tendencji i nakaz poprawy wód gruntowych.



7.6.3 Wyniki ekspertyzy dotyczącej wymogów dyrektywy wodnej

Wyniki badań będących przedmiotem ekspertyzy wskazują na to, że stwierdzone oddziaływania projektu są tak niewielkie, że wykluczone jest pogorszenie aktualnego ekologicznego lub chemicznego stanu zasobów wodnych, które znajdują się w obszarze oddziaływania rurociągu Nord Stream 2. Zbadane zostały oddziaływania na akweny wód przybrzeżnych „Zatoka Greifswaldzka” (Tab. 7-7) i „Północna część Zatoki Pomorskiej” (Tab. 7-8) na morze terytorialne w „Strefie od 1 do 12 Mm” (Tab. 7-9) oraz położony na obszarze lądowym zasób wód gruntowych „Ryck/Zieseback” (Tab. 7-10). Na podstawie wyników można stwierdzić, iż nie występuje negatywny wpływ na chemiczny stan zasobów wodnych ani ekologiczny stan wód przybrzeżnych. Nie występują naruszenia zakazu pogorszenia się ani nakazu polepszenia. Rurociąg Nord Stream 2 jest zatem spójny z celami gospodarki zasobami wodnymi określonymi w dyrektywie RDW (§§ 27, 44, 47 WHG).

Tab. 7-7: Podsumowanie wyników badania – Akwen wód przybrzeżnych Zatoka Greifswaldzka (DE_CW_DEMV_WP13)

Komponent / cel gospodarki	Wynik
Stan ekologiczny	
Elementy biologiczne jakości wód	
Fitoplankton (występujące gatunki, biomasa)	Projekt nie skutkuje pogorszeniem się stanu fitoplanktonu.
Duże algi lub rośliny okrytonasienne (występujące gatunki, częstość występowania gatunku)	Projekt nie skutkuje pogorszeniem się stanu dużych alg lub roślin okrytonasiennych.
Bezkęgowce bentosowe (występujące gatunki, częstość występowania gatunku)	Projekt nie skutkuje pogorszeniem się stanu bezkręgowców bentosowych.
Elementy hydrologiczne jakości wód	
Morfologia (zmiennosc głębokości, struktura i podłoże, struktura strefy pływów)	Projekt nie skutkuje trwałymi oddziaływaniami na strukturę i podłoże. Miejscowe zmiany w ilości mułu dostosują się w średnioterminowej perspektywie do warunków lokalnych. Po zakończeniu prac budowlanych zmienność głębokości będzie odpowiadała stanowi aktualnemu. Parametr „Struktura strefy pływów” jest w przypadku tego zasobu wodnego nieistotny.
Reżym przyływu (ekspozycja na fale, kierunek głównych prądów)	Projekt nie ma wpływu na reżym przyływu.
Elementy chemiczne i fizyczno-chemiczne jakości wód	
Specyficzne zanieczyszczenia dla zlewni	Projekt spowoduje tylko niewielkie dodatkowe obciążenie. Nie oczekuje się przekroczenia środowiskowych norm jakości.
Przejrzystość	Projekt nie powoduje żadnych trwałych oddziaływań na przejrzystość. Związane z budową zmętnienie wody ma charakter przejściowy.
Warunki cieplne	Projekt nie powoduje żadnych oddziaływań na warunki cieplne.
Warunki natlenienia	Projekt nie powoduje żadnych oddziaływań na warunki natlenienia.
Zasolenie	Projekt nie powoduje żadnych oddziaływań na warunki zasolenia.



Komponent / cel gospodarki	Wynik
Warunki biogenne	Projekt nie powoduje żadnych oddziaływań na warunki biogenne.
Stan chemiczny	
Substancje wymienione w załączniku 8 OGewV	Projekt spowoduje tylko niewielkie dodatkowe obciążenie. Przekroczenie środowiskowych norm jakości można wykluczyć. Nie oczekuje się znacznego wzrostu aktualnie przekroczonych parametrów zawartości rtęci.
Cel gospodarki	
Osiągnięcie dobrego stanu ekologicznego do 2027 r.	Projekt nie powoduje pogorszenia się ekologicznego stanu i nie stanowi zagrożenia dla osiągnięcia celów do 2027 r. Projekt nie stoi na przeszkodzie wdrożeniu środków służących osiągnięciu celu ani nie jest sprzeczny z nakazem polepszenia.
Osiągnięcie dobrego stanu chemicznego do 2027 r.	Projekt nie powoduje pogorszenia się stanu chemicznego i nie stanowi zagrożenia dla osiągnięcia celów do 2027 r. Projekt nie stoi na przeszkodzie wdrożeniu środków służących osiągnięciu celu ani nie jest sprzeczny z nakazem polepszenia.

Tab. 7-8: Podsumowanie wyników badania – Akwen wód przybrzeżnych północna część Zatoki Pomorskiej (DE_CW_DEMV_WP18)

Komponent / cel gospodarki	Wynik
Stan ekologiczny	
Elementy biologiczne jakości wód	
Fitoplankton (występujące gatunki, biomasa)	Projekt nie skutkuje pogorszeniem się stanu fitoplanktonu.
Duże algi lub rośliny okrytonasienne (występujące gatunki, częstość występowania gatunku)	Projekt nie skutkuje pogorszeniem się stanu dużych alg lub roślin okrytonasiennych.
Bezkęgowce bentosowe (występujące gatunki, częstość występowania gatunku)	Projekt nie skutkuje pogorszeniem się stanu bezkręgowców bentosowych.
Elementy hydrologiczne jakości wód	
Morfologia (zmiennosc głębokości, struktura i podłoże, struktura strefy pływów)	Projekt nie skutkuje trwałymi oddziaływaniami na strukturę i podłoże. Miejscowe zmiany w ilości mułu dostosują się w średnioterminowej perspektywie do warunków lokalnych. Po zakończeniu prac budowlanych zmienność głębokości będzie odpowiadała stanowi aktualnemu. Parametr „Struktura strefy pływów” jest w przypadku tego zasobu wodnego nieistotny.
Reżym przyływu (ekspozycja na fale, kierunek głównych prądów)	Projekt nie ma wpływu na reżym przyływu.
Elementy chemiczne i fizyczno-chemiczne jakości wód	
Specyficzne zanieczyszczenia dla zlewni	Projekt spowoduje tylko niewielkie dodatkowe obciążenie. Nie oczekuje się przekroczenia środowiskowych norm jakości.
Przejrzystość	Projekt nie powoduje żadnych trwałych oddziaływań na przejrzystość. Związane z budową zmętnienie wody ma



Komponent / cel gospodarki	Wynik
	charakter przejściowy.
Warunki cieplne	Projekt nie powoduje żadnych oddziaływań na warunki cieplne.
Warunki natlenienia	Projekt nie powoduje żadnych oddziaływań na warunki natlenienia.
Zasolenie	Projekt nie powoduje żadnych oddziaływań na warunki zasolenia.
Warunki biogenne	Projekt nie powoduje żadnych oddziaływań na warunki biogenne.
Stan chemiczny	
Substancje wymienione w załączniku 8 OGewV	Projekt nie spowoduje żadnego istotnego obciążenia. Nie oczekuje się przekroczenia środowiskowych norm jakości. Wzrost aktualnie przekroczonych parametrów zawartości rtęci jest wykluczony.
Cel gospodarki	
Osiągnięcie dobrego stanu ekologicznego do 2027 r.	Projekt nie powoduje pogorszenia się ekologicznego stanu i nie stanowi zagrożenia dla osiągnięcia celów do 2027 r. Projekt nie stoi na przeszkodzie wdrożeniu środków służących osiągnięciu celu ani nie jest sprzeczny z nakazem polepszenia.
Osiągnięcie dobrego stanu chemicznego do 2027 r.	Projekt nie powoduje pogorszenia się stanu chemicznego i nie stanowi zagrożenia dla osiągnięcia celów do 2027 r. Projekt nie stoi na przeszkodzie wdrożeniu środków służących osiągnięciu celu ani nie jest sprzeczny z nakazem polepszenia.

Tab. 7-9: Podsumowanie wyników badania – Morze terytorialne w strefie pomiędzy 1 Mm a 12 Mm (DE_CW_DEMV_WP20)

Komponent / cel gospodarki	Wynik
Stan chemiczny	
Substancje wymienione w załączniku 8 OGewV	Projekt nie spowoduje żadnego istotnego obciążenia. Przekroczenie środowiskowych norm jakości można wykluczyć. Nie oczekuje się znacznego wzrostu aktualnie przekroczonych parametrów zawartości rtęci.
Cel gospodarki	
Osiągnięcie dobrego stanu chemicznego do 2027 r.	Projekt nie powoduje pogorszenia się chemicznego stanu i nie jest sprzeczny z nakazem polepszenia, a zatem nie stanowi zagrożenia dla osiągnięcia celów do 2027 r.

Tab. 7-10: Podsumowanie wyników badania – Zasób wód gruntowych Ryck/Ziesebach (DE_GB_DEMV_WP_KO_5)

Komponent / cel gospodarki	Wynik
Stan ilościowy wód gruntowych	
Wolumen wód gruntowych	Nie oczekuje się zmniejszenia wolumenu wód gruntowych wskutek projektu.
Poziom wód gruntowych	Miejscowe obniżenie poziomu wód gruntowych ma charakter



Komponent / cel gospodarki	Wynik
	tymczasowy i wskutek średniego zasilania wód gruntowych naruszenie stanu jest niewielkie.
Stan chemiczny	
Intruzja	Intruzję wód słonych do warstwy wód gruntowych można wykluczyć.
Zanieczyszczenia materiałami	Nic nie wskazuje na pogorszenie stanu wód gruntowych przez związane z projektem zanieczyszczenia materiałami.
Cel gospodarki	
Osiągnięcie dobrego stanu ilościowego do 2015 r.	Stan ilościowy zasobu wodnego jest określany jako dobry. Spowodowane projektem pogorszenie się stanu można wykluczyć. Nakaz utrzymania dobrego stanu jest przestrzegany.
Osiągnięcie dobrego stanu chemicznego do 2015 r.	Stan chemiczny zasobu wodnego jest określany jako dobry. Spowodowane projektem pogorszenie się stanu można wykluczyć. Nakaz utrzymania dobrego stanu jest przestrzegany.

7.7 Dyrektywa ramowa w sprawie strategii morskiej (DRSM)

7.7.1 Zadania i cel oceny ekspertyzy dotyczącej wymogów dyrektywy ramowej w sprawie strategii morskiej (DRSM)

Dyrektywa ramowa w sprawie strategii morskiej 2008/56/WE (DRSM) ustanawia ramy prawne dla osiągnięcia dobrego stanu wód morskich lub jego utrzymania najpóźniej do 2020 r. W tym celu państwa członkowskie mają obowiązek opracowania strategii morskich, aby

- chronić i zachować środowisko morskie, zapobiegać jego degradacji lub gdy jest to wykonalne odtwarzać ekosystemy morskie na obszarach, gdzie uległy one niekorzystnemu oddziaływaniu;
- zapobiegać i stopniowo eliminować zanieczyszczenie środowiska morskiego, o czym mowa w art. 3 ust. 8, aby wykluczyć znaczny wpływ na biologiczną różnorodność morską, ekosystemy morskie, zdrowie ludzkie i zgodne z prawem formy korzystania z morza, albo też znaczne dla nich zagrożenie” (art. 1 ust. 2 DRSM).

Postanowienie dyrektywy DRSM zostały wprowadzone przez niemieckiego ustawodawcę w § 45a WHG. Zgodnie z § 45a ust. 1 WHG wodami morskimi należy gospodarować w taki sposób, aby uniknąć pogorszenia się ich stanu (zakaz pogorszenia się) i aby zachować ich dobry stan lub osiągnąć go najpóźniej do 31 grudnia 2020 r. (nakaz utrzymania i polepszenia stanu). W § 45a ust. 2 WHG wymienione są konkretne główne cele gospodarcze i określone są istotne kroki wymagane do osiągnięcia tych celów.

Zadaniem ekspertyzy dotyczącej dyrektywy DRSM jest ocena oddziaływań projektu na cele gospodarcze obowiązujące dla wód morskich.



7.7.2 Sposób opracowania, metodyka i struktura ekspertyzy dotyczącej wymogów dyrektywy ramowej w sprawie strategii morskiej

W celu uwzględnienia wymogów dyrektywy DRSM w ekspertyzie zostaną najpierw przedstawione charakterystyczne właściwości oraz obciążenia niemieckiego obszaru Morza Bałtyckiego zgodnie z wymogami komisji BLANO (2012a). Opisany zostanie dobry stan środowiska naturalnego w odniesieniu do 11 wskaźników określonych dla niemieckiego obszaru Morza Bałtyckiego (BLANO 2012b). Ponadto przedstawione zostaną cele środowiskowe (BLANO 2012c) oraz środki ochrony wód morskich na niemieckim obszarze Morza Bałtyckiego na podstawie programu środków opracowanego przez komisję BLANO (BLANO 2016).

Na podstawie określonych właściwości, obciążeń oraz wskaźników wraz z odpowiednimi kryteriami i standardami metodycznymi dotyczącymi dobrego stanu środowiska wód morskich określonymi decyzją Komisji 2010/477/WE zostanie przeprowadzona ocena, czy projekt może spowodować ewentualne pogorszenie się stanu środowiska wód morskich (zakaz pogorszenia się). Podstawą oceny są określone, opisane i ocenione oddziaływania na dobra chronione zawarte w studium oddziaływania na środowisko (NSP2 dokumentacja do wniosku), które zostaną zinterpretowane w kontekście wymogów dyrektywy DRSM i - w razie konieczności - uzupełnione, a także aktualny początkowy stan wód morskich oraz związane z projektem, specjalistyczne badania aktualnego stanu środowiska naturalnego na obszarze realizacji projektu, które szczegółowo są przedstawione w SOŚ. Ocena oddziaływań będzie miała miejsce przy uwzględnieniu wiedzy naukowej, aktualnych ekspertyz dla projektu oraz dostępnych raportów z monitorowania ukończonego rurociągu Nord Stream. Ocena będzie miała charakter słowny z przytaczaniem argumentów i przy wykorzystaniu dostępnych danych. Zgodnie z definicją dobrego stanu wód morskich (§45b ust. 2 WHG) składają się nań jego biologiczna różnorodność, dynamika, zanieczyszczenie (jego brak) oraz możliwość wykorzystania w zdrowy i produktywny sposób, przy czym szczególnie decydujące jest, aby

- morskie ekosystemy funkcjonowały i były odporne na zmiany środowiskowe,
- biologiczne składniki morskich ekosystemów znajdowały się w równowadze,
- zostały zachowane gatunki żyjące w morzu, ich siedliska i biologiczna różnorodność oraz
- nie występował negatywny wpływ poprzez wprowadzane materiały i inne obciążenia.

W oparciu o kryteria dyrektywy RDW, która wyklucza spadek pojedynczego elementu jakościowego do niższej klasy ocen, również w ramach ekspertyzy dotyczącej dyrektywy DRSM można wykluczyć pogorszenie się stanu wód morskich wtedy, gdy projekt ma neutralny wpływ na cechy konkretyzujące wyżej wymienione parametry i wskaźniki / kryteria. Również w oparciu o kryteria dyrektywy RDW można wykluczyć pogorszenia się stanu wód morskich, gdy projekt nie spowoduje spadku stanu do kolejnej gorszej klasy. Dyrektywa DRSM, podobnie jak dyrektywa RDW, nie określa różnych klas stanu, jednakże przy ocenie stanu wód morskich należy w jak największym stopniu uwzględnić inne przedmiotowe oceny, a zwłaszcza ujęte w międzynarodowych umowach dotyczących mórz i klasyfikacjach ekologicznego i chemicznego stanu wód przybrzeżnych, zestawieniach obciążeń wód przybrzeżnych oraz ocenach ich oddziaływań (§ 45c WHG). Pod tym względem również w ocenie niniejszej ekspertyzy można nawiązać do ekspertyzy dotyczącej dyrektywy RDW (RDW w dokumentacji do wniosku składnego przez NSP2).



Zostanie przeprowadzona analiza badająca, w jakim stopniu te oddziaływania mają wpływ na docelowy dobry stan wód morskich, a szczególnie na ogólne cele gospodarcze określone w § 45a ust. 2 WHG oraz w tym kontekście zdefiniowane cele przejściowe i terminy ich osiągnięcia określone w § 45e WHG, a także cele jednostkowe konieczne do osiągnięcia dobrego stanu wód morskich do 31 grudnia 2020 r. oraz stosowne kryteria określone dla niemieckiego obszaru Morza Bałtyckiego. Wykonana zostanie ocena słowna zawierająca argumenty pod kątem wpływu oddziaływań projektu na osiągnięcie stanu środowiska naturalnego opisanego za pomocą wskaźników i celów środowiskowych (nakaz polepszenia). Na wszelki wypadek zostanie ponadto wykonana ocena oddziaływań projektu w odniesieniu do wykazów właściwości (Załącznik III dyrektywy DRSM).

7.7.3 Wyniki ekspertyzy dotyczącej wymogów dyrektywy ramowej w sprawie strategii morskiej

Wyniki oceny oddziaływań projektu na właściwości i obciążenia wód terytorialnych na niemieckim obszarze Morza Bałtyckiego oraz na ich wskaźniki oraz pod kątem celów środowiskowych nie demonstrują niekorzystnych zmian na obszarze morskim, którego dotyczy projekt.

Rurociąg Nord Stream 2 nie ma negatywnego wpływu na strukturę, funkcję ekosystemów morskich ani na przebiegające w nich procesy i nie wprowadza niekorzystnych zmian w zakresie fizjograficznych, geograficznych, geologicznych i klimatycznych wskaźników charakteryzujących elementy składowe tych ekosystemów. Występujące już ograniczenia funkcji morskich ekosystemów oraz ich odporności na zmiany środowiska wprowadzone przez człowieka, a także w zakresie równowagi różnych biologicznych elementów składowych morskich ekosystemów nie zostaną dalej zwiększone poprzez projekt. Ogólnie rzecz biorąc, występujące w morzu gatunki i ich siedliska nie odniosą uszczerbku. Związane z projektem zanieczyszczenia i energia, w tym również hałas, uwalniane do środowiska morskiego nie mają niekorzystnych oddziaływań na morskie ekosystemy, biologiczną różnorodność, ludzkie zdrowie i dozwolone użytkowanie morza. Również obciążenia skumulowane z innymi projektami nie powodują niekorzystnych oddziaływań.

Zatem projekt nie łamie zakazu pogorszenia (§ 45a ust. 1 pkt 1 WHG).

Projekt nie ma negatywnego wpływu na stan środowiska, opisany dla niemieckiego obszaru Morza Bałtyckiego za pomocą 11 wskaźników. Pod tym względem nic nie stoi na przeszkodzie osiągnięciu dobrego stanu środowiska opisanego wskaźnikami do 2020 r. Cele środowiskowe, które z kolei są przedstawione za pomocą szeregu tak zwanych operacyjnych celów środowiskowych oraz stosownych wskaźników, przedstawiają w sposób jakościowy lub ilościowy oczekiwany stan różnych składników morskich ekosystemów. Również ich osiągnięciu projekt nie stoi na przeszkodzie.

Na podstawie wyników można zatem stwierdzić, że nic nie stoi na przeszkodzie osiągnięciu dobrego stanu środowiska, a zatem złamanie nakazu polepszenia (§ 45a ust. 1 pkt 2 WHG) również jest wykluczone.

7.8 Zgodność z rozporządzeniami w sprawie obszarów chronionych zgodnie z § 20 ust. 2 BNatSchG

7.8.1 Rozporządzenie w sprawie obszaru chronionego krajobrazu „Zatoka Greifswaldzka”

Trasa rurociągu przecina obszar chronionego krajobrazu „Zatoka Greifswaldzka” na odcinku liczącym około 23 km.



Zgodnie z § 5 ust. 1 LSGGreifBodV zabronione są wszelkie działania i plany, kroki, zmiany lub zakłócenia prowadzące do znacznego negatywnego oddziaływania Europejskiego Obszaru Ptaków Chronionych zgodnie z § 1 ust. 3 LSGGreifBodV w odniesieniu do takich elementów obszaru, które są istotne w aspekcie zachowania gatunków lub ochrony.

Zabrania się zwłaszcza między innymi:

1. prowadzenia działań zmieniających naturalny stan wód lub ich funkcjonalność w taki sposób, że w znacznym stopniu może zostać naruszony cel związany z ochroną,
2. budowanie lub znaczne zmienianie sztucznych wysp, instalacji lub budowli, które mogą w znacznym stopniu naruszyć cel związany z ochroną, nawet gdy nie jest wymagane pozwolenie na budowę,
3. zabijanie, ranienie, chwywanie, karmienie, prześladowanie dziko żyjących ptaków gatunków wskazanych w § 4 ust. 2 oraz niepokojenie ich w inny sposób, bądź porzucanie lub osadzanie ich w nowym terenie.
4. niszczenie lub znaczne naruszanie neutralnej typowej dla danego miejsca roślinności podwodnej lub fauny,

Zgodnie z § 5 ust. 3 LSGGreifBodV zakazy nie dotyczą projektów, które z uwzględnieniem artykułu 6 ustępu 3 i 4 dyrektywy 92/43/EWG lub artykułu 4 dyrektywy 79/409/EWG i przepisów prawa federalnego lub krajowego wydanych w celu ich wykonania zostały ostatecznie dopuszczone do realizacji lub zostaną dopuszczone po spełnieniu warunków nałożonych powyższymi regulacjami.

Na podstawie FFH VU EU-Vogelschutzgebiet „Zatoka Greifswaldzka i południowy Strelasund” (DE 1747-402) (NSP2 dokumentacja dołączona do wniosku FFH-VU VSG GWB) wyklucza się, że rurociąg Nord Stream 2 może doprowadzić do znacznego naruszenia obszaru w odniesieniu do jego elementów objętych celami zachowania i ochrony gatunków. Zgodnie z powyższym inwestycja jest zgodna z LSGGreifBodV. W przeciwnym wypadku zgodnie z § 6 LSGGreifBodV dopuszcza się wyjątki od powyższych zakazów pod warunkami, pod którymi dopuszczalne są również wyjątki od zakazów ochrony obszaru (§ 34 ust. 3 do 5 BNatSchG).

7.8.2 Rozporządzenie w sprawie ustanowienia obszaru chronionego „Zatoka Pomorska”

Rurociąg Nord Stream 2 przecina obszar chronionego krajobrazu „Zatoka Pomorska” na odcinku liczącym około 31 km.

Zgodnie z § 4 ust. 1 NSG VO zabrania się m.in. budowy instalacji i budowli (pkt. 2). Zgodnie z § 6 NSG VO Federalny Urząd Ochrony Przyrody może dopuścić wyjątki od niniejszego zakazu, jeżeli są one zgodne z celem ochrony.

Cel ochrony opisany jest w § 3 NSG VO. W FFH-VU EU-Vogelschutzgebiet „Pommersche Bucht” (DE 1552-401) (NSP2 dokumentacja do wniosku FFH-VU VSG PB) wykazano, że rurociąg Nord Stream 2 jest zgodny z celem ochrony.

W przeciwnym wypadku zgodnie z § 4 ust. 2 pkt. 2 NSG VO Federalny Urząd Ochrony Przyrody może na wniosek wydać zwolnienie z zakazu, jeżeli wymagają tego nadrzędne przyczyny dobra wspólnego oraz zasady zgodne z § 34 ust. 3 do 5 BNatSchG. Również i te przesłanki są niniejszym spełnione.



8 Spisy

8.1 Spis ilustracji

Rys. 2-1: Odpowiedzialność w ramach organizacji	16
Rys. 3-1: Trasa rurociągu Nord Stream 2 przez Morze Bałtyckie	19
Rys. 3-2: Przebieg trasy po stronie niemieckiej.....	20
Rys. 3-3: Szerokość wykopu.....	26
Rys. 3-4: Metoda S-lay (schemat).....	27
Rys. 5-1: Przestrzenne rozgraniczenie procedur udzielania pozwoleń	44
Rys. 5-2: Elektryczny koszyk 2014 w UE 28 według źródeł energii [TWh,%] i odpowiednich emisji CO ₂ [Mt, %].....	62
Rys. 5-3: Przegląd scenariuszy zapotrzebowania UE 28 i OECD Europa na gaz ziemny [indeksowane 2015 = 100].....	65
Rys. 5-4: Rozwój popytu na gaz ziemny UE 28 [TWh H _o]	67
Rys. 5-5: Rozwój zapotrzebowania UE 28 na gaz ziemny [mld m ³].....	68
Rys. 5-6: Prognoza ukraińskiego popytu na gaz i wydobycia gazu [mld m ³].....	70
Rys. 5-7: Rozwój popytu na gaz ziemny UE 28 [mld m ³]	70
Rys. 5-8: Prognoza wydobycia gazu ziemnego w UE 28 według Prognos na podstawie scenariuszareferencyjnego UE 2016 [mld m ³].....	71
Rys. 5-9: Modyfikacja zapotrzebowania EU-28 na gaz ziemny [mld m ³]	72
Rys. 5-10: Zmodyfikowany rozwój wydobycia gazu ziemnego w UE 28 zgodnie z Prognos [mld. m ³]	75
Rys. 5-11: Prognoza popytu, wydobycia i zapotrzebowania eksportowego na gaz ziemny w UE 28 [mld m ³].....	76
Rys. 5-12: Przegląd tras importu gazu zimnego na rynek gazowy UE [schematycznie]	77
Rys. 5-13: Rozmieszczenie światowych zasobów gazu ziemnego [bln m ³].....	78
Rys. 5-14: Przegląd rosyjskich pól gazowych i gazociągów na rynek gazowy UE [schematycznie].....	80
Rys. 5-15: Inwestycje remontowe w ukraińską infrastrukturę do magazynowania i przesyłu gazu [mln USD].....	84
Rys. 5-16: Bezwzględna (słupki/lewa oś i względna (linie/prawa oś) liczba awarii w Ukrainie i regionach porównawczych.....	85
Rys. 5-17: Prognoza wydobycia ze złóż gazu ziemnego w Norwegii [mld m ³ /rok].....	87
Rys. 5-18: Prognoza algierskiego bilansu gazu ziemnego [mld m ³]	89
Rys. 5-19: Ilości gazu importowanego z Morza Kaspijskiego, Algierii, Libii oraz Norwegii do UE [mld m ³].....	93
Rys. 5-20: Rozwój regionalnych cen LNG [USD/mmbtu] oraz import LNG do UE 28 [mld m ³]	95
Rys. 5-21: Aktualne i planowane globalne moce produkcyjne w zakresie skraplania [mld m ³ /rok].....	97



Rys. 5-22: Scenariusze importu LNG na rynek gazowy EU dostosowane do różnych poziomów popytu [mld m ³]	99
Rys. 5-23: Prognozowana luka importowa na rynku UE 28 przy średnim imporcie LNG i tranzyście przez Ukrainę 30 mld m ³ /rok (sytuacja referencyjna) [mld m ³], układ wartości dla rosyjskiego importu na wykresie słupkowym odpowiada układowi w legendzie	102
Rys. 5-24: Prognozowana luka importowa na rynku UE 28 przy średnim imporcie LNG i tranzyście przez Ukrainę 30 mld m ³ /rok (sytuacja referencyjna) - coroczny rozwój w latach 2020-2035 [mld m ³]	103
Rys. 5-25: Przegląd stawek tranzytowych u odpowiednich operatorów sieci tranzytowych w Europie w roku 2012 (Eustream, TAG oraz Net4Gas) i 2015 [USD/1000 m ³ /100 km]	105
Rys. 5-26: Ryzyko 1 dla rynku UE 28: 0 mld m ³ tranzytu gazu przez Ukrainę na rok [mld m ³]	106
Rys. 5-27: Ryzyko 2 dla rynku UE 28: Minimalny import LNG na rynek UE 28-Plus [mld m ³]	107
Rys. 5-28: Inne ryzyka dla rynku UE 28: Brak wydobycia w Groningen, brak importu z Afryki Północnej lub większy popyt [mld m ³]	109
Rys. 5-29: Ślad węglowy rosyjskiego gazu z rurociągu dla UE 28, płynącego przez korytarz Nord Stream oraz z różnych regionów przez LNG [g CO ₂ e/MJ]	114
Rys. 5-30: Ślad węglowy rosyjskiego gazu z rurociągu, płynącego przez korytarz Nord Stream oraz z różnych regionów przez LNG - bez wydobycia i przetwarzania [g CO ₂ e/MJ]	115
Rys. 5-31: Ślad CO ₂ rosyjskiego gazu z rurociągu, bez strat u użytkowników końcowych [gCO ₂ e/MJ]	116

8.2 Spis tabel

Tab. 3-1: Odcinki maksymalnego dopuszczalnego ciśnienia roboczego	22
Tab. 3-2: Zakresy grubości ścianek rurociągu Nord Stream 2	22
Tab. 7-1: Środki zapobiegawcze i minimalizujące	147
Tab. 7-2: Konflikty (K) występujące na morskim obszarze przebiegu trasy rurociągu Nord Stream 2 w WSE wywołujące znaczne naruszenia w znaczeniu regulacji na wypadek ingerencji	150
Tab. 7-3: Konflikty (K) występujące na morskim odcinku trasy rurociągu Nord Stream 2 na morzu terytorialnym wywołujące znaczne naruszenia w znaczeniu regulacji na wypadek ingerencji	152
Tab. 7-4: Konflikty (K) występujące na obszarze morskiego składowiska tymczasowego na morzu terytorialnym landu Meklemburgia-Pomorze Przednie wywołujące znaczne naruszenia w znaczeniu regulacji na wypadek ingerencji	152
Tab. 7-5: Konflikty (K) o znacznych skutkach występujące na obszarze lądowym wywołujące znaczne naruszenia w znaczeniu regulacji na wypadek ingerencji	153



<i>Tab. 7-6: Zestawienie powierzchni kompensacyjnej w odniesieniu do pozostałych ingerencji rurociągu Nord Stream 2 na obszarze morskim i lądowym stanowiące podstawę dla ustaleń działań wyrównawczych i rekompensaty.....</i>	154
<i>Tab. 7-7: Podsumowanie wyników badania – Akwen wód przybrzeżnych Zatoka Greifswaldzka (DE_CW_DEMV_WP13)</i>	174
<i>Tab. 7-8: Podsumowanie wyników badania – Akwen wód przybrzeżnych północna część Zatoki Pomorskiej (DE_CW_DEMV_WP18)</i>	175
<i>Tab. 7-9: Podsumowanie wyników badania – Morze terytorialne w strefie pomiędzy 1 Mm a 12 Mm (DE_CW_DEMV_WP20).....</i>	176
<i>Tab. 7-10: Podsumowanie wyników badania – Zasób wód gruntowych Ryck/Ziesebach (DE_GB_DEMV_WP_KO_5).....</i>	176

8.3 Wykaz literatury

Niniejszy wykaz literatury dotyczy wyłącznie rozdziału 5.3.2 niniejszego dokumentu. Całościowy wykaz literatury uwzględnionej w niniejszym dokumencie oraz w całej dokumentacji do wniosku znajduje się w odrębnym wykazie literatury (por. NSP2 dokumentacja do wniosku tom z materiałami (tom I1A), Wykaz literatury).

ACER, Market Monitoring Report (2015)

Agnieszka Barteczko/ Alexander Smith, Polish firms concede defeat in search for shale gas riches (2016), dostępny pod adresem: <http://www.reuters.com/article/poland-gas-shale-idUSL8N1CI3PF>, ostatni dostęp dnia: 02/03/2017

Andreas Goldthau, Assessing Nord Stream 2: regulation, geopolitics & energy security in the EU, Central Eastern Europa & the UK (2016)

Aurora, France South gas price (TRS) trades at a premium due to an LNG supply shortage, as high Asian prices draw cargoes (2017), dostępny pod adresem: <https://alternativeeconomics.co/newsline/4317358-france-south-gas-price-trs-trades-at-a-premium-due-to-an-lng-supply-shortage-as-high-asian-prices-draw-cargoes-https-t-co-ily8av9hve>, ostatni dostęp dnia: 02/03/2017

BNetzA, Netzentwicklungsplan Gas (2016), dostępny pod adresem: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungundSmartGrid/Gas/NEP_Gas2016/NEP_Gas2016_node.html, ostatni dostęp dnia: 01/03/2017

BGR, Energiestudie – Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen (2016)

Boston Consulting Group, A Challenging Supply-Demand Outlook for LNG-Producers (2016)

BP, BP announces final investment decision to expand Indonesia's Tangguh LNG facility (2016), dostępny pod adresem: <http://www.bp.com/en/global/corporate/press/press-releases/bp-final-investment-decision-to-expand-indonesia-lng-facility.html>, ostatni dostęp dnia 01/03/2017

BP, Statistical Review of World Energy June 2016 (2016)

British Oil and Gas Authority (OGA), Oil and Gas: field data (2016), dostępny pod adresem: <https://www.gov.uk/guidance/oil-and-gas-uk-field-data>, ostatni dostęp dnia: 01/08/2016



- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 5th Monitoring Report on the "Energiewende" – "Energie der Zukunft" (2016)
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Dossier: Erneuerbare Energien, dostępny pod adresem: <http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/erneuerbare-energien.html>, ostatni dostęp dnia: 02/03/2015
- Carnegie, Egypt's Natural Gas Crisis (2016), dostępny pod adresem: <http://carnegieendowment.org/sada/62534>, ostatni dostęp dnia: 02/03/2017
- Daniel Wetzel in Die Welt, Die „Dunkelflaute“ bringt Deutschlands Stromversorgung ans Limit (2017), dostępny pod adresem: https://www.welt.de/wirtschaft/article161831272/Die-Dunkelflaute-bringt-Deutschlands-Stromversorgung-ans-Limit.html?wtrid=socialmedia.socialflow....socialflow_facebook, ostatni dostęp dnia: 02/03/2017
- DBI, Carbon Footprint of Natural Gas – Critical Evaluation of Default Values for the GHG emissions of the Natural Gas Supply Chain (2016), Final Report und Final Presentation
- DECC, Production (and demand) projections (2016)
- DVGW, Sicherheit von Gasfernleitungen – das Technische Regelwerk im Licht der aktuellen Rechtsprechung (2011; 2013; 2015), dostępny pod adresem: https://www.diverlag.de/media/content/3R/PDF/PDF_NR_DVGW.pdf?xaf26a=d7b9fb4e000bf6c72783658bf859557c, ostatni dostęp dnia: 02/03/2017
- EBRD, NAK Naftogaz Emergency Pipeline Upgrade and Modernisation (2014), dostępny pod adresem: <http://www.ebrd.com/work-with-us/projects/psd/nak-naftogaz-emergency-pipeline-upgrade-and-modernisation.html>, ostatni dostęp dnia: 02/03/2017
- Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Klimaschutzplan 2050 effizient und integrativ umsetzen (2016)
- Enervis, Klimaschutz durch Sektorenkopplung: Optionen, Szenarien, Kosten (2017)
- ENTSOE, Capacity map data sets 2010 und 2016, dostępny pod adresem: http://www.entsog.eu/public/uploads/files/maps/transmissioncapacity/2010/ENTSOE_CAP_MapData_June2010_final.xls i <http://www.entsog.eu/public/uploads/files/maps/transmissioncapacity/2016/Capacities%20for%20Transmission%20Capacity%20Map%202016.xlsx>, ostatni dostęp dnia: 02/03/2017
- ENTSOE, Ten Year Network Development Plan TYNDP 2017 (2016)
- Europäische Kommission, DG ENER: Energy datasheets: UE 28 countries, gross inland consumption by product (2016, ostatnia aktualizacja dnia: 06.07.2016), dostępny pod adresem: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/CountryDatasheets_June2016.xlsx, ostatni dostęp dnia: 02/03/2016 BP, Statistical Review of World Energy June 2016 (2016)
- Europäische Kommission, EU Reference Scenario (2016)
- Parlament Europejski: Directive 2014/94/EU of the European Parliament and of the Council on the deployment of alternative fuels infrastructure (2014), dostępna pod adresem: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:32014L0094&from=EN>, ostatni dostęp dnia: 02/03/2017
- European Biogas Association, The present status and future prospects of the European biogas / biomethane industry (2015)



- European Gas Pipeline Incident Data Group (EGIG), 9th Report of the European Gas Pipeline Incident Data Group 1970 – 2013, opublikowany: 02/2015, dostępny pod adresem: <https://www.egig.eu/uploads/bestanden/ba6dfd62-4044-4a4d-933c-07bf56b82383>, ostatni dostęp dnia: 02/03/2017
- Eurostat Statistical Dashboard, Natural gas imports of Germany, UE 28 (2016), dostępny pod adresem: http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Energy_production_and_imports#Imports, ostatni dostęp dnia: 02/03/2017
- ewi/EUCERS, Options for gas supply diversification for the EU and Germany in the next two decades (2016)
- Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., TU München, Basisdaten zur Bereitstellung elektrischer Energie, (2010), dostępny pod adresem: <https://www.ffe.de/themen/erzeugung-und-markt/186>, ostatni dostęp dnia: 02/03/2017
- Instytut Fraunhofera ds. Systemów Energetyki Słonecznej ISE. Ile kosztuje transformacja energetyczna? Wege zur Transformation des deutschen Energiesystems bis 2050 (2015)
- Gazprom, Gas Pipelines, dostępny pod adresem: <http://www.gazprom.com/about/production/projects/pipelines/>, ostatni dostęp dnia: 02/03/2017
- Gazprom, New production capacities at Bovanenkovskoye field and Bovanenkovo-Ukhta 2 gas pipeline enter operation (2017), dostępny pod adresem: <http://www.gazprom.com/press/news/2017/january/article299580/>, ostatni dostęp dnia: 02/03/2017
- Gazprom, Ukhta – Torzhok and Ukhta – Torzhok 2 (2017), dostępny pod adresem: <http://www.gazprom.com/about/production/projects/pipelines/active/ukhta-torzhok2/>, ostatni dostęp dnia: 07/03/2017
- Gazprom, Yamal Europe, dostępny pod adresem: <http://www.gazprom.com/about/production/projects/pipelines/active/yamal-evropa/>, ostatni dostęp dnia: 07/03/2017
- Gazprom, Yamal Megaproject (2017), do pobrania pod adresem: <http://www.gazprom.com/about/production/projects/mega-Yamal/>, ostatni dostęp dnia: 07/03/2017
- Government of the Netherlands, (2015), dostępny pod adresem: <https://www.rijksoverheid.nl/onderwerpen/aardbevingen-in-groningen/inhoud/kabinetsbeleid-gaswinning-groningen>, ostatni dostęp dnia: 02/03/2016
- Greenpeace, energy [r]evolution: a sustainable world energy outlook 2015 (2015)
- IHS, IHS Energy European Gas Long-Term Demand Outlooks (2016)
- IEA, Medium-Term Gas Market Report (2016)
- IEA, Russia 2014 – Energy Policies Beyond IEA Countries (2014)
- IEA, World Energy Outlook (2016)
- International Gas Union, World LNG Report (2010-2016) i Federal Energy Regulatory Commission, Natural Gas Trading Archives (2010-2016), dostępny pod adresem: <https://www.ferc.gov/market-oversight/mkt-gas/trading/archives.asp>, ostatni dostęp dnia: 02/03/2017
- International Gas Union (IGU), World LNG Report LNG 18 Conference & Exhibition Edition (2016)



- Jamie Smyth, A Cost Overrun near \$50 bn as Australia's LNG Boom Falts (2016), dostępny pod adresem: <https://www.ft.com/content/29667e96-9f15-11e6-891e-abe238dee8e2>, ostatni dostęp dnia: 07/03/2017
- KPMG, Situation of the Ukrainian natural gas market and transit system (2017)
- Natural Gas World, AG&P, Hindustan LNG plan Indian LNG supply, dostępny pod adresem: http://www.naturalgasworld.com/agp-plans-35807?utm_medium=email&utm_campaign=Natural%20Gas%20World%20Newsletter%20February%202017&utm_content=Natural%20Gas%20World%20Newsletter%20February%202017+CID_f9f9867d82e4cc44aed3d876ef456796&utm_source=Campaign%20Monitor&utm_term=AGP%20Hindustan%20Plan%20Indian%20LNG%20Supply, ostatni dostęp dnia: 01/03/2017.
- Newsbase, Final nail in coffin for Polish shale (2016), dostępny pod adresem: <http://newsbase.com/topstories/final-nail-coffin-polish-shale>, ostatni dostęp dnia: 02/03/2017
- Norwegian Petroleum Directorate, Exports of oil and gas (2016), dostępny pod adresem: <http://www.norskpetroleum.no/en/production-and-exports/exports-of-oil-and-gas/>, ostatni dostęp dnia: 02/03/2016
- Norsk olje og gass, Konjunkturrapport (2016), S. 77 und 79, dostępny pod adresem: https://www.norskoljeoggass.no/Global/Konjunkturrapport%202016/NOROG%20konjunktur_2016_NO%20%28ORIG%29_0812.pdf, ostatni dostęp dnia: 02/03/2017
- Ohne Verfasser, days of Ukrainian independency from direct Russian gas import, dostępny pod adresem <http://utg.ua/still-alive>, ostatni dostęp dnia: 02/03/2017
- Oxford Institute for Energy Studies (OIES), Algerian Gas: Troubling Trends, Troubled Policies (2016)
- Oxford Institute for Energy Studies (OIES), Azerbaijan's gas supply squeezes and the consequences for the Southern Corridor (2016)
- Oxford Institute for Energy Studies (OIES), LNG markets in transition: the great reconfiguration. Oxford: Oxford University Press
- Oxford Institute for Energy Studies (OIES), Russian Gas Transit Across Ukraine Post-2019: pipeline scenarios, gas flow consequences, and regulatory constraints (2016), S. 17, Table 1
- Prognos AG, Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050 (2012)
- Prognos AG, Status und Perspektiven der europäischen Gasbilanz (2016)
- ROGTEC, Gazprom & Russian Gas Production Overview & Future Developments (2014), dostępny pod adresem: <https://rogtecmagazine.com/gazprom-russian-gas-production-overview-future-developments/>, ostatni dostęp dnia: 02/03/2017
- Royal Dutch Shell plc., LNG Outlook (2017)
- Stephan Kohler w Russlandkontrovers, Energieallianz EU Russland – Was bringt die Zusammenarbeit im Energiebereich (2017), dostępny pod adresem: <http://russlandkontrovers.de/energieallianz-eu-russland-w/>, ostatni dostęp dnia: 02/03/2017
- Thinkstep, GHG intensity of Natural Gas Transport, Comparison of additional Natural Gas Imports to the EU by the Nord Stream 2 Pipeline and LNG Import Alternatives (2017)



Ukrtransgaz, Bericht über Störungen im Übertragungsnetz („У 2015 році кількість відмов на магістральних газогонах України зменшилась на 21%”), opublikowany dnia: 15/06/2016; dostępny pod adresem: <http://utg.ua/utg/media/news/2016/06/u-2015-rocz-klkst-vmov-na-magstralnix-gazogonax-ukrani-zmenshilas-na-21.html>, ostatni dostęp dnia: 02/03/2017

Unian Information Agency, Reuters: Ukraine may decommission part of gas network on lower Russian supplies (2016), dostępny pod adresem: <http://www.unian.info/economics/1519579-reuters-ukraine-may-decommission-part-of-gas-network-on-lower-russian-supplies.html>, ostatni dostęp dnia: 02/03/2017

US Energy Information Administration, Shale in the United States, dostępny pod adresem: https://www.eia.gov/energy_in_brief/article/shale_in_the_united_states.cfm, ostatni dostęp dnia: 02/03/2017

US Energy Information Administration, Drilling Productivity Report (2016), dostępny na stronie: <http://www.eia.gov/petroleum/drilling/pdf/dpr-full.pdf>, ostatnio dostęp dnia: 02/03/2017

William Powell, Gazprom Prepares to Wind Down Central Route (2016), dostępne w: <http://www.naturalgasworld.com/gazprom-prepares-to-wind-down-central-route-30145>, ostatnie wejście: 02/03/2017

Yamal LNG, About the Project, dostępny pod adresem: <http://yamallng.ru/en/project/about/>, ostatni dostęp dnia: 02/03/2017

8.4 Spis skrótów

Niniejszy spis skrótów dotyczy wyłącznie rozdziału 5.3.2 niniejszego dokumentu. Całościowy wykaz skrótów stosowanych w niniejszym dokumencie oraz w całej dokumentacji do wniosku znajduje się w odrębnym wykazie literatury (por. NSP2 dokumentacja do wniosku tom z materiałami (tom I1A), Tezaurus).

AR4	Vierter Assessment Report (IPCC), (Czwarty Raport IPCC)
BGR	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (Federalna Służba Geologiczna)
Bill. m ³	Miliard metrów sześciennych
BNetzA	Deutsche Bundesnetzagentur (niemiecki organ regulacji energetyki)
BRUA Korridor	Korytarz przez Bułgarię, Rumunię, Węgry i Austrię
CEGH	Central European Gas Hub (środkowoeuropejski hub gazowy)
CH ₄	Metan
CHP	Combined heat and power (kogeneracja)
CNPC	China National Petroleum Corporation (chińskie przedsiębiorstwo, zajmujące się handlem i wydobywaniem ropy naftowej i gazu ziemnego)
CO ₂	Dwutlenek węgla
CO ₂ e	Ekwiwalent dwutlenku węgla
COMECON	Council for Mutual Economic Assistance (Rada Wzajemnej Pomocy Gospodarczej)



COP 21	Konferencja klimatyczna ONZ w Paryżu w 2015 r. (Conference of the Parties within the United Nations Framework Convention on Climate Change)
DECC	Department of Energy and Climate Change (brytyjskie ministerstwo ds. energii i zmiany klimatu)
EBRD	European Bank for Reconstruction and Development (Europejski Bank Odbudowy i Rozwoju)
EGIG	European Gas Pipeline Incident Data Group (europejska organizacja gromadząca dane o wypadkach związanych z rurociągami gazowymi)
EIA	Environmental Impact Analysis (ocena oddziaływania na środowisko)
EIB	European Investment Bank (Europejski Bank Inwestycyjny)
ENTSOG	European Network of Transmission System Operators for Gas (Europejska Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych Gazu)
EU	Unia Europejska
UE 28	Państwa członkowskie Unii Europejskiej
UE 28-Plus	Państwa członkowskie Unii Europejskiej, Szwajcaria i ukraińska firma Westimport
EUGAL	Europäische Gas-Anbindungsleitung (europejska linia połączenia gazowego, planowany łącznik z rurociągiem Nordstream II)
EUR	Waluta euro
FID	Final investment decision (ostateczna decyzja inwestycyjna)
GHG	Greenhouse gas (gaz cieplarniany)
GIPL	Gas Interconnection Poland-Lithuania (interkonektor gazowy między Polską a Litwą)
GWp	Global warming potential (potencjał tworzenia efektu cieplarnianego)
IEA	International Energy Agency (Międzynarodowa Agencja Energetyczna)
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change (Międzyrządowy Zespół ds. Zmian Klimatu)
JAGAL	Łącznik z gazociągiem Jamał
kWh	Kilowatogodzina
LNG	Liquefied Natural Gas (skroplony gaz ziemny)
LTC	Long Term Contract (kontrakt długoterminowy)
mmbtu	Milion brytyjskich jednostek ciepła
Mrd. m ³	Miliard metrów sześciennych
MWh	Megawatogodzina
N ₂ O	Gaz rozweselający



NCG	NetConnect Germany (wirtualna platforma handlu gazem w Niemczech)
NEL	Norddeutsche Erdgasleitung (zachodnia odnoga rosyjsko-niemieckiego gazociągu Nord Stream)
NEP	Deutscher Netzentwicklungsplan 2016 (plan rozwoju niemieckich sieci gazowych)
NETRA	Norddeutsche Erdgas-Transversale (rurociąg gazowy od Morza Północnego do Saksonii-Anhalt)
NGO	Non-governmental organisation (organizacja pozarządowa)
NOP	Niederländischer Netzentwicklungsplan 2015 (holenderski plan rozwoju sieci gazowych)
NPD	Norwegian Petroleum Directorate (Norweskie Ministerstwo Ropy Naftowej i Energi)
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development (Organizacja Współpracy Gospodarczej i Rozwoju)
OIES	Oxford Institute for Energy Studies (Oksfordzki Instytut Studiów Energetycznych)
OPAL	Ostsee-Pipeline-Anbindungsleitung (odnoga gazociągu Nord Stream na terenie Niemiec)
PCI	Projects of Common Interest (projekty o znaczeniu wspólnotowym)
SCADA	Supervisory control and data acquisition (system nadzoru, sterowania oraz akwizycji danych)
TAG	Trans-Austria Gasleitung (operator systemu przesyłowego gazu w Austrii)
TANAP	Trans-Anatolische Pipeline (rurociąg transanatolijski)
TAP	Trans-Adriatische Pipeline (rurociąg transadriatycki)
TAPI	Turkmenistan-Afghanistan-Pakistan-Indien Pipeline (rurociąg Turkmenistan - Afganistan - Pakistan - Indie)
TENP	Trans-Europa-Naturgas-Pipeline (rurociąg gazowy od granicy holendersko-niemieckiej do granicy niemiecko-szwajcarskiej)
TTF	Title Transfer Facility (holenderski hub gazowy)
TWh	Terawatogodzina
TYNDP	Ten Year Network Development Plan (dziesięcioletni plan rozwoju sieci)
UK	United Kingdom (Wielka Brytania)
UN	United Nations (ONZ)
UNCLOS	United Nations Convention on the Law of the Sea (Konwencja Narodów Zjednoczonych o prawie morza)
US/USA	United States of America (Stany Zjednoczone)
USD	Waluta dolar amerykański
ZEE	Hub gazowy Zeebrugge



ZTP

Zeebrugge Trading Point (punkt handlu gazem Zeebrugge)

Nord Stream 2 AG

Head Office
Baarerstrasse 52, 6300 Zug, Switzerland
info@nord-stream2.com
Tel.: +41 41 414 54 54
Faks: +41 41 414 54 55

Moskauer Branch
ul. Znamenka, 7/3, 119019 Moscow, Russia
info@nord-stream2.com
Tel.: +7 495 229 65 85
Faks: +7 495 229 65 80

St. Petersburger Branch
ul. Reshetnikova 14a, 196105 St. Petersburg, Russia
info@nord-stream2.com
Tel.: +7 812 331 16 71
Faks: +7 812 331 16 70