BUNDESAMT FÜR SEESCHIFFFAHRT UND HYDROGRAPHIE

Projekt Plan Rozwoju Obszarów dla Energetyki Wiatrowej 2019 na północ i Morze Bałtyckie

Hamburg, 26. października 2018

Zdjęcia: 50 Hertz, BSH

Spis treści

1	**Wprowadzenie**	**1**
1.1	Model centralny	1
1.2	Ustawowe podstawy Planu Rozwoju Obszarów dla Energetyki Wiatrowej	1
1.3	Cel i założenia Planu Rozwoju Obszarów dla Energetyki Wiatrowej	2
1.4	Przedmiot Planu Rozwoju Obszarów dla Energetyki Wiatrowej	3
2	**Procesy rozwoju morskiej energetyki wiatrowej**	**4**
2.1	Plan Rozwoju Obszarów dla Energetyki Wiatrowej	5
2.1.1	Kompetencje	5
2.1.2	Plan wstępny	5
2.1.3	Aktualizacja	5
2.1.4	Wymogi dotyczące koordynacji	5
2.1.5	Wymóg porozumienia	6
2.2	Wstępne badanie obszarów	6
2.3	Przetarg	7
2.4	Zatwierdzenie planu	8
2.5	Punkty styczne z innymi instrumentami planowania sieci	9
2.5.1	Ramy scenariuszowe	9
2.5.2	Plan Rozbudowy Sieci	9
2.5.3	Federalny plan zapotrzebowania	10
2.5.4	Dziesięcioletni plan rozbudowy sieci	10
2.5.5	Federalny plan sieci	10
2.6	Istniejący plan zagospodarowania przestrzennego i plan techniczny	11
2.6.1	Wyłączna strefa ekonomiczna	11
2.6.2	Dolna Saksonia	12
2.6.3	Szlezwik-Holsztyn	12
2.6.4	Meklemburgia-Pomorze Przednie	12
3	**Stan wyjściowy**	**13**
3.1	Aktualny stan rozwoju	13

3.2	Ustawowa ścieżka rozwoju morskiej energetyki wiatrowej	16
3.3	Rozszerzona ścieżka rozwoju wg ram scenariuszowych 2019-2030	17
4	**Wytyczne i zasady**	**18**
4.1	Wprowadzenie	18
4.2	Koncepcje przyłączania	18
4.2.1	Standardowa koncepcja dla Morza Północnego: system prądu stałego	18
4.2.2	Standardowa koncepcja dla Morza Bałtyckiego: system prądu trójfazowego	19
4.3	Znormalizowane zasady techniczne	19
4.3.1	System prądu stałego dla Morza Północnego	19
4.3.2	System prądu trójfazowego dla Morza Bałtyckiego	19
4.3.3	Wzajemne połączenia	19
4.3.4	Transgraniczne systemy kabli podmorskich	19
4.4	Zasady planistyczne	20
4.4.1	Zasady ogólne	20
4.4.2	Obszary morskie i turbiny wiatrowe	22
4.4.3	Platformy	22
4.4.4	Systemy kabli podmorskich	23
4.5	Możliwości odstępstwa	25
4.5.1	Znormalizowane zasady techniczne	25
4.5.2	Zasady planistyczne	25
4.6	Horyzont planowania	25
4.7	Określenie przewidywanej mocy instalowanej	25
4.7.1	Cele określenia mocy instalowanej	25
4.7.2	Metodyka określania mocy instalowanej w strefie 1 i 2	25
4.7.3	Kryteria określania mocy instalowanej	26
4.7.4	Przyjmowana gęstość mocy	28
4.7.5	Określenie przewidywanej mocy instalowanej w strefie 3	28
4.8	Kryteria dla ustalania obszarów oraz porządku chronologicznego przetargów na te obszary	29
4.8.1	Metodyka stosowania kryteriów	30
4.8.2	Opis stosowanych kryteriów	30

5 Ustalenia 31

5.1 Rejony pod budowę i eksploatację morskich turbin wiatrowych 31

5.2 Obszary pod budowę i eksploatację morskich turbin wiatrowych 34

5.2.1 Ustalenie obszarów 34

5.2.2 Istotne kryteria przy podejmowaniu decyzji o ustaleniu obszarów 38

5.3 Przewidywana moc instalowana 39

5.4 Ustalenia dla wód terytorialnych 40

5.4.1 Konieczność zawarcia porozumienia administracyjnego 40

5.4.2 Rejony pod budowę i eksploatację morskich turbin wiatrowych 40

5.4.3 Obszary pod budowę i eksploatację morskich turbin wiatrowych 40

5.4.4 Rok kalendarzowy przekazania do eksploatacji morskich turbin wiatrowych i odpowiednich linii przyłączeniowych 40

5.4.5 Przewidywana moc instalowana 40

5.5 Porządek chronologiczny przetargów na obszary 41

5.5.1 Porządek chronologiczny przetargów na obszary 41

5.5.2 Prezentacja oceny porządku chronologicznego na podstawie informacji dotyczących morskich linii przyłączeniowych, węzłów sieci i rozbudowy sieci lądowej 41

5.6 Rok kalendarzowy uruchomienia morskich turbin wiatrowych i linii przyłączeniowych 42

5.7 Lokalizacja platform konwertorowych i zbiorczych oraz stacji transformatorowych 42

5.8 trasy lub korytarze tras dla morskich linii przyłączeniowych 42

5.9 Korytarze graniczne do wód terytorialnych 42

5.9.1 Stan obecny 42

5.9.2 Ustalenie korytarzy granicznych do wód terytorialnych 42

5.10 Trasy i korytarze tras dla transgranicznych linii energetycznych 43

5.10.1 Stan obecny 43

5.10.2 Ustalenie tras i korytarzy tras dla transgranicznych linii energetycznych 43

5.10.3 Ustalenie korytarzy granicznych dla transgranicznych linii energetycznych 44

5.11 dla linii sprzęgowych systemów 46

6 Ustalenia dla pilotażowych turbin wiatrowych 47

6.1 Dostępne moce przyłączeniowe do sieci 47

6.2	Zalecenia przestrzenne	47
6.3	Sytuacja techniczna i warunki dla przyłączenia do sieci	47
7	**Uzgodnienie ustaleń z interesami prywatnymi i publicznymi**	**48**
7.1	Ustawowe powody wykluczające	48
7.1.1	Zgodność z wymogami planu zagospodarowania przestrzennego	48
7.1.2	Brak zagrożenia dla środowiska morskiego	49
7.1.3	Brak negatywnego oddziaływania na bezpieczeństwo i swobodę transportu	49
7.1.4	Brak negatywnego oddziaływania na bezpieczeństwo i obronność kraju	50
7.1.5	Lokalizacja poza obszarem objętym ustawową ochroną	50
7.1.6	Lokalizacja wyłącznie na obszarze klastrów określonych w BFO lub w rejonach i obszarach wyznaczonych przez kraje przybrzeżne	50
7.2	Inne interesy publiczne i prywatne	50
7.3	Uniknięcie wystąpienia kryteriów wykluczających przez zasady planistyczne	51
7.4	Dopuszczalność ustalenia rejonów	53
7.5	Dopuszczalność ustalenia obszarów	54
7.6	Dopuszczalność pozostałych ustaleń	55
8	**Ocena podsumowująca**	**57**
9	**Podsumowująca deklaracja środowiskowa**	**58**
10	**Załączniki: mapy (do celów informacyjnych)**	**59**
11	**Literatura**	**63**
12	**Załącznik: Prezentacja dla celów informacyjnych rozszerzonej ścieżki rozwoju (ramy scenariuszowe 2019-2030)**	**65**
12.1	Scenariusze B 2030 i C 2030 (17 GW do 2030)	66
12.2	Scenariusz A 2030 (20 GW do 2030)	67
12.3	Scenariusz B 2035 (23,2 GW do 2035)	68
12.4	Ewentualnie niezbędne linie przyłączeniowe dla scenariuszy	69

Spis ilustracji

Ilustracja 1: Plan Rozwoju Obszarów dla Energetyki Wiatrowej w całościowym systemie modelu centralnego dla obszaru niemieckiej WSE Morza Północnego i Bałtyckiego 4

Ilustracja 2: Procedura sporządzania FEP i SOOŚ 5

Ilustracja 3: Etapy wstępnego badania obszarów 6

Ilustracja 4: Morskie farmy wiatrowe w niemieckiej WSE Morza Północnego, z przewidywane do przekazania do eksploatacji do końca 2025 r. 15

Ilustracja 5: Morskie farmy wiatrowe w niemieckiej WSE Morza Bałtyckiego, z przewidywane do przekazania do eksploatacji do końca 2025 r. 16

Ilustracja 6: schemat metodyki określania mocy instalowanej 26

Ilustracja 7: Gęstość mocy morskich farm wiatrowych na niemieckim wybrzeżu Morza Północnego i Bałtyckiego w zależności od ich geometrii 26

Ilustracja 8: Średnia prędkość wiatru [m/s] na wysokości 116 m dla COSMO-REA6 między 1995 a 2014 r. (Źródło: DWD) 26

Ilustracja 9: Rozkład prędkości wiatru na wysokości 90 m z FINO 1, FINO 2 i FINO 3 w latach 2009 – 2014 (Borsche, Kaiser-Weiss, & Kaspar, 2016) 26

Ilustracja 10: Wieloletni rozkład kierunków wiatrów na Morzu Północnym (z lewej strony: FINO 1, wys. 90 m) i Morzu Bałtyckim (z prawej strony: FINO 2, wys. 92 m) (Źródło: Fraunhofer IWES) ... 27

Ilustracja 11: Przykładowe zastosowanie kryterium 2 do oceny stopnia przesłonienia przez sąsiadujące farmy wiatrowe 27

Ilustracja 12: Gęstość mocy turbin wiatrowych w europejskich farmach wiatrowych (Borrmann, Rehfeldt, Wallasch, & Lüers, 2018) 27

Ilustracja 13: Gęstość mocy oddanych do eksploatacji i planowanych farm wiatrowych z zatwierdzonym lub przydzielonym przyłączeniem do sieci na Morzu Północnym i Bałtyckim 28

Ilustracja 14: Skorygowana gęstość mocy europejskich morskich farm wiatrowych (Borrmann, Rehfeldt, Wallasch, & Lüers, 2018) 28

Ilustracja 15: strefy oddalenia wg O-NEP na niemieckim Morzu Północnym 30

Ilustracja 16: strefy oddalenia wg O-NEP na niemieckim Morzu Bałtyckim 30

Ilustracja 17: Rejony w niemieckiej WSE na Morzu Północnym 32

Ilustracja 18: Rejony w niemieckiej WSE na Morzu Bałtyckim 32

Ilustracja 19: Obszary w niemieckiej WSE na Morzu Północnym 35

Ilustracja 20: Obszary w rejonach N-3, N-6, N-7 i N-9 w niemieckiej WSE na Morzu Północnym .. 36

Ilustracja 21: Obszary w niemieckiej WSE na Morzu Bałtyckim 37

Ilustracja 22: Rejony i obszary na wodach terytorialnych przekazane wstępnie przez Meklemburgię-Pomorze Przednie do możliwego wyznaczenia z zastrzeżeniem zawarcia porozumienia administracyjnego 40

Ilustracja 24: Szlaki żeglugowe w planie zagospodarowania przestrzennego WSE na Morzu Północnym 59

Ilustracja 25: Szlaki żeglugowe w planie zagospodarowania przestrzennego WSE na Morzu Bałtyckim 59

Ilustracja 26: Oznaczenia kabli podmorskich, rurociągów, systemów rozgraniczenia ruchu (Morze Północne) 60

Ilustracja 27: Oznaczenia kabli podmorskich, rurociągów, systemów rozgraniczenia ruchu (Morze Bałtyckie) 60

Ilustracja 28: Obszary związane z obronnością kraju (Morze Północne) 61

Ilustracja 29: Obszary związane z obronnością kraju (Morze Bałtyckie) 61

Ilustracja 30: Obszary przeznaczone na budowę i eksploatację morskich turbin wiatrowych w niemieckiej WSE Morza Północnego i rezerwaty przyrody. 62

Ilustracja 31: Obszary przeznaczone na budowę i eksploatację morskich turbin wiatrowych w niemieckiej WSE Morza Bałtyckiego i rezerwaty przyrody 62

Ilustracja 32: Prezentacja w celach informacyjnych możliwych ustaleń wg scenariusza B i C 2030 (17 GW do 2030) oraz niektóre wyzwania, którym trzeba sprostać 66

Ilustracja 33: Prezentacja w celach informacyjnych możliwych ustaleń wg scenariusza A 2030 (20 GW do 2030) oraz niektóre wyzwania, którym trzeba sprostać 67

Ilustracja 34: Prezentacja w celach informacyjnych możliwych ustaleń wg scenariusza B 2035 (23,2 GW do 2035) oraz niektóre wyzwania, którym trzeba sprostać 68

Spis tabel

Tabela 1: Zestawienie morskich linii przyłączeniowych do końca 2025 r. i podłączonych do nich morskich farm wiatrowych 14

Tabela 2: Kategorie obszarów do określania przewidywanej mocy instalowanej 28

Tabela 3: Przykładowe porównanie (skorygowanej) gęstości mocy dwóch morskich farm wiatrowych 29

Tabela 4: Systemy przyłączeń sieciowych z terminem przekazania do eksploatacji do końca 2025 r. i dostępna moc przesyłowa 30

Ustalenie i granice tych rejonów opierają się przede wszystkim na ustaleniach planu zagospodarowania przestrzennego oraz uwzględnieniu innych interesów publicznych i prywatnych. Zestawienia zatwierdzonych form użytkowania oraz rejonów ochrony, a także rejonów ustalonych w ramach planu zagospodarowania przestrzennego podane są w BFO-N 16/17 (rozdział 12) i BFO-O 16/17 (rozdział 11). Bliższe informacje zawarte są w rozdziale 7. Ustalenia rejonów zostały w znacznym stopniu przejęte z O-NEP lub BFO. Rejony N-1 do N-4 oraz wszystkie rejony na Morzu Bałtyckim znajdują się w strefie 1 O-NEP. Rejony N-5 do N-8 leżą w strefie 2, rejony N-9 do N-13 w strefie 3 O-NEP.Tabela 5: Zestawienie rejonów przeznaczonych pod morską energetykę wiatrową 31

Tabela 6: Zestawienie obszarów dla morskiej energetyki wiatrowej 34

Tabela 7: Zestawienie istotnych kryteriów decyzji sprzeciwiającej się ustaleniu obszarów 38

Tabela 8: Zestawienie przewidywanej mocy instalowanej na obszarach przeznaczonych pod morskie turbiny wiatrowe 39

Tabela 9: Zestawienie porządku chronologicznego przetargów na obszary z zastosowaniem kryteriów 1 do 8 41

Tabela 10: Zestawienie danych ÜNB dot. morskich linii przyłączeniowych z terminem uruchomienia po 2026 r. zgodnie ze stanowiskiem z 15 czerwca 2018 r. 41

Tabela 11: Zestawienie lat kalendarzowych oddania do eksploatacji morskich linii przyłączeniowych z uwzględnieniem informacji wymienionych w rozdziale 5.5 42

Tabela 12: Zestawienie wykorzystania korytarzy granicznych 42

Tabela 13: Zestawienie korytarzy granicznych i tras dla transgranicznych linii energetycznych, ustalonych w FEP 45

Tabela 14: Zestawienie tras połączeń między obiektami, ustalonych w FEP 46

Tabela 15: Moce przyłączeniowe do sieci dostępne dla pilotażowych turbin wiatrowych 47

Tabela 19: Zestawienie ewentualnych terminów oddania do eksploatacji morskich linii przyłączeniowych w różnych scenariuszach 69

Wykaz skrótów

AC	Prąd przemienny
Dane AIS	Dane z automatycznego systemu identyfikacji w żegludze
WSE	Wyłączna strefa ekonomiczna
WSE Nordsee ROV	Rozporządzenie dotyczące zagospodarowania przestrzennego w niemieckiej wyłącznej strefie ekonomicznej na Morzu Północnym.
WSE Ostsee ROV	Rozporządzenie dotyczące zagospodarowania przestrzennego w niemieckiej wyłącznej strefie ekonomicznej na Morzu Bałtyckim.
BAW	Federalny Instytut Budownictwa Wodnego
BfN	Federalny Urząd Ochrony Przyrody
BFO	Federalny Plan dla Obszarów Morskich
BFO-N	Federalny Plan dla Obszarów Morskich – strefa Morza Północnego
BFO-O	Federalny Plan dla obszarów morskich – strefa Morza Bałtyckiego
BGBl	Federalny Dziennik Ustaw
BImSchG	Ustawa o ochronie środowiska przed zanieczyszczeniem powietrza, hałasem, drganiami i podobnymi zjawiskami (Federalna ustawa o ochronie przed imisjami)
BKG	Federalny Urząd Kartografii i Geodezji
BMI	Federalne Ministerstwo Spraw Wewnętrznych, Budownictwa i Ojczyzny
BMU	Federalne Ministerstwo Środowiska, Ochrony Przyrody i Bezpieczeństwa Nuklearnego
BMVBS	Federalne Ministerstwo Transportu, Budownictwa i Rozwoju Miast
BMVI	Federalne Ministerstwo Transportu i Infrastruktury Cyfrowej
BMWi	Federalne Ministerstwo Gospodarki i Energii
BNatSchG	Ustawa o ochronie przyrody i krajobrazu (Federalna ustawa o ochronie przyrody)
BNetzA	Federalna Agencja Sieci Energetycznych, Gazowych, Telekomunikacyjnych, Pocztowych i Kolejowych
BSH	Federalny Urząd Żeglugi Morskiej i Hydrografii
DC	Prąd stały
DRU	Prostownik diodowy
DWD	Niemiecka Służba Meteorologiczna
EEA	Europejska Agencja Środowiska
EEG	Ustawa o rozwoju energii odnawialnych (Ustawa o energii odnawialnej)
ENTSO-E	Europejska Sieć Operatorów Elektroenergetycznych Systemów Przesyłowych
EnWG	Ustawa o zaopatrzeniu w energię elektryczną i gaz (Ustawa o gospodarce energetycznej)
ESCA	Europejskie Stowarzyszenie Właścicieli, Operatorów i Dostawców Kabli Podmorskich
F&E	Badania i rozwój
FEP	Plan Rozwoju Obszarów dla Energetyki Wiatrowej
FFH	Dyrektywa o ochronie fauny, flory i siedlisk przyrodniczych (Flora Fauna Habitat)
GDWS	Generalna Dyrekcja Dróg Wodnych i Żeglugi
GW	Gigawat
HELCOM	Komisja Helsińska
HGÜ	Przesyłanie prądu stałego o wysokim napięciu
ICES	Międzynarodowa Rada Badań Morza

ICPC	Międzynarodowy Komitet Ochrony Kabli
kV	Kilowolt
LEP S-H	Krajowy plan rozwoju Szlezwiku-Holsztynu
LEP M-V	Krajowy Program Zagospodarowania Przestrzennego Meklemburgii-Pomorza Przedniego
LROP	Krajowy Program Zagospodarowania Przestrzennego Dolnej Saksonii
MARNET	Sieć automatycznych stacji monitorujących w Zatoce Niemieckiej i na zachodnim Bałtyku
Kabel MI	Kabel uziemiający z izolacją papierowo-olejową
MSRL	Dyrektywa 2008/56/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 17 czerwca 2008 ustanawiająca ramy działań Wspólnoty w dziedzinie polityki środowiska morskiego (Dyrektywa ramowa w sprawie strategii morskiej)
MW	Megawat
n.a.	brak danych
NABEG	Ustawa o przyspieszeniu rozbudowy sieci przesyłowej
NEP	Plan Rozbudowy Sieci
NfS	Wiadomości dla żeglugi
NVP	Węzeł sieci (Punkt przyłączenia do sieci)
O-NEP	Plan Rozbudowy Sieci Morskiej
OSPAR	Konwencja o ochronie środowiska morskiego obszaru północno-wschodniego Atlantyku (Convention for the Protection of the Marine Environment of the North-East Atlantic)
Stacje POD	Stacje detektorów Porpoise Click
ROG	Ustawa o zagospodarowaniu przestrzennym
SeeAnlG	Ustawa o obiektach morskich
SeeAnlV	Rozporządzenie o obiektach morskich poza granicą niemieckich wód terytorialnych (Rozporządzenie o obiektach morskich)
SeeAufgG	Ustawa o zadaniach Federacji na obszarze żeglugi morskiej (Ustawa o zadaniach na morzu)
SEL	Poziom zdarzenia akustycznego
Mm	Mila morska
SPL p-p	Szczytowy poziom emisji ciśnienia akustycznego (szczyt-szczyt)
SRÜ	Konwencja Narodów Zjednoczonych o Prawach Morskich
StUK4	Standardowa „Ocena oddziaływania morskich turbin wiatrowych (StUK4)”
SOOŚ	Strategiczna Ocena Oddziaływania na Środowisko
TYNDP	Dziesięcioletni plan rozbudowy sieci
UBA	Federalny Urząd ds. Ochrony Środowiska
ÜNB	Operator sieci przesyłowych
UVPG	Ustawa o ocenie oddziaływania na środowisko
UVS	Badanie oddziaływania na środowisko naturalne
VSC	konwerter napięcia (autonomiczny)
VS-RL	Dyrektywa ptasia
VTG	System rozgraniczenia ruchu
VwVfG	Kodeks postępowania administracyjnego
WEA	Turbina wiatrowa
WFS	Standard udostępniania danych kartograficznych w postaci wektorowej (Web

	Feature Service)
WHG	Ustawa o gospodarce wodnej
WindSeeG	Ustawa o rozwoju i wspieraniu morskiej energetyki wiatrowej (Ustawa o morskiej energetyce wiatrowej)
WMS	Standard udostępniania danych kartograficznych w postaci rastrowej (Web Map Service)

1 Wprowadzenie

1.1 Model centralny

W roku 2017 nastąpiła zmiana systemowa w branży morskiej energetyki wiatrowej. Na podstawie „Ustawy o rozwoju i wspieraniu morskiej energetyki wiatrowej (Ustawa o morskiej energetyce wiatrowej[1])", Federalny Urząd Żeglugi Morskiej i Hydrografii (BSH) będzie centralnie nadzorować rozwój morskiej energetyki wiatrowej i na zlecenie Federalnej Agencji Sieci Energetycznych (BNetzA) przeprowadzać wstępne badania obszarów, na których mają być budowane i eksploatowane morskie turbiny wiatrowe.

Model centralny polega na podzieleniu na etapy procesu planowania i procedur przetargowych. Pierwszy etap obejmuje określenie wytycznych przestrzennych i czasowych dla obszarów przeznaczonych pod morską energetykę wiatrową w Planie Rozwoju Obszarów dla Energetyki Wiatrowej. Następny etap obejmuje wstępne badania obszarów określonych w Planie Rozwoju Obszarów dla Energetyki Wiatrowej. Po przeprowadzeniu wstępnej oceny obszary zostaną objęte przetargami prowadzonymi zgodnie z zasadami konkurencyjności, przy czym oferentom udostępnione zostaną informacje zgromadzone w ramach badań wstępnych.

Wyłoniony w przetargu oferent, po przejściu procedury zatwierdzającej, może na danym obszarze zbudować/zainstalować morskie turbiny wiatrowe, ma prawo do premii rynkowej i może korzystać z możliwości przyłączenia do sieci.

Model centralny dotyczy morskich turbin wiatrowych oddawanych do eksploatacji od roku 2026 włącznie.

Zatem w modelu centralnym plan rozwoju obszarów dla energetyki wiatrowej jest instrumentem kontrolnym planowania synchronicznego rozwoju morskiej energetyki wiatrowej i przyłączania obiektów do morskiej sieci energetycznej.

Plan Rozwoju Obszarów dla Energetyki Wiatrowej powstanie z połączenia dotychczas obowiązującego, opracowanego przez BSH, Federalnego Planu dla Obszarów Morskich (BFO) dla wydzielonych stref ekonomicznych Morza Północnego i Bałtyckiego oraz części dotychczas obowiązującego Planu Rozbudowy Sieci Morskich (O-NEP) zatwierdzonego przez BNetzA. Wymogi dla morskich linii przyłączeniowych są określane na podstawie specyfikacji Planu Rozwoju Obszarów dla Energetyki Wiatrowej w Planie Rozbudowy Sieci.

1.2 Ustawowe podstawy Planu Rozwoju Obszarów dla Energetyki Wiatrowej

Zgodnie z § 4 i kolejnymi WindSeeG (Ustawa o energii wiatrowej na morzu), BSH w porozumieniu z BNetzA i w koordynacji z Federalnym Urzędem Ochrony Przyrody (BfN), Generalną Dyrekcją Dróg Wodnych i Żeglugi (GDWS) oraz krajami przybrzeżnymi opracuje Plan Rozwoju Obszarów dla Energetyki Wiatrowej (FEP).

Uzupełniająco obowiązują przede wszystkim przepisy Ustawy o rozwoju energii odnawialnej (Ustawa o energii odnawialnej – EEG 2017[2]) i

[1] Ustawa z dnia 13 października 2016, BGBl I, str. 2258, 2310, zmieniona zgodnie z artykułem 2, ust. 19 Ustawy o nowelizacji ustawy o ocenie oddziaływania na środowisko z dnia 20 lipca 2017, BGBl. I, str. 2808.

[2] Ustawa z dnia 21 lipca 2014 r., BGBl I str. 1066, ostatnio zmieniona artykułem 1 ustawy z dnia 17 lipca 2017 r. o promocji energii elektrycznej dla najemców oraz o zmianie dalszych przepisów ustawy o energii odnawialnej, BGBl I str. 2532.

Ustawy o ocenie oddziaływania na środowisko (UVPG[3])

1.3 Cel i założenia Planu Rozwoju Obszarów dla Energetyki Wiatrowej

Zgodnie z § 4, ust. 1 WindSeeG celem planu rozwoju obszarów dla energetyki wiatrowej (FEP) jest przyjęcie ustaleń planistycznych dla wyłącznej strefy ekonomicznej (WSE) Republiki Federalnej Niemiec. Odpowiednio do uzgodnień administracyjnych między rządem federalnym, reprezentowaną przez BSH, a danym krajem związkowym, FEP może obejmować także ustalenia planistyczne dla wód terytorialnych.

§ 4, ust. 2 WindSeeG stanowi, iż celem ustaleń FEP w związku z rozwojem morskich turbin wiatrowych i niezbędnych dla nich morskich linii przyłączeniowych jest:

- osiągnięcie celu rozwoju zgodnie z § 4, nr 2b EEG;
- zwiększenie produkcji energii z morskich turbin wiatrowych w sposób uporządkowany i ograniczony przestrzennie;
- zapewnienie prawidłowego i efektywnego wykorzystania morskich linii przyłączeniowych oraz projektowanie, układanie, oddawanie do eksploatacji i wykorzystywanie morskich linii przyłączeniowych równolegle ze zwiększeniem produkcji energii elektrycznej z morskich turbin wiatrowych.

FEP służy przede wszystkim realizacji założeń i celów EEG. Zgodnie z § 1 EEG celem ustawy – w szczególności w interesie ochrony klimatu i środowiska – jest umożliwienie zrównoważonego rozwoju dostaw energii, zminimalizowanie kosztów społeczno-ekonomicznych dostaw energii między innymi przez uwzględnienie długoterminowych efektów zewnętrznych, ochrona kopalnych źródeł energii i wspieranie dalszego rozwoju technologii produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych.

Zgodnie z § 1, ust. 2 EEG przewidziane jest zwiększenie udziału energii wytwarzanej ze źródeł odnawialnych w zużyciu energii elektrycznej brutto o:

- 40 do 45 procent do roku 2025,
- 55 do 60 procent do roku 2035,
- co najmniej 80 procent do roku 2050.

Rozwój ten winien następować w sposób ciągły, efektywny pod względem kosztów i dostosowany do możliwości sieci. Zgodnie z § 1, ust. 3 EEG celem jest również zwiększenie do 2020 roku udziału energii ze źródeł odnawialnych w łącznym zużyciu energii brutto do co najmniej 18 procent.

[3] Ustawa w wersji z dnia opublikowania 24 lutego 2010, BGBl. I, str. 94, zmieniona artykułem 2 Ustawy o wdrożeniu Rozporządzenia UE 1143/2014 w sprawie działań zapobiegawczych i zaradczych w odniesieniu do wprowadzania i rozprzestrzeniania inwazyjnych gatunków obcych z dnia 8 września 2017, BGBl. I, str. 3370.

1.4 Przedmiot Planu Rozwoju Obszarów dla Energetyki Wiatrowej

Odpowiednio do wymogów § 5, ust. 1 WindSeeG, dla okresu od 2026 do co najmniej 2030 roku, dla niemieckiej WSE oraz zgodnie z poniższymi postanowieniami dla wód terytorialnych, FEP zawiera następujące ustalenia:

1. rejony; rejony na wodach terytorialnych mogą być ustalane tylko w przypadku, gdy odpowiedni kraj podpisał w tym zakresie uzgodnienia administracyjne z BSH zgodnie z § 4 ust. 1 zdanie 3 WindSeeG i wskazał te rejony jako ewentualny przedmiot FEP;
2. obszary w rejonach określonych zgodnie z punktem 1;
3. porządek chronologiczny, w którym ustalone obszary będą oferowane do przetargów zgodnie z częścią 3, rozdział 2 WindSeeG, wraz z podaniem lat, w których to nastąpi;
4. lata, w których na ustalonych obszarach winno nastąpić przekazanie do eksploatacji zatwierdzonych morskich turbin wiatrowych oraz odpowiednich morskich linii przyłączeniowych;
5. przewidywana moc instalowana morskich turbin wiatrowych dla ustalonych rejonów i ustalonych obszarów;
6. lokalizacja platform konwerterowych, platform zbiorczych oraz – jeżeli jest to możliwe – stacji transformatorowych;
7. trasy lub korytarze tras dla morskich linii przyłączeniowych;
8. miejsca, w których morskie linie przyłączeniowe przekraczają granicę między WSE a wodami terytorialnymi;
9. trasy lub korytarze tras dla transgranicznych przewodów energetycznych;
10. trasy lub korytarze tras dla ewentualnego wzajemnego połączenia obiektów, tras lub korytarzy tras wymienionych w punktach 1, 2, 6, 7 i 9;
11. znormalizowane zasady technologiczne i projektowe.

Dla okresu po roku 2021 dla rejonów w niemieckiej WSE i na wodach terytorialnych, FEP może określić dostępne możliwości przyłączenia do istniejących lub mających powstać w najbliższych latach morskich linii przyłączeniowych, które zgodnie z § 70, ust. 2 WindSeeG mogą zostać przydzielone do pilotażowych morskich elektrowni wiatrowych. FEP może podać specyfikacje przestrzenne do budowy pilotażowych morskich turbin wiatrowych w poszczególnych regionach oraz określić warunki techniczne dla morskiej linii przyłączeniowej i wynikające z nich warunki techniczne dla podłączenia do sieci pilotażowych morskich turbin wiatrowych.

2 Procesy rozwoju morskiej energetyki wiatrowej

WindSeeG wprowadza nową, mającą na celu rozwój morskiej energetyki wiatrowej, procedurę dla morskich turbin wiatrowych, które zostaną przekazane do eksploatacji po 2026 roku. Procedura składa się z kilku etapów, od ogólnego rozwoju obszarów po procedurę zatwierdzania morskich turbin wiatrowych i linii przyłączeniowych.

Najpierw, zgodnie z § 4 i kolejnymi WindSeeG, w FEP określone zostaną specyfikacje planistyczne odnośnie do rozwoju morskich turbin wiatrowych i morskich linii przyłączeniowych w WSE.

Celem ustalenia porządku chronologicznego realizacji w danych obszarach jest, by po roku 2026 na obszarach tych zostały uruchomione morskie turbiny wiatrowe i jednocześnie gotowe były niezbędne dla tych obszarów morskie linie przyłączeniowe, tak aby możliwe było efektywne wykorzystanie istniejących morskich linii przyłączeniowych.

Kolejnym etapem są wstępne badania obszarów zgodnie z § 9 i kolejnymi WindSeeG. Obejmują one badania środowiska morskiego, wstępnej analizy gruntu oraz warunków wiatrowych i oceanograficznych dla wstępnie badanego obszaru.

Ma to przyspieszyć późniejszą procedurę zatwierdzania planu dla morskich turbin wiatrowych na tych obszarach.

Następnie, w oparciu o wyniki badań wstępnych zostanie przeanalizowana możliwość skierowania tych obszarów do przetargu.

W przypadku stwierdzenia możliwości skierowania obszaru do przetargu, w rozporządzeniu z mocą ustawy podane zostaną informacje wraz z wynikami badań oraz ustalona zostanie moc instalowana; następnie materiały te zostaną przekazane do BNetzA.

BNetzA rozpisze przetarg i zaprosi oferentów do konkurencyjnego określenia premii rynkowej i opublikuje wyniki badań oraz informacje uzyskane w ramach badań wstępnych (por. § 14 i kolejne WindSeeG). Tylko wybrany oferent może złożyć później wniosek o zatwierdzenie planu budowy i eksploatacji morskich turbin wiatrowych na danym obszarze. Z wyborem oferenta związane jest również prawo do przyłączenia morskich turbin wiatrowych do morskiej linii przyłączeniowej określonej w FEP oraz do wykorzystania przydzielonej mocy przyłączeniowej.

Oferent wybrany w drodze przetargu może złożyć wniosek o zatwierdzenie planu zgodnie z § 44 i kolejnymi WindSeeG. Na tym etapie planowania BSH sprawdza, czy możliwe jest wydanie pozwolenia na realizację danego projektu. W przypadku spełnienia wszystkich warunków i pozytywnego wyniku sprawdzenia, procedura kończy się wydaniem decyzji o zatwierdzeniu planu.

Ilustracja 1: Plan Rozwoju Obszarów dla Energetyki Wiatrowej w całościowym systemie modelu centralnego dla obszaru niemieckiej WSE Morza Północnego i Bałtyckiego

Informacje o wodach terytorialnych podane są w Rozdziale 5.4.

2.1 Plan Rozwoju Obszarów dla Energetyki Wiatrowej

§ 6 WindSeeG reguluje procedurę sporządzania FEP od momentu podania do wiadomości rozpoczęcia procedury do momentu opublikowania gotowego planu.

2.1.1 Kompetencje

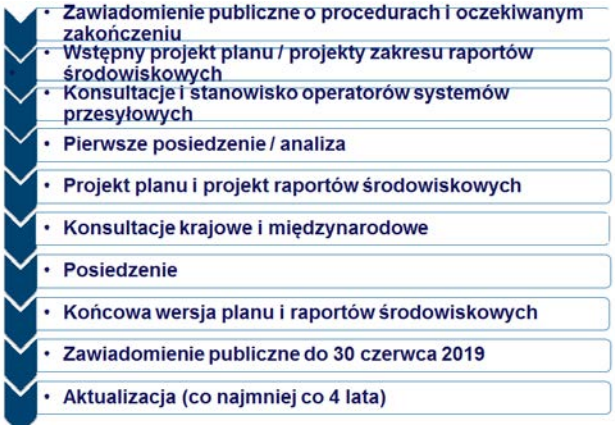
Zgodnie z § 6 WindSeeG odpowiedzialność za opracowanie FEP ponosi BSH.

2.1.2 Plan wstępny

Poniższe zestawienie przedstawia poszczególne etapy procedury.

Zestawienie etapów procedury

- Podanie do wiadomości rozpoczęcia i przewidywanego zakończenia procedury
- Opracowanie wstępnego projektu i projektu zakresu badań
- Udział władz i społeczeństwa
- Wydanie wspólnej opinii ÜNB (operatorów sieci przesyłowych)
- Ocena opinii ÜNB
- Termin konsultacji
- Ustalenie zakresu badań
- Opracowanie wstępnego projektu FEP i raportu środowiskowego
- Udział władz i społeczeństwa
- Przesłuchanie publiczne
- Ocena raportu środowiskowego z uwzględnieniem opinii
- Uwzględnienie oceny w wstępnym projekcie FEP
- Uzgodnienia z BfN, GDWS i krajami przybrzeżnymi
- Wypracowanie porozumienia z BNetzA
- Opublikowanie FEP i raportu środowiskowego
- Przesłanie oświadczenia podsumowującego do zainteresowanych państw nad Morzem Północnym i Bałtyckim



Ilustracja 2: Procedura sporządzania FEP i SOOŚ

2.1.3 Aktualizacja

BSH opracuje pierwszy plan FEP do 30 czerwca 2019 roku.

Zgodnie z § 8, ust. 1 WindSeeG, na wniosek BSH lub BNetzA możliwa jest zmiana lub aktualizacja FEP, przy czym decyzja o dacie i zakresie procedury zmiany lub aktualizacji podejmowana będzie za wspólnym porozumieniem BSH i BNetzA.

Odpowiednio do postanowień § 5 WindSeeG FEP jest zmieniany lub aktualizowany, jeżeli do osiągnięcia celów określonych w § 4 WindSeeG konieczne jest ustalenie innych lub kolejnych rejonów i obszarów lub konieczna jest zmiana porządku chronologicznego wstępnych badań obszarów, ponieważ na przykład badane obszary zostały zakwalifikowane jako nieodpowiednie.

Aktualizacja będzie jednak przeprowadzana co najmniej co 4 lata (por. § 8, ust. 2, zdanie 1 WindSeeG).

2.1.4 Wymogi dotyczące koordynacji

Zgodnie z § 6, ust. 7 WindSeeG, opracowanie FEP wymaga uzgodnienia z BfN, GDWS i krajami przybrzeżnymi.

2.1.5 Wymóg porozumienia

Zgodnie z § 6, ust. 7 WindSeeG, FEP jest opracowywany w porozumieniu z BNetzA.

2.2 Wstępne badanie obszarów

Zgodnie z § 11, ust. 1, zdanie 1 WindSeeG, organem odpowiedzialnym za wstępne badanie obszarów jest agencja BNetzA. W przypadku obszarów w WSE, odpowiednio do uzgodnień administracyjnych z marca 2017 roku, zgodnie z § 11, ust. 1, zdanie 2, nr 1 WindSeeG agencja zleca wykonanie badań wstępnych BSH. Tym samym, zgodnie z § 11, ust. 2, zdanie 1 WindSeeG, BSH przejmuje w myśl Ustawy zadanie organu odpowiedzialnego za badanie wstępne według prawa obowiązującego dol obszarów WSE na terenie Niemiec.

Na obszarach wód terytorialnych, zgodnie z § 11, ust. 1, zdanie 2, nr 2 WindSeeG, BNetzA zleca ocenę wstępną odpowiednio do uzgodnień administracyjnych organowi właściwemu zgodnie z prawem krajowym.

Celem wstępnego badania obszarów jest zaproponowanie przez BNetzA odpowiednich obszarów do przetargów zgodnie z § 16 i kolejnymi WindSeeG. Następnie wybrany oferent musi, zgodnie z § 44 i kolejnymi WindSeeG, przeprowadzić w BSH procedurę zatwierdzania planów budowy i eksploatacji morskich turbin wiatrowych.

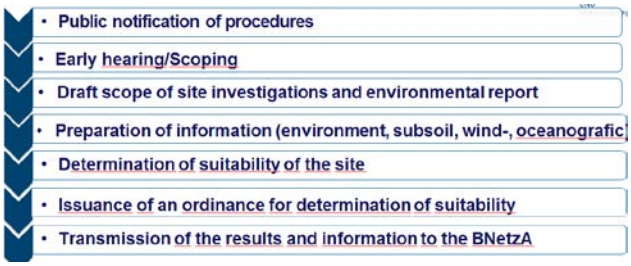
Według § 9, ust. 1 WindSeeG celem badań wstępnych jest zapewnienie oferentom przystępującym do przetargu na dostępne obszary:

- informacji wystarczających do ustalenia konkurencyjne premii rynkowej zgodnie z §22 EEG;
- określić przydatność dla obszarów;
- wcześniej zbadać poszczególne obiekty w celu przyspieszenia mającej nastąpić później procedury zatwierdzania planów dla tych obszarów. Procedura przeprowadzania badania wstępnego wraz z badaniem przydatności obszarów ustalonych w FEP opiera się na § 12 WindSeeG.

Należy przy tym przeprowadzić strategiczną ocenę oddziaływania na środowisko.

Zgodnie z § 9, ust. 3 WindSeeG badania wstępne należy przeprowadzić tak, aby przed podaniem do wiadomości informacji o przetargu zakończone były badania przynajmniej tych obszarów, na które według FEP mają zostać rozpisane przetargi w bieżącym i następnym roku kalendarzowym.

Poniższe etapy są szczegółowo przewidziane przez prawo.



Ilustracja 3: Etapy wstępnego badania obszarów

Zestawienie etapów procedury

- Podanie do wiadomości wprowadzenia procedury
- Termin konsultacji
- Ustalenie zakresu badań
- Sporządzenie informacji dotyczących środowiska morskiego, wstępnej analizy gruntu oraz warunków wiatrowych i oceanograficznych
- Ocena przydatności i określenie mocy instalowanej
- Ustalenie przydatności na drodze

rozporządzenia o mocy ustawy
- Tłumaczenie dokumentów
- Przekazanie informacji do BNetzA

2.3 Przetarg

Dla obszarów, które zostały określone jako przydatne, BNetzA określa w przetargu wysokość premii rynkowej oraz podmiot uprawniony. Zgodnie z § 16 i kolejnymi WindSeeG, organem odpowiedzialnym jest BNetzA.

Zgodnie z § 17, zdanie 1 WindSeeG, od roku 2021 BNetzA będzie ogłaszać coroczne przetargi na 700 do 900 megawatów z terminem składania ofert upływającym 1 września. Przedmiotem przetargu nie mogą być ilości większe niż ustalone w FEP , czyli, zgodnie z §5 ust. 5, zdanie 1 WindSeeG, wynoszące średnio 840 MW. Wolumen przetargu zostanie rozdzielony na poddane ocenie wstępnej obszary, które zgodnie z FEP mają być przedmiotem przetargu w danym roku kalendarzowym, o ile w FEP przewidzianych jest kilka obszarów, dla których w danym roku ogłoszony zostanie przetarg, a przewidziana suma mocy instalowanej tworzy cały wolumen przetargu. Przy czym udział obszaru w całkowitym wolumenie przetargu jest określony w FEP a moc instalowana w obszarach jest określona w badaniach wstępnych.

Sześć miesięcy przed upływem terminu składania ofert BNetzA opublikuje na swojej stronie internetowej informacje o przetargu zgodnie z § 19 WindSeeG wraz z odpowiednimi udostępnionymi przez BSH informacjami i dokumentami określonymi w § 10, ust. 1 WindSeeG, a także inne przewidziane ustawowo informacje.

Dla każdego obszaru BNetzA wybiera ofertę z najniższą oferowaną wartością z zastrzeżeniem odwołania i zastrzeżeniem przejścia w przypadku skutecznego wykonania prawa wstąpienia. Przyjęta zostanie wartość równa wartości oferty wybranej w przetargu.

Wraz z rozstrzygnięciem przetargu, zgodnie z § 23 WindSeeG, wybrany oferent ma wyłączne prawo do przeprowadzenia procedury zatwierdzenia planów dla danego obszaru, przy czym wybranemu oferentowi przekazane zostaną do dyspozycji informacje i ekspertyza przydatności określone w badaniach wstępnych.

Ma on również prawo do premii rynkowej zgodnie z § 19 EEG w zakresie oferowanej w przetargu ilości na danym obszarze, o ile spełnione są inne warunki dla tego prawa, określone w § 19 EEG. Ponadto, począwszy od wiążącego terminu ukończenia prac w zakresie oferowanej w przetargu ilości ma on prawo do przyłączenia morskich turbin wiatrowych na danym obszarze do określonej w FEP morskiej linii przyłączeniowej oraz, od wiążącego terminu ukończenia prac, do przydzielonej mocy przyłączeniowej do sieci w określonej w FEP morskiej linii przyłączeniowej zgodnie z § 17d, ust. 2, zdanie 9 Ustawy o gospodarce energetycznej (EnWG).[4]

[4] Ustawa z 7 lipca 2005, BGBl. I, str. 1970, 3621, zmieniona artykułem 2, ust. 6 Ustawy z 20 lipca 2017, BGBl. I, str. 2808.

2.4 Zatwierdzenie planu

Wraz z rozstrzygnięciem przetargu przez BNetzA, zgodnie z § 46, ust. 1 WindSeeG możliwe jest składanie wniosków o zatwierdzenie planu dla obszaru, którego dotyczy plan. Zgodnie z § 45, ust. 2 WindSeeG organem odpowiedzialnym za procedury konsultacji, ustalania i zatwierdzania planu jest BSH.

Dodatkowo, oprócz spełnienia ustawowych wymogów określonych w § 73, ust. 1, zdanie 2 VwVfG, plan musi zawierać dane zawarte w § 47, ust. 1 WindSeeG.

Zgodnie z § 48, ust. 3 WindSeeG, w celu zapewnienia szybkiego zakończenia budowy i rozpoczęcia eksploatacji obiektu z uwzględnieniem przedstawionego przez kontrahenta harmonogramu i planu działań, BSH może w decyzji zatwierdzającej plan określić działania i podać terminy ich wykonania.

Warunki zatwierdzenia planu zostały określone w § 48, ust. 4 WindSeeG. Między innymi inwestycja nie może zagrażać środowisku morskiemu, nie może mieć negatywnego oddziaływania na bezpieczeństwo i swobodę transportu oraz obronność kraju, plan musi być uzgodniony z priorytetowymi działaniami górniczymi, musi być zgodny z istniejącymi i planowanymi trasami kabli, morskimi liniami przyłączeniowymi, rurociągami i innymi liniami, istniejącymi i planowanymi lokalizacjami platform konwerterowych i stacji transformatorowych, musi zostać złożone skuteczne oświadczenie określone w § 66, ust. 2 WindSeeG i spełnione inne wymogi określone w WindSeeG oraz w przepisach publiczno-prawnych.

Decyzja zatwierdzająca plan lub zezwolenie na morską turbinę wiatrową ma ważność przez ograniczony okres 25 lat. Możliwe jest jednorazowe przedłużenie terminu o maksymalnie 5 lat, o ile FEP nie przewiduje bezpośredniego przyszłego wykorzystania zgodnie z § 8, ust. 3 WindSeeG (por. § 48, ust. 7 WindSeeG).

Zatwierdzenie planu wymaga zgody GDWS.

W przypadku utraty ważności decyzji o zatwierdzeniu planu, zgodnie z § 58, ust. 1 WindSeeG należy usunąć obiekty w tym zakresie, w jakim wymagają tego wymienione wcześniej interesy.

Zgodnie z WindSeeG wybrani oferenci muszą

- w ciągu dwunastu miesięcy po wyborze ich oferty złożyć w BSH dokumenty niezbędne do przeprowadzenia konsultacji w sprawie projektu;
- najpóźniej 24 miesiące przed wiążącym terminem ukończenia prac przedłożyć BNetzA poświadczenie istniejącej umowy finansowania budowy morskich turbin wiatrowych w liczbie oferowanej w przetargu;
- najpóźniej trzy miesiące przed wiążącym terminem ukończenia prac przedłożyć BNetzA dowód rozpoczęcia montażu turbin wiatrowych;
- w ciągu sześciu miesięcy po wiążącym terminie ukończenia prac przedstawić BNetzA dowód, że co najmniej jedna turbina wiatrowa osiągnęła stan technicznej gotowości do eksploatacji;
- w ciągu 18 miesięcy po wiążącym terminie ukończenia prac wykazać przed BNetzA, iż wszystkie turbiny osiągnęły techniczną gotowość do eksploatacji (por. § 59, ust. 2 WindSeeG).

W przypadku jakiekolwiek naruszenia tych terminów automatycznie zostaną nałożone kary finansowe.

2.5 Punkty styczne z innymi instrumentami planowania sieci

Z przejściem na energię odnawialną, a tym samym z rozwojem morskiej energetyki wiatrowej związana jest konieczność rozbudowy sieci krajowej. W celu określenia zakresu koniecznej rozbudowy sieci oceniane i określane jest krajowe zapotrzebowanie na rozbudowę sieci przesyłowej. Ocena ta przeprowadzana jest zgodnie z określoną ustawowo procedurą obejmującą różne instrumenty i przy udziale społeczeństwa.

Poniżej przedstawione są punkty styczne z innymi instrumentami planowania sieci w odniesieniu do FEP.

2.5.1 Ramy scenariuszowe

Operatorzy sieci przesyłowych zgodnie z § 12a EnWG opracowują co 2 lata, w każdym parzystym roku kalendarzowym, wspólne ramy scenariuszowe opisujące przewidywaną sytuację w niemieckim systemie dostaw energii elektrycznej. Ramy scenariuszowe obejmują co najmniej trzy ścieżki rozwoju (tzw. scenariusze), które pokrywają zakres prawdopodobnego rozwoju sytuacji w ramach średnio- i długoterminowych celów polityki energetycznej rządu federalnego na okres kolejnych co najmniej 10, a maksymalnie 15 lat. Jeden ze scenariuszy musi przedstawiać prawdopodobny rozwój sytuacji na co najmniej kolejne 15 lat, a maksymalnie 20 lat. Ramy scenariuszowe są podstawą do opracowania, zgodnie z § 12b EnWG, Planu Rozbudowy Sieci w celu określenia potrzeby rozbudowy sieci przesyłowej i są zatwierdzane przez BNetzA po przeprowadzeniu konsultacji i oceny zgodnie z § 12a, ust. 3 EnWG.

2.5.2 Plan Rozbudowy Sieci

Na podstawie ram scenariuszowych, zgodnie z § 12b EnWG, operatorzy sieci przesyłowych (ÜNB) w każdym parzystym roku kalendarzowym przedkładają urzędowi regulacji do zatwierdzenia wspólny krajowy Plan Rozbudowy Sieci (NEP). Zgodnie z § 12a, ust. 1, zdanie 2 EnWG plan ten musi zawierać między innymi co najmniej wszystkie skuteczne działania, które przed upływem rozpatrywanego okresu określonego w ramach scenariuszowych będą niezbędne dla bezpiecznej i niezawodnej eksploatacji sieci.

NEP uwzględnia Plan Rozbudowy Sieci o zasięgu wspólnotowym (Ten-Year Network Development Plan, w skrócie TYNDP, patrz rozdział 2.5.4).

Począwszy od przedłożenia pierwszego projektu NEP w 2018 roku, będzie on zawierał także wszystkie skuteczne działania mające na celu dopasowane do potrzeb optymalizację, wzmocnienie i rozbudowę morskich linii przyłączeniowych w wyłącznej strefie ekonomicznej i na wodach terytorialnych wraz z punktami przyłączenia do sieci na lądzie, które do końca rozpatrywanego okresu określonego w § 12a, ust. 1, zdanie 2 EnWG będą niezbędne do stopniowego, dostosowanego do potrzeb i ekonomicznego rozwoju oraz bezpiecznej i niezawodnej eksploatacji morskich linii przyłączeniowych oraz do dalszego przesyłu energii elektrycznej wyprodukowanej na morzu. Na podstawie ustaleń ostatniego opublikowanego FEP, w NEP określony zostanie także przewidywany termin ukończenia prac związanych z tymi działaniami.

Zgodnie z § 12c, ust. 4 EnWG, BNetzA zatwierdza NEP najpóźniej do 31 grudnia każdego nieparzystego roku kalendarzowego, uwzględniając wyniki konsultacji z władzami i społeczeństwem.

Zgodnie z § 17d, ust. 1 EnWG, od 1 stycznia 2019 r. operatorzy sieci przesyłowych (ÜNB) winni zainstalować i eksploatować morskie linie przyłączeniowe zgodnie z zaleceniami NEP i FEP. ÜNB powinni rozpocząć realizację podłączeń morskich turbin wiatrowych do sieci

zgodnie z zaleceniami NEP oraz FEP i możliwie szybko tworzyć podłączenia morskich turbin wiatrowych do sieci.

W niektórych uwagach dotyczących wstępnego projektu FEP wezwano do uwzględnienia planu rozbudowy sieci morskiej zatwierdzonego przez BNetzA w dniu 22 grudnia 2017 r. Z jednej strony wskazuje się na § 17c, ust. 1, zdanie 2 EnWG, zgodnie z którym zatwierdzenie O-NEP dla morskich linii przyłączeniowych, których ukończenie planowane jest po 2025 r., uzależnione jest od odpowiedniego zatwierdzenia danej morskiej linii przyłączeniowej w FEP. Potwierdzenie planu rozbudowy sieci morskiej 2017-2030 oraz przydzielenie potwierdzonych tam systemów przyłączeniowych zależy od odpowiedniego potwierdzenia w planie rozbudowy sieci 2019-2030 na postawie ustaleń FEP zgodnie z § 12c, ust. 4, zdanie 1 EnWG w połączeniu z § 12b, ust. 1, zdanie 4, nr 7 EnWG. Zastrzeżenie to nie obowiązuje już dla potwierdzenia i przydzielenia systemów podłączeniowych OST-2-1, OST-2-2 i OST-2-3, bowiem w tym systemie przyłączeniowym co najmniej jeden istniejący projekt farmy wiatrowej zgodnie z § 37, ust. 1, nr 2 WindSeeG otrzymał moc przyłączeniową w drodze wyboru oferty w ramach drugiego terminu składania ofert zgodnie z § 26, ust. 1 WindSeeG. Z drugiej strony zwraca się uwagę, że kryteria O-NEP dla porządku chronologicznego wykonania morskich linii przyłączeniowych zgodnie z § 17b, ust. 2, zdanie 3 EnWG różnią się od kryteriów FEP dla ustalania obszarów i porządku chronologicznego przetargów na te obszary zgodnie z § 5, ust. 4, zdanie 2 WindSeeG, a ponadto odnoszą się do różnych ustaleń, tak że daty ukończenia morskich linii przyłączeniowych mogą się różnić. Ponadto potwierdzenie planu rozbudowy sieci morskiej 2017-2030 w FEP nie może być uwzględniane w FEP dla morskich linii przyłączeniowych po 2025 roku.

2.5.3 Federalny plan zapotrzebowania

2.5.4 Dziesięcioletni plan rozbudowy sieci

Zgodnie z artykułem 8, ust. 3 b) Rozporządzenia (WE) Parlamentu Europejskiego i Rady 714/2009 z dnia 13 lipca 2009 o warunkach dostępu do sieci w odniesieniu dla transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylającym Rozporządzenie (WE) 1228/2003[5], europejscy operatorzy energetycznych sieci przesyłowych (ENTSO-E) uchwalają co 2 lata niewiążący wspólnotowy dziesięcioletni plan rozbudowy sieci („wspólnotowy plan rozbudowy sieci") wraz z europejską prognozą adekwatności wytwarzania energii elektrycznej.

W tym kontekście europejscy operatorzy sieci przesyłowych opublikowali 20 grudnia 2016 r. tzw. Dziesięcioletni plan rozbudowy sieci (TYNDP 2016) w skonsultowanej i ostatecznej wersji.

Określa on ponadregionalne i międzynarodowe działania w zakresie rozbudowy, które mają znaczenie dla transgranicznego europejskiego przesyłu energii elektrycznej. Obecnie projekt TYNDP 2018 znajduje się na etapie konsultacji, a jego opublikowanie przewidywane jest na koniec 2018 r. Wnioski na poziomie krajowym wynikające z NEP zostaną uwzględnione w odpowiednim TYNDP.

2.5.5 Federalny plan sieci

[5] ABl 211/15, 14 sierpnia 2009.

2.6 Istniejący plan zagospodarowania przestrzennego i plan techniczny

W celu koordynacji wszystkich wymagań przestrzennych i problemów występujących na określonych obszarach, stosowany jest w Niemczech etapowy system planowania zagospodarowania przestrzennego poprzez federalny oraz krajowy i regionalny plan zagospodarowania przestrzennego; zgodnie z § 1, ust. 1, zdanie 2 ROG w tym systemie uzgadniane są różne wymagania przestrzenne, aby rozstrzygnąć konflikty na danym etapie planowania oraz zabezpieczyć poszczególne formy wykorzystywania i funkcje obszaru.

Dzięki etapowemu systemowi plany są precyzowane przez plany uchwalane na niższych poziomach. Zgodnie z § 1, ust. 3 ROG rozwój, zagospodarowanie i ochrona częściowych obszarów powinny być podporządkowane warunkom i wymogom dla całego obszaru, a rozwój, zagospodarowanie i ochrona całego obszaru powinny uwzględniać warunki i wymogi dla obszarów częściowych.

Organem odpowiedzialnym za zagospodarowanie przestrzenne na poziomie federalnym w WSE jest Federalne Ministerstwo Spraw Wewnętrznych, Budownictwa i Ojczyzny (BMI).

Natomiast za planowanie na poziomie krajowym, dla całego obszaru kraju wraz z wodami terytorialnymi, odpowiedzialny jest dany kraj związkowy. Odpowiedzialność za planowanie regionalne określają przepisy danego kraju związkowego.

Oprócz zagospodarowania przestrzennego dla poszczególnych obszarów odpowiedzialności, istnieją plany sektorowe opracowane na podstawie sektorowych ustaw dla określonych specjalnych obszarów planowania. Plany sektorowe służą do ustalenia szczegółów dla danego sektora z uwzględnieniem wymogów zagospodarowania przestrzennego.

2.6.1 Wyłączna strefa ekonomiczna

Od 2004 roku istnieją podstawy prawne do sporządzania morskich planów zagospodarowania przestrzennego w WSE (patrz rozdział 2.6.1.2).

Zgodnie z decyzjami dotyczącymi transformacji sektora energetycznego z czerwca 2011 r. oraz związanymi z nimi zmianami legislacyjnymi, BSH otrzymało zadanie sporządzania i regularnego aktualizowania planu sektorowego dla morskich sieci energetycznych w niemieckiej WSE, tzw. Federalnego Planu dla Obszarów Morskich (patrz 2.6.1.1).

2.6.1.1 Federalne Plany dla Obszarów Morskich

Federalne planowanie sektorowego wraz z dodatkowymi zadaniami, przede wszystkim związanymi z ustalaniem chronologicznego porządku przekazywania obszarów dla morskich turbin wiatrowych i morskich linii przyłączeniowych, jest teraz realizowane przez FEP. Odpowiednie informacje zawarte są w rozdziałach 2.1 i 2.5.

Pierwszy Federalny Plan dla Obszarów Morskich dla WSE Morza Północnego 2012 został podany do publicznej wiadomości 22 lutego 2013 r. Następnie 7 marca 2014 r. został opublikowany pierwszy Federalny Plan dla Obszarów Morskich dla WSE Morza Bałtyckiego 2013. Oba plany zostały ostatnio zaktualizowane dla lat 2016/2017.

2.6.1.2 Plany zagospodarowania przestrzennego

Dla zrównoważonego rozwoju w WSE, BSH na zlecenie BMI opracowuje plany zagospodarowania przestrzennego, które wchodzą w życie w formie rozporządzeń BMI. Już w 2009 roku BSH na zlecenie ówczesnego Federalnego Ministerstwa Transportu,

Budownictwa i Rozwoju Miast (BMVBS) sporządziło plan zagospodarowania przestrzennego dla niemieckich WSE na Morzu Północnym i Bałtyckim.

Rozporządzenie BMVBS o zagospodarowaniu przestrzennym niemieckiej WSE na Morzu Północnym z dnia 21 września 2009 (BGBl. I, str. 3107) weszło w życie z dniem 26 września 2009 r. Następnie 19 grudnia 2009 roku weszło w życie rozporządzenie BMVBS o zagospodarowaniu przestrzennym w niemieckiej WSE na Morzu Bałtyckim z dnia 10 grudnia 2009 r. (BGBl. I, str. 3861).

Przy zagospodarowaniu przestrzennym obszarów morskich należy przede wszystkim przestrzegać międzynarodowych zaleceń Konwencji o Prawach Morskich. Oprócz naukowego i gospodarczego wykorzystania mórz istotne są w szczególności interesy żeglugi i ochrony przyrody. W odniesieniu do morskiej energetyki wiatrowej, oba plany zagospodarowania przestrzennego zawierają m.in. cele i zasady planowania przestrzennego morskiej energetyki wiatrowej (3.5) i kabli podmorskich (3.3).

W ramach opracowywania planów zagospodarowania przestrzennego sporządzono także strategiczną ocenę oddziaływania na środowisko, aby określić, opisać i ocenić przewidywane istotne oddziaływanie na dobra chronione.

Według przewidywań, aktualizacja istniejących planów zagospodarowania przestrzennego rozpocznie się w 2018/2019 r.

2.6.2 Dolna Saksonia

2.6.3 Szlezwik-Holsztyn

2.6.4 Meklemburgia-Pomorze Przednie

3 Stan wyjściowy

3.1 Aktualny stan rozwoju

Od 2009 r. na niemieckich wodach terytorialnych oraz w niemieckich wyłącznych strefach ekonomicznych Morza Północnego i Bałtyckiego budowane i eksploatowane są morskie farmy wiatrowe wraz z przynależącymi do nich liniami przyłączeniowymi.

Według stanu na koniec 2017 r. wybudowano i przekazano do eksploatacji **morskie turbiny wiatrowe** o łącznej mocy ok. 5,4 GW.

Rozwój morskiej energetyki wiatrowej był i jest ściśle powiązany z odpowiednimi warunkami ramowymi. Zgodnie z aktualnym planem do końca 2020 r. do sieci podłączone zostaną morskie farmy wiatrowe o mocy ok. 7,7 GW, a do końca 2025 r. ok. 10,8 GW. Inwestycje te dysponują bezwarunkowymi pozwoleniami na przyłączenie do sieci zgodnie ze starym stanem prawym (wg § 118, ust. 12 EnWG w starej wersji), przydzielonymi mocami (wg § 17d, ust. 3 lub § 118, ust. 19 EnWG) względnie zamówieniami na drodze przetargu (wg § 34 WindSeeG) przez BNetzA.

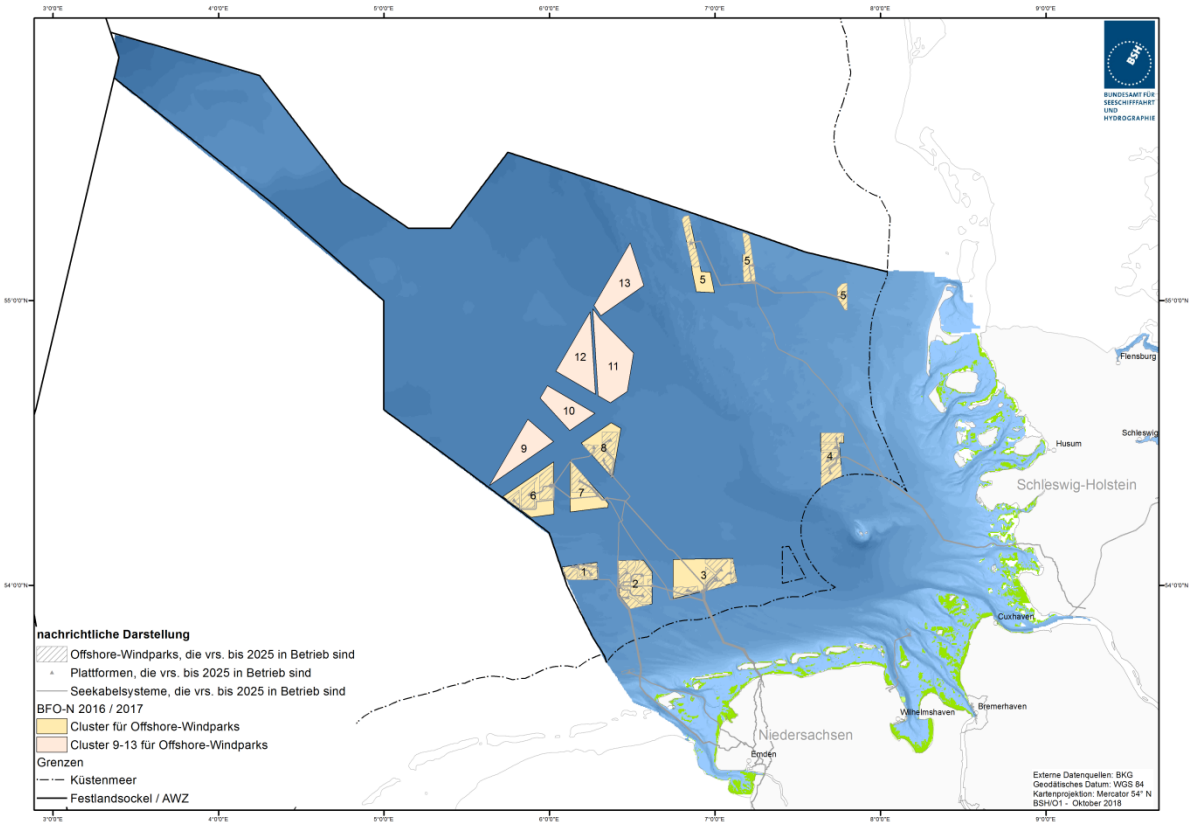
Do końca 2017 roku zostaną wybudowane i przekazane do eksploatacji **linie przyłączeniowe** morskich farm wiatrowych o mocy przesyłowej ok. 5,7 GW. Dziesięć linii przesyłowych znajduje się na obszarze Morza Północnego, a dwie – na obszarze Morza Bałtyckiego.

Przedstawiony w Tabelle 1 stan rozwoju morskich linii przyłączeniowych obejmuje wszystkie systemy podłączeń do sieci dla morskich farm wiatrowych, które zostały wyznaczone do realizacji indywidualnego prawa do przyłączenia do sieci operatora farmy wiatrowej.

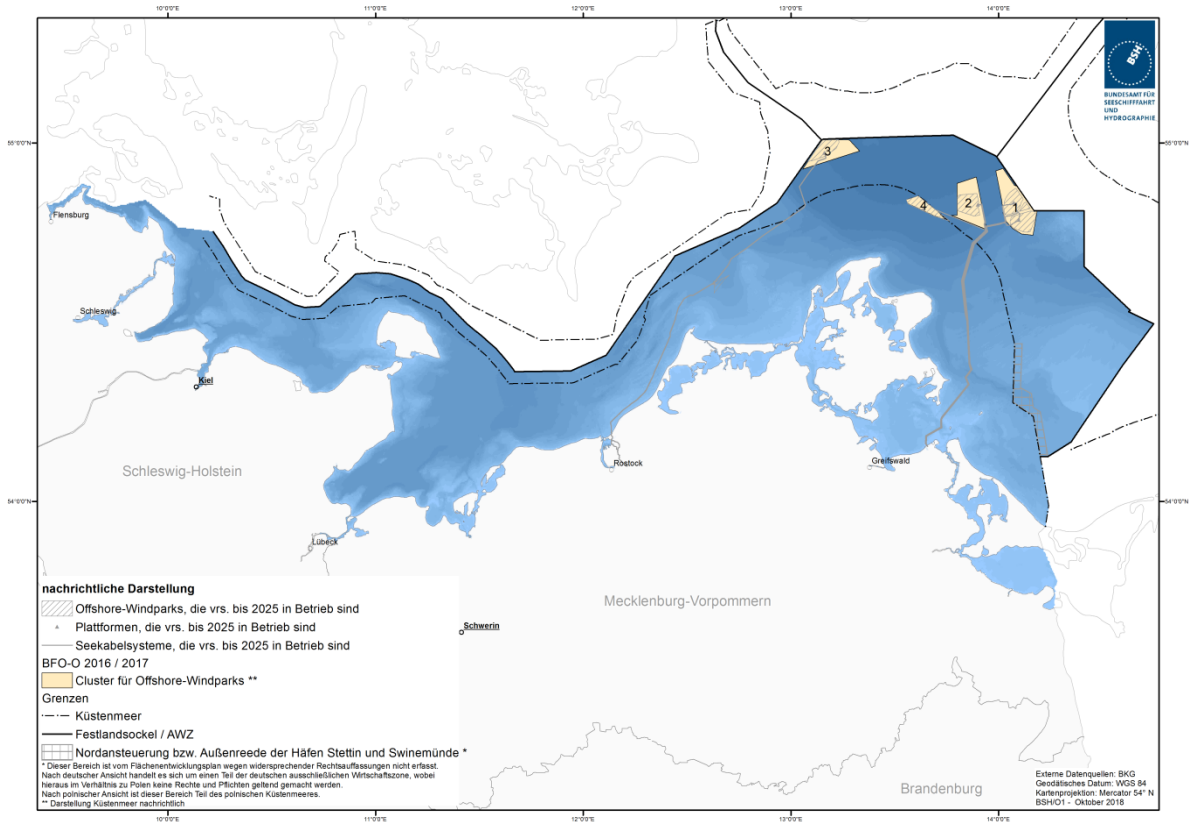
Zgodnie z tabelą, do końca 2025 roku na Morzu Północnym znajdować się będzie 15 linii przyłączeniowych, a na Morzu Bałtyckim osiem linii.

Tabela 1: Zestawienie morskich linii przyłączeniowych do końca 2025 r. i podłączonych do nich morskich farm wiatrowych

Linie przyłączeniowe do końca 2025 r.	Moc przesyłowa	Morskie farmy wiatrowe podłączone do końca 2025 r.
Morze Północne		
NOR-0-1 (Riffgat)	113 MW	Riffgat
NOR-0-2 (Nordergründe)	111 MW	Nordergründe
NOR-1-1 (DolWin5/epsilon)	900 MW	Borkum Riffgrund West II, OWP West, Borkum Riffgrund West I
NOR-2-1 (alpha ventus)	62 MW	alpha ventus
NOR-2-2 (DolWin1/alpha)	800 MW	Borkum Riffgrund 1, Trianel Windpark Borkum
NOR-2-3 (DolWin3/gamma)	900 MW	Borkum Riffgrund 2, Merkur Offshore
NOR-3-1 (DolWin2/beta)	916 MW	Gode Wind 01, Gode Wind 02, Nordsee One
NOR-3-3 (DolWin6/kappa)	900 MW	Gode Wind III, Gode Wind 04
NOR-4-1 (HelWin1/alpha)	576 MW	Meerwind Süd/Ost, Nordsee Ost
NOR-4-2 (HelWin2/beta)	690 MW	Amrumbank West, KASKASI II
NOR-5-1 (SylWin1/alpha)	864 MW	Butendiek, Dan Tysk, Sandbank
NOR-6-1 (BorWin1/alpha)	400 MW	BARD Offshore 1
NOR-6-2 (BorWin2/beta)	800 MW	Albatros, Deutsche Bucht, Veja Mate
NOR-7-1 (BorWin5/epsilon)	900 MW	EnBW He Dreiht
NOR-8-1 (BorWin3/gamma)	900 MW	EnBW Hohe See, Global Tech I
Morze Bałtyckie		
OST-3-1 (Baltic1)	51 MW	EnBW Baltic1, EnBW Baltic 2, GICON-SOF
OST-3-2 (Baltic2)	339 MW	
OST-1-1	250 MW	Arkona-Becken Südost, Wikinger, Wikinger Süd
OST-1-2	250 MW	
OST-1-3	250 MW	
OST-2-1	250 MW	ARCADIS Ost I
OST-2-2	250 MW	Baltic Eagle
OST-2-3	250 MW	



Ilustracja 4: Morskie farmy wiatrowe w niemieckiej WSE Morza Północnego, z przewidywane do przekazania do eksploatacji do końca 2025 r.



Ilustracja 5: Morskie farmy wiatrowe w niemieckiej WSE Morza Bałtyckiego, z przewidywane do przekazania do eksploatacji do końca 2025 r.

3.2 Ustawowa ścieżka rozwoju morskiej energetyki wiatrowej

Już strategia rządu federalnego z 2002 roku dotycząca ochrony klimatu przypisywała szczególne znaczenie rozszerzeniu zakresu wykorzystania morskiej energii wiatrowej. Udział energii wiatrowej w łącznym zużyciu energii elektrycznej miał w ciągu kolejnych trzech dziesięcioleci wzrosnąć do co najmniej 25%. Wyznaczono wtedy cel zainstalowania na Morzu Północnym i Bałtyckim do 2030 r. łącznej mocy 25 GW.

Zgodnie z koncepcją energetyczną rządu federalnego z 28 września 2010 r. udział energii odnawialnych w dostawach prądu miał wzrosnąć do roku 2020 do 35%, a do roku 2050 do 80%.

W ramach uchwalonej w 2011 r. transformacji systemu energetycznego energie odnawialne zyskały dodatkowo na znaczeniu. 6 lipca 2011 r. rząd federalny uchwalił pakiet energetyczny uzupełniający środki koncepcji energetycznej i mający na celu przyspieszenie jej realizacji.

W ramach ostatniej reformy EEG w 2016 r, zgodnie z § 1, ust. 2 EEG 2017 celem jest zwiększenie udziału prądu wytwarzanego ze źródeł odnawialnych w zużyciu prądu brutto do

- 40 do 45 procent do roku 2025,
- 55 do 60 procent do roku 2035,
- co najmniej 80 procent do roku 2050.

Celem jest również zwiększenie do 2020 roku udziału energii odnawialnych w łącznym zużyciu energii brutto do co najmniej 18%. Rozwój ten winien następować w sposób ciągły, efektywny pod względem kosztów i dostosowany do możliwości sieci.

§ 4, nr 2 EEG określa ścieżkę rozwoju dla morskiej energetyki wiatrowej, ustalając wzrost

mocy instalowanej morskich turbin wiatrowych do 6500 MW w 2020 r. i 15 000 MW w 2030 r.

Trzeba poczekać, by dowiedzieć się w jakim stopniu realizacja zaleceń Konwencji Paryskiej o ochronie przyrody, przyjęcie przez rząd federalny 14 listopada 2016 r. krajowego planu ochrony przyrody 2050 oraz realizacja umowy koalicyjnej partii rządzących z dnia 14 marca 2018 r. przełoży się na konkretne działania ustawowe i jaki wpływ będą one miały na legislacyjną ścieżkę rozwoju energetyki wiatrowej.

3.3 Rozszerzona ścieżka rozwoju wg ram scenariuszowych 2019-2030

4 Wytyczne i zasady

4.1 Wprowadzenie

Strategiczne planowanie rozwoju morskiej energetyki wiatrowej oraz powiązanej z nią topologii sieci dla przesyłu energii elektrycznej ma nadzwyczajne znaczenie dla dostaw energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych. Wraz ze wzrostem intensywności wykorzystywania niemieckiej WSE obszar dostępny dla przyszłych form wykorzystania i infrastruktury stopniowo kurczy się.

Zgodnie z założeniami systemowego i efektywnego planowania, BSH otrzymało ustawowe zlecenie określenia rejonów i obszarów dla morskiej energetyki wiatrowej oraz odpowiednich tras i lokalizacji dla niezbędnej topologii sieci. W ramach tego skoordynowanego procesu ustalane są w sposób wiążący przestrzennie i czasowo działania w niemieckiej WSE.

Określenie zasad planistycznych i znormalizowanych zasad technicznych dla WSE Morza Północnego i Bałtyckiego jest niezbędnym warunkiem dla ostatecznego określenia zapotrzebowania na powierzchnię całej topologii sieci w ramach FEP. Celem określenia znormalizowanych zasad technicznych i planistycznych jest stworzenie podstaw dla systemowego i skoordynowanego planowania ogólnego. W innymi przypadku niemożliwe byłoby określenie wymaganego zapotrzebowania przestrzennego z dostateczną dokładnością, która zapewniłaby możliwie jak najlepsze wykorzystanie przestrzeni. Znormalizowane zasady techniczne służą nie tylko do maksymalnie precyzyjnego określenia zapotrzebowania przestrzennego, lecz również do uzyskania efektywności pod względem kosztów i planowania dostosowanego do potrzeb rozwoju linii przyłączeniowych, co leży w interesie społeczno-ekonomicznym.

Punktem wyjścia dla ustalenia znormalizowanych zasad technicznych (4.3) jest techniczna koncepcja podłączenia do sieci, której szczegóły omówione zostały w rozdziale 4.2.

Zasady planistyczne opierają się na celach i zasadach planu zagospodarowania przestrzennego. W ramach sporządzania planu zagospodarowania przestrzennego dokonano już całościowej oceny poszczególnych form wykorzystania. Odpowiednie cele i zasady zostały w przeważającej mierze przejęte do FEP jako zasady planowania i na podstawie zgłoszonych interesów i praw ocenione pod względem możliwości zastosowania w odniesieniu do kwestii regulowanych przez FEP, doprecyzowane i porównane wzajemnie pod kątem ich znaczenia.

Ustalenie znormalizowanych zasad technicznych i planistycznych uwzględnia ocenę ewentualnych interesów publicznych i praw (por. Uzasadnienie poszczególnych zaleceń i zasad), tak że ustalenie znormalizowanych zasad technicznych i planistycznych obejmuje także „wstępną ocenę" możliwych alternatyw.

4.2 Koncepcje przyłączania

4.2.1 Standardowa koncepcja dla Morza Północnego: system prądu stałego

4.2.1.1 Połączenie między platformą konwerterową a morską farmą wiatrową: koncepcja standardowa 66 kV

Podsumowanie

- Ustalenie koncepcji podłączenia 66 kV jako standardu dla WSE Morza Północnego
- Końcowe zamknięcie systemów kabli podmorskich 66 kV stanowi granicę

między operatorem sieci przesyłowej a podmiotem realizującym projekt morskiej farmy wiatrowej

- Jeżeli w danym rejonie występują inne wymogi przestrzenne, możliwe jest odstępstwo od koncepcji standardowej.
- W przypadku konieczności odstępstwa, ustalenie koncepcji podłączenia określonej w BFO-N 16/17 z napięciem roboczym 155 kV.

4.2.2 Standardowa koncepcja dla Morza Bałtyckiego: system prądu trójfazowego

Podsumowanie

- Ustalenie koncepcji podłączenia prądu trójfazowego jako standardu dla WSE Morza Bałtyckiego

4.3 Znormalizowane zasady techniczne

4.3.1 System prądu stałego dla Morza Północnego

.

4.3.1.1 System prądu stałego: technologia VSC

4.3.1.2 System prądu stałego: napięcie przesyłowe +/- 320 kV

4.3.1.3 System prądu stałego: standardowa moc 1000 MW

4.3.1.4 Wymagania odnośnie do rodzaju i ilości utrzymywanych rozdzielnic

4.3.1.5 Stworzenie warunków dla wzajemnych połączeń

4.3.1.6 Koncepcja podłączenia 66 kV

Podsumowanie

- Wykonanie wysokonapięciowych systemów przesyłowych prądu stałego w technologii VSC
- Standardowe napięcie przesyłowe +/- 320 kV
- Standardowa moc przesyłowa 1000 MW
- Jeżeli w danym rejonie występują inne wymogi przestrzenne, możliwe jest odstępstwo od standardowej mocy przesyłowej.
- Podłączenie morskich turbin wiatrowych do platformy konwerterowej 66 kV w technologii prądu trójfazowego

4.3.2 System prądu trójfazowego dla Morza Bałtyckiego

4.3.2.1 System prądu trójfazowego: napięcie przesyłowe 220 kV

4.3.2.2 System prądu trójfazowego: wykorzystanie platform transformatorowych przez ÜNB

Podsumowanie

- Standardowe napięcie przesyłowe 220 kV
- Zaprojektowanie i postawienie platformy transformatorowej przez podmiot realizujący projekt farmy wiatrowej; należy umożliwić korzystanie przez ÜNB.

4.3.3 Wzajemne połączenia

4.3.4 Transgraniczne systemy kabli podmorskich

4.3.4.1 Zbiorczy system kabli podmorskich prądu stałego

4.3.4.2 Uwzględnienie całościowego systemu

4.4 Zasady planistyczne

Zgodnie z § 5, ust. 1, nr 11 WindSeeG, plan FEP określa zasady planistyczne.

Zasady planistyczne obowiązują dla obszaru niemieckiej WSE i opierają się na celach i zasadach planu zagospodarowania przestrzennego.

Poniżej w pierwszej kolejności opisane zostaną ogólne zasady planistyczne.

4.4.1 Zasady ogólne

Poniżej wymienione zostały zasady planistyczne dla morskich turbin wiatrowych, platform i morskich linii przyłączeniowych.

Podsumowanie

- Ogólna koordynacja czasowa prac budowlanych i układania kabli
- Bezpieczeństwo i swoboda żeglugi nie mogą zostać naruszone
- Bezpieczeństwo i swoboda transportu lotniczego nie mogą zostać naruszone
- Obowiązek rozbiórki i złożenie gwarancji
- Uwzględnienie wszystkich istniejących i zatwierdzonych form wykorzystywania
- Uwzględnienie dóbr kultury
- Ograniczenie hałasu
- Minimalizacja środków zabezpieczających przed wymywaniem
- Uwzględnienie urzędowych norm, zaleceń lub koncepcji
- Zmniejszenie emisji
- Uwzględnienie podwodnych znalezisk środków bojowych
- Instalacja transponderów sonarowych

4.4.1.1 Ogólna koordynacja czasowa prac budowlanych i układania kabli

W celu uniknięcia lub zmniejszenia efektów skumulowanych należy przewidzieć czasową koordynację prac budowlanych i układania kabli, z uwzględnieniem specyficznych dla danego projektu warunków ramowych.

4.4.1.2 Brak negatywnego oddziaływania na bezpieczeństwo i swobodę żeglugi

Budowa i eksploatacja morskich turbin wiatrowych, platform i kabli podmorskich nie może wpływać negatywnie na bezpieczeństwo i swobodę żeglugi.

4.4.1.3 Brak negatywnego oddziaływania na bezpieczeństwo i swobodę transportu lotniczego

Budowa i eksploatacja morskich turbin wiatrowych, platform i kabli podmorskich nie może wpływać negatywnie na bezpieczeństwo i swobodę transportu lotniczego.

4.4.1.4 Obowiązek rozbiórki i złożenie gwarancji

Morskie turbiny wiatrowe, platformy oraz kable podmorskie należy zdemontować po zaprzestaniu wykorzystywania. Jeżeli ich rozbiórka powoduje większe niekorzystne oddziaływanie na środowisko niż pozostawienie, należy z niej zrezygnować całkowicie lub częściowo, chyba że rozbiórka jest niezbędna ze względu na bezpieczeństwo i swobodę żeglugi. W

przypadku pozostawienia obiektów należy przewidzieć odpowiednie działania monitorujące w celu zapobieżenia ewentualnym przyszłym zagrożeniom. W przypadku rozbiórki należy w pierwszej kolejności dążyć do ponownego wykorzystania komponentów, a jeżeli nie będzie to możliwe, należy je poddać recyklingowi lub przetworzyć w celu uzyskania energii. W przypadku braku takich możliwości należy usunąć je jako odpad na lądzie zgodnie z obowiązującymi przepisami. W celu zapewnienia spełnienia obowiązku rozbiórki należy złożyć gwarancję.

4.4.1.5 Uwzględnienie wszystkich istniejących i zatwierdzonych form wykorzystywania

Należy w odpowiedni sposób uwzględnić istniejące i zatwierdzone rurociągi oraz istniejące, zatwierdzone lub ustalone w ramach tego planu kable podmorskie, morskie farmy wiatrowe i inne wysokie konstrukcje, zachowując od nich odległość 500 m, o ile warunki gruntowe nie wymagają większych odległości. Przy wyborze lokalizacji morskich turbin wiatrowych i platform oraz wytyczaniu przebiegu systemów kabli podmorskich należy także uwzględnić istniejące i zatwierdzone formy wykorzystania i prawa do korzystania, a także interesy żeglugi, obronności kraju i rybołówstwa.

Planowanie, budowanie i eksploatację morskich turbin wiatrowych, platform i systemów kabli podmorskich należy przeprowadzać w ścisłej współpracy między operatorem sieci przesyłowej i podmiotami realizującymi projekty farm wiatrowych.

4.4.1.6 Uwzględnienie dóbr kultury

Przy wyborze lokalizacji lub przebiegu trasy należy uwzględnić znane miejsca znalezisk dóbr kultury. Jeżeli przy planowaniu lub budowie turbin wiatrowych, platform lub systemów kabli podmorskich na dnie morza odkryte zostaną nieznane dotychczas znaleziska dóbr kultury, należy podjąć odpowiednie działania w celu zabezpieczenia tych dóbr.

4.4.1.7 Ograniczenie hałasu

W celu ograniczenia hałasu należy sprawdzić możliwość zastosowania alternatywnych, form fundamentów charakteryzujących się niskim poziomem hałasu. Jeżeli turbiny wiatrowe lub platformy będą stawiane na palach fundamentowych, podczas wbijania fundamentów należy przewidzieć zastosowanie skutecznych technicznych środków tłumienia hałasu. Koncepcję zmniejszenia hałasu należy odpowiednio wcześnie włączyć w projekt konstrukcji fundamentów. Należy przy tym uwzględnić koncepcję ochrony akustycznej opracowaną przez BMU.

4.4.1.8 Minimalizacja środków zabezpieczających przed wymywaniem

Środki zabezpieczające przed wymywaniem należy ograniczyć do minimum.

4.4.1.9 Uwzględnienie urzędowych norm, zaleceń lub koncepcji

Przy planowaniu, budowaniu i eksploatacji turbin wiatrowych, platform i systemów kabli podmorskich należy uwzględnić urzędowe standardy, zalecenia i koncepcje.

4.4.1.10 Zmniejszenie emisji

Należy dążyć do minimalizacji emisji.

4.4.1.11 Uwzględnienie podwodnych znalezisk środków bojowych

Przy wyborze lokalizacji lub przebiegu trasy należy uwzględnić znane miejsca znalezisk środków bojowych. Jeżeli przy planowaniu lub budowie turbin wiatrowych, platform lub systemów kabli podmorskich odkryte zostaną nieznane dotychczas znaleziska środków bojowych na dnie morza, należy podjąć odpowiednie działania w celu ich zabezpieczenia.

4.4.1.12 Instalacja transponderów sonarowych

Na odpowiednich pozycjach narożnych farm wodnych i platform należy zainstalować transpondery sonarowe.

4.4.2 Obszary morskie i turbiny wiatrowe

Poniżej podane są zasady planistyczne dla obszarów przeznaczonych pod budowę i eksploatację morskich turbin wiatrowych.

Podsumowanie

- Uwzględnienie rezerwatów przyrody i ustawowo chronionych biotopów
- Minimalizacja powierzchni zajmowanych przez obiekty
- Odległości między poszczególnymi obszarami przeznaczonymi na energetykę wiatrową i między poszczególnymi turbinami

4.4.2.1 Uwzględnienie rezerwatów przyrody i ustawowo chronionych biotopów

Budowa morskich turbin wiatrowych na obszarach rezerwatów przyrody jest niedozwolona. Przy budowie i eksploatacji morskich turbin wiatrowych należy unikać niekorzystnego oddziaływania na środowisko morskie, w szczególności na funkcje przyrodnicze i ekosystem morski.

Przy budowie turbin wiatrowych należy omijać miejsca, w których znane jest występowanie ustawowo chronionych biotopów zgodnie z § 30 BNatSchG lub podobnych struktur.

Należy przestrzegać przepisów § 45 a ustawy o gospodarce wodnej (WHG)[6]. Należy uwzględniać najlepsze praktyki w zakresie ochrony środowiska („best environmental practice") zgodnie z Konwencją Helsińską i Konwencją OSPAR, a także aktualny stan wiedzy technicznej i dostosowywać je do indywidualnych warunków.

4.4.2.2 Minimalizacja powierzchni zajmowanych przez obiekty

Poszczególne turbiny wiatrowe powinny być zlokalizowane w sposób możliwie nie zajmujący dużej powierzchni.

4.4.2.3 Odległości między poszczególnymi obszarami przeznaczonymi na energetykę wiatrową i między poszczególnymi turbinami

Turbiny wiatrowe powinny znajdować się w odległości od siebie wynoszącej co najmniej pięciokrotność średnicy wirnika.

4.4.3 Platformy

Poniżej podane zostały zasady planistyczne dla platform. Platformy obejmują platformy konwerterowe, zbiorcze, transformatorowe oraz mieszkalne.

Podsumowanie

- Uwzględnienie rezerwatów przyrody i ustawowo chronionych biotopów
- Zapotrzebowanie na powierzchnię oraz dodatkową przestrzeń na manewrowanie

[6] Ustawa z dnia 31 lipca 2009, BGBl. I, str. 2585, zmieniona ostatnio artykułem 1 ustawy z dnia 18 lipca 2017 (BGBl. I str. 2771).

- Konstrukcja platform powinna uwzględniać zapotrzebowanie na tymczasowe kwatery; nie mogą być one wykorzystywane dłużej niż trzy lata

4.4.3.1 Uwzględnienie rezerwatów przyrody i ustawowo chronionych biotopów

Budowa platform w rezerwatach przyrody jest niedopuszczalna. Przy budowie i eksploatacji platform należy unikać niekorzystnego oddziaływania na środowisko morskie, w szczególności na funkcje przyrodnicze i ekosystem morski.

Przy budowie platform należy w miarę możliwości omijać miejsca, w których znane jest występowanie ustawowo chronionych biotopów zgodnie z § 30 BNatSchG lub podobnych struktur.

Należy przestrzegać przepisów § 45 a ustawy o gospodarce wodnej (WHG)[7]. Należy uwzględniać najlepsze praktyki w zakresie ochrony środowiska („best environmental practice") zgodnie z Konwencją Helsińską i Konwencją OSPAR, a także aktualny stan wiedzy technicznej i dostosowywać je do indywidualnych warunków.

4.4.3.2 Zapotrzebowanie na powierzchnię

Na platformę konwerterową należy przewidzieć powierzchnię 100 x 200 m. Na platformę transformatorową należy przewidzieć powierzchnię 100 x 100 m. W przypadku platform umieszczonych obok siebie należy przewidzieć dodatkową przestrzeń na manewrowanie.

4.4.3.3 Tymczasowe kwatery

Przy projektowaniu morskich terenów budowy należy uwzględnić zapotrzebowanie na tymczasowe kwatery (Temporary Living Quarters, TLQ); dotyczy to przede wszystkim zagwarantowania bezpieczeństwa budowlanego, zaopatrzenia oraz usuwania odpadów i uzdatniania ścieków a także spełnienia wymogów BHP wraz z zapewnieniem dróg ewakuacyjnych i środków ratowniczych.

Tymczasowe kwatery nie powinny być z zasady wykorzystywane dłużej niż do zakończenia etapu przekazania do eksploatacji danego obiektu. Nie mogą być wykorzystywane dłużej niż przez trzy lata.

4.4.4 Systemy kabli podmorskich

Poniżej podane są zasady planistyczne dla systemów kabli podmorskich, przy czym w myśl niniejszego planu jako systemy te należy rozumieć systemy przewodów energetycznych, morskie linie przyłączeniowe, transgraniczne systemy kabli podmorskich oraz połączenia między nimi. Dla wewnętrznych kabli podmorskich farmy obowiązują podane niżej zasady planistyczne 4.4.4.6 i 4.4.4.8.

Podsumowanie

- Ułożenie równoległe jak największej liczby kabli
- Odległość przy równoległym układaniu: 100 m, po co drugim systemie kablowym 200 m
- Prowadzenie przez korytarze graniczne
- Przecinanie pod kątem prostym obszarów uprzywilejowanych i zastrzeżonych dla żeglugi
- Unikanie krzyżowania się; jeżeli krzyżowanie jest bezwzględnie

[7] Ustawa z dnia 31 lipca 2009, BGBl. I, str. 2585, zmieniona ostatnio artykułem 1 ustawy z dnia 18 lipca 2017 (BGBl. I str. 2771).

konieczne, kable muszą przecinać się pod kątem prostym; odległość do punktów zwrotnych 250 m

- Nieinwazyjna technika układania
- Przykrycie
- Unikanie ocieplania osadów (przestrzeganie kryterium 2 K)
- Uwzględnienie rezerwatów przyrody i ustawowo chronionych biotopów

4.4.4.1 Koncentracja

Przy układaniu systemów kabli podmorskich należy dążyć do układania możliwie jak największej liczby kabli w wiązkach równoległych. Ponadto należy wyznaczyć prowadzenie tras możliwie równolegle do istniejących struktur.

4.4.4.2 Odległość przy równoległym układaniu

Przy równoległym układaniu systemów kabli podmorskich należy zachować odległość między poszczególnymi systemami wynoszącą 100 m. Po co drugim systemie kablowym należy zachować odległość 200 m. Należy przy tym uwzględnić indywidualne warunki podłoża, szczególnie w Morzu Bałtyckim.

4.4.4.3 Prowadzenie przez korytarze graniczne

Systemy kabli podmorskich biegnące do lądu w Niemczech należy zasadniczo prowadzić korytarzami granicznymi N-I do N-IV lub O-I oraz O-III, wyznaczonymi przy granicy WSE i strefy 12 mil morskich.

Transgraniczne systemy kabli podmorskich należy dodatkowo prowadzić korytarzami granicznymi N-V do N-VII lub O-I do O-XIV, wyznaczonymi przy granicy WSE i strefy 12 mil morskich.

Transgraniczne systemy kabli podmorskich biegnące do lądu poza terytorium Niemiec, z powodu bardzo ograniczonej liczby dostępnych tras na wodach terytorialnych, nie powinny być prowadzone przez korytarze graniczne N-I do N-V.

4.4.4.4 Przecinanie obszarów uprzywilejowanych i zastrzeżonych dla żeglugi

Jeżeli niemożliwe jest prowadzenie systemów kabli podmorskich równolegle do istniejących obiektów budowlanych, systemy kablowe powinny przecinać obszary uprzywilejowane i zastrzeżone dla żeglugi w planie zagospodarowania przestrzennego WSE po możliwie najkrótszej drodze.

4.4.4.5 Krzyżowanie

Należy dołożyć wszelkich starań, aby uniknąć krzyżowania systemów kabli podmorskich, zarówno między sobą, jak i z istniejącymi rurociągami i istniejącymi lub ustalonymi w niniejszym planie kablami podmorskimi. Jeżeli niemożliwe jest uniknięcie krzyżowania się, należy wykonać je zgodnie z najnowszym stanem techniki i w miarę możliwości pod kątem prostym.

4.4.4.6 Nieinwazyjna technika układania

W celu ochrony środowiska morskiego należy wybrać możliwie nieinwazyjną metodę układania systemów kabli podmorskich.

4.4.4.7 Przykrycie

Przy wyborze trwałego przykrycia systemów kabli podmorskich przede wszystkim wziąć pod uwagę kwestie ochrony środowiska morskiego, interesy żeglugi, obronności, rybołówstwa oraz bezpieczeństwo samego systemu.

4.4.4.8 Ocieplanie osadów

Podczas układania systemów kabli podmorskich należy w jak największym stopniu ograniczyć potencjalne negatywne skutki dla środowiska morskiego spowodowane podgrzewaniem osadów przez kable. Należy przestrzegać ustalonego przez naukowców limitu ostrożnościowego, tak zwanego „kryterium 2 K", które dopuszcza maksymalny wzrost temperatury osadu o 2 kelwiny na głębokości osadu 20 cm.

4.4.4.9 Uwzględnienie rezerwatów przyrody i ustawowo chronionych biotopów

Przy układaniu systemów kabli podmorskich należy zminimalizować ewentualny negatywny wpływ na środowisko morskie. Dlatego systemy kabli podmorskich powinny być w miarę możliwości układane poza rezerwatami przyrody.

Przy układaniu systemów kabli podmorskich należy w miarę możliwości omijać miejsca, w których znane jest występowanie ustawowo chronionych biotopów zgodnie z § 30 BNatSchG lub podobnych struktur.

4.5 Możliwości odstępstwa

4.5.1 Znormalizowane zasady techniczne

4.5.2 Zasady planistyczne

Wszelkie odstępstwa od elastycznych zasad planistycznych muszą być zatwierdzane w odpowiedniej procedurze dopuszczenia indywidualnego. Każde odstępstwo od jakiejkolwiek zasady planistycznej należy uzasadnić w sposób zrozumiały i wiarygodny w odpowiedniej procedurze dopuszczenia indywidualnego. Należy przy tym przestrzegać ustawowych wymagań dla procedur dopuszczenia indywidualnego. Przede wszystkim należy przedstawić i poddać ocenie:

- uzasadnienie każdego odstępstwa od zasad planistycznych i wykazać przestrzeganie wymogów ustawowych;
- ewentualny wpływ na interesy publiczne i prywatne;
- porozumienie z osobami trzecimi lub zgoda osób trzecich, których interesy mogłyby zostać naruszone;
- rozważenie oszczędnego i ostrożnego wykorzystania obszarów w myśl § 2, ust. 2, nr 6 ROG.

4.6 Horyzont planowania

4.7 Określenie przewidywanej mocy instalowanej

4.7.1 Cele określenia mocy instalowanej

4.7.2 Metodyka określania mocy instalowanej w strefie 1 i 2

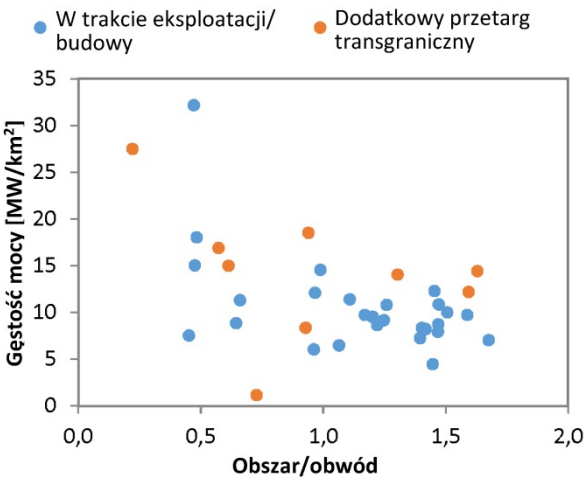
Przy uproszczonych założeniach moc instalowana na określonym obszarze określana jest w oparciu o rozwiązania techniczne zastosowane w turbinach wiatrowych (w szczególności nominalna moc instalowana, średnica wirnika) oraz odległości między turbinami. Jednak aby zapewnić efektywne planowanie rozbudowy morskiej energetyki wiatrowej i jej podłączenia do sieci, przy określaniu przewidywanej mocy instalowanej

należy uwzględnić także inne kryteria. W tym celu przeprowadzana jest najpierw klasyfikacja obszarów na podstawie opisanych poniżej kryteriów. Celem jest zidentyfikowanie obszarów, na których na podstawie oceny w oparciu o kryteria może zostać przyjęta wyższa lub niższa gęstość mocy.

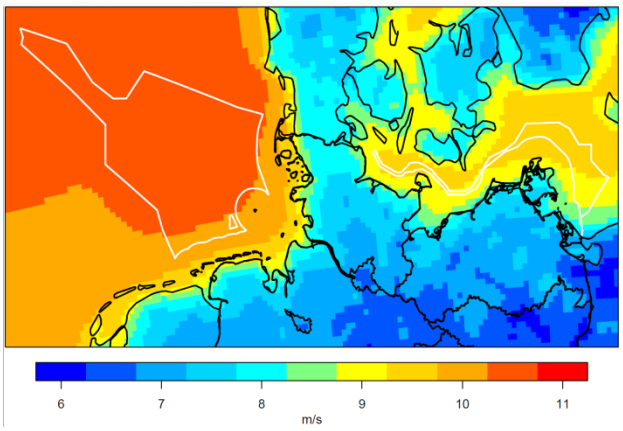
W zależności od tego, czy dany obszar spełnia jedno z poniższych kryteriów, kwalifikuje się go do jednej z dwóch kategorii w celu określenia gęstości mocy, która zostanie przyjęta. W celu ustalenia przewidywanej mocy instalowanej powierzchnię danego obszaru mnoży się przez przyjętą gęstość mocy. Następnie dokonywana jest ewentualna korekta przewidywanej mocy instalowanej w przypadku, gdy możliwa moc na danym obszarze jest ograniczona mocą przyłączeniową sieci. Schemat metodyki określania mocy instalowanej przedstawiony jest w Abbildung 6.

Ilustracja 6: schemat metodyki określania mocy instalowanej

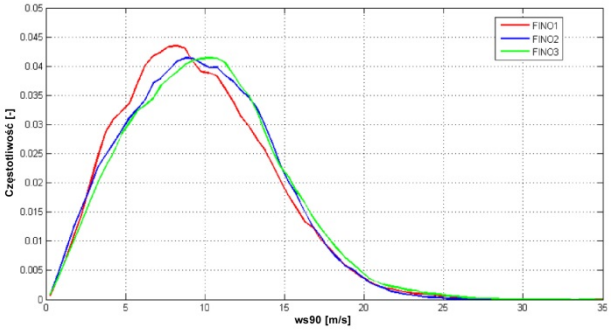
4.7.3 Kryteria określania mocy instalowanej



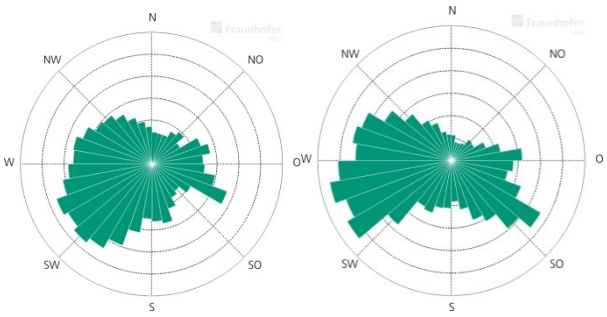
Ilustracja 7: Gęstość mocy morskich farm wiatrowych na niemieckim wybrzeżu Morza Północnego i Bałtyckiego w zależności od ich geometrii



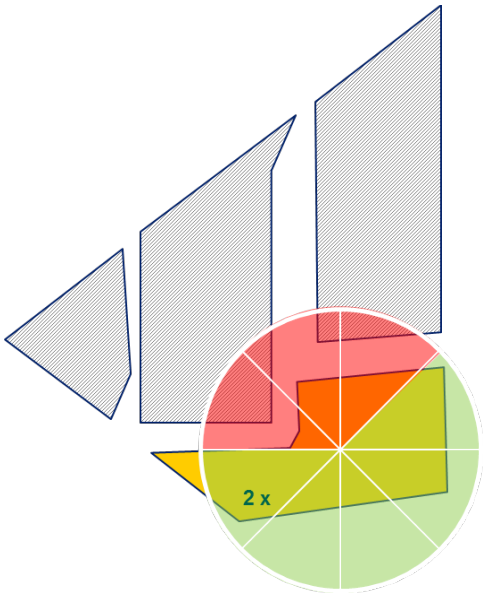
Ilustracja 8: Średnia prędkość wiatru [m/s] na wysokości 116 m dla COSMO-REA6 między 1995 a 2014 r. (Źródło: DWD)



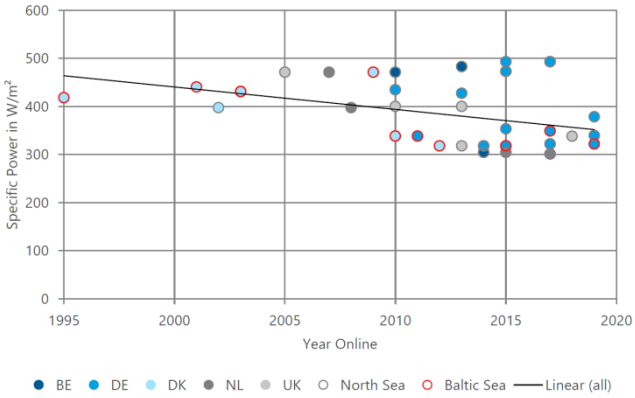
Ilustracja 9: Rozkład prędkości wiatru na wysokości 90 m z FINO 1, FINO 2 i FINO 3 w latach 2009 – 2014 (Borsche, Kaiser-Weiss, & Kaspar, 2016)



Ilustracja 10: Wieloletni rozkład kierunków wiatrów na Morzu Północnym (z lewej strony: FINO 1, wys. 90 m) i Morzu Bałtyckim (z prawej strony: FINO 2, wys. 92 m) (Źródło: Fraunhofer IWES)



Ilustracja 11: Przykładowe zastosowanie kryterium 2 do oceny stopnia przesłonienia przez sąsiadujące farmy wiatrowe



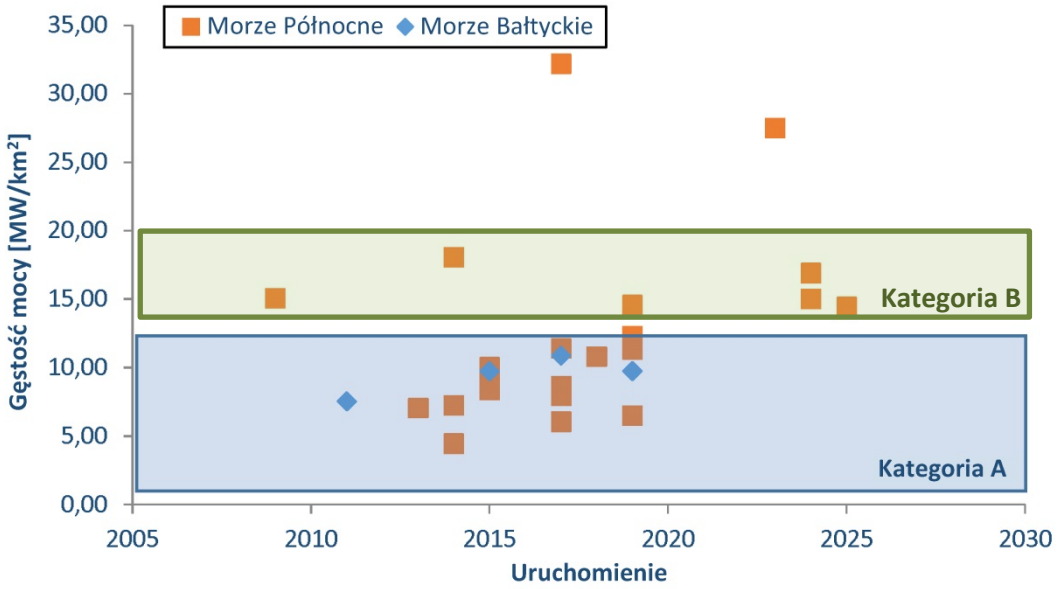
Ilustracja 12: Gęstość mocy turbin wiatrowych w europejskich farmach wiatrowych (Borrmann, Rehfeldt, Wallasch, & Lüers, 2018)

Moc właściwa

$$p_{WEA} = \frac{P_N}{A_{rotor}}$$

p_{WEA}	Moc właściwa elektrowni wiatrowej w watach/m² powierzchni wirnika
P_N	Moc znamionowa elektrowni wiatrowej w MW
A_{rotor}	Powierzchnia wirnika elektrowni wiatrowej w m²

4.7.4 Przyjmowana gęstość mocy



Ilustracja 13: Gęstość mocy oddanych do eksploatacji i planowanych farm wiatrowych z zatwierdzonym lub przydzielonym przyłączeniem do sieci na Morzu Północnym i Bałtyckim

Tabela 2: Kategorie obszarów do określania przewidywanej mocy instalowanej

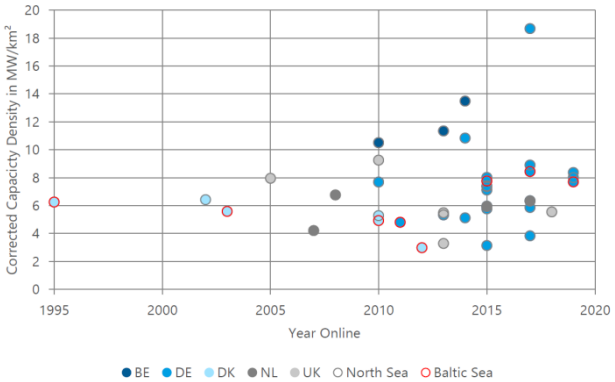
Kategoria obszaru	A	B
Przyjmowana gęstość mocy [MW/km²]	**14**	**17**

4.7.5 Określenie przewidywanej mocy instalowanej w strefie 3

Skorygowana gęstość mocy wg (Borrmann, Rehfeldt, Wallasch, & Lüers, 2018)

$$p_{A_{WP}}{}^{*} = \left(n - \left(\frac{m}{2} + 1\right)\right) \cdot \frac{P_N}{A_{WP}}$$

$p_{A_{WP}}{}^{*}$	Skorygowana gęstość mocy farmy wiatrowej [MW/km²]
n	Liczba elektrowni wiatrowych w farmie wiatrowej
m	Liczba elektrowni wiatrowych na obrzeżach farmy wiatrowej
P_N	Moc znamionowa elektrowni wiatrowej w MW
A_{WP}	Powierzchnia farmy wiatrowej [km²]



Ilustracja 14: Skorygowana gęstość mocy europejskich morskich farm wiatrowych (Borrmann, Rehfeldt, Wallasch, & Lüers, 2018)

Tabela 3: Przykładowe porównanie (skorygowanej) gęstości mocy dwóch morskich farm wiatrowych

Farma wiatrowa	Alpha Ventus	Arkona-Becken Südost
Powierzchnia [km²]	ok. 4	ok. 37
Gęstość mocy [MW/km²]	ok. 15,4	ok. 9,7
Skorygowana Gęstość mocy [MW/km²]	ok. 7,7	ok. 7,7

4.8 Kryteria dla ustalania obszarów oraz porządku chronologicznego przetargów na te obszary

§ 5, ust. 4 WindSeeG podaje kryteria ustalania obszarów w FEP oraz chronologicznego porządku przetargów. Nadrzędnym celem jest, by rozwój morskich turbin wiatrowych i przynależnych do nich systemów przyłączeniowych na danych obszarach był zsynchronizowany, a możliwości istniejących linii przyłączeniowych były wykorzystywane efektywnie. Zapewni to podłączenie wszystkich morskich turbin wiatrowych w odpowiednim czasie i uniknięcie niepełnego wykorzystania mocy przyłączeniowych linii. W ten sposób zwiększenie wykorzystania energii wiatrowej powinno odbywać się w sposób maksymalnie opłacalny. Przy stosowaniu kryteriów określonych w § 5, ust. 4, zdanie 2 WindSeeG należy zawsze mieć na uwadze ten cel oraz przestrzegać ogólnego celu ustawy, jakim jest stałe i opłacalne zwiększanie wykorzystania morskiej energii wiatrowej. Wykaz w zdaniu 2 nie jest wykazem zamkniętym.

Zgodnie z § 5, ust. 5 WindSeeG rejony i obszary oraz porządek chronologiczny będą ustalane także w taki sposób, by każdorazowo termin składania ofert w przetargach na morskie turbiny wiatrowe na obszarach z prognozowaną mocą instalowaną 700 do 900 MW i średnio nie więcej niż 840 MW był zgodny z terminem określonym w § 17 WindSeeG, a od roku 2026 obiekty te były przekazywane do eksploatacji corocznie.

4.8.1 Metodyka stosowania kryteriów

4.8.2 Opis stosowanych kryteriów

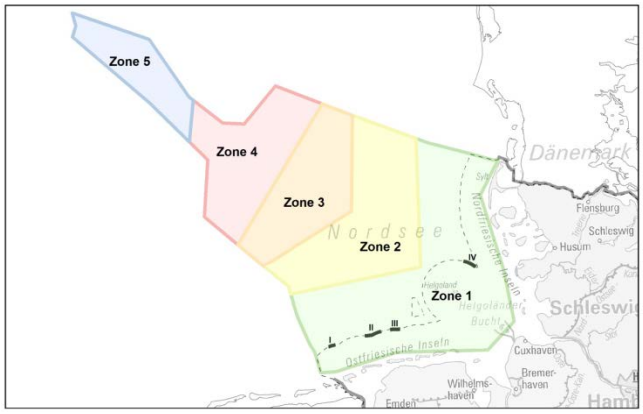
4.8.2.1 Kryterium 1: efektywne wykorzystanie i obciążenie morskich linii przyłączeniowych z terminem uruchomienia do końca 2025 r.

Tabela 4: Systemy przyłączeń sieciowych z terminem przekazania do eksploatacji do końca 2025 r. i dostępna moc przesyłowa

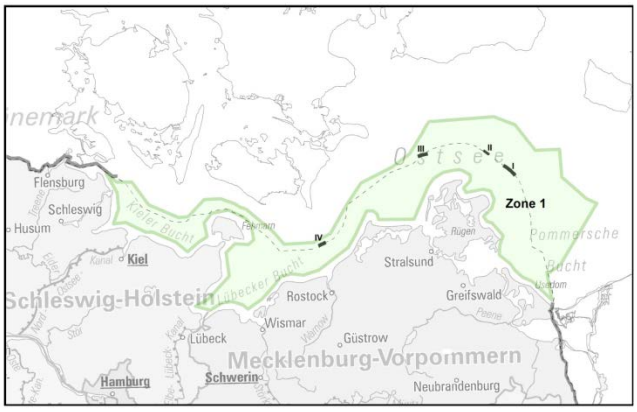
Nazwa	Rok przekazania do eksploatacji	Dostępna moc przesyłowa
Morze Północne		
NOR-3-3 (DolWin6/kappa)	2023	658,25 MW
Morze Bałtyckie		
--		

4.8.2.2 Kryterium 2: prawidłowe i efektywne planowanie, budowa, przekazanie do eksploatacji, wykorzystanie i obciążenie morskich linii przyłączeniowych z terminem uruchomienia po 2026 r.

4.8.2.3 Kryterium 3: bliskość wybrzeża



Ilustracja 15: strefy oddalenia wg O-NEP na niemieckim Morzu Północnym



Ilustracja 16: strefy oddalenia wg O-NEP na niemieckim Morzu Bałtyckim

4.8.2.4 Kryterium 4: konflikty form wykorzystania na danym obszarze

4.8.2.5 Kryterium 5: przewidywana rzeczywista możliwość zabudowania danego obszaru

4.8.2.6 Kryterium 6: przewidywana moc instalowana

4.8.2.7 Kryterium 7: zrównoważony rozdział między Morzem Północnym a Bałtyckim

4.8.2.8 Dodatkowe kryterium dla wód terytorialnych: rzeczywista dostępność obszarów

5 Ustalenia

5.1 Rejony pod budowę i eksploatację morskich turbin wiatrowych

Zgodnie z § 5, ust. 1, nr 1 WindSeeG plan FEP zawiera ustalenia odnośnie do rejonów przeznaczonych pod budowę i eksploatację morskich turbin wiatrowych.

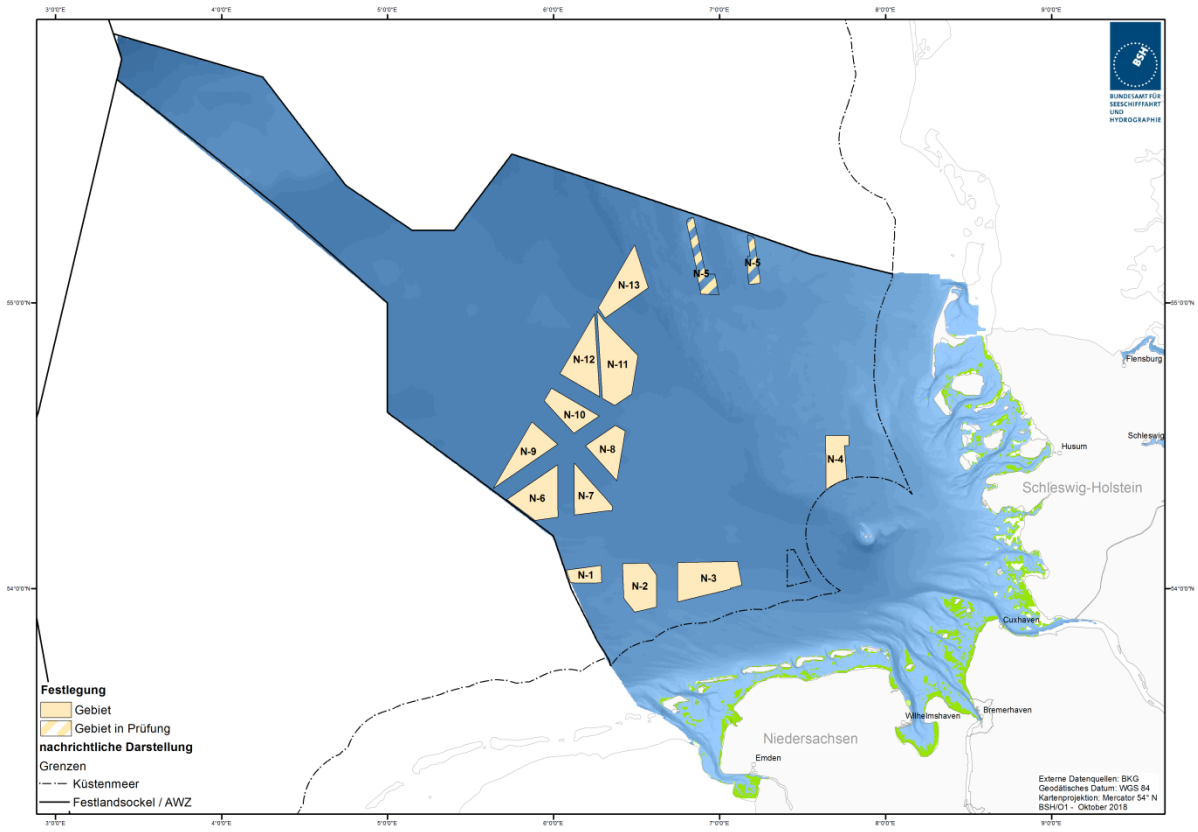
Obecnie w planie tym na morskie turbiny wiatrowe przeznaczono łącznie 13 rejonów[8] w WSE Morza Północnego i trzy rejony w WSE Morza Bałtyckiego. Bliższe informacje zawarte są w rozdziale 4.6. Dla lepszej czytelności rejony zostały oznaczone literą N dla Morza Północnego i literą O dla Morza Bałtyckiego, i ponumerowane kolejno od 1 do 13.

Ustalenie i granice tych rejonów opierają się przede wszystkim na ustaleniach planu zagospodarowania przestrzennego oraz uwzględnieniu innych interesów publicznych i prywatnych. Zestawienia zatwierdzonych form użytkowania oraz rejonów ochrony, a także rejonów ustalonych w ramach planu zagospodarowania przestrzennego podane są w BFO-N 16/17 (rozdział 12) i BFO-O 16/17 (rozdział 11). Bliższe informacje zawarte są w rozdziale 7. Ustalenia rejonów zostały w znacznym stopniu przejęte z O-NEP lub BFO. Rejony N-1 do N-4 oraz wszystkie rejony na Morzu Bałtyckim znajdują się w strefie 1 O-NEP. Rejony N-5 do N-8 leżą w strefie 2, rejony N-9 do N-13 w strefie 3 O-NEP.

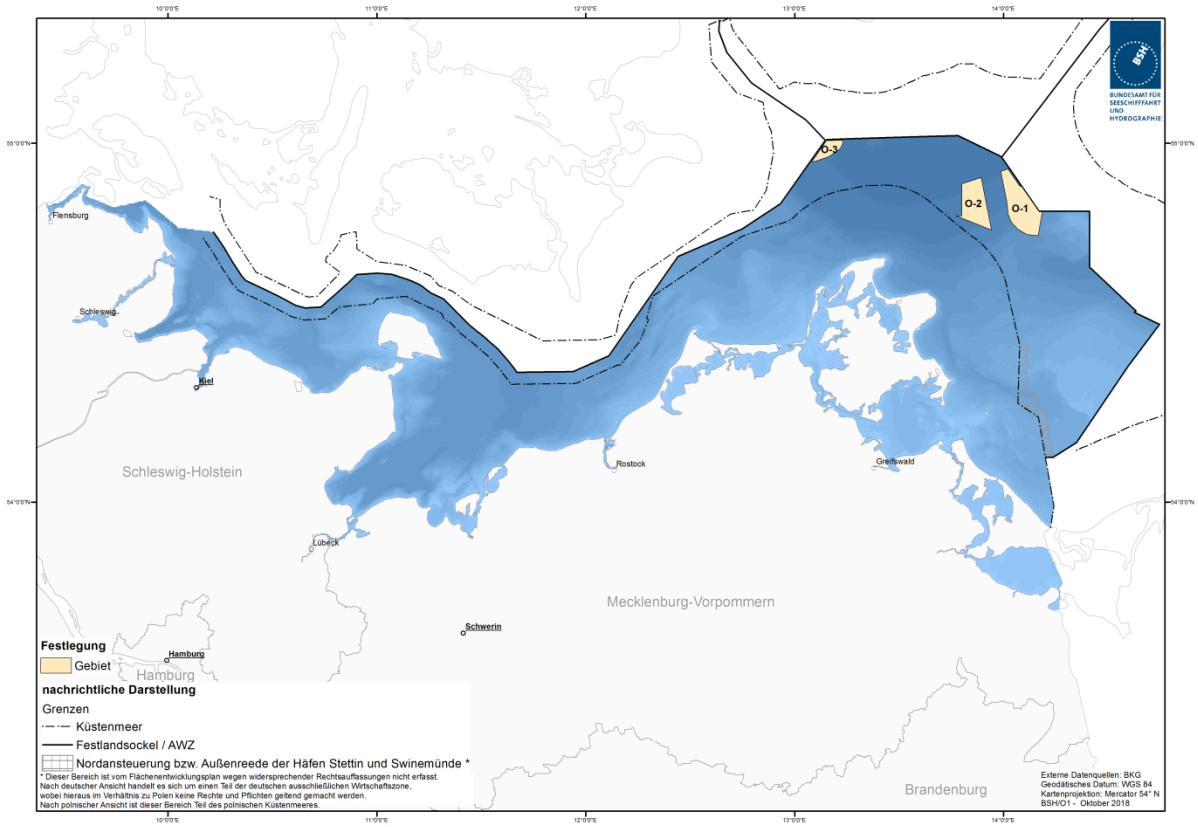
Tabela 5: Zestawienie rejonów przeznaczonych pod morską energetykę wiatrową

Rejon	Wielkość [km²]	Przynależność do strefy O-NEP
Morze Północne		
N-1	ok. 79	1
N-2	ok. 223	1
N-3	ok. 312	1
N-4	ok. 152	1
N-5	ok. 185	2
N-6	ok. 249	2
N-7	ok. 163	2
N-8	ok. 170	2
N-9	ok. 196	3
N-10	ok. 162	3
N-11	ok. 346	3
N-12	ok. 237	3
N-13	ok. 228	3
Morze Bałtyckie		
O-1	ok. 134	1
O-2	ok. 101	1
O-3	ok. 30	1

[8] BSH posiada informacje o konfliktach związanych z formą wykorzystania, które zasadniczo stawiają pod znakiem zapytania możliwość wykorzystania rejonu N-5. W szczególności na przeszkodzie przeznaczeniu tego obszaru na energetykę wiatrową mogłyby stanąć wątpliwości związane z ochroną ptaków, która leży w interesie publicznym. Bliższe informacje zawarte są w rozdziale 7.



Ilustracja 17: Rejony w niemieckiej WSE na Morzu Północnym



Ilustracja 18: Rejony w niemieckiej WSE na Morzu Bałtyckim

Rejon N-1 znajduje się między systemami rozgraniczenia ruchu „German Bight Western Approach” a „Terschelling German Bight”. Na południe od tego rejonu leży rezerwat przyrody „Borkum Riffgrund”, na wschód – ustalony w planie zagospodarowania przestrzennego obszar uprzywilejowany 3 dla żeglugi. Po zachodniej stronie rejonu przebiega granica WSE z Holandią. Rejon ten leży w ustalonym w planie zagospodarowania przestrzennego obszarze uprzywilejowanym dla energetyki wiatrowej „Nördlich Borkum”.

Rejon N-2 leży na północny wschód od rezerwatu przyrody „Borkum Riffgrund” i jest ograniczony od strony północno-wschodniej rurociągiem „Norpipe”. Od południa i od północy jest ograniczony obszarami zastrzeżonymi dla żeglugi, leżącymi równolegle do systemów rozgraniczenia ruchu. To samo dotyczy strony wschodniej. Rejon ten leży w ustalonym w planie zagospodarowania przestrzennego obszarze uprzywilejowanym dla energetyki wiatrowej „Nördlich Borkum”.

Rejon N-3 znajduje się także między systemami rozgraniczenia ruchu, na zachód od ustalonego w planie zagospodarowania przestrzennego obszaru uprzywilejowanego dla rurociągów „Europipe 2”. Zachodnia połowa rejonu leży w ustalonym w planie zagospodarowania przestrzennego obszarze uprzywilejowanym dla energetyki wiatrowej „Nördlich Borkum”. Przez rejon ten przebiega w kierunku północno-wschodnim rurociąg „Europipe 1”, zabezpieczony przez odpowiednie obszary uprzywilejowane i zastrzeżone dla rurociągów.

Rejon N-4 znajduje się na północ od Helgoland. Po stronie wschodniej graniczy on z obszarem ochrony ptaków „Östliche deutsche Bucht” względnie ze strefą II obszaru ochrony przyrody „Sylter Außenriff – Östliche Deutsche Bucht”. Rejon ten odpowiada określonemu w planie zagospodarowania przestrzennego obszarowi uprzywilejowanemu dla energetyki wiatrowej „Südlich Amrumbank”.

Rejon N-5 leży na zachód od Sylt w obszarze ochrony przyrody „Sylter Außenriff – Östliche Deutsche Bucht” względnie przy jego krawędzi.

BSH posiada informacje o konfliktach związanych z formą wykorzystania, które zasadniczo stawiają pod znakiem zapytania możliwość wykorzystania rejonu N-5. W szczególności na przeszkodzie przeznaczeniu tego obszaru na energetykę wiatrową mogłyby stanąć wątpliwości związane z ochroną ptaków, która leży w interesie publicznym. Bliższe informacje zawarte są w rozdziale 7.

Rejon N-6 zlokalizowany jest na północ od systemu rozgraniczenia ruchu „German Bight Western Approach”. W kierunku wschodnim rejon jest ograniczony obszarem zastrzeżonym dla żeglugi 12, a w kierunku północnym szlakiem żeglugowym 6. Na zachód od tego rejonu przebiega granica WSE z Holandią.

Rejon N-7 położony jest na północ od systemu rozgraniczenia ruchu „German Bight Western Approach”. Od zachodu ogranicza go obszar zastrzeżony dla żeglugi 12, a od północnego-wschodu obszar zastrzeżony dla rurociągów („Norpipe”).

Rejon N-8 odpowiada ustalonemu w planie zagospodarowania przestrzennego obszarowi uprzywilejowanemu dla energetyki wiatrowej „Östlich Austerngrund”. Od zachodu rejon graniczy z obszarem zastrzeżonym dla rurociągów (Europipe 1), od wschodu i północy ze szlakami żeglugi 4, 5 i 6.

Rejon N-9 jest ograniczony szlakami żeglugi 6 i 10 oraz obszarem zastrzeżonym dla rurociągów („Norpipe”).

Rejon N-10 leży między szlakami żeglugi 4, 6 i 10 oraz obszarem zastrzeżonym dla rurociągów („Europipe 1”).

Rejon N-11 jest ograniczony szlakami żeglugi 4, 5 i 6 oraz transgranicznym systemem kabli podmorskich „NorNed”, a także rezerwatem

przyrody „Sylter Außenriff – Östliche Deutsche Bucht”.

Rejon N-12 graniczy ze szlakami żeglugi 4 i 10 oraz transgranicznym systemem kabli podmorskich „NorNed”.

Rejon N-13 leży między szlakiem żeglugi 10 a rezerwatem przyrody „Sylter Außenriff – Östliche Deutsche Bucht”.

Rejon O-1 („Westlich Adlergrund”) znajduje się na północny-wschód od wyspy Rugia przy granicy z polską WSE. Rejon zlokalizowany jest na północ od rezerwatu przyrody „Pommersche Bucht – Rönnebank” oraz na północ od obszaru uprzywilejowanego dla żeglugi 21. Na zachodzie rejonu leży obszar uprzywilejowany dla żeglugi 20, na wschodzie przebiega granica polskiej WSE. Rejon obejmuje ustalony w planie zagospodarowania przestrzennego obszar uprzywilejowany „Westlich Adlergund”.

Rejon O-2 („ArkonaSee”) leży na północny wschód od wyspy Rugia. Rejon jest ograniczony od północy, wschodu i południa przez obszar uprzywilejowany dla żeglugi 19, 20 i 21. Od zachodu graniczy z rejonem uprzywilejowanym dla badań.

Rejon O-3 („Kriegers Flak”) znajduje się na północny zachód od wyspy Rugia. Rejon ten jest ograniczony od północy przez granicę szwedzkiej WSE, od zachodu przez granicę duńskiej WSE oraz od południa i wschodu przez obszar uprzywilejowany dla żeglugi 19. Rejon ten obejmuje ustalony w planie zagospodarowania przestrzennego obszar uprzywilejowany dla energetyki wiatrowej „Kriegers Flak”.

5.2 Obszary pod budowę i eksploatację morskich turbin wiatrowych

5.2.1 Ustalenie obszarów

Tabela 6: Zestawienie obszarów dla morskiej energetyki wiatrowej

Rejon	Obszar	Wielkość obszaru [km²]	Koncepcja przyłączenia
Morze Północne			
N-1	-	-	-
N-2	-	-	-
N-3	N-3.5	ok. 17	66 kV
	N-3.6	ok. 43	66 kV
	N-3.7	ok. 19	155 kV[1)]
	N-3.8	ok. 23	155 kV[1)]
N-4	-	-	-
N-5	N-5.4[2)]	ok. 56	n.a.
N-6	N-6.6	ok. 42	155 kV[3)]
	N-6.7	ok. 16	155 kV[3)]
N-7	N-7.2	ok. 52	66 kV
N-8	-	-	-
N-9	N-9.1[4)]	ok. 86[4)]	66 kV
Morze Bałtyckie			
O-1	O-1.3	ok. 26	Podłączenie AC
O-2	O-2.2[5)]	ok. 20	-
O-3	-	-	-

[1)] Obszary N-3.7 i N-3.8 zostaną przyłączone do systemu przyłączeniowego NOR-3-3, który zostanie oddany do eksploatacji już w 2023 r, a tym samym wykorzystana będzie koncepcja przyłączenia 155 kV.

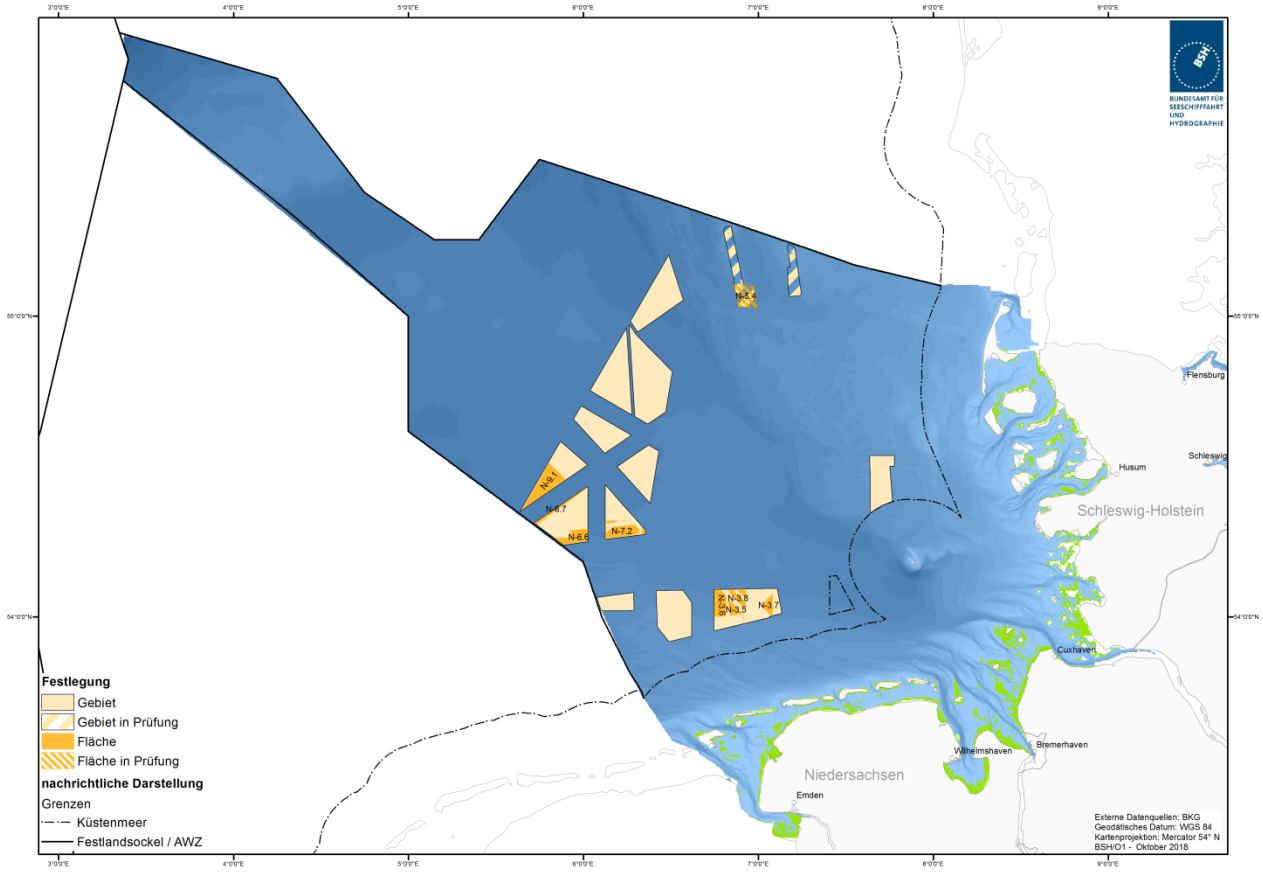
[2)] Kwestia ustalenia obszaru N-5.4 zasadniczo stoi pod znakiem zapytania. Odpowiednie informacje zawarte są w rozdziale 5.1, 5.2.2 i 7.

[3)] Obszary N-6.6 i N-6.7 ze względu na stosunkowo dużą odległość między sobą oraz przestrzenne ograniczenia dla tras kablowych zostaną przyłączone z zgodnie z koncepcją 155 kV.

[4)] Nie cały zakres obszaru N-9.1 jest niezbędny dla osiągnięcia przewidzianego w ustawie celu rozwoju. Zatem w rozdz. 5.5 uwzględniona jest tylko część ustalonego tutaj obszaru N-9.1.

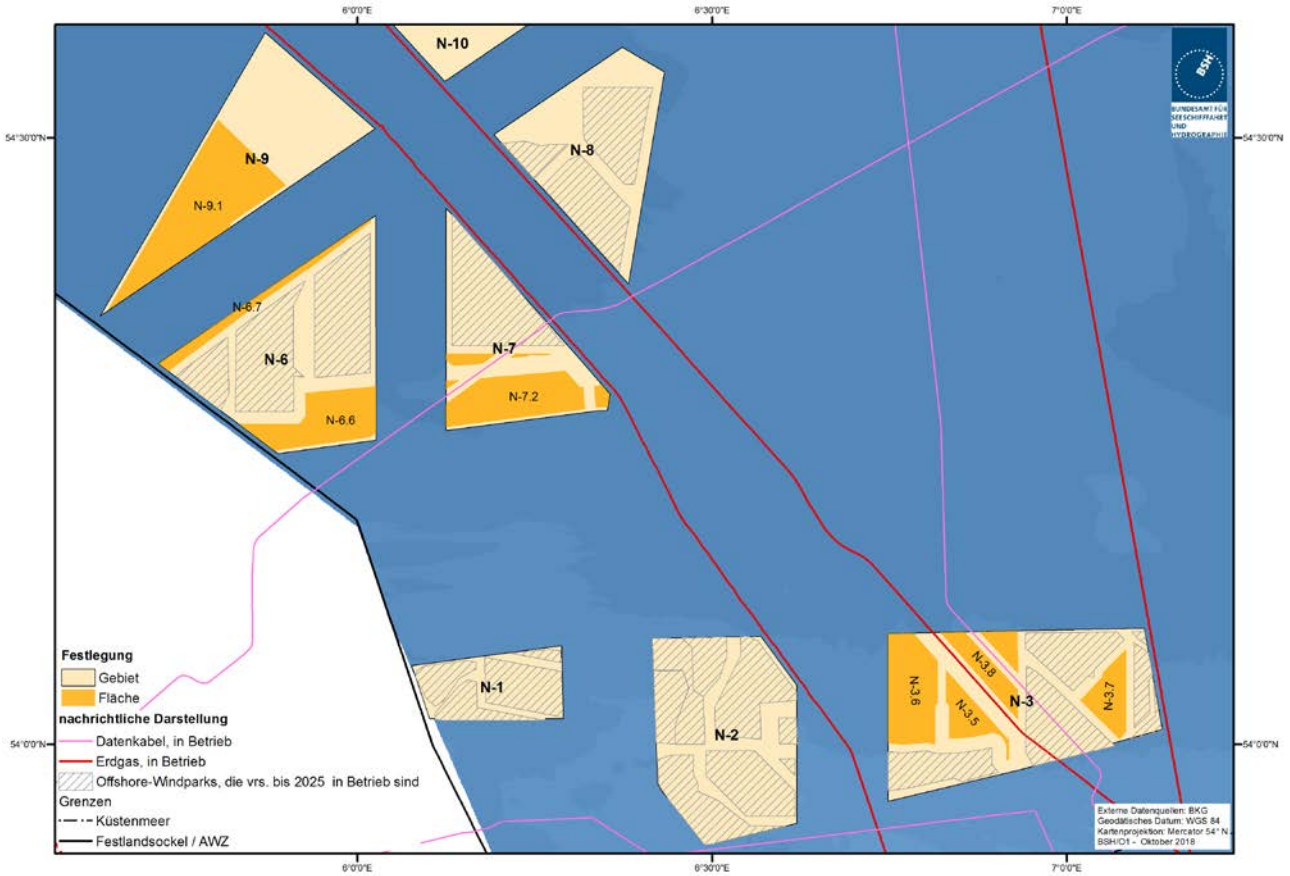
[5)] Kwestia ustalenia obszaru O-2.2 stoi pod znakiem zapytania. Odpowiednie informacje zawarte są w rozdziałach 5.2.2 i 7.

Morze Północne



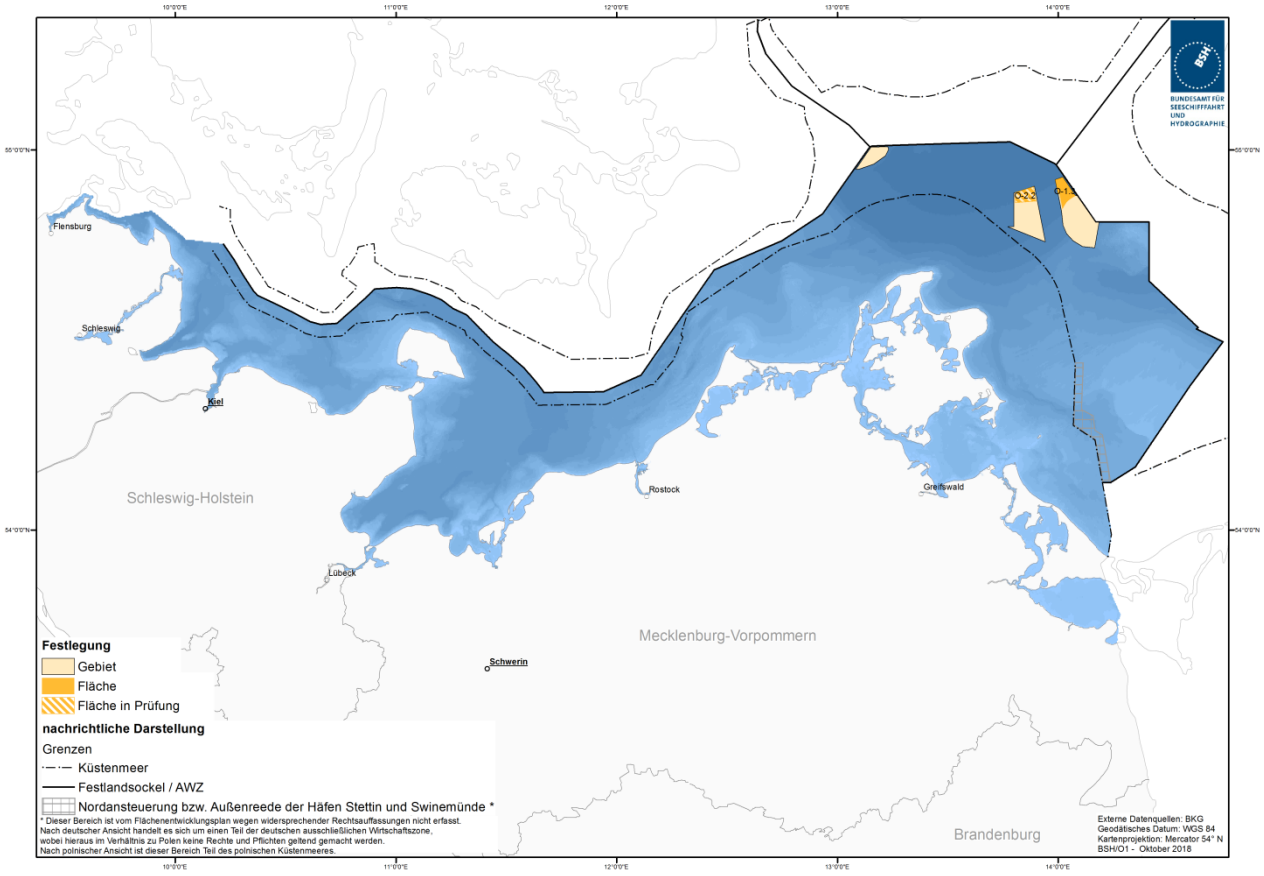
Ilustracja 19: Obszary w niemieckiej WSE na Morzu Północnym

Wskazówki:
dot. N-5.4: kwestia ustalenia obszaru N-5.4 zasadniczo stoi pod znakiem zapytania. Odpowiednie informacje zawarte są w rozdziale 5.1, 5.2.2 i 7.



Ilustracja 20: Obszary w rejonach N-3, N-6, N-7 i N-9 w niemieckiej WSE na Morzu Północnym

Morze Bałtyckie



Ilustracja 21: Obszary w niemieckiej WSE na Morzu Bałtyckim

5.2.2 Istotne kryteria przy podejmowaniu decyzji o ustaleniu obszarów

Tabela 7: Zestawienie istotnych kryteriów decyzji sprzeciwiającej się ustaleniu obszarów

Rejon	Obszar	Istotne kryteria przy podejmowaniu decyzji sprzeciwiającej się ustaleniu obszarów
Morze Północne		
N-5	N-5.4	Kryterium 4
N-8	-	Kryterium 2
Morze Bałtyckie		
O-1[1)]	-	Kryterium 4 i 6
O-2[1)]	O-2.2	Kryterium 4, 5 i 6

[1)] W rozdziale 6 opisane są dostępne moce przyłączeniowe do sieci dla pilotażowych turbin wiatrowych w obszarach O-1 i O-2. Informacje o ewentualnych konfliktach w związku z formą wykorzystywania podane są w raportach środowiskowych i w rozdziale 7.6. Decyzja, czy i gdzie dopuszczalne jest postawienie i eksploatacja pilotażowych morskich turbin wiatrowych podejmowana jest w ramach przeprowadzanej w późniejszym terminie procedury zatwierdzania dla pilotażowych turbin wiatrowych.

5.3 Przewidywana moc instalowana

Tabela 8: Zestawienie przewidywanej mocy instalowanej na obszarach przeznaczonych pod morskie turbiny wiatrowe

Rejon	Oznaczenie obszaru	Wielkość obszaru [km²]	Przyjmowana gęstość mocy [MW/km²]	Przewidywana moc instalowana [MW]
Morze Północne				
N-3	N-3.5	ok. 17	14	234
	N-3.6	ok. 43	15 [1)]	666
	N-3.7	ok. 19	12 [2)]	225
	N-3.8	ok. 23	14/17 [3)]	345
N-6	N-6.6	ok. 42	17	706
	N-6.7	ok. 16	17	273
N-7	N-7.2	ok. 52	17	900
N-9	N-9.1[4)]	ok. 86[4)]	12	1000[4)]
Morze Bałtyckie				
O-1	O-1.3	ok. 26	11 [2)]	300

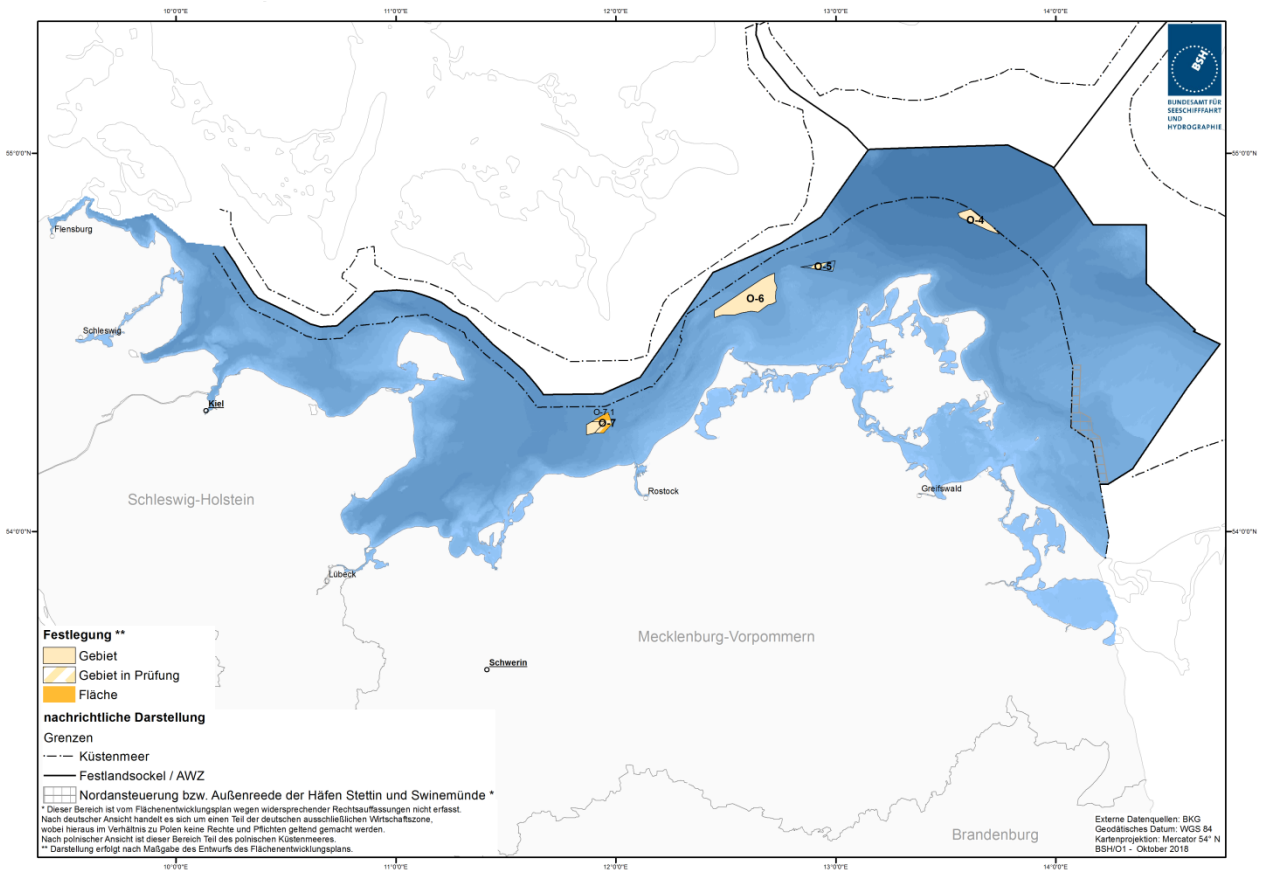
[1)] Indywidualne ustalenie z uwzględnieniem wyczerpania minimalnej mocy 900 MW w systemach przyłączeniowych DC na Morzu Północnym

[2)] Indywidualne ustalenie z uwzględnieniem dostępnej mocy przyłączeniowej do sieci

[3)] Obszar N-3.8 jest podzielony na dwie części z powodu istniejącej linii telekomunikacyjnej; dla północno-wschodniego obszaru częściowego gęstość mocy jest szacowana na 17 MW/km^2 a dla obszaru częściowego położonego bardziej na południowy zachód – na 14 MW/km^2.

[4)] Informacje o obszarach częściowych N-9.1 podane są w rozdziale 5.5.

5.4 Ustalenia dla wód terytorialnych



Ilustracja 22: Rejony i obszary na wodach terytorialnych przekazane wstępnie przez Meklemburgię-Pomorze Przednie do możliwego wyznaczenia z zastrzeżeniem zawarcia porozumienia administracyjnego

5.4.1 Konieczność zawarcia porozumienia administracyjnego

5.4.2 Rejony pod budowę i eksploatację morskich turbin wiatrowych

5.4.3 Obszary pod budowę i eksploatację morskich turbin wiatrowych

5.4.4 Rok kalendarzowy przekazania do eksploatacji morskich turbin wiatrowych i odpowiednich linii przyłączeniowych

5.4.5 Przewidywana moc instalowana

5.5 Porządek chronologiczny przetargów na obszary

5.5.1 Porządek chronologiczny przetargów na obszary

Tabela 9: Zestawienie porządku chronologicznego przetargów na obszary z zastosowaniem kryteriów 1 do 8

Rok kalendarzowy przetargu	Rok kalendarzowy oddania do eksploatacji	Oznaczenie obszaru (TF=obszar częściowy)	System przyłączeniowy do sieci	Przewidywana moc instalowana [MW]	Całkowita przewidywana moc instalowana [MW]
2021	2026	N-3.7	NOR-3-3[1)]	225	870
		N-3.8	NOR-3-3[1)]	345	
		O-1.3	OST-1-4[1)]	300	
2022	2027	N-7.2	NOR-7-2[1)]	900	900
2023	2028	N-3.5	NOR-3-2[1)]	234	900
		N-3.6	NOR-3-2[1)]	666	
2024	2029	O-7.1[2)]	OST-7-1[1)]	160	866
		N-6.6	NOR-6-3[1)]	706	
2025	2030	N-6.7	NOR-6-3[1)]	273	664
		N-9.1 TF 1	NOR-9-1[1)]	391	
Cały system docelowy					4.200
Przewidywany stan na koniec 2025 r.					10.800
Przewidywany stan na koniec 2030 r.					15.000

[1)] Odsyła się do opracowania, oceny i zatwierdzenia planu rozbudowy sieci 2019-2030.

[2)] Warunkiem jest m.in. zawarcie porozumienia administracyjnego między Meklemburgią-Pomorzem Przednim a BSH. Odsyła się do § 11, ust. 1 WindSeeG.

5.5.2 Prezentacja oceny porządku chronologicznego na podstawie informacji dotyczących morskich linii przyłączeniowych, węzłów sieci i rozbudowy sieci lądowej

Tabela 10: Zestawienie danych ÜNB dot. morskich linii przyłączeniowych z terminem uruchomienia po 2026 r. zgodnie ze stanowiskiem z 15 czerwca 2018 r.

Nazwa	przewidywany węzeł sieci (punkt przyłączenia do sieci)	Najwcześniejsze możliwe ukończenie prac	Przewidywany operator sieci przesyłowej
OST-1-4	Obszar Lubmin/Siedenbrünzow	przewid. 2026	50 Hertz Transmission GmbH
NOR-7-2	Büttel	2027	TenneT TSO GmbH
NOR-3-2	Hanekenfähr	2028	Amprion GmbH
NOR-6-3[1)]	Hanekenfähr	2029	Amprion GmbH
NOR-9-1	n.a.	n.a.	n.a.

[1)] Zgodnie ze stanowiskiem ÜNB z dnia 15 czerwca 2018 r. ukończenie drugiej morskiej linii przyłączeniowej z węzłem sieci Hanekenfähr, ze względu na ogólny (także na lądzie) czas projektowania i realizacji oraz stosunkowo długi odcinek linii na lądzie, jest niemożliwe przed 2029 r.

5.6 Rok kalendarzowy uruchomienia morskich turbin wiatrowych i linii przyłączeniowych

Tabela 11: Zestawienie lat kalendarzowych oddania do eksploatacji morskich linii przyłączeniowych z uwzględnieniem informacji wymienionych w rozdziale 5.5

Nazwa	Rok kalendarzowy oddania do eksploatacji	Moc przesyłowa [MW]
OST-1-4	2026	300
OST-7-1[1)]	2027[1)]	n.a.
NOR-7-2	2027	900
NOR-3-2	2028	900
NOR-6-3	2029	979
NOR-9-1	2030	1.000

[1)] Warunkiem jest m.in. zawarcie porozumienia administracyjnego między Meklemburgią-Pomorzem Przednim a BSH. Odsyła się do § 11, ust. 1 WindSeeG.

5.7 Lokalizacja platform konwertorowych i zbiorczych oraz stacji transformatorowych

5.8 trasy lub korytarze tras dla morskich linii przyłączeniowych

Tabela 12: Zestawienie wykorzystania korytarzy granicznych

Korytarz graniczny	Systemy kabli podmorskich
N-I	(1) NOR-1-1/DolWin5 (2) NOR-8-1/BorWin3 (3) NOR-2-3/DolWin3 (4) COBRAcable
N-II	(1) NOR-7-1/BorWin5 (2) NOR-3-1/DolWin2 (3) NOR-2-2/DolWin1 (4) NOR-2-1 (alpha ventus) (5) NOR-6-1/BorWin1 (6) NOR-6-2/BorWin2 (7) NOR-3-3/DolWin6 (8) NOR-3-2 (9) NOR-6-3 (10) NOR-9-1
N-III	(1) Linia sprzęgowa do Norwegii (2) Linia sprzęgowa do Wielkiej Brytanii
N-IV	(1) NOR-7-2
N-V	(1) NOR-4-2/HelWin2 (2) NOR-4-1/HelWin1

5.9 Korytarze graniczne do wód terytorialnych

5.9.1 Stan obecny

5.9.2 Ustalenie korytarzy granicznych do wód terytorialnych

	(3) NOR-5-1/SylWin1 (4) NordLink (5) NOR-7-2
O-I	(1) OST-1-1 (2) OST-1-2 (3) OST-1-3 (4) OST-2-1 (5) OST-2-2 (6) OST-2-3 (7) OST-1-4 (8) Linia sprzęgowa do Szwecji (9) Linia sprzęgowa do Danii
O-II	(1) OST-2-1 (2) Połączenie sprzęgające między „Arcadis Ost 1" i „Baltic Eagle"
O-III	(1) OST-3-1 (2) OST-3-2 (3) Linia sprzęgowa do Szwecji (4) Linia sprzęgowa do Szwecji (5) Linia sprzęgowa do Danii
O-IV	(1) Kontek (2) Linia sprzęgowa do Danii
O-V	(1) Linia sprzęgowa do Danii
O-XIV	(1) Linia sprzęgowa do Danii

5.10 Trasy i korytarze tras dla transgranicznych linii energetycznych

Jako transgraniczne linie energetyczne w kontekście tego planu należy rozumieć systemy kabli podmorskich przebiegające przez co najmniej przez dwa kraje u wybrzeży Morza Północnego lub Morza Bałtyckiego.

5.10.1 Stan obecny

Przez niemiecką WSE na Morzu Północnym przebiega kilka transgranicznych linii energetycznych. Należy do nich eksploatowany transgraniczny system kabli podmorskich „NorNed" łączący Norwegię z Holandią. W trakcie budowy jest także inwestycja „COBRAcable", która ma połączyć Holandię z Danią. Ponadto przez niemiecką WSE przebiega zatwierdzona i będąca już w toku inwestycja „NordLink" – połączenie między Norwegią a Niemcami. Inwestycja „Viking Link" łącząca Danię z Wielką Brytanią znajduje się obecnie na etapie uzyskiwania zezwolenia.

Także w niemieckiej WSE na Morzu Bałtyckim przebiegają czynne transgraniczne linie energetyczne: „Kontek" (łączący Danię i Niemcy) oraz „Baltic Cable" (między Szwecją a Niemcami). Znajduje się tam także układany aktualnie transgraniczny system kabli podmorskich „Kriegers Flak Combined Grid Solution". Inwestycja ta ma połączyć Danię i Niemcy poprzez połączenie duńskiej morskiej farmy wiatrowej z niemiecką farmą.

5.10.2 Ustalenie tras i korytarzy tras dla transgranicznych linii energetycznych

Plan ten ma zabezpieczyć przestrzennie trasy i korytarze tras dla ewentualnych transgranicznych linii energetycznych, by w przyszłości zapewnić, że istniejące i planowane transgraniczne systemów kabli podmorskich włączą się w dopasowany do siebie wzajemnie system ogólny, tzn. w szczególności w odniesieniu do linii przyłączeniowych dla farm wiatrowych.

Na podstawie TYNPD 2016 (por. rozdział 2.5.4) i ENTSO-E System Needs Report do TYNDP 2018 (ENTSO-E AISBL, 2018) należy zabezpieczyć przestrzennie trasy i korytarze tras dla następujących ewentualnych transgranicznych linii energetycznych.

W ramach tego planu w WSE na Morzu Północnym zostanie ustalonych sześć dodatkowych transgranicznych linii energetycznych. Z tego dwa planowane przyłączenia będą doprowadzone do lądu w Niemczech. Oba rozpoczynają się przy korytarzu granicznym N-III w Dolnej Saksonii. Linia sprzęgowa do Norwegii przebiega tutaj równolegle do „Europipe 2", szlaku żeglugowego 4 i szlaku żeglugowego 5 aż do rezerwatu przyrody „Sylter Außenriff – Östliche Deutsche Bucht", następnie wzdłuż granicy

rezerwatu przyrody do linii sprzęgowej „NorNed” i po połączeniu z nią dalej do korytarza granicznego N-IX.

Druga linia sprzęgowa doprowadzona do lądu w Niemczech prowadzi do Wielkiej Brytanii. Dla niej istnieją dwie alternatywne trasy. Obie trasy rozpoczynają się przy korytarzu granicznym N-III i przebiegają potem równolegle do „Europipe 2” w kierunku północnym aż do północnej krawędzi szlaku żeglugowego 2. Z tego punktu trasa prowadzi na zachód do przecięcia „Europipe 1”. Tutaj alternatywne trasy rozdzielają się. Jedna prowadzi na południe od rejonów N-7 i N-6 dalej na zachód do korytarza granicznego N-XVIII. Druga alternatywa jest planowana równolegle do rurociągu „Norpipe” względnie wzdłuż zachodniej granicy WSE do korytarza granicznego N-XIII.

Przewidziane są także inne transgraniczne systemy kabli podmorskich, które tylko przecinają niemiecką WSE i mogą łączyć Holandię z Danią lub Norwegią. Dwie trasy przebiegają z obu stron szlaku żeglugowego 10 i łączą korytarze graniczne N-VIII i N-XVII oraz N-X i N-XVI. Jeden system przewiduje się poprowadzić równolegle do „Viking Link”. Kolejny system łączy korytarze graniczne N-XII i N-XV. Przebiega on w znacznej części równolegle do „Norpipe” i prowadzi następnie wzdłuż granicy WSE do korytarza granicznego N-XV.

W WSE na Morzu Bałtyckim ustalonych zostało osiem tras dla transgranicznych systemów kabli podmorskich, które łączą niemieckie wody terytorialne z duńską i szwedzką WSE. Jeden system jest przewidziany w regionie skrzyżowania Fehmarnbelt (O-V do O-VI) oraz równolegle do Kontek (O-IV do O-VII). Kolejny system do Danii prowadzi z korytarza granicznego O-III do korytarza granicznego O-VIII. W korytarzu granicznym O-III rozpoczynają się także dwa systemy w kierunku Szwecji, które prowadzą równolegle do farmy wiatrowej „EnBW Baltic 2” do korytarza granicznego O-IX. Kolejna linia sprzęgowa do Szwecji rozpoczyna się w korytarzu granicznym O-I i prowadzi równolegle do rejonu O-2 aż do korytarza granicznego O-X. Z korytarza granicznego O-I jest planowana również linia sprzęgowa w kierunku Bornholmu, która równolegle do istniejących już linii przyłączeniowych prowadzi do korytarza granicznego O-XII. Kolejną linię sprzęgową planuje się poprowadzić równolegle do „NordStream 1” lub między „NordStream 1” a „NordStream 2” w celu połączenia korytarzy granicznych O-XIII i O-XIV.

Ze względu na istniejące obecnie restrykcje w niemieckiej WSE, poprowadzenie trasy z Polski do Danii wydaje się obecnie być niemożliwe.

Odsyła się do prezentacji kartograficznej w Załączniku.

5.10.3 Ustalenie korytarzy granicznych dla transgranicznych linii energetycznych

Zaplanowane w FEP trasy muszą zostać poprowadzone w sposób rozsądny przez wody terytorialne lub WSE państw sąsiadujących do węzłów sieci. Korytarze graniczne są miejscami, w których linie przyłączeniowe przekraczają granicę między WSE i wodami terytorialnymi względnie granice z państwami sąsiednimi. Dla regionu WSE na Morzu Północnym dotyczy to wód terytorialnych Dolnej Saksonii i Szlezwiku-Holsztynu oraz WSE Holandii, Wielkiej Brytanii i Danii. Dla rejonu Morza Bałtyckiego dotyczy to wód terytorialnych Szlezwiku-Holsztynu i Meklemburgii-Pomorza Przedniego a także WSE Danii, Szwecji i Polski.

Dlatego korytarze graniczne w tym planie należy ustalić w ścisłym porozumieniu z krajami przybrzeżnymi i państwami sąsiednimi. W regionach, w których według obecnego stanu wiedzy jest to możliwe, w obszarach przejściowych do wód terytorialnych zostaną ustalone korytarze graniczne w celu skumulowania systemów kabli podmorskich.

Przez korytarze te należy przeprowadzić wszystkie systemy kabli podmorskich wychodzące na ląd w Niemczech. Ma to doprowadzić do skumulowania systemów kablowych w tych miejscach w celu dalszego rozprowadzenia ich w kierunku węzłów sieci. Informacje o wyznaczaniu korytarzy granicznych do wód terytorialnych podane są w rozdziale 5.9. Odsyła się do zasady planowania 4.4.4.3.

Przewidziane przy zewnętrznej granicy WSE korytarze graniczne N-VI do N-XIX oraz O-VI do O-XV służą do skoncentrowania ewentualnych transgranicznych systemów kabli podmorskich, których dokładna trasa nie jest jeszcze znana, i umożliwienia ich poprowadzenia przez niemiecką WSE w stanie skumulowanym. Korytarze uwzględniają istniejące plany linii sprzęgowych i farm wiatrowych oraz już ułożone rurociągi i linie telekomunikacyjne. Przy ustalaniu korytarzy granicznych uwzględniono także znane plany morskich farm wiatrowych w krajach sąsiednich, aby umożliwić w ten sposób rozwój sieci obejmującej cały obszar morski. Korytarz graniczny N-XIX został tak rozszerzony, aby możliwe było prowadzenie kabli podmorskich do korytarza granicznego na północ od holenderskich farm wiatrowych. Jednak po niemieckiej stronie prowadzenie trasy zgodnej z planem zagospodarowania przestrzennego jest możliwe tylko do lokalizacji konwerterów w rejonie N-1, tak że korytarz ten wchodzi w rachubę przede wszystkim jako połączenie bezpośrednio graniczących ze sobą niemieckich i holenderskich farm wiatrowych.

Dalsze uzgadnianie z krajami przybrzeżnymi korytarzy granicznych N-VI do N-XIX oraz O-VI do O-XV dla transgranicznych systemów kabli podmorskich winno nastąpić w ramach procedury sporządzania FEP, odpowiednich planów zagospodarowania przestrzennego lub odpowiednich procedur uzyskiwania zezwolenia.

Odsyła się do prezentacji kartograficznej w Załączniku.

Tabela 13: Zestawienie korytarzy granicznych i tras dla transgranicznych linii energetycznych, ustalonych w FEP

Korytarz graniczny A	Korytarz graniczny B	Kraj A	Kraj B
Morze Północne			
N-III	N-IX	Niemcy	Norwegia
N-III	N-XIII / N-XVIII	Niemcy	Wielka Brytania
N-VIII	N-XVII	Dania/Norwegia	Holandia
N-X	N-XVI	Dania/Norwegia	Holandia
N-XI	N-XIV	Dania	Wielka Brytania
N-XII	N-XV	Norwegia	Holandia
Morze Bałtyckie			
O-V	O-VI	Niemcy	Dania
O-IV	O-VII	Niemcy	Dania
O-III	O-VIII	Niemcy	Dania
O-III	O-IX	Niemcy	Szwecja
O-III	O-IX	Niemcy	Szwecja
O-I	O-X	Niemcy	Szwecja
O-I	O-XII	Niemcy	Dania
O-XIV	O-XIII	Niemcy	nd.

5.11 dla linii sprzęgowych systemów

Tabela 14: Zestawienie tras połączeń między obiektami, ustalonych w FEP

Platforma A	Platforma B
Morze Północne	
NOR-1-1 /DolWin epsilon	NOR-2-3 /DolWin gamma
NOR-3-2	NOR-3-1 /DolWin beta
NOR-6-1 /BorWin alpha	NOR-6-3
NOR-6-2 /BorWin beta	NOR-8-1 /BorWin gamma
NOR-7-1 /BorWin epsilon	NOR-7-2
NOR-7-1 /BorWin epsilon	NOR-8-1 /BorWin gamma
Morze Bałtyckie	
Wikinger	O-1.3
O-1.3	Baltic Eagle
Baltic Eagle	Arcadis Ost 1

6 Ustalenia dla pilotażowych turbin wiatrowych

6.1 Dostępne moce przyłączeniowe do sieci

Tabela 15: Moce przyłączeniowe do sieci dostępne dla pilotażowych turbin wiatrowych

Linia przyłączeniowa	Dostępne moce przyłączeniowe do sieci dla pilotażowych turbin wiatrowych
Morze Północne	
NOR-2-2 /DolWin1/alpha	88 MW
NOR-2-3 /DolWin3/gamma	50 MW
NOR-3-3 /DolWin6/kappa	ok. 88,25 MW
NOR-4-2 /HelWin2/beta	32 MW[1)]
NOR-6-2 /BorWin2/beta	14,4 MW
Morze Bałtyckie	
OST-1-3	5 MW
OST-2-1	3 MW
OST-2-3	23,75 MW

[1)] Ponieważ moc przyłączeniowa 62 MW dostępna w systemie przyłączeniowym do sieci NOR-4-2 (HelWin2/beta) częściowo została zatwierdzona dla tworzonego systemu przyłączeniowego NOR-7-2 w punkcie przyłączenia do sieci Büttel, moc przyłączeniowa w rejonie N-4 dostępna dla turbin pilotażowych zmniejsza się do 32 MW.

6.2 Zalecenia przestrzenne

6.3 Sytuacja techniczna i warunki dla przyłączenia do sieci

Podsumowanie

- Porozumienie z osobami trzecimi lub zgoda osób trzecich, których interesy mogłyby zostać naruszone, przykładowo
  - Projekty morskich farm wiatrowych na potrzeby wykorzystania platformy transformatorowej oraz integracji przestrzennej i technicznej
  - Sąsiednie morskie farmy wiatrowe
  - Odpowiedni ÜNB, np. w kwestii sprawdzenia zgodnej z zezwoleniem eksploatacji linii przyłączeniowej (np. przestrzeganie kryteriów temperatury) i rozdziału mocy przy kilku systemach kabli podmorskich prądu trójfazowego
- Ustalenie punktów stycznych z podmiotami realizującymi projekt farm wiatrowych lub ÜNB w kwestii przyłączenia do platformy

7 Uzgodnienie ustaleń z interesami prywatnymi i publicznymi

Ustalenia FEP są wynikiem procesu planistycznego dopuszczającego pewne pole manewru. W ramach planistycznej oceny należy określić, uwzględnić i rozważyć interesy publiczne oraz prywatne i znaleźć równowagę.

Zgodnie z § 5, ust. 3 WindSeeG ustalenia przestrzenne są niedopuszczalne, jeżeli stoją im na przeszkodzie wyższe interesy publiczne lub prywatne. Zestawiony został katalog tego rodzaju interesów. W przypadku występowania jednego z powodów wykluczających, wyznaczenie danego obszaru jest niedopuszczalne. Lista tych interesów nie jest listą zamkniętą.[9] Jeżeli poszczególne interesy konkurują ze sobą, należy ocenić, który z nich jest bardziej istotny.

Dla ustalenia obszarów i rejonów zgodnie z § 5, ust. 1, nr 1 i 2 WindSeeG, które leżą w klastrze określonym w federalnym planie zagospodarowania przestrzennego w strefie przybrzeżno-morskiej (BFO) zgodnie z § 17a EnWG lub w obszarze uprzywilejowanym, zastrzeżonym lub obszarze o szczególnej przydatności, określonym w planie zagospodarowania przestrzennego zgodnie z § 17, ust. 3, zdanie 1 ROG, należy sprawdzić dopuszczalność ustalenia tylko w przypadku, gdy znane są dodatkowe lub inne istotne punkty widzenia lub niezbędne są aktualizacje lub przeprowadzenie pogłębionej oceny (por. § 5, ust. 3, zdanie 3 WindSeeG). Celem jest, aby przy ocenie ustaleń klastrów w BFO i obszarów uprzywilejowanych, zastrzeżonych lub o szczególnej przydatności w planach zagospodarowania przestrzennego dla WSE na Morzu Północnym i Bałtyckim podjęta była już decyzja rozstrzygająca w oparciu o obowiązujące przepisy, w której poszczególne interesy zostałyby między sobą wyważone.

Dopuszczalność ustaleń dla wód terytorialnych Meklemburgii-Pomorza Przedniego została już sprawdzona przez władze kraju Meklemburgia-Pomorze Przednie. W kwestiach związanych z zagrożeniem środowiska morskiego odsyła się do raportu środowiskowego LEP-MV.[10]

7.1 Ustawowe powody wykluczające

7.1.1 Zgodność z wymogami planu zagospodarowania przestrzennego

Ustalenia, które nie są zgodne z wymogami planu zagospodarowania przestrzennego zgodnie z § 17, ust. 3 ROG, są niedopuszczalne. Chodzi tutaj o zgodność ustaleń z polityką przestrzenną ze strategicznego punktu widzenia. Wymogi planu zagospodarowania przestrzennego stanowią zgodnie z § 3, ust. 1, nr 1 ROG pojęcie nadrzędne dla celów, zasad i innych wymogów planu zagospodarowania przestrzennego. Zgodnie z § 4, ust. 1, nr 1 ROG przy planach i działaniach mających wpływ na zagospodarowanie przestrzenne należy przestrzegać celów planu zagospodarowania przestrzennego oraz uwzględnić w rozważaniach i ocenach stosowności zasady i inne wymogi planu zagospodarowania przestrzennego.

Plany zagospodarowania przestrzennego dla niemieckiej WSE na Morzu Północnym i Bałtyckim[11] ustalają po raz pierwszy cele i

[9] Por. BT DrS 18/8860 z 21 lipca 2016, projekt ustawy frakcji CDU/CSU i SPD, projekty ustawy o wprowadzeniu przetargów na energię odnawialną i o wprowadzeniu dalszych zmian prawa dot. energii odnawialnej, str. 273.

[11] Tom załączników do BGBl. I, nr 61 z dnia 25 września 2009, Załącznik do Rozporządzenia o zagospodarowaniu przestrzennym w niemieckiej wyłącznej strefie ekonomicznej na Morzu Północnym; tom załączników do

zasady planowania przestrzennego dla tego rejonu pod względem wykorzystania gospodarczego i naukowego, zapewnienia bezpieczeństwa i swobody żeglugi oraz ochrony środowiska morskiego. Sformułowane zostały wytyczne dla rozwoju przestrzennego oraz ustalono cele i zasady, w szczególności rejony dla poszczególnych form wykorzystania i funkcji. W planie zagospodarowania przestrzennego podjęto skoordynowane ustalenia dla poszczególnych form wykorzystania i funkcji żeglugi, wydobycia surowców, rurociągów i kabli podmorskich, naukowych badań morza, pozyskiwania energii wiatrowej, rybołówstwa i marikultury oraz ochrony środowiska morskiego.

Postanowienia projektu zostały sprawdzone pod kątem przestrzegania celów planu zagospodarowania przestrzennego i uwzględniania zasad.

7.1.2 Brak zagrożenia dla środowiska morskiego

Zgodnie z § 5, ust. 3, zdanie 2, nr 2 WindSeeG niedopuszczalne są ustalenia, które stwarzają zagrożenie dla środowiska morskiego.

Przy tym stan faktyczny zagrożenia dla środowiska morskiego precyzują istniejące odpowiednie przepisy, przede wszystkim dotyczące ochrony gatunkowej i ochrony obszarów oraz ocena pod kątem przewidywanego znacznego oddziaływania na środowisko w ramach strategicznej oceny oddziaływania na środowisko.

Prezentacja obszarów znajduje się na mapach w rozdziale 10.

Na podstawie art. 1 Ustawy o nowelizacji prawa o ochronie przyrody i krajobrazu (BNatSchG)[12] zgodnie z § 56, ust. 1 BNatSchG wszystkie instrumenty ochrony środowiska (z wyjątkiem rozdziału 2: Architektura krajobrazu) zostały rozszerzone na obszar niemieckiej WSE i szelfu kontynentalnego. Oznacza to, iż należy w szczególności przestrzegać przepisów dot. ustawowej ochrony biotopów (§ 30 BNatSchG), europejskiej ochrony obszarów (§ 34 BNatSchG) oraz szczególnej ochrony gatunkowej (§ 44 i kolejne BNatSchG). Odpowiednie oceny zostały przeprowadzone w ramach strategicznej oceny oddziaływania na środowisko i przedstawione w raportach środowiskowych. W sprawach związanych z oceną zagrożenia środowiska morskiego odsyła się do rozdziału 7.3 do 7.6, raportów środowiskowych oraz – w odniesieniu do ustaleń opierających się na wcześniejszych planach sektorowych – do raportów środowiskowych dla BFO, w szczególności do raportu środowiskowego dla BFO w sprawie WSE 2016/17.

7.1.3 Brak negatywnego oddziaływania na bezpieczeństwo i swobodę transportu

Ustalenia, które naruszają bezpieczeństwo i swobodę transportu, zgodnie z § 5, ust. 3, zdanie 2, nr 3 WindSeeG są niedopuszczalne.

Ustalenia dla rejonów Morza Północnego i Bałtyckiego zostały w dużej mierze przejęte z klastrów ustalonych już w BFO dla Morza Północnego i Bałtyckiego. W związku z faktem, że interesy związane z żeglugą zostały już sprawdzone w ramach sporządzania i aktualizacji BFO ustaleń (z wyjątkiem pojedynczych przypadków) ponowna ocena tych rejonów i obszarów wg § 5, ust. 3, zdanie 3

BGBl. I, nr 78 z dnia 18 grudnia 2009, Załącznik do Rozporządzenia o zagospodarowaniu przestrzennym w niemieckiej wyłącznej strefie ekonomicznej na Morzu Bałtyckim.

[12] Ustawa z 29 lipca 2009, BGBl. I, nr 51. str. 2542, zmieniona artykułem 1 Ustawy z 15 września 2017, BGBl. I, str. 3434.

WindSeeG najprawdopodobniej nie będzie początkowo konieczna.

Oddziaływanie na transport lotniczy zostanie ustalone po konsultacjach.

7.1.4 Brak negatywnego oddziaływania na bezpieczeństwo i obronność kraju

Zgodnie z § 5, ust. 3, nr 4 WindSeeG ustalenia nie mogą również oddziaływać negatywnie na bezpieczeństwo i obronność kraju.

Ustalenia dla rejonów Morza Północnego i Bałtyckiego zostały w dużej mierze przejęte z klastrów ustalonych już w BFO dla Morza Północnego i Bałtyckiego. Interesy związane z obronnością kraju zostały już sprawdzone w ramach sporządzania i aktualizacji BFO, tak że ponowna ocena rejonów i obszarów zgodnie z § 5, ust. 3, zdanie 3 WindSeeG prawdopodobnie będzie konieczna co najwyżej w niektórych przypadkach.

7.1.5 Lokalizacja poza obszarem objętym ustawową ochroną

§ 5, ust. 3, zdanie 2, nr 5 WindSeeG stanowi, że ustalone rejony i obszary nie mogą być zlokalizowane na obszarach objętych ustawową ochroną zgodnie z § 57 BNatSchG. Ustalenia dla rejonów Morza Północnego i Bałtyckiego zostały w dużej mierze przejęte z klastrów ustalonych już w BFO dla Morza Północnego i Bałtyckiego. Nie ustala się zatem rejonów i obszarów na terenach objętych ochroną przyrody.

7.1.6 Lokalizacja wyłącznie na obszarze klastrów określonych w BFO lub w rejonach i obszarach wyznaczonych przez kraje przybrzeżne

Zgodnie z § 5, ust. 3, zdanie 2, nr 5b ustalenia rejonów lub obszarów leżących poza określonymi w BFO klastrami 1 do 8 na Morzu Północnym i klastrami 1 do 3 na Morzu Bałtyckim lub poza rejonami i obszarami na wodach terytorialnych, wskazanymi przez kraj przybrzeżny, są niedopuszczalne. Postanowienie to nie obowiązuje w przypadku, gdy w tych klastrach, rejonach i obszarach nie można wyznaczyć wystarczająco dużej liczby rejonów i obszarów, aby osiągnąć cel w zakresie rozwoju, określony w § 4, nr 2b EEG (15 GW w 2030 r.).

Regulacja ta ma na celu zapewnienie możliwości przyłączenia nowego systemu do dotychczasowego planu sektorowego. Zwiększenie wykorzystania morskiej energii wiatrowej powinno następować przede wszystkim najpierw w klastrach, które były już analizowane, oraz na obszarze wskazanym przez dany kraj, leżącym blisko wybrzeża. Ta „klauzula otwarta” ma zapewnić, że możliwe będzie planowanie poza wymienionymi w BFO klastrami i rejonami oraz obszarami na wodach terytorialnych, jeżeli będzie to niezbędne do osiągnięcia celu w zakresie rozwoju.

7.2 Inne interesy publiczne i prywatne

Oprócz powodów wykluczających, wymienionych wyraźnie w § 5, ust. 3, zdanie 2 WindSeeG, w ramach oceny ustaleń FEP należy zgodnie z § 5, ust. 3, zdanie 1 WindSeeG uwzględnić cały szereg innych istotnych interesów. Należą do nich między innymi inne formy wykorzystania, jak planowane i istniejące kable telekomunikacyjne, rurociągi, prace wydobywcze, interesy rybołówstwa, ochrony zdrowia i bezpieczeństwa pracy oraz dziedzictwa kulturowego, ochrona przed katastrofami, społeczno-ekonomiczne koszty budowy i eksploatacji farm wiatrowych oraz społeczno-ekonomiczne koszty budowy i eksploatacji morskich linii przyłączeniowych.

Ten ostatni interes uwzględniany jest także w ustalaniu obszarów i porządku chronologicznego przetargów poprzez kryterium 1 – efektywnego użytkowania i wykorzystania linii przyłączeniowych oraz kryterium 2 – efektywnego planowania, budowy

i wykorzystania mających powstać linii przyłączeniowych, zgodnie z § 5, ust. 4, zdanie 2, nr 1 i 2 WindSeeG. Dotyczy to także bliskości wybrzeża zgodnie z § 5, ust. 4, zdanie 3, nr 3 WindSeeG, która ma wpływ na koszty morskich linii przyłączeniowych. Koszty eksploatacji są uwzględniane w ustaleniach projektu także poprzez kryteria wymienione w § 5, ust. 4, zdanie 2 WindSeeG, mianowicie kryteria bliskości wybrzeża, przewidywanej rzeczywistej możliwości zabudowy, porządku chronologicznego oraz przewidywanej mocy instalowanej. Bliższe informacje zawarte są w rozdziale 4.8.1.

Interesy istniejących projektów, które nie zostały wybrane w procedurach przetargowych, nie są interesami prywatnymi lub publicznymi, które stoją na przeszkodzie ustaleniu danego obszaru.[13] Potwierdza to brzmienie § 5, ust. 3, zdanie 2 WindSeeG, wymieniającego interesy z potencjalnym oddziaływaniem i niewspominającego przy tym o prawie wstąpienia. Nawet w przypadku, gdyby prawo wstąpienia – wbrew uzasadnieniu ustawy – było interesem prywatnym, nie powoduje to powstania prawa do ustalenia obszaru lub ustalenia określonego odcinka obszaru.

Jeżeli istniałyby warunki dla prawa wstąpienia zgodnie z § 39 i kolejnymi WindSeeG, jest istotne, aby dla późniejszego wykonania prawa wstąpienia, prawo wstąpienia wg § 39 WindSeeG mogło być przydzielone w przeważającej części.

7.3 Uniknięcie wystąpienia kryteriów wykluczających przez zasady planistyczne

Na ogół zasady planistyczne zostały wprowadzone w celu uniknięcia zagrożeń dla środowiska morskiego, negatywnego oddziaływania na bezpieczeństwo i swobodę transportu oraz na bezpieczeństwo i obronność kraju lub w celu takiego ograniczenia oddziaływania, by zagrożenia te i negatywne wpływy nie wystąpiły. Zasady planistyczne obok zasad ogólnych obejmują także specjalne zasady dla rejonów, obszarów, platform i systemów kabli podmorskich (patrz rozdział 4.4).

Wymagania planu zagospodarowania przestrzennego są uwzględniane w FEP przez następujące zasady planistyczne:

- zasada całościowej koordynacji czasowej budowy i układania kabli;
- uwzględnianie obszarów ochrony przyrody oraz chronionych ustawowo biotopów;
- zasada braku negatywnego oddziaływania na bezpieczeństwo i swobodę żeglugi morskiej;
- rozbiórka turbin wiatrowych, kabli podmorskich i rurociągów;
- uwzględnianie wszystkich istniejących i zatwierdzonych form wykorzystywania;
- uwzględnianie znalezisk dóbr kultury;
- optymalne wykorzystanie powierzchni;
- kumulacja systemów kabli podmorskich;
- minimalna długość trasy przecięcia obszarów uprzywilejowanych lub zastrzeżonych dla żeglugi;
- stosowanie możliwie jak najmniej inwazyjnych metod układania.

Następujące zasady planistyczne dotyczą zagrożeń dla środowiska morskiego:

- ogólna koordynacja czasowa prac budowlanych i układania kabli;
- Uwzględnienie rezerwatów przyrody i ustawowo chronionych biotopów

[13] Por. BT DrS 18/8860 z 21 czerwca 2016, projekt ustawy frakcji CDU/CSU i SPD, projekty ustawy o wprowadzeniu przetargów na energię odnawialną i o wprowadzeniu dalszych zmian prawa dot. energii odnawialnej, str. 273.

- rozbiórka turbin wiatrowych, kabli podmorskich i rurociągów;
- uwzględnienie podwodnych znalezisk dóbr kultury;
- Ograniczenie hałasu
- Minimalizacja środków zabezpieczających przed wymywaniem
- Uwzględnienie urzędowych norm, zaleceń lub koncepcji
- Zmniejszenie emisji
- minimalizacja powierzchni zajmowanych przez obiekty;
- kumulacja systemów kabli podmorskich;
- kumulacja systemów kabli podmorskich rozumiana jako ich równoległe prowadzenie;
- Nieinwazyjna technika układania
- Przykrycie
- Unikanie ocieplania osadów (przestrzeganie kryterium 2 K)

Unikaniu negatywnego oddziaływania na bezpieczeństwo i swobodę żeglugi morskiej służą następujące zasady planistyczne:

- ogólna koordynacja czasowa prac budowlanych i układania kabli;
- Brak negatywnego oddziaływania na bezpieczeństwo i swobodę żeglugi
- rozbiórka turbin wiatrowych, kabli podmorskich i rurociągów;
- kumulacja systemów kabli podmorskich rozumiana jako ich równoległe prowadzenie;
- zapewnienie minimalnej długości trasy przecięcia obszarów uprzywilejowanych lub zastrzeżonych dla żeglugi;
- Uwzględnienie urzędowych norm, zaleceń lub koncepcji
- Przecinanie pod kątem prostym obszarów uprzywilejowanych i zastrzeżonych dla żeglugi
- unikanie krzyżowania się tras, jeżeli to niemożliwe – krzyżowanie tras pod kątem prostym lub zbliżonym do prostego
- dostępność platform dla statków;
- Nieinwazyjna technika układania
- Przykrycie

Odnośnie do transportu powietrznego wprowadzono zasadę planistyczną, zabraniającą negatywnego oddziaływania na bezpieczeństwo i swobodę transportu lotniczego.

Następujące zasady planistyczne służą uniknięciu negatywnego oddziaływania na bezpieczeństwo i obronność kraju:

- Uwzględnienie wszystkich istniejących i zatwierdzonych form wykorzystywania
- rozbiórka turbin wiatrowych, kabli podmorskich i rurociągów;
- Przykrycie
- Instalacja transponderów sonarowych

W zakresie pozostałych interesów publicznych i prywatnych, w projekcie uwzględniono ochronę zdrowia i bezpieczeństwa pracy poprzez zasadę przestrzegania określonych przez władze standardów, a linie telekomunikacyjne i rurociągi – poprzez zasadę uwzględniania istniejących i zatwierdzonych form wykorzystywania.

7.4 Dopuszczalność ustalenia rejonów

Ustalenia dla rejonów Morza Północnego i Bałtyckiego zostały w dużej mierze przejęte z klastrów ustalonych już w BFO dla Morza Północnego i Bałtyckiego. W związku z faktem, że związane z tym zakresem interesy zostały już ocenione w ramach sporządzania i aktualizacji BFO, ponowna ocena zgodnie z § 5, ust. 3, zdanie 3 WindSeeG z reguły nie jest konieczna. Aktualizacja lub pogłębienie oceny poza przedstawionymi poniżej aspektami najprawdopodobniej nie jest konieczne w związku z faktem, iż ostatnia aktualizacja została przeprowadzona pod koniec 2017 roku.

Ustalone rejony i tak leżą poza rejonami uprzywilejowanymi i zastrzeżonymi dla żeglugi i poza obszarami ochrony przyrody.

Jeżeli chodzi o poligony wojskowe, w niektórych przypadkach pokrywają się z obszarami ustalonymi w projekcie. Na przykład obszary N-3, N-4 oraz O-1, O-2 i duża część O-3 leżą na terenach poligonów wojskowych. W związku z faktem, że rejony te zostały ustalone jako klastry już w BFO dla Morza Północnego i Bałtyckiego oraz częściowo jako obszary uprzywilejowane dla energetyki wiatrowej w planie zagospodarowania przestrzennego dla Morza Północnego, i nie są znane żadne dodatkowe, istotne lub nowe stanowiska, nie jest na razie konieczna ponowna ocena dopuszczalności zgodnie z § 5, ust. 3, zdanie 3 WindSeeG.

Dla rejonu N-4 znane są informacje o konfliktach form wykorzystywania, które jednak na dzień dzisiejszy nie uległy takiej intensyfikacji, aby już na etapie planowania konieczne było przyjmowanie zagrożenia dla środowiska morskiego (patrz rozdział 4.6 i 5.2.2 w raporcie środowiskowym dla Morza Północnego). Projekt FEP nie ustala też w tej obszarze żadnej strefy.

W rejonie N-5 nie została wyznaczona strefa dla istniejącej farmy wiatrowej „Butendiek” jako najbardziej na wschód wysuniętej farmy. Wyznaczenie takie byłoby niedopuszczalne zgodnie z § 5, ust. 3, zdanie 2, nr 5a WindSeeG, gdyż obszar ten leżałby na obszarze rezerwatu przyrody „Sylter Außenriff – Östliche Deutsche Bucht”.

BSH posiada informacje o konfliktach związanych z formą wykorzystania, które zasadniczo stawiają pod znakiem zapytania kwestie wykorzystania klastra 5 określonego w BFO-N 16/17 jako rejonu N-5. W szczególności na przeszkodzie przeznaczeniu tego obszaru na energetykę wiatrową mogłyby stanąć wątpliwości związane z ochroną ptaków, która leży w interesie publicznym. W związku z tym rejon ten nie został jeszcze wyznaczony, lecz znajduje się jeszcze na etapie oceny.

Ustalenia rejonów również nie są niedopuszczalne zgodnie z § 5, ust. 3, zdanie 2, nr 5b WindSeeG, który stanowi, że rejony i obszary muszą leżeć w granicach ustalonych w BFO klastrów 1 do 8 Morza Północnego i 1 do 3 Morza Bałtyckiego. Ustalenia dla rejonów i obszarów Morza Północnego i Bałtyckiego zostały w dużej mierze przejęte z klastrów ustalonych już w BFO dla Morza Północnego i Bałtyckiego. Rejon N-9 leży wprawdzie poza klastrami 1 do 8 BFO dla Morza Północnego, jednak ustalenie obszaru w rejonie N-9 z obszarem N-9.1 jest ewentualnie konieczne dla osiągnięcia celu rozwoju zgodnie z § 5, ust. 3, zdanie 2, nr 5b, ostatnia część zdania WindSeeG. Obszary w rejonach N-10, N-11 i N-12, wymienione w załączniku dla rozszerzonej ścieżki rozwoju, również znajdują się poza klastrami 1 do 8. Wstępnie zostały one jednak przedstawione tylko w celach informacyjnych, i byłyby również niezbędne do osiągnięcia rozszerzonego celu rozwoju w ramach czasowych częściowo wykraczających poza rok 2030, wymienionych w § 5, ust. 1 WindSeeG.

Odnośnie do ustalenia rejonów N-11 i N-13 zgłoszono zastrzeżenia. BMU i BfN w swoich stanowiskach w ramach konsultacji projektu wstępnego FEP zwróciły uwagę, że również klastry 13 i 11 mają duże znaczenie dla morświnów (główny obszar koncentracji morświnów) i ptaków morskich oraz migrujących jako ostoja i żerowisko, a także jako zimowisko. Jednak jeżeli będzie to w ogóle konieczne, należało by najpierw wykorzystać na lokalizację morskich farm wiatrowych klastry 9, 10, a dopiero później klaster 12 (por. stanowisko BMU z dnia 25 czerwca 2018 i stanowisko BfN z dnia 14 czerwca 2018).

W związku z faktem, że dla realizacji ścieżki rozwoju może być konieczny rozwój rejonów w strefie 3, uwzględniono to stanowisko w ramach ustaleń w projekcie FEP w ten sposób, iż najpierw ustalono obszar tylko dla rejonu N-9. Odpowiednio także w załączniku do rozszerzonej ścieżki rozwoju, w celach informacyjnych przedstawiono najpierw obszary w rejonach N-9, N-10 oraz N-12. Obszary w rejonie N-11 zostałyby prawdopodobnie wyznaczone dopiero dla scenariusza B 2035 w ramach scenariuszowych 2019-2030. Dlatego na razie nie zakłada się zagrożenia dla środowiska morskiego (patrz raport środowiskowy, rozdział 4.5.1, 4.6.1, 5.1.2, 5.2.2 i 6).

Aby zapobiec zagrożeniu dla obronności kraju z powodu leżących na wschód od rejonu O-3 poligonów wojskowych, rejon O-3 we wschodniej części został zmniejszony do rejonu istniejącej farmy wiatrowej „Baltic 2”.

[bardziej szczegółowe informacje zostaną przedstawione po konsultacjach]

7.5 Dopuszczalność ustalenia obszarów

Ustalone obszary leżą poza rejonami uprzywilejowanymi i zastrzeżonymi dla żeglugi i poza obszarami ochrony przyrody. Informacje związane z lokalizacją poszczególnych obszarów na terenie poligonów wojskowych podane są w rozdziale 7.4.

Ustaleniu obszaru N-3.7 nie stoją na przeszkodzie żadne wyższe interesy prywatne wynikające z udzielenia zamówienia ze współrzędnymi geograficznymi w ramach przetargu na istniejące projekty. Udzielenie zamówienia tylko w zakresie minimalnej lub pomocniczej ilości oferowanej prowadzi raczej do tego, że w ramach procedury udzielania zezwolenia będzie przyjmowana tylko mniejsza liczba zainstalowanych linii, tak że liczba turbin i ich lokalizacja będą odbiegały od pierwotnego pozwolenia lub wniosku.14 Współrzędne określone w zamówieniu służą jedynie do jednoznacznego przyporządkowania farmy wiatrowej i zapobieżeniu przeniesienia zamówienia na inny projekt na innym obszarze i nie upoważniają do dochodzenia żadnych praw do całego obszaru. Ponadto zasada optymalnego wykorzystania powierzchni zgodnie z § 2, ust. 2, nr 6 ROG oraz szybkie wykorzystanie obszarów niewykorzystanych zgodnie z § 5, ust. 4, zdanie 2, nr 2 WindSeeG stoją na przeszkodzie wykorzystaniu obszaru tylko dla zredukowanych mocy określonych w częściowym zamówieniu. Bardziej szczegółowe informacje o ustaleniu obszaru zostaną przedstawione po konsultacjach.

W odniesieniu do obszaru N-5.4 prowadzona jest obecnie ocena, czy kwestie ochrony

[14] BT-DrS. 18/9096 z dnia 6 lipca 2016, zalecenie dla podejmowania decyzji i raport Komisji Gospodarki i Energii (Komisja 9) do projektu ustawy frakcji CDU/CSU i SPD – druk 18/8860 – oraz do projektu ustawy rządu federalnego – druki 18/8832, 18/8972, str. 301, 302.

ptaków przemawiają przeciwko ustaleniu tego obszaru. Także obszary leżące obecnie w klastrach BFO przy niezbędnych aktualizacjach lub pogłębieniach, zgodnie z § 5, ust. 3, zdanie 3 WindSeeG mogą zostać ocenione pod kątem ich niedopuszczalności. BfN w swoim stanowisku do projektu wstępnego FEP z dnia 14 czerwca 2018 roku zwraca uwagę, że ze względu na ochronę ptaków konieczne byłoby zaniechanie rozwoju tego obszaru. Według tego stanowiska dane zbierane podczas eksploatacji wykazują, że nury praktycznie całkowicie unikają obszarów farm wiatrowych, a ich zagęszczenie w otoczeniu ok. 10 km od farm jest statystycznie znacząco niższe. Zdaniem BfN zostało to potwierdzone przez różne badania. Według analizy porównawczej, promień unikania zwiększył się z 2-kilometrowego promienia zakłóceń do 5,5 km. Dlatego należałoby zakładać, że w wyniku rozwoju obszarów zanik siedlisk byłby większy niż dotychczas zakładano. Farma wiatrowa Nördlicher Grund z punktu widzenia ochrony gatunkowej prawdopodobnie nie mogłaby otrzymać pozwolenia. Także stanowisko BfN z dnia 24 listopada 2014 r. w ramach aktualizacji BFO-N 13/14 (w odniesieniu do raportu wrażliwości do O-NEP) wskazuje, że z punktu widzenia ochrony przyrody podłączenie „SylWin2" i „SylWin beta" powinno zostać po 2024 roku odroczone ze względu na położenie klastra w głównym obszarze koncentracji morświnów i głównym obszarze koncentracji nurów. Ponadto zgodnie z tym stanowiskiem, z punktu widzenia BfN i w celu przestrzegania ustawowych warunków ramowych, główny obszar koncentracji nurów stanowi przeszkodę w udzieleniu zezwolenia na planowane w tym rejonie, lecz jeszcze nie zatwierdzone morskie farmy wiatrowe. W ramach aktualizacji BFO-N 16/17 BfN zażądało (por. stanowisko BfN z dnia 26 lipca 2017) wykreślenia linii przyłączeniowej NOR-5-2, jeżeli podczas procedury przetargowej na etapie przejściowym nie zostanie udzielone zamówienie na farmę wiatrową w klastrze 5. Powodem jest lokalizacja klastra 5 w rejonie o szczególnym znaczeniu dla nurów i morświnów. Takie samo żądanie zostało postawione przez BfN w ramach konsultacji O-NEP 2017-2030 (por. stanowisko BfN z 22 lutego 2017, stanowiące również załącznik do stanowiska BfN w odniesieniu do BFO-N 16/17 z dnia 26 lipca 2017). Problematyka związana z głównym obszarem występowania nurów została już przedstawiona w BFO-N 2016/17 oraz w BFO-N 2013/14 (patrz również rozdział 4.6.1, 4.12.4, 5.2.2.1 i 6.3.3.2 w raporcie środowiskowym).

W odniesieniu do obszaru O-1.3, GDWS wyraziła w swoim stanowisku zastrzeżenia związane z możliwym zagrożeniem dla żeglugi. Według tego stanowiska, zastrzeżenia te mogą zostać wyjaśnione poprzez dalsze badania, obejmujące oprócz analizy ryzyka także opinię nautyczno-transportową oraz opinię Schifffahrtspolizei [policja żeglugowa]. Może to zostać przedstawione i ocenione w ramach oceny przydatności.

Ustalenie obszaru O-2.2 jest obecnie jeszcze rozważane. Powodem jest możliwość stwarzania zagrożeń dla żeglugi oraz zagrożeń dla środowiska morskiego ze względu na wędrówki ptaków. Istnieją również informacje o problemach związanych z przewidywaną rzeczywistą możliwością zabudowy (patrz rozdział 5.2.2 i rozdział 4.12.5 oraz 5.2.2.1 w raporcie środowiskowym dla Morza Bałtyckiego).

[bardziej szczegółowe informacje zostaną przedstawione po konsultacjach]

7.6 Dopuszczalność pozostałych ustaleń

Także lokalizacje platform, tras i korytarzy tras dla podmorskich linii przyłączeniowych oraz transgranicznych linii energetycznych, dla ewentualnych połączeń między obiektami, miejsca przekraczania granicy między WSE a

wodami terytorialnymi przez linie przyłączeniowe, a także znormalizowane zasady techniczne i planistyczne są sprawdzane pod kątem dopuszczalności zgodnie z § 5, ust. 3, zdanie 2 WindSeeG.

Linie przyłączeniowe do sieci, przebiegające przez korytarz graniczny N-II, według informacji BfN prowadzą przez mieliznę, która stanowi biotop chroniony zgodnie z § 30 BNatSchG. Nie powoduje to znacznego negatywnego oddziaływania na biotop. W rejonie N-2 istnieją dostępne moce przyłączeniowe do sieci dla pilotażowych turbin wiatrowych. Południowa część rejonu N-2 znajduje się – według opinii BfN – również na mieliźnie. Ustalenie dostępnych mocy przyłączeniowych sieci nie jest – zgodnie z listą zawartą w § 5, ust. 3, zdanie 1 WindSeeG – przedmiotem oceny przy sprawdzaniu niedopuszczalności. Abstrahując od tego, przy ustalaniu i tak nie powstawałoby żadne istotne zagrożenie dla biotopu (patrz raport środowiskowy 6.5.1). Decyzja, czy i gdzie dopuszczalne jest postawienie i eksploatacja pilotażowych morskich turbin wiatrowych podejmowana jest w ramach przeprowadzanej w późniejszym terminie procedury zatwierdzania dla pilotażowych turbin wiatrowych[15].

System przyłączeniowy NOR-7-2 przebiega przez obszary rezerwatu przyrody „Sylter Außenriff – Östliche Deutsche Bucht". Związanych jest z nim kilka budowli w miejscu krzyżowania się. W związku z prowadzeniem trasy niezbędne jest skrzyżowanie z innymi kablami w WSE, przechodzącymi przez korytarz graniczny N-V. W związku z faktem, że zajęta zostanie tylko bardzo niewielka powierzchnia rezerwatu przyrody, nie występują tam żadne ustawowo chronione biotopy, a zasady planistyczne narzucające możliwie nieinwazyjną metodę układania, przykrycia oraz ograniczania ocieplania osadów redukują oddziaływanie na środowisko, nie zakłada się zagrożenia dla środowiska morskiego.

Dwa transgraniczne systemy kabli podmorskich przecinają obszar rezerwatu przyrody „Doggerbank" od korytarza granicznego N-XII do korytarza N-XV oraz od korytarza N-XIII do N-III. Na Morzu Bałtyckim transgraniczne systemy kabli podmorskich przebiegają od korytarza granicznego O-XIV do korytarza O-XIII przez obszar rezerwatu przyrody „Pommersche Bucht – Rönnebank" oraz od korytarza granicznego O-V do korytarza O-VI przez obszar rezerwatu przyrody „Fehmarnbelt". Strategiczna ocena oddziaływania na środowisko wykazała, że według przewidywań nie spowoduje to żadnego znaczącego oddziaływania na środowisko (patrz Rozdział 6.5.1 raportu środowiskowego dla Morza Północnego i Bałtyckiego).

[bardziej szczegółowe informacje zostaną przedstawione po konsultacjach]

[15] BT-DrS. 18/9096 z dnia 6 lipca 2016, zalecenie dla podejmowania decyzji i raport Komisji Gospodarki i Energii (Komisja 9) do projektu ustawy frakcji CDU/CSU i SPD – druk 18/8860 – oraz do projektu ustawy rządu federalnego – druki 18/8832, 18/8972, str. 373

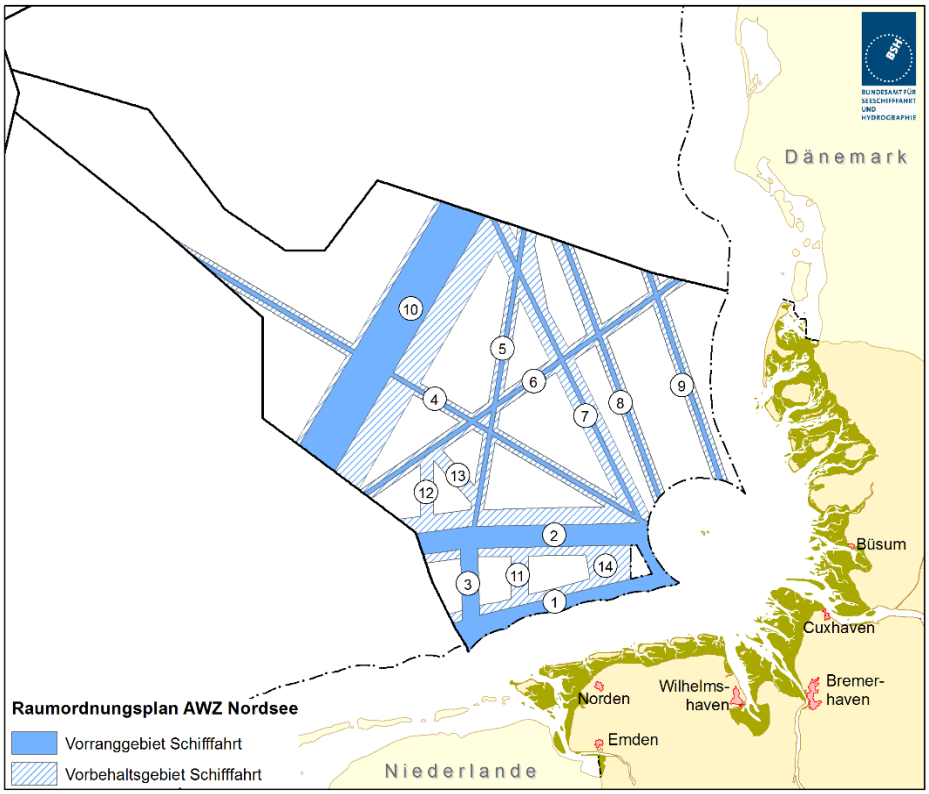
8 Ocena podsumowująca

[informacje zostaną przedstawione po konsultacjach]

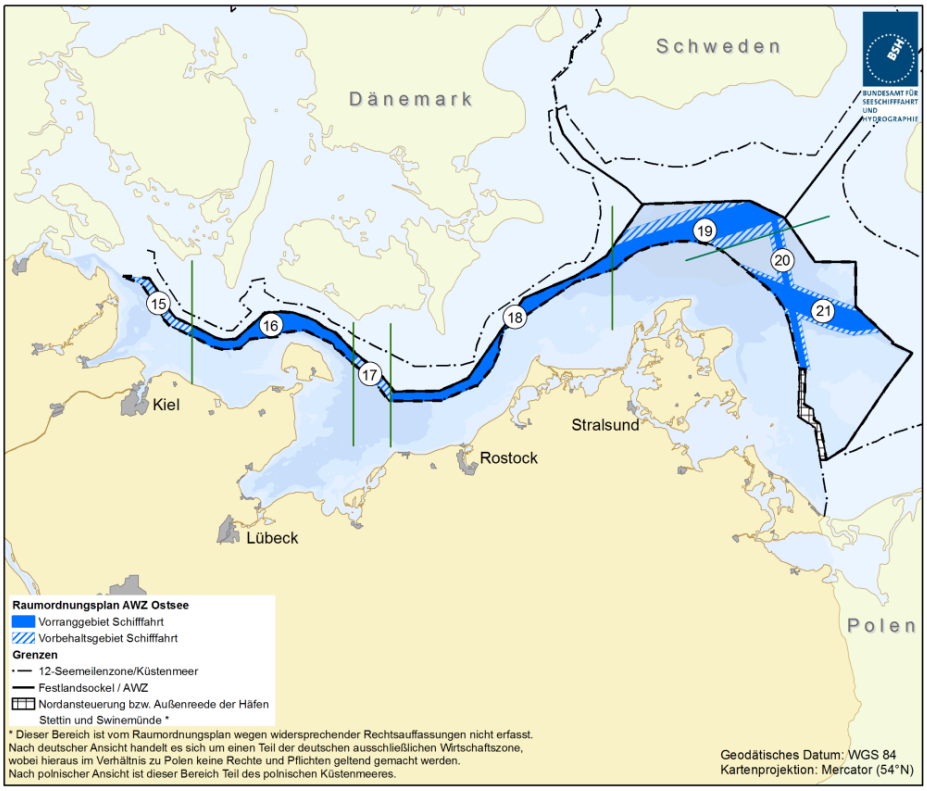
9 Podsumowująca deklaracja środowiskowa

[informacje zostaną przedstawione po konsultacjach]

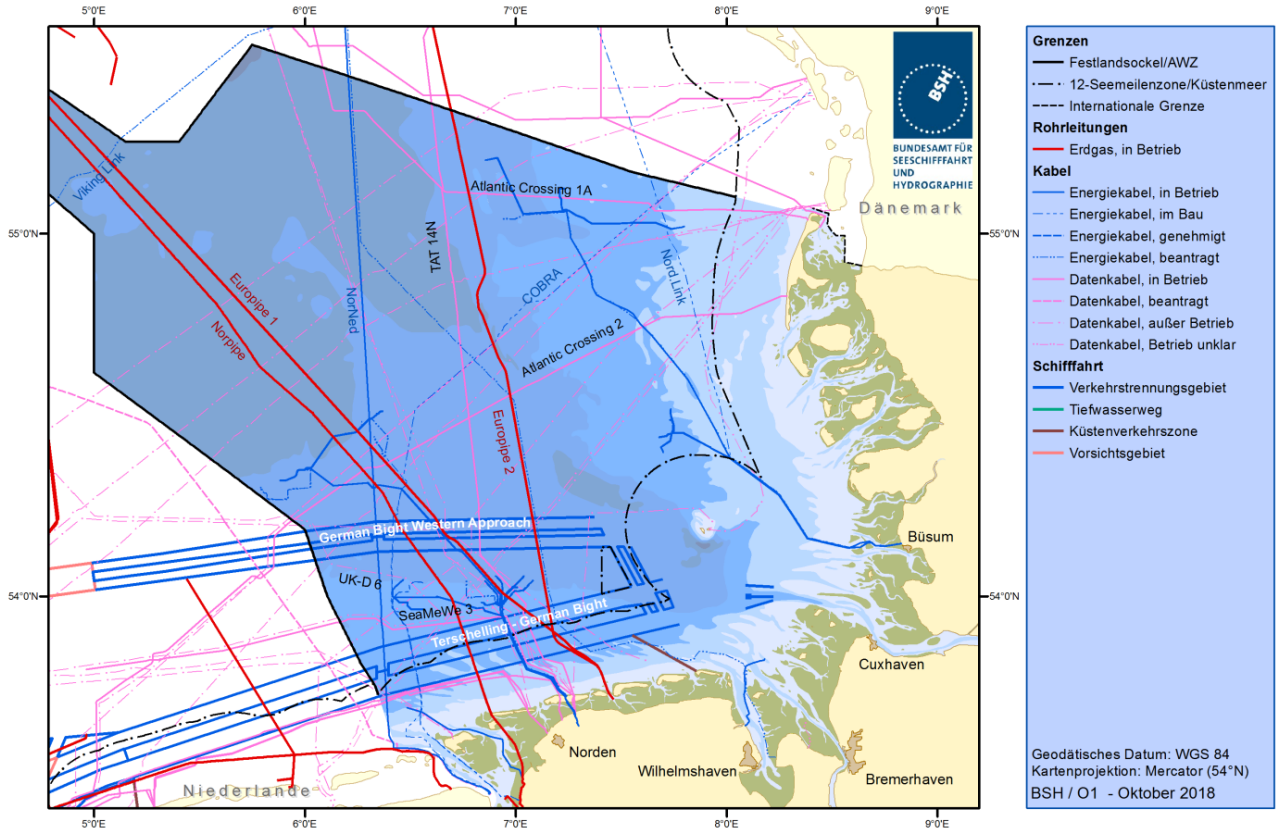
10 Załączniki: mapy (do celów informacyjnych)



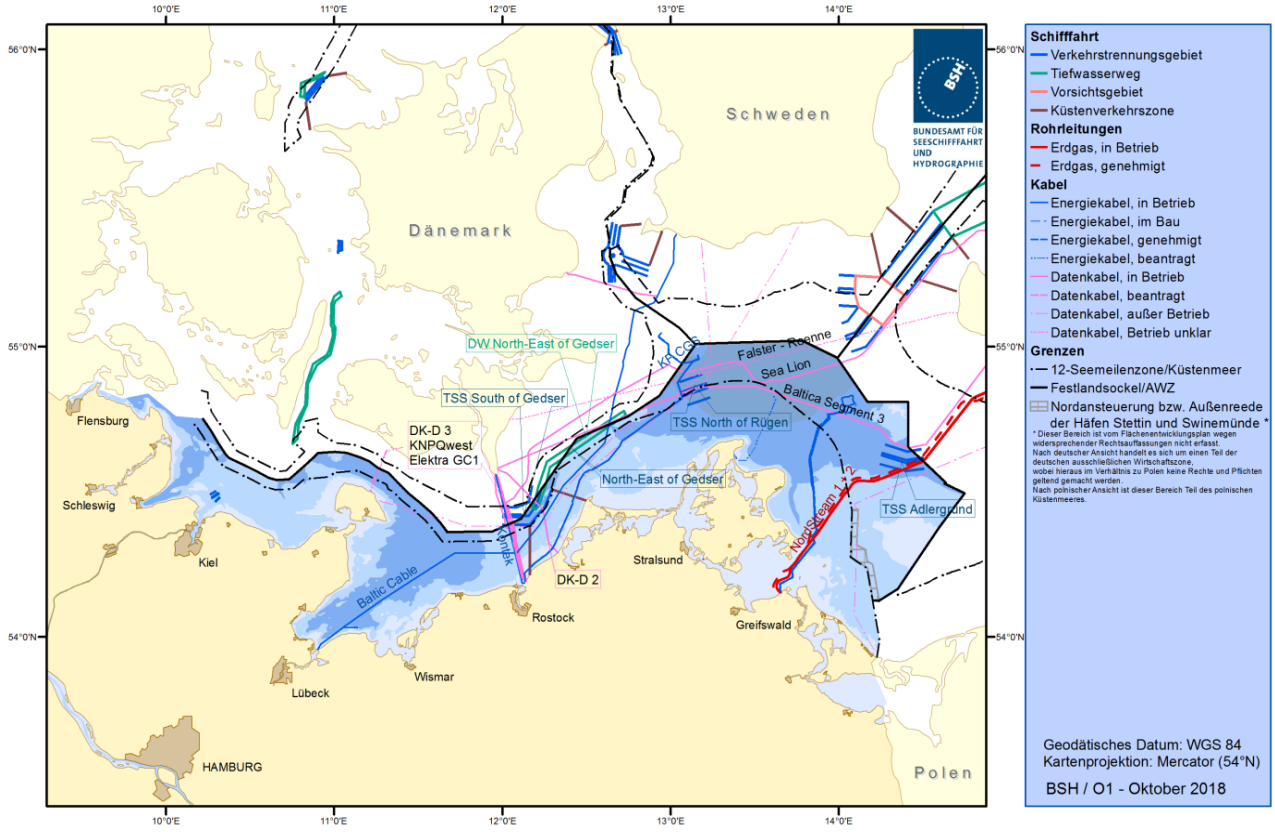
Ilustracja 23: Szlaki żeglugowe w planie zagospodarowania przestrzennego WSE na Morzu Północnym



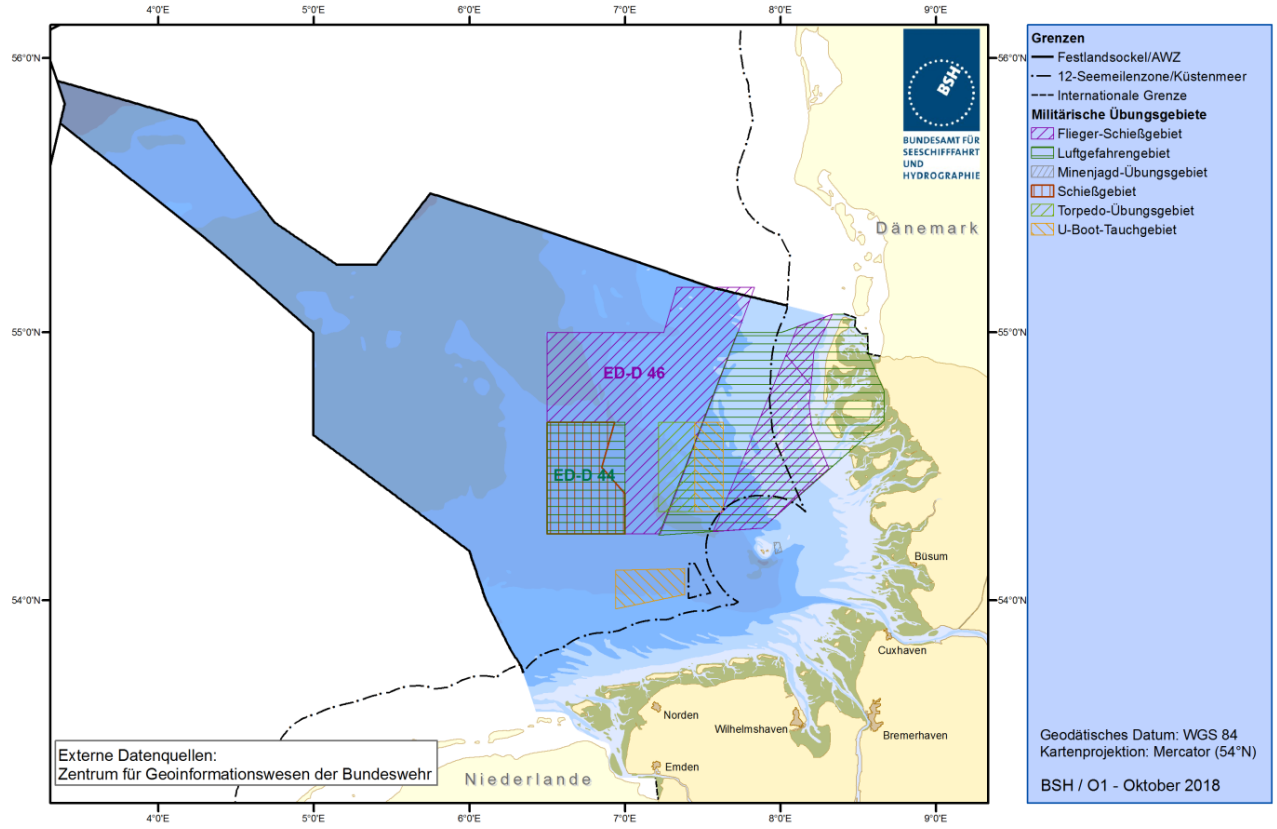
Ilustracja 24: Szlaki żeglugowe w planie zagospodarowania przestrzennego WSE na Morzu Bałtyckim



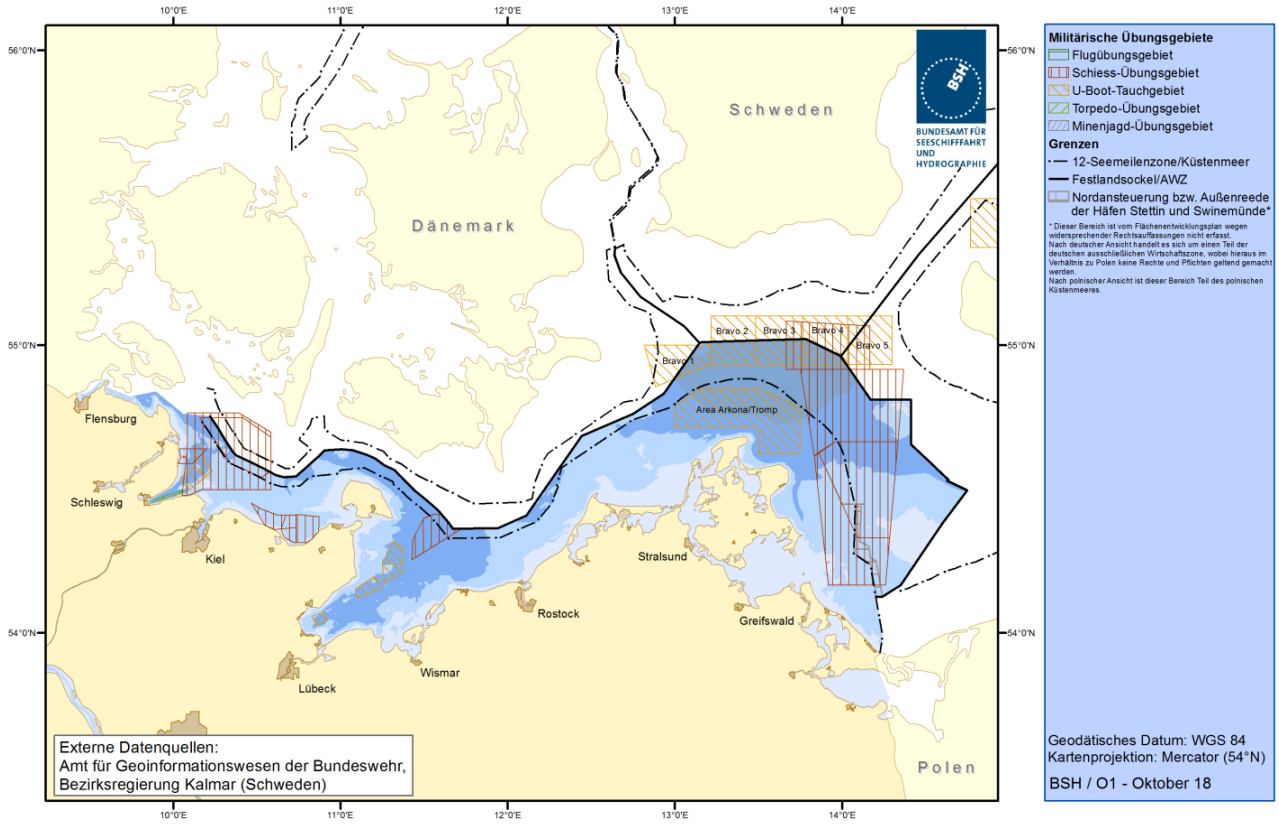
Ilustracja 25: Oznaczenia kabli podmorskich, rurociągów, systemów rozgraniczenia ruchu (Morze Północne)



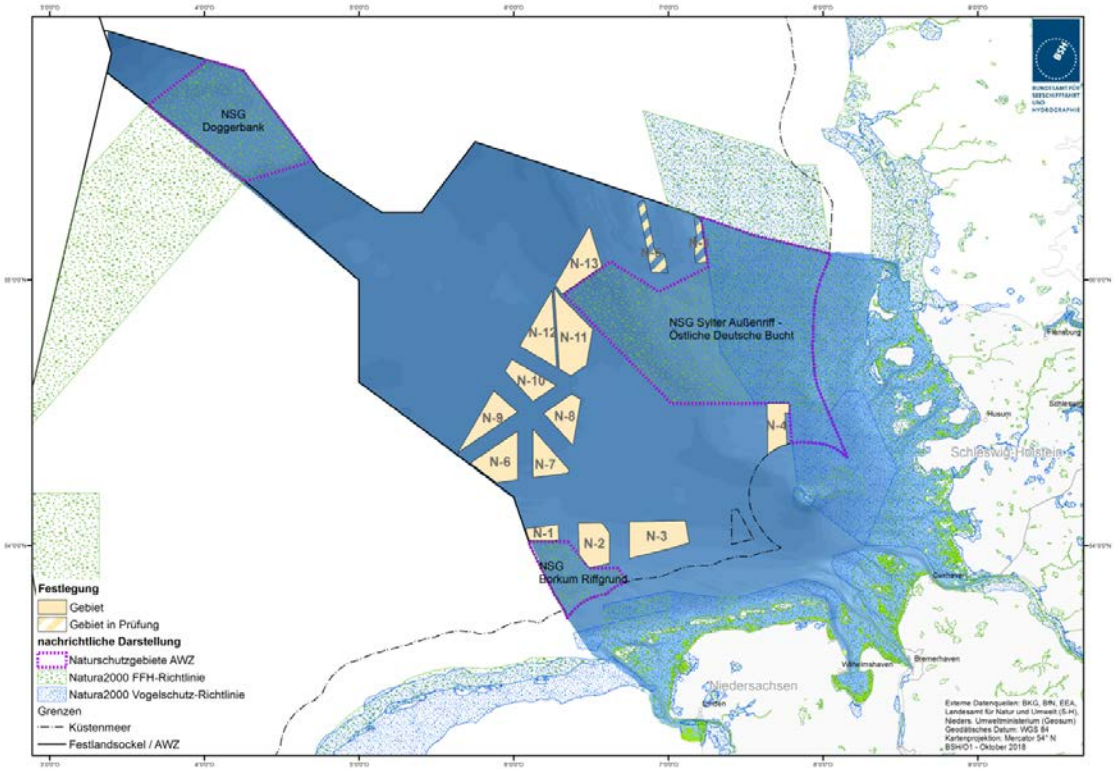
Ilustracja 26: Oznaczenia kabli podmorskich, rurociągów, systemów rozgraniczenia ruchu (Morze Bałtyckie)



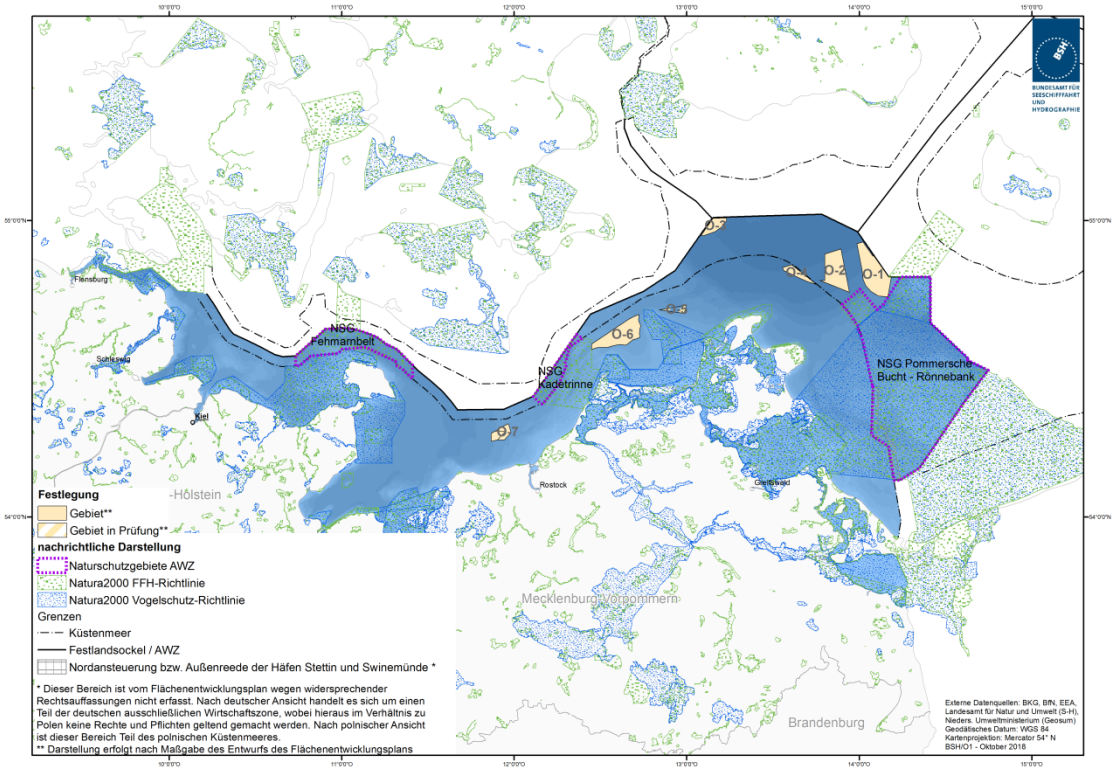
Ilustracja 27: Obszary związane z obronnością kraju (Morze Północne)



Ilustracja 28: Obszary związane z obronnością kraju (Morze Bałtyckie)



Ilustracja 29: Obszary przeznaczone na budowę i eksploatację morskich turbin wiatrowych w niemieckiej WSE Morza Północnego i rezerwaty przyrody.



Ilustracja 30: Obszary przeznaczone na budowę i eksploatację morskich turbin wiatrowych w niemieckiej WSE Morza Bałtyckiego i rezerwaty przyrody

11 Literatura

Borrmann, R., Rehfeldt, D. K., Wallasch, A.-K., & Lüers, S. (2018). *Approaches and standards for the determination of the capacity density of offshore wind farms.* Pobrane z http://vasab.org/wp-content/uploads/2018/06/BalticLINes_CapacityDensityStudy_June2018-2.pdf

Borsche, M., Kaiser-Weiss, A. K., & Kaspar, F. (2016). Wind speed variability between 10 m and 116 m height from global and regional reanalyses compared to wind mast measurements over Northern Germany and The Netherlands. *Adv. Sci. Res.*(13), S. 151-161.

Federalne Ministerstwo Środowiska, Ochrony Przyrody i Bezpieczeństwa Reaktorów (2009). *Pisemne stanowisko departamentu Federalnego Ministerstwa Ochrony Środowiska dotyczące łącznej oceny oddziaływania morskich farm wiatrowych w niemieckiej WSE Morza Północnego i Bałtyckiego na zmniejszenie się obszaru siedlisk nurów jako podstawa porozumienia BfN z BSH.* Pobrane z https://www.bfn.de/fileadmin/BfN/awz/Dokumente/seetaucher_positionspapier_bf.pdf

Federalne Ministerstwo Środowiska, Ochrony Przyrody i Bezpieczeństwa Reaktorów (2013). *Koncepcja ochrony morświnów przed obciążeniem akustycznym przy budowie morskich farm wiatrowych na obszarze niemieckiego Morza Północnego (koncepcja ochrony akustycznej).* Pobrane z https://www.bfn.de/fileadmin/BfN/awz/Dokumente/schallschutzkonzept_BMU.pdf

Danish Energy Agency. (2017). *Master data register for wind turbines at end of December 2017*. Pobrane z https://ens.dk/en/our-services/statistics-data-key-figures-and-energy-maps/overview-energy-sector

DNV KEMA. (2012). Studie zu Mindestabständen bei Seekabeln. im Auftrag der Stiftung Offshore-Windenergie. [Studium dot. minimalnych odległości kabli podmorskich, na zlecenie fundacji Offshore Windenergie].

Ehlers, P. (2016). *Komentarz do Ustawy o zadaniach na morzu (§1).* Baden-Baden: Nomos.

ENTSO-E AISBL. (2018). *European Power System 2040, Completing the map, The Ten-Year Network Development Plan 2018 System Needs Analysis.* Bruksela

Hirth, L., & Müller, S. (2016). System-friendly wind power – How ad-vanced wind turbine design can increase the economic value of electricity generated through wind power. *Energy Economics 56*.

ICPC. (listopad 2015). ICPC Recommendation #2, Recommended Routing and Reporting Criteria for Cables in Proximity to Others.

Klinski, S. (2001). *Rechtliche Probleme der Zulassung von Windkraftanlagen in der ausschließlichen Wirtschaftszone*. [Problemy prawne dopuszczalności turbin wiatrowych w wyłącznej strefie ekonomicznej]. Berlin: Federalny Urząd ds. Ochrony Środowiska.

Knorr, K., Horst, D., Bofinger, S., & Hochloff, P. (2017). *Energiewirtschaftliche Be-deutung der Offshore-Windenergie für die Energiewende [Energetyczno-ekonomiczne znacznie morskiej energetyki wiatrowej dla transformacji systemu energetycznego].* Varel: Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik.

Leiding, T., Tinz, B., Gates, L., Rosenhagen, G., Herklotz, K., Senet, C., i in. (2016). *Standardisierung und vergleichende Analyse der meteorologischen FINO-Messdaten (FINO123). Raport końcowy z badań BMWi FINO-Wind.*

Luger, D. &. (2013). Anchor Test German Bight. Test set-up and results. Deltares na zlecenie TenneT Offshore GmbH.

Maushake, C. L.-H. (2013). : Untersuchung des Eindringverhaltens von Schiffsankern mittels Ankerzugversuchen. Raport w sprawie pomiarów głębokości wnikania kotwic. Federalny Urząd ds. Budownictwa Wodnego na zlecenie GDWS – delegatura Północno-Zachodnia.

Platis, A., Siedersleben, S. K., Bange, J., Lampert, A., Bärfuss, K., Hankers, R., i in. (01. luty 2018). First in situ evidence of wakes in the far field behind offshore wind farms. *Nature Scientific Reports*.

12 Załącznik: Prezentacja dla celów informacyjnych rozszerzonej ścieżki rozwoju (ramy scenariuszowe 2019-2030)

Zatwierdzone dnia 15 czerwca 2018 przez BNetzA ramy scenariuszowe 2019-2030 obejmują między innymi rozwój morskiej energetyki wiatrowej na podstawie umowy koalicyjnej z 12 marca 2018, który odbiega od celów sformułowanych w EEG, a tym samym od zaleceń ustawowych FEP. W stanowiskach do projektu wstępnego FEP, odwołując się do ram scenariuszowych 2019-2030 żądano, by plan rozwoju obszarów dla energetyki wiatrowej jeszcze przed wynikającymi z ustaw zmianami zawierał odpowiedni scenariusz. Aby spełnić to żądanie, przedstawione zostaną tutaj **w celach czysto informacyjnych** poszczególne wersje ram scenariuszowych 2019-2030 z ewentualnymi ustaleniami dla każdej wersji.

W przypadku podwyższenia poziomu docelowego rozwoju do roku 2030 zasadniczo pojawia się **wyzwanie**, aby roczna moc, na którą ogłaszane są przetargi, była wyższa niż roczna moc dla realizacji celu 15 GW do 2030 r.(przypadek podstawowy). Z tego powodu oprócz podwyższenia celu 15 GW do 2030 r. wg § 4, ust. 2, nr 1 WindSeeG w powiązaniu z § 4, nr 2 b EEG niezbędne byłoby także **ustawowe dopasowanie** rocznego korytarza rozwoju 700 MW do 900 MW i średnio 840 MW zgodnie z § 5, ust. 5 WindSeeG .

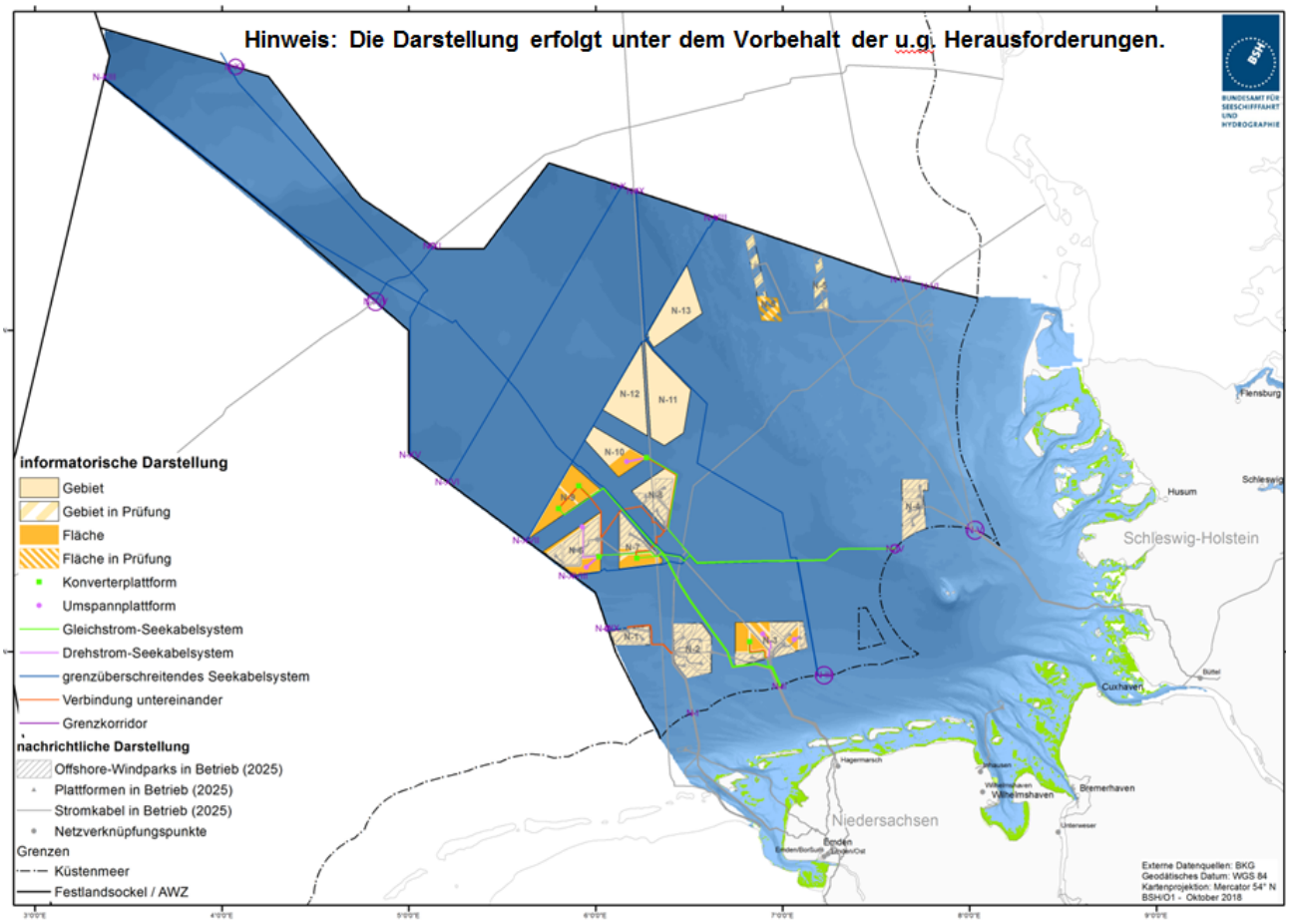
Ponadto istnieje wyzwanie, jakim jest **ukończenie w odpowiednim terminie systemów przyłączeniowych do sieci**. Według aktualnych informacji jeden operator sieci przesyłowych może w ciągu roku oddać do eksploatacji jedną morską linię przyłączeniową. Na podstawie dostępnych obecnie informacji o punktach przyłączenia do sieci można wysnuć wniosek, że do realizacji scenariuszy będzie konieczne, aby każdy z operatorów ÜNB oddawał do eksploatacji więcej niż jedną linię przyłączeniową do sieci rocznie. Konieczne byłoby dalsze sprawdzenie.

Kolejnym wyzwaniem może być **dostępność punktów przyłączenia do sieci**, **rozwój sieci na lądzie** oraz **prowadzenie tras przez wody terytorialne**.

Dla realizacji scenariuszy należy sprostać między innymi tym wyzwaniom.

Odsyła się do opracowania, oceny i zatwierdzenia planu rozwoju sieci 2019-2030.

12.1 Scenariusze B 2030 i C 2030 (17 GW do 2030)

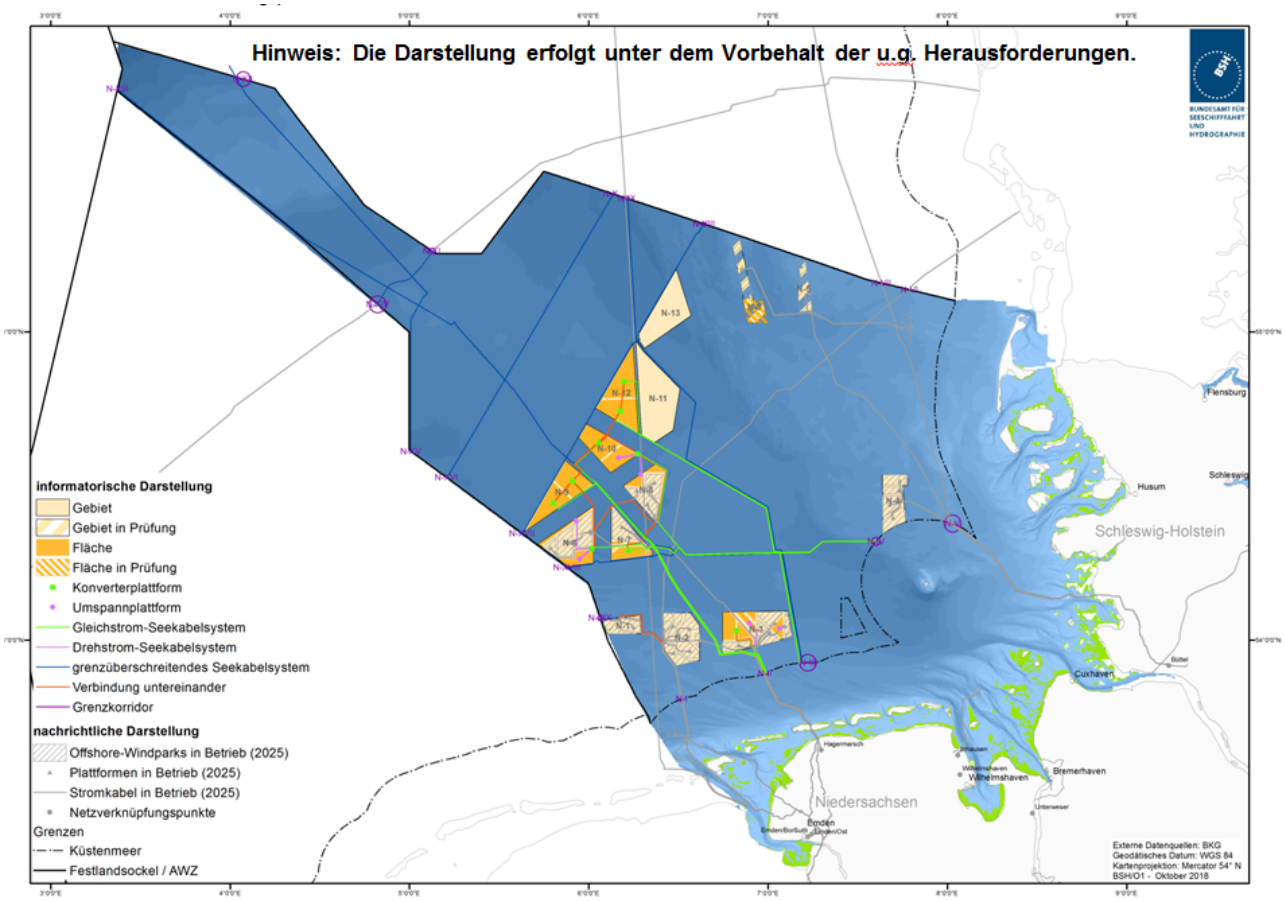


Challenges for the scenarios B 2030 and C 2030 (17 GW) i.a.

- Legal amendment necessary
- Timely completion of offshore connection lines open
- Open routing in the territorial sea
- Availability of grid connection points open
- Network expansion on land open

Ilustracja 31: Prezentacja w celach informacyjnych możliwych ustaleń wg scenariusza B i C 2030 (17 GW do 2030) oraz niektóre wyzwania, którym trzeba sprostać

12.2 Scenariusz A 2030 (20 GW do 2030)

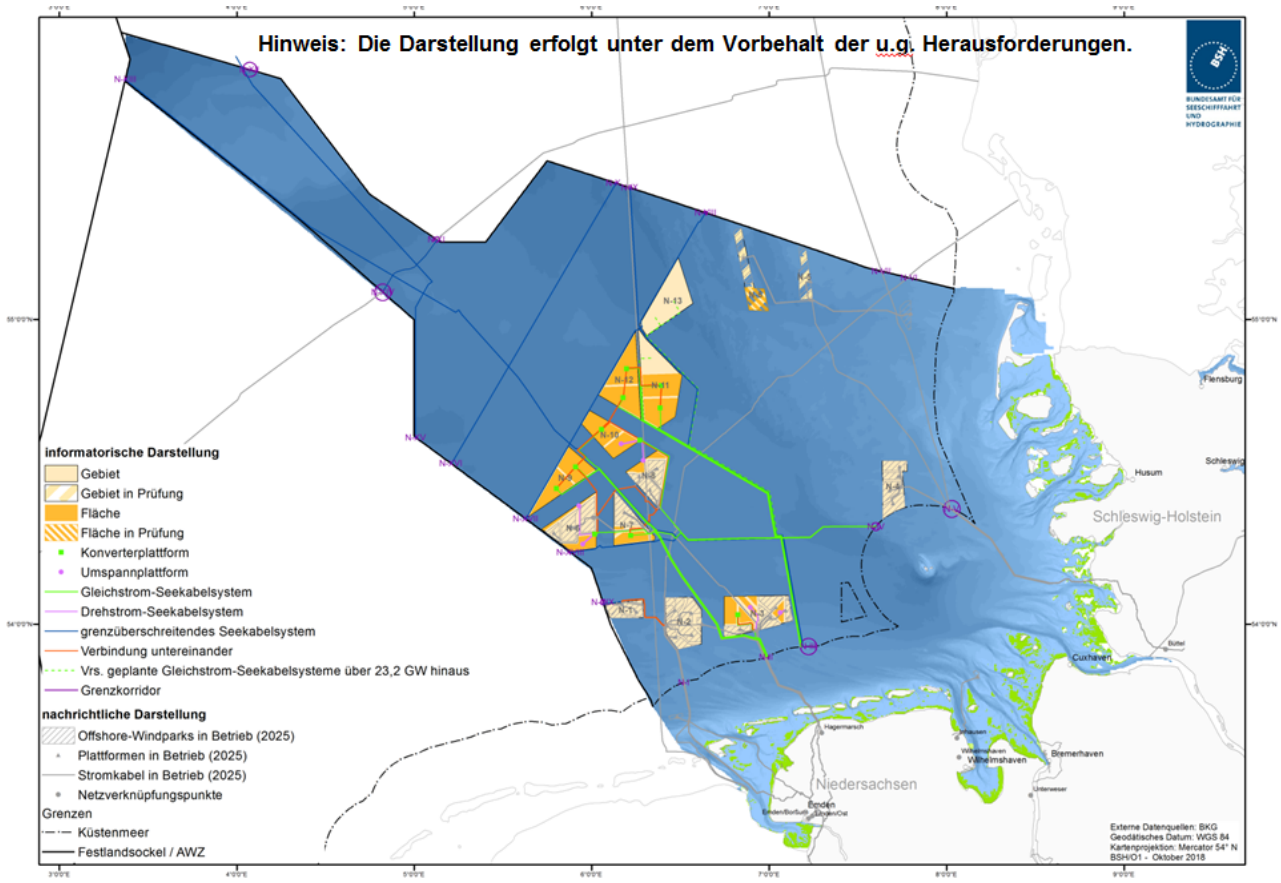


Challenges for the scenario A 2030 (20 GW) i.a.

- Legal amendment necessary
- Timely completion of offshore connection lines open
- Open routing in the territorial sea
- Availability of grid connection points open
- Network expansion on land open
- Much greater challenge in implementation compared to the 17 GW scenario

Ilustracja 32: Prezentacja w celach informacyjnych możliwych ustaleń wg scenariusza A 2030 (20 GW do 2030) oraz niektóre wyzwania, którym trzeba sprostać

12.3 Scenariusz B 2035 (23,2 GW do 2035)



Challenges for the scenario B 2035 (23,2 GW) i.a.

- Legal amendment necessary
- Timely completion of offshore connection lines open
- Open routing in the territorial sea
- Availability of grid connection points open
- Network expansion on land open

Ilustracja 33: Prezentacja w celach informacyjnych możliwych ustaleń wg scenariusza B 2035 (23,2 GW do 2035) oraz niektóre wyzwania, którym trzeba sprostać

12.4 Ewentualnie niezbędne linie przyłączeniowe dla scenariuszy

Tabela 16: Zestawienie ewentualnych terminów oddania do eksploatacji morskich linii przyłączeniowych w różnych scenariuszach

Oznaczenie	Rok kalendarzowy, w którym ewentualnie będzie wymagane oddanie do eksploatacji morskich linii przyłączeniowych			
	Podstawa (15 GW)	Scenariusz B i C 2030 (17 GW)	Scenariusz A 2030 (20 GW)	Scenariusz B 2035 (23,2 GW)
OST-1-4	2026	2026	2026	2026
NOR-7-2	2027	2027	2027	2027
NOR-3-2	2028	2028	2027	2028
OST-7-1[1)]	2029[1)]	2027[1)]	2027[1)]	2027[1)]
NOR-6-3	2029	2029	2028	2029
NOR-9-1	2030	2029	2028	2029
NOR-9-2	-	2030	2029	2030
NOR-10-2	-	2030	2029	2030
NOR-10-1	-	-	2030	2031
NOR-12-1	-	-	2030	2032
NOR-12-2	-	-	2030	2033
NOR-11-1	-	-	-	2034
NOR-11-2	-	-	-	2035

[1)] Warunkiem jest m.in. zawarcie porozumienia administracyjnego między Meklemburgią-Pomorzem Przednim a BSH. Odsyła się do § 11, ust. 1 WindSeeG.