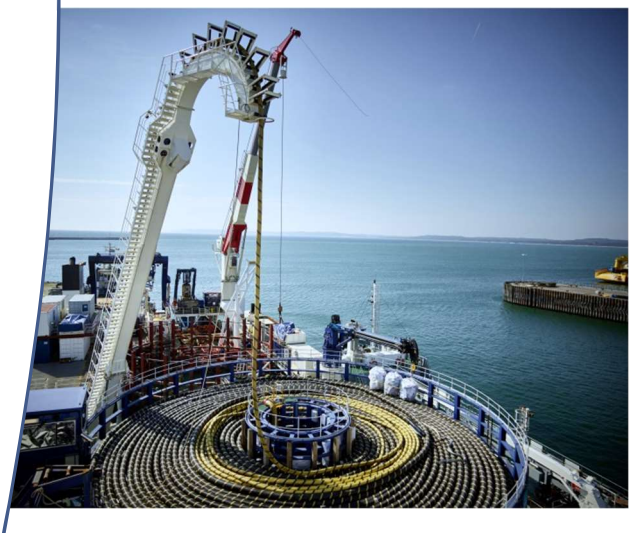
BUNDESAMT FÜR
SEESCHIFFFAHRT
UND
HYDROGRAPHIE

Wstępny projekt Bocznego Planu Rozwoju 2020 dla Morza Północnego i Morza



Hamburg, 19. Czerwiec 2020 r.

Fotos: 50 Hertz, Sebastian Fuhrmann

Content

1 Wprowadzenie 4

2 Proces rozwoju morskiej energii wiatrowej 5

2.1 Plan zagospodarowania przestrzennego 5

2.2 Dochodzenie w sprawie terenów 5

2.3 Zaproszenie do składania ofert 5

2.4 Zatwierdzenie planu 5

2.5 Interfejsy z innymi instrumentami planowania sieci 5

2.6 Istniejące planowanie i zagospodarowanie przestrzenne 5

2.6.1 Wyłączna strefa ekonomiczna 5

2.6.2 Dolna Saksonia 8

2.6.3 Szlezwik-Holsztyn 8

2.6.4 Meklemburgia-Pomorze Przednie 8

3 Stanowisko wyjściowe 8

4 Wiodące kierunki i podstawowe zasady 8

4.1 Wprowadzenie 8

4.2 Koncepcje połączeń 9

4.2.1 Standard concept North Sea: Direct current system 10

4.2.2 System prądu stałego: Połączenie między platformą przekształtnikową a morskimi farmami wiatrowymi: Koncepcja standardowa 66 kV 10

4.2.3 System prądu stałego: Połączenie między platformą przekształtnikową a przybrzeżnymi farmami wiatrowymi: Alternatywna koncepcja 220 kV 11

4.2.4 DC system: interface between TSO and OWP 12

4.2.5 Standardowa koncepcja Morze Bałtyckie: system trójfazowy 13

4.3 Standard technical principles 15

4.3.1 System prądu stałego Morze Północne 15

4.3.2 System trójfazowy Morze Bałtyckie 18

4.3.3 Transgraniczne podwodne systemy kablowe 19

4.4 Zasady planowania 28

Możliwości odchyleń 29

4.5 ies deviat 29

4.6	Horyzont planowania Planning horizon	29
4.7	Cel określenia zdolności wytwórczych	29
4.7.1	Cel określenia zdolności wytwórczych	29
4.7.2	Metodologia określania mocy wytwórczych	30
4.7.3	Wyznaczanie skorygowanej gęstości mocy	30
4.8	Kryteria określania lokalizacji i porządku chronologicznego ich przetargów	41
5	**Zasady**	**42**
5.1	Obszary instalacji i eksploatacji morskich turbin wiatrowych	42
5.1.1	Definicja obszarów i ram planowania sektorowego	44
5.1.2	Szczegółowe informacje na temat obszarów	44
5.2	Tereny pod budowę i eksploatację morskich turbin wiatrowych	46
5.2.1	Określanie obszarów	47
5.2.3	Odpowiednie kryteria podejmowania decyzji o nieutworzeniu obszaru	52
5.3	Oczekiwana moc wytwórcza	55
5.3.1	Sprawdzenie wiarygodności oczekiwanej mocy wytwórczej	56
5.4	Specyfikacje dla morza terytorialnego	58
5.5	Chronologiczna kolejność przetargów na obiekty	58
5.5.1	Chronologiczna kolejność przetargów na tereny	58
5.5.2	Przedstawienie przeglądu sekwencji czasowej w oparciu o odniesienia do morskich kabli przyłączeniowych, punktów przyłączenia do sieci oraz rozbudowy sieci na lądzie	59
5.6	Calendar year of commissionin Rok kalendarzowy oddania do eksploatacji morskich turbin wiatrowych i linii łączących	63
5.7	Lokalizacje platform przekształtnikowych, platform zbiorczych i stacji elektroenergetycznych	65
5.8	Trasy lub korytarze tras dla morskich linii przyłączeniowych	70
5.9	Gates to coastal waters	70
5.10	Bramy do wód przybrzeżnych	70
5.11	Trasy i korytarze tras dla transgranicznych linii energetycznych	70
6	**Zasady dotyczące pilotażowych morskich turbin wiatrowych**	**72**
7	**Obszary dla innych form wytwarzania energii**	**72**
8	**Zgodność przepisów z interesami prywatnymi i publicznymi**	**78**

9	Podsumowanie	78
10	Podsumowanie deklaracji środowiskowych i środków monitorowania	78
11	Bibliography	79
12	Annex: Maps (information purposes)	83
13	Appendix: Summary table	84
14	Załącznik: Informacyjna ilustracja długoterminowej ścieżki rozwoju (scenariusz ¬ramy 2021-2035)	85

List of figures

Figure 1: Schematic diagram of the North Sea connection concept 22

Figure 2: Schematic diagram of the Baltic Sea access concept. 22

Figure 3: Schematic representation of the methodology of the generation capacity determination 30

Figure 4: Representation of the corrected site A* in relation to the nominal site A (Prognosis, 2019) 31

Figure 5: Possible site layout in the N-9 and N-10 areas at a power density of 9 and 8 MW/km² respectively 37

Figure 6: Relative efficiency of the turbine sites in areas N-9 and N-10 at a corrected power density of 7 MW/km², 8 MW/km² and 9 MW/km² 38

Figure 7: Relative efficiency of turbine sites in the areas N-11 to N-13 at a corrected power density of 7 MW/km², 8 MW/km² and 9 MW/km² 39

Figure 8: Areas in the German North Sea EEZ 43

Figure 9: Areas in the German Baltic Sea EEZ 44

Figure 10: Areas and sites in the German North Sea EEZ 49

Figure 11: Sites in areas N-3, N-6, N-7, N-9 and N-10 in the German North Sea EEZ 49

Figure 12: Areas and sites in the German Baltic Sea EEZ 51

Figure 13: Extract of the confirmation of the NEP 2019-2030, page 13 61

Figure 14: Extract of the confirmation of the NEP 2019-2030, page 13 62

Figure 15: Spatial representation of the so-called variant A2 with three 66 kV cables to connect the site N-6.7. source: (eos Project GmbH, 2019) 69

Figure 16: Option for consultation of area for other forms of energy generation in the German North Sea EEZ 75

Figure 17: Option for consultation of areas for other forms of energy generation in the German Baltic Sea EEZ 76

List of tables

Table 1: Overview of the standardised technology principles 21
Table 2: Power density to be applied 32
Table 3: Input parameters for calculating the corrected site 41
Table 4: Overview of areas for offshore wind energy 42
Table 5: Summary overview of the areas in the FEP 2019 46
Table 6: Overview of areas and sites for offshore wind energy 48
Table 7: Overview of the relevant criteria for the decision against a zoning 52
Table 8: Overview of the power expected to be installed on the sites for offshore wind turbines 56
Table 9: Plausibility check of the determined power 57
Table 10: Overview of the chronological order of sites to be tendered using criteria 1 to 8 59
Table 11: Overview of calendar years of commissioning for offshore connecting lines, taking into account the notes listed in Chapter 5.5 64
Table 12: Overview of train paths defined in the FEP for connections between installations 71
Table 13: Informational presentation of the sites potentially available in zones 1-3 beyond 2030 based on the scenario framework 2021-2035 (30 GW to 2035) 86

List of abbreviations

AC	alternating current
BfN	Federal Agency for Nature Conservation
BFO	Federal Offshore Grid Plan
BFO-N	Federal Offshore Grid Plan North See
BFO-O	Federal Offshore Grid Plan Baltic Sea
BGBl	Federal Law Gazette
BKG	Federal Agency for Cartography and Geodesy
BMIE	Federal Ministry of the Interior, for Building and Community
BMVBS	Federal Ministry of Transport, Building and Urban Affairs
BNatSchG	Act on nature conservation and landscape management (Federal Nature Conservation Act)
BNetzA	Federal Network Agency für Electricity, Gas, Telecommunications, Post and Railway
BSH	Federal Maritime and Hydrographic Agency
DC	direct current
EEA	European Environmental Agency
EEG	Act for the expansion of renewable energies (Renewable Energy Sources Act)
EEZ	Exclusive Economic Zone
EnWG	Act on the supply of electricity and gas (Energy Industry Act)
FEP	Site Development Plan
GDWS	General Directorate for Waterways and Shipping
GW	gigawatt
kV	kilovolt
MW	megawatt
NEP	Network Development Plan
nm	nautical mile
NVP	grid connection point
O-NEP	Offshore Network Development Plan
OWP	offshore wind farm
PlanSiG	Act to ensure proper planning and approval procedures during the COVID 19 pandemic
ROG	Spatial Planning Act

SRÜ	United Nations Convention on the Law of the Sea
TSO	Transmission System Operator
UVPG	Act on Environmental Impact Assessment
VDE	A ssociation for Electrical, Electronic & Information Technologies
VSC	voltage sourced converter
WindSeeG	Act for the development and promotion of offshore wind energy
WindSeeG-E	Draft of a law amending the Wind Energy at Sea Act and other regulations
WTG	wind turbine

1 Wprowadzenie

Po opublikowaniu planu zagospodarowania przestrzennego na rok 2019 (FEP 2019) w dniu 28 czerwca 2019 r. zgodnie z przepisami niemieckiej ustawy o rozwoju i promocji morskiej energetyki wiatrowej (WindSeeG), na podstawie planu zatwierdzonego przez Radę Ministrów w dniu 3 czerwca 2019 r. sporządzono nowy plan zagospodarowania przestrzennego (FEP). Na podstawie projektu ustawy o zmianie ustawy o morskiej energii wiatrowej oraz innych przepisów przyjętych przez Gabinet w dniu 3 czerwca 2020 r., a w szczególności w związku ze zwiększoną ścieżką rozbudowy o 20 gigawatów (ust. 1 pkt 2 projektu WindSeeG (zwanego dalej WindSeeG-E) Morska Energia Wiatrowa do 2030 r. w nim przewidzianym, konieczna jest aktualizacja i zmiana FEP 2019. Projekt ustawy (WindSeeG-E) przewiduje również długoterminowy cel w wysokości 40 GW do 2040 r. Z tego względu konieczne jest uaktualnienie i zmiana FEP 2019.

W kontekście niniejszej aktualizacji FEP oczekuje się, że określone zostaną obszary do 3. strefy wyłącznej strefy ekonomicznej włącznie. Planuje się zdefiniowanie obszarów do wdrożenia 20 GW do 2030 r. Zdefiniowanie obszarów i terenów zapewni wystarczającą, możliwą do zaplanowania ścieżkę rozbudowy do około 2035 r., a także pozwoli na uwzględnienie wyników procedury planowania przestrzennego dla wyłącznej strefy ekonomicznej, która obecnie przebiega równolegle.

Już 9 października 2019 roku Gabinet Federalny przyjął szczegółowy Program Ochrony Klimatu 2030 dla realizacji Planu Ochrony Klimatu 2050, którego celem jest zwiększenie ekspansji morskiej energetyki wiatrowej do 20 GW w 2030 roku.

Zgodnie z porozumieniem podpisanym 11 maja 2020 r. pomiędzy rządem federalnym, nadbrzeżnymi krajami związkowymi oraz operatorami systemów przesyłowych 50Hertz, Amprion i TenneT w celu wdrożenia 20 GW morskiej energii wiatrowej do 2030 r., uważa się za konieczne kontynuowanie FEP do końca 2020 r., z uwzględnieniem aktualizowanych obecnie planów przestrzennych wyłącznej strefy ekonomicznej oraz planów przestrzennych krajów nadbrzeżnych (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2020).

O ile dostępne są ramowe warunki prawne, proces ten ma zostać zakończony do końca 2020 roku.

Procedura w kontekście niniejszego wstępnego projektu

W tym wstępnym projekcie nie wszystkie rozdziały FEP 2019 są w pełni zaktualizowane w celu zapewnienia lepszej czytelności. Ponadto pominięto niektóre z podrozdziałów.

Projekt FEP 2020 będzie zawierał odpowiednie podrozdziały z niezbędnymi zmianami, uzupełnieniami lub poprawkami.

W kontekście niniejszego wstępnego projektu dokonano zatem odniesienia w odpowiednich miejscach do odpowiednich rozdziałów FEP 2019 i zaznaczono, że w projekcie FEP 2020 przewidziano niezbędne (dalsze) zmiany, uzupełnienia lub aktualizacje (w następujący sposób dla wszystkich trzech terminów: zmiana) rozdziałów.

Rozdziały 4 i 5, które są głównym przedmiotem wstępnego projektu, zostały szczegółowo opracowane.

2 Proces rozwoju morskiej energii wiatrowej

2.1 Plan zagospodarowania przestrzennego

Poniższe streszczenie przedstawia poszczególne kroki proceduralne w procesie aktualizacji FEP.

Przegląd etapów procesu.

Overview of the process steps

- Powiadomienie o wszczęciu, oczekiwany zakres i zakończenie postępowania
- Przygotowanie wstępnego projektu i zakresu oceny oddziaływania na środowisko
- Udział władz i społeczeństwa
- Powiadamianie państw z regionu Morza Północnego i Bałtyckiego
- Dostarczenie wspólnej opinii OSP-ów
- Termin przesłuchania, w razie potrzeby zgodnie z § 5 ust. 5. 6 PlanSiG
- Definicja zakresu oceny oddziaływania na środowisko
- Przygotowanie projektu FEP i projektu raportu środowiskowego (SEA)
- Udział organów i społeczeństwa (krajowego i międzynarodowego)
- Termin dyskusji, w razie potrzeby zgodnie z § 5 ust. 5. 1 PlanSiG
- Przegląd sprawozdania dotyczącego środowiska (SEA) w świetle uwag krajowych i międzynarodowych
- Uwzględnienie przeglądu w projekcie FEP
- Koordynacja z BfN, GDWS i krajami nadbrzeżnymi
- Zawarcie umowy z BNetzA
- Publikacja FEP i sprawozdania dotyczącego środowiska do końca 2020 r.
- Wysłanie podsumowania do zainteresowanych państw z regionu Morza Północnego i Bałtyckiego

Dalsze informacje znajdują się w rozdziale 2 FEP 2019. Dalsze zmiany zostaną dokonane w projekcie FEP 2020.

2.2 Dochodzenie w sprawie terenów

Należy odnieść się do rozdziału 2.2 FEP 2019. W projekcie FEP 2020 dokonano przeglądu.

2.3 Zaproszenie do składania ofert

Należy odnieść się do rozdziału 2.3 FEP 2019. W projekcie FEP 2020 dokonano przeglądu.

2.4 Zatwierdzenie planu

Należy odnieść się do rozdziału 2.4 FEP 2019. W projekcie FEP 2020 dokonano przeglądu.

2.5 Interfejsy z innymi instrumentami planowania sieci

Należy odnieść się do rozdziału 2.5 FEP 2019. W projekcie FEP 2020 dokonano przeglądu.

2.6 Istniejące planowanie i zagospodarowanie przestrzenne

Należy odnieść się do rozdziału 2.6 FEP 2019. W projekcie FEP 2020 dokonano przeglądu.

2.6.1 Wyłączna strefa ekonomiczna

W WSE od 2004 r. istnieje podstawa prawna do przygotowywania planów zagospodarowania

przestrzennego obszarów morskich (patrz rozdział 2.6.1.2).

W związku z uchwałami o przekształceniu systemu energetycznego w czerwcu 2011 r. i związanymi z tym zmianami w ustawodawstwie, BSH otrzymał zadanie opracowania i regularnej aktualizacji planu sektorowego dla morskich sieci elektroenergetycznych w niemieckiej WSE, czyli federalnego planu sieci przesyłowej morskiej energii wiatrowej (patrz rozdział 2.6.1.1).

2.6.1.1 Federalne plany dotyczące sieci przesyłowych morskiej energii wiatrowej

Należy odnieść się do rozdziału 2.6.1.1 FEP 2019.

2.6.1.2 Spatial plans

Dla zrównoważonego rozwoju przestrzennego w niemieckiej WSE Morza Północnego i Bałtyckiego BSH prowadzi działania przygotowawcze do aktualizacji planów przestrzennych na ¬połowie BMIB.¬ Już w 2009 roku BSH sporządził plany przestrzenne dla niemieckiej WSE Morza Północnego i Bałtyckiego w imieniu ówczesnego Federalnego Ministerstwa Transportu, Budownictwa i Spraw Miejskich (BMVBS).

Rozporządzenie BMVBS w sprawie planowania przestrzennego w niemieckiej WSE na Morzu Północnym z dnia 21 września 2009 r. (BGBl. I s. 3107) weszło w życie 26 września 2009 r. W dniu 19 grudnia 2009 r. weszło w życie rozporządzenie BMVBS w sprawie planowania przestrzennego w niemieckiej WSE Morza Bałtyckiego z dnia 10 grudnia 2009 r. (BGBl. I s. 3861).

W planowaniu przestrzennym obszarów morskich należy w szczególności przestrzegać międzynarodowych przepisów Konwencji Narodów Zjednoczonych o prawie morza (UNCLOS). Oprócz naukowego i gospodarczego wykorzystania oceanów, szczególne znaczenie mają interesy żeglugi i ochrony przyrody. W odniesieniu do morskiej energii wiatrowej oba plany zagospodarowania przestrzennego zawierają m.in. cele i zasady planowania przestrzennego dla morskiej energii wiatrowej (3.5) oraz kabli podmorskich (3.3).

W procesie przygotowywania planów zagospodarowania przestrzennego przeprowadzono również Strategiczną Ocenę Oddziaływania na Środowisko, której celem było zidentyfikowanie, opisanie i ocena głównie istotnych oddziaływań na środowisko chronionych dóbr.

Istniejące plany są obecnie w trakcie aktualizacji (patrz informacje ogólne poniżej).

informacje ogólne: Stan procedury aktualizacji planów przestrzennych dla niemieckiej WSE na Morzu Północnym i Bałtyckim

Aktualizacja planów zagospodarowania przestrzennego niemieckiej WSE na Morzu Północnym i Morzu Bałtyckim rozpoczęła się latem 2019 r., kiedy to Federalne Ministerstwo Spraw Wewnętrznych, Budownictwa i Wspólnoty poinformowało opinię publiczną i zainteresowane instytucje publiczne o aktualizacji planów zagospodarowania przestrzennego zgodnie z § 9 ust. 1. 1 ROG. Organy publiczne miały możliwość przekazania informacji na temat planów i środków, które zamierzają wdrożyć lub już wdrożyły, jak również na temat ich terminów oraz udostępnienia odpowiednich informacji.

Jesienią 2019 r. miały miejsce dyskusje techniczne i warsztaty dotyczące odpowiednich sektorów i interesów ochrony. W styczniu 2020 r. opublikowano koncepcję dalszego rozwoju planów zagospodarowania przestrzennego, w której przedstawiono możliwe rozwiązania w ramach trzech wariantów planowania o różnych priorytetach. Miało to na celu ułatwienie wczesnego uczestnictwa i wymiany informacji na temat wymagań, ewentualnych konfliktów, ale także synergii i podejścia do rozwiązań - jako

podstawy do przygotowania kompleksowego projektu planu. Publikacja pierwszego projektu planu przestrzennego planowana jest na wrzesień 2020 roku. Zakończenie procedury rewizyjnej planowane jest na rok 2021.

Ze względu na równoległość procedur aktualizacji planów przestrzennych i FEP, procesy te są ze sobą powiązane w celu zapewnienia spójności definicji danego planu w odpowiednich ramach.

Zasadnicza treść koncepcji rewizji i dalszego rozwoju planów przestrzennych:

Definicja obszarów priorytetowych dla morskiej energii wiatrowej, co najmniej 20 GW

Definicja obszarów zarezerwowanych dla morskiej energii wiatrowej na rozwój średnio- i długoterminowy

Dostosowanie obszaru priorytetowego żeglugi (szlak żeglugowy nr 10) do rzeczywistego ruchu żeglugowego, a tym samym rozszerzenie obszarów N-9 do N-13 w kierunku północno-zachodnim. Rozszerzenie to znajduje odzwierciedlenie we wszystkich trzech wariantach planowania i w związku z tym zostało również uwzględnione w niniejszym wstępnym projekcie programu działań w zakresie ochrony środowiska.

Utworzenie rezerwatów przyrody oraz, w niektórych przypadkach, głównego obszaru występowania nurków i morświnów jako obszarów priorytetowych lub zastrzeżonych

Więcej informacji można znaleźć na stronie internetowej BSH.

background information: Status of the updating procedure of the spatial plans for the German EEZ in the North and Baltic Sea

The updating of the spatial plans for the German EEZ in the North Sea and Baltic Sea began in summer 2019 when the Federal Ministry of the Interior, Building and Community informed the public and the public bodies concerned about the updating of the spatial plans in accordance with § 9 para. 1 ROG. Public authorities had the opportunity to provide information on the plans and measures they intend to implement or have already implemented, as well as on their timing, and to make relevant information available.

Technical discussions and workshops on relevant sectors and protection interests followed in autumn 2019. In January 2020, the concept for the further development of the spatial plans was published, which set out conceivable solutions through three planning options with different priorities. This was intended to facilitate early participation and exchange on requirements, possible conflicts, but also synergies and approaches to solutions - as a basis for the preparation of a comprehensive draft plan. The publication of the first draft of the spatial plan is scheduled for september 2020. Completion of the revision procedure is planned for 2021.

Due to the parallelism of the updating procedures of the spatial plans and the FEP, the processes are interlinked in order to ensure the consistency of the definitions of the respective plan within the respective framework.

Essential contents of the concept for the revision and further development of the spatial plans:

- Definition of priority areas for offshore wind energy, at least 20 GW
- Definition of reserved areas for offshore wind energy for medium to long-term expansion

- Adjustment of the priority area shipping (shipping route 10) to the real shipping traffic, thereby extending the areas N-9 to N-13 in a north-western direction. This extension is reflected in all three planning options and is accordingly also reflected in this preliminary draft of the FEP.
- Establishment of nature reserves and, in some cases, the main distribution area divers and porpoises as priority or reserved areas

Further information can be found on the BSH website.[1]

2.6.2 Dolna Saksonia

Należy odnieść się do rozdziału 2.6.2 FEP 2019. W projekcie FEP 2020 dokonano przeglądu.

2.6.3 Szlezwik-Holsztyn

Należy odnieść się do rozdziału 2.6.3 FEP 2019. W projekcie FEP 2020 dokonano przeglądu.

2.6.4 Meklemburgia-Pomorze Przednie

Należy odnieść się do rozdziału 2.6.4 FEP 2019. W projekcie FEP 2020 dokonano przeglądu.

3 Stanowisko wyjściowe

Należy odnieść się do rozdziału 3 FEP 2019. W projekcie FEP 2020 dokonano przeglądu.

4 Wiodące kierunki i podstawowe zasady

4.1 Wprowadzenie

Strategiczne planowanie rozbudowy morskiej energetyki wiatrowej i związana z tym topologia sieci przesyłowej energii elektrycznej ma ogromne znaczenie dla dostaw energii odnawialnej. Wraz ze wzrostem różnych zastosowań w niemieckiej WSE, przestrzeń dostępna dla przyszłych zastosowań i infrastruktury staje się coraz bardziej ograniczona.

W trosce o systematyczne i efektywne planowanie BSH otrzymała ustawowe upoważnienie do wyznaczania obszarów i lokalizacji dla morskiej energii wiatrowej, jak również odpowiednich dróg i lokalizacji dla niezbędnej topologii sieci. W wyniku tego skoordynowanego procesu działania w niemieckiej WSE są określane w sposób wiążący przestrzennie i czasowo.

Zdefiniowanie zasad planowania i znormalizowanych zasad techniki dla północnomorskiej i bałtyckiej WSE jest obowiązkowym warunkiem wstępnym dla konkretnego określenia przestrzennego zapotrzebowania całej topologii sieci w ramach FEP. Ustalenie znormalizowanych zasad

[1] See https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresraumplanung/Fortschreibung/fortschreibung-raumordnung_node.html

techniki i zasad planowania ma na celu stworzenie podstaw dla systematycznego i skoordynowanego całościowego planowania. W przeciwnym razie nie byłoby możliwe określenie wymaganego zapotrzebowania na powierzchnię z niezbędną precyzją dla możliwie jak najbardziej oszczędzającego miejsce planowania. Znormalizowane zasady techniczne służą nie tylko możliwie dokładnemu określeniu zapotrzebowania na powierzchnię, lecz także zapewnieniu opłacalności i zorientowanej na popyt rozbudowy linii łączących, co leży w interesie gospodarki narodowej.

Punktem wyjścia do określenia znormalizowanych zasad technicznych (4.3) jest techniczna koncepcja przyłączenia do sieci, której dalsze szczegóły zostały opisane w punkcie 4.2.

Zasady planowania opierają się na celach i zasadach planów zagospodarowania przestrzennego dla Morza Północnego i Bałtyckiej WSE. Ogólna ocena wykorzystania tych obszarów została już przeprowadzona przy sporządzaniu planów zagospodarowania przestrzennego na 2009 rok. Aktualny stan aktualizacji planów zagospodarowania przestrzennego w niemieckiej WSE przedstawiono w rozdziale 2.6. Odpowiednie cele i zasady na poziomie planowania przestrzennego są w przeważającej mierze przyjmowane jako zasady planowania w FEP i są sprawdzane, konkretyzowane i ważone między sobą pod względem ich znaczenia w odniesieniu do ich stosowania w kwestiach regulacyjnych poruszanych w FEP na podstawie przedstawionych obaw i praw.

Definicja znormalizowanych zasad technologii i zasad planowania opiera się już na rozważaniach dotyczących ewentualnie naruszonych interesów publicznych i stanowisk prawnych (por. uzasadnienie dotyczące poszczególnych specyfikacji i zasad), tak więc definicja znormalizowanych zasad technologii i zasad planowania obejmuje również "wstępną analizę" możliwych rozwiązań alternatywnych.

4.2 Koncepcje połączeń

Zgodnie z § 17d ust. 1 zdanie 1 EnWG odpowiedzialny OSP musi zapewnić przyłączenie do sieci OWP lub wybudować i eksploatować je zgodnie ze specyfikacjami NEP i FEP zgodnie z § 5 WindSeeG. Zadaniem niniejszego planu jest¬ zdefiniowanie niezbędnych tras i lokalizacji dla całej topologii sieci w niemieckiej WSE aż do granicy strefy 12 nm w istniejących¬ warunkach ramowych w zakresie przestrzeni i czasu w odniesieniu do lat kalendarzowych uruchomienia.

Kluczowym czynnikiem w określaniu i zabezpieczaniu przestrzeni potrzebnej do podłączenia morskich turbin wiatrowych do sieci jest przede wszystkim zdefiniowanie koncepcji połączenia. Planowanie przestrzenne elementów składowych linii łączących jest następnie przeprowadzane w oparciu o standardowe zasady techniczne ¬(4.3) i zasady planowania¬ (4.4).

Już w początkowej fazie tworzenia BFO stało się jasne, że zdefiniowanie znormalizowanych specyfikacji technicznych jest nieodzownym warunkiem wstępnym dla planowania przestrzennego połączeń sieciowych, aby określić wymaganą powierzchnię z dokładnością niezbędną dla najbardziej oszczędzającego miejsce planowania przestrzennego. Zgodnie z § 5 ust. 1 nr 11 WindSeeG, do celów planowania w FEP należy ustalić znormalizowane zasady techniczne. Oprócz głównego celu specyfikacji, którym jest osiągnięcie jednolitości w planowaniu instalacji poprzez standaryzację specyfikacji w celu jak najbardziej efektywnego wykorzystania przestrzeni na danym obszarze oraz stworzenia bezpieczeństwa planowania dla operatorów sieci i dostawców farm wiatrowych, należy również w jak największym stopniu obniżyć koszty.

W odniesieniu do koncepcji połączeń technicznych FEP rozróżnia Morze Północne i Morze Bałtyckie.

4.2.1 Standard concept North Sea: Direct current system

Standardową koncepcją na Morzu Północnym jest system prądu stałego. Należy odnieść się do rozdziału 4.3.1.

¬W zasadzie długość trasy przyłączenia obszaru lub regionu do lądowego punktu przyłączenia do sieci (NVP)¬ wydaje się być czynnikiem decydującym o wyborze odpowiedniej technologii przesyłu dla przyłączenia OWP do sieci. Dla linii o długości ponad 100 km należy regularnie zapewniać dodatkowe urządzenia kompensacji mocy biernej dla połączeń trójfazowych. Straty przesyłowe zwiększają się również wraz z długością systemu kablowego. Straty te są znacznie niższe w przypadku transmisji HVDC. W przypadku w.s.e. Morza Północnego należy się spodziewać, że w przyszłości długość trasy wyniesie ponad 100 km, a wraz ze wzrostem odległości od wybrzeża będzie ona również znacznie większa.

Przy zastosowaniu przesyłu HVDC stosunkowo duża pojemność systemu połączeń zbiorczych oznacza, że kilka OWP można połączyć z systemem połączeń sieciowych HVDC¬ składającym się z platformy konwertera i podmorskiego systemu kablowego prądu stałego. Oznacza to, że¬ wymagana jest znacznie mniejsza liczba systemów kablowych w porównaniu z połączeniem wykorzystującym technologię trójfazową¬, co zmniejsza zapotrzebowanie na miejsce dla systemów kablowych.

W związku z tym przyłącza sieci OWP w wyłącznej strefie ekonomicznej Morza Północnego wykonywane są standardowo w technologii HVDC, a odniesienie do podsumowania koncepcji przyłączenia znajduje się na rysunku 1.

4.2.2 System prądu stałego: Połączenie między platformą przekształtnikową a morskimi farmami wiatrowymi: Koncepcja standardowa 66 kV

W koncepcji podłączenia bezpośredniego 66 kV linie łączące platformę przekształtnikową z przybrzeżnymi turbinami wiatrowymi (tzw. park-internal cable) są projektowane w oparciu o trójfazową technologię prądową o napięciu 66 kV. W ten sposób wyeliminowano platformę transformatorową¬ oraz pośredni poziom napięcia 155 kV lub 220 kV pomiędzy platformą transformatorową a platformą przekształtnikową. Platforma przekształtnikowa jest podłączona do NVP na lądzie ¬poprzez prąd stały ¬¬przekazywanie. Jednakże, ¬ pomimo ewentualnego pominięcia platformy transformatorowej, dla celów utrzymania i zakwaterowania OWP może być wymagana osobna platforma.

Odpowiednia technologia transmisji dla połączeń pomiędzy platformą transformatorową a OWP zależy od długości trasy pomiędzy platformą transformatorową a podłączanymi turbinami. W przypadku wyłącznej strefy ekonomicznej do tej pory często obserwowano trasy o długości około 20 km. Straty i konieczność kompensacji mocy biernej zwiększają się wraz z wydłużaniem się odległości i wynikającą z tego długością kabli. Ponadto zapotrzebowanie na miejsce na platformie przekształtnikowej zwiększa się wraz z długością systemu kablowego ze względu na niezbędną kompensację mocy biernej. W związku z podanymi w O-NEP różnicami kosztów¬ pomiędzy systemami kablowymi prądu stałego (DC) i trójfazowymi (AC), należy dążyć do centralnego położenia platformy przetwornicy z możliwie najkrótszymi kablami trójfazowymi.

Z uwagi na obszary kwalifikujące się do objęcia pomocą od 2026 r. (patrz: rozdział 5.1) oraz obszary położone w bliskiej odległości od siebie na tych obszarach, koncepcja bezpośredniego

podłączenia 66 kV wydaje się być korzystna z punktu widzenia przestrzennego, środowiskowego i ochrony przyrody w porównaniu z koncepcją podłączenia z platformą transformatorową. Ponadto badanie zlecone przez OSP wykazało, że koncepcja przyłączenia bezpośredniego 66 kV jest bardziej opłacalna jako koncepcja ogólna niż koncepcja przyłączenia z platformą transformatorową (przy napięciu 155 kV).

W dłuższej perspektywie czasowej wzrost poziomu napięcia dla koncepcji przyłącza bezpośredniego¬, na przykład do 110 kV, wydaje się możliwy. ¬Zwłaszcza w przypadku dużych ¬ przylegających do siebie obszarów w połączeniu ze standardową ¬ mocą przesyłową 2000 MW oraz przyszłych turbin wiatrowych o odpowiednio wyższej mocy nominalnej, celowe wydaje się zmniejszenie liczby wymaganych podmorskich systemów kablowych. Należałoby jednak zbadać możliwość bezpośredniego podłączenia wymaganych do tego celu turbin wiatrowych o napięciu większym niż 66 kV. FEP będzie towarzyszyć tej kwestii i, w razie potrzeby, podejmie ją ponownie w ramach aktualizacji.

4.2.3 System prądu stałego: Połączenie między platformą przekształtnikową a przybrzeżnymi farmami wiatrowymi: Alternatywna koncepcja 220 kV

Jeśli przynajmniej dwa obszary, które mają zostać połączone, znajdują się w dużej odległości od siebie na danym obszarze, koncepcja połączenia z platformą transformatorową BFO-N 16/17 może być korzystna, ponieważ wymagana jest mniejsza liczba podmorskich systemów kablowych, a zwiększone napięcie powoduje mniejsze straty transmisji niż w przypadku koncepcji połączenia bezpośredniego 66 kV. Aby jednak jeszcze bardziej ograniczyć straty przesyłowe i liczbę wymaganych kabli podmorskich, jako alternatywę dla koncepcji podłączenia bezpośredniego 66 kV podaje się podłączenie z napięciem 220 kV. Ta koncepcja podłączenia odpowiada zasadniczo koncepcji podłączenia 155 kV z platformą transformatorową znaną z BFO-N 16/17, ale z wyżej wymienionych powodów napięcie przesyłowe zostaje podniesione do 220 kV. Dla poszczególnych obszarów możliwe jest zatem ¬ odejście od koncepcji standardowej¬ i zdefiniowanie ¬ koncepcji podłączenia z platformą transformatorową, jeśli warunki przestrzenne są odpowiednie. Należy odnieść się do specyfikacji w punkcie 5.2.1

4.2.4 DC system: interface between TSO and OWP

The responsibility for connecting the WTGs to the converter platform lies with the OWP project executing agency. The primary interface or ownership boundary between TSO and OWP promoter is the entrance of the 66 kV submarine cable systems on the converter platform (cable termination of the 66 kV submarine cables). The entry of the 66 kV submarine cable systems on the platform follows the direct-pull-in concept, according to which the submarine cable systems are routed to the substation. For this purpose, the OWP project executing agency guarantees a free length of the submarine cable after cable entry on the platform of up to 15 m depending on the requirements of the TSO.

Odpowiedzialność za podłączenie WTG do platformy konwertorowej spoczywa na agencji realizującej projekt OWP¬. Podstawową granicą własnościową pomiędzy OSP a organizatorem projektu OWP jest wejście do podmorskich systemów kablowych 66 kV na platformie przekształtnikowej (zakończenie kabla dla kabli podmorskich 66 kV). Wejście podmorskich systemów kablowych 66 kV na platformie odbywa się zgodnie z koncepcją bezpośredniego wciągania, zgodnie z którą podmorskie systemy kablowe są prowadzone do stacji transformatorowej. W tym celu agencja realizująca projekt OWP gwarantuje wolną długość kabla podmorskiego po wprowadzeniu kabla na platformę do 15 m w zależności od wymagań OSP.

Przewiduje się, że koncepcja bezpośredniego podłączenia 66 kV będzie wymagała zwiększonej koordynacji w zakresie przygotowania i realizacji odpowiednich indywidualnych procedur dopuszczeniowych¬. Wspólne korzystanie z platformy przekształtnikowej ze względu na współpracę pomiędzy OSP i promotorem OWP na wejściu do podmorskich systemów kablowych 66 kV wymaga ¬ ścisłej koordynacji i jasno określonej odpowiedzialności za planowanie, budowę, eksploatację, konserwację, ¬ naprawy i demontaż pomiędzy OSP i promotorami OWP oraz, jeśli to konieczne, pomiędzy różnymi promotorami OWP łączącymi swoje morskie turbiny wiatrowe z tą samą platformą przekształtnikową. Dla zainteresowanych stron istnieje bezwzględna konieczność współpracy¬. Dotyczy to w szczególności wymiany informacji na temat terminów realizacji projektu, wzajemnego przekazywania niezbędnych informacji i szczegółów dotyczących platformy i elementów, które mają być na niej zainstalowane. We wszystkich fazach obie strony muszą informować się wzajemnie o rozwoju projektu i koordynować terminy. Odsyła się do harmonogramu realizacji zgodnie z § 17d ust. 2 EnWG.

Należy zwrócić uwagę, że współkorzystanie z platformy konwertera przez instytucję realizującą projekt OWP obejmuje tylko ¬ współkorzystanie konieczne ze względu na interfejs techniczny na platformie konwertera. ¬W związku z tym inwestor OWP musi być w stanie w odpowiednim czasie wykonać działania niezbędne do podłączenia do sieci na platformie konwertera. Z drugiej strony, OSP musi koordynować i przeprowadzać działania niezbędne do przygotowania do przyłączenia do sieci z inwestorem projektu OWP na wczesnym etapie. W związku z tym może zaistnieć konieczność stworzenia odrębnej platformy dla dewelopera OWP, przeznaczonej do celów mieszkaniowych i konserwacyjnych.

W odniesieniu do przedstawionej alternatywnej koncepcji z platformą transformatorową, specyfikacja interfejsu odpowiada specyfikacji w BFO-N 16/17.

Definicja interfejsu znajduje się w pytaniach konsultacyjnych na końcu tego rozdziału.

Podsumowanie

Definicja koncepcji połączenia 66 kV jako standardu dla w.s.e. Morza Północnego

Odstępstwo od koncepcji standardowej jest możliwe w przypadku wymagań przestrzennych na danym obszarze

W przypadku konieczności wprowadzenia odchyleń, specyfikacja koncepcji podłączenia BFO-N 16/17 o napięciu przesyłu ¬ 220 kV

Końcówki kablowe podmorskich systemów kablowych 66 kV służą jako interfejs między operatorem systemu przesyłowego a realizatorem projektu OWP.

4.2.5 Standardowa koncepcja Morze Bałtyckie: system trójfazowy

OSP zobowiązany do przyłączenia do sieci OWP na Morzu Bałtyckim realizował dotychczas koncepcję przyłączenia opartą na technologii trójfazowej. W technologii trójfazowej OWP przyłączane są do sieci poprzez połączenie energii elektrycznej wytworzonej przez poszczególne turbiny w jednym lub kilku parkach na platformie transformatorowej, a stamtąd za pomocą trójfazowego podmorskiego systemu kablowego bezpośrednio na lądzie i na NVP. W przeciwieństwie do standardowej koncepcji na Morzu Północnym (transmisja HVDC), do samego podłączenia do sieci nie jest wymagana żadna oddzielna platforma przekształtnikowa. ¬ Jednak w przypadku zastosowania technologii trójfazowej wymagana jest większa liczba systemów kablowych do rozproszenia danej mocy¬ ze względu na mniejszą zdolność przesyłową trójfazowych podmorskich systemów kablowych.¬ Ze względu na niską zdolność przesyłową farm wiatrowych w niemieckiej wyłącznej strefie ekonomicznej Morza Bałtyckiego, która ma zostać oddana do eksploatacji od 2026 r. w porównaniu z mocą systemu przesyłowego HVDC, podłączenie za pomocą systemu prądu stałego prawdopodobnie doprowadziłoby do powstania stałych wakatów. Morskie linie przesyłowe na Morzu Bałtyckim zostaną zatem zbudowane - zgodnie z koncepcją połączenia opartą na technologii prądu trójfazowego, znanej ¬z BFO-O 16/17. Odsyła się do podsumowania koncepcji połączenia na Rysunku 2.

W przeciwieństwie do BFO-O 16/17, planowanie i budowa platformy transformatorowej nie jest wykonywana przez agencję realizującą projekt OWP lub wybranego oferenta na budowie, ale przez OSP zobowiązany do przyłączenia. Odpowiedzialność za przyłączenie WTG do platformy transformatorowej spoczywa na agencji realizującej projekt OWP.

4.2.5.1 System trójfazowy: interfejs pomiędzy OSP a OWP

Interfejs pierwotny¬ lub granica własności pomiędzy OSP a promotorem OWP to wejście do podmorskich systemów kablowych w parku na platformie transformatorowej¬ (zakończenie kabli podmorskich). Wejście podmorskich systemów kablowych 66 kV ¬ na platformie jest zgodne z koncepcją bezpośredniego wciągania, zgodnie z którą podmorskie systemy kablowe są prowadzone do stacji transformatorowej. Agencja Realizująca Projekt OWP gwarantuje swobodną długość kabla podmorskiego po wprowadzeniu kabli na platformę do 15 m w zależności od wymagań OSP, a w przypadku wystąpienia istotnych przyczyn technicznych możliwe jest odstąpienie od umowy pomiędzy OSP a Agencją Realizującą Projekt OWP.

Przewiduje się, że w przypadku tej zmodyfikowanej koncepcji przyłączenia pojawi się zwiększona potrzeba koordynacji w zakresie przygotowania i realizacji poszczególnych procedur zatwierdzania. Ze względu na wspólne korzystanie z platformy transformatorowej przy wejściu do podmorskich systemów kablowych parku, ze względu na interfejs pomiędzy OSP i agencją wdrażającą projekt OWP, wymagana jest ścisła koordynacja i jasno określona odpowiedzialność za planowanie, budowę, eksploatację, konserwację i naprawy, ewentualne naprawy i demontaż pomiędzy OSP i agencjami wdrażającymi projekt OWP oraz, jeśli to konieczne, pomiędzy różnymi agencjami wdrażającymi projekt OWP, które podłączają swoje morskie turbiny wiatrowe do tej samej platformy transformatorowej. Dla zainteresowanych stron istnieje nieograniczona potrzeba współpracy. Dotyczy to w szczególności wymiany informacji na temat terminów realizacji projektu, wzajemnego przekazywania niezbędnych informacji i szczegółów dotyczących platformy i elementów, które mają być na niej zainstalowane. We wszystkich fazach obie strony muszą informować się wzajemnie o rozwoju projektu i koordynować terminy. Odsyła się do harmonogramu realizacji zgodnie z § 17d ust. 2 EnWG.

Należy zwrócić uwagę, że współużytkowanie platformy transformatorowej przez instytucję realizującą projekt OWP obejmuje tylko ¬ współużytkowanie konieczne ze względu na interfejs techniczny na platformie transformatorowej. ¬Instytucja realizująca projekt OWP musi zatem być w stanie w odpowiednim czasie wykonać działania niezbędne do podłączenia do sieci na platformie transformatorowej. ¬Z drugiej strony, OSP musi na wczesnym etapie koordynować i wykonywać działania niezbędne do przygotowania przyłączenia do sieci z agencją wdrażającą projekt OWP.

W związku z planowaniem i budową platformy transformatorowej przez OSP, konieczne jest, aby poziom napięć w systemach okablowania podmorskiego promotora projektu OWP przybywających na platformę transformatorową był znany na wczesnym etapie. Z tego powodu - podobnie jak na Morzu Północnym - poziom napięcia w parkowych systemach kabli podmorskich¬ jest ustawiony na 66 kV.

Aby zdefiniować interfejs, należy zapoznać się z pytaniami konsultacyjnymi na końcu tego rozdziału.

Podsumowanie

Definicja koncepcji trójfazowego połączenia prądowego jako standardu dla w.s.e. Morza Bałtyckiego

Odpowiedzialność za planowanie, budowę i eksploatację platformy transformatorowej i podmorskiego systemu kablowego u operatora systemu przesyłowego.

Końcówki kablowe podmorskich systemów kablowych parku służą jako interfejs pomiędzy operatorem systemu przesyłowego a deweloperem OWP.

Poziom napięcia podmorskich systemów kablowych na terenie parku 66 kV

4.3 Standard technical principles

4.3.1 System prądu stałego Morze Północne

W przypadku przyłączenia do sieci OWP na Morzu Północnym dla obszaru w.s.e., koncepcja przyłączenia¬ oparta na transmisji HVDC będzie stosowana analogicznie do poprzednich przyłączeń do sieci¬, patrz ¬ Rozdz. 4.2.1

4.3.1.1 System prądu stałego: technologia samokomputowana

Istniejące systemy podłączenia do sieci na Morzu Północnym, które są planowane w ramach FEP,¬ zostaną wdrożone ¬ przy użyciu technologii samokomputowanej (tzw. VSC - przetwornik napięciowy). Wariant ten został już zdefiniowany jako standard w BFO-N i można go opisać jako ustalony.

W przeciwieństwie do klasycznej, sieciowej technologii komutowanej, samokomputowana transmisja HVDC może odbudować sieć bez konieczności dostarczania mocy biernej z podłączonego systemu trójfazowego. Funkcja ta jest niezbędna do samodzielnej odbudowy transmisji po awarii sieci, do sterowania nią w normalnej pracy i do stabilizacji otaczającej sieci trójfazowej. Dalsze uzasadnienie dla specyfikacji technologii samokomputowanej znajduje się w rozdziale

4.3.1.2 System DC: napięcie przesyłowe +/- 320 kV dla stref 1 i 2; napięcie przesyłowe +/- 525 kV dla strefy 3

Istniejące systemy podłączenia do sieci w strefach 1 i 2 Morza Północnego, które są planowane w ramach FEP, będą¬ wdrażane przy napięciu przesyłowym¬ +/- 320 kV. Wariant ten został już zdefiniowany jako standard w BFO-N i można go opisać jako ustalony. Napięcie przesyłowe ¬ o wartości +/- 525 kV ¬ zostanie określone ¬ dla przyszłych układów przyłączeniowych sieci dla obszarów odległych od wybrzeża w strefie 3, począwszy od obszaru N-9.

Określenie jednolitego poziomu napięcia¬ dla systemów DC (składających się z przetwornicy na platformie przetwornicy i podmorskiego systemu kablowego DC) służy do stworzenia standardu dla systemów przyłączeniowych¬, zwłaszcza dla platformy przetwornicy¬. Na podstawie definicji parametrów ramowych producenci i operatorzy sieci mogą opracowywać standardowe rozwiązania i planować z wyprzedzeniem - w razie potrzeby również niezależnie od lokalizacji. Celem jest osiągnięcie pewnego stopnia jednolitości w planowaniu instalacji poprzez standaryzację specyfikacji, a tym samym przyspieszenie procesu planowania, ¬ osiągnięcie pewności planowania dla operatorów sieci i farm wiatrowych oraz dostawców i obniżenie kosztów. Równomierny poziom napięcia przygotowuje również do ewentualnego połączenia ze sobą linii przyłączeniowych na morzu.

W celu umożliwienia planowania i realizacji połączeń morskich linii przyłączeniowych ze sobą w sposób możliwie najbardziej kompatybilny przestrzennie, dąży się do uzyskania jak największej przepustowości systemu DC, a tym samym jak najwyższego napięcia w systemie. Do tej pory na rynku rozwinął się niezależny od producenta standard napięcia przesyłowego ¬ o wartości +/- 320 kV ¬ Ograniczenia mocy wynikają głównie z dostępnej technologii kablowej i zapotrzebowania na przestrzeń platformy przetwornicy.

Ze względu na możliwość zwiększenia mocy przesyłanej przy zwiększonym poziomie napięcia, a tym samym zwiększenia efektywności systemów przyłączeniowych, konieczne jest, ze względu na duże¬ przyległe obszary w 3. strefie EEZ Morza Północnego oraz poważne ograniczenia przestrzenne w

prowadzeniu linii przyłączeniowych na lądzie, jak największe ograniczenie liczby systemów i maksymalizacja ich odpowiedniej zdolności przesyłowej.

W konsultacjach dotyczących procedury instalacyjnej FEP 2019 odniesiono się do kwestii dostępności technologii systemów przyłączeniowych sieci morskich o napięciu przesyłowym +/- 525 kV. Podsumowując, z otrzymanych uwag można wywnioskować, że technologia ta ma być dostępna od około 2030 roku. Porównywalny wniosek znajduje się również w 3. raporcie okresowym z umowy badawczej towarzyszącej FEP do końca 2020 r. We wspólnym oświadczeniu dotyczącym drugiego projektu FEP 2019, OSP-y po pierwsze wskazali, że realizacja w 2029 roku była "niewykonalna", a realizacja w 2030 roku "krytyczna". Jednakże potwierdzenie NEP 2019-2030 pokazało, że jest to możliwe i konieczne dla osiągnięcia celu ekspansji 20 GW do 2030 roku. W niedawno podpisanym porozumieniu pomiędzy rządem federalnym, krajami nadbrzeżnymi oraz operatorami systemów przesyłowych 50Hertz, Amprion i TenneT o wdrożeniu 20 GW morskiej energii wiatrowej do 2030 r. uznano również za konieczne oddanie do eksploatacji w 2029 r. pierwszego systemu podłączenia do sieci morskiej o napięciu przesyłu +/- 525 kV (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2020).

Z tych powodów dla systemów DC - łączących obszary w strefie 3 Morza Północnego (obszary od N-9 do N-13) - określono standardowe napięcie przesyłowe na poziomie +/- 525 kV.

4.3.1.3 System prądu stałego: moc standardowa 900 MW dla stref 1 i 2; moc standardowa 2 000 MW dla strefy 3

Specyfikacja znormalizowanej¬ zdolności przesyłowej¬ systemów przyłączeniowych prądu stałego¬ stanowiła centralną podstawę planowania przestrzennego w BFO-N. W oparciu o standardową moc 900 MW określono przestrzeń potrzebną do przesyłu ¬ zainstalowanej mocy energii wiatrowej.

FEP określa również standardową moc dla systemów przesyłowych HVDC na Morzu Północnym. Widoczny jest jednak niejednorodny obraz dostępności obszarów, zwłaszcza dla stref 1 i 2, co może prowadzić do indywidualnego określenia ¬ mocy przesyłowej systemu przyłączeniowego dla tych obszarów. -Jednak standardowa zdolność przesyłowa 900 MW na system połączeń nie może być zaniżona. W odniesieniu do obszarów i powierzchni w strefie 3, rozsądne wydaje się jednak zdefiniowanie najwyższej możliwej standardowej mocy, aby zminimalizować ¬ liczbę, a tym samym przestrzeń dla platform konwertorowych i linii do przesyłu energii wiatrowej.

Dla systemów HVDC w strefach 1 i 2 wyłącznej strefy ekonomicznej Morza Północnego ustalona jest standardowa moc przesyłowa ¬ 900 MW. W strefie 3 wyłącznej strefy ekonomicznej Morza Północnego ustalona jest standardowa moc przesyłowa 2000 MW dla systemów przyłączeniowych na morzu.

Celem zwiększenia standardowej mocy w porównaniu z BFO-N 16/17 jest¬ zminimalizowanie liczby, a tym samym przestrzeni potrzebnej dla platform konwertorowych¬ i tras dla mocy energetyki wiatrowej. W oparciu o tę specyfikację parametrów ramowych producenci i operatorzy sieci mogą opracowywać standardowe rozwiązania i planować z wyprzedzeniem - w razie potrzeby również niezależnie od lokalizacji.

W procedurze przygotowawczej do FEP 2019 OSP wskazali, że moc przesyłowa systemów przesyłowych prądu stałego o napięciu +/- 525 kV jest ograniczona do poniżej 2000 MW, pod warunkiem przestrzegania maksymalnego dopuszczalnego ocieplenia osadów (kryterium 2 K, por. zasada planowania 4.4.4.8). Odpowiedni przegląd z obliczeniami cieplnymi został przeprowadzony w ramach towarzyszącej mu umowy badawczej z BSH. Zgodnie z nim, zgodnie z kryterium 2 K, możliwe jest przesyłanie 2.000 MW o przekroju przewodów już eksploatowanych w EEZ. Ze względu na zwiększone wymagania w zakresie ochrony przyrody na wodach przybrzeżnych Morza Północnego mogą być konieczne dalsze działania na tych obszarach w celu spełnienia kryterium 2C. Jednak przesył o mocy 2 000 MW zgodny z kryterium 2C jest możliwy również na morskich obszarach przybrzeżnych. W tym względzie odsyła się do wspomnianego wyżej porozumienia z dnia 11 maja 2020 r. (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2020).

4.3.1.4 System prądu stałego +/- 525 kV: Wersja z metalowym przewodem powrotnym

Systemy transmisyjne HVDC o napięciu transmisji +/- 525 kV i mocy transmisji 2000 MW mają być zaprojektowane jako bipole z metalowymi przewodami powrotnymi w celu zwiększenia niezawodności i lepszej sterowalności. Dzięki tej konstrukcji, w przypadku awarii lub niedostępności jednego z biegunów, system może być eksploatowany z pozostałym biegunem jako monopole, co pozwala na przesyłanie co najmniej 50 % mocy przesyłowej. W przeciwieństwie do systemów połączeń stałoprądowych zainstalowanych wcześniej w w.s.e. Morza Północnego, wersja dwubiegunowa z metalowym przewodem powrotnym wymaga dodatkowego kabla, w związku z czym w wiązce należy zainstalować trzy systemy kablowe. Odniesienie do pytań konsultacyjnych znajduje się na końcu rozdziału.

4.3.1.5 Instalacja prądu stałego +/- 525 kV: Przyłącze na platformie konwertera / tablice rozdzielcze, które mają być dostarczone

W celu podłączenia morskich farm wiatrowych do platformy przekształtnikowej, odpowiedzialny operator systemu przesyłowego musi zapewnić wystarczającą ilość paneli rozdzielczych i rur J-Tubes. Liczba pól rozdzielczych i J-Tubes jest określana w zależności od podłączonego obciążenia. Dla przyłączonego obciążenia 1000 MW należy zapewnić po 12 pól rozdzielczych i J-Tubes każdy. Wynikiem tego są 24 pola rozdzielcze i J-Tuby na jedną platformę przekształtnikową, które są wykorzystywane do łączenia morskich farm wiatrowych.

Liczba dostępnych pól rozdzielczych i J-Tubes dla przyłączenia morskich farm wiatrowych do platformy przekształtnikowej jest często przedmiotem koordynacji pomiędzy realizatorami projektu OWP a odpowiedzialnym OSP. Dla celów długoterminowej standaryzacji i równego traktowania wskazane jest zdefiniowanie na wczesnym etapie w FEP rur J i szaf łącznikowych dostępnych dla określonej mocy przyłączeniowej. Odniesienie do pytań konsultacyjnych znajduje się na końcu rozdziału.

4.3.1.6 Układ prądu stałego +/- 525 kV: Wymagania dotyczące połączeń między sobą / rozdzielni, które mają być zapewnione

FEP sporządza specyfikacje przestrzenne dla połączeń między platformami konwertora, odsyłając do rozdziału 5.11.

Połączenia mogą¬ pomóc w zapewnieniu bezpieczeństwa systemu. ¬ W zasadzie możliwe jest podłączenie przewodów przyłączeniowych¬ za pomocą systemów trójfazowych lub stałoprądowych¬, ale obecnie do połączeń można stosować tylko trójfazową technologię

prądową¬. ¬ Nie są jeszcze dostępne elementy niezbędne do połączenia między sobą prądem stałym.

Panele sterownicze służą do połączenia trójfazowych podmorskich systemów kablowych z OWP lub trójfazowego połączenia linii łączących¬ ze sobą. Rozdzielnice te muszą być¬ zaprojektowane dla danego zastosowania¬, w szczególności w odniesieniu do kompensacji mocy biernej, która może być wymagana¬ i muszą zawierać wymagania techniczne dla połączeń między pomostami. Aby zapewnić możliwe trójfazowe połączenie między pomostami, na każdym pomoście konwersyjnym muszą być zapewnione dwie puszki rozdzielcze ¬ o napięciu transmisji +/- 525 kV. Należy odnieść się do rozdziału 5.11.

Aby móc korzystać z tych rozdzielnic i wciągać związane z nimi kable podmorskie na platformie konwertera, muszą być spełnione odpowiednie wymagania techniczne (w szczególności wystarczająca ilość rur J).

4.3.1.7 System prądu stałego: koncepcja podłączenia bezpośredniego 66 kV

Jak wyjaśniono w rozdziale 4.2.1.1, koncepcja podłączenia bezpośredniego 66 kV jest zdefiniowana jako standardowa koncepcja podłączenia morskich turbin wiatrowych do platformy konwertera. ¬Przyłącza te są realizowane w technologii trójfazowej o napięciu przesyłu 66 kV.

Ponieważ koncepcja ta zakłada bezpośrednie podłączenie morskich turbin wiatrowych do platformy przekształtnikowej bez pośredniej platformy transformatorowej, morskie turbiny wiatrowe muszą spełniać wymagania dotyczące podłączenia do platformy przekształtnikowej, na przykład przy napięciu wyjściowym wynoszącym 66 kV. Dalsze techniczne wymagania dotyczące przyłączenia znajdują się w przepisach VDE (VDE-AR-N 4131) dotyczących przyłączenia do sieci morskiej.

Podsumowanie

Projektowanie systemów transmisji HVDC w samokomputowanej technologii VSC

Standardowe napięcie przesyłowe: +/- 320 kV w strefach 1 i 2; +/- 525 kV w strefie 3

Standardowa moc przesyłowa: 900 MW w strefach 1 i 2; 2 000 MW w strefie 3

Konstrukcja systemów prądu stałego +/- 525 kV z metalowym przewodem powrotnym

Układ prądu stałego +/- 525 kV: Zapewnienie 12 rozdzielnic i J-Tubes na każde 1000 MW OWP podłączonego obciążenia.

System prądu stałego +/- 525 kV: Stworzenie warunków dla połączeń między sobą poprzez zapewnienie dwóch paneli przełączników na platformę

Podłączenie morskich turbin wiatrowych do platformy przekształtnikowej w technologii prądu trójfazowego 66 kV

4.3.2 System trójfazowy Morze Bałtyckie

Dla przyłączenia do sieci OWP na Morzu Bałtyckim dla obszaru WSE stosuje się koncepcję przyłączenia opartą na technologii prądu trójfazowego, analogiczną do projektowania poprzednich przyłączeń do sieci, patrz ¬ Rozdz. 4.2.2.

4.3.2.1 Układ trójfazowy: napięcie przesyłowe 220 kV

Zdefiniowanie jednolitego poziomu napięcia¬ dla systemu trójfazowego służy¬ do stworzenia standardu dla systemów przyłączeniowych, ¬ zarówno w odniesieniu do komponentów platformy transformatorowej, jak i podmorskich systemów kablowych. Stanowi ono również jasną podstawę planowania dla realizatorów projektów OWP. Ma to na celu przyspieszenie procedur planowania, osiągnięcie pewności planowania dla operatorów i dostawców sieci i farm wiatrowych oraz redukcję kosztów - również z korzyścią dla konsumentów.

Dwa z wdrożonych już przez OSP systemów przyłączenia do sieci na obszarze Morza Bałtyckiego, które mają połączyć projekty morskiej energetyki wiatrowej¬ na obszarze klastra 3 BFO-O 16/17 oraz na morzu przybrzeżnym, oparte są na napięciu przesyłowym 150 kV. Dla pozostałych trzech wdrożonych systemów przyłączenia projektów OWP na obszarze O-1 zrealizowano wzrost napięcia przesyłowego do 220 kV.

Projektując dla poziomu napięcia 220 kV, można osiągnąć¬ największą możliwą¬ moc przesyłową na jeden system kablowy - dla połączenia trójfazowego - i zrealizować zadanie przesyłania przy jak najmniejszej liczbie systemów kablowych.

4.3.2.2 System trójfazowy: Moc standardowa 300 MW

Układy trójfazowe obecnie eksploatowane i budowane na Morzu Bałtyckim mają zdolność przesyłową 250 MW przy napięciu przesyłowym 220 kV. Podczas konsultacji wstępnego projektu i projektu FEP 2019 argumentowano z jednej strony, że projekty o zdolnościach przesyłowych od 350 MW do 400 MW przy tym samym napięciu przesyłowym będą już realizowane na skalę międzynarodową. Z drugiej strony OSP odpowiedzialny za Morze Bałtyckie zwraca uwagę na brak doświadczenia eksploatacyjnego w zakresie tych zakresów mocy oraz na konieczność uwzględnienia ograniczeń wynikających z prawa planistycznego, takich jak tzw. kryterium 2 K (por. zasada planowania 4.4.4.8 FEP 2019), zwłaszcza ze względu na niejednorodne warunki glebowe panujące w Morzu Bałtyckim.

W związku z tym dla trójfazowych systemów na Morzu Bałtyckim ustalono standardową moc 300 MW.

Podsumowanie:

Standardowe napięcie transmisji 220 kV

Standardowa moc przesyłowa 300 MW

4.3.3 Transgraniczne podwodne systemy kablowe

4.3.3.1 Podwodny system kablowy na prąd stały w wiązce

Transgraniczne podmorskie systemy kablowe mają być wdrażane w transmisji HVDC. Ze względu na znacznie niższe straty i brak konieczności kompensacji mocy biernej w porównaniu z trójfazowym podmorskim systemem kablowym, ¬ wszystkie znane projekty transgranicznych podmorskich połączeń kablowych ¬ przez niemiecką WSE Morza Północnego są już planowane jako połączenia prądu stałego.

Ze względu na ograniczoną ilość dostępnej przestrzeni, również transgraniczne podmorskie systemy kablowe muszą być projektowane z najwyższą możliwą zdolnością przesyłową.

Połączenia mają być wykonywane w każdym przypadku z przewodami wychodzącymi i powrotnymi, które są ułożone razem, tak aby pola magnetyczne tych przewodników w dużym stopniu się wzajemnie kompensowały. Pozwala to z reguły na osiągnięcie gęstości strumienia magnetycznego znacznie poniżej średniej wytrzymałości ziemskiego pola magnetycznego i zapobiega znacznemu oddziaływaniu na chronione obiekty. W wyniku rozwoju morskiej

energetyki wiatrowej, oprócz "klasycznych" transgranicznych podmorskich systemów kablowych łączących sieci naziemne, powstają obecnie transgraniczne połączenia pomiędzy OWP, takie jak Kriegers Flak Combined Grid Solution. -Połączenia te mogą być realizowane jako połączenia trójfazowe¬ ze względu na krótszą długość trasy i potrzebę spójnej koncepcji połączeń (por. rozdziały 4.2.1 i 4.2.2) i dlatego nie są objęte niniejszą specyfikacją. Uwzględnienie całego systemu

Przy planowaniu i budowie transgranicznych podmorskich systemów kablowych należy uwzględnić różne postanowienia tego planu, zwłaszcza w zakresie przyłączenia do sieci OWP. W tym celu procedura zatwierdzania transgranicznych podmorskich systemów kablowych musi określać, w jaki sposób mogą one zostać włączone do planowania sieci bez negatywnego wpływu na cele ekspansji morskiej energii wiatrowej.¬ Z tego punktu widzenia sensowne jest zbadanie w poszczególnych przypadkach, czy i w jakim stopniu transgraniczne kable podmorskie mogą łączyć się z OWP. Z tego powodu należy w szczególności zbadać zastosowaną technologię i porównać jej kompatybilność z całą siecią energetyczną z innymi zaletami (np. większą mocą przesyłową).

W trakcie aktualizacji FEP, rozwój międzynarodowej sieci przesyłowej morskiej energii wiatrowej będzie nadal monitorowany, włączając w to zarówno transgraniczne podmorskie systemy kablowe, jak i linie łączące dla morskiej energii wiatrowej. Przed ewentualnym włączeniem transgranicznych systemów kablowych do sieci przesyłowej morskiej energii wiatrowej, oprócz kwestii efektywności ekonomicznej, konieczne będzie wyjaśnienie kwestii technicznych i regulacyjnych.

Tabela 1: Przegląd znormalizowanych zasad technologii

Znormalizowane zasady technologii Morze Północne Morze Bałtyckie

Strefa 1 i 2 strefa 3 strefa 1

System połączeń sieciowych

Standardowa koncepcja podłączenia Prąd stały (DC) Prąd stały (DC) Prąd trójfazowy (AC)

Technologia konwertera Samokomputowany (konwerter VSC) Samokomputowany (konwerter VSC) -

Standardowe napięcie transmisji +/- 320 kV DC +/- 525 kV DC 220 kV AC

Standardowa moc przesyłowa 900 MW 2.000 MW 300 MW

Budowa instalacji prądu stałego Nie dotyczy z metalowym przewodem powrotnym Nie dotyczy5

Liczba pulpitów sterowniczych i rur J, które należy dostarczyć na 1 000 MW podłączonego obciążenia OWP Nie dotyczy5 12 Nie dotyczy5

Liczba pól przełączników, które należy podać dla każdego połączenia Nie dotyczy5 2 Nie dotyczy5

Podłączenie do morskiej farmy wiatrowej

Standardowa koncepcja połączenia Połączenie bezpośrednie (AC) Połączenie bezpośrednie (AC) Połączenie bezpośrednie (AC) Połączenie bezpośrednie (AC)

Standardowe napięcie transmisji 66 kV 66 kV 66 kV

Alternatywna koncepcja Podłączenie przez platformę transformatorową Podłączenie przez platformę transformatorową Nie dotyczy5

Napięcie przenoszenia napędu Pojęcie alternatywne 220 kV 220 kV Nie dotyczy5

Transgraniczne podwodne systemy kablowe

Technika transmisji Prąd stały (DC)

Przeniesienie Łączone układanie

Table 1: Overview of the standardised technology principles

Standardized technology principles	North Sea		Baltic Sea
	Zone 1 and 2	zone 3	zone 1
Network connection system			
Standard connection concept	Direct current (DC)	Direct current (DC)	three-phase current (AC)
Converter technology	Self-commutated (VSC converter)	Self-commutated (VSC converter)	-
Standard transmission voltage	+/- 320 kV DC	+/- 525 kV DC	220 kV AC
Standard transmission power	900 MW	2,000 MW	300 MW
Design of the direct current system	*Not applicable*[2]	with metallic return conductor	*Not applicable*[5]
Number of control panels and J-Tubes to be provided per 1,000 MW OWP connected load	*Not applicable*[5]	12	*Not applicable*[5]
Number of switch fields to be provided per connection	*Not applicable*[5]	2	*Not applicable*[5]
Connection to offshore wind farm			
Standard connection concept	Direct connection (AC)	Direct connection (AC)	Direct connection (AC)
Standard transmission voltage	66 kV	66 kV	66 kV
Alternative concept	Connection via transformer platform	Connection via transformer platform	*Not applicable*[5]
Transmission voltage Alternative concept	220 kV	220 kV	*Not applicable*[5]
Cross-border submarine cable systems			
Transmission technology	Direct current (DC)		
Relocation	Bundled laying		

[2] As the definition in question only refers to the direct current system +/- 525 kV, it is not applicable in zones 1 and 2 of the North Sea and in the Baltic Sea.

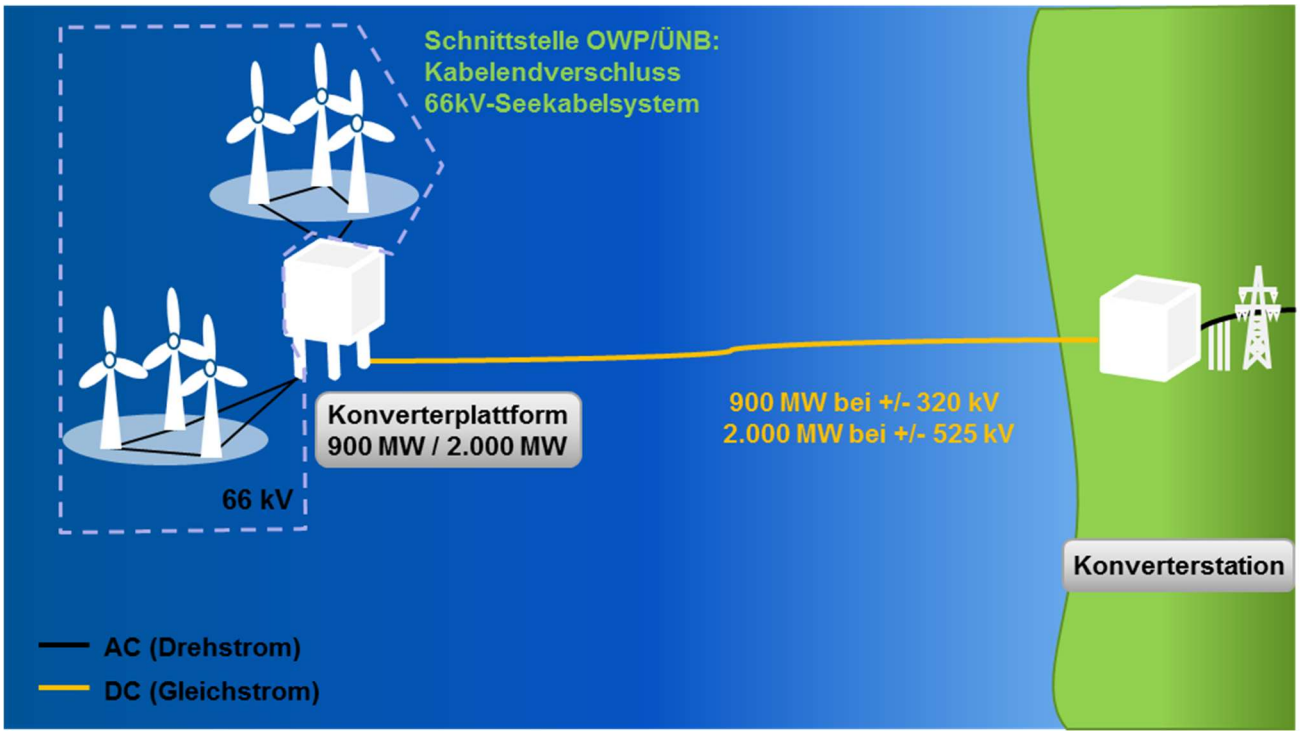


Figure 1: Schematic diagram of the North Sea connection concept

Rysunek 1: Schemat ideowy koncepcji połączenia na Morzu Północnym

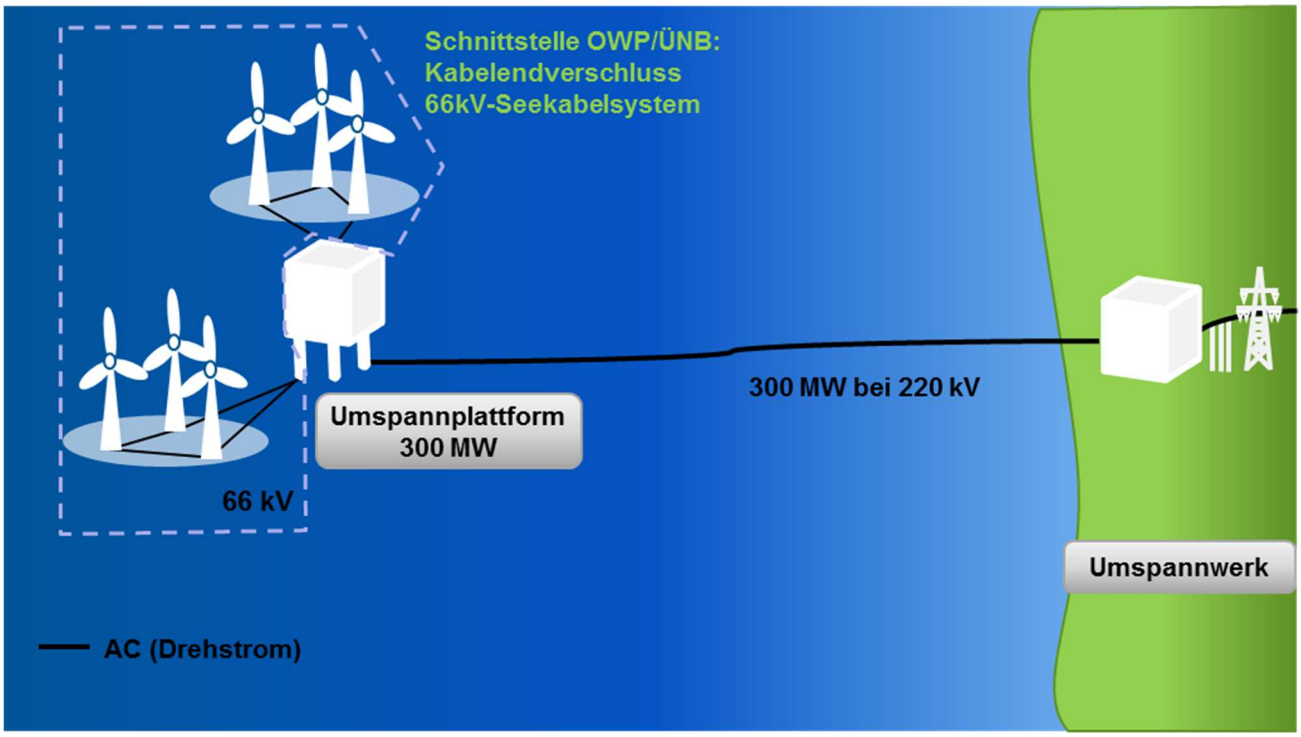


Figure 2: Schematic diagram of the Baltic Sea access concept.

Rysunek 2: Schemat ideowy koncepcji dostępu do Morza Bałtyckiego.

Pytania do konsultacji

4.2.1.3 System DC: interfejs pomiędzy OSP a OWP

W ramach procedury aktualizacji OSP zaproponowali zmiany w definicji interfejsu między OSP a OWP na Morzu Północnym. Poniżej propozycje te zostały przedstawione w niezmienionej formie (kursywą, niebieską).

Podstawowym interfejsem lub granicą własnościową pomiędzy OSP i promotorem OWP jest wejście do podmorskich systemów kablowych w parku na platformie przekształtnikowej (kablowe zakończenie kabli podmorskich w parku). W zależności od konstrukcji platformy, interfejs może być umieszczony na rozdzielnicy gazowej (GIS) lub na przyłączu wtykowym.

Wewnętrzne systemy okablowania parkowego na platformie konwertera są wciągane za pomocą koncepcji direct-pull-in. W zależności od wariantu platformy OSP, podmorskie systemy kablowe Park-International są prowadzone albo bezpośrednio do rozdzielnicy gazowej (RIG) albo do wstępnie zainstalowanego na platformie przyłącza wtykowego. Połączenie wtykowe stanowi punkt przejściowy między podmorskim systemem kablowym Park-International a zainstalowanym wcześniej na platformie kablowym połączeniem wtykowym prowadzącym do RIG. Agencja wykonawcza projektu OWP wykonuje wjazd i zakończenie kabla podmorskiego za pomocą odpowiedniej wtyczki do zainstalowanego wcześniej na platformie połączenia wtykowego.

W celu podłączenia kabla podmorskiego agencja projektowa OWP gwarantuje w obu wariantach wolną długość (od zawieszenia kabla) kabla podmorskiego po bezpośrednim wciągnięciu na platformę. Wymiarowanie wymaganej długości swobodnej kabla podmorskiego odbywa się w indywidualnych przypadkach zgodnie z wymaganiami OSP i może osiągać maksymalną możliwą długość zgodnie z aktualnym stanem techniki przy zastosowaniu bezpośredniego wciągania, jednak nie mniej niż 15 m.

Objaśnienie do proponowanego brzmienia:

(1) Ustęp 1: przeniesienie własności pomiędzy organizatorem OWP a OSP powinno być początkowo sformułowane w sposób otwarty, ponieważ nie zostało ono jeszcze sfinalizowane.

2) Ustęp 2a: Specyfikacja koncepcji bezpośredniego przyciągania (tło: unikanie nieporozumień)

3) Ustęp 2b: Umożliwienie alternatywnych rozwiązań technologicznych w odniesieniu do wprowadzania kabli; odpowiednie wprowadzenie dodatkowego punktu transferu dla podmorskich systemów kablowych na platformie (kontekst: obecne zmiany na rynku w zakresie projektowania platform wynikające z przetargu na BorWin5 przeprowadzonego przez TenneT oraz z badania FEED przeprowadzonego przez Amprion)

4) Ustęp 3: określenie minimalnej długości wolnej przestrzeni kabla podmorskiego wynoszącej 15 m poprzez bezpośrednie wciągnięcie i określenie górnej jakościowej granicy (stan techniki) w celu umożliwienia w razie potrzeby nieco większej długości wolnej przestrzeni kabla podmorskiego dla platform 2-GW (tło: wciągnięcie co najmniej 24 kabli podmorskich dla platform 2-GW wymaga większych wymiarów przestrzennych na platformie konwertującej).

Czy istnieją uzasadnione zastrzeżenia ze strony uczestników konsultacji wobec bardziej otwartej definicji interfejsu, która umożliwia również podłączenie za pomocą połączenia wtykowego?

Czy zaproponowana przez OSP minimalna długość kabla podmorskiego na platformie wynosząca 15 m jest spójna i wykonalna?

Czy istnieją inne aspekty, które powinny być wzięte pod uwagę przy rozważaniu propozycji?

4.2.2.1 System trójfazowy: interfejs pomiędzy OSP a OWP

OSP-y zaproponowali również zmiany w definicji interfejsu pomiędzy OSP-ami i OWP-ami na Morzu Bałtyckim. Poniżej propozycje te zostały przedstawione w niezmienionej formie (kursywą, niebieską).

Interfejs lub granica własności pomiędzy OSP a organizatorem OWP znajduje się na rozdzielnicy gazowej (GIS) na platformie stacji. Inwestor projektu OWP jest odpowiedzialny za wciąganie i instalację wewnętrznych podmorskich układów kablowych parku na platformie transformatorowej do RIG.

Objaśnienie zaproponowanych sformułowań:

1) Interfejs własnościowy pomiędzy promotorem OWP a OSP jest jednolity na zakończeniu okablowania systemu kablowego promotora OWP do RIG, a tym samym odpowiada przyporządkowaniu systemów majątkowych (system kablowy / GIS).

2) Podmorskie systemy kablowe do RIG będą instalowane przez agencję wdrażającą projekt OWP, chociaż nie ma potrzeby określania procedury instalacji.

3) Nie jest konieczne określenie minimalnej wolnej długości kabla podmorskiego w przypadku braku określenia procedury odbioru dla dewelopera projektu OWP na Morzu Bałtyckim. W szczególności, wolna długość kabla podmorskiego od podwieszenia kabla do GIS wynosząca tylko 15 m byłaby nieekonomiczna i nieefektywna ze względu na wynikającą z tego konieczność dostosowania projektu platformy, jak pokazały doświadczenia z poprzednich projektów na Morzu Bałtyckim.

Czy proponowane przez OSP zwolnienie z obowiązku wyraźnego wskazania procedury odbioru dla podmiotu realizującego program bezwizowy jest uzasadnione?

Czy należy zrezygnować z ograniczenia długości kabla podmorskiego do 15 m, zgodnie z propozycją OSP?

Czy istnieją inne aspekty, które należy wziąć pod uwagę przy rozważaniu propozycji?

4.3.1 System prądu stałego Morze Północne

Układy połączeń ze strefy 3 o napięciu przesyłu +/- 525 kV muszą być zaprojektowane z metalowym przewodem powrotnym. Czy z punktu widzenia konsultacji, istnieją jakieś aspekty uczestniczące, które powinny być szczególnie uwzględnione w takim projekcie?

Czy są wyniki badań nad tym, jak dodatkowy przewód zmienia pole elektromagnetyczne w porównaniu z wariantem bez metalowej żyły powrotnej?

Czy istnieją powody, dla których nie należy określać projektu z metalowym przewodnikiem powrotnym dla przekraczania wysp na wodach terytorialnych?

Czy Państwa zdaniem decyzja o wykonaniu rozdzielnic i rur J w zależności od mocy przyłączeniowej OWP ma w zasadzie sens?

Czy podana liczba 12 rozdzielnic i J-Tubes na 1000 MW mocy przyłączeniowej OWP jest wystarczająca?

Czy z punktu widzenia uczestników konsultacji konieczne jest zapewnienie możliwości zastosowania dodatkowych rozdzielnic i J-Tubes w razie potrzeby?

Questions for consultation

4.2.1.3 DC system: interface between TSO and OWP

The TSOs have proposed changes to the definition of the interface between TSOs and OWPs in the North Sea as part of the update procedure. In the following, these proposals are presented unchanged (italics, blue).

The primary interface or ownership boundary between TSO and OWP promoter is the entrance of the in-park submarine cable systems on the converter platform (cable termination of the in-park submarine cables). Depending on the platform design, the interface can be either at the gas-insulated switchgear (GIS) or at a plug-in connection.

The park-internal submarine cable systems on the converter platform are pulled in using the[3] direct-pull-in concept. Depending on the platform variant of the TSO, the park-internal submarine cable systems are either routed directly to the GIS or to a plug connection pre-installed on the platform. The plug connection forms the transition point between the park-internal submarine cable system and a pre-installed platform cable connection leading to the GIS. The OWP project executing agency carries out the submarine cable entry and termination with a suitable plug for the pre-installed plug connection on the platform.

For the connection of the submarine cable, the OWP project executing agency guarantees in both variants a free length (from cable hang-off) of the submarine cable after direct pulling in on the platform. The dimensioning of the required free length of the submarine cable is carried out in individual cases according to the requirements of the TSO and can reach up to the maximum length possible according to the state of the art using direct pull-in, but is at least 15 m.

Explanation of the proposed wording:

[3] *The direct pull-in procedure is defined as pulling the cable onto the platform up to the GIS or to the pre-installed plug connection without "following up" the submarine cable.*

(1) Paragraph 1: the transfer of ownership between the OWP promoter and the TSO should initially be formulated openly, as this has not yet been finalised.

2) Paragraph 2a: Specification of the direct pull-in concept (background: avoidance of misunderstandings)

3) Paragraph 2b: Enabling technology alternatives with regard to cable entry; corresponding introduction of an additional transfer point for submarine cable systems on the platform (background: current market developments in platform design from the tender for BorWin5 by TenneT and the FEED study by Amprion)

4) Paragraph 3: definition of a minimum free length of submarine cable of 15 m by direct draw-in and definition of a qualitative upper limit (state of the art) in order to allow slightly higher free lengths of submarine cable for 2-GW platforms if necessary (background: draw-in of at least 24 submarine cables for 2-GW platforms requires larger spatial dimensions on the converter platform)

F.1 Are there justified reservations on the part of the consultation participants against a more open definition of the interface, which also allows connection by means of plug-in connection?

F.2 Is the minimum length of submarine cable on the platform of 15 m proposed by the TSOs coherent and feasible?

F.3 Are there other aspects that should be taken into account when weighing up the proposals?

4.2.2.1 Three-phase system: interface between TSO and OWP

TSOs have also proposed changes to the definition of the interface between TSOs and OWPs in the Baltic Sea. In the following, these proposals are presented unchanged (italics, blue).

The interface or ownership boundary between TSO and OWP promoter is at the gas insulated switchgear (GIS) on the substation platform. The OWP project developer is responsible for the pulling-in and installation of the park's internal submarine cable systems on the transformer platform to the GIS.

Explanation of the proposed wording:

1) The ownership interface between the OWP promoter and TSO is uniform at the cable termination of the OWP promoter's cable system to the GIS, and thus corresponds to the assignment of the asset systems (cable system / GIS).

2) The submarine cable systems up to the GIS will be installed by the OWP project executing agency, although it is not necessary to specify the installation procedure.

3) It is not necessary to specify a minimum free length of submarine cable in the absence of the specification of the collection procedure for the OWP developer in the Baltic Sea. In particular, a free length of the submarine cable from cable-hang-off to GIS of only 15 m would be uneconomical and inefficient in view of the resulting need to adapt the platform design, as experience from previous projects in the Baltic Sea has shown.

F.4 Is the waiver proposed by the TSOs of the explicit mention of the collection procedure for the OWP developer reasonable?

F.5 Should the limitation of the length of the submarine cable to 15 m be abandoned, as proposed by the TSOs?

F.6 Are there other aspects that should be taken into account when weighing up the proposals?

Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.

F.7 The connection systems from zone 3 with a transmission voltage of +/- 525 kV must be designed with a metallic return conductor. From the point of view of the consultation, are there any participating aspects that should be given special consideration in such a design?

F.8 Are there findings on how the additional cable changes electromagnetic fields compared to the variant without metallic return conductor?

F.9 Are there any reasons for not specifying a design with a metallic return conductor for crossing islands in territorial waters?

F.10 In your opinion, does the decision to provide switchgear panels and J-Tubes depending on the OWP connection capacity make sense in principle?

F.11 Is the specified number of 12 switch panels and J-Tubes per 1,000 MW OWP connected load sufficient?

F.12 From the point of view of the consultation participants, is it necessary to provide for the possibility of additional switch panels and J-Tubes if required?

4.4 Zasady planowania

Należy odnieść się do rozdziału 4.4 FEP 2019.
W projekcie FEP 2020 dokonano przeglądu.

Planowane są również zmiany redakcyjne w zakresie poszczególnych zasad planowania.

Pytania do konsultacji

Uwzględnienie dóbr kultury

Zasada planowania 4.4.1.7 FEP 2019 określa uwzględnianie obiektów dziedzictwa kulturowego na poziomie planowania. Do tej pory rozpatrywanie obiektów dziedzictwa kulturowego odbywało się w indywidualnych przypadkach w ramach dalszych procedur. Nie ma ogólnie obowiązujących specyfikacji dotyczących odległości, które pozwoliłyby na rozważenie ich na poziomie planowania.

Bez ogólnie obowiązujących specyfikacji odległości nie jest możliwe wdrożenie zasady planowania w specyfikacjach FEP.

Jakie odległości do znanych miejsc występowania obiektów kultury należy przyjąć w ramach definicji przestrzennych FEP? Czy w przypadku podmorskich systemów kablowych za wystarczającą uznaje się odległość odpowiadającą maksymalnemu znanemu zasięgowi miejsca odkrycia oraz maksymalnej szerokości interwencji urządzeń instalacyjnych na poziomie planowania?

Questions for consultation

Consideration of cultural goods

The planning principle 4.4.1.7 of the FEP 2019 specifies the consideration of cultural heritage sites at the planning level. Up to now, the consideration of cultural objects has been carried out on a case-by-case basis in the downstream procedures. There are no generally valid distance specifications which would allow consideration at the planning level. Without generally valid distance specifications, it is not possible to implement the planning principle in the FEP specifications.

F.13 Which distances to known sites of cultural objects should be assumed within the spatial definitions of the FEP? For submarine cable systems, is a distance of the maximum known extent of the site of discovery plus the maximum intervention width of the installation equipment on the planning level considered sufficient?

Możliwości odchyleń

4.5 ies deviat

Należy odnieść się do rozdziału 4.5 FEP 2019. W projekcie FEP 2020 dokonano przeglądu.

4.6 Horyzont planowania Planning horizon

Należy odnieść się do rozdziału 4.6 FEP 2019. W projekcie FEP 2020 nastąpi zmiana.

Określenie przewidywanej zdolności wytwórczej

4.7 Cel określenia zdolności wytwórczych

4.7.1 Cel określenia zdolności wytwórczych

Celem określenia oczekiwanej mocy zainstalowanej jest zapewnienie równoległej rozbudowy morskich turbin wiatrowych i systemów połączeń morskich, a tym samym osiągnięcie celu rozbudowy morskiej energetyki wiatrowej określonego w ustawie o odnawialnych źródłach energii. Na podstawie tej definicji można zatem określić niezbędną przepustowość linii przyłączeniowej na morzu w celu uporządkowanego i efektywnego wykorzystania i wykorzystania linii przyłączeniowych na morzu oraz zapewnić odpowiednią definicję przyłączenia tego miejsca.

Ponadto, poprzez określenie przewidywanej mocy wytwórczej, przewiduje się wielkość oferty na danym terenie. Rzeczywiste określenie udziału danej lokalizacji w wolumenie przetargowym następuje jednak dopiero w trakcie wstępnego badania lub testu przydatności i określenia danej lokalizacji zgodnie z § 12 ust. 5 WindSeeG. Z tego powodu

moc wytwórcza określona w trakcie wstępnego badania może w indywidualnych przypadkach odbiegać od specyfikacji FEP.

W porównaniu z BFO 2016/2017 wymagania dotyczące dokładności wyznaczania mocy wytwórczych są z tych powodów znacznie podwyższone. Ponadto poszczególne powierzchnie różnią się bardzo istotnie pod względem swoich właściwości. O ile obszary w pobliżu wybrzeża w strefach 1 i 2 WSE są głównie mniejszymi miejscami, których oczekiwane zdolności wytwórcze są w wielu przypadkach zdeterminowane dostępnymi mocami przyłączeniowymi, o tyle oddzielne warunki dotyczą obszarów w strefie 3 WSE na Morzu Północnym. Możliwości planowania są tu stosunkowo duże, ale jednocześnie są to znacznie większe obszary, których sprawność jest zdeterminowana głównie przez wewnętrzne efekty cieniowania. Opisana poniżej metodologia ma na celu uwzględnienie w wystarczającym stopniu różnych warunków w każdym z tych obszarów, a jednocześnie zapewnienie prostej i przejrzystej procedury określania oczekiwanych mocy wytwórczych.

Zasadniczo opisana tu metodologia odpowiada procedurze opisanej już w FEP 2019. Jednak w kontekście ustaleń dotyczących efektów ubocznych o dużym zasięgu (patrz ramka informacyjna) oraz zmienionych obszarów w strefie 3, istnieje potrzeba dokonania przeglądu w odniesieniu do poziomu gęstości mocy, który należy zastosować.

4.7.2 Metodologia określania mocy wytwórczych

Gęstość mocy farmy wiatrowej (wyrażona w MW/km²) wynika ze stosunku mocy nominalnej turbiny wiatrowej do jej podstawowej lokalizacji, która ¬jest rozciągnięta na zewnętrzne turbiny wiatrowe. Gęstość mocy jest zatem parametrem decydującym o ustaleniu mocy wytwórczej z wyprzedzeniem w danej lokalizacji. Odległość poszczególnych WTG od siebie jest głównym czynnikiem wpływającym na gęstość mocy. Na rysunku 3 przedstawiono schematycznie metodykę określania mocy, która została szerzej opisana poniżej. Metodologia ta odnosi się w równym stopniu do WSE Morza Północnego i Morza Bałtyckiego.

Rysunek 3: Schematyczne przedstawienie metodyki ustalania mocy wytwórczych

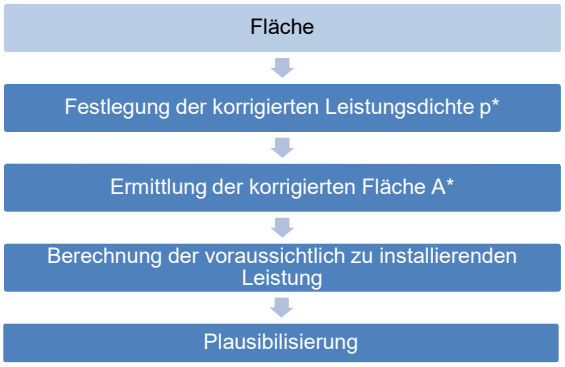


Figure 3: Schematic representation of the methodology of the generation capacity determination

4.7.3 Wyznaczanie skorygowanej gęstości mocy

Aby umożliwić porównanie obiektów o różnej geometrii i wielkości, w kolejnych rozdziałach (Borrmann, Rehfeldt, Wallasch, & Lüers, 2018) wprowadzono parametr skorygowanej gęstości mocy. Aby obliczyć skorygowaną gęstość mocy, teren farmy wiatrowej zostaje matematycznie rozszerzony o dodatkową granicę w wysokości połowy średniej odległości między turbinami. Oznacza to, że każda turbina wiatrowa umieszczona na tym terenie zajmuje ten sam obliczony teren i można porównać miejsca wycięte ¬ do różnych wielkości. Skorygowana gęstość mocy odnosi się teraz do całkowitej mocy zainstalowanej farmy wiatrowej do skorygowanego miejsca i jest zawsze niższa od gęstości mocy nominalnej, ponieważ ta pierwsza zawsze odnosi się do odpowiednio większego miejsca. W kolejnych rozdziałach, o ile nie podano inaczej, termin "gęstość mocy" odnosi się do skorygowanej gęstości mocy.

Na rysunku 4 przedstawiono przykład obiektu nominalnego (niebieska obwódka), który jest określony przez lokalizację elektrowni w stosunku do skorygowanego obiektu (czerwona obwódka).

Rysunek 4: Przedstawienie skorygowanego obiektu A* w odniesieniu do obiektu nominalnego A (prognoza, 2019 r.)

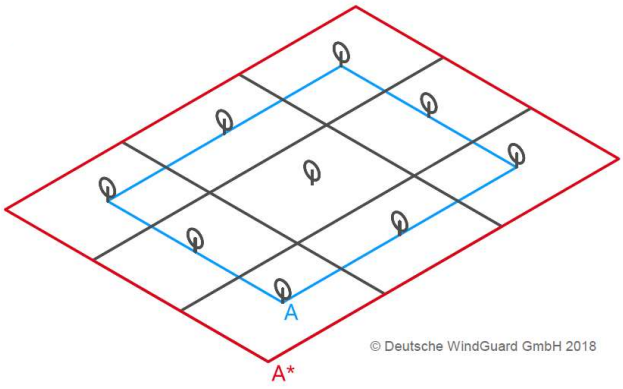


Figure 4: Representation of the corrected site A* in relation to the nominal site A (Prognosis, 2019)

Na podstawie WindSeeG można wyznaczyć następujące konkurencyjne cele przy określaniu oczekiwanej mocy wytwórczej, które muszą być ważone względem siebie przy określaniu gęstości mocy, która ma być stosowana:

Wzrost mocy zainstalowanej i osiągnięcie celów: Celem WindSeeG zgodnie z sekcją 1 ust. 2 jest zwiększenie mocy zainstalowanej morskich turbin wiatrowych w celu osiągnięcia celów rozbudowy. WindSeeG-E przewiduje cel rozbudowy w wysokości 20 GW na rok 2030 i 40 GW na rok 2040. W związku z ograniczoną dostępnością obszarów w niemieckiej WSE, przy określaniu oczekiwanej mocy zainstalowanej należy wziąć pod uwagę, że te cele rozbudowy mogą zostać osiągnięte przy wykorzystaniu dostępnych obszarów. Na stronie

Ponadto FEP ustanawia przepisy zgodnie z § 4 ust. 2 nr 2 WindSeeG w celu zwiększenia produkcji energii elektrycznej z morskich turbin wiatrowych w sposób zapewniający oszczędność miejsca. Możliwym wskaźnikiem efektywności obiektu jest oczekiwana ilość energii elektrycznej wytwarzanej na jednostkę obiektu (gęstość energii). Przy wyższej gęstości mocy wzrasta gęstość energii, biorąc pod uwagę również rosnące straty wynikające z efektów ubocznych.

Efektywność kosztowa: Zgodnie z § 1 ust. 2 rozwój morskiej energetyki wiatrowej powinien być efektywny kosztowo. Niższa gęstość mocy prowadzi do zmniejszenia strat spowodowanych efektami "przebudzenia" w obrębie i w sąsiednich farmach wiatrowych, a tym samym, w pewnym zakresie, do obniżenia kosztów wytwarzania energii elektrycznej. Z punktu widzenia efektywności kosztowej niższa gęstość mocy w pewnym zakresie jest zatem korzystna.

Efektywność przyłączenia do sieci: Zgodnie z § 5 ust. 4 WindSeeG, celem definicji miejsc w FEP jest również efektywne wykorzystanie i wykorzystanie linii przyłączeniowych na morzu. Przy określaniu przewidywanej zdolności przesyłowej, która ma zostać zainstalowana, należy unikać nieefektywności, takich jak pozostała zdolność przesyłowa w systemach podłączenia do sieci lub w połączeniach międzystrefowych. W przypadku obszarów w strefie 3 oznacza to, że określenie oczekiwanej mocy, która ma zostać zainstalowana, opiera się na standardowej mocy systemów przyłączeniowych do sieci, zwłaszcza w przypadku obszarów w strefie 3.

Metodyka określania oczekiwanej mocy wytwórczej była istotną częścią konsultacji FEP 2019, gdzie już teraz stało się jasne, że metodyka ta powinna umożliwić zróżnicowane uwzględnienie obszarów w strefach 1 i 2 oraz w strefie 3.

4.7.3.1 Gęstość mocy w strefach 1 i 2

Decydujące znaczenie dla określenia przewidywanej mocy zainstalowanej dla

obszarów w strefach 1 i 2 ma efektywne wykorzystanie istniejących i planowanych systemów przyłączenia do sieci ¬. Z tego powodu dla obszarów w strefach 1 i 2 przyjęto wyższą skorygowaną gęstość mocy 10 MW/km². Jeśli w pojedynczych przypadkach występuje silne zacienienie przez otaczające farmy wiatrowe, skorygowana gęstość mocy może zostać zmniejszona do 9,5 MW/km².

4.7.3.2 Gęstość mocy w strefie 3

Obszary od N-9 do N-13 w strefie 3 WSE Morza Północnego będą rozwijane w całości w ramach systemu docelowego.

W porównaniu z prezentacją w FEP 2019, w niniejszym wstępnym projekcie obszary N-9 do N-13 zostały znacznie powiększone w kierunku północno-zachodnim. Odsyła się zatem do rozdziału 5.1, a więc do bardzo dużych obszarów z dużą liczbą turbin wiatrowych, które w większości są opracowywane w jednym kawałku przy zastosowaniu porównywalnej technologii. W porównaniu z obszarami znajdującymi się w strefach 1 i 2, straty wynikające z efektów ubocznych turbin są znacznie większe. Biorąc pod uwagę powyższe cele, należy skonsultować, czy gęstość mocy, która ma być stosowana na obszarach w strefie 3, powinna zostać zmniejszona z 9 MW/km² (FEP 2019) do 8 MW/km², czy też powinna pozostać bez zmian (patrz ramka informacyjna i pytania do konsultacji). Poniższa gęstość mocy, która ma zostać zastosowana, stanowi podstawę do określenia przewidywanej mocy wytwórczej w poszczególnych kategoriach obiektów w ramach niniejszego wstępnego projektu:

Tabela 2: Gęstość mocy, która ma zostać zastosowana

Kategoria obiektu Gęstość mocy do zastosowania (skorygowana) [MW/km²].

Tereny w strefach 1 i 2 10

W przypadku silnego zacienienia przez okoliczne farmy wiatrowe 9,5

Miejsca w strefie 3 8

Table 2: Power density to be applied

Site category	Power density to be applied (corrected) [MW/km²].
Sites in zones 1 and 2	10
In case of strong shading by surrounding wind farms	9,5
Sites in zone 3	8

informacje ogólne: Skutki uboczne morskich farm wiatrowych

Co to są efekty lagowe?

Wykorzystanie mocy farmy wiatrowej (zwykle mierzone w godzinach pełnego obciążenia) zależy nie tylko od warunków wiatrowych, ale także od różnych czynników, np. projektu technicznego turbiny wiatrowej (stosunek powierzchni wirnika do mocy znamionowej), dostępności turbin lub koncepcji eksploatacji. Turbina wiatrowa pobiera energię kinetyczną ze strumienia powietrza podczas wytwarzania energii elektrycznej, a także zapewnia zawirowanie warstw powietrza w wyniku działania turbiny. Te tak zwane efekty "wake" zapewniają, że mniej energii kinetycznej jest dostępne dla zawietrznej instalacji - co zmniejsza jej wykorzystanie. Energia kinetyczna jest regenerowana przez wymianę strumienia z sąsiednimi warstwami powietrza. Efekty te są od pewnego czasu przedmiotem badań naukowych i są już brane pod uwagę przy planowaniu morskich farm wiatrowych. Stosowane do tej pory modele obliczeniowe dobrze nadają się do obliczania wewnętrznych strat zacienienia w obrębie farmy wiatrowej i zakładają całkowitą kinetyczną regenerację przepływu powietrza do maksymalnie 30 km w ślad za turbiną wiatrową. Aktualne wyniki badań przeprowadzonych w oparciu o pomiary prędkości wiatru w Zatoce Niemieckiej pokazują jednak, że w poszczególnych sytuacjach występują schematy powstawania klastrów farm wiatrowych o zasięgu 50 km i więcej (Platis, i in., 2018). Najwyraźniej dominujące warunki przepływu, a w szczególności stabilność przepływu wiatru, mają istotny wpływ na zasięg występowania efektów "wake".

Jakie są nowe odkrycia?

Obecne projekty badawcze mają na celu udoskonalenie modeli obliczeniowych, tak aby te dalekosiężne efekty "wake effects" mogły być uwzględniane przy planowaniu morskich farm wiatrowych. Ponieważ dotychczasowe doświadczenia z rozbudową morskiej energetyki wiatrowej na dużą skalę są niewielkie, trudno jest wiarygodnie oszacować możliwe straty w przyszłych farmach wiatrowych. W różnych projektach badawczych, m.in. (Platis i in., 2018), (Snowman, Rott, Dörenkämper, Steinfeld, & Kühn, 2020) oraz (Agora Energiewende i in., 2020) badano wpływ efektów "wake effects" o dużym zasięgu na efektywność morskich farm wiatrowych za pomocą kampanii pomiarowych i różnych modeli obliczeniowych. Wykazano m.in. wyraźną korelację pomiędzy gęstością mocy a oczekiwanymi stratami z tytułu efektów "wake". W ramach kampanii pomiarowych dowiedziono, że efekty "schodzenia" na dalekie odległości występują, ale zawsze są to sytuacje indywidualne. W ramach tych kampanii pomiarowych odnotowano również znacznie krótsze efekty "wake" w podobnych warunkach wiatrowych. Konieczne są dalsze badania w celu wiarygodnego oszacowania wpływu dalekosiężnych efektów "wake effects" na wydajność energetyczną.

Jaki wpływ na wydajność ma wielkość farmy wiatrowej?

Istnieje istotna korelacja pomiędzy wielkością strat plonów spowodowanych efektami "wake" a wielkością farmy wiatrowej i odległością pomiędzy turbinami. Im większy jest obszar lub jego gęstość mocy (tj. liczba turbin na jednostkę powierzchni), tym większa jest ilość energii kinetycznej pobieranej ze strumienia powietrza i tym mniejsza jest energia kinetyczna dostępna dla turbin w czasie czuwania.

Co to oznacza dla określenia oczekiwanej mocy wytwórczej w strefie 3?

Jak wyjaśniono w punkcie 4.7.3. przy określaniu oczekiwanej mocy zainstalowanej, wymienione tam cele zwiększenia mocy zainstalowanej i efektywności kosztowej muszą być zestawione ze sobą, przy jednoczesnym zapewnieniu efektywnego wykorzystania i wykorzystania mocy połączeń wzajemnych. W tym celu, w następnym rozdziale, jako przykład zostanie przeprowadzone określenie obszarów i połączeń sieciowych o gęstości mocy 9 MW/km², które mają być stosowane analogicznie do FEP 2019 i o gęstości mocy 8 MW/km², które mają być stosowane, a ustalenia te zostaną poddane przeglądowi w odniesieniu do wspomnianych celów.

background information: Trailing effects of offshore wind farms

What are lag effects?

The capacity utilisation of a wind farm (usually measured in full load hours) depends not only on the wind conditions but also on various factors, e.g. the technical design of the wind turbine (ratio of rotor area to rated power), the availability of the turbines or the operating concept. The wind turbine extracts kinetic energy from the air flow during power generation and also ensures that the air layers are swirled in the wake of the turbine. These so-called wake effects ensure that less kinetic energy is available to a leeward plant - thus reducing the utilization of the plant. The kinetic energy is regenerated by an exchange of flow with neighbouring air layers. These effects have been the subject of scientific studies for some time and are already being taken into account in the planning of offshore wind farms. Calculation models used so far are well suited to calculate the internal shading losses within a wind farm and assume that the complete kinetic regeneration of the air flow up to a maximum of 30 km in the wake of a wind turbine has taken place. However, current findings from research projects based on measurements of wind speeds in the German Bight show that in individual situations there are wake patterns of wind farm clusters with a range of 50 km and more (Platis, et al., 2018). Apparently, the prevailing flow conditions, especially the stability of the wind flow, have a significant influence on the range of the wake effects.

What new findings are there?

Current research projects aim to improve the calculation models in order to enable these long-range wake effects to be taken into account when planning offshore wind farms. As there is little experience with the large-scale expansion of offshore wind energy to date, this makes it difficult to reliably quantify the possible losses in future wind farms. In various research projects, including (Platis, et al., 2018), (Snowman, Rott, Dörenkämper, Steinfeld, & Kühn, 2020) and (Agora Energiewende et al., 2020) the effects of long-range wake effects on the efficiency of offshore wind farms were investigated using measurement campaigns and various calculation models. Among other things, a clear correlation between power density and the expected losses due to wake effects was shown. Within the scope of the measurement campaigns, long-range wake effects were proven, but these were always individual situations. Within the scope of these measurement campaigns, significantly shorter wake effects were also recorded under similar wind conditions. Further research is needed for a reliable estimation of the influence of long-range wake effects on the energy yield.

What influence does the size of the wind farm have on efficiency?

There is a significant correlation between the amount of yield losses due to wake effects and the size of the wind farm and the distance between the turbines. The larger the area or its power density (i.e. the number of turbines per unit area), the greater the amount of kinetic energy that is extracted from the air flow and the lower the kinetic energy available to the turbines in the wake.

What does this mean for determining the expected generation capacity in zone 3?

As explained in Section **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** when determining the expected installed capacity, the objectives of increasing installed capacity and cost efficiency mentioned there must be weighed up against each other while ensuring the efficient use and capacity utilisation of interconnectors. For this purpose, in the following section a determination of areas and grid connections with a power density of 9 MW/km² to be applied analogous to the FEP 2019 and a power density of 8 MW/km² to be applied will be carried out as an example and these determinations will be reviewed with regard to the mentioned objectives.

Cel 1: Zwiększenie mocy zainstalowanej i osiągnięcie celów W związku ze stosunkowo małym potencjałem powierzchniowym dostępnym w niemieckiej WSE, niska gęstość mocy, która ma być zastosowana, doprowadziłaby do zmniejszenia całkowitej potencjalnie dostępnej mocy i ewentualnej produkcji energii elektrycznej na jednostkę powierzchni (gęstość energii). W interesie efektywnego użytkowania gruntów gęstość mocy powinna być zatem ustalona na jak najwyższym poziomie (§ 4 ust. 2 nr 2 WindSeeG).

Wraz ze zmniejszeniem gęstości mocy z 9 do 8 MW/km², spodziewana moc zainstalowana na obszarach N-9 i N-10 zostanie zmniejszona o ok. 700 MW.

Cel 2: Efektywność kosztowa Aby zważyć ten cel, dla obszarów w strefie 3 przeprowadzono symulację oczekiwanych wyników eksploatacyjnych i strat wynikających z wewnętrznych efektów ubocznych dla różnych gęstości mocy. Są to przybliżone obliczenia, które pozwalają jedynie na jakościowe porównanie jakości lokalizacji ze względu na wewnętrzne efekty cieniowania parku. Należy zauważyć, że ewentualne straty z tytułu efektów "wake" o dużym zasięgu, gdyż są one przedmiotem wyżej wymienionych projektów badawczych, nie są jeszcze brane pod uwagę.

Rysunek 6 przedstawia względną sprawność (tj. wykorzystanie mocy poszczególnych turbin) lokalizacji turbin w stosunku do lokalizacji o największej sprawności dla obszarów N-9 i N-10. Staje się jasne, że sprawność lokalizacji wewnętrznych zmniejsza się tym silniej w porównaniu z lokalizacjami zewnętrznymi o większej gęstości mocy.

W rezultacie potencjalna produkcja energii elektrycznej na danym obszarze w przeliczeniu na zainstalowany megawat mocy (gęstość energii) maleje wraz ze wzrostem gęstości mocy i kosztów jednostkowych wytwarzanej energii elektrycznej.

Rysunek 6: Względna sprawność lokalizacji turbin na obszarach N-9 i N-10 przy skorygowanej gęstości mocy 7 MW/km², 8 MW/km² i 9 MW/km².

Ewentualne straty wynikające z efektów wzbudzenia mogą również wystąpić w większym stopniu w dużych, ściśle rozstawionych obszarach N-11 do N-13 (patrz rys. 7). W porównaniu z obszarami N-9 i N-10, są to obszary o znacznie większych rozmiarach, które znajdują się również w bliskiej

odległości przestrzennej. Także i w tym przypadku symulacja pokazuje, że przy wyższej gęstości mocy może dojść do spadku wydajności wewnętrznych lokalizacji.

Rysunek 7: Względna sprawność lokalizacji turbin w obszarach N-11 do N-13 przy skorygowanej gęstości mocy 7 MW/km², 8 MW/km² i 9 MW/km².

Cel 3: Efektywność przyłączenia do sieci Na tle efektywnego planowania i eksploatacji przyłączy do sieci morskiej preferowany byłby rozwój obszarów na obszarach N-9 i N-10 o standardowej koncepcji przyłączenia o mocy przesyłowej 2000 MW.

Odstąpienie od standardowej koncepcji przyłączenia w połączeniu z przyłączeniem międzystrefowym relatywnie małych obszarów prowadziłoby prawdopodobnie do wzrostu kosztów przesyłu energii elektrycznej.

Wniosek Mając na uwadze zwiększenie mocy zainstalowanej i osiągnięcie celów rozbudowy (cel 1), korzystne byłoby ustalenie gęstości mocy, która ma być stosowana na poziomie 9 MW/km². Niemniej jednak wykazano, że przy obecnym układzie obszarów N-9 i N-10 ustalenie gęstości mocy, która ma być stosowana na poziomie 8 MW/km², mogłoby przynieść korzyści w odniesieniu do wydajności wytwarzania energii elektrycznej (cel 2) i podłączenia do sieci (cel 3).

	Scenario 1: Power density 9 MW/km²	**Scenario 2: Power density 8 MW/km²**
Areas and installed capacity	At a power density of 9 MW/km², this results in a total capacity of approx. 4,500 MW in area 9 and approx. 2,200 MW in area N-10, which makes it possible to define the following sites N-9.1: 1,000 MW N-9.2: 1,000 MW N-9.3: 1,000 MW N-9.4: 1,000 MW N-9.5: 500 MW N-10.1: 1,000 MW N-10.2: 1,000 MW N-10.3: 200 MW A possible layout of the sites in areas N-9 and N-10 is shown in the Figure left).	At a power density of 8 MW/km², this results in a total capacity of approx. 4,000 MW in area N-9 and approx. 2,000 MW in area N-10, which makes it possible to define the following sites N-9.1: 1,000 MW N-9.2: 1,000 MW N-9.3: 1,000 MW N-9.4: 1,000 MW N-10.1: 1,000 MW N-10.2: 1,000 MW A possible layout of the sites in areas N-9 and N-10 is shown in the Figure right).

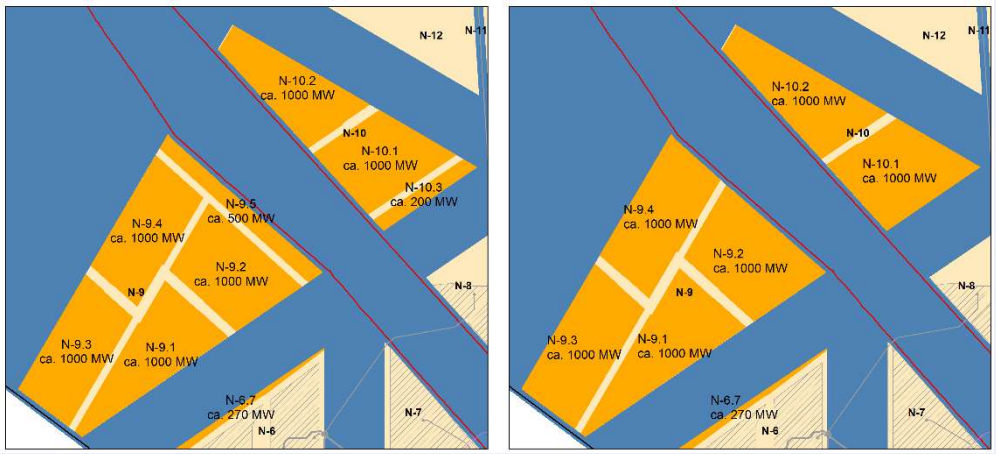
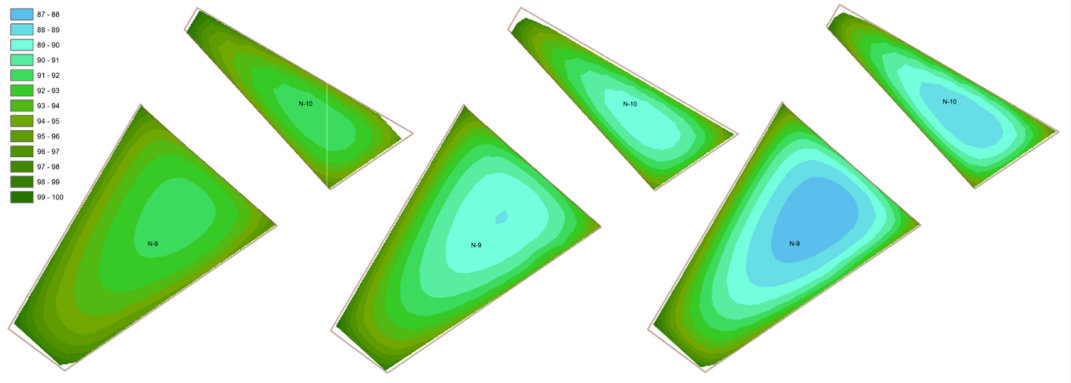
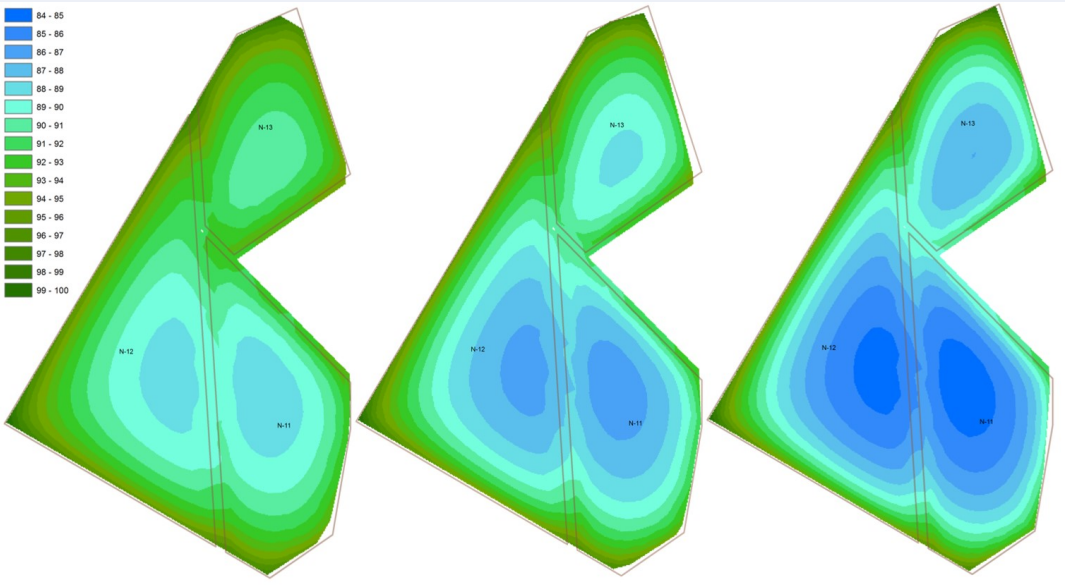


Figure 5: Possible site layout in the N-9 and N-10 areas at a power density of 9 and 8 MW/km² respectively

Network connection	Two sites each with a capacity of 1,000 MW could be connected using the standard concept for the North Sea (DC connection with +/- 525 kV transmission voltage and 2 GW transmission capacity): NOR-9-1 (2,000 MW) NOR-9-2 (2,000 MW) NOR-10-1 (2,000 MW) For the remaining sites with 500 MW and 200 MW each, development with the standard connection concept would not be possible and solutions would have to be found for each individual case.	The expected capacity to be installed in the N-9 and N-10 areas will allow efficient connection with the standard concept for the North Sea (DC connection with +/- 525 kV transmission voltage and 2 GW transmission capacity). This would allow the development with three standard grid connection systems: NOR-9-1 (2,000 MW) NOR-9-2 (2,000 MW) NOR-10-1 (2,000 MW)
Objective 1: Increase in installed capacity and achievement of objectives	In view of the relatively small area potential available in the German EEZ, a low power density to be applied would lead to a reduction of the total potentially available power and the possible electricity production per unit area (energy density). In the interests of efficient land use, the power density should therefore be set as high as possible (§ 4 para. 2 no. 2 WindSeeG). With a reduction of the power density from 9 to 8 MW/km², the expected installed capacity in the N-9 and N-10 areas will be reduced by approx. 700 MW.	

Objective 2: Cost-efficiency	In order to weigh up this objective, a simulation of the expected operating results and the losses due to internal wake effects for different power densities was carried out for the areas in zone 3. These are rough calculations that only allow a qualitative comparison of the location quality due to internal park shadowing effects. It should be noted that possible losses due to long-range wake effects, as they are the subject of the above-mentioned research projects, are not yet taken into account. Figure 6 shows the relative efficiency (i.e. the capacity utilisation of the individual turbines) of the turbine locations in relation to the location with the highest efficiency for the areas N-9 and N-10. It becomes clear that the efficiency of the inner locations decreases the more strongly compared to the outer locations at a higher power density. As a result, the potential electricity production in the area per installed megawatt of capacity (energy density) decreases with a higher power density and the specific costs of the electricity generated increase.  Figure 6: Relative efficiency of the turbine sites in areas N-9 and N-10 at a corrected power density of 7 MW/km², 8 MW/km² and 9 MW/km² Possible losses due to wake effects could also occur to a greater extent in the large, closely spaced areas N-11 to N-13 (see Figure 7). In comparison to the areas N-9 and N-10, these are areas with significantly larger dimensions, which are also in close spatial proximity. Here, too, the simulation shows that the efficiency of the inner locations could decrease at a higher power density.

	 Figure 7: Relative efficiency of turbine sites in the areas N-11 to N-13 at a corrected power density of 7 MW/km², 8 MW/km² and 9 MW/km²
Objective 3: Efficiency of grid connection	Against the background of the efficient planning and operation of the offshore grid connections, it would be preferable to develop the areas in the N-9 and N-10 areas with the standard connection concept with 2,000 MW transmission capacity. A deviation from the standard connection concept in combination with a cross-area connection of relatively small areas would probably lead to an increase in the transmission costs of electricity.
Conclusion	With a view to increasing the installed capacity and achieving the expansion targets (Objective 1), it would be advantageous to set the power density to be applied at 9 MW/km². Nevertheless, it has been shown that, given the current layout of the N-9 and N-10 areas, setting the power density to be applied at 8 MW/km² could have advantages with regard to the efficiency of electricity generation (Objective 2) and grid connection (Objective 3).

pytania konsultacyjne:

Po rozważeniu powyższych celów, który z przedstawionych wariantów dotyczących gęstości mocy, która ma być stosowana w strefie 3, uważa Pan/Pani za właściwy?

Czy przy projektowaniu miejsc w ramach stref należy uwzględnić ewentualną jakość lokalizacji? W jaki sposób można by to zrobić i jakie aspekty należałoby wziąć pod uwagę?

Czy uważają Państwo, że rozsądne jest indywidualne określenie gęstości mocy na obszarach lub w miejscach o znacznych różnicach w sprawności obiektu, aby uzyskać korektę oczekiwanych strat z powodu opóźnień? (Przykład: Zmniejszenie gęstości mocy w obszarze N-11 przy jednoczesnym wzroście gęstości mocy w obszarach N-12 i N-13)

consultation questions:

F.14 After weighing the above-mentioned objectives, which of the variants presented for the power density to be applied for zone 3 do you consider appropriate?

F.15 Should the possible quality of the location be taken into account when designing the sites within the zones? How could this be done and what aspects would have to be taken into account?

F.16 Do you think it makes sense to individually determine the power density in areas or sites with significant differences in site efficiency in order to achieve an adjustment of the expected losses due to lag effects? (Example: Reduction of power density in area N-11 with simultaneous increase of power density in areas N-12 and N-13)

4.7.3.3 Określenie skorygowanego miejsca

Aby umożliwić porównanie różnych stron, oblicza się skorygowaną stronę. W tym celu obszar określony w FEP zostaje rozszerzony o dodatkową granicę, która odpowiada połowie średniej odległości między poszczególnymi turbinami wiatrowymi.

Do celów uproszczenia zakłada się zatem, że instalacje referencyjne są umieszczone w regularnej siatce na terenie obiektu. Oprócz gęstości mocy jako czynnika decydującego, średnica wirnika i stosunek mocy znamionowej do powierzchni wirnika (moc właściwa turbiny wiatrowej, w W/m²) są również zmiennymi wejściowymi do obliczeń. Odległość bufora jest zatem obliczana w następujący sposób:

Obliczanie odległości od zderzaka x

x=1/4·d_Rotor·√(π·p_WEA/p^*)

d_Średnica wirnika rotora w m

p_WEA jednostkowa moc WTG w watach / m² powierzchni wirnika

p^* skorygowana gęstość mocy w MW/km²

Calculation of the buffer distance x

$$x = \frac{1}{4} \cdot d_{Rotor} \cdot \sqrt{\pi \cdot \frac{p_{WEA}}{p^*}}$$

d_{Rotor}	Rotor diameter in m
p_{WEA}	specific output of the WTG in Watt / m² rotor area
p^*	corrected power density in MW/km²

W związku z tym w celu obliczenia odległości od zderzaka, oprócz skorygowanej gęstości mocy, konieczne jest określenie średnicy wirnika, jak również mocy właściwej układów odniesienia. W tym celu w towarzyszącym sprawozdaniu ekspertów przeanalizowano scenariusze technologiczne, a w trakcie konsultacji z FEP zapytano uczestników o możliwy rozwój technologii urządzeń od 2026 r.

W odniesieniu do spodziewanej średnicy wirnika turbin, które mają zostać zbudowane w docelowym systemie, w wyniku konsultacji uzyskano stosunkowo dużą szerokość pasma. Biorąc pod uwagę informacje zwrotne z konsultacji oraz wyniki towarzyszącego kontraktu badawczego, średnica wirnika

instalacji referencyjnej została ustalona na 220 m.

Jak już wspomniano w analizie (Borrmann, Rehfeldt, Wallasch, & Lüers, 2018), specyficzna moc morskich turbin wiatrowych zbudowanych w przeszłości na europejskich farmach wiatrowych wykazuje zakres od 300 do 500 W/m². Wyraźna tendencja w kierunku turbin o bardzo wysokiej lub bardzo niskiej mocy nominalnej w stosunku do średnicy wirnika nie mogła być do tej pory określona. Proces konsultacji również nie doprowadził do uzyskania jednolitego obrazu. W związku z tym, w celu obliczenia skorygowanego miejsca, moc właściwa instalacji referencyjnej została ustalona na 400 W/m². Założenia do obliczenia skorygowanego miejsca zostały podsumowane w poniższej tabeli:

Tabela 3: Parametry wejściowe do obliczenia miejsca skorygowanego

Parametry Wartość

Skorygowana gęstość mocy specyficzna dla danego miejsca

Średnica wirnika 220 m

Moc specyficzna WTG 400 W/m²

Table 3: Input parameters for calculating the corrected site

Parameters	Value
Corrected power density	site-specific
Rotor diameter	220 m
Specific power of the WTG	400 W/m²

W zależności od kategoryzacji zgodnie z tabelą 2 w odległości od bufora, o którą dane miejsce jest rozszerzane w celu obliczenia skorygowanego miejsca. Jeżeli skorygowana lokalizacja pokrywa się z innymi skorygowanymi lokalizacjami lub z lokalizacjami istniejących farm wiatrowych, należy odpowiednio zmniejszyć skorygowaną lokalizację.

Oczekiwana moc wytwórcza dla danego obiektu jest teraz obliczana przez pomnożenie skorygowanej lokalizacji przez odpowiednią skorygowaną gęstość mocy

4.7.3.4 Sprawdzenie wiarygodności oczekiwanej mocy wytwórczej

Następnym krokiem jest sprawdzenie wiarygodności mocy wytwórczych ustalonych zgodnie z opisaną powyżej procedurą. Kontrola ta odbywa się w trzech etapach:

Dostępna moc przyłączeniowa do sieci

Pierwszym krokiem jest sprawdzenie, czy ustalona moc może być rozpraszana przez istniejące lub planowane połączenia sieciowe ¬systemów. Jeśli ustalona moc w tych miejscach przekracza możliwą moc przyłączeniową do sieci, należy odpowiednio zmniejszyć przewidywaną moc, która ma być zainstalowana w danym miejscu.

Przegląd możliwych układów farm wiatrowych

Ze względu na szczególne ograniczenia, np. poprzez utrzymywanie odległości pomiędzy turbinami a sąsiednimi farmami wiatrowymi, istniejącymi lub planowanymi systemami kablowymi lub podobnymi, realizacja pełnej określonej mocy na poszczególnych obiektach może nie być możliwa. Z tego powodu realizacja oczekiwanej mocy wytwórczej badana jest dla lokalizacji zdefiniowanych w RPP przy wykorzystaniu parametrów elektrowni pokazanych w tabeli 3, przy równomiernym rozmieszczeniu elektrowni na terenie lokalizacji, przy zachowaniu zwyczajowych w praktyce odległości pomiędzy elektrowniami. Jeśli nie wydaje się to możliwe, ustalona moc jest odpowiednio zmniejszana.

4.8 Kryteria określania lokalizacji i porządku chronologicznego ich przetargów

Należy odnieść się do rozdziału 4.8 FEP 2019. W projekcie FEP 2020 dokonano przeglądu

5 Zasady

5.1 Obszary instalacji i eksploatacji morskich turbin wiatrowych

Zgodnie z § 5 ust. 1 nr 1 WindSeeG, FEP zawiera definicje obszarów dla budowy i eksploatacji morskich turbin wiatrowych.

Łącznie w niniejszym planie określono 13 obszarów w wyłącznej strefie ekonomicznej Morza Północnego i trzy obszary w wyłącznej strefie ekonomicznej Morza Bałtyckiego dla morskich turbin wiatrowych, przy czym obszary N-4 i N-5 są rozważane do ewentualnego późniejszego wykorzystania. Obszary te oznaczono odpowiednio numerami N i O dla Morza Północnego i Bałtyckiego oraz od 1 do 13 dla jasności.

Definicja i wytyczenie granic tych obszarów opiera się w szczególności na przepisach dotyczących planowania przestrzennego oraz uwzględnieniu innych interesów publicznych i prywatnych. W zakresie planowania przestrzennego, oprócz obowiązującego planu przestrzennego z 2009 roku, za podstawę przyjęto również zmiany wynikające z koncepcji aktualizacji planów zagospodarowania przestrzennego opublikowanych i konsultowanych w styczniu 2020 roku. Dalsze informacje znajdują się w rozdziale 2.6.1.2).

Przegląd zatwierdzonych zastosowań i obszarów chronionych, jak również obszarów określonych w planowaniu przestrzennym znajduje się w BFO-N 16/17 (rozdział 12) i BFO-O 16/17 (rozdział 11). Należy odnieść się do rozdziału 7 FEP 2019. Definicja tych obszarów została w dużej mierze przejęta z O-NEP lub BFO. Obszary od N-1 do N-4 oraz wszystkie obszary Morza Bałtyckiego znajdują się w strefie 1 O-NEP. Obszary od N-5 do N-8 znajdują się w strefie 2, natomiast obszary od N-9 do N-13, które znajdują się w strefie 3 O-NEP, zostały rozszerzone w kierunku północno-zachodnim zgodnie z koncepcją rewizji i dalszego rozwoju planów przestrzennych. Koncepcja ta przewiduje dostosowanie obszaru priorytetowego żeglugi (szlak żeglugowy nr 10) do rzeczywistego ruchu żeglugowego. Rozszerzenie to znajduje odzwierciedlenie we wszystkich trzech wariantach planowania (A - C) i w związku z tym zostało również uwzględnione w niniejszym wstępnym projekcie programu działań na rzecz środowiska naturalnego. Należy odnieść się do rozdziału 2.6.1.2.

Tabela 4: Przegląd obszarów dla morskiej energii wiatrowej

Wielkość obszaru

[km²] Klasyfikacja strefy O-NEP

Morze Północne

N-1 ok. 79 1

N-2 ok. 223 1

N-3 ok. 311 1

N-4 ok. 152 1

N-5 ok. 125 2

N-6 ok. 249 2

N-7 ok. 163 2

N-8 ok. 170 2

N-9 ok. 454 3

N-10 około 197 3

N-11 ok. 355 3

N-12 ok. 494 3

N-13 ok. 270 3

Morze Bałtyckie

O-1 ok. 134 1

O-2 ok. 101 1

O-3 ok. 30 1

Table 4: Overview of areas for offshore wind energy

Area	Size [km²]	Zone classification of the O-NEP

North Sea		
N-1	approx. 79	1
N-2	approx. 223	1
N-3	approx. 311	1
N-4	approx. 152	1
N-5	approx. 125	2
N-6	approx. 249	2
N-7	approx. 163	2
N-8	approx. 170	2
N-9	approx. 454	3
N-10	about 197	3
N-11	approx. 355	3
N-12	approx. 494	3
N-13	approx. 270	3
Baltic Sea		
O-1	approx. 134	1
O-2	approx. 101	1
O-3	approx. 30	1

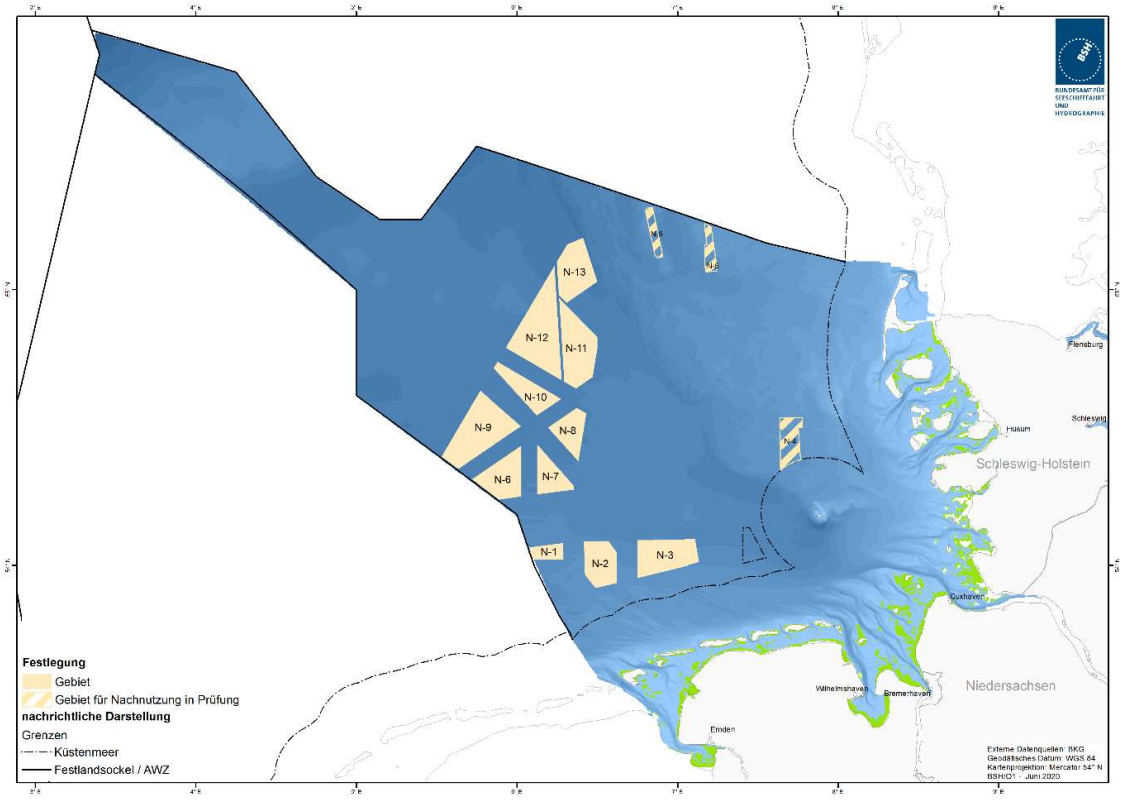


Figure 8: Areas in the German North Sea EEZ

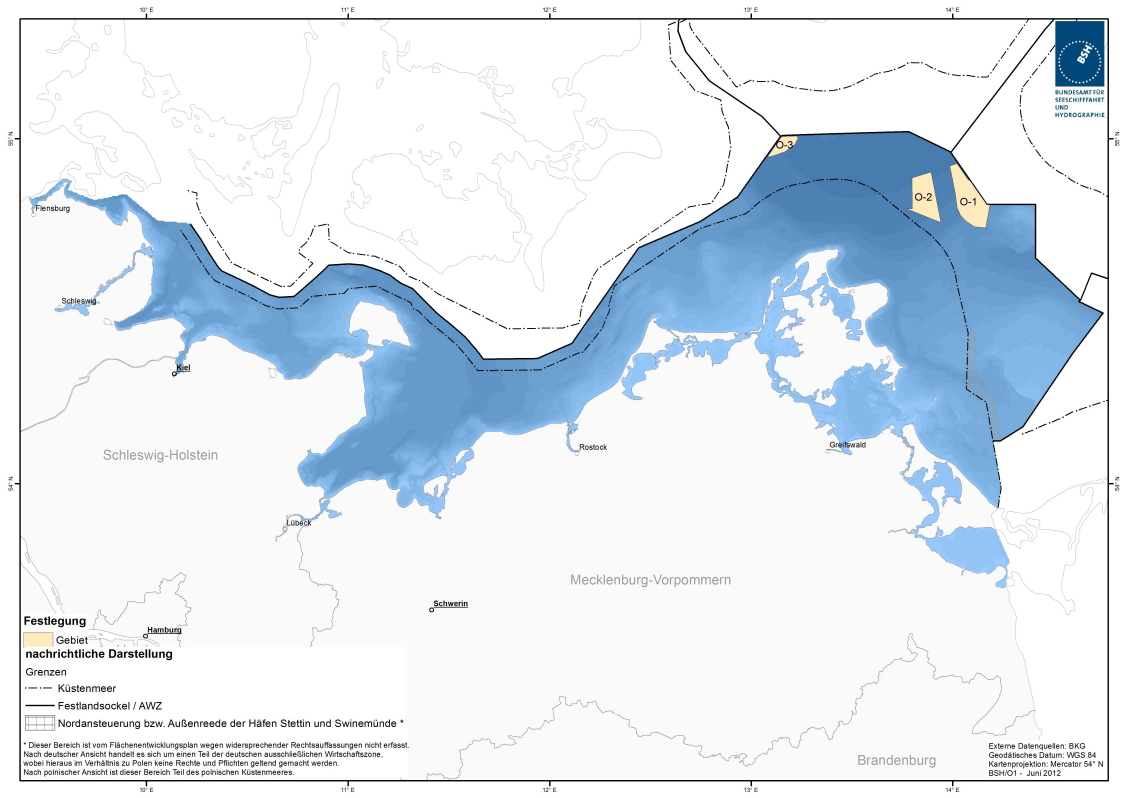


Figure 9: Areas in the German Baltic Sea EEZ

5.1.1 Definicja obszarów i ram planowania sektorowego

Należy odnieść się do rozdziału 5.1.1 FEP 2019. W projekcie FEP 2020 dokonano przeglądu.

5.1.2 Szczegółowe informacje na temat obszarów

Obszar N-9 wyznaczają trasy żeglugowe nr 6 i 10 oraz obszar zarezerwowany dla rurociągów ("Norpipe"). W przypadku trasy żeglugowej nr 10 (patrz informacje ogólne w rozdziale 2.6.1.2) jako podstawę wykorzystuje się sytuację z opublikowanej i konsultowanej koncepcji aktualizacji planowania przestrzennego.

Obszar N-10 znajduje się między trasami żeglugowymi 4, 6 i 10 a obszarem zarezerwowanym dla rurociągu ("Europipe 1"). W przypadku trasy żeglugowej nr 10 (patrz informacje ogólne w rozdziale 2.6.1.2) za podstawę przyjmuje się sytuację wynikającą z opublikowanej i konsultowanej koncepcji aktualizacji planów przestrzennych.

Obszar N-11 graniczy z trasami żeglugowymi 4, 5 i 6, transgranicznym morskim systemem kablowym "NorNed" oraz obszarem ochrony przyrody "Sylter Außenriff - Östliche Deutsche Bucht".

Obszar N-12 ograniczony jest szlakami żeglugowymi nr 4 i 10 oraz morskim systemem transgranicznego kabla "NorNed". Dla trasy żeglugowej nr 10 (patrz informacje ogólne w rozdziale 2.6.1.2) za podstawę przyjęto sytuację z opublikowanej i konsultowanej koncepcji aktualizacji planów zagospodarowania przestrzennego.

Obszar N-13 ograniczony jest trasą żeglugową nr 10 oraz rezerwatem przyrody "Sylter Außenriff - Östliche Deutsche Bucht", a także głównym obszarem dystrybucji nurków. W przypadku trasy żeglugowej nr 10 (patrz informacje ogólne w rozdziale 2.6.1.2) jako podstawę

wykorzystano sytuację z opublikowanej i konsultowanej koncepcji aktualizacji planów zagospodarowania przestrzennego.Opisy przestrzenne obszarów od N-1 do N-8 oraz od O-1 do O-3 znajdują się w FEP 2019. W projekcie FEP 2020 dokonano przeglądu.

Tabela 5: Podsumowujący przegląd obszarów w FEP 2019

[W projekcie FEP 2020 dokonano przeglądu].

Wyznaczenie klastrów obszarowych w BFO Obecnie dodatkowe znaczące rozpoznawalne aspekty w porównaniu z wyznaczeniem klastrów w BFO (§ 5 ust. 3 zdanie 3 WindSeeG)

Obecnie dostrzegalne konflikty użytkowania

Morze Północne

N-1 Tak Nie

N-2 Tak Nie

N-3 Tak Nie

N-4

(ponowne wykorzystanie w trakcie badania) Tak Lokalizacja w głównym obszarze dystrybucji nurków.

N-5 (ponowne wykorzystanie w trakcie badania) Tak Zmniejszenie wyznaczonego klastra 5 do działających OWP "Dan Tysk" i "Sandbank". Projekt "Butendiek" przedstawiany jest w celach informacyjnych jako farma wiatrowa ze względu na swoją lokalizację na obszarze chronionym.

Lokalizacja w głównym obszarze dystrybucji nurków.

Dodatkowe istotne aspekty rozpoznawalne i konflikt użytkowania.

N-6 Tak Nie

N-7 Tak Nie

N-8 Tak Nie

N-9 Tak Nie

N-10 Tak Nie

N-11 Tak Nie

N-12 Tak Nie

N-13 Tak Nie

Morze Bałtyckie

O-1 Tak Nie

O-2 Tak Migracja ptaków

Bezpieczeństwo i łatwość nawigacji

O-3 Tak Powierzchnia została zmniejszona w stosunku do wyznaczonego klastra.

Table 5: Summary overview of the areas in the FEP 2019

[A revision is made in the draft of the FEP 2020].

Area	Cluster designation in the BFO	At present, additional considerable recognizable aspects compared to the designation of clusters in the BFO (§ 5 para. 3 sentence 3 WindSeeG) Currently discernible conflicts of use
North Sea		
N-1	Yes	No
N-2	Yes	No
N-3	Yes	No
N-4 (re-use under examination)	Yes	Location in the main distribution area divers.
N-5 (re-use under examination)	Yes	Reduction of the designated Cluster 5 to the operating OWPs "Dan Tysk" and "Sandbank". The "Butendiek" project is presented for information purposes as a wind farm due to its location within the protected area. Location in the main distribution area divers. Additional significant identifiable aspects and conflict of use.
N-6	Yes	No
N-7	Yes	No
N-8	Yes	No
N-9	Yes	No
N-10	Yes	No
N-11	Yes	No
N-12	Yes	No
N-13	Yes	No
Baltic Sea		
O-1	Yes	No
O-2	Yes	Bird migration Safety and ease of navigation
O-3	Yes	Area has been reduced in size compared to the designated cluster.

5.2 Tereny pod budowę i eksploatację morskich turbin wiatrowych

Zgodnie z art. 5 ust. 1 nr 2 WindSeeG, FEP określa miejsca na obszarach określonych w rozdziale 5.1 dla budowy i eksploatacji morskich turbin wiatrowych. § Art. 5 ust. 4 nie reguluje w sposób rozstrzygający kryteriów wyznaczania terenów (patrz rozdział 4.8). Projekt ustawy o zmianie ustawy o energetyce wiatrowej na morzu oraz inne przepisy przyjęte przez Gabinet w dniu 3 czerwca 2020 r. przewiduje w § 5 ust. 5 WindSeeG-E, że obszary i miejsca oraz porządek chronologiczny zostaną określone w taki sposób, aby miejsca o przewidywanej mocy zainstalowanej wynoszącej

około 1 gigawata rocznie w latach 2021 do 2023,

około 3 gigawatów w 2024 r. oraz

około 4 gigawatów w 2025 roku,

przy czym dopuszczalne są odchylenia, o ile osiągnięty zostanie cel ekspansji na rok 2030.

Miejsca te są ponumerowane od 1 do 8 po literze N lub O dla Morza Północnego i Bałtyckiego oraz od 1 do 13 dla obszaru (przykład: N-9.1 dla miejsca 1 w obszarze N-9 na Morzu Północnym).

5.2.1 Określanie obszarów

W ramach FEP, biorąc pod uwagę projekty OWP, które zostaną oddane do użytku do 2025 r. oraz horyzont planowania do 2030 r., początkowo wyznaczane będą tylko obiekty w obszarach N-3, N-6, N-7, N-9, N-10 i O-1. Należy odnieść się do rozdziału 4.6Assumując, że projekty farm wiatrowych na obszarach N-1, N-2 i N-4 oraz O-3, które są już eksploatowane lub którym udzielono zamówienia w ramach przetargów przejściowych, są nadal eksploatowane lub będą eksploatowane do 2025 r., jeżeli warunki zostaną spełnione, nie zostaną wyznaczone żadne obiekty na tych obszarach. Badanie projektów, na które udzielono zamówienia w ramach procedury przetargów przejściowych, jest zastrzeżone dla odpowiedniej procedury indywidualnego zatwierdzania zgodnie z obowiązującymi przepisami. Należy odnieść się do rozdziału 6.

Tabela 6: Przegląd obszarów i terenów przeznaczonych pod morską energię wiatrową

Obszar Obszar Wielkość obszaru [km²] Koncepcja podłączenia

Morze Północne

N-1 - - -

N-2 - - -

N-3 N-3,5 ok. 29 66 kV

N-3,6 ok. 33 66 kV

N-3,7 ok. 17 155 kV1)

N-3,8 ok. 23 155 kV1)

N-42) - - -

N-52) - - -

N-6 N-6,6 ok. 44 66 kV

N-6,7 ok. 16 66 kV

N-7 N-7,2 ok. 59 66 kV

N-8 - - -

N-9 N-9.1 ok. 100 66 kV

N-9,2 ok. 105 66 kV

N-9,3 ok. 105 66 kV

N-9,4 ok. 101 66 kV

N-10 N-10,1 ok. 96 66 kV

N-10,24) ok. 93 66 kV

Morze Bałtyckie

O-1 O-1,3 ok. 25 przyłącze AC

O-2 O-2,25) ok. 20 -

O-3 - - -

1) Miejsca N-3.7 i N-3.8 zostaną podłączone do systemu połączeń NOR-3-3, który zostanie uruchomiony już w 2023 r., a zatem zostanie podłączony zgodnie z koncepcją połączenia 155 kV.

2) Miejsca N-4 i N-5 są brane pod uwagę do ewentualnego późniejszego wykorzystania. Odsyła się do rozdziału 5.1

4) Obiekty N-10.2 nie są w pełni wymagane do uzyskania 20 GW.

5) Określenie miejsca O-2.2 jest wątpliwe. Należy odnieść się do rozdziałów 5.1.2, 5.2.2 i 7.

Table 6: Overview of areas and sites for offshore wind energy

Area	Site	Size of site [km²]	Connection concept
North Sea			
N-1	-	-	-
N-2	-	-	-
N-3	N-3.5	approx. 29	66 kV
	N-3.6	approx. 33	66 kV
	N-3.7	approx. 17	155 kV[1)]
	N-3.8	approx. 23	155 kV[1)]
N-4[2)]	-	-	-
N-5[2)]	-	-	-
N-6	N-6.6	approx. 44	66 kV
	N-6.7	approx. 16	66 kV
N-7	N-7.2	approx. 59	66 kV
N-8	-	-	-
N-9	N-9.1	approx. 100	66 kV
	N-9.2	approx. 105	66 kV
	N-9.3	approx. 105	66 kV
	N-9.4	approx. 101	66 kV
N-10	N-10.1	approx. 96	66 kV
	N-10.2[4)]	approx. 93	66 kV
Baltic Sea			
O-1	O-1.3	approx. 25	AC connection
O-2	O-2.2[5)]	approx. 20	-
O-3	-	-	-

[1)] Sites N-3.7 and N-3.8 will be connected to the NOR-3-3 connection system, which will go into operation as early as 2023 and will therefore be connected using the 155 kV connection concept.

[2)] Sites N-4 and N-5 are under consideration for possible subsequent use. Reference is made to chapter **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**

[4)] The sites N-10.2 is not fully required to achieve 20 GW.

[5)] The determination of the site O-2.2 is questionable. Reference is made to chapter**Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**,5.2.2 and 7

Morze Północne

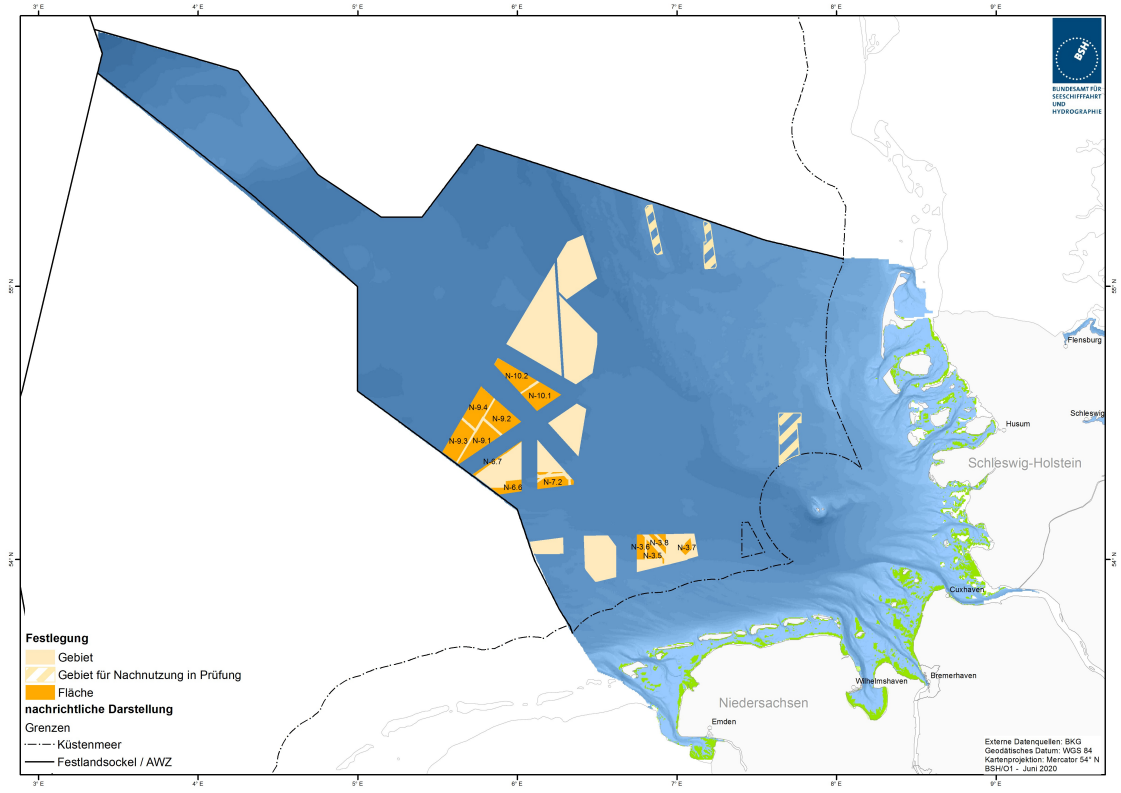


Figure 10: Areas and sites in the German North Sea EEZ

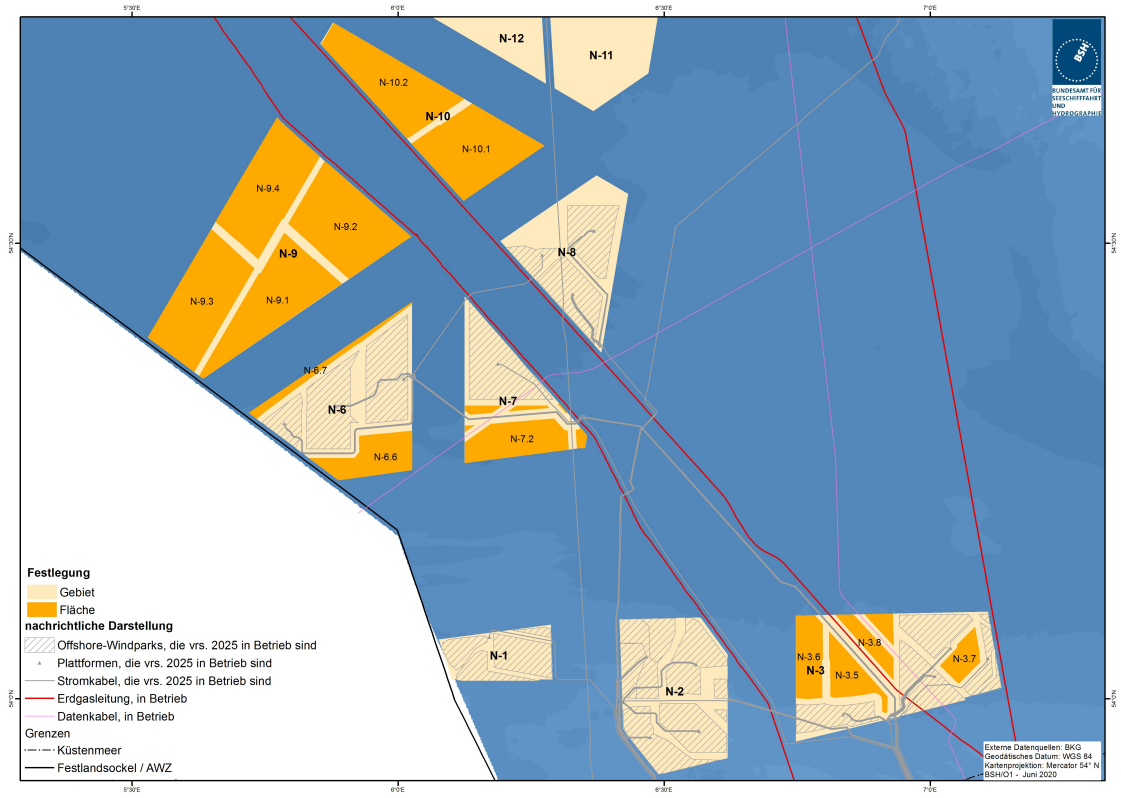


Figure 11: Sites in areas N-3, N-6, N-7, N-9 and N-10 in the German North Sea EEZ

Opis przestrzenny terenów w obszarach od N-3 do N-7 znajduje się w FEP 2019. Zaproponowane w rozdziale 5.11 dostosowania dotyczące połączeń międzysystemowych ¬ oraz zmiany planów zagospodarowania przestrzennego transgranicznych podmorskich systemów kablowych spowodują nieznaczny wzrost liczby tych obszarów. Przegląd w tym zakresie został przeprowadzony w projekcie FEP 2020.

W obszarze N-9 w ramach niniejszego planu zidentyfikowane zostaną cztery obiekty o mniej więcej równej wielkości. Obszar N-9.1 znajduje się w południowo-zachodniej części obszaru N-9 i jest ograniczony od południa trasą żeglugową nr 6. Na północy znajduje się obszar N-9.2, który rozciąga się do obszaru rezerwatu rurociągu, który otacza "Norpipe". Obszary N-9.3 i N-9.4 są ograniczone od południa przez obszary N-9.1 i N-9.2, od północnego zachodu przez trasę żeglugową nr 10, która została zmieniona w planie aktualizacji planowania przestrzennego, a od północy przez "Norpipe".

W przypadku obszaru N-10 w planie tym zidentyfikowano także dwa obszary. Obszar ten jest podzielony na dwa obszary o mniej więcej jednakowej wielkości. Obszar N-10.1 biegnie wzdłuż tego obszaru w kierunku południowo-wschodnim i graniczy z obszarem "Europipe 1" oraz trasami żeglugowymi nr 4 i 6. Obszar N-10.2 jest ograniczony na zachodzie przez "Europię 1", na północnym zachodzie przez przesunięty szlak żeglugowy nr 10, a na północy przez szlak żeglugowy nr 4. Należy zauważyć, że obszar N-10.2 nie jest w pełni zobowiązany do osiągnięcia mocy 20 GW.

Morze Bałtyckie

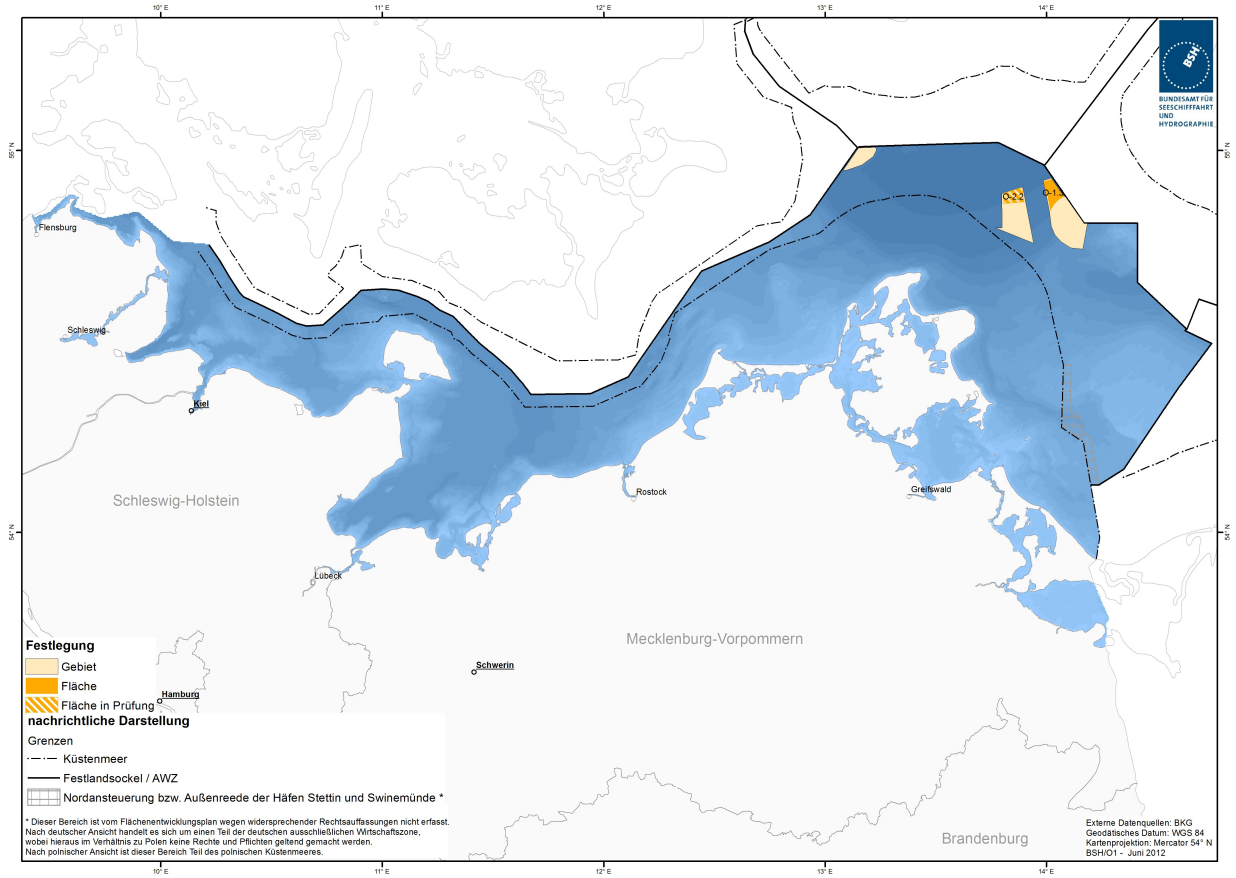


Figure 12: Areas and sites in the German Baltic Sea EEZ

Opis przestrzenny terenów O-1.3 i O-2.2 (w trakcie badania) zawiera odniesienie do FEP 2019.

5.2.3 Odpowiednie kryteria podejmowania decyzji o nieutworzeniu obszaru

W celu określenia lokalizacji w FEP, WindSeeG określa w § 5 ust. 5. 4 kryteria, które należy stosować w sposób niewyczerpujący. Jedno lub kilka kryteriów może spowodować, że obszary, które nie zostaną zdefiniowane jako obszary, będą się częściowo pokrywać. Należy odnieść się do rozdziału 8.

Metodologia stosowania kryteriów i opis znajdują się w rozdziale 4.8.

W sprawozdaniu dotyczącym środowiska (rozdział 9.3.2) FEP 2019 znajduje się odniesienie do porównania obszarów w ramach aspektów ochrony przyrody w kontekście oceny alternatywnych rozwiązań przestrzennych. Odsyła się do projektów raportów środowiskowych, które mają zostać przygotowane w ramach niniejszej aktualizacji i z którymi należy się skonsultować w późniejszym procesie.

W poniższej tabeli podsumowano obszary, na których nie zdefiniowano żadnych obszarów na podstawie kryteriów wymienionych w pkt 4.7.2.

Tabela 7: Przegląd odpowiednich kryteriów dla decyzji o podziale na strefy

Obszar Obszar Kryteria decyzyjne dla decyzji przeciwko określeniu obszaru

Morze Północne

N-5 - Kryterium (4)

N-8 - Kryterium 2

Morze Bałtyckie

O-11) - Kryteria 4 i 6

O-21) O-2.2 Kryteria 2, 4 i 6

1) Odsyła się do rozdziału 6, w którym przedstawiono dostępne moce przyłączeniowe sieci dla pilotażowych turbin wiatrowych na obszarach O-1 i O-2. Informacje na temat możliwych konfliktów użytkowania znajdują się w FEP 2019 oraz w raportach środowiskowych. Decyzja o tym, czy i gdzie dokładnie budowa i eksploatacja pilotażowych turbin wiatrowych na morzu jest dozwolona, zostanie podjęta wyłącznie w drodze procedury zatwierdzania pilotażowych turbin wiatrowych na morzu, która zostanie przeprowadzona w późniejszym terminie.

Table 7: Overview of the relevant criteria for the decision against a zoning

Area	Site	Decisive criteria for the decision against a determination of a site
North Sea		
N-5	-	Criterion (4)
N-8	-	Criterion 2
Baltic Sea		
O-11[1)]	-	Criteria 4 and 6
O-21[1)]	O-2.2	Criteria 2, 4 and 6

[1)] Reference is made to Chapter **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**, which shows available grid connection capacities for pilot wind turbines in areas O-1 and O-2. For information on possible conflicts of use, please refer to the FEP 2019 and the environmental reports. Whether and where exactly the construction and operation of pilot offshore wind energy turbines is permitted will be decided solely by the approval procedure for pilot offshore wind energy turbines to be carried out later.

Lokalizacje w obszarze N-5

Wyznaczenie terenów N-5.4 wskazanych we wstępnym projekcie FEP 2019 oraz w projektach FEP 2019 nie może być uwzględnione ze względu na ochronę przyrody i ochronę środowiska.

Rozszerzenie obszaru N-5 na wykorzystanie morskiej energii wiatrowej poza obszar objęty OWP "Butendiek", "Dan Tysk" i "Ławicę Piaskową", funkcjonujące w czasie tego przeglądu, a w szczególności w odniesieniu do obszaru N-5.4 opisanego w projektach RPO 2019, jest, zgodnie z obecnym stanem wiedzy, nie tylko niezgodne z zakazem zawartym w § 44 ust. 4. 1 nr 2 BNatSchG, ale również z § 5 ust. 5. 3 nr 2 WindSeeG.

Wyłączenie obszaru N-5.4 opiera się na zakresie skumulowanych po częściowych

skutkach WPZ zidentyfikowanych już z obszaru głównego obszaru dystrybucji nurków w niemieckiej WSE Morza Północnego. Zaobserwowana utrata 19% siedlisk żerujących i odpoczywających w głównym obszarze występowania nurków, co jest cenne dla zachowania lokalnej populacji perkoza, w związku ze statystycznie istotnym spadkiem liczebności perkoza, zakazuje ewentualnego zwiększenia obszaru interwencji ze względu na zapewnienie ochrony gatunku perkoza.

Zgodnie z zasadą ostrożności na mocy art. 1. 3 UVPG, oraz w celu wykluczenia znacznego zakłócenia w rozumieniu art. 3. Art. 44 ust. 1 nr 2 BNatSchG z wymaganym stopniem pewności, należy unikać dalszych skumulowanych skutków budowy kolejnych morskich turbin wiatrowych w obszarze N-5.

Zasada ostrożności jest zasadą prawa ochrony środowiska o pierwszorzędnym znaczeniu. Wymaga ona, aby środki nie tylko interweniowały w przypadku nieuchronnych szkód spowodowanych konkretnymi zagrożeniami dla środowiska, ale aby zaczęły zmniejszać ryzyko przed wystąpieniem zagrożenia. Norma ta jest również poparta brzmieniem technicznego przepisu prawnego § 5 ust. 5. 3 zdanie 2 nr 2 WindSeeG "Zagrożenia dla środowiska morskiego". Wiąże się to z obowiązkiem podejmowania zapobiegawczych środków ochrony środowiska, które są jak najbardziej dalekowzroczne i planowane, a których celem jest przede wszystkim zapobieganie zagrożeniom lub nawet szkodom dla środowiska. W szczególności w przypadku złożonych lub jeszcze nie w pełni zbadanych powiązań, zagrożenie dla środowiska może powstać w wyniku skumulowanego efektu przyczynienia się do powstania szkody, która sama w sobie może być nieszkodliwa. Tak więc instalacja tylko jednej elektrowni wiatrowej - lub nawet jednego OWP - powinna być uważana przez wszystkich za bezproblemową, ale duża liczba elektrowni lub projektów musi prowadzić do innego podejścia i traktowania. Zastosowanie zasady ostrożności pozwala na podjęcie działań w przypadku obaw - w oparciu o rzeczywiste dowody - o ewentualne szkody dla środowiska (Cow Beer & Prall, 2010).

Obszar N-5.4, który jest nadal rozważany w projektach FEP 2019, zostanie wyłączony z dalszego planowania morskich turbin wiatrowych, które mają być oddane do użytku od 2026 r., w oparciu o wyniki oceny skumulowanego negatywnego wpływu na stan ochrony miejscowej populacji nurków.

Ocena obszaru lub potencjalnego miejsca na tym obszarze wykazała, że populacje loonów są biologicznie bardzo wrażliwe, że główny obszar występowania nurków ma duże znaczenie dla utrzymania miejscowej populacji, a niekorzystne skutki zachowania unikania są intensywne i trwałe.

W celu uniknięcia pogorszenia stanu zachowania miejscowej populacji ze względu na skumulowane skutki działania farm wiatrowych, konieczne jest, aby obszar głównego obszaru dystrybucji był obecnie dostępny dla nurków, poza strefami oddziaływania już wdrożonych farm wiatrowych, wolny od nowych projektów farm wiatrowych oddanych do eksploatacji od 2026 roku.

BSH dochodzi do wniosku, że istotne zaburzenie w rozumieniu art. 44 ust. 1 pkt 2 Federalnej Ustawy o ochronie przyrody (BNatSchG) w wyniku realizacji planu może zostać wykluczone z niezbędną pewnością, jeśli zapewni się, że nie dojdzie do dodatkowej utraty siedlisk na głównym obszarze dystrybucji nurków.

Ze względu na znaczne skumulowane skutki dla nurka, których nie można wykluczyć, realizacja kolejnych projektów farm wiatrowych na głównym obszarze koncentracji już teraz stanowi zagrożenie dla środowiska morskiego w rozumieniu § 5 ust. 5. 3 S. 2 Nr 2 WindSeeG - niezależnie od kwestii dopuszczalności w świetle prawa ochrony gatunków. Jednym z

powodów jest to, że główny obszar występowania nurków jest ważnym elementem funkcjonalnym środowiska morskiego w odniesieniu do ptaków morskich i odpoczywających. Z tego powodu nie jest dopuszczalne wyznaczenie poza OWP "Butendiek", "Dan Tysk" i "Sandbank", które obowiązywały w czasie tego przeglądu, a w szczególności w odniesieniu do obszaru N-5.4, przedstawionego w projektach FEP 2019 w trakcie przeglądu.

Odsyła się do rozdziału 8 FEP 2019 oraz do rozdziałów 4.12.4 i 5.2.2.1 raportu środowiskowego dla Morza Północnego FEP 2019.

Ekspertyza dotycząca rozmieszczenia i występowania nurków rdzawoszyich i czarnoszyich na Morzu Północnym w Niemczech (BioConsult SH GmbH & Co. KG, 2020) zostanie zbadana i uwzględniona w kontekście kontynuacji FEP. Zwraca się uwagę, że Bundesverband der Windparkbetreiber Offshore e.V. (Federalne Zrzeszenie Operatorów Morskich Farm Wiatrowych) planuje warsztaty w celu omówienia wyników ze stowarzyszeniami i urzędami ochrony przyrody.

Odsyła się do projektów raportów środowiskowych, które mają zostać przygotowane w ramach tej aktualizacji i z którymi należy się skonsultować w późniejszym procesie.

W każdym przypadku występuje konflikt użytkowania w rozumieniu § 5 ust. 5. 4 zdanie 2 nr 4 WindSeeG pomiędzy wykorzystaniem morskiej energii wiatrowej a ochroną przyrody w kwestiach prawa technicznego i środowiskowego ujawnił się w odniesieniu do ewentualnego przeznaczenia gruntów na tym obszarze.

Tereny w obszarze N-8

W obszarze N-8 nie zostanie zdefiniowany żaden obszar na podstawie kryterium 2 (patrz rozdział 4.8.2.2 FEP 2019), ponieważ, biorąc pod uwagę niską spodziewaną moc zainstalowaną potencjalnego obszaru, wydaje się, że zbudowanie oddzielnej morskiej linii połączeniowej dla tego obszaru jest trudne przestrzennie i nieefektywne. Połączenie poprzeczne z obszarem N-7 lub N-6 nie jest możliwe, ponieważ wiązałoby się z licznymi skrzyżowaniami. Utrudniłoby to również znacznie połączenie, a tym samym rozwój obszarów w strefach od 3 do 5 O-NEP i ewentualnie doprowadziłoby do niepożądanego planowania odprysków. Należy odnieść się do rozdziału 7

Miejsca w obszarze O-1

W południowej części obszaru O-1 nie określono żadnego terenu ze względu na konflikty użytkowania (kryterium 4, patrz: rozdział 4.8.2.4 FEP 2019) oraz przewidywaną moc zainstalowaną (kryterium 6, patrz: rozdział 4.8.2.6 FEP 2019). Południowa część tego obszaru jest w dużej mierze zabudowana. Znajdują się tam także konstrukcje rafowe. Ze względu na niewielkie rozmiary możliwych lokalizacji, (ekonomiczna) eksploatacja niezależnej farmy wiatrowej nie wydaje się możliwa.

Konieczne jest dalsze zbadanie bezpieczeństwa i łatwości nawigacji w północnej części obszaru. W tym kontekście należy wykorzystać w szczególności wyniki ekspertyzy dotyczącej przydatności policji drogowej dla badanego obszaru w ramach wstępnego dochodzenia oraz wyniki badania przydatności w niemieckiej WSE na Morzu Północnym i Bałtyckim.

Miejsca w obszarze O-2

Dla obszaru O-2, ze względu na konflikty użytkowania (kryterium 4, patrz rozdział 4.8.2.4 FEP 2019), zostanie zbadane, czy obszar O-2.2 jest określony. W tym kontekście odsyła się dodatkowo do rozdziału 4.2.2 BFO-O 13. Obiekt O-2.2 jest również badany pod kątem bezpieczeństwa i łatwości nawigacji. W tym kontekście należy wykorzystać w szczególności

wyniki ekspertyzy dotyczącej przydatności policji drogowej obszarów w niemieckiej WSE na Morzu Północnym i Morzu Bałtyckim, które mają zostać zbadane w trakcie wstępnego dochodzenia, a także wyniki testu przydatności, ponieważ obszar ten jest uwzględniony w analizie ruchu statków. To samo odnosi się do bardziej szczegółowego badania migracji ptaków. Odsyła się do Rozdziałów 4.12.5 i 9.3.2 Raportu Środowiskowego FEP 2019 Morza Bałtyckiego.

Jeśli chodzi o faktyczną zdolność do budowy (kryterium 5, patrz Rozdział 4.8.2.5 FEP 2019), nie zidentyfikowano jeszcze poważnych i trwałych przeszkód do zatwierdzenia, ale informacje dostępne do tej pory dla obszaru Basenu Arkońskiego wskazują, że na tym obszarze występuje muł od miękkiego do mulistego, czasem o grubości ponad 10 m, który jest podsypany osadami o grubości do ok. 30 m - składającymi się z miękkich do sztywnych glin, mułu i piasków drobnych, a także sztywnych do pełnych marmurów dennych. Podstawą osadów polodowcowych i polodowcowych są ponownie grube osady kredowe. W tym kontekście należy zauważyć, że w dotkniętym obszarze nie zostały jeszcze przetestowane najnowocześniejsze fundamenty turbin wiatrowych i linii łączących.

Ponadto istnieje potrzeba przedyskutowania i wyjaśnienia kwestii, których nie można jeszcze ostatecznie ocenić, na przykład w kwestii migracji ptaków (por. już rozdział 4.2.2, BFO-O 16/17 i BFO-O 2013), tak aby definicja obszaru O-2.2 była dalej analizowana w ramach kontynuacji FEP.

Istnieje jeden projekt w obszarze O-2, który został przyznany w ramach drugiego przetargu przejściowego. Wszelka wiedza uzyskana w ramach procedury zatwierdzania planów, która zostanie przeprowadzona w obszarze O-2, zostanie uwzględniona w ramach aktualizacji FEP.

W południowej części obszaru O-2 nie określono żadnego terenu, nawet na podstawie przewidywanej zdolności produkcyjnej, która ma zostać zainstalowana (kryterium 6, patrz rozdział 4.8.2.6 FEP 2019). Oprócz wyżej wymienionych kryteriów (ekonomiczna) eksploatacja niezależnej farmy wiatrowej w południowej części obszaru O-2 nie wydaje się możliwa ze względu na niewielki rozmiar potencjalnego terenu. Również na podstawie kryterium 2 (patrz rozdział 4.8.2.2 FEP 2019) nie ma żadnej specyfikacji, ponieważ ze względu na małą spodziewaną moc zainstalowaną nie wydaje się efektywne budowanie oddzielnej linii przyłączeniowej na tym możliwym obszarze. Odsyła się do Rysunku 12, jak również do rozdziału 7.

5.3 Oczekiwana moc wytwórcza

Zgodnie z art. 5 ust. 1 nr 5 WindSeeG, FEP określa przepustowość morskich turbin wiatrowych, które mają zostać zainstalowane na określonych obszarach i w określonych miejscach. W celu określenia mocy wytwórczych w poszczególnych lokalizacjach należy odnieść się do metodyki wprowadzonej w rozdziale 4.7.

Tabela 8. Oczekiwane moce wytwórcze w obiektach określonych w rozdziale 5.2. Nie określono oczekiwanych mocy wytwórczych na powierzchniach, które zgodnie z wyjaśnieniami w pkt. 5.2. zostały przedstawione jako "będące w fazie testów".

Tabela 8: Zestawienie spodziewanej mocy zainstalowanej na obiektach, w których znajdują się morskie elektrownie wiatrowe

Obszar Obszar Przewidywana moc wytwórcza [MW]

Morze Północne

N-3 N-3,5 420

N-3.6 480

N-3.7 225

N-3.8 433

N-6 N-6.6 630

N-6.7 270

N-7 N-7.2 930

N-9 N-9.1 1.000

N-9.2 1.000

N-9.3 1.000

N-9.4 1.000

N-10 N-10.1 1.000

N-10.21) 1.0001)

Morze Bałtyckie

O-1 O-1,3 300

1) Strona N-10.2 nie jest w pełni wymagana dla 20 GW.

Ilustracja zakresu, w jakim moc wytwórcza dla poszczególnych obszarów odbiegała od mocy obliczonej zgodnie z rozdziałem 4.7.2, znajduje się w następnym rozdziale.

Table 8: Overview of the power expected to be installed on the sites for offshore wind turbines

Area	Site	Expected generation capacity [MW]
North Sea		
N-3	N-3.5	420
	N-3.6	480
	N-3.7	225
	N-3.8	433
N-6	N-6.6	630
	N-6.7	270
N-7	N-7.2	930
N-9	N-9.1	1.000
	N-9.2	1.000
	N-9.3	1.000
	N-9.4	1.000
N-10	N-10.1	1.000
	N-10.2[1)]	1.000[1)]
Baltic Sea		
O-1	O-1.3	300

[1)] The N-10.2 site is not fully required for 20 GW.

5.3.1 Sprawdzenie wiarygodności oczekiwanej mocy wytwórczej

Zgodnie z metodą wyznaczania mocy wytwórczych opisaną w rozdziale 4.7.2., w ostatnim etapie dokonuje się sprawdzenia wiarygodności wyznaczonej mocy wytwórczej. Podstawową charakterystyką badania jest moc systemów przyłączeniowych oraz wykonalność w odniesieniu do możliwych układów farm wiatrowych. Na stronie .

W tabeli 9 przedstawiono moc ustaloną oraz skorygowaną gęstość mocy zastosowaną dla poszczególnych obszarów i wskazano obszary, dla których oczekiwana moc wytwórcza odbiega od mocy ustalonej w ten sposób przy określaniu mocy.

Dla lokalizacji N-3,7 oczekiwana moc zainstalowana jest zredukowana do 225 MW, gdyż planowana linia przyłączeniowa nie pozwala na uzyskanie wyższej mocy. Instalacja dodatkowej linii przyłączeniowej prądu przemiennego nie jest możliwa ze względu na ograniczenia przestrzenne.

Obszar N-6.7 zostanie zredukowany do przewidywanej mocy zainstalowanej 270 MW, gdyż wyższa moc nie wydaje się możliwa do utrzymania w związku z odległościami do turbin sąsiednich farm wiatrowych.

W obiekcie O-1.3 oczekiwana moc zainstalowana jest ograniczona do maksymalnie 300 MW, zgodnie ze standardową koncepcją połączenia z Morzem Bałtyckim. Budowa dodatkowej linii łączącej nie jest planowana ze względu na niskie wykorzystanie mocy.

Przewiduje się, że projekt FEP 2020 będzie zawierał bardziej kompleksowy opis przyczyn korekty mocy wytwórczych.

Tabela 9: Sprawdzenie wiarygodności wyznaczonej mocy

Strona Poprawiona gęstość mocy [MW/km²]. Ustalona moc wytwórcza zgodnie z rozdziałem 4.7 [MW]. Korekta mocy wytwórczej w wyniku sprawdzenia wiarygodności

Morze Północne

N-3,5 9,5 ok. 420 -

N-3,6 10 ok. 480 -

N-3,7 9,5 ok. 280 Redukcja do 225 MW (maks. moc linii przyłączeniowej prądu przemiennego)

N-3,8 9,5 ok. 440 Redukcja do 433 MW (maks. moc linii przyłączeniowej prądu stałego)

N-6.6 10 ok. 630 -

N-6,7 10 ok. 470 Redukcja do 270 MW (kontrola wiarygodności układu)

N-7,2 10 ok. 1060 Redukcja do 930 MW (maks. moc linii przyłączeniowej prądu stałego lub NVP Büttel)

N-9.1 8 ok. 1.000 -

N-9,2 8 ok. 1,000

N-9,3 8 ok. 1,000

N-9,4 8 ok. 1,000

N-10,1 8 ok. 1,000

N-10,2 8 ok. 1,000

Morze Bałtyckie

O-1,3 10 ok. 420 Redukcja do 300 MW (maks. moc linii przyłączeniowej)

Table 9: Plausibility check of the determined power

Site	Corrected power density [MW/km²].	Determined generation capacity according to chapter 4.7 [MW].	Adjustment of the generation capacity due to plausibility check
North Sea			
N-3.5	9,5	approx. 420	-
N-3.6	10	approx. 480	-
N-3.7	9,5	approx. 280	Reduction to 225 MW (max. capacity of the AC connection line)
N-3.8	9,5	approx. 440	Reduction to 433 MW (max. capacity of the DC connection line)
N-6.6	10	approx. 630	-
N-6.7	10	approx. 470	Reduction to 270 MW (plausibility check of the layout)
N-7.2	10	approx. 1060	Reduction to 930 MW (max. capacity of the DC connection line or NVP Büttel)
N-9.1	8	approx. 1,000	-
N-9.2	8	approx. 1,000	
N-9.3	8	approx. 1,000	
N-9.4	8	approx. 1,000	
N-10.1	8	approx. 1,000	
N-10.2	8	approx. 1,000	
Baltic Sea			
O-1.3	10	approx. 420	Reduction to 300 MW (max. capacity of the connection line)

5.4 Specyfikacje dla morza terytorialnego

Należy odnieść się do rozdziału 5.4 FEP 2019. W projekcie FEP 2020 dokonano przeglądu.

5.5 Chronologiczna kolejność przetargów na obiekty

Zgodnie z § 5 ust. 1 nr 3 WindSeeG, FEP ustala kolejność chronologiczną, w jakiej określone obiekty mają zostać poddane przetargowi zgodnie z częścią 3 ust. 2 WindSeeG, łącznie z wyznaczeniem odpowiednich lat kalendarzowych.

W celu ustalenia porządku chronologicznego, WindSeeG określa w § 5 ust. 5. 4 kryteria, które nie są wyczerpujące. W zakresie metodyki stosowania kryteriów, jak również opisu, odsyła się do rozdziału 4.8.

Projekt ustawy o zmianie ustawy o energetyce wiatrowej na morzu oraz o zmianie innych przepisów przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 3 czerwca 2020 r. przewiduje w § 5 ust. 4 kryteria, które nie są wyczerpujące. 5 WindSeeG-E przewiduje, że obszary i miejsca oraz kolejność chronologiczna zostaną określone w taki sposób, aby miejsca o przewidywanej mocy zainstalowanej wynoszącej

około 1 gigawata rocznie w latach 2021 do 2023,

około 3 gigawatów w 2024 r. oraz

około 4 gigawatów w 2025 roku,

przy czym dopuszczalne są odchylenia, o ile osiągnięty zostanie cel ekspansji na rok 2030. Specyfikacje w FEP mają na celu zapewnienie, że zakłady zostaną wystawione na przetarg w terminach składania ofert począwszy od 2026 r., co zagwarantuje stałą rozbudowę. Między rokiem kalendarzowym zaproszenia do składania ofert na dany obiekt a rokiem kalendarzowym uruchomienia dotowanych morskich turbin wiatrowych na tym obiekcie musi upłynąć co najmniej tyle miesięcy, aby możliwe było dotrzymanie terminów realizacji zgodnie z § 59 WindSeeG.

Jak opisano w pkt. 4.8.1., kolejność chronologiczna lokalizacji ustalana jest najpierw poprzez zastosowanie kryterium 1, a następnie kryteriów od 2 do 8.

5.5.1 Chronologiczna kolejność przetargów na tereny

Stosując kryteria 1-8 oraz uwzględniając wytyczne podane w rozdziale 4.8, ustala się kolejność chronologiczną terenów objętych przetargiem zgodnie z tabelą 10.

Ze względu na uwarunkowania przestrzenne przyłączenia do istniejącej w 2026 r. sieci NOR-3-3, tereny N-3.8 i N-3.7 znajdują się w porządku chronologicznym przed terenami N-3.6 i N-3.5, które również znajdują się w obszarze N-3.

W ramach konsultacji FEP 2019 poproszono o bardziej zrozumiałe przedstawienie ustalenia kolejności chronologicznej, w szczególności w odniesieniu do dostępności przyłączy morskich, NVP i rozbudowy sieci na lądzie. Aby spełnić tę prośbę, w rozdziale 5.5.2 opisano bardziej szczegółowo informacje, którymi obecnie dysponuje BSH, oraz sposób ich uwzględnienia.

Tabela 10: Przegląd kolejności chronologicznej terenów, które mają być objęte przetargiem przy zastosowaniu kryteriów od 1 do 8

Rok kalendarzowy Rok kalendarzowy przetargu Rok kalendarzowy przekazania do eksploatacji Oznaczenie obiektu System połączeń sieciowych Przewidywana moc wytwórcza [MW] Całkowita przewidywana moc wytwórcza [MW]

2021 2026 N-3,7 NOR-3-31) 225 958

N-3,8 NOR-3-31) 433

O-1,3 OST-1-41) 300

2022 2027 N-7.2 NOR-7-21) 930 930 930

2023 2028 N-3,5 NOR-3-21) 420 900

N-3.6 ANI-3-21) 480

2024 2029 N-6.6 NOR-6-31) 630 2.900

N-6.7 ANI-6-31) 270

N-9.1 NOR-9-11) 1.000

N-9,2 NOR-9-11) 1.000

2025 2030 N-9.3 NOR-9-21) 1.000 4.000

N-9,4 NOR-9-21) 1.000

N-10.1 ANI-10-11) 1.000

N-10.22) ANI-10-11) 1.000

Całkowity system docelowy 9,688

Spodziewany zapas 2025 10.800

Przewidywany zapas w 2030 r. 20.488

1) nawiązanie do potwierdzenia planu rozwoju sieci na lata 2019-2030 oraz do przygotowania, przeglądu i potwierdzenia planu rozwoju sieci na lata 2021-2035

2) Strona N-10.2 nie jest w pełni wymagana dla 20 GW.

Table 10: Overview of the chronological order of sites to be tendered using criteria 1 to 8

Calendar year Tender	Calendar year Commissioning	Site designation	Network connection system	Expected generation capacity [MW]	Total expected generation capacity [MW]
2021	2026	N-3.7	NOR-3-31[1)]	225	958
		N-3.8	NOR-3-31[1)]	433	
		O-1.3	OST-1-41[1)]	300	
2022	2027	N-7.2	NOR-7-21[1)]	930	930
2023	2028	N-3.5	NOR-3-21[1)]	420	900
		N-3.6	NOR-3-21[1)]	480	
2024	2029	N-6.6	NOR-6-31[1)]	630	2.900
		N-6.7	NOR-6-31[1)]	270	
		N-9.1	NOR-9-11[1)]	1.000	
		N-9.2	NOR-9-11[1)]	1.000	
2025	2030	N-9.3	NOR-9-21[1)]	1.000	4.000
		N-9.4	NOR-9-21[1)]	1.000	
		N-10.1	NOR-10-11[1)]	1.000	
		N-10.[22)]	NOR-10-11[1)]	1.000	
Total target system					9.688
Expected stock 2025					10.800
Projected stock in 2030					20.488

[1)] Reference is made to the confirmation of the network development plan 2019-2030 and to the preparation, review and confirmation of the network development plan 2021-2035

[2)] The N-10.2 site is not fully required for 20 GW.

5.5.2 Przedstawienie przeglądu sekwencji czasowej w oparciu o odniesienia do morskich kabli przyłączeniowych, punktów przyłączenia do sieci oraz rozbudowy sieci na lądzie

Jak opisano w sekcji 4.8, kryterium 2 służy z jednej strony unikaniu wolnych miejsc pracy. Z

drugiej strony, przy określaniu porządku chronologicznego, kryterium 2 służy do sprawdzenia, czy odpowiednie linie łączące i KPK będą prawdopodobnie dostępne, biorąc pod uwagę planowanie i rzeczywisty rozwój sieci na lądzie w latach, w których tereny te są oddawane do użytku. Ocena ta opiera się na NEP 2019-2030, informacjach z krajów nadbrzeżnych oraz informacjach od OSP dotyczących okresów planowania i realizacji KKP i systemów połączeń.

Dla celów niniejszego przeglądu dostępne są następujące informacje dotyczące przybrzeżnych linii łączących, których data oddania do eksploatacji przypada na 2026 r., oraz odpowiednich KPK, z uwzględnieniem planowania i faktycznego rozwoju sieci na lądzie.

Uwagi ogólne

Zgodnie z drugim projektem NEP 2019-2030, ¬całkowity okres realizacji ¬systemu przyłączenia do sieci prądu stałego wynosi ok. 11 lat, a systemu przyłączenia do sieci prądu przemiennego 9,5 roku. Z potwierdzenia NEP 2019-2030 wynika jednak, że okres ten może być krótszy dla poszczególnych linii przyłączeniowych.

Zgodnie z uwagami OSP z dnia 29 sierpnia 2018 r. w kontekście procedury uruchomienia FEP 2019, OSP mógł w zasadzie zrealizować rocznie maksymalnie jedną linię przyłączeniową na morzu. Aby jednak osiągnąć cel rozbudowy o 20 GW do 2030 r., jeden OSP musi wdrożyć w 2030 r. dwa systemy połączeń. W tym zakresie wskazuje się na porozumienie pomiędzy rządem federalnym, krajami nadbrzeżnymi i OSP-ami (Federalne Ministerstwo Gospodarki i Energetyki, 2020) oraz przygotowanie, weryfikację i potwierdzenie NEP.

Informacje o połączeniach międzysystemowych, punktach połączeń międzysystemowych oraz planowaniu i rzeczywistym rozwoju sieci na lądzie

Dostępne są następujące informacje na temat połączeń między liniami i urządzeniami NVP dostępnymi w celu połączenia miejsc określonych w rozdziale 5.2 oraz ich jak najszybszego zakończenia.

Morze Północne

W NEP 2019-2030 potwierdzono sześć linii łączących niemiecką w.s.e. Morza Północnego - częściowo z zastrzeżeniem przyszłego rozważenia ¬ terenów, które mają zostać zagospodarowane w aktualizacji FEP - z terminem ukończenia do 2030 r. włącznie. Ponadto w NEP 2019-2030 potwierdzono trzy morskie systemy łączące, których ukończenie planowane jest po 2030 r., z zastrzeżeniem, że potencjalne obszary, które mają zostać opracowane przez odpowiednie systemy łączące, zostaną określone jako obszary w aktualizacji FEP. Należy odnieść się do dalszych wyjaśnień zawartych w NEP 2019-2030. Należy odnieść się do

Rysunek 13: Wyciąg z potwierdzenia NEP 2019-2030, strona 13

oraz

Rysunek 14: Wyciąg z potwierdzenia NEP 2019-2030, strona 13

Morze Bałtyckie

NEP 2019-2030 potwierdza linię łączącą niemiecką w.s.e. Morza Bałtyckiego z terminem ukończenia do 2030 r. Odnosi się to do

Rysunek 13: Wyciąg z potwierdzenia NEP 2019-2030, strona 13

Informacje na temat podłączenia pola testowego znajdują się w rozdziale 5.4.

2. Die nachfolgenden Offshore-Anbindungssysteme werden einschließlich dem geplanten Zeitpunkt ihrer Fertigstellung und ihres Netzverknüpfungspunktes wie folgt **bestätigt**:

Anbindungssystem	geplanter Zeitpunkt der Fertigstellung	Netzverknüpfungspunkt
OST-7-1 (Testfeldanbindung)	2024	Gemeinde Papendorf
OST-1-4	2026	Suchraum Gemeinden Lubmin/Brünzow/Wusterhusen/Kemnitz
NOR-7-2 (BorWin6)	2027	Büttel
NOR-3-2 (DolWin4)	2028	Hanekenfähr
NOR-6-3 (BorWin4)	2029	Hanekenfähr
NOR-9-1	2029	Unterweser
NOR-10-1	2030	Unterweser
NOR-12-1	2030	Wilhelmshaven 2

Die Bestätigung der Offshore-Anbindungssysteme NOR-10-1 und NOR-12-1 steht unter dem Vorbehalt, dass die potenziellen Flächen, die durch die entsprechenden Anbindungssysteme erschlossen werden sollen, in einer Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans als Flächen festgelegt werden.

Die Beauftragung des Testfeldanbindung OST-7-1 steht unter dem Vorbehalt, dass in einer Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans der räumliche Umriss des Testfelds festgelegt wird.

Das Anbindungssystem NOR-9-1 ist mit einer Übertragungskapazität in Höhe von 2 GW zu realisieren unter dem Vorbehalt, dass in einer Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans für das Anbindungssystem NOR-9-1 eine entsprechende Übertragungskapazität festgelegt wird.

Figure 13: Extract of the confirmation of the NEP 2019-2030, page 13

3. Die nachfolgenden Offshore-Anbindungssysteme mit einer geplanten Fertigstellung nach 2030 werden wie folgt unter dem Vorbehalt bestätigt, dass die potenziellen Flächen, die durch die entsprechenden Anbindungssysteme erschlossen werden sollen, in einer Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans als Flächen festgelegt werden:

Anbindungssystem	Netzverknüpfungspunkt
NOR-11-1	Suchraum Gemeinden Ibbenbüren / Mettingen / Westerkappeln
NOR-11-2	Wehrendorf
NOR-13-1	Heide/West

Figure 14: Extract of the confirmation of the NEP 2019-2030, page 13

Należy zauważyć, że FEP nie definiuje NVP dla systemów połączeń sieciowych. Specyfikacja oczekiwanego NVP służy do celów planowania przestrzennego i określenia porządku chronologicznego obiektów w ramach aktualizacji FEP. NVP są identyfikowane przez OSP w trakcie przygotowywania NEP oraz sprawdzane i potwierdzane przez BNetzA w dalszej procedurze.

Przegląd porządku chronologicznego, uwzględniający dostępność morskich połączeń międzysystemowych, rozwój NVP i sieci lądowej

W wyniku przeglądu porządku chronologicznego, uwzględniającego dostępność morskich połączeń międzysystemowych, NVP i rozwój sieci lądowej, stwierdzono, że na podstawie obecnie dostępnych informacji nie wydaje się konieczne dostosowanie porządku chronologicznego.

Jeśli chodzi o NOR-7-2 i NOR-3-2, odniesiono się do rozdziału 5.5.2 programu działań na rzecz gospodarki morskiej na lata 2019-2030.

Pytania do konsultacji

5.5 Kolejność chronologiczna miejsc, które mają być objęte przetargiem

Z określonej kolejności chronologicznej terenów, które zostaną objęte przetargiem, wynika, że w przyszłości konieczne będzie przyłączenie w ciągu jednego roku kalendarzowego łącznie do 2000 MW mocy przyłączonej do OWP na jednej platformie przekształtnikowej. Ze względu na określoną przewidywaną moc zainstalowaną dla obiektów w obszarach N-9 i N-10 o wielkości 1000 MW, należy się również spodziewać, że w ciągu jednego roku kalendarzowego dwóch różnych wykonawców OWP będzie musiało zapewnić przyłączenie na jednej platformie przekształtnikowej.

Czy zdaniem uczestników konsultacji istnieją ważne aspekty, które prowadzą do oczekiwania, że podłączenie łącznie 2000 MW od różnych wykonawców projektów OWP na jednej platformie przekształtnikowej w ciągu jednego roku kalendarzowego nie będzie możliwe?

Questions for consultation

5.5 Chronological order of the sites to be tendered

From the specified chronological order of the sites to be put out to tender, it can be seen that in future it will be necessary to connect a total of up to 2,000 MW of OWP connected capacity on one converter platform within one calendar year. Due to the specified expected installed capacity for sites in the N-9 and N-10 areas of 1,000 MW, it is also to be expected that two different OWP developers will have to ensure the connection on one converter platform in one calendar year.

F.17 In the view of the participants in the consultation, are there important aspects that lead to the expectation that the connection of a total of 2,000 MW from different OWP project developers on one converter platform within one calendar year is not feasible?

5.6 Calendar year of commissionin Rok kalendarzowy oddania do eksploatacji morskich turbin wiatrowych i linii łączących

Zgodnie z § 5 ust. 1 nr 4 WindSeeG, FEP określa lata kalendarzowe, w których morskie elektrownie wiatrowe oraz odpowiadająca im linia przyłączeniowa na morzu zostaną oddane do eksploatacji.

W odniesieniu do lat kalendarzowych, w których morskie elektrownie wiatrowe dotowane na określonych obszarach mają zostać oddane do eksploatacji, odsyła się do rozdziału 5.5.

Określając lata kalendarzowe oddania do eksploatacji morskich turbin wiatrowych, zakłada się, że oddanie do eksploatacji morskich turbin wiatrowych oraz oddanie do eksploatacji związanego z nimi systemu przyłączenia do sieci¬ może zasadniczo nastąpić w tym samym roku kalendarzowym. Odpowiada to również celowi określonemu w § 4 ust. 4. 2 nr 3 WindSeeG, zgodnie z którym turbiny wiatrowe mają być rozwijane w synchronizacji z systemami przyłączeniowymi do sieci.

Zakładając informacje podane w rozdziale 5.5. lata kalendarzowe uruchomienia morskich linii przyłączeniowych przedstawiono w poniższej tabeli.

Odniesienie do NEP 2019-2030 oraz przygotowania, przeglądu i potwierdzenia NEP 2021-2035.

Tabela 11: Przegląd lat kalendarzowych uruchomienia morskich linii łącznikowych z uwzględnieniem uwag wymienionych w Rozdziale 5.5.

Nazwa Rok kalendarzowy oddania do eksploatacji Moc przesyłowa [MW]

OST-1-4 2026 300

NOR-7-2 2027 9301)

NOR-3-2 2028 900

NOR-6-3 2029 900

NOR-9-1 2029 2.000

NOR-9-22) 2030 2.000

NOR-10-12) 2030 2.000

1) Należy zwrócić uwagę, że dla mocy przesyłowych dla morskiej linii połączeniowej NOR-7-2 zakłada się, że przy docelowym poziomie rozbudowy 20 GW, nie ma ograniczenia ustawową ścieżką rozbudowy od 700 do 900 MW na rok przetargowy. (patrz rozdział 5.2)

2) Zwraca się uwagę, że w NEP 2019-2030 potwierdzono dwie linie łączące (NOR-10-1 i NOR-12-1) dla niemieckiej w.s.e. Morza Północnego na rok kalendarzowy oddania do eksploatacji w 2030 r., z zastrzeżeniem przyszłych rozważań na temat lokalizacji, które zostaną opracowane w aktualizacji FEP. Ponieważ jednak obszary w rozszerzonych obszarach N-9 i N-10 mają zostać określone, konieczne będą linie łączące NOR-9-2 i NOR-10-1. Odnosi się to do przygotowania, zbadania i potwierdzenia NEP 2021-2035 r. W związku z tym, że mają zostać określone tereny w rozszerzonych obszarach NOR-9-2 i NOR-10-1, konieczne będą linie łączące NOR-9-2 i NOR-10-1.

Table 11: Overview of calendar years of commissioning for offshore connecting lines, taking into account the notes listed in Chapter 5.5

Name	Calendar year of commissioning	Transmission capacity [MW]
OST-1-4	2026	300
NOR-7-2	2027	9301)
NOR-3-2	2028	900
NOR-6-3	2029	900
NOR-9-1	2029	2.000
NOR-9-22)	2030	2.000
NOR-10-12)	2030	2.000

1) It should be noted that for the transmission capacity for the NOR-7-2 offshore connection line, it is assumed that, with an expansion target of 20 GW, there is no limitation by a statutory expansion path of 700 to 900 MW per tender year. (see Chapter **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**)

2) It is noted that the NEP 2019-2030 has confirmed two connecting lines (NOR-10-1 and NOR-12-1) for the German North Sea EEZ for the calendar year of commissioning 2030, subject to future consideration of the sites to be developed in an update of the FEP. However, since sites in the extended areas N-9 and N-10 are to be defined, the connecting lines NOR-9-2 and NOR-10-1 would be necessary. Reference is made to the preparation, examination and confirmation of the NEP 2021-2035.

Projekt ustawy o zmianie ustawy o energetyce wiatrowej na morzu oraz innych przepisów przyjętych przez Gabinet w dniu 3 czerwca 2020 r. przewiduje wyznaczenie lat kalendarzowych, w których morskie elektrownie wiatrowe oraz odpowiadająca im linia przyłączeniowa na morzu, które mają zostać oddane do eksploatacji na wyznaczonych obszarach.

Z zastrzeżeniem wejścia w życie, w celu określenia lat kalendarzowych, w tym wyznaczenia dokładnych kwartałów, pojawiają się następujące kwestie.

Pytania do konsultacji

Czy wydaje się możliwe, aby w tym samym kwartale oddano do użytku linię przyłączeniową na morzu oraz morskie elektrownie wiatrowe w strefach 1 i 2? Jeśli nie, to jakie są tego powody? Jeśli nie, to ile kwartałów powinno upłynąć pomiędzy uruchomieniem linii przesyłowej morskiej a turbinami wiatrowymi na morzu?

W związku z pytaniem konsultacyjnym w punkcie 5.5. ile czasu powinno być dopuszczalne pomiędzy uruchomieniem linii przesyłowej morskiej a uruchomieniem morskiej farmy wiatrowej w strefie 3?

The draft law amending the Wind Energy at Sea Act and other provisions adopted by the Cabinet on 3 June 2020 provides for the designation of the calendar years in which the offshore wind

turbines and the corresponding offshore connection line, which are to be commissioned on the designated sites, are to be put into operation.

Subject to entry into force, the following questions arise for the determination of calendar years, including the designation of the exact quarters.

Questions for consultation

F.18 Does it seem possible that the offshore connection line and the offshore wind turbines in zones 1 and 2 will be commissioned in the same quarter? If not, what are the reasons for not doing so? If not, how many quarters should there be between the commissioning of the offshore line and the offshore wind turbines?

F.19 In view of the consultation question in section **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** how much time should be allowed between the commissioning of the offshore connection line and the offshore wind farm in zone 3?

5.7 Lokalizacje platform przekształtnikowych, platform zbiorczych i stacji elektroenergetycznych

Zgodnie z § 5 ust. 1 nr 6 WindSeeG, FEP ustala lokalizacje platform konwertorowych, platform zbiorczych oraz, w miarę możliwości, stacji transformatorowych.

Platformy konwertorowe lub transformatorowe są określane tylko w tych obszarach, w których są również wyznaczone miejsca. Platformy transformatorowe są definiowane tylko w takim zakresie, w jakim są niezbędne do realizacji koncepcji połączenia. W związku z tym dla koncepcji przyłącza bezpośredniego 66 kV na Morzu Północnym nie są określone żadne platformy transformatorowe.

Opisy przestrzenne platform dla transformatorów w obszarach od N-3 do N-7 oraz platform dla transformatorów w obszarach O-1 i O-2 znajdują się w FEP 2019 r. Z tego powodu nie określono żadnych platform dla koncepcji połączenia bezpośredniego 66 kV na Morzu Północnym. W projekcie FEP 2020 dokonano przeglądu.

W porównaniu z FEP 2019 platforma NOR-3-2 została przesunięta o ok. 1,3 km na północ w celu określenia lokalizacji poza przebiegającym tam korytem lodowym.

W obszarze N-6, w przeciwieństwie do FEP 2019, połączenie z koncepcją połączenia 66¬kV planowane jest również dla miejsc N-6.6 i N-6.7. Przyczyny tego są wyjaśnione w poniższej ramce konsultacyjnej.

Rozbudowa 66 kV planowana jest również dla obszaru N-9. Planuje się, że platforma konwertera NOR-9-1 będzie zlokalizowana centralnie pomiędzy obszarami N-9.1 i N-9.2. Planuje się, że platforma konwertera NOR-9-2 będzie zlokalizowana centralnie pomiędzy obiektami N-9.3 i N-9.4.

W obszarze N-10 planowana jest platforma konwertera NOR-10-1 zlokalizowana centralnie pomiędzy dwoma obiektami tego obszaru.

Pytania do konsultacji

5.7 Lokalizacje platform konwertorowych, platform zbiorczych i podstacji

W FEP 2019 r. określono tzw. alternatywną koncepcję systemu przyłączeniowego NOR-6-3 dla przyłączenia terenów N-6.6 i N-6.7. Tło specyfikacji stanowiło to, że standardowa koncepcja połączenia 66 kV bez platformy transformatorowej wydawała się być niekorzystna ze względu na dużą odległość przestrzenną pomiędzy dwoma łączonymi obiektami, oraz że do połączenia północnego terenu N-6.7 z niewielką ilością dostępnej przestrzeni potrzebna byłaby stosunkowo duża liczba systemów kablowych 66 kV.

Operator systemu przesyłowego Amprion, który jest zobowiązany do przyłączenia sieci, zlecił wykonanie różnych ekspertyz w tym zakresie, które wskazują na możliwość przyłączenia sieci do koncepcji przyłączenia 66 kV. Wspomniane ekspertyzy można obejrzeć na stronie internetowej Ampriona pod linkiem https://www.amprion.net/Netzausbau/Aktuelle-Projekte/Offshore/Anbindungskonzept-BorWin4.html.

W pierwszym opracowaniu, które zostało ukończone pod koniec 2018 roku, dokonano w imieniu wszystkich OSP porównania kosztów i korzyści pomiędzy koncepcją przyłączenia 155 kV z platformą transformatorową znaną z BFO-N 16/17 a koncepcją przyłączenia bezpośredniego 66 kV. Wyniki wykazały, że koncepcja przyłączenia bezpośredniego 66 kV przynosi wyraźne korzyści ekonomiczne.

W odniesieniu do konkretnego przypadku systemu przyłączeniowego NOR-6-3 odniesiono się już do przyłączanych lokalizacji N-6.6 i N-6.7, które są od siebie bardzo odległe. W kolejnej ekspertyzie zleconej przez Amprion zbadano, czy ze względu na istniejące ograniczenia przestrzenne możliwe jest połączenie zwłaszcza północnego terenu N-6.7. W badaniu tym stwierdzono, że możliwe jest połączenie tego terenu z trzema lub nawet czterema kablami 66 kV. Proponowane są różne warianty. W opinii BSH preferowany jest wariant A2 z dwoma kablami 66 kV biegnącymi na zachód i jednym na wschód od OWP "BARD Offshore 1" (patrz Rysunek 15 poniżej z opinii eksperta). W odniesieniu do tego wariantu eksperci dochodzą do wniosku, że w przypadku dwóch wąskich gardeł pomiędzy istniejącym BARD Offshore 1 a Veja Mate OWP, zasada planowania 4.4.1.6 (uwzględnienie istniejących zastosowań) FEP 2019 nie jest spełniona lub nie jest przestrzegana. Odległość 500 m, która ma być zachowana zgodnie z zasadą planowania, musiałaby zostać podcięta nawet o 150 m, najmniejsza odległość do istniejącego wykorzystania wynosiłaby zatem 350 m. W odniesieniu do stref bezpieczeństwa wymienionych w ekspertyzie należy zauważyć, że strefy bezpieczeństwa, o których mowa, nie zostały jeszcze określone. Obszar N-6.6 zostanie zdefiniowany w taki sposób, aby możliwe było równoległe poprowadzenie dwóch kabli 66 kV do istniejących systemów przyłączeniowych farmy wiatrowej "Deutsche Bucht" przy zachowaniu odległości określonych w planie.

Dla lokalizacji N-6.7 zostanie określona moc 270 MW, która ma być zainstalowana. Ze względu na stosunkowo dużą odległość przestrzenną wydaje się wątpliwe, czy możliwe jest rozproszenie tej mocy przy użyciu tylko trzech kabli 66 kV. W kolejnym opracowaniu kwestia ta została również zbadana na zlecenie firmy Amprion. Na podstawie obliczeń przepływu obciążenia eksperci doszli do wniosku, że połączenie z trzema kablami 66 kV do maksymalnej długości trasy ok. 38 km jest możliwe bez ograniczeń OWP na terenie N-6.7. W celu uniknięcia niedopuszczalnie wysokich napięć przekształtnik NOR-6.3 musiał być eksploatowany w sposób celowy, co jednak nie doprowadziło do żadnych ograniczeń dla OWP. Straty na linii dla OWP są nieco wyższe dla wariantu z trzema przewodami 66 kV w porównaniu z połączeniem z 220 kV i platformą

transformatorową pierwotnie określoną w FEP 2019. Eksperci zwracają jednak uwagę, że te dodatkowe koszty zostałyby z nadwyżką zrekompensowane przez oszczędności związane z platformą transformatorową (zob. pytanie poniżej).

Rysunek 15: Przedstawienie przestrzenne tzw. wariantu A2 z trzema kablami 66 kV do podłączenia źródła N-6.7: (eos Project GmbH, 2019)

Na podstawie nowych ustaleń przedstawionych w porównaniu z FEP 2019 BSH dochodzi do wniosku, że przekształcenie systemu przyłączeniowego NOR-6-3 w koncepcję przyłącza 66 kV jest ogólnie korzystne i zostało określone w niniejszym wstępnym projekcie. Nawet jeśli w FEP nie zdefiniowano przestrzennie kabli 66 kV, wskazuje się, że celowe wydaje się ograniczenie do maksymalnie trzech kabli dla przyłączenia obiektu N-6.7. W szczególności poprzez zdefiniowanie koncepcji przyłącza 66 kV można uwzględnić cel standaryzacji i porównywalności terenów i systemów przyłączeniowych. Niemniej jednak, jak już wspomniano, istnieją pewne warunki brzegowe, które wymagają szczególnej uwagi lub analizy.

Z tego powodu BSH zwraca się o udzielenie odpowiedzi na poniższe pytania konsultacyjne:

Czy z punktu widzenia OWP jest zrozumiałe, że chociaż przy przejściu na koncepcję przyłącza 66 kV dla obiektu N-6.7 występują wyższe straty na linii, to jednak są one kompensowane przez eliminację platformy transformatorowej?

Czy z punktu widzenia uczestników konsultacji istnieją przesłanki przemawiające przeciwko określeniu koncepcji przyłącza 66 kV dla obiektu NOR-6.7, czy są one rekompensowane przez likwidację platformy transformatorowej?

Questions for consultation

5.7 Locations of converter platforms, collection platforms and substations

In the FEP 2019, the so-called alternative concept for the connection system NOR-6-3 was defined for the connection of the sites N-6.6 and N-6.7. The background of the specification was that the standard 66 kV connection concept without transformer platform seemed to be disadvantageous due to the large spatial distance between the two sites to be connected, and that a comparatively large number of 66 kV cable systems would be required to connect the northern site N-6.7 with little available space.

The transmission system operator Amprion, which is obliged to connect the grid, has commissioned various expert opinions on this issue which indicate the feasibility of connecting the grid with the 66 kV connection concept. The mentioned expert opinions can be viewed on Amprion's website under the link https://www.amprion.net/Netzausbau/Aktuelle-Projekte/Offshore/Anbindungskonzept-BorWin4.html.

In a first study, which was completed at the end of 2018, a cost-benefit comparison was initially made on behalf of all TSOs between the 155 kV connection concept with transformer platform known from BFO-N 16/17 and the 66 kV direct connection concept. The results showed that the 66 kV direct connection concept has a clear economic advantage.

With regard to the specific case of the NOR-6-3 connection system, reference has already been made to the N-6.6 and N-6.7 sites to be connected, which are far apart. In a further expert opinion commissioned by Amprion, it was examined whether a connection especially of the northern site N-6.7 is possible in view of the existing spatial restrictions. The study comes to the conclusion that a connection of the site with three or even four 66 kV cables is possible. Different variants are proposed. In the opinion of the BSH, variant A2 with two 66 kV cables running west and one east of the OWP "BARD Offshore 1" is to be preferred (see Figure 15 below from the expert opinion). With regard to this variant, the experts come to the conclusion that at two bottlenecks between the existing BARD Offshore 1 and Veja Mate OWPs, planning principle 4.4.1.6 (consideration of existing uses) of the FEP 2019 is not met or not complied with. The distance of 500 m to be maintained according to the planning principle would have to be undercut by up to 150 m, the smallest distance to an existing use would therefore be 350 m. With regard to the safety zones mentioned in the expert opinion, it should be noted that the safety zones concerned have not yet been defined. The site N-6.6 will be defined in such a way that a parallel routing to the existing connection systems of the "Deutsche Bucht" wind farm with two 66 kV cables is possible while maintaining the distances specified in the plan.

For the site N-6.7, a capacity of 270 MW to be installed is specified. Due to the comparatively large spatial distance, it seems questionable whether this capacity can be dissipated with only three 66 kV cables. In a further study, this question was also investigated on behalf of Amprion. Based on a load flow calculation, the experts concluded that a connection with three 66 kV cables up to a maximum route length of approx. 38 km is possible without restrictions of the OWP on the site N-6.7. In order to avoid unacceptably high voltages, the NOR-6-3 converter had to be operated in a targeted manner, but this did not lead to any restrictions for the OWP. The line losses for the OWP are slightly higher for the variant with three 66 kV cables compared to the connection with 220 kV and a transformer platform originally specified in the FEP 2019. The experts point out, however, that these additional costs would be more than compensated by the savings of the transformer platform (see question below).

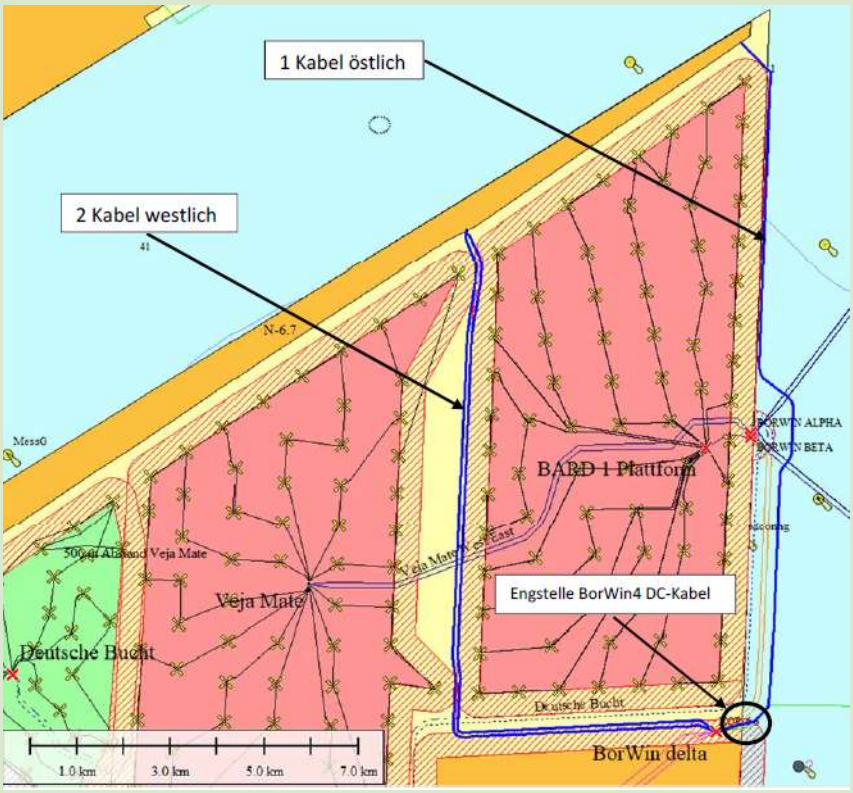


Figure 15: Spatial representation of the so-called variant A2 with three 66 kV cables to connect the site N-6.7. source: (eos Project GmbH, 2019)

On the basis of the new findings presented compared to the FEP 2019, the BSH comes to the conclusion that a conversion of the NOR-6-3 connection system to the 66 kV connection concept is advantageous overall and is specified in this preliminary draft. Even if 66 kV cables are not spatially defined in the FEP, it is pointed out that a limitation to a maximum of three cables for the connection of the N-6.7 site seems to be expedient. In particular, by defining the 66 kV connection concept, the aim of standardisation and comparability of sites and connection systems can be taken into account. Nevertheless, as already mentioned, there are some boundary conditions which require special consideration or examination.

For this reason, the BSH requests that the following consultation questions be answered:

F.20 From the point of view of an OWP, is it understandable that although higher line losses occur with the conversion to the 66 kV connection concept for the N-6.7 site, these are compensated for by the elimination of the transformer platform?

F.21 From the point of view of the participants in the consultation, are there any reasons that speak against defining the 66 kV connection concept for the NOR-6-3 connection system?

5.8 Trasy lub korytarze tras dla morskich linii przyłączeniowych

Zgodnie z § 5 Para. 1 nr 7 WindSeeG, FEP określa trasy lub korytarze dla morskich linii łączących. Do tego celu stosuje się koncepcje połączeń wymienione w rozdziale 4.2.

Opisy przestrzenne tras do platform przekształtnikowych w obszarach N-3 do N-7 oraz do platform przekształtnikowych w obszarze O-1 znajdują się w FEP 2019. W projekcie FEP 2020 dokonano przeglądu.

Połączenie prądu stałego NOR-9-1 w obszarach N-9.1 i N-9.2 prowadzi z platformy przekształtnikowej w linii prostej do trasy żeglugowej nr 6, a stamtąd równolegle do obszaru N-9 do rurociągu "Europipe 1". Stamtąd biegnie równolegle do niej do trasy żeglugowej nr 2, gdzie NOR-9-1 biegnie równolegle do NOR-7-2 do "Europipe 2", a następnie biegnie równolegle do niej do korytarza granicznego N-III.

System połączeń prądu stałego NOR-9-2 obejmuje tereny N-9.3 i N-9.4. Zaczynając od platformy przekształtnikowej biegnie najpierw na północ do krawędzi obszaru N-9, a następnie równolegle do tego obszaru wzdłuż dostosowanej trasy żeglugowej nr 10 do "Norpipe". Po przekroczeniu rurociągu, system biegnie po wschodniej stronie rurociągu równolegle do systemów NOR-7-1 i NOR-6-3 do trasy żeglugowej 1, a stamtąd na wschód do korytarza granicznego N-II.

W obszarze N-10 planowany jest system połączeń prądu stałego dla rozwoju obszarów N-10.1 i N-10.2. System ten, NOR-10-1, prowadzi od planowanej platformy konwertera na wschód do krawędzi tego obszaru. Stamtąd biegnie on równolegle do trasy żeglugowej nr 4 do "Cobra-Cable", a następnie równolegle do "Europipe 1". Stamtąd NOR-10-1 biegnie równolegle do NOR-9-1 do korytarza granicznego N-III.

Na terenie O-2.2 planowany jest również testowany trójfazowy system prądowy, który będzie przebiegał na wschodniej krawędzi tego obszaru równolegle do istniejących tam już systemów dla korytarza granicznego O-I.

5.9 Gates to coastal waters

Reference is made to Chapter 5.9 of the FEP 2019. A revision is made in the draft of the FEP 2020.

5.10 Bramy do wód przybrzeżnych

Należy odnieść się do rozdziału 5.9 FEP 2019. W projekcie FEP 2020 dokonano przeglądu.

5.11 Trasy i korytarze tras dla transgranicznych linii energetycznych

Należy odnieść się do rozdziału 5.10 FEP 2019. W projekcie FEP 2020 dokonano przeglądu.

Trasy i korytarze tras dla połączeń między instalacjami

Zgodnie z § 5 ust. 1 nr 10 WindSeeG, FEP powinien zawierać trasy lub korytarze tras dla możliwych połączeń elektrowni morskich, linie łączące i transgraniczne ¬ linie energetyczne oraz lokalizacje platform przekształtnikowych między sobą. W związku z tym dla BFO przyjmuje się rozporządzenie zgodnie z § 17a ust. 1 zdanie 2 nr 6 EnWG. Tak zwane połączenia międzysystemowe to podmorskie systemy kablowe, które mogą łączyć ze sobą poszczególne systemy połączeń (zgodnie z koncepcją prądu stałego lub trójfazowego ¬połączenia ¬prądowego¬), a tym samym OWP, i które przyczyniają się do zapewnienia bezpieczeństwa systemu, zwiększają bezpieczeństwo zasilania poprzez (częściowe) redundancje w celu zmniejszenia uszkodzeń awarii i zwiększenia bezpieczeństwa systemu oraz są kompatybilne ze skuteczną rozbudową sieci. FEP zapewnia jedynie przestrzenne warunki dla możliwych połączeń między sobą.

Decyzja o tym, "czy" i "kiedy" zrealizowane zostanie połączenie między sobą, podejmowana jest indywidualnie dla każdego przypadku w ramach koncepcji redukcji szkód, którą operatorzy sieci mają przekazać do BNetzA, i zależy w szczególności od efektywności ekonomicznej.

Dla nowych przyłączy do sieci od strefy 3 należy zapewnić wymogi przestrzenne dla połączeń między sobą, począwszy od przyłącza do sieci NOR-9-1. Odniesienie do rozdziału 4.3.1.6 te połączenia między sobą na Morzu Północnym są planowane z dwoma podmorskimi systemami kablowymi.

Podstawą znacznie zmniejszonej liczby zdefiniowanych połączeń między platformami w porównaniu z FEP 2019 jest kompleksowe i indywidualne badanie dotychczas zdefiniowanych połączeń. Uwzględniono również wyniki ekspertyzy dołączonej do FEP na temat efektywności ekonomicznej takich połączeń. Wyniki zostaną zapisane w sprawozdaniu i opublikowane w ciągu roku. Ponadto, na podstawie komunikatu od operatorów systemów przesyłowych, uwzględniono rzeczywiste warunki na istniejących i planowanych platformach. Wykazano na przykład, że rzeczywista realizacja połączeń między sobą w strefach 1 i 2 jest w wielu przypadkach utrudniona lub uniemożliwiona przez fakt, że na danych platformach nie są dostępne żadne niezbędne warunki wstępne, takie jak rozdzielnie i J-Tuby. Modernizacja nie jest zazwyczaj możliwa, ponieważ perony są już eksploatowane lub znajdują się na zaawansowanym etapie planowania. Ponadto w ocenie uwzględniono również efekty przestrzenne, w szczególności na sąsiednich terenach lub istniejących bądź planowanych projektach.

W związku z tym wydaje się, że połączenia między połączeniami w strefach 1 i 2 Morza Północnego i Morza Bałtyckiego, które zostały jeszcze określone w FEP 2019, nie powinny być dalej określane w FEP. Dla połączeń sieciowych w strefie 3¬ o standardowej zdolności przesyłowej¬ 2 GW przydatne mogłyby być jednak połączenia między platformami do długości trasy ok. 20 km. Poza bardziej oczywistą opłacalnością ekonomiczną w porównaniu z połączeniami w strefach 1 i 2, za taką procedurą przemawia możliwość wcześniejszego rozważenia połączeń między sobą w strefie 3.

W strefie 3 Morza Północnego należy zatem zapewnić przestrzenne połączenie pomiędzy obecnie planowanymi platformami konwertorowymi NOR-9-1 i NOR-9-2 za pomocą dwóch równoległych podmorskich systemów kablowych. Trasa ta biegnie z NOR-9-1 między miejscami N-9.1 i N-9.2 w kierunku północnym, a następnie zakręca się na zachód, gdzie biegnie między miejscami N-9.1 i N-9.4, a następnie prowadzi do konwertera NOR-9.2 między miejscami N-9.3 i N-9.4. W strefie 3 Morza Północnego należy zatem zapewnić połączenie przestrzenne między planowanymi obecnie konwerterami NOR-9-1 i N-9.4.

Tabela 12: Przegląd tras pociągów określonych w FEP dla połączeń między instalacjami

Platforma A Platforma B

Morze Północne

NOR-9-1 NOR-9-2

Morze Bałtyckie

Table 12: Overview of train paths defined in the FEP for connections between installations

Platform A	Platform B
North Sea	
NOR-9-1	NOR-9-2
Baltic Sea	
-	-

Pytania do konsultacji

5.11Ścieżki i korytarze ścieżek dla połączeń między instalacjami

Czy zdaniem uczestników konsultacji istnieją istotne argumenty przeciwko usuwaniu połączeń między sobą w strefach 1 i 2 lub przeciwko tworzeniu połączeń między sobą do długości trasy ok. 20 km w strefie 3?

Questions for consultation

5.11Paths and path corridors for connections between installations

F.22 In the view of the participants in the consultation, are there any weighty arguments against deleting connections between each other in zones 1 and 2 or against establishing connections between each other up to a route length of approx. 20 km in zone 3?

6 Zasady dotyczące pilotażowych morskich turbin wiatrowych

Odniesienie do rozdziału 6 FEP 2019. W projekcie FEP 2020 dokonano przeglądu..

7 Obszary dla innych form wytwarzania energii

Zgodnie z § 5 ust. 2a WindSeeG, FEP może określić obszary dla innych form wytwarzania energii poza¬ obszarami.

Zgodnie z § 3 ust. 8 WindSeeG lub WindSeeG-E, obszarami dla innych form wytwarzania energii są obszary poza obszarami, na których mogą powstawać w kontekście przestrzennym nie przyłączone do sieci turbiny wiatrowe i inne elektrownie ¬ wytwórcze, podlegające procedurze zatwierdzenia. Zgodnie z § 4 ust. 3 WindSeeG, celem definicji jest umożliwienie praktycznego testowania i wdrażania innowacyjnych koncepcji wytwarzania energii niepodłączonej do sieci w sposób uporządkowany przestrzennie i oszczędzający przestrzeń.

W niniejszym wstępnym projekcie przedstawiono zatem do dyskusji dwa obszary w strefach 1 i 2.

W dłuższej perspektywie i przy uwzględnieniu kontynuacji planowania przestrzennego można zbadać, czy możliwe jest również wyznaczenie kolejnych obszarów, np. w strefach 4 i 5. Ze względu na ograniczoną powierzchnię w WSE może dojść do konkurencji pomiędzy produkcją energii elektrycznej w sieci i poza nią.

Na wodach terytorialnych, obszary dla innych form wytwarzania energii mogą być określone tylko wtedy, gdy odpowiedzialne państwo wyznaczyło inne obszary wytwarzania energii jako możliwy przedmiot FEP. Odsyła się do porozumienia administracyjnego pomiędzy BSH a krajem związkowym Meklemburgia-Pomorze Przednie w sprawie definicji na wodach terytorialnych.

Jeśli obszar przeznaczony na inne formy wytwarzania energii nie jest faktycznie wykorzystywany lub jest wykorzystywany w niewielkim stopniu, późniejsza FEP może znieść definicję obszarów przeznaczonych na inne formy wytwarzania energii i zamiast tego określić obszary i miejsca.

Pytania do konsultacji

7 Obszary dla innych form wytwarzania energii

Projekt ustawy o zmianie ustawy o energii wiatrowej na morzu oraz innych rozporządzeń przyjętych przez Radę Ministrów w dniu 3 czerwca 2020 r. przewiduje możliwość określenia obszarów dla innych form wytwarzania energii o łącznej powierzchni od 25 do 70 kilometrów kwadratowych. Ponadto możliwe jest sporządzanie specyfikacji przestrzennych i technicznych dla innych zakładów wytwarzających energię, dla linii lub kabli, które przewożą z nich energię lub źródła energii, a w przypadku braku tras, takie linie lub kable mogą zostać wyłączone.

Możliwe są następujące warianty wyznaczania obszarów jako obszarów dla innych form wytwarzania energii i zostaną one skonsultowane w kontekście niniejszego wstępnego projektu. Oba znajdują się w strefach odległości 1 i 2 Morza Północnego i Morza Bałtyckiego. Warianty te obejmują obszary, które są zbyt małe, aby mogły zostać przyłączone do oddzielnej sieci. Ze względu na bliskość wybrzeża, obszary w strefach odległości 1-3 powinny być początkowo zarezerwowane do wytwarzania energii z wykorzystaniem sieci. Obszary w strefach odległości 4 i 5 Morza Północnego można by ewentualnie rozważyć w celu wyznaczenia dalszych obszarów dla innych form wytwarzania energii, ale w tym względzie należy poczekać na aktualną aktualizację planu przestrzennego dla niemieckiej WSE Morza Północnego (por. informacje ogólne w rozdziale 2.6.1.2).

Dla lepszego przeglądu, obszary dla innych form wytwarzania energii są oznaczone literami SEN lub SEO dla obszarów dla innych form wytwarzania energii na Morzu Północnym i Morzu Bałtyckim i ponumerowane kolejno.

Obszar dla innych form wytwarzania energii SEO-1 jest przedmiotem przeglądu ze względu na możliwe konflikty użytkowania w odniesieniu do kwestii ochrony przyrody, w szczególności migracji ptaków. Odniesienie do uwag dotyczących obszaru O-2 znajduje się w rozdziale 5.2.2.

Nazwa Lokalizacja Wielkość Odległość od wybrzeża
SEN-1 EEZ Morze Północne ok. 28,8 km² strefa 2
SSEO-1 WSE Morze Bałtyckie ok. 7,8 km² strefa 1

Rysunek 16: Wariant konsultacji obszaru dla innych form wytwarzania energii w niemieckiej WSE Morza Północnego

Rysunek 17: Wariant konsultacji obszarów innych form wytwarzania energii w niemieckiej WSE Morza Bałtyckiego

Obszary dla innych form wytwarzania energii muszą zostać określone poza obszarami określonymi w rozdziale 5.1 - Odpowiednie dostosowanie obszarów jest dokonywane po konsultacji wstępnego projektu w ramach projektu FEP 2020.

Specyfikacje przestrzenne dla linii, które odprowadzają energię lub źródła energii z obszarów przeznaczonych do innych form wytwarzania energii

<u>Morze Północne</u>

Budowa własnych kabli i rurociągów do przesyłu energii lub nośników energii z obszarów przeznaczonych do innych form wytwarzania energii w niemieckiej WSE Morza Północnego jest wyłączona dla obszaru przeznaczonego do innych form wytwarzania energii określonych w niniejszym dokumencie. Jednym z powodów jest fakt, że możliwość budowy oddzielnego kabla elektroenergetycznego, np. w celu połączenia lądowej elektrolizowni z obszarami przeznaczonymi do innych form wytwarzania energii, jest z przestrzennego punktu widzenia nieefektywnym wariantem połączenia w stosunku do mocy standardowego połączenia na Morzu Północnym o mocy przesyłowej 2 GW. Jest to szczególnie istotne ze względu na ograniczoną liczbę możliwych

korytarzy tras na Morzu Północnym przy przekraczaniu morza przybrzeżnego. W celu osiągnięcia średnio- i długoterminowych celów rozbudowy morskiej energii wiatrowej dostępne korytarze powinny być zarezerwowane dla sieciowej energii wiatrowej, zwłaszcza na Morzu Północnym. Dotyczy to również w większym stopniu budowy prywatnego rurociągu o stosunkowo niskiej zdolności przesyłowej, który wymagałby jeszcze więcej miejsca ze względu na większe wymagania dotyczące odległości.
BSH prosi o odpowiedzi na poniższe pytania konsultacyjne:

Czy dostrzegają Państwo dalszy potencjał obszarów dla innych form wytwarzania energii w morzu przybrzeżnym Morza Bałtyckiego?

Czy w Morzu Bałtyckim istnieje możliwość, biorąc pod uwagę warunki przestrzenne, w szczególności na morzu terytorialnym, zbudowania własnych linii do odprowadzania energii lub źródeł energii z obszarów przeznaczonych do innych form wytwarzania energii?

Czy minimalna wielkość obszaru jest niezbędna do prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie innych form wytwarzania energii?

Czy uczestnicy konsultacji widzą potrzebę zdefiniowania mniejszych obszarów dla innych form wytwarzania energii (mniej niż 7 km²), np. dla budowy pojedynczych obiektów niepodłączonych do sieci?

Czy dla celów oceny oddziaływania na środowisko można założyć, że energia jest wytwarzana przez turbiny wiatrowe? Jeśli nie, to jakie założenia należy przyjąć na potrzeby oceny oddziaływania na środowisko? Jakie założenia należy przyjąć dla platformy elektrolizy?

Questions for consultation

Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden. **Areas for other forms of energy generation**

The draft law amending the Wind Energy at Sea Act and other regulations adopted by the Cabinet on 3 June 2020 provides that areas for other forms of energy generation can be specified for a total of 25 to 70 square kilometres. In addition, spatial as well as technical specifications for other energy generation plants, for lines or cables that carry energy or energy sources from them can be made or, in the event of a shortage of routes, such lines or cables can be excluded.

The following options for designation as areas for other forms of energy generation are possible and will be consulted in the context of this preliminary draft. Both are located in distance zones 1 and 2 of the North Sea and Baltic Sea. These options involve sites that are too small for a separate grid connection. Due to the proximity of the coast, the areas in distance zones 1 to 3 should initially be reserved for grid-bound energy generation. Areas in distance zones 4 and 5 of the North Sea could possibly be considered for the designation of further areas for other forms of energy generation, but in this respect the current update of the spatial plan for the German North Sea EEZ must be awaited (cf. background information in Chapter 2.6.1.2).

For a better overview, the areas for other forms of energy generation are named with the letters SEN or SEO for area for other forms of energy generation in the North Sea and Baltic Sea and numbered consecutively.

The area for other forms of energy generation SEO-1 is under review due to possible conflicts of use with regard to nature conservation issues, in particular bird migration. Reference is made to the comments on area O-2 in chapter 5.2.2

Name	Location	Size	Distance from the coast

SEN-1	EEZ North Sea	approx. 28.8 km²	zone 2
SEO-1	EEZ Baltic Sea	approx. 7.8 km²	zone 1

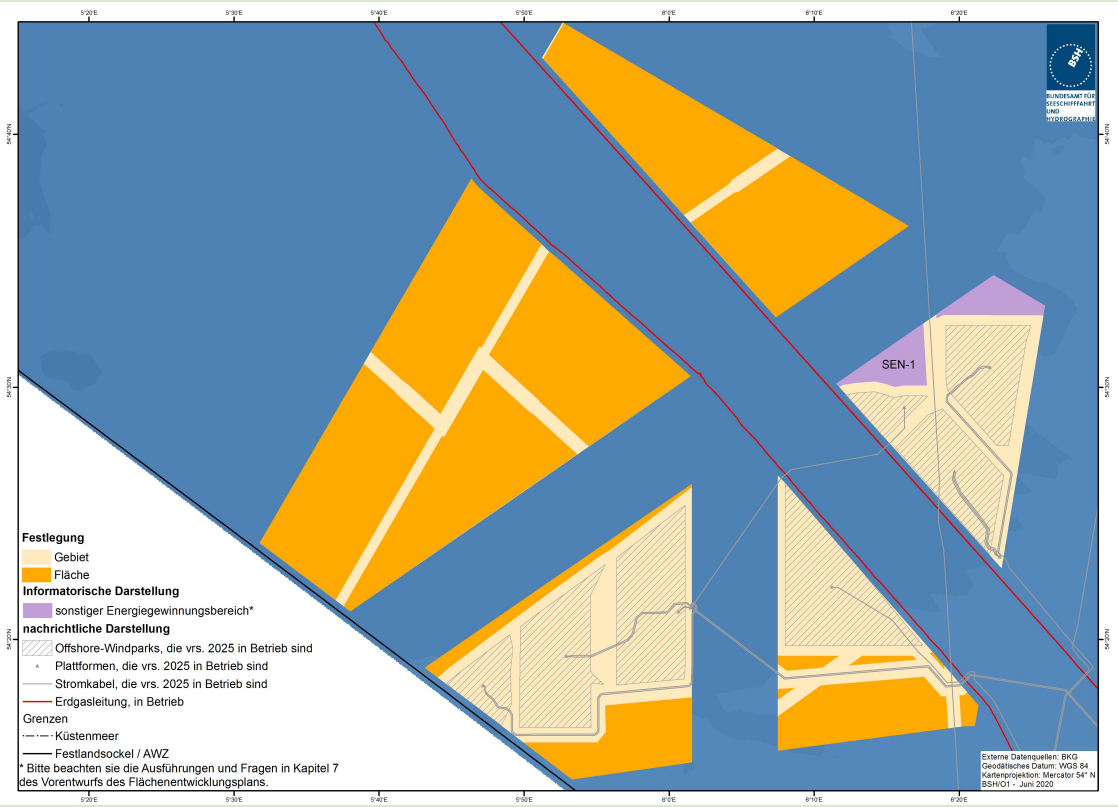


Figure 16: Option for consultation of area for other forms of energy generation in the German North Sea EEZ

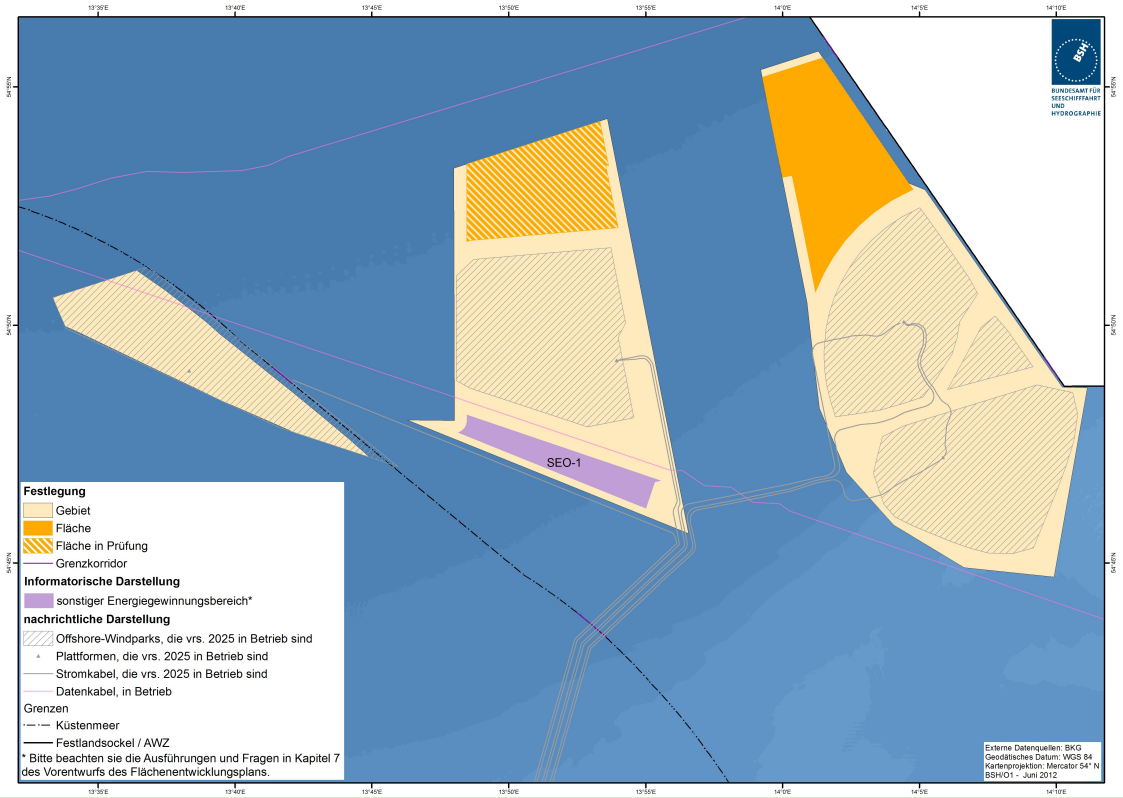


Figure 17: Option for consultation of areas for other forms of energy generation in the German Baltic Sea EEZ

Areas for other forms of energy generation must be defined outside the areas defined in Chapter **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**- A corresponding adjustment of the areas is made after consultation of the preliminary draft within the framework of the draft FEP 2020.

Spatial specifications for lines that discharge energy or energy sources from areas for other forms of energy generation

North Sea

The construction of own cables and pipelines for the transport of energy or energy carriers from areas for other forms of energy generation in the German North Sea EEZ shall be excluded for the area for other forms of energy generation defined here. One of the reasons for this is that the possibility of constructing a separate power cable, e.g. to connect a land-based electrolysis plant to the areas for other forms of energy generation, is an inefficient connection option from a spatial point of view in relation to the capacity of a standard connection in the North Sea with 2 GW transmission capacity. This is particularly true in view of the limited number of possible route corridors in the North Sea when crossing the coastal sea. In order to achieve the medium and long-term expansion targets for offshore wind energy, the available corridors should be reserved for grid-bound wind energy, especially in the North Sea. This also applies to a greater extent to the construction of a private pipeline with a comparatively low transmission capacity, which would require even more space due to the greater distance requirements.

The BSH asks for answers to the following consultation questions:

F.23 Do you see further potential for areas for other forms of energy generation in the coastal sea of the Baltic Sea?

F.24 Is there any possibility in the Baltic Sea, taking into account the spatial conditions, in particular in the territorial sea, of constructing its own lines to carry off energy or energy sources from the areas for other forms of energy generation?

F.25 Is a minimum size necessary for the economic operation of any area for other forms of energy generation?

F.26 Do the consultation participants see a need to define smaller areas for other forms of energy generation (less than 7 km²), e.g. for the construction of individual plants not connected to the grid?

F.27 For the purposes of the environmental impact assessment, can it be assumed that energy is produced by wind turbines? If not, what assumptions should be used for the environmental assessment? Which assumptions should be applied for an electrolysis platform?

8 Zgodność przepisów z interesami prywatnymi i publicznymi

Odniesienie do FEP 2019. W projekcie FEP 2020 dokonano przeglądu, również w odniesieniu do innych obszarów produkcji energii.

9 Podsumowanie

[zostanie wykonany po konsultacji]

10 Podsumowanie deklaracji środowiskowych i środków monitorowania

[zostanie wykonany po konsultacji]

11 Bibliography

Agora Energiewende et al. (2020). *Making the Most of Offshore wind: re-Evaluating the Potential of Offshore Wind in the German North Sea.*

Berthold, P. (2000). *Bird migration - A current general overview.* Darmstadt: Scientific Book Society.

BioConsult SH GmbH & Co. KG. (2020). *Divers (Gavia spp.) in the German North Sea: Changes in Abundance and Effects of Offshore Wind Farms.* Husum.

BIOCONSULT SH GMBH & CO.KG. (2017). *OWP "Butendiek" 1st year of investigation of the operational phase resting birds. Reporting period: July 2015 to June 2016.* Husum: Unpublished expert report commissioned by Deutsche Windtechnik AG,.

BIOCONSULT SH GMBH & CO.KG. (2018). *OWP "Butendiek" 2nd year of investigation of the operational phase resting birds. Reporting period: July 2016 to June 2017.* Husum: Unpublished expert opinion commissioned by Deutsche Windtechnik AG.

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.* Von http://vasab.org/wp-content/uploads/2018/06/BalticLINes_CapacityDensityStudy_June2018-2.pdf abgerufen

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

Böttcher, C., Knobloch, T., Rühl, N.-P., Sternheim, J., Wichert, U., & Wöhler, J. (2011). *Ammunition Pollution of German Marine Waters - Stocktaking and Recommendations.* https://www.schleswig-holstein.de/DE/UXO/Berichte/PDF/Berichte/aa_blmp_langbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=1: Bund/Länder-Messprogramm für die Meeresumwelt von Nord- und Ostsee.

Federal Maritime and Hydrographic Agency. (2013). *Standard investigation of the impact of offshore wind turbines on the marine environment (StUK 4).* https://www.bsh.de/DE/PUBLIKATIONEN/_Anlagen/Downloads/Offshore/Standards-DE/Standard-Auswirkungen-Offshore-Windenergieanlagen-Meeresumwelt.html.

Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety. (2009). *Position paper of the division of the Federal Environment Ministry on the cumulative assessment of diver habitat loss from offshore wind farms in the German North Sea and Baltic Sea EEZ as a basis for an agreement between the BfN and the BSH.* Retrieved from https://www.bfn.de/fileadmin/BfN/awz/Dokumente/seetaucher_positionspapier_bf.pdf

Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety. (2013). *Concept for the protection of harbour porpoises against noise pollution during the construction of offshore wind farms in the German North Sea (noise protection concept).* Retrieved from https://www.bfn.de/fileadmin/BfN/awz/Dokumente/schallschutzkonzept_BMU.pdf

Federal Ministry of Economics and Energy. (11 May 2020). *More power from the sea -- Realizing 20 gigawatts of offshore wind energy by 2030.* From agreement between the Federal Government, the coastal states of the Hanseatic City of Bremen, the Hanseatic City of Hamburg, Mecklenburg-Western Pomerania, Lower Saxony and Schleswig-Holstein and the

transmission system operators 50Hertz, Amprion and TenneT of 11 May 2020: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/M-O/offshore-vereinbarung-mehr-strom-vom-meer.pdf?__blob=publicationFile&v=6

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

Dierschke, V., & Garthe, S. (2006). Literature review of offshore wind farms with regard to seabirds. Ecological Research on Offshore Wind Farms: International Exchange of Experiences. *BfN Skripten*, S. 131–198.

Dierschke, V., Furness, R., & Garthe, S. (2016). Seabirds and offshore wind farms in European waters: Avoidance and attraction. *Biological Conservation*, S. 202: 59−68.

DNV GL. (2018). Minimum spacing of submarine cables (2018). on behalf of AGOW Arbeitsgemeinschaft Offshore-Windenergie e.V.

DNV KEMA. (2012). Study on minimum distances for submarine cables. Commissioned by the Offshore Wind Energy Foundation.

Ehlers, P. (2016). *Commentary on the Maritime Tasks Act (§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.* Brüssel.

eos Project GmbH. (2019). *Desktop Study - Investigation of potential route corridors to connect the area N-6.7 to Borwin delta. on* behalf of Amprion GmbH.

Garthe, S., Schwemmer, H., Müller, S., Peschko, V., Markones, N., & Mercker, M. (2018). Sea divers in the German Bight: Distribution, stocks and effects of wind farms. Report for the Federal Maritime and Hydrographic Agency and the Federal Agency for Nature Conservation. Retrieved from http://www.ftz.uni-kiel.de/de/forschungsabteilungen/ecolab-oekologie-mariner-tiere/laufende-projekte/offshore-windenergie/Seetaucher_Windparkeffekte_Ergebnisse_FTZ_BIONUM.pdf

Gellermann, M., Stoll, P.-T., & Czybulka, D. (2011). *Handbook on marine nature conservation law in the North Sea and Baltic Sea.*

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

IFAÖ INSTITUTE FOR APPLIED ECOSYSTEM RESEARCH GMBH. (2018). *Expert opinion on the "resting birds" as a protected area for the 3rd UJ operational monitoring OWP "DanTysk" and the construction and operational monitoring OWP "Sandbank" in the wind farm cluster "Westlich Sylt", period under consideration: January 2017 - December 2017.* Hamburg: Unpublished expert report commissioned by DanTysk Offshore Wind GmbH & Co.KG and Sandbank Offshore Wind GmbH c/o Vattenfall Europe Windkraft GmbH.

Klinski, S. (2001). *Legal problems of licensing wind turbines in the Exclusive Economic Zone*. Berlin: Federal Environmental Agency.

Knorr, K., Horst, D., Bofinger, S., & Hochloff, P. (2017). *Energy-economic significance of offshore wind energy for the energy turnaround.* Varel: Fraunhofer Institute for Wind Energy and Energy System Technology.

Cow beer, J., & Prall, U. (2010). Problems in the planning and approval of offshore wind energy plants. In K. Thome'- Kozmiensky, & M. Hoppenberg, Immission Control*, Volume 1 - Planning, Approval and Operation of Facilities (pp.* pp. 385 - 398). TK publishing house Karl Thome'- Kozmiensky.

Leiding, T., Tinz, B., Gates, L., Rosenhagen, G., Herklotz, K., Senet, C., ... J., S. (2016). *Standardisation and comparative analysis of FINO meteorological measurement data (FINO123). Final report BMWi research project FINO-Wind.*

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

Maushake, C. L.-H. (2013). : Investigation of the penetration behaviour of ship anchors by means of anchor tensile tests. Report on the measurement of anchor penetration depth. Federal Waterways Engineering and Research Institute on behalf of the Directorate-General for Waterways and Shipping - Northwest Branch.

Mendel, B., Schwemmer, P., Peschko, V., Müller, S., Schwemmer, H., Mercker, M., & Garthe, S. (2019). Operational offshore wind farms and associated ship traffic cause profound changes in distribution patterns of Loons (Gavie spp.). *Journal of Environmental Management*, S. 231: 429 – 438.

Petersen, I., Christensen, T., Kahlert, J., Desholm, M., & Fox, A. (2006). *Final results of bird studies at the offshore wind farms at Nysted and Horns Rev, Denmark.* Commissioned by DONG energy and Vattenfall A/S.

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

Prognosis. (2019). Support for the establishment and continuation of the FEP: Future framework conditions for the design of offshore wind farms and their grid connection systems - 2nd interim report.

Pipey, K. (2018). *Wind Energy Report Germany 2017.* Fraunhofer Institute for Energy Economics and Energy System Technology IEE.

Schmälter, A. (2017). Commentary on the Offshore Installations Ordinance. In Danner/Theobald, *Energy Law* (p. § 7 SeeAnlV). Munich: C.H.Beck.

Schneemann, J., Rott, A., Dörenkämper, M., Steinfeld, G., & Kühn, M. (2020). Cluster wakes impact on a far-distant offshore wind farm's power. *Wind Energy Science*(5), S. 29-49. doi:https://doi.org/10.5194/wes-5-29-2020

Skov, H., & Prins, E. (2001). Impact of estuarine fronts on the dispersal of piscivorous birds in the German Bight. *Marine Ecology Progress Series 214*, S. 279 – 287.

Transmission system operators. (19 December 2018). Common position of the transmission system operators on the draft area development plan. Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart.

Welcker, J., & Nehls, G. (2016). Displacement of seabirds by an offshore wind farm in the North Sea. *Marine Ecology Progress Series*, S. 554: 173−182.

Wolf, R. (2004). Legal problems in the connection of offshore wind farms in the EEZ to the grid. *ZUR*, 65-74.

12 Annex: Maps (information purposes)

Reference is made to the FEP 2019.

13 Appendix: Summary table

Calendar year Announcement	Calendar year Commissioning	Site designation	Expected generation capacity [MW]	Total exp. generation capacity [MW]	Network connection system			
					Name	Commissioning year	Transmission capacity [MW]	Connection concept
2021	2026	N-3.7	225	958	NOR-3-31[1)]	2023	900	155 kV
		N-3.8	433		NOR-3-31[1)]	2023	900	155 kV
		O-1.3	300		OST-1-41[1)]	2026	300	AC connection
2022	2027	N-7.2	930	930	NOR-7-21[1)]	2027	930	66 kV
2023	2028	N-3.5	420	900	NOR-3-21[1)]	2028	900	66 kV
		N-3.6	480		NOR-3-21[1)]	2028	900	66 kV
2024	2029	N-6.6	630	2.900	NOR-6-31[1)]	2029	900	66 kV
		N-6.7	270		NOR-6-31[1)]	2029	900	66 kV
		N-9.1	1.000		NOR-9-11[1)]	2029	2000	66 kV
		N-9.2	1.000		NOR-9-11[1)]	2029	2000	66 kV
2025	2030	N-9.3	1.000	4.000	NOR-9-21[1)]	2030	2000	66 kV
		N-9.4	1.000		NOR-9-21[1)]	2030	2000	66 kV
		N-10.1	1.000		NOR-10-11[1)]	2030	2000	66 kV
		N-10.[22)]	1.000		NOR-10-11[1)]	2030	2000	66 kV
Total target system				9.688				
Expected stock 2025				10.800				
Projected stock in 2030				20.488				

[1)] Reference is made to the NEP 2019-2030 and the preparation, review and confirmation of the NEP 2021-2035.

[2)] The N-10.2 site is not fully required for 20 GW.

14 Załącznik: Informacyjna ilustracja długoterminowej ścieżki rozwoju (scenariusz ¬ramy 2021-2035)

Projekt ram scenariuszowych dla NEP 2021-2035 operatorów systemów przesyłowych zawiera trzy prawdopodobne ścieżki (tzw. scenariusze) rozwoju rozbudowy morskiej energetyki wiatrowej. Ramy scenariuszowe stanowią podstawę do przygotowania KEP zgodnie z § 12b EnWG w celu określenia zapotrzebowania na rozbudowę sieci przesyłowej i są zatwierdzane przez BNetzA po konsultacjach i analizie zgodnie z § 12a ust. 3 EnWG.

Scenariusz środkowy B 2035 projektu ram scenariusza 2021-2035 przewiduje rozbudowę morskiej energetyki wiatrowej o 30 GW do roku 2035. W przypadku scenariusza B 2040 ramy scenariuszowe zawierają perspektywy na okres po 2035 r. do 2040 r., przy czym scenariusz opiera się na scenariuszu B 2035 w odniesieniu do rozbudowy do 2035 r. Scenariusz B 2040 przewiduje rozwój morskiej energetyki wiatrowej o mocy 40 GW do 2040 r. Z kolei scenariusz B 2040 przewiduje rozwój morskiej energetyki wiatrowej o mocy 40 GW do roku 2040.

W procedurze przygotowywania FEP 2019, w odniesieniu do ram scenariusza na lata 2019-2030, zażądano, aby FEP przedstawił odpowiedni scenariusz już przed dostosowaniem prawnym. W celu zaspokojenia tego zapotrzebowania w aktualizacji FEP oraz dla celów planowania długoterminowego przedstawiono tu wyłącznie w celach informacyjnych scenariusz długoterminowy, który przedstawia perspektywę terenów dostępnych na obszarach od N-11 do N-13 po roku docelowym 2030, nie określając jednak ¬ konkretnych lat przetargu lub ¬ rozruchu.

W tym celu w rozdziale 4.7.2. określono moc na obszarach od N-11 do N-13, stosując metodologię określania mocy. Odsyła się do pytań konsultacyjnych. Scenariusz ten przedstawia zatem teoretyczny całkowity potencjał strefy 3, który wynikałby z pełnego zagospodarowania obszarów określonych w FEP i wynosi łącznie około 30 GW. Do przyłączenia tych obszarów wymagane byłoby pięć dodatkowych systemów podłączenia do sieci ¬.

W odniesieniu do innych potencjalnych obszarów w strefach 4 i 5 odsyła się do aktualizacji planu przestrzennego dla niemieckiej WSE Morza Północnego i Morza Bałtyckiego.

Odnosi się do wyzwań i warunków wstępnych dla realizacji scenariuszy wymienionych w FEP 2019.

Odnosi się również do przygotowania, przeglądu i zatwierdzenia NEP 2021-2035.

Table 13: Informational presentation of the sites potentially available in zones 1-3 beyond 2030 based on the scenario framework 2021-2035 (30 GW to 2035)

Calendar year Tender	Calendar year Commissioning	Site designation	Network connection system	Expected generation capacity [MW]	Total expected generation capacity [MW]
After 2025	After 2030	N-12.1/N-12.2	NOR-12-1	2.000	10.000
		N-12.3/N-12.4	NOR-12-2	2.000	
		N-11.1/N-11.2	NOR-11-1	2.000	
		N-11.3/N-12.5/N-13.1	NOR-11-2	2.000	
		N-13.2/N-13.3	NOR-13-1	2.000	
Expected total potential in zones 1-3					approx. 30,4001)

1) Additional potential could result from the development of open spaces in area O-6. However, this is subject to the actual availability of the land.