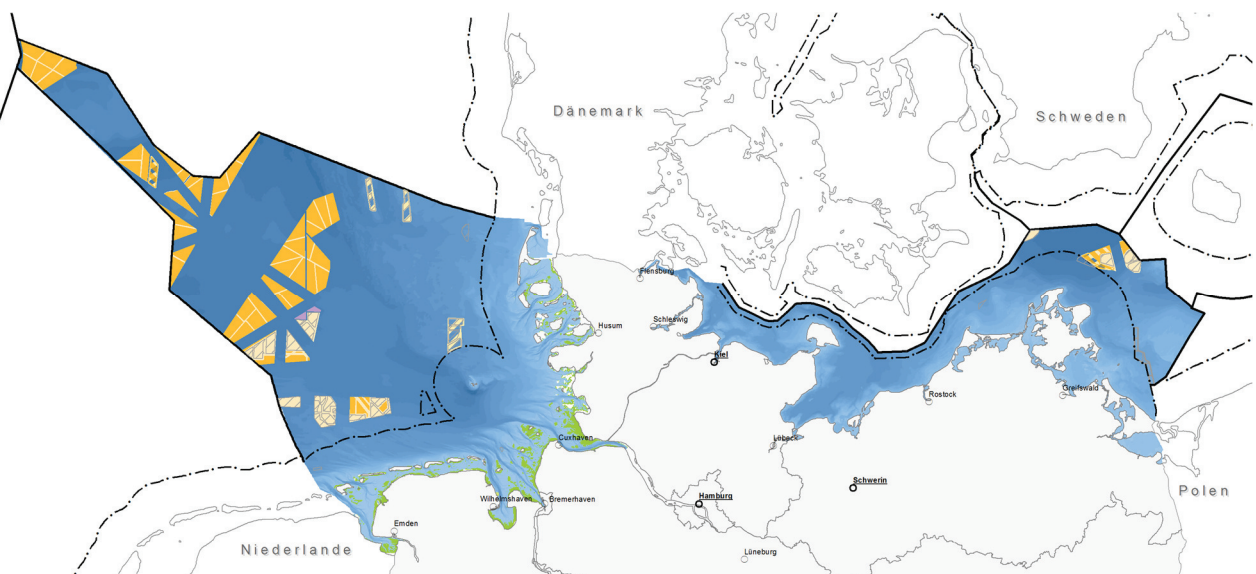




BUNDESAMT FÜR
SEESCHIFFFAHRT
UND
HYDROGRAPHIE

Projekt wstępny Plan zagospodarowania przestrzennego

Tłumaczenie maszynowe



Hamburg, 17 grudnia 2021

Treść

1	Wstęp	1
2	Warunki ramowe dla specyfikacji	2
2.1	Przeznaczenie terenu w planie zagospodarowania przestrzennego	2
2.2	Założenia dotyczące demontażu	3
2.3	Określenie wydajności	4
2.4	Dostępność odpowiednich punktów połączenia z siecią	6
2.5	Dostępność tras pociągów na morzu terytorialnym	6
3	Zamierzone ustalenia	7

1 Wstęp

Ustawa o rozwoju i promocji energetyki wiatrowej na morzu (WindSeeG)¹ mocy zainstalowanej w energetyce wiatrowej na morzu do 20 GW do roku 2030 oraz do 40 GW do roku 2040.

W opublikowanym 18 grudnia 2020 roku Planie Rozwoju Kraju (FEP) 2020 wstępnie określono obszary, na których można osiągnąć cel rozbudowy 20 GW do 2030 roku. Ten wstępny projekt jest pierwszym krokiem w procesie aktualizacji FEP.

Po wejściu w życie z dniem 1 września 2021 r. planu zagospodarowania przestrzennego (RPO) 2021 dla niemieckiej wyłącznej strefy ekonomicznej (WSE) Morza Północnego i Bałtyckiego², który został opracowany przy szerokim udziale władz i społeczeństwa, dostępna jest podstawa przestrzenna dla dalszej rozbudowy morskiej energetyki wiatrowej w WSE. Na tej podstawie, w ramach aktualizacji FEP, można określić dalsze obszary rozwoju morskiej energetyki wiatrowej.

Umowa koalicyjna zawarta 7 grudnia 2021 roku między SPD, Sojuszem 90/Zieloni i FDP przewiduje zwiększenie celów rozbudowy morskiej energetyki wiatrowej do 30 GW do 2030 roku, 40 GW do 2035 roku i 70 GW do 2045 roku. Aby osiągnąć te cele, konieczne jest dodatkowe uruchomienie morskich farm wiatrowych do 2030 r. Ten wstępny projekt nie zawiera jeszcze żadnych informacji na temat lat kalendarzowych dla przetargów i oddawania do użytku obszarów i systemów przyłączenia do sieci, ponieważ należy się spodziewać przyspieszenia obecnie planowanych lat oddawania do użytku. Wstępny projekt FEP wstępnie mapuje obszary i lokalizacje, które w RPO 2021 zostały określone jako

priorytetowe i rezerwowe dla morskiej energetyki wiatrowej. Łącznie można się spodziewać 43 GW energii wiatrowej Tabela 1 Na wskazanych obszarach można prawdopodobnie postawić 43 GW morskich turbin wiatrowych. Ponadto oczekuje się, że dalsze 14,5 GW będzie eksploatowane w strefie 1 i 2 w 2030 r. zgodnie ze specyfikacjami PROW 2020. Oznacza to, że dostępna jest wystarczająca ilość gruntów, aby osiągnąć cele określone w umowie koalicyjnej, czyli 30 GW do 2030 roku i 40 GW do 2035 roku. Aby osiągnąć cel ekspansji 70 GW do 2045 r., określony w umowie koalicyjnej, konieczne będzie również zagospodarowanie znacznej ilości dodatkowych terenów na potrzeby rozwoju morskiej energetyki wiatrowej.

Ten wstępny projekt ma być podstawą do określenia dalszych wielkości ofert. W tym celu obszary w strefach od 3 do 5 WSE podzielone są na strefy. Ponadto możliwe było osiągnięcie zwiększenia zdolności produkcyjnej poprzez dostosowanie przydziału powierzchni. Środki te przyczyniają się na wczesnym etapie do wspierania realizacji zwiększonych celów w zakresie rozwoju morskiej energii wiatrowej.

Oczekuje się, że po przeprowadzeniu konsultacji w sprawie tego wstępnego projektu, rozwinięty projekt FEP zostanie przedstawiony do konsultacji w połowie 2022 r.

¹ Ustawa z 13 października 2016 r., Federalny Dziennik Ustaw I s. 2258, 2310, ostatnio zmieniona przez art. 1 Ustawa o zmianie ustawy o energii wiatrowej na morzu i innych przepisów z 03.12.2020 r., Federalny Dziennik Ustaw 2682.

² Rozporządzenie o zagospodarowaniu przestrzennym w niemieckiej wyłącznej strefie ekonomicznej na Morzu Północnym i Morzu Bałtyckim z dnia 19 sierpnia 2021 r., BGBl. I s. 3886

2 Warunki ramowe dla stwierdzeń

2.1 Mapa zagospodarowania terenu w planie zagospodarowania przestrzennego

RPO dla niemieckiej WSE, który wszedł w życie 1 września 2021 roku, jest ogólnym planem przestrzennym, który łączy interesy różnych sposobów użytkowania oraz zabezpiecza i rozwija funkcje i sposoby wykorzystania morza, uwzględniając podejście ekosystemowe. RPO reguluje kategorie obszarów (obszary priorytetowe i zastrzeżone) oraz inne cele i zasady dla różnych sposobów użytkowania na nadrzędnym poziomie planowania. W RPO określono nowe obszary priorytetowe i rezerwowe dla morskiej energetyki wiatrowej.

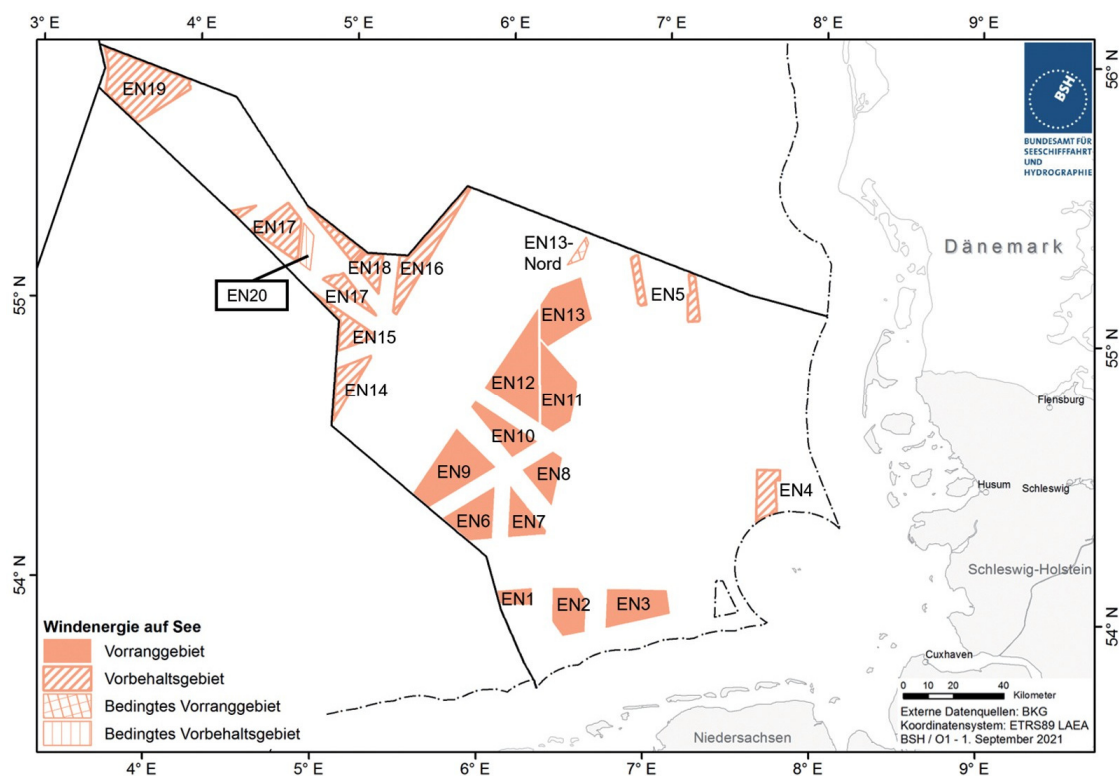
Punktem wyjścia do zdefiniowania obszarów priorytetowych dla morskiej energetyki wiatrowej były początkowo obszary O-1 i O-3 (Morze

Bałtyckie), N-1 do N-3 oraz N-6 do N-13 (Morze Północne) określone w FEP 2020. Obszary te zostały określone jako obszary priorytetowe EO1 do EO3 (Morze Bałtyckie) oraz EN1 do EN3 i EN6 do EN13 (Morze Północne).

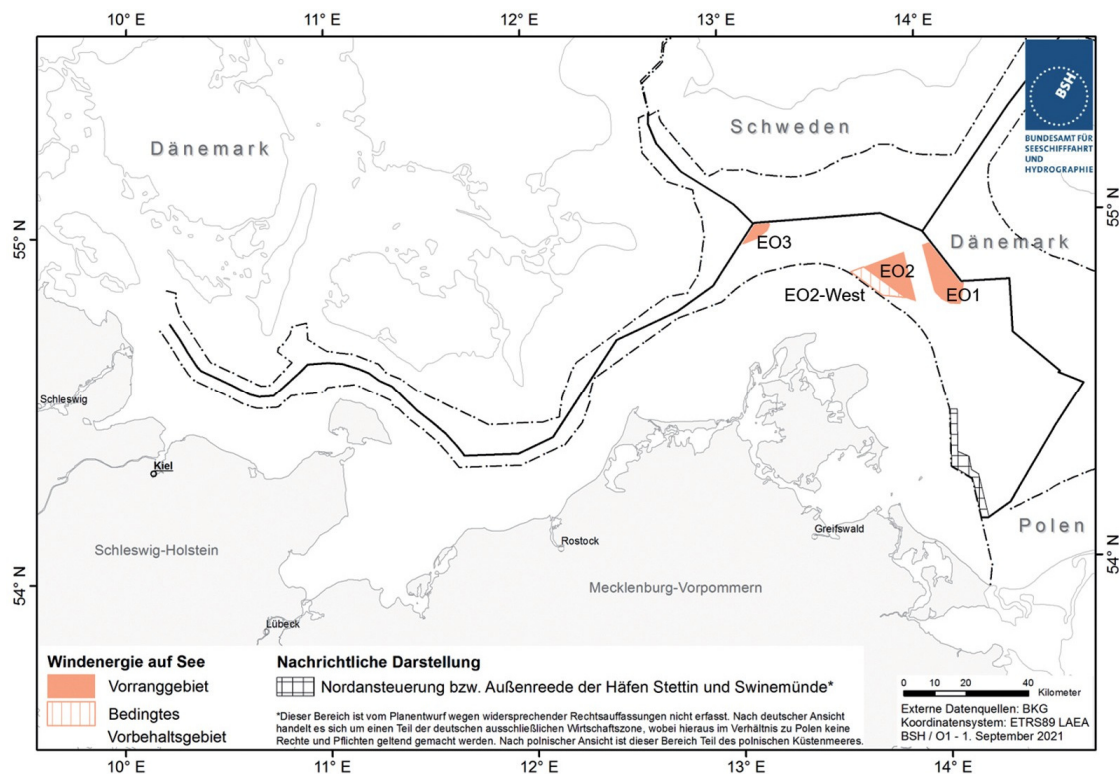
Ponadto określono obszary zastrzeżone dla morskiej energii wiatrowej. Mają one na celu zabezpieczenie obszarów dla dalszego rozwoju morskiej energetyki wiatrowej.

Poszczególne obszary są oznaczone jako priorytet warunkowy lub obszary warunkowe. Są one wyznaczane jako obszary dla morskiej energetyki wiatrowej, chyba że właściwe ministerstwo federalne udowodni w określonym terminie, że dany obszar z istotnych powodów jest wymagany do innych zastosowań.

Określenia obszarów w RPO dla WSE na Morzu Północnym (Rysunek 1) oraz w Morzu Bałtyckim (Rysunek 2) stanowią podstawę planowania sektorowego w kontekście aktualizacji FEP.



Rysunek 1: Ustalenia planu zagospodarowania przestrzennego na rok 2021 dla morskiej energii wiatrowej na Morzu Północnym



Rysunek 2: Uszczegółowienie planu rozwoju przestrzennego morskiej energetyki wiatrowej na Morzu Bałtyckim na rok 2021 e

2.2 Założenia dotyczące demontażu

Pierwsze morskie farmy wiatrowe w niemieckiej WSE zostały oddane do użytku w 2009 roku. Oczekuje się, że do 2040 r. znaczna liczba turbin wiatrowych osiągnie koniec okresu eksploatacji i zostanie zdemontowana. Aby móc wiarygodnie osiągnąć ustawowe cele rozbudowy, należy przyjąć odpowiednie założenia dotyczące zakresu przewidywanej likwidacji.

Pozwolenia lub decyzje o zatwierdzeniu projektu dla obecnie działających morskich farm wiatrowych były z reguły przyznawane na ograniczony okres 25 lat, z możliwością przedłużenia o kolejne pięć lat na wniosek zgodnie z § 48 ust. 7 zdanie 2 WindSeeG, jeżeli FEP nie przewiduje żadnego bezpośredniego późniejszego wykorzystania obszaru.

Morskie farmy wiatrowe, które zostaną oddane do użytku do 2021 r., zasadniczo otrzymują taryfy gwarantowane w ramach EEG przez okres 20 lat. Następnie możliwy jest bezpośredni obrót wytworzoną energią elektryczną.

Zgodnie z obecnym stanem wiedzy można założyć, że na obszarach pomiędzy likwidacją a późniejszym użytkowaniem przez pewien czas nie może odbywać się produkcja energii elektrycznej, tak więc w celu osiągnięcia celów prawnych zlikwidowane moce muszą zostać zrekomensowane poprzez wyznaczenie dodatkowych obszarów. Ilość potrzebnego do tego celu terenu zależy w dużej mierze od tego, jak uporządkowana i skoordynowana może być likwidacja i późniejsze użytkowanie terenu. Niniejszy wstępny projekt wykorzystuje pytania konsultacyjne w celu przygotowania do ustanowienia przepisów dotyczących demontażu.

2.3 Określenie wydajności

Celem określenia przewidywanej mocy, która ma zostać zainstalowana, jest zapewnienie równoległej rozbudowy morskiej energetyki wiatrowej i morskich systemów przyłączeniowych, a w konsekwencji osiągnięcie celów rozbudowy morskiej energetyki wiatrowej. Na podstawie tego ustalenia można określić wymaganą przepustowość morskiej linii przyłączeniowej w celu uporządkowanego i efektywnego wykorzystania morskich linii przyłączeniowych, a także zapewnić odpowiednie ustalenie dla przyłączenia tego obszaru.

Ponadto, przewidywana wielkość przetargu dla danego obszaru jest określana poprzez określenie przewidywanej mocy, która ma być zainstalowana. Rzeczywiste określenie udziału danego obszaru w wielkości oferty następuje jednak dopiero na podstawie wstępnego badania w ramach badania przydatności i ustalenia danego obszaru z odpowiednim rozporządzeniem w sprawie wykonania ustawy o energii wiatrowej na morzu (WindSeeV) zgodnie z § 12 ust. 5 WindSeeG. Dlatego też moc, która ma zostać zainstalowana, określona w dochodzeniu wstępnym, może odbiegać od specyfikacji FEP.

W ramach FEP 2020 konsultowano metodologię określania mocy, która może być zainstalowana na gruncie.

W celu określenia oczekiwanej rocznej produkcji energii elektrycznej w różnych scenariuszach rozbudowy, z uwzględnieniem efektów zacienienia na dużej powierzchni, BSH zleciło opracowanie raportu naukowego, który ma towarzyszyć procedurze aktualizacji FEP. Pierwsze sprawozdanie okresowe, które jest publikowane wraz z niniejszym wstępnym projektem, zawiera już wyniki wstępnych obliczeń modelowych. Wynika z niego, że efektywność wytwarzania energii elektrycznej zależy od wielu czynników. Najważniejszymi czynnikami okazały się gęstość mocy farmy wiatrowej, wielkość przyległego obszaru oraz sytuacja napływowa.

Ponieważ jednak charakterystyka obszarów, które należy uwzględnić, jest bardzo zróżnicowana, nie wydaje się celowe określanie mocy, jaką należy zainstalować, wyłącznie na podstawie metody określania mocy wprowadzonej w FEP 2020. W celu określenia przewidywanej mocy zainstalowanej dla danego obszaru dokonuje się zatem indywidualnej oceny, biorąc pod uwagę wzrost mocy zainstalowanej i osiągnięcie celu, możliwości przyłączenia do sieci za pomocą standardowych koncepcji przyłączenia do sieci oraz przewidywaną roczną produkcję energii z uwzględnieniem strat związanych z zacienieniem.

Skorygowana gęstość mocy jako wartość docelowa dla określenia mocy została zwiększona w ramach ogólnej oceny tak bardzo, jak to było wskazane w związku ze zwiększonymi celami rozwoju morskiej energetyki wiatrowej, w porównaniu z reprezentacją w FEP 2020. Z tego powodu dostosowuje się przydział obszaru i oczekiwaną moc zainstalowaną w obszarach N-9 i N-10, które zostały już określone w FEP 2020.

Przy takim wzroście gęstości mocy można ogólnie zwiększyć moc zainstalowaną w lokalizacjach, ale wykorzystanie farm wiatrowych będzie znacznie ograniczone ze względu na spodziewane straty wynikające z efektu zacienienia (patrz informacje ogólne na następnej stronie).

W celu nakreślenia ścieżki rozbudowy w okresie po 2030 r., w FEP 2020 przedstawiono w celach informacyjnych w załączniku przewidywane moce zainstalowane w obszarach N-11 do N-13. W związku z koniecznością przeprowadzenia dalszych badań dotyczących znacznych strat związanych z zacienianiem farm wiatrowych oraz trwającą procedurą aktualizacji morskiego planu przestrzennego w WSE, podano możliwą moc w przedziale od 8 do 10 GW. W wyniku specyfikacji w RPO 2021 powierzchnia obszarów N-11 do N-13 zwiększyła się w porównaniu ze specyfikacjami w FEP 2020. W tym kontekście w ocenie ogólnej możliwe wydaje się wyznaczenie 12 GW na obszarach N-11 do N-13.

Informacje ogólne: Rozwój godzin pełnego obciążenia

Przy określaniu oczekiwanej mocy, która ma być zainstalowana na danym obszarze, należy rozważyć **wzrost mocy zainstalowanej i osiągnięcie celu, efektywność kosztową** wytwarzania energii elektrycznej oraz **efektywne wykorzystanie i eksploatację przyłączy do sieci**.

Roczny uzysk energii odpowiada ilości energii elektrycznej, która może być wyprodukowana w ciągu roku. Jeśli moc zainstalowana na danym obszarze wzrasta, zwiększa się roczny uzysk energii, a tym samym ilość energii elektrycznej, która może być produkowana na tym obszarze.

Każda turbina wiatrowa podczas produkcji energii elektrycznej pozyskuje energię kinetyczną z przepływu powietrza, a także powoduje turbulencje w warstwach powietrza znajdujących się w pobliżu turbiny. Te tak zwane efekty nadążania sprawiają, że turbina po lewej stronie ma do dyspozycji mniej energii kinetycznej, co zmniejsza jej wykorzystanie. **Godziny pełnego obciążenia** są wykorzystywane jako miara wykorzystania turbiny wiatrowej lub farmy wiatrowej. Stanowią one liczbę godzin w roku, podczas których farma wiatrowa wytwarza energię przy pełnym obciążeniu.

W celu poprawy poziomu wiedzy na temat zależności między gęstością mocy a czasem pracy przy pełnym obciążeniu, w ramach raportu naukowego modelowany jest długoterminowy potencjał wydajności w różnych scenariuszach rozbudowy. Wykazano, że przy rosnącej ekspansji morskiej energetyki wiatrowej i wzroście gęstości mocy w zakresie zaproponowanym w niniejszym wstępnym projekcie, w strefach 1-3 można oczekiwać średniego czasu pracy przy pełnym obciążeniu wynoszącego ok. 3100³h/a. Wprawdzie zmniejsza to opłacalność wytwarzania energii elektrycznej i wykorzystania systemów przyłączenia do sieci, ale roczny uzysk energii może zostać ogólnie zwiększony poprzez wzrost mocy. Jeśli chodzi o osiągnięcie celów rozwoju morskiej energii wiatrowej, zmniejszenie ogólnego wykorzystania farm wiatrowych i połączeń sieciowych należy zestawić z osiągnięciem celów rozwoju i zwiększeniem całkowitej produkcji energii elektrycznej.

³ W porównaniu z pierwszym sprawozdaniem okresowym towarzyszącego raportu naukowego (Baumgärtner et al., 2021. *Further development of framework conditions for planning offshore wind turbines and grid connection systems, First interim report*. Fraunhofer IWES w imieniu BSH), modelowany roczny uzysk energii został dodatkowo zmniejszony o 9,5%, aby odzwierciedlić straty wynikające z niedostępności technicznej, straty elektryczne i inne (Falkenberg et al., 2020. *Future framework conditions for the design of offshore wind farms and their grid connection systems, Final Report*. Prognos AG w imieniu BSH).

2.4 Dostępność odpowiednich punktów wzajemnego połączenia sieci

Od planu rozwoju sieci na lata 2019-2030 zawiera on również wszystkie skuteczne środki w zakresie opartej na potrzebach optymalizacji, wzmocnienia i rozbudowy morskich linii przyłączeniowych w WSE i na morzu terytorialnym, w tym lądowych punktów przyłączenia do sieci (NVP), które zgodnie z § 12a ust. 1 zd. 2 EnWG wymagane są do końca rozpatrywanego okresu. Specyfikacje w planie rozwoju sieci oraz w FEP muszą być ze sobą skoordynowane.

Niepewność dotycząca potencjału przyspieszenia przyłączeń do sieci w odniesieniu do celów ekspansji nakreślonych w umowie koalicyjnej oznacza, że niniejszy wstępny projekt powstrzymuje się od podawania lat kalendarzowych na oddanie do użytku systemów przyłączania do sieci.

2.5 Dostępność tras pociągów na morzu terytorialnym

Zgodnie z § 5 ust. 1 nr 8 WindSeeG w FEP określa się miejsca, w których linie połączeń morskich przecinają granicę między WSE a morzem terytorialnym (tzw. korytarze graniczne).

Trasy zaplanowane w FEP muszą mieć możliwość racjonalnego poprowadzenia przez morze terytorialne do NVP. W przypadku koordynacji z państwami nadbrzeżnymi korytarze graniczne służą jako miejsca, w których linie połączeń przecinają granicę między WSE a morzem terytorialnym. W ten sposób systemy kablowe należy w miarę możliwości skoncentrować w tych punktach i połączyć w wiązki w celu dalszego poprowadzenia w kierunku NVP. Trasa na morzu terytorialnym nie jest określana; leży to w gestii innych organów w ramach przewidzianych w tym celu procedur.

Zgodnie z Tabelą 1 W ramach FEP 2020 istnieje jeden dalszy system połączeń na Morzu Bałtyckim o mocy 1 GW oraz 18 dalszych systemów

połączeń na Morzu Północnym o mocy 2 GW każdy.

System połączeń na Morzu Bałtyckim służy do połączenia dodatkowych obszarów w obszarze O-2 i ma być poprowadzony korytarzem granicznym O-I do morza przybrzeżnego Meklemburgii-Pomorza Zachodniego.

Pozostałe systemy połączeń na Morzu Północnym mają być poprowadzone do korytarzy granicznych N-II i N-III w kierunku Dolnej Saksonii oraz do korytarza granicznego N-V w kierunku Szlezwika-Holsztynu.

Według stanu obecnego możliwe jest poprowadzenie dwóch kolejnych systemów przez korytarz graniczny N-II. Całkowita przepustowość korytarza granicznego N-III nie została jeszcze ostatecznie określona, ale zgodnie z ustaleniami projektu "Seetrassen 2030" można by uzyskać potencjalnie łącznie 13 systemów.

Kraj związkowy Szlezwik-Holsztyn nie określa maksymalnej liczby systemów połączeń dla korytarza granicznego N-V do Szlezwika-Holsztynu.

3 Zamierzone ustalenia

Niniejszy wstępny projekt FEP początkowo przedstawia jedynie zamierzone specyfikacje dotyczące zakresu przestrzennego obszarów i obiektów, oczekiwanej mocy, która ma zostać zainstalowana oraz wymaganej mocy powiązanych systemów podłączenia do sieci. Ze względu na spodziewane przyspieszenie, rok kalendarzowy, w którym obszary zostaną objęte przetargiem oraz data oddania obszarów i systemów przyłączenia do sieci nie zostaną określone na tym etapie. Podobnie brak jest stwierdzeń dotyczących przestrzennego przebiegu linii połączeń, związanych z nimi korytarzy granicznych do morza przybrzeżnego lub ewentualnych NVP. Nawet jeśli planowane ramy czasowe nie zostały jeszcze przedstawione w niniejszym wstępnym projekcie, kolejność obszarów i systemów przyłączenia do sieci we wstępnym projekcie może być wykorzystana jako wskaźnik oczekiwanego rozwoju systemów przyłączenia do sieci. Tabela 1 może być stosowany jako wskaźnik prawdopodobnej kolejności wdrażania.

W porównaniu ze specyfikacjami FEP 2020 dostosowano przydział obszarów i oczekiwaną zdolność produkcyjną, która ma być zainstalowana na obszarach N-9 i N-10, aby umożliwić ogólny wzrost zdolności produkcyjnej. Na stronie Tabela 1 w związku z tym wykazano również odpowiednie powierzchnie na obszarach N-9 i N-10. W sumie 43 GW energii wiatrowej może zostać zainstalowane na Tabeli 1. Na wskazanych obszarach można prawdopodobnie postawić 43 GW morskich turbin wiatrowych. Ponadto oczekuje się, że dalsze 14,5 GW będzie

eksploatowane w strefach 1 i 2 w 2030 r. zgodnie z postanowieniami FEP 2020. Ze względu na znaczny demontaż istniejących farm wiatrowych, który rozpocznie się w 2035 r., część obszarów nie jest dostępna ze względu na opóźnienie między likwidacją a późniejszym wykorzystaniem obszarów (por. rozdział 2.2).

Podstawą dla planowanych specyfikacji niniejszego wstępnego projektu są obszary priorytetowe i rezerwowe dla morskiej energetyki wiatrowej wskazane w RPO 2021.

Uwaga: Pole powierzchni jest tylko warunkowo odpowiednie jako wskaźnik poziomu oczekiwanej wydajności powierzchni. Oprócz wielkości obszaru, geometria obszaru i technologia instalacji są istotnymi aspektami w określaniu potencjalnej produkcji na danym obszarze. Z tego powodu w FEP 2020 wprowadzono skorygowaną gęstość mocy jako wartość porównawczą (por. rozdział 4.7 FEP 2020). W tym przypadku przewidywana moc instalacji jest odnoszona do skorygowanego śladu, który uzupełnia zdefiniowany obszar o pas buforowy o szerokości równej połowie minimalnego rozstawu instalacji. Dzięki temu możliwe jest porównywanie powierzchni o różnych rozmiarach i geometrii. Aby umożliwić porównanie obszarów, skorygowana gęstość mocy jest pokazana w Tabeli 1. Pokazana jest również skorygowana gęstość mocy. Przy obliczaniu skorygowanej gęstości mocy, dla obszarów w strefie 3 wybrano odległość buforową 600 m, a dla obszarów w strefach 4 i 5 wybrano odległość buforową 700 m ze względu na spodziewany rozwój roślinności.

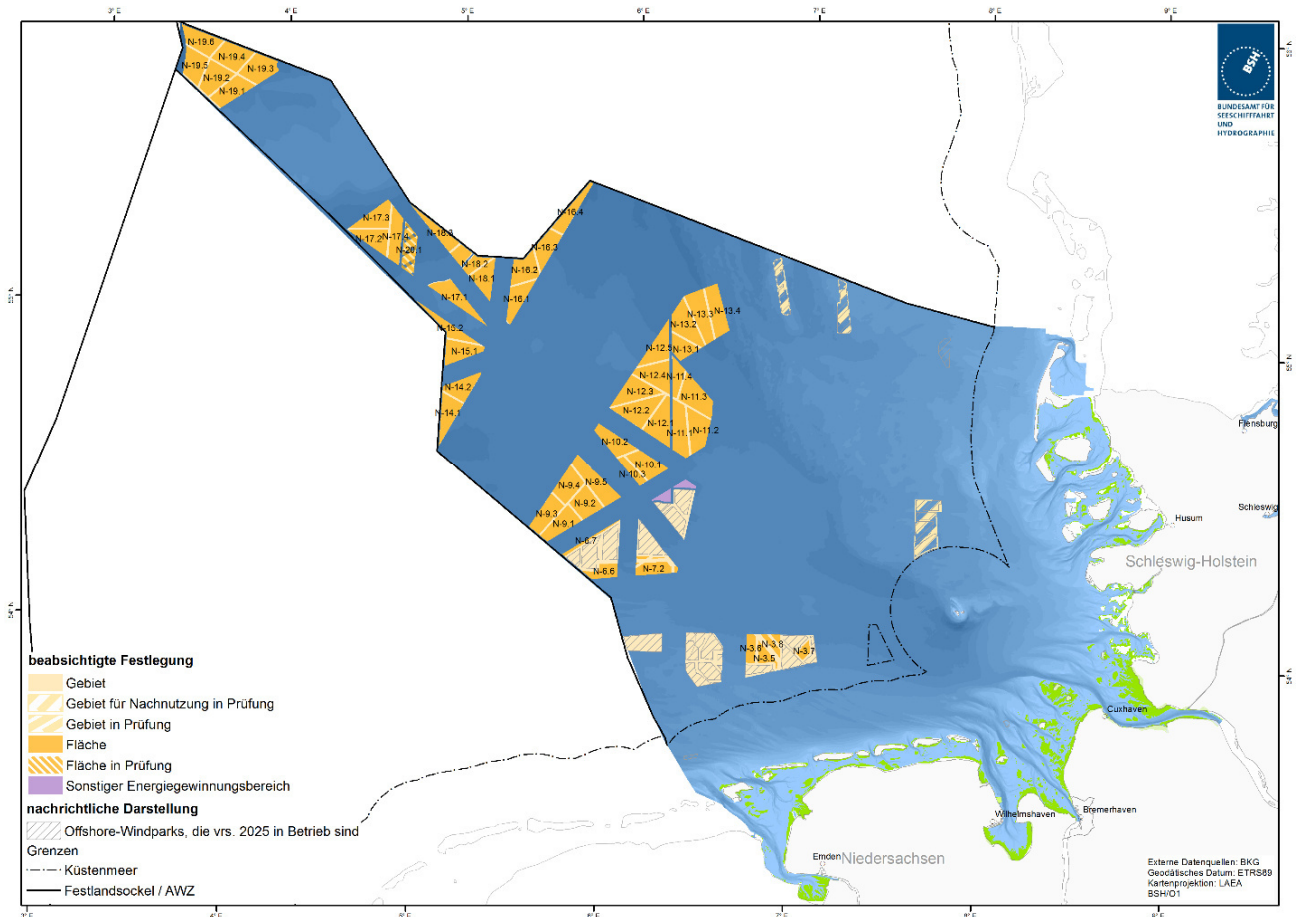
Tabela 1: Zamierzone specyfikacje dotyczące powierzchni, powierzchni, oczekiwanej mocy zainstalowanej i systemów przyłączenia do sieci

Obszar		Obszar			Przyłącze sieciowe	
Oznaczenie Obszar	Oznaczenie Obszar	Powierzchnia [km ²]	vrs. Moc zainstalowana [MW]	Skorygowana gęstość mocy [MW/km ²]	Oznaczenie Przyłącze sieciowe	Moc przyłączeniowa do sieci [MW]
N-9	N-9.1	76	1.000	10,5	NOR-9-1	2.000
N-9	N-9.2	76	1.000	10,9		
N-9	N-9.3	76	1.000	10,5	NOR-9-2	2.000
N-9	N-9.4	77	1.000	10,6		
N-9	N-9.5	106	1.500	11,2	NOR-9-3	2.000
N-10	N-10.3	31	500	10,7		
N-10	N-10.1	75	1.000	10,6	NOR-10-1	2.000
N-10	N-10.2	73	1.000	10,3		
O-2*	O-2.2	93	1.000	7,3	OST-2-4	1.000
N-12	N-12.1	95	1.000	8,5	NOR-12-1	2.000
N-12	N-12.2	97	1.000	8,4		
N-12	N-12.3	87	1.000	9,3	NOR-12-2	2.000
N-12	N-12.4	86	1.000	9,5		
N-12	N-12.5	81	1.000	9,4	NOR-12.3	2.000
N-13	N-13.2	95	1.000	8,6		
N-11	N-11.1	92	1.000	8,7	NOR-11-1	2.000
N-11	N-11.2	88	1.000	9,2		
N-11	N-11.3	100	1.000	8,2	NOR-11-2	2.000
N-11	N-11.4	41	500	8,7		
N-13	N-13.1	52	500	7,5	NOR-13-1	2.000
N-13	N-13.3	94	1.000	8,7		
N-13	N-13.4	90	1.000	8,7		
N-14	N-14.1	73	1.000	9,7	NOR-14-1	2.000
N-14	N-14.2	65	1.000	11,1		
N-15	N-15.1	74	1.000	10,1	NOR-15-1	2.000
N-15	N-15.2	53	1.000	11,0		
N-16	N-16.1	69	1.000	10,4	NOR-16-1	2.000
N-16	N-16.2	77	1.000	10,2		
N-16	N-16.3	69	1.000	10,9	NOR-16-2	2.000
N-16	N-16.4	61	1.000	10,6		
N-17	N-17.1	84	1.000	8,1	NOR-17-1	2.000
N-18	N-18.1	64	1.000	11,3		
N-18	N-18.2	61	1.000	11,0	NOR-18-1	2.000
N-18	N-18.3	53	1.000	11,5		
N-17	N-17.2	70	1.000	10,9	NOR-17-1	2.000
N-17	N-17.3	75	1.000	10,2		
N-19	N-19.1	82	1.000	9,5	NOR-19-1	2.000
N-19	N-19.2	80	1.000	10,4		
N-19	N-19.3	92	1.000	8,8	NOR-19-2	2.000
N-19	N-19.4	89	1.000	9,3		
N-19	N-19.5	74	1.000	10,6	NOR-19-3	2.000
N-19	N-19.6	82	1.000	9,5		
N-17	N-17.4	73	1.000	10,2	NOR-17-2	2.000
N-20**	N-20.1	67	1.000	10,6		
Ogółem			43.000			

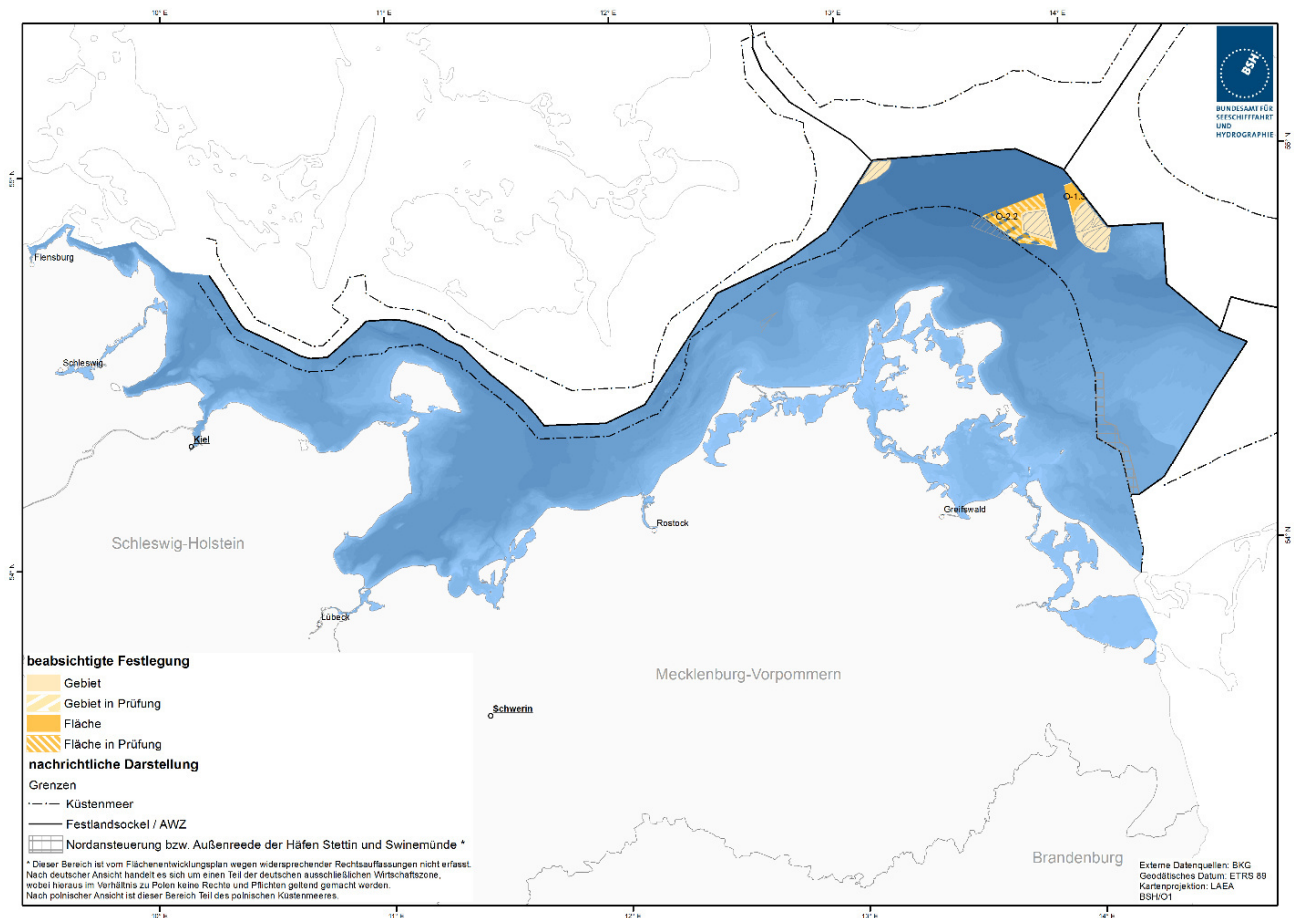
* Obszar O-2 obejmuje części zarówno obszaru priorytetowego EO2, jak i obszaru rezerwacji warunkowej EO2-Zachód określonego w RPO 2021. Jednakże zamierzone przeznaczenie w przedstawionym zakresie, jak również przewidywana

moc zainstalowana w obszarze O-2.2, jest uzależniona od wyniku przeglądu planowania przestrzennego, który wynika z zasady 2 rozdziału 2.2.2 RPO 2021.

** Obszar N-20 odpowiada obszarowi warunkowemu PL20 RPO 2021. Planowane przeznaczenie jest uzależnione od wyniku oceny zagospodarowania przestrzennego, co wynika z zasady 2 rozdziału 2.2.2 RPO 2021.



Rysunek 3: Zamierzone przeznaczenie obszarów i obiektów w WSE Morza Północnego



Rysunek 4: Zamierzone przeznaczenie obszarów i miejsc w WSE Morza Bałtyckiego

Pytania do konsultacji

Założenia dotyczące demontażu

- F.1 Jak szacuje Pan oczekiwany czas pracy istniejących morskich farm wiatrowych oraz przyłączy do sieci? Czy uważają Państwo za prawdopodobne, że farmy wiatrowe będą eksploatowane przez okres finansowania wynoszący 20 lat? Jakie są Państwa szacunki dotyczące maksymalnej żywotności technicznej turbin wiatrowych i platform oraz kabli?
- F.2 Jakie warunki ramowe muszą być zachowane przy demontażu poszczególnych elementów (w szczególności konstrukcji fundamentowych, okablowania wewnątrzparkowego, konstrukcji przejazdowych)? Jakie procedury demontażu są przewidywalnie dostępne w celu likwidacji farm wiatrowych w okresie do 2040 r.?
- F.3 Jaki okres czasu można założyć na likwidację i demontaż farmy wiatrowej wraz ze wszystkimi urządzeniami pomocniczymi?
- F.4 Czy uważają Państwo, że wykorzystanie poszczególnych istniejących elementów (np. konstrukcji fundamentów, platform) po likwidacji farmy wiatrowej jest rozsądne w kontekście późniejszego wykorzystania, czy też należy dążyć do całkowitego demontażu

istniejącej farmy wiatrowej? W jaki sposób można udowodnić stabilność danych elementów (np. konstrukcji fundamentowych) w przypadku późniejszego użytkowania?

Określenie wydajności

F.5 Jak oceniają Państwo zamierzone specyfikacje dotyczące mocy, które prawdopodobnie zostaną zainstalowane, na tle wyników modelowania z pierwszego sprawozdania okresowego sprawozdania naukowego oraz biorąc pod uwagę cele w zakresie rozbudowy określone w umowie koalicyjnej?

Połączenia sieciowe

F.6 W przypadku wymienionych powyżej systemów przyłączenia do sieci NOR-9-3 i NOR-17-1, czy uważają Państwo, że połączenie według koncepcji połączenia bezpośredniego jest wykonalne ze względu na odległość między obszarami i wymagane skrzyżowania z istniejącymi liniami, czy też dla tych obszarów wymagane są platformy transformatorowe?

Założenia dotyczące modelowej farmy wiatrowej w projekcie ram oceny dla Strategicznej Oceny Oddziaływania na Środowisko (odrębny dokument)

F.7 Czy uważają Państwo, że założenia dotyczące parametrów ramowych morskich farm wiatrowych i systemów przyłączenia do sieci, a także platform na potrzeby strategicznej oceny oddziaływania na środowisko są odpowiednie w kontekście oczekiwanego rozwoju technicznego?

F.8 Jakie założenia można przyjąć w odniesieniu do powierzchni wymaganej do posadowienia lub zabezpieczenia przed wymywaniem przy wzrastającym rozwoju technicznym i głębokości wody? Czy odpowiednie przeskalowanie powierzchni wymaganej na podstawie fundamentu jednopalowego jest uzasadnione? Które warianty fundamentów wydają się realistyczne przy rosnącej wielkości turbiny i głębokości wody? Czy istnieją preferowane warianty podkładów na wypadek konieczności ich późniejszego użycia? Jak należy oceniać te warianty fundamentów pod względem zapotrzebowania na teren w porównaniu z fundamentem monopalowym?