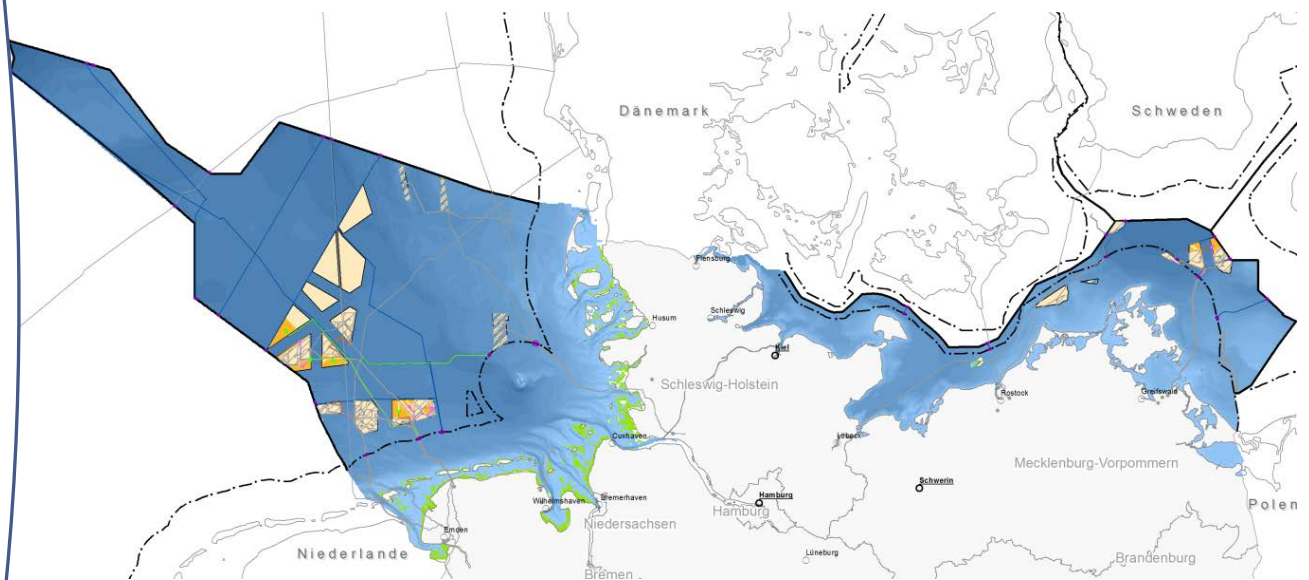




BUNDESAMT FÜR  
SEESCHIFFFAHRT  
UND  
HYDROGRAPHIE

# Flächenentwicklungsplan 2019 für die deutsche Nord- und Ostsee



Hamburg, 28. Juni 2019

© Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie  
Hamburg und Rostock 2019

BSH-Nummer 7608

Alle Rechte vorbehalten. Kein Teil dieses Werkes darf ohne ausdrückliche schriftliche Genehmigung des BSH reproduziert oder unter Verwendung elektronischer Systeme verarbeitet, vervielfältigt oder verbreitet werden.

Fotos: BSH, Sebastian Fuhrmann

## Inhalt

<b>1</b>	<b>Einleitung</b>	<b>1</b>
1.1	Das zentrale Modell	1
1.2	Gesetzliche Grundlagen des Flächenentwicklungsplans	2
1.3	Zweck und Ziele des Flächenentwicklungsplans	2
1.4	Gegenstand des Flächenentwicklungsplans	3
<b>2</b>	<b>Verfahren zum Ausbau der Windenergie auf See</b>	<b>5</b>
2.1	Flächenentwicklungsplan	6
2.1.1	Zuständigkeit	6
2.1.2	Erstaufstellung	6
2.1.3	Fortschreibung	7
2.1.4	Abstimmungserfordernisse	7
2.1.5	Einvernehmenserfordernis	7
2.2	Voruntersuchung von Flächen	8
2.3	Ausschreibung	9
2.4	Planfeststellung	10
2.5	Schnittstellen mit anderen Instrumenten der Netzplanung	11
2.5.1	Szenariorahmen	11
2.5.2	Netzentwicklungsplan	11
2.5.3	Bundesbedarfsplan	13
2.5.4	Ten-Year Network Development Plan	13
2.5.5	Bundesnetzplan	13
2.6	Bestehende Raumordnung und Fachplanung	14
2.6.1	Ausschließliche Wirtschaftszone	15
2.6.2	Niedersachsen	15
2.6.3	Schleswig-Holstein	16
2.6.4	Mecklenburg-Vorpommern	16
<b>3</b>	<b>Ausgangslage</b>	<b>17</b>
3.1	Derzeitiger Stand des Ausbaus	17
3.2	Gesetzlicher Ausbaupfad der Windenergie auf See	20
3.2.1	Erhöhter Ausbaupfad des Szenariorahmens 2019-2030	20

<b>4</b>	<b>Leitlinien und Grundsätze</b>	<b>21</b>
4.1	Einführung	21
4.2	Anbindungskonzepte	22
4.2.1	Standardkonzept Nordsee: Gleichstromsystem	22
4.2.2	Standardkonzept Ostsee: Drehstromsystem	25
4.3	Standardisierte Technikgrundsätze	27
4.3.1	Gleichstromsystem Nordsee	27
4.3.2	Drehstromsystem Ostsee	30
4.3.3	Verbindungen untereinander	32
4.3.4	Grenzüberschreitende Seekabelsysteme	32
4.4	Planungsgrundsätze	35
4.4.1	Allgemeine Grundsätze	35
4.4.2	Flächen und Windenergieanlagen auf See	49
4.4.3	Plattformen	52
4.4.4	Seekabelsysteme	54
4.5	Möglichkeiten der Abweichung	62
4.5.1	Standardisierte Technikgrundsätze	62
4.5.2	Planungsgrundsätze	62
4.6	Planungshorizont	64
4.7	Bestimmung der voraussichtlich zu installierenden Leistung	65
4.7.1	Ziel der Leistungsermittlung	65
4.7.2	Methodik der Leistungsermittlung	65
4.8	Kriterien für die Festlegung der Flächen und der zeitlichen Reihenfolge ihrer Ausschreibung	69
4.8.1	Methodik der Anwendung der Kriterien	70
4.8.2	Beschreibung der anzuwendenden Kriterien	70
<b>5</b>	<b>Festlegungen</b>	<b>74</b>
5.1	Gebiete für die Errichtung und den Betrieb von Windenergieanlagen auf See	74
5.1.1	Festlegung von Gebieten und fachplanerischer Rahmen	77
5.1.2	Die Gebiete im Einzelnen	78
5.2	Flächen für die Errichtung und den Betrieb von Windenergieanlagen auf See	85



5.2.1	Festlegungen von Flächen	85
5.2.2	Maßgebliche Kriterien für die Entscheidung gegen die Festlegung einer Fläche	89
5.3	Voraussichtlich zu installierende Leistung	92
5.3.1	Plausibilisierung der voraussichtlich zu installierenden Leistung	93
5.4	Festlegungen für das Küstenmeer	96
5.4.1	Erforderlichkeit einer Verwaltungsvereinbarung	96
5.4.2	Gebiete für die Errichtung und den Betrieb von Windenergieanlagen auf See	97
5.4.3	Flächen für die Errichtung und den Betrieb von Windenergieanlagen auf See	97
5.4.4	Festlegungen zum Testfeld	97
5.5	Zeitliche Reihenfolge der auszuschreibenden Flächen	99
5.5.1	Zeitliche Reihenfolge der auszuschreibenden Flächen	99
5.5.2	Darstellung der Überprüfung der zeitlichen Reihenfolge anhand von Hinweisen zu Offshore-Anbindungsleitungen, Netzverknüpfungspunkten und dem Netzausbau an Land	100
5.6	Kalenderjahr der Inbetriebnahme für Windenergieanlagen auf See und Anbindungsleitungen	103
5.7	Standorte von Konverterplattformen, Sammelplattformen und Umspannanlagen	104
5.8	Trassen oder Trassenkorridore für Offshore-Anbindungsleitungen	106
5.9	Grenzkorridore zum Küstenmeer	109
5.9.1	Derzeitiger Stand	109
5.9.2	Festlegungen von Grenzkorridoren zum Küstenmeer	110
5.10	Trassen und Trassenkorridore für grenzüberschreitende Stromleitungen	113
5.10.1	Derzeitiger Stand	113
5.10.2	Festlegungen von Trassen und Trassenkorridoren für grenzüberschreitende Stromleitungen	113
5.10.3	Festlegungen von Grenzkorridoren für grenzüberschreitende Stromleitungen	116
5.11	Trassen und Trassenkorridore für Verbindungen zwischen Anlagen untereinander	118

<b>6</b>	<b>Festlegungen für Pilotwindenergieanlagen</b>	<b>121</b>
6.1	Verfügbare Netzanbindungskapazitäten	121
6.2	Räumliche Vorgaben	122
6.3	Technische Gegebenheiten und Voraussetzungen für den Netzanschluss	123
<b>7</b>	<b>Übereinstimmung der Festlegungen mit privaten und öffentlichen Belangen</b>	<b>125</b>
7.1	Gesetzliche Ausschlussgründe	126
7.1.1	Übereinstimmung mit den Erfordernissen der Raumordnung	126
7.1.2	Keine Gefährdung der Meeresumwelt	126
7.1.3	Keine Beeinträchtigung der Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs	127
7.1.4	Keine Beeinträchtigung der Sicherheit der Landes- und Bündnisverteidigung	127
7.1.5	Keine Lage in gesetzlich ausgewiesenem Schutzgebiet	127
7.1.6	Keine Lage außerhalb der in Clustern des BFO oder von Küstenländern ausgewiesenen Gebieten und Flächen	127
7.2	Sonstige öffentliche und private Belange	128
7.3	Zulässigkeit der Festlegung der Gebiete	131
7.4	Zulässigkeit der Festlegung der Flächen	132
7.5	Zulässigkeit weiterer Festlegungen	134
<b>8</b>	<b>Zusammenfassende Abwägung</b>	<b>135</b>
8.1	Allgemeines zum Hintergrund des Flächenentwicklungsplans	136
8.1.1	Gesetzliche Grundlagen, Ausbaupfad	136
8.1.2	Sonstige Energiegewinnungsbereiche	136
8.2	Schnittstellen mit anderen Instrumenten der Netzplanung	137
8.3	Anbindungskonzepte	137
8.3.1	Nordsee	137
8.3.2	Ostsee	138
8.4	Standardisierte Technikgrundsätze	139
8.4.1	Nordsee	139
8.4.2	Ostsee	140
8.4.3	Verbindungen untereinander	141
8.5	Planungsgrundsätze	141

8.5.1	Keine Beeinträchtigung der Sicherheit und Leichtigkeit des Luftverkehrs	141
8.5.2	Keine Beeinträchtigung der Sicherheit der Landes- und Bündnisverteidigung	142
8.5.3	Abstandsregelungen	143
8.5.4	Sparsame Flächeninanspruchnahme	143
8.5.5	Emissionsminderung	143
8.5.6	Berücksichtigung von Fundstellen von Kampfmitteln	144
8.5.7	Planungsgrundsätze mit naturschutzfachlichem Bezug	144
8.5.8	Abstände zwischen Flächen zueinander und zu Windenergieanlagen	146
8.5.9	Abweichung der tatsächlich installierten Leistung von der zugewiesenen Netzanbindungskapazität	146
8.5.10	Unterkünfte auf Plattformen	146
8.5.11	Schonendes Verlegeverfahren	147
8.5.12	Überdeckung	147
8.5.13	Sedimenterwärmung	147
8.6	Möglichkeiten der Abweichung	149
8.7	Bestimmung der voraussichtlich zu installierenden Leistung	150
8.8	Gebiete	151
8.9	Flächen und Leistung	154
8.10	Festlegungen im Küstenmeer	161
8.11	Zeitliche Reihenfolge und Kalenderjahr der Flächen und Anbindungsleitungen	164
8.12	Räumliche Festlegungen der Seekabelsysteme und Plattformen	165
8.13	Pilotwindenergieanlagen	167
8.14	Internationale Stellungnahmen	167
<b>9</b>	<b>Zusammenfassende Umwelterklärung und Überwachungsmaßnahmen</b>	<b>171</b>
9.1	Zusammenfassende Umwelterklärung nach § 44 UVPG	171
9.2	Überwachungsmaßnahmen nach § 45 UVPG	177
9.2.1	Monitoring der potenziellen Auswirkungen der Gebiete und Flächen für Windenergieanlagen auf See und der Plattformen	178
9.2.2	Monitoring der potenziellen Auswirkungen von Seekabeln	179

<b>10</b>	<b>Literaturverzeichnis</b>	<b>182</b>
<b>11</b>	<b>Anhang: Karten (nachrichtlich)</b>	<b>185</b>
<b>12</b>	<b>Anhang: Übersichtstabelle</b>	<b>190</b>
<b>13</b>	<b>Anhang: Informativische Darstellung eines erhöhten Ausbaupfads (Szenariorahmen 2019-2030)</b>	<b>191</b>
13.1	Szenarien B 2030 und C 2030 (17 GW bis 2030)	192
13.2	Szenario A 2030 (20 GW bis 2030)	196
13.3	Langfristszenario: Mögliche Flächen für den Zeitraum nach 2030	200
13.4	Möglicherweise erforderliche Anbindungsleitungen für die Szenarien	202

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Der Flächenentwicklungsplan im Gesamtsystem des zentralen Modells für den Bereich der deutschen AWZ der Nord- und Ostsee .....	5
Abbildung 2: Offshore-Windparks in der deutschen AWZ der Nordsee, die voraussichtlich bis Ende 2025 in Betrieb sein werden sowie Grenzkorridore zum Küstenmeer und die Zoneneinteilung des O-NEP für die Nordsee. ....	19
Abbildung 3: Offshore-Windparks in der deutschen AWZ der Ostsee, die voraussichtlich bis Ende 2025 in Betrieb sein werden sowie Grenzkorridore zum Küstenmeer und die Zoneneinteilung des O-NEP für die Ostsee. ....	19
Abbildung 4: Schematische Darstellung des Anbindungskonzepts für die Nordsee .....	34
Abbildung 5: Schematische Darstellung des Anbindungskonzepts für die Ostsee.....	34
Abbildung 6: Schematische Darstellung der Methodik der Leistungsermittlung.....	66
Abbildung 7: Darstellung der korrigierten Fläche $A^*$ im Verhältnis zur nominellen Fläche $A$ (Prognos, 2019).....	66
Abbildung 8: Gebiete in der deutschen AWZ der Nordsee .....	75
Abbildung 9: Gebiete in der deutschen AWZ der Ostsee .....	75
Abbildung 10: Festlegung von Gebieten und Raumordnungsplan für die AWZ der Nordsee.....	76
Abbildung 11: Festlegung von Gebieten und Raumordnungsplan für die AWZ der Ostsee.....	76
Abbildung 12: Flächen in der deutschen AWZ der Nordsee .....	86
Abbildung 13: Flächen in den Gebieten N-3, N-6, N-7 und N-9 in der deutschen AWZ der Nordsee .....	86
Abbildung 14: Flächen in der deutschen AWZ der Ostsee .....	88
Abbildung 15: Im Rahmen der Plausibilisierungsrechnung ermittelte korrigierte Energiedichte und Kapazitätsfaktoren der im FEP festgelegten Flächen.....	95
Abbildung 16: Von Mecklenburg-Vorpommern zur möglichen Ausweisung übermittelte Gebiete und zum Testfeld im Küstenmeer.....	96
Abbildung 17: Plattformstandorte in der deutschen AWZ der Nordsee.....	105
Abbildung 18: Plattformstandorte in der deutschen AWZ der Ostsee.....	106
Abbildung 19: Netzanbindungssysteme in der deutschen AWZ der Nordsee.....	108
Abbildung 20: Netzanbindungssysteme in der deutschen AWZ der Ostsee .....	108
Abbildung 21: Seekabelverlauf östlich der Europipe 2 .....	114
Abbildung 22: grenzüberschreitende Seekabelsysteme in der deutschen AWZ der Nordsee.....	115
Abbildung 23: grenzüberschreitende Seekabelsysteme in der deutschen AWZ der Ostsee.....	116
Abbildung 24: Verbindungen untereinander in der deutschen AWZ der Nordsee .....	119

Abbildung 25: Verbindungen untereinander in der deutschen AWZ der Ostsee .....	119
Abbildung 26: Schifffahrtsrouten des Raumordnungsplans AWZ Nordsee.....	185
Abbildung 27: Schifffahrtsrouten des Raumordnungsplans AWZ Ostsee .....	185
Abbildung 28: Raumordnungsplan AWZ Nordsee .....	186
Abbildung 29: Raumordnungsplan AWZ Ostsee .....	186
Abbildung 30: Bezeichnungen Seekabel, Rohrleitungen, Verkehrstrennungsgebiete (Nordsee) .	187
Abbildung 31: Bezeichnungen Seekabel, Rohrleitungen, Verkehrstrennungsgebiete (Ostsee) ...	187
Abbildung 32: Gebiete der Landesverteidigung (Nordsee) .....	188
Abbildung 33: Gebiete der Landesverteidigung (Ostsee) .....	188
Abbildung 34: Gebiete für die Errichtung und den Betrieb von Windenergieanlagen auf See in der deutschen AWZ der Nordsee und Naturschutzgebiete.....	189
Abbildung 35: Gebiete für die Errichtung und den Betrieb von Windenergieanlagen auf See in der deutschen AWZ der Ostsee und Naturschutzgebiete.....	189
Abbildung 36: Informativische Darstellung von möglichen Festlegungen nach Szenario B und C 2030 (17 GW bis 2030).....	194
Abbildung 37: Informativische Darstellung von möglichen Festlegungen nach Szenario A 2030 (20 GW bis 2030).....	198
Abbildung 38: Informativische Darstellung der in den Zonen 1-3 über den Zeitraum 2030 hinaus möglicherweise verfügbaren Flächen.....	201

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Übersicht Offshore-Anbindungsleitungen bis Ende 2025 und angebundene Offshore-Windparkvorhaben.....	18
Tabelle 2: Übersicht der standardisierten Technikgrundsätze .....	33
Tabelle 3: Anzulegende Leistungsdichte.....	67
Tabelle 4: Eingangsparmeter zur Berechnung der korrigierten Fläche .....	68
Tabelle 5: Bestehende oder im O-NEP vorbehaltlos bestätigte Netzanbindungssysteme mit Inbetriebnahme bis Ende 2025 und verfügbarer Übertragungskapazität .....	71
Tabelle 6: Übersicht Gebiete für Windenergie auf See.....	74
Tabelle 7: Zusammenfassende Übersicht der Gebiete.....	84
Tabelle 8: Übersicht Flächen für Windenergie auf See .....	85
Tabelle 9: Übersicht maßgebliche Kriterien für die Entscheidung gegen eine Flächenfestlegung .	89
Tabelle 10: Übersicht voraussichtlich zu installierende Leistung auf den Flächen für Windenergieanlagen auf See.....	92
Tabelle 11: Plausibilisierung der ermittelten Leistung.....	93
Tabelle 12: Übersicht zeitliche Reihenfolge der auszuschreibenden Flächen unter Anwendung der Kriterien 1 bis 8.....	100
Tabelle 13: Übersicht der Angaben zu Offshore-Anbindungsleitungen mit einer Inbetriebnahme ab 2026 der ÜNB gemäß der Angaben.....	102
Tabelle 14: Übersicht Kalenderjahre der Inbetriebnahme für Offshore-Anbindungsleitungen unter Annahme der in Kapitel 5.5 aufgeführten Hinweise.....	104
Tabelle 15: Übersicht über die Nutzung der Grenzkorridore.....	111
Tabelle 16: Übersicht der im FEP festgelegten Grenzkorridore und Trassen für grenzüberschreitende Stromleitungen.....	117
Tabelle 17: Übersicht der im FEP festgelegten Trassen für Verbindungen zwischen Anlagen ....	120
Tabelle 18: Für Pilotwindenergieanlagen verfügbare Netzanbindungskapazitäten .....	122
Tabelle 19: Informatorische Darstellung der zeitlichen Reihenfolge der festzulegenden Flächen einschließlich der vrs. zu installierenden Leistung für die Szenarien B 2030 und C 2030 des Szenariorahmens 2019-2030.....	195
Tabelle 20: Informatorische Darstellung der zeitlichen Reihenfolge der festzulegenden Flächen einschließlich der voraussichtlich zu installierenden Leistung für das Szenario A 2030 des Szenariorahmens 2019-2030.....	199
Tabelle 21: Informatorische Darstellung der in den Zonen 1-3 über den Zeitraum 2030 hinaus möglicherweise verfügbaren Flächen auf Grundlage des Szenario A 2030 des Szenariorahmens 2019-2030 (20 GW bis 2030).....	200

Tabelle 22: Übersicht über die möglicherweise erforderlichen Inbetriebnahmejahre der Offshore-Anbindungsleitungen in den verschiedenen Szenarien .....	202
--	-----



## Abkürzungsverzeichnis

AC	alternating current (Wechselstrom)
ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
AIS	Automatischen Identifikationssystem in der Schifffahrt
AWZ	Ausschließliche Wirtschaftszone
BAIUDBw	Bundesamt für Infrastruktur, Umweltschutz und Dienstleistungen der Bundeswehr
BAW	Bundesanstalt für Wasserbau
BBP	Bundesbedarfsplan
BBPIG	Gesetz über den Bundesbedarfsplan (Bundesbedarfsplangesetz - BBPIG)
BfN	Bundesamt für Naturschutz
BFO	Bundesfachplan Offshore
BFO-N	Bundesfachplan Offshore Nordsee
BFO-O	Bundesfachplan Offshore Ostsee
BGBI	Bundesgesetzblatt
BImSchG	Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge (Bundes-Immissionsschutzgesetz)
BKG	Bundesamt für Kartographie und Geodäsie
BMI	Bundesministerium des Inneren, für Bau und Heimat
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit
BMVBS	Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung
BMVI	Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNatSchG	Gesetz über Naturschutz und Landschaftspflege (Bundesnaturschutzgesetz)
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
BSH	Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie
DC	direct current (Gleichstrom)
DIN	Deutsches Institut für Normung
DIN EN	Deutsches Institut für Normung, Europäische Norm
DNV GL	Det Norske Veritas Germanischer Lloyd
EEA	Europäische Umweltagentur (European Environmental Agency)
EEG	Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz)
ENTSO-E	European network of transmission system operators for electricity
EnWG	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz)
ESCA	European Subsea Cables Association
F&E	Forschung und Entwicklung
FEP	Flächenentwicklungsplan
FFH	Flora Fauna Habitat
GDWS	Generaldirektion Wasserstraßen und Schifffahrt
GW	Gigawatt
HELCOM	Helsinki-Kommission
HGÜ	Hochspannungsgleichstromübertragung
ICPC	International Cable Protection Committee
IMO	International Maritime Organization
KKS	Kathodischer Korrosionsschutz
kV	Kilovolt
LEP M-V	Landesraumentwicklungsprogramm Mecklenburg-Vorpommern
LEP S-H	Landesentwicklungsplan Schleswig-Holstein
LROP	Landes-Raumordnungsprogramm Niedersachsen

MARPOL	Internationale Übereinkommen zur Verhütung der Meeresverschmutzung durch Schiffe (en. International Convention for the Prevention of Marine Pollution from Ships, auch MARPOL (von marine pollution))
MSRL	Richtlinie 2008/56/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 17. Juni 2008 zur Schaffung eines Ordnungsrahmens für Maßnahmen der Gemeinschaft im Bereich der Meeresumwelt (Meeresstrategie-Rahmenrichtlinie)
MW	Megawatt
NABEG	Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz
NEP	Netzentwicklungsplan
nF	neue Fassung
NVP	Netzverknüpfungspunkt
O-NEP	Offshore-Netzentwicklungsplan
OSPAR	Oslo-Paris Übereinkommen, Übereinkommen zum Schutz der Meeresumwelt des Nordost-Atlantiks (Convention for the Protection of the Marine Environment of the North-East Atlantic)
OWP	Offshore-Windpark
POD	Porpoise-Click-Detektoren
PtJ	Projektträger Jülich
ROG	Raumordnungsgesetz
SeeAnIV	Verordnung über Anlagen seewärts der Begrenzung des deutschen Küstenmeeres (Seeanlagenverordnung)
sm	Seemeile
SRÜ	Seerechtsübereinkommen der Vereinten Nationen
StUK	Standard "Untersuchung von Auswirkungen von Offshore-Windenergieanlagen"
SUP	strategische Umweltprüfung
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UVPG	Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung
UVS	Umweltverträglichkeitsstudie
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V.
VGB	Vereinigung der Großkesselbesitzer e.V. (internationaler Interessenverband von Unternehmen aus der Elektrizitäts- und Wärmeversorgungsbranche)
vrs.	voraussichtlich
VSC	voltage sourced converter (selbstgeführter Konverter)
VTG	Verkehrstrennungsgebiet
VwVfG	Verwaltungsverfahrensgesetz
WEA	Windenergieanlage
WHG	Gesetz zur Ordnung des Wasserhaushalts (Wasserhaushaltsgesetz)
WindSeeG	Gesetzes zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See

# 1 Einleitung

## 1.1 Das zentrale Modell

Das Jahr 2017 markiert einen Systemwechsel im Bereich der Windenergie auf See. Das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) nimmt auf der Grundlage des Gesetzes zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See (Windenergie-auf-See-Gesetz – WindSeeG<sup>1</sup>) die Aufgabe der zentralen Entwicklung und im Auftrag der Bundesnetzagentur (BNetzA) die Voruntersuchung von Flächen für die Errichtung und den Betrieb von Windenergieanlagen (WEA) auf See wahr.

Das zentrale Modell bezeichnet einen gestuften Planungs- und Ausschreibungsprozess. Im ersten Schritt werden für Flächen für Windenergie auf See im Flächenentwicklungsplan (FEP) räumliche und zeitliche Vorgaben festgelegt. Der nächste Schritt ist die Voruntersuchung der Flächen, die im FEP festgelegt wurden. Nach Durchführung der Voruntersuchung werden die Flächen in einem wettbewerblichen Verfahren versteigert, in dem den Bietern die Informationen aus der Voruntersuchung zur Verfügung gestellt werden.

Der Bieter, der einen Zuschlag erhalten hat, kann nach Durchlaufen des Zulassungsverfahrens auf der Fläche WEA errichten, hat Anspruch auf die Marktprämie und darf die Anbindungskapazität nutzen.

Das zentrale Modell gilt für Inbetriebnahmen von WEA auf See ab dem Jahr 2026.

Der FEP ist somit im zentralen Modell das steuernde Planungsinstrument für den synchronen Ausbau der Windenergie und deren Netzanbindungen auf See.

Der bisherige Bundesfachplan Offshore (BFO) des BSH für die ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ) der Nord- und Ostsee und Teile des bisherigen von der BNetzA bestätigten Offshore-Netzentwicklungsplans (O-NEP) gehen im FEP auf. Der Bedarf an Offshore-Anbindungsleitungen wird auf der Basis von Festlegungen des FEP im landseitigen Netzentwicklungsplan (NEP) ermittelt.

---

<sup>1</sup> Gesetz vom 13. Oktober 2016, BGBl. I S. 2258, 2310, zuletzt geändert durch Artikel 21 des Gesetzes vom 13. Mai 2019, BGBl. I S. 706.

## 1.2 Gesetzliche Grundlagen des Flächenentwicklungsplans

Nach §§ 4ff. WindSeeG erstellt das BSH im Einvernehmen mit der Bundesnetzagentur (BNetzA) und in Abstimmung mit dem Bundesamt für Naturschutz (BfN), der Generaldirektion Wasserstraßen und Schifffahrt (GDWS) und den Küstenländern einen FEP.

Ergänzend gelten vor allem Regelungen des Gesetzes für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2017<sup>2</sup>) und des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG<sup>3</sup>)

## 1.3 Zweck und Ziele des Flächenentwicklungsplans

Nach § 4 Abs. 1 WindSeeG ist Zweck des FEP, fachplanerische Festlegungen für die AWZ der Bundesrepublik Deutschland zu treffen. Er kann nach Maßgabe einer Verwaltungsvereinbarung zwischen dem Bund, vertreten durch das BSH, und dem zuständigen Land auch fachplanerische Festlegungen für das Küstenmeer treffen.

§ 4 Abs. 2 WindSeeG regelt, dass für den Ausbau von WEA auf See und der hierfür erforderlichen Offshore-Anbindungsleitungen der FEP Festlegungen mit dem Ziel trifft,

- das Ausbauziel nach § 4 Nr. 2b des EEG zu erreichen,
- die Stromerzeugung aus WEA auf See räumlich geordnet und flächensparsam auszubauen und
- eine geordnete und effiziente Nutzung und Auslastung der Offshore-Anbindungsleitungen zu gewährleisten und Offshore-Anbindungsleitungen im Gleichlauf mit dem Ausbau der Stromerzeugung aus WEA auf See zu planen, zu errichten, in Betrieb zu nehmen und zu nutzen.

Nach § 4 Abs. 3 WindSeeG kann der FEP für WEA auf See und sonstige Energiegewinnungsanlagen, die jeweils nicht an das Netz angeschlossen werden, Festlegungen mit dem Ziel treffen, die praktische Erprobung und Umsetzung von innovativen Konzepten für nicht an das Netz angeschlossene Energiegewinnung räumlich geordnet und flächensparsam zu ermöglichen.

Der FEP dient in erster Linie der Umsetzung des Zwecks des WindSeeG und des EEG.

Nach § 1 EEG ist Veranlassung des Gesetzes, insbesondere im Interesse des Klima- und Umweltschutzes eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung zu ermöglichen, die

---

<sup>2</sup> Gesetz vom 21. Juli 2014, BGBl. I S. 1066, zuletzt geändert durch Artikel 5 des Gesetzes vom 13. Mai 2019, BGBl. I S. 706).

<sup>3</sup> Gesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 24. Februar 2010, BGBl. I S. 94, zuletzt geändert durch Artikel 22 des Gesetzes vom 13. Mai 2019, BGBl. I S. 706.

volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung auch durch die Einbeziehung langfristiger externer Effekte zu verringern, fossile Energieressourcen zu schonen und die Weiterentwicklung von Technologien zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien zu fördern. Gemäß § 1 Abs. 2 EEG ist vorgegeben, den Anteil des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch zu steigern auf

- 40 bis 45 Prozent bis zum Jahr 2025,
- 55 bis 60 Prozent bis zum Jahr 2035 und
- mindestens 80 Prozent bis zum Jahr 2050.

Dieser Ausbau soll stetig, kosteneffizient und netzverträglich erfolgen. Dieses Ziel dient gemäß § 1 Abs. 3 EEG auch dazu, den Anteil erneuerbarer Energien am gesamten Bruttoendenergieverbrauch bis zum Jahr 2020 auf mindestens 18 Prozent zu erhöhen.

Im Hinblick auf den Ausbau von Windenergie auf See besteht nach § 1 Abs. 2 WindSeeG das Ziel, die installierte Leistung von WEA auf See, die an das Netz angeschlossen werden, ab dem Jahr 2021 auf insgesamt 15 Gigawatt bis zum Jahr 2030 zu steigern.

## 1.4 Gegenstand des Flächenentwicklungsplans

Der FEP enthält nach dem gesetzlichen Auftrag des § 5 Abs. 1 WindSeeG (nF) für den Zeitraum ab dem Jahr 2026 bis mindestens zum Jahr 2030 für die deutsche AWZ und nach Maßgabe der folgenden Bestimmungen für das Küstenmeer Festlegungen über:

1. Gebiete; im Küstenmeer können Gebiete nur festgelegt werden, wenn das zuständige Land die Gebiete als möglichen Gegenstand des FEP ausgewiesen hat,
2. Flächen in den nach Nummer 1 festgelegten Gebieten; im Küstenmeer können Flächen nur festgelegt werden, wenn das zuständige Land die Flächen als möglichen Gegenstand des Flächenentwicklungsplans ausgewiesen hat
3. die zeitliche Reihenfolge, in der die festgelegten Flächen zur Ausschreibung nach Teil 3 Abschnitt 2 WindSeeG kommen sollen, einschließlich der Benennung der jeweiligen Kalenderjahre,
4. die Kalenderjahre, in denen auf den festgelegten Flächen jeweils die bezuschlagten WEA auf See und die entsprechende Offshore-Anbindungsleitung in Betrieb genommen werden sollen,
5. die in den festgelegten Gebieten und auf den festgelegten Flächen jeweils voraussichtlich zu installierende Leistung von WEA auf See,
6. Standorte von Konverterplattformen, Sammelpattformen und, soweit wie möglich, Umspannanlagen,
7. Trassen oder Trassenkorridore für

Offshore-Anbindungsleitungen,

8. Orte, an denen die Offshore-Anbindungsleitungen die Grenze zwischen der ausschließlichen Wirtschaftszone und dem Küstenmeer überschreiten,
9. Trassen oder Trassenkorridore für grenzüberschreitende Stromleitungen,
10. Trassen oder Trassenkorridore für mögliche Verbindungen der in den Nummern 1, 2, 6, 7 und 9 genannten Anlagen, Trassen oder Trassenkorridore untereinander und
11. standardisierte Technikgrundsätze und Planungsgrundsätze.

Der FEP kann ferner nach § 5 Abs. 2 WindSeeG (nF)

Folgendes festlegen:

- küstennah außerhalb von Gebieten Testfelder für insgesamt höchstens 40 Quadratkilometer; Testfelder können im Küstenmeer nur festgelegt werden, wenn das Land den Bereich als möglichen Gegenstand des FEP und zumindest teilweise zu Testzwecken ausgewiesen hat; wird ein Testfeld tatsächlich nicht oder in nur unwesentlichem Umfang genutzt, kann ein späterer FEP die Festlegung des Testfeldes aufheben und stattdessen Gebiete und Flächen festlegen,
- die Kalenderjahre, in denen auf den festgelegten Testfeldern jeweils erstmals Pilotwindenergieanlagen auf See und die entsprechende Testfeld-Anbindungsleitung in Betrieb genommen werden sollen, und
- die Kapazität der entsprechenden Testfeld-Anbindungsleitung;
- für Gebiete in der ausschließlichen Wirtschaftszone und im Küstenmeer verfügbare Netzanbindungskapazitäten auf

vorhandenen oder in den folgenden Jahren noch fertigzustellenden Offshore-Anbindungsleitungen ausweisen, die nach § 70 Absatz 2 Pilotwindenergieanlagen auf See zugewiesen werden können.

Darüber hinaus können nach § 5 Abs. 2a Satz 1 WindSeeG (nF) sonstige Energiegewinnungsbereiche außerhalb von Gebieten für insgesamt 40 bis 70 Quadratkilometer festgelegt und räumliche Vorgaben für Leitungen, die Energie oder Energieträger aus diesen abführen, gemacht werden.

Fachplanerische Festlegungen für das Küstenmeer können nach § 4 Abs. 1 Satz 2 WindSeeG (nF) für Gebiete, Flächen, die zeitliche Reihenfolge der Ausschreibungen der Flächen, die Kalenderjahre der Inbetriebnahmen und die voraussichtlich zu installierende Leistung sowie für Testfelder und sonstige Energiegewinnungsbereiche getroffen werden. Nach Maßgabe einer Verwaltungsvereinbarung zwischen dem Bund, vertreten durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, und dem zuständigen Land werden die einzelnen Festlegungen für das Küstenmeer näher bestimmt.

## 2 Verfahren zum Ausbau der Windenergie auf See

Mit dem WindSeeG wird für WEA auf See, die ab 2026 in Betrieb gehen, ein neues Verfahren für den Ausbau der Windenergie auf See eingeführt. Von der übergeordneten Entwicklung der Flächen bis zum Zulassungsverfahren für die WEA und Anbindungsleitungen sind verschiedene Kaskaden zu durchlaufen.

Zunächst werden durch den FEP nach den § 4 ff. WindSeeG fachplanerische Festlegungen für den Ausbau von WEA auf See und Offshore-Anbindungsleitungen in der AWZ getroffen.

Ziel der Festlegung der zeitlichen Realisierungsreihenfolge der Flächen ist, dass ab dem Jahr 2026 WEA auf See auf diesen Flächen in Betrieb genommen und gleichzeitig die zur Anbindung dieser Flächen jeweils erforderlichen Offshore-Anbindungsleitungen fertiggestellt werden, so dass die jeweils vorhandenen Offshore-Anbindungsleitungen effizient genutzt und ausgelastet werden.

Auf der nächsten Stufe werden die Flächen nach §§ 9 ff. WindSeeG voruntersucht. Dies betrifft Untersuchungen zur Meeresumwelt, die Vorerkundung des Baugrunds sowie die Wind- und ozeanografischen Verhältnisse für die vorzuuntersuchende Fläche.

So soll das spätere Planfeststellungsverfahren für WEA auf See auf diesen Flächen beschleunigt werden.

Aufbauend auf den Ergebnissen der Voruntersuchung, wird sodann die Eignung der Flächen für die Ausschreibung geprüft.

Falls die Eignung festgestellt wird, werden die Informationen inklusive der Untersuchungsergebnisse sowie die Festlegung der zu installierenden Leistung durch Rechts-

verordnung festgestellt und an die BNetzA weitergegeben.

Diese schreibt die Flächen nun zur wettbewerblichen Bestimmung der Marktprämie aus und veröffentlicht die im Rahmen der Voruntersuchungen ermittelten Untersuchungsergebnisse und Informationen (vgl. §§ 14 ff. WindSeeG). Nur der bezuschlagte Bieter kann später einen Antrag auf Planfeststellung zur Errichtung und zum Betrieb von WEA auf See auf der jeweiligen Fläche stellen. Mit dem Zuschlag verbunden ist außerdem ein Anspruch auf den Anschluss der WEA an die im FEP festgelegte Offshore-Anbindungsleitung und die zugewiesene Netzanbindungskapazität auf der Anbindungsleitung.

Nach der Erteilung des Zuschlags in der Ausschreibung kann der bezuschlagte Bieter bzw. der entsprechend Berechtigte einen Antrag auf Planfeststellung nach den §§ 44 ff. WindSeeG stellen. Auf dieser Ebene der Planungskaskade prüft das BSH bezogen auf ein bestimmtes Vorhaben, ob dieses zulassungsfähig ist. Das Verfahren schließt bei Vorliegen aller Voraussetzungen und einem positiven Prüfungsergebnis mit der Erteilung des Planfeststellungsbeschlusses ab.



Abbildung 1: Der Flächenentwicklungsplan im Gesamtsystem des zentralen Modells für den Bereich der deutschen AWZ der Nord- und Ostsee

Hinsichtlich des Küstenmeers wird auf Kapitel 5.4 verwiesen.



## 2.1 Flächenentwicklungsplan

§ 6 WindSeeG regelt das Verfahren zur Aufstellung des FEP von der Bekanntmachung der Einleitung des Verfahrens bis hin zur Bekanntmachung des fertig gestellten Plans.

### 2.1.1 Zuständigkeit

Für die Erstellung des FEP ist nach § 6 WindSeeG das BSH zuständig.

### 2.1.2 Erstaufstellung

Am 29. März 2018 wurden die Einleitung und der voraussichtliche Abschluss des Aufstellungsverfahrens öffentlich bekannt gemacht.

Der Vorentwurf des FEP und die Entwürfe der Untersuchungsrahmen wurden in der Zeit vom 25. Mai 2018 bis 15. Juni 2018 konsultiert.

Am 27. Juni 2018 fand ein öffentlicher Anhörungstermin zu den (Vor-)entwurfsdokumenten und der Stellungnahme der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) statt.

Die Untersuchungsrahmen für die Erstellung der Entwürfe der Umweltberichte wurden am 25. Oktober 2018 festgestellt.

Auf Grundlage der Ergebnisse der frühen Konsultation und des Anhörungstermins wurden der Entwurf des FEP und die Entwürfe der Umweltberichte erarbeitet und am 26. Oktober 2018 veröffentlicht.

Behörden, deren Aufgabenbereich berührt ist, hatten bis zum 03. Dezember 2018 die Gelegenheit, Stellung zu den Entwurfsdokumenten zu nehmen; die Öffentlichkeit hatte die Gelegenheit, sich bis zum 03. Januar 2019 zu diesen zu äußern.

Am 31. Januar 2019 fand ein Erörterungstermin zu den Entwurfsdokumenten, den Stellungnahmen und Äußerungen statt.

Auf der Grundlage der Konsultation und der Ergebnisse des Erörterungstermins wurden der zweite Entwurf des FEP und die zweiten

Entwürfe der Umweltberichte erarbeitet und am 26. April 2019 veröffentlicht.

Für Behörden und die Öffentlichkeit bestand im Zeitraum vom 26. April 2019 bis zum 13. Mai 2019 erneut die Gelegenheit, zu den Änderungen, die sich seit Veröffentlichung des Entwurfs des FEP und der Entwürfe der Umweltberichte ergeben haben, Stellung zu nehmen.

Die Nord- und Ostseeanrainerstaaten wurden mit Schreiben vom 04. Juni 2018 über den Beginn, den Ablauf und den vrs. Abschluss des Aufstellungsverfahrens informiert.

Sie hatten insbesondere Gelegenheit, sich in der Zeit von Ende Januar 2019 bis zum 25. März 2019 zu den Entwurfsdokumenten bzw. der Zusammenfassung in der jeweilig erforderlichen Amtssprache zu äußern und Stellung zu nehmen.

Die Abstimmung nach § 6 Abs. 7 WindSeeG mit den Küstenbundesländern, dem BfN und der GDWS ist erfolgt.

Die BNetzA hat mit Schreiben vom 27. Juni 2019 das nach § 6 Abs. 7 WindSeeG erforderliche Einvernehmen zum FEP erteilt.

Der FEP 2019 und die Umweltberichte für Nord- und Ostsee werden bis zur gesetzlichen Frist des 30. Juni 2019 veröffentlicht.

Die folgende Zusammenfassung stellt die einzelnen Verfahrensschritte dar.

### Übersicht zu den Verfahrensschritten

- Bekanntgabe der Einleitung und des vrs. Abschlusses des Verfahrens
- Erstellung des Vorentwurfs und Entwurf des Untersuchungsrahmens
- Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung
- Benachrichtigung der Nord- und Ostseeanrainerstaaten
- Abgabe der gemeinsamen



### Stellungnahme der ÜNB

- Anhörungstermin
- Festlegung des Untersuchungsrahmens
- Erstellung des Entwurfs des FEP und Umweltberichts
- Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung (national und international)
- Erörterungstermin
- Überprüfung des Umweltberichts unter Berücksichtigung der nationalen und internationalen Stellungnahmen
- Berücksichtigung der Überprüfung im Entwurf des FEP
- Abstimmung mit dem BfN, der GDWS und den Küstenländern
- Herstellung des Einvernehmens mit der BNetzA
- Bekanntmachung des FEP und des Umweltberichts bis zum 30. Juni 2019
- Übersendung einer zusammenfassenden Erklärung an die beteiligten Nord- und Ostseeanrainerstaaten

### 2.1.3 Fortschreibung

Das BSH stellt den FEP gemäß § 6 Abs. 8 WindSeeG erstmalig bis zum 30. Juni 2019 auf.

Der FEP kann gemäß § 8 Abs. 1 WindSeeG auf Vorschlag des BSH oder der BNetzA geändert oder fortgeschrieben werden, wobei die Entscheidung über den Zeitpunkt und Umfang eines Verfahrens zur Änderung oder Fortschreibung im gegenseitigen Einvernehmen des BSH mit der BNetzA getroffen wird.

Der FEP wird nach Maßgabe von § 5 WindSeeG geändert oder fortgeschrieben, wenn zur Erreichung der Ziele nach § 4 WindSeeG die Festlegung anderer oder weiterer Gebiete und Flächen oder eine Änderung der zeitlichen Reihenfolge der Voruntersuchung der Flächen erforderlich ist,

weil beispielsweise untersuchte Flächen als nicht geeignet festgestellt wurden.

Er wird jedoch mindestens alle vier Jahre fortgeschrieben (vgl. § 8 Abs. 2 S. 1 WindSeeG).

Die Einleitung der Teilfortschreibung jedenfalls in Bezug auf die Ausweisung sonstiger Energiegewinnungsbereiche nach § 5 Abs. 2a WindSeeG ist für das zweite Halbjahr 2019 geplant.

### 2.1.4 Abstimmungserfordernisse

Gemäß § 6 Abs. 7 WindSeeG findet die Erstellung des FEP in Abstimmung mit dem BfN, der GDWS und den Küstenländern statt.

### 2.1.5 Einvernehmenserfordernis

Der FEP wird gemäß § 6 Abs. 7 WindSeeG im Einvernehmen mit der BNetzA erstellt und fortgeschrieben.

## 2.2 Voruntersuchung von Flächen

Zuständig für die Voruntersuchung von Flächen ist nach § 11 Abs. 1 S. 1 WindSeeG die BNetzA. Sie lässt die Voruntersuchung bei Flächen in der AWZ nach Maßgabe der Verwaltungsvereinbarung vom März 2017 entsprechend § 11 Abs. 1 S. 2 Nr. 1 WindSeeG im Auftrag durch das BSH wahrnehmen. Das BSH nimmt somit nach § 11 Abs. 2 S. 1 WindSeeG die Aufgaben der für die Voruntersuchung zuständigen Stelle im Sinne des Gesetzes für Flächen in der deutschen AWZ wahr.

Bei Flächen im Küstenmeer lässt die BNetzA gemäß § 11 Abs. 1 S. 2 Nr. 2 WindSeeG die Voruntersuchungen nach Maßgabe einer Verwaltungsvereinbarung im Auftrag von der nach Landesrecht zuständigen Behörde wahrnehmen.

Die Voruntersuchung von Flächen erfolgt mit dem Ziel, dass die BNetzA die geeigneten Flächen nach §§ 16 ff. WindSeeG ausschreibt. Der bezuschlagte Bieter muss anschließend ein Planfeststellungsverfahren zur Errichtung und zum Betrieb von WEA auf See nach §§ 44 ff. WindSeeG beim BSH führen.

Nach § 9 Abs. 1 WindSeeG erfolgt die Voruntersuchung mit dem Ziel, für die Ausschreibungen der Flächen

- den Bietern die Informationen zur Verfügung zu stellen, die eine wettbewerbliche Bestimmung der Marktprämie nach § 22d EEG ermöglichen und
- die Eignung der Flächen festzustellen und
- einzelne Untersuchungsgegenstände vorab zu prüfen, um das anschließende Planfeststellungsverfahren auf diesen Flächen zu beschleunigen. Das Verfahren zur Durchführung der Voruntersuchung einschließlich der Eignungsprüfung von im

FEP festgelegten Flächen richtet sich nach § 12 WindSeeG.

Hierbei ist auch eine Strategische Umweltprüfung (SUP) durchzuführen.

Die Voruntersuchung von Flächen ist nach § 9 Abs. 3 WindSeeG grundsätzlich so auszuführen, dass vor der Bekanntmachung der Ausschreibung die Voruntersuchung mindestens derjenigen Flächen abgeschlossen ist, die nach dem FEP in diesem und im darauffolgenden Kalenderjahr zur Ausschreibung kommen sollen.

Im Einzelnen sind gesetzlich folgende Schritte vorgesehen:

### Zusammenfassung der Verfahrensschritte

- Bekanntgabe der Einleitung des Verfahrens
- Anhörungstermin
- Festlegung des Untersuchungsrahmens
- Erstellung der Informationen zur Meeresumwelt, zur Vorerkundung des Baugrunds sowie zu den Wind- und ozeanographischen Verhältnissen
- Eignungsprüfung und Bestimmung der zu installierenden Leistung
- Feststellung der Eignung durch eine Rechtsverordnung
- Auslegung der Unterlagen
- Übermittlung der Informationen an die BNetzA

## 2.3 Ausschreibung

Für Flächen, die als geeignet festgestellt wurden, ermittelt die BNetzA in einer Ausschreibung den anzulegenden Wert für die Marktprämie und den jeweiligen Anspruchsberechtigten hierfür. Hierfür ist die BNetzA nach §§ 16 ff. WindSeeG zuständig.

Gemäß § 17 Satz 1 WindSeeG schreibt die BNetzA ab dem Jahr 2021 jährlich zum Gebotstermin 1. September ein Volumen von 700 bis 900 Megawatt (MW) aus. Hierbei dürfen nicht mehr als die im FEP festgelegten Mengen, gemäß § 5 Abs. 5 Satz 1 WindSeeG durchschnittlich 840 MW, ausgeschrieben werden. Das Ausschreibungsvolumen wird auf die voruntersuchten Flächen, die nach dem FEP in dem jeweiligen Kalenderjahr zur Ausschreibung kommen sollen, verteilt, sofern im FEP mehrere Flächen zur Ausschreibung in einem Jahr vorgesehen sind und die auf ihnen voraussichtlich zu installierende Leistung in Summe das Ausschreibungsvolumen bildet. Dabei bestimmt sich der Anteil einer Fläche am Ausschreibungsvolumen nach dem FEP und der in der Voruntersuchung festgestellten zu installierenden Leistung auf den Flächen.

Sechs Monate vor dem Gebotstermin macht die BNetzA die Ausschreibung nach § 19 WindSeeG einschließlich der jeweiligen durch das BSH zur Verfügung zu stellenden Informationen und Unterlagen nach § 10 Abs. 1 WindSeeG mit den weiteren gesetzlich vorgesehenen Angaben auf ihrer Internetseite bekannt.

Die Bundesnetzagentur erteilt auf jeder ausgeschriebenen Fläche dem Gebot mit dem niedrigsten Gebotswert den Zuschlag unter dem Vorbehalt eines Widerrufs und unter dem Vorbehalt eines Übergangs bei wirksamer Ausübung eines Eintrittsrechts. Der anzulegende Wert ist der Gebotswert des bezuschlagten Gebots.

Mit der Erteilung des Zuschlags nach § 23 WindSeeG hat der bezuschlagte Bieter das ausschließliche Recht zur Durchführung eines Planfeststellungsverfahrens auf der jeweiligen Fläche, wobei die Informationen und die Eignungsfeststellung der Voruntersuchung dem bezuschlagten Bieter zugute kommen.

Weiterhin hat er einen Anspruch auf die Marktprämie nach § 19 EEG im Umfang der bezuschlagten Gebotsmenge auf der jeweiligen Fläche, solange und soweit die weiteren Voraussetzungen für den Anspruch nach § 19 des EEG erfüllt sind. Darüber hinaus hat er im Umfang der bezuschlagten Gebotsmenge Anspruch auf Anschluss der WEA auf der jeweiligen Fläche an die im FEP festgelegte Offshore-Anbindungsleitung ab dem verbindlichen Fertigstellungstermin und die zugewiesene Netzanbindungskapazität auf der im FEP festgelegten Offshore-Anbindungsleitung ab dem verbindlichen Fertigstellungstermin nach § 17d Abs. 2 S. 9 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG).<sup>4</sup>

---

<sup>4</sup> Gesetz vom 7. Juli 2005, BGBl. I S. 1970, 3621, zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 13. Mai 2019, BGBl. I S. 706.

## 2.4 Planfeststellung

Mit dem Zuschlag der BNetzA aus den Ausschreibungen können gemäß § 46 Abs. 1 WindSeeG Anträge auf Planfeststellung für die Fläche gestellt werden, auf die sich der Plan bezieht. Nach § 45 Abs. 2 WindSeeG ist das BSH die zuständige Behörde für das Anhörungs-, Planfeststellungs- und Plangenehmigungsverfahren.

Der Plan muss zusätzlich zu den gesetzlichen Vorgaben des § 73 Abs. 1 S. 2 Verwaltungsverfahrensgesetz (VwVfG)<sup>5</sup> die in § 47 Abs. 1 WindSeeG enthaltenen Angaben umfassen.

Das BSH kann nach § 48 Abs. 3 WindSeeG im Planfeststellungsbeschluss zur Sicherstellung einer zügigen Errichtung und Inbetriebnahme des Vorhabens unter Berücksichtigung des vom Träger des Vorhabens vorgelegten Zeit- und Maßnahmenplans Maßnahmen bestimmen und für deren Erfüllung Fristen vorgeben, bis zu deren Ablauf die Maßnahmen erfüllt sein müssen.

Der Plan darf nur unter bestimmten in § 48 Abs. 4 WindSeeG aufgezählten Voraussetzungen festgestellt werden. Hierzu gehört, dass die Meeresumwelt nicht gefährdet wird, die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs nicht beeinträchtigt wird, die Sicherheit der Landes- und Bündnisverteidigung nicht beeinträchtigt wird, der Plan mit vorrangigen bergrechtlichen Aktivitäten vereinbar ist, er mit bestehenden und geplanten Kabel-, Offshore-Anbindungs-, Rohr- und sonstigen Leitungen vereinbar ist, er mit bestehenden und geplanten Standorten von Konverterplattformen oder Umspannanlagen vereinbar ist, die Verpflichtung nach § 66 Abs. 2 WindSeeG wirksam erklärt wurde und andere Anforderungen nach dem WindSeeG und

sonstige öffentlich-rechtliche Bestimmungen eingehalten werden.

Ein Planfeststellungsbeschluss oder eine Plangenehmigung für eine Windenergieanlage auf See werden befristet auf 25 Jahre erteilt. Eine nachträgliche Verlängerung der Befristung um höchstens fünf Jahre ist einmalig möglich, wenn der FEP keine unmittelbar anschließende Nachnutzung nach § 8 Abs. 3 WindSeeG vorsieht (vgl. § 48 Abs. 7 WindSeeG).

Die Planfeststellung oder Plangenehmigung bedürfen des Einvernehmens der GDWS.

Wenn der Planfeststellungsbeschluss oder die Plangenehmigung unwirksam werden, sind die Einrichtungen nach § 58 Abs. 1 WindSeeG in dem Umfang zu beseitigen, wie dies die oben genannten Belange erfordern.

Bezuschlagte Bieter müssen gemäß WindSeeG

- innerhalb von zwölf Monaten nach Erteilung der Zuschlüsse die zur Durchführung des Anhörungsverfahrens über den Plan erforderlichen Unterlagen beim BSH einreichen,
- spätestens 24 Monate vor dem verbindlichen Fertigstellungstermin gegenüber der BNetzA den Nachweis über eine bestehende Finanzierung für die Errichtung von WEA in dem Umfang der bezuschlagten Gebotsmenge erbringen,
- spätestens drei Monate vor dem verbindlichen Fertigstellungstermin gegenüber der BNetzA den Nachweis erbringen, dass mit der Errichtung der WEA begonnen worden ist,
- innerhalb von sechs Monaten nach dem verbindlichen Fertigstellungstermin gegenüber der BNetzA den Nachweis erbringen, dass die technische Betriebsbereitschaft mindestens einer Windenergieanlage hergestellt worden ist,

<sup>5</sup> in der Fassung der Bekanntmachung vom 23. Januar 2003, BGBl. I S. 102, zuletzt geändert durch Artikel 7 des Gesetzes vom 18. Dezember 2018, BGBl. I S. 2639.

- und innerhalb von 18 Monaten nach dem verbindlichen Fertigstellungstermin gegenüber der BNetzA den Nachweis erbringen, dass die technische Betriebsbereitschaft insgesamt hergestellt worden ist (vgl. § 59 Abs. 2 WindSeeG).

Grundsätzlich muss bei einem Verstoß gegen die Fristen eine finanzielle Sanktion geleistet werden.

## 2.5 Schnittstellen mit anderen Instrumenten der Netzplanung

Mit dem Umstieg auf die erneuerbaren Energien und damit auch mit dem Ausbau der Windenergie auf See ist ein bundesweit erforderlicher Netzausbau verbunden. Zur Ermittlung des Netzausbaubedarfs wird in einem gesetzlich festgelegten Verfahren, bestehend aus mehreren Instrumenten, unter Beteiligung der Öffentlichkeit der bundesweite Ausbaubedarf für Übertragungsnetze geprüft und festgelegt.

Im Folgenden werden die Schnittstellen mit den anderen Instrumenten der Netzplanung mit Bezug zum FEP dargestellt.

### 2.5.1 Szenariorahmen

Die ÜNB erarbeiten nach § 12a EnWG alle zwei Jahre, in jedem geraden Kalenderjahr, einen gemeinsamen Szenariorahmen, der die wahrscheinlichen Entwicklungen des deutschen Elektrizitätsversorgungssystems beschreibt. Der Szenariorahmen umfasst mindestens drei Entwicklungspfade (sog. Szenarien), die für die mindestens nächsten zehn und höchstens 15 Jahre die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen der mittel- und langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung abdecken. Eines der Szenarien muss die wahrscheinliche Entwicklung für die mindestens nächsten 15 und höchstens 20 Jahre darstellen. Der Szenariorahmen ist Grundlage für die Erarbeitung des NEP nach § 12b EnWG zur Ermittlung des Ausbaubedarfs im Übertragungsnetz und wird nach Durchführung einer Konsultation und Prüfung gemäß § 12a Abs. 3 EnWG durch die BNetzA genehmigt.

### 2.5.2 Netzentwicklungsplan

Die ÜNB legen der Regulierungsbehörde auf der Grundlage des Szenariorahmens in jedem geraden Kalenderjahr einen gemeinsamen nationalen NEP gemäß § 12b EnWG zur



Bestätigung vor, der u.a. alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Netzes enthalten muss, die spätestens zum Ende des Betrachtungszeitraums im Sinne des Szenario-rahmens nach § 12a Abs. 1 S. 2 EnWG für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind.

Der NEP berücksichtigt den gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan (Ten-Year Network Development Plan, kurz TYNDP, siehe Kapitel 2.5.4).

Beginnend mit der Vorlage des ersten Entwurfs des NEP im Jahr 2019 enthält dieser auch alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau der Offshore-Anbindungsleitungen in der ausschließlichen Wirtschaftszone und im Küstenmeer einschließlich der Netzan- knüpfungspunkte an Land, die bis zum Ende des Betrachtungszeitraums nach § 12a Abs. 1 S. 2 EnWG für einen schrittweisen, bedarfs- gerechten und wirtschaftlichen Ausbau sowie einen sicheren und zuverlässigen Betrieb der Offshore-Anbindungsleitungen sowie zum Weitertransport des auf See erzeugten Stroms erforderlich sind. Unter Zugrundelegung der Festlegungen des zuletzt bekannt gemachten FEP werden für diese Maßnahmen im NEP auch Angaben zum geplanten Zeitpunkt der Fertigstellung vorgesehen.

Gemäß § 12c Abs. 4 EnWG bestätigt die BNetzA den NEP spätestens bis zum 31. Dezember eines jeden ungeraden Kalenderjahres unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Behörden- und Öffentlich- keitsbeteiligung.

Ab dem 1. Januar 2019 haben die ÜNB gemäß § 17d Abs. 1 EnWG die Offshore-Anbindungs- leitungen entsprechend den Vorgaben des NEP und des FEP zu errichten und zu betreiben. Die ÜNB haben mit der Umsetzung der Netzanbindungen von WEA auf See entspre-

chend den Vorgaben des NEP und des FEP zu beginnen und die Errichtung der Netzan- bindungen von WEA auf See zügig voran- zutreiben.

Im Rahmen einiger Stellungnahmen zum Vorentwurf des FEP wurde eine Berück- sichtigung des am 22. Dezember 2017 durch die BNetzA genehmigten O-NEP gefordert. Zum einen wird auf § 17c Abs. 1 Satz 2 EnWG verwiesen, wonach die Bestätigung des O-NEP für Offshore-Anbindungsleitungen, deren geplanter Zeitpunkt der Fertigstellung nach dem Jahr 2025 liegt, unter dem Vorbehalt der entsprechenden Festlegung der jeweiligen Offshore-Anbindungsleitung im FEP erfolgt. Entsprechend steht die Bestätigung des O-NEP 2017-2030 sowie die Beauftragung der dort bestätigten Anbindungssysteme unter dem Vorbehalt der entsprechenden Bestätigung im NEP 2019-2030 auf der Grundlage der Festlegungen des FEP nach § 12c Abs. 4 S. 1 EnWG in Verbindung mit § 12b Abs. 1 S. 4 Nr. 7 EnWG. Dieser Vorbehalt gilt nicht mehr für die Bestätigung und Beauftragung der Anbindungssysteme OST-2-1, OST-2-2 und OST-2-3, da auf dem jeweiligen Anbindungs- system mindestens ein bestehendes Windpark- projekt gem. § 37 Abs. 1 Nr. 2 WindSeeG im Wege eines Zuschlags im Rahmen des zweiten Gebotstermins nach § 26 Abs. 1 WindSeeG Kapazität erhalten hat. Zum anderen wird darauf hingewiesen, dass sich die Kriterien des O-NEP für die zeitliche Abfolge der Umsetzung der Offshore-Anbindungsleitungen gemäß § 17b Abs. 2 S. 3 EnWG von den Kriterien des FEP für die Festlegung der Flächen und die zeitliche Reihenfolge ihrer Ausschreibung gemäß § 5 Abs. 4 S. 2 WindSeeG unter- scheiden und sich zudem auf unterschiedliche Festlegungen beziehen, sodass es grund- sätzlich zu voneinander abweichenden Zeitpunkten der Fertigstellung von Offshore- Anbindungsleitungen kommen kann. Folglich kann die Bestätigung des O-NEP 2017-2030 im

FEP für Offshore-Anbindungsleitungen nach 2025 keine Berücksichtigung finden.

### 2.5.3 Bundesbedarfsplan

Für bestimmte Höchstspannungsleitungs-Vorhaben, die der Anpassung, Entwicklung und dem Ausbau der Übertragungsnetze zur Einbindung von Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen, zur Interoperabilität der Elektrizitätsnetze innerhalb der Europäischen Union, zum Anschluss neuer Kraftwerke oder zur Vermeidung struktureller Engpässe im Übertragungsnetz dienen, werden nach § 1 Abs. 1 Bundesbedarfsplangesetz (BBPIG)<sup>6</sup> die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf zur Gewährleistung eines sicheren und zuverlässigen Netzbetriebs als Bundesbedarfsplan gemäß § 12e EnWG festgestellt.

Hierfür übermittelt die Regulierungsbehörde BNetzA der Bundesregierung gemäß § 12e EnWG mindestens alle vier Jahre den jeweils aktuellen NEP als Entwurf für einen Bundesbedarfsplan (BBP), den die Bundesregierung ihrerseits Bundestag und Bundesrat vorlegt. Die Regulierungsbehörde kann in ihrem Entwurf die länderübergreifenden und grenzüberschreitenden Höchstspannungsleitungen sowie die Anbindungsleitungen von den OWP-Umspannwerken zu den NVP an Land besonders kennzeichnen.

Mit Verabschiedung des Bundesbedarfsplans durch den Bundesgesetzgeber werden die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf für die im BBP enthaltenen Vorhaben verbindlich festgestellt.

Den ersten BBP haben Bundestag und Bundesrat auf Basis des NEP 2012 Mitte 2013

verabschiedet. Im Dezember 2015 erfolgte eine Novellierung des BBP auf Basis des NEP 2014.

Im derzeitigen Bundesbedarfsplangesetz sind Offshore-Anbindungsleitungen nicht enthalten bzw. besonders gekennzeichnet.

### 2.5.4 Ten-Year Network Development Plan

Nach Artikel 8 Abs. 3 b) der Verordnung EG 714/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003<sup>7</sup> verabschieden die europäischen Übertragungsnetzbetreiber für Strom (ENTSO-E) alle zwei Jahre einen nicht bindenden gemeinschaftsweiten zehnjährigen Netzentwicklungsplan („gemeinschaftsweiter Netzentwicklungsplan“) einschließlich einer europäischen Prognose zur Angemessenheit der Stromerzeugung.

In diesem Kontext haben die europäischen ÜNB ENTSO-E am 28. November 2018 einen sog. Ten-Year Network Development Plan (TYNDP 2018) in der konsultierten und finalen Fassung an die Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) übergeben und publiziert.

Dieser enthält überregionale und internationale Ausbaumaßnahmen, die für den grenzüberschreitenden europäischen Stromtransport von Bedeutung sind. Die auf nationaler Ebene im NEP entwickelten Ergebnisse finden Eingang in den jeweils relevanten TYNDP.

### 2.5.5 Bundesnetzplan

Gemäß § 17 Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz (NABEG)<sup>8</sup> werden die durch die Bundesfachplanung bestimmten Trassenkorridore und die für die Anbindungs-

<sup>6</sup> Gesetz vom 23. Juli 2013, BGBl. I S. 2543; 2014 I S. 148, 271, zuletzt geändert durch Artikel 12 des Gesetzes vom 26. Juli 2016, BGBl. I S. 1786.

<sup>7</sup> ABI 211/15, 14. August 2009.

<sup>8</sup> Gesetz vom 28. Juli 2011, BGBl. I S. 1690, zuletzt geändert durch Artikel 2 des Gesetzes vom 13. Mai 2019, BGBl. I S. 706.

leitungen und grenzüberschreitenden Stromleitungen im jeweils aktuellen BFO und ab dem 1. Januar 2019 im jeweils aktuellen FEP ausgewiesenen Trassen oder Trassenkorridore nachrichtlich in den Bundesnetzplan aufgenommen.

So mündet die Bundesfachplanung in den Bundesnetzplan. Hier werden die durch die Bundesfachplanung festgelegten Trassenkorridore dokumentiert und stellen die Grundlage für die nachfolgenden Zulassungsverfahren dar.

Der Bundesnetzplan wird bei der BNetzA geführt und ist einmal pro Kalenderjahr im Bundesanzeiger zu veröffentlichen. Er dient insbesondere zu Informationszwecken.

## 2.6 Bestehende Raumordnung und Fachplanung

In Deutschland besteht zur Koordinierung aller in einem Raum auftretenden Raumansprüche und Belange ein gestuftes Planungssystem der Raumordnung durch die Bundesraumordnung sowie der Landes- und Regionalplanung, mit der nach § 1 Abs. 1 S. 2 Raumordnungsgesetz (ROG)<sup>9</sup> unterschiedliche Anforderungen an den Raum aufeinander abgestimmt werden, um auf der jeweiligen Planungsebene auftretende Konflikte auszugleichen sowie Vorsorge für einzelne Nutzungen und Funktionen des Raums zu treffen.

Durch das gestufte System werden die Planungen von den nachfolgenden Planungsebenen weiter konkretisiert. Die Entwicklung, Ordnung und Sicherung der Teilräume soll sich hierbei nach § 1 Abs. 3 ROG in die Gegebenheiten und Erfordernisse des Gesamttraums einfügen und die Entwicklung, Ordnung und Sicherung des Gesamttraums soll die Gegebenheiten und Erfordernisse seiner Teilräume berücksichtigen.

Für die Raumordnung auf Bundesebene in der AWZ ist nunmehr das Bundesministerium des Inneren, für Bau und Heimat (BMI) zuständig.

Hingegen ist für die Landesplanung das jeweils zuständige Bundesland für den Gesamttraum des Landes einschließlich des jeweiligen Küstenmeers zuständig. Für die Regionalplanung bestehen bundeslandspezifische Zuständigkeiten.

Neben der Raumordnung für die jeweiligen Zuständigkeitsbereiche bestehen Fachplanungen auf Grundlage von Fachgesetzen für bestimmte spezielle Planungsbereiche. Fach-

---

<sup>9</sup> Gesetz vom 22. Dezember 2008, BGBl. I S. 2986, zuletzt durch geändert durch Artikel 2 Absatz 15 des Gesetzes vom 20. Juli 2017, BGBl. I S. 2808.



pläne dienen der Festlegung von Details für den jeweiligen Sektor unter Beachtung der Erfordernisse der Raumordnung.

### **2.6.1 Ausschließliche Wirtschaftszone**

In der AWZ besteht seit 2004 die gesetzliche Grundlage für die Aufstellung von maritimen Raumordnungsplänen (siehe Kapitel 2.6.1.2).

Im Zuge der Beschlüsse zur Energiewende im Juni 2011 und den damit einhergehenden Gesetzesänderungen bekam das BSH die Aufgabe, einen Fachplan für Offshore-Stromnetze in der deutschen AWZ, den Bundesfachplan Offshore, aufzustellen und regelmäßig fortzuschreiben (siehe Kapitel 2.6.1.1).

#### **2.6.1.1 Bundesfachpläne Offshore**

Die Aufgabe der Bundesfachplanung wird nunmehr mit zusätzlichen Aufgaben vor allem in Hinblick auf die Festlegung der zeitlichen Realisierungsreihenfolge der Flächen für WEA auf See und Offshore-Anbindungsleitungen durch den FEP wahrgenommen. Auf die Kapitel 2.1 und 2.5 wird verwiesen.

Der erste Bundesfachplan Offshore für die AWZ der Nordsee 2012 wurde am 22. Februar 2013 veröffentlicht. Der erste Bundesfachplan Offshore für die AWZ der Ostsee 2013 folgte am 7. März 2014. Beide Pläne wurden zuletzt für die Jahre 2016/2017 fortgeschrieben.

#### **2.6.1.2 Raumordnungspläne**

Für eine nachhaltige Raumentwicklung in der AWZ erstellt das BSH im Auftrag des BMI Raumordnungspläne, die in Form von Rechtsverordnungen des BMI in Kraft treten. Bereits im Jahr 2009 stellte das BSH im Auftrag des damaligen Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS) die Raumordnungspläne für die deutsche AWZ der Nord- und Ostsee auf.

Die Verordnung des BMVBS über die Raumordnung in der deutschen AWZ in der

Nordsee vom 21. September 2009 (BGBl. I S. 3107) ist am 26. September 2009 in Kraft getreten. Am 19. Dezember 2009 ist dann die Verordnung des BMVBS über die Raumordnung in der deutschen AWZ in der Ostsee vom 10. Dezember 2009 (BGBl. I S. 3861) in Kraft getreten.

Bei der Meeresraumordnung sind insbesondere die internationalen Vorgaben des Seerechts-übereinkommens (SRÜ) zu beachten. Neben der wissenschaftlichen und wirtschaftlichen Nutzung der Meere sind vor allem die Belange der Schifffahrt und des Naturschutzes relevant. In Bezug auf die Windenergie auf See beinhalten beide Raumordnungspläne u. a. Ziele und Grundsätze der Raumordnung für Windenergie auf See (3.5) und Seekabel (3.3).

Im Verfahren der Erarbeitung der Raumordnungspläne wurde auch eine Strategische Umweltprüfung durchgeführt, um die vrs. erheblichen Umweltauswirkungen auf die Schutzgüter zu ermitteln, zu beschreiben und zu bewerten.

Die Fortschreibung der bestehenden Raumordnungspläne beginnt 2019.

### **2.6.2 Niedersachsen**

Der Raumordnungsplan für das Land Niedersachsen einschließlich des niedersächsischen Küstenmeers stellt das Landes-Raumordnungsprogramm (LROP) dar. Für seine Aufstellung und Änderung ist das Niedersächsische Ministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz als oberste Landesplanungsbehörde federführend zuständig; die abschließende Beschlussfassung zum LROP obliegt der Landesregierung.

Das LROP basiert auf einer Verordnung aus dem Jahre 1994 und wurde seitdem mehrfach fortgeschrieben, zuletzt 2017.

Hinsichtlich der Windenergie auf See trifft Anlage 1, Abschnitt 4.2 der Verordnung über

das LROP Niedersachsen in der Fassung vom 26. September 2017 u. a. Regelungen zur Windenergienutzung auf See für das Küstenmeer Niedersachsens sowie zur Netzanbindung von Anlagen zur Windenergienutzung aus OWP in der ausschließlichen Wirtschaftszone.

Küstenmeer und Integriertes Küstenzonenmanagement“ u.a. Festlegungen betreffend zu WEA und Leitungen.

### **2.6.3 Schleswig-Holstein**

In Schleswig-Holstein ist der Landesentwicklungsplan (LEP S-H) die Grundlage für die räumliche Entwicklung des Landes. Für seine Aufstellung und Änderung ist das schleswig-holsteinische Ministerium für Inneres, ländliche Räume und Integration zuständig.

Der aktuelle LEP S-H 2010 ist Grundlage für die räumliche Entwicklung des Landes bis zum Jahr 2025.

Unter 3.5.2 des LEP S-H 2010 werden Grundsätze und Ziele für Windenergie, hier auch für Seekabelsysteme im Küstenmeer zur Anbindung von OWP in der AWZ, festgelegt.

Das Land Schleswig-Holstein hat das Verfahren für eine Fortschreibung des LEP S-H 2010 eingeleitet und führte bis 31. Mai 2019 ein Beteiligungsverfahren durch.

### **2.6.4 Mecklenburg-Vorpommern**

Für das Land Mecklenburg-Vorpommern ist die oberste Landesplanungsbehörde das Ministerium für Energie, Infrastruktur und Digitalisierung Mecklenburg-Vorpommern. Dieses ist zuständig für die Raumordnungsplanung auf Landesebene einschließlich des Küstenmeers.

Das aktuelle Landesraumentwicklungsprogramm Mecklenburg-Vorpommern (LEP M-V) trat am 9. Juni 2016 in Kraft. In dessen Kapitel 5.3 „Energie“ werden Festlegungen u.a. zum Ausbau erneuerbarer Energien sowie zur Nutzung und zum Ausbau von Stromnetzen getroffen. Hinsichtlich der Windenergie auf See enthält das Kapitel 8 „Raumordnung im

## 3 Ausgangslage

### 3.1 Derzeitiger Stand des Ausbaus

Seit 2009 werden im deutschen Küstenmeer sowie in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone der Nord- und Ostsee OWP mit den dazugehörigen Anbindungsleitungen errichtet und betrieben.

Mit Stand Ende 2018 sind **Windenergieanlagen auf See** mit einer Leistung von insgesamt ca. 6,4 GW errichtet und in Betrieb genommen worden.

Der Ausbau der Windenergie auf See war und ist eng an die jeweiligen Rahmenbedingungen geknüpft. Bis Ende 2020 werden nach der derzeitigen Planung OWP-Vorhaben mit einer Kapazität von etwa 7,7 GW und bis Ende 2025 von ca. 10,8 GW am Netz sein. Diese Vorhaben verfügen entweder über unbedingte Netzanschlusszusagen nach alter Rechtslage (nach § 118 Abs. 12 EnWG a. F.), Kapazitätszuweisungen (nach § 17d Abs. 3 oder § 118 Abs. 19 EnWG) oder Zuschläge (nach § 34 WindSeeG) durch die BNetzA.

Bis Ende des Jahres 2018 wurden **Anbindungsleitungen** von OWP-Vorhaben mit einer Übertragungskapazität von ca. 6,9 GW errichtet und betrieben. Davon liegen elf Anbindungsleitungen in der Nordsee und drei in der Ostsee.

Der in Tabelle 1 dargestellte Stand des Ausbaus von Offshore-Anbindungsleitungen umfasst sämtliche Netzanbindungssysteme für OWP-Vorhaben, die zur Erfüllung eines individuellen Anspruchs auf Netzanschluss eines Windparkbetreibers beauftragt wurden.

Bis Ende 2025 werden demnach 15 Anbindungsleitungen in der Nordsee und acht Anbindungsleitungen in der Ostsee errichtet werden.

Die räumliche Nähe zur Küste hat für verschiedene Festlegungen des FEP eine Bedeutung. Als Grundlage für die Bewertung der räumlichen Nähe zur Küste wird das Vorgehen im O-NEP für die Bereiche der Nord- und Ostsee – eine Aufteilung in Entfernungszonen – übernommen. Die Zonen weisen eine räumliche Tiefe von etwa 50 bis 100 km auf. Das Küstenmeer und die deutsche AWZ der Nordsee werden in fünf Zonen eingeteilt. Die räumliche Tiefe der Zone 1 in der Nord- und Ostsee liegt dergestalt miteinander im Einklang, dass bei Übertragung der räumlichen Ausdehnung der Zone 1 der Nordsee die gesamte Fläche des Küstenmeers und der AWZ der Ostsee abgedeckt werden. Im Ergebnis liegen damit das Küstenmeer und die deutsche AWZ der Ostsee vollständig in der Entfernungszone 1 des O-NEP (siehe Abbildung 2 und Abbildung 3).

Tabelle 1: Übersicht Offshore-Anbindungsleitungen bis Ende 2025 und angebundene Offshore-Windparkvorhaben

Anbindungsleitungen bis Ende 2025	Übertragungskapazität	Bis Ende 2025 angebundene Offshore-Windparkvorhaben
<b>Nordsee</b>		
NOR-0-1 (Riffgat)	113 MW	Riffgat
NOR-0-2 (Nordergründe)	111 MW	Nordergründe
NOR-1-1 (DoIWin5/epsilon)	900 MW	Borkum Riffgrund West II, OWP West, Borkum Riffgrund West I
NOR-2-1 (alpha ventus)	62 MW	alpha ventus
NOR-2-2 (DoIWin1/alpha)	800 MW	Borkum Riffgrund 1, Trianel Windpark Borkum
NOR-2-3 (DoIWin3/gamma)	900 MW	Borkum Riffgrund 2, Merkur Offshore
NOR-3-1 (DoIWin2/beta)	916 MW	Gode Wind 01, Gode Wind 02, Nordsee One
NOR-3-3 (DoIWin6/kappa)	900 MW	Gode Wind III, Gode Wind 04
NOR-4-1 (HeIWin1/alpha)	576 MW	Meerwind Süd/Ost, Nordsee Ost
NOR-4-2 (HeIWin2/beta)	690 MW	Amrumbank West, KASKASI II
NOR-5-1 (SylWin1/alpha)	864 MW	Butendiek, Dan Tysk, Sandbank
NOR-6-1 (BorWin1/alpha)	400 MW	BARD Offshore 1
NOR-6-2 (BorWin2/beta)	800 MW	Albatros, Deutsche Bucht, Veja Mate
NOR-7-1 (BorWin5/epsilon)	900 MW	EnBW He Dreiht
NOR-8-1 (BorWin3/gamma)	900 MW	EnBW Hohe See, Global Tech I
<b>Ostsee</b>		
OST-3-1 (Baltic1) <sup>10</sup>	51 MW	EnBW Baltic1, EnBW Baltic 2, GICON-SOF
OST-3-2 (Baltic2) <sup>8</sup>	339 MW	
OST-1-1 (Ostwind 1)	250 MW	Arkona-Becken Südost, Wikinger, Wikinger Süd
OST-1-2 (Ostwind 1)	250 MW	
OST-1-3 (Ostwind 1)	250 MW	
OST-2-1 (Ostwind 2)	250 MW	ARCADIS Ost I
OST-2-2 (Ostwind 2)	250 MW	Baltic Eagle
OST-2-3 (Ostwind 2)	250 MW	

<sup>10</sup> Das Anbindungssystem OST-3-2 baut auf das Anbindungssystem OST-3-1 auf, sodass die angegebene Übertragungskapazität in Höhe von 339 MW die Gesamtübertragungskapazität beider Anbindungssysteme umfasst (siehe O-NEP 2030, Version 2017, S. 30, Fußnote 16).

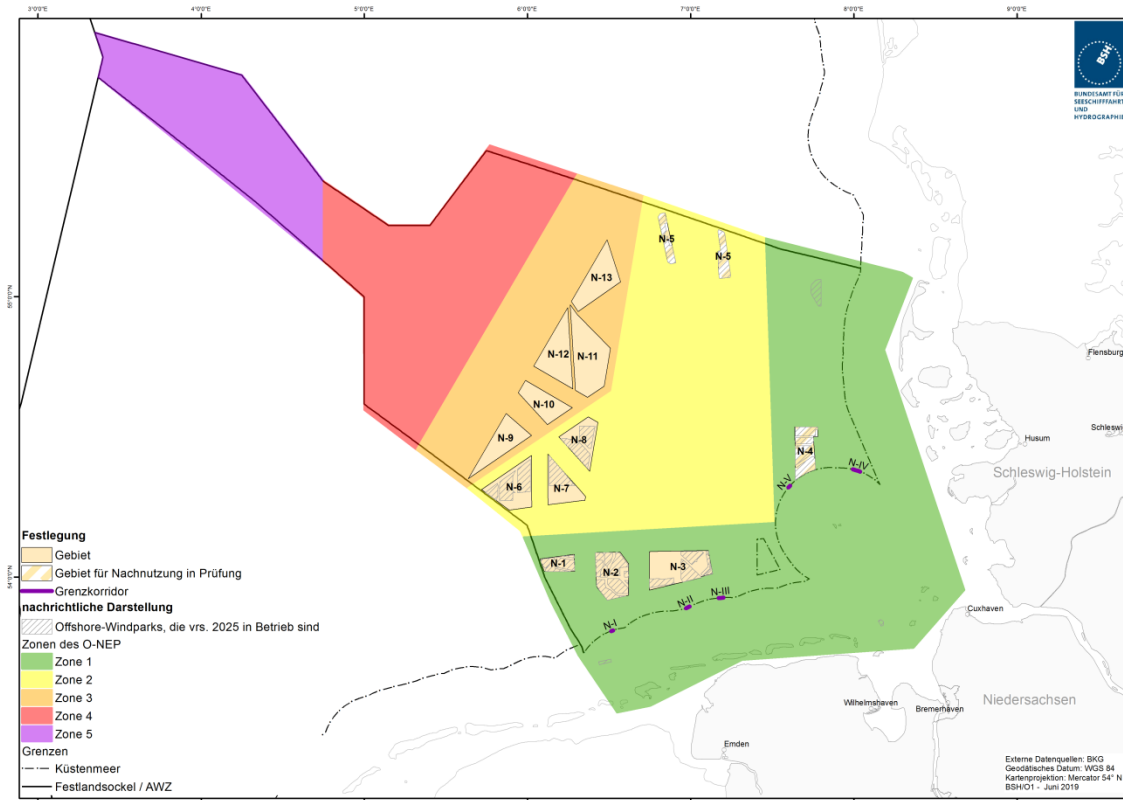


Abbildung 2: Offshore-Windparks in der deutschen AWZ der Nordsee, die voraussichtlich bis Ende 2025 in Betrieb sein werden sowie Grenzkorridore zum Küstenmeer und die Zoneneinteilung des O-NEP für die Nordsee.

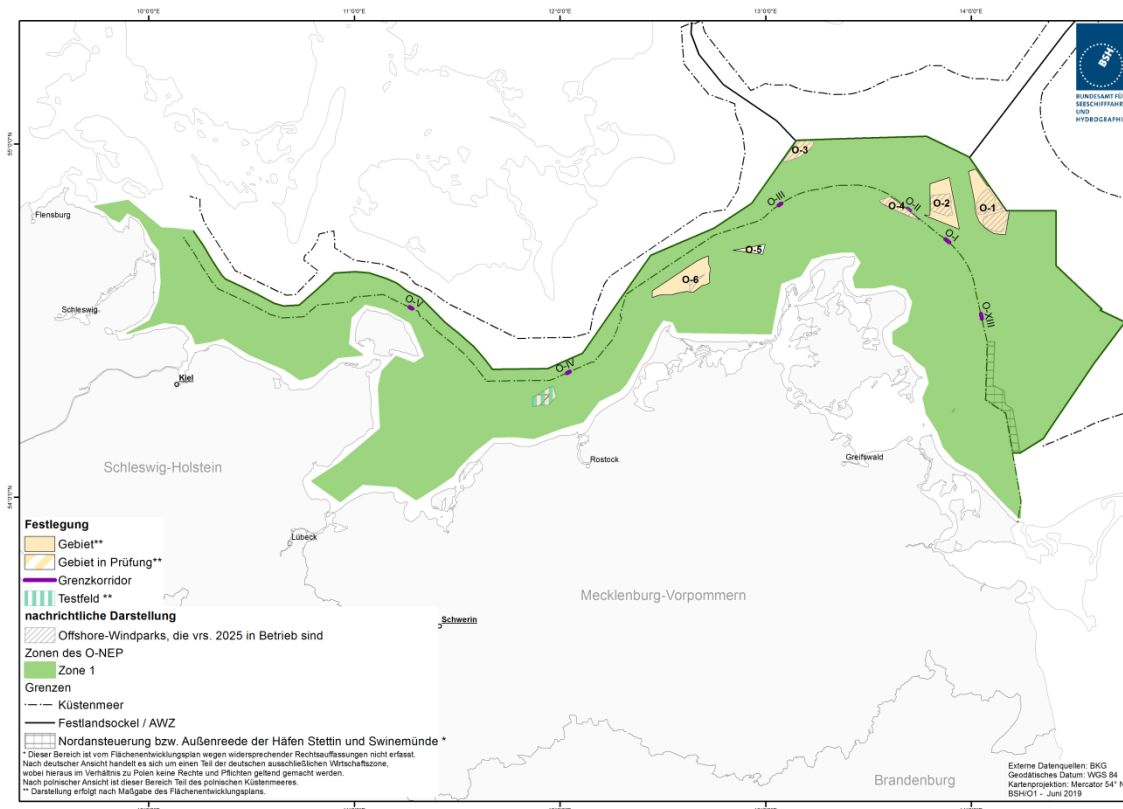


Abbildung 3: Offshore-Windparks in der deutschen AWZ der Ostsee, die voraussichtlich bis Ende 2025 in Betrieb sein werden sowie Grenzkorridore zum Küstenmeer und die Zoneneinteilung des O-NEP für die Ostsee.

## 3.2 Gesetzlicher Ausbaupfad der Windenergie auf See

Bereits nach der Klimaschutzstrategie der Bundesregierung zum Ausbau der Windenergienutzung auf See aus dem Jahre 2002 kam Offshore-Windenergie eine besondere Bedeutung zu. Der Anteil der Windenergie am Stromverbrauch sollte innerhalb der nächsten drei Jahrzehnte auf mindestens 25 % anwachsen. Damals war es das Ziel, bis 2030 eine Leistung von insgesamt 25 GW in Nord- und Ostsee zu installieren.

Nach dem Energiekonzept der Bundesregierung vom 28. September 2010 sollte der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung bis zum Jahr 2020 auf 35 % und bis zum Jahr 2050 auf 80 % ansteigen.

Im Zuge der 2011 beschlossenen Energiewende gewannen die erneuerbaren Energien zusätzlich an Bedeutung. Am 6. Juni 2011 beschloss die Bundesregierung ein Energiepaket, welches die Maßnahmen des Energiekonzepts ergänzte und deren beschleunigte Umsetzung zum Ziel hatte.

Im Zuge der jüngsten Reform des EEG 2016 ist es nach § 1 Abs. 2 EEG 2017 das Ziel, den Anteil des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch zu steigern auf

- 40 bis 45 % bis zum Jahr 2025,
- 55 bis 60 % bis zum Jahr 2035 und
- mindestens 80 % bis zum Jahr 2050.

Dieses Ziel dient auch dazu, den Anteil erneuerbarer Energien am gesamten Bruttoendenergieverbrauch bis zum Jahr 2020 auf mindestens 18 % zu erhöhen. Dieser Ausbau soll stetig, kosteneffizient und netzverträglich erfolgen.

In § 4 Nr. 2 EEG wird der Ausbaupfad für Offshore-Windenergie geregelt, indem die

Steigerung der installierten Leistung von WEA auf See auf 6.500 MW im Jahr 2020 und 15.000 MW im Jahr 2030 betragen soll.

Inwieweit sich die Umsetzung des Pariser Klimaschutzabkommens, die Verabschiedung des nationalen Klimaschutzplanes 2050 durch das Bundeskabinett am 14. November 2016 und die Umsetzung des Koalitionsvertrags vom 14. März 2018 der Regierungsparteien in konkreten gesetzlichen Maßnahmen widerspiegeln werden und diese Auswirkungen auf den gesetzlichen Ausbaupfad haben, bleibt abzuwarten.

### 3.2.1 Erhöhter Ausbaupfad des Szenariorahmens 2019-2030

Der am 15. Juni 2018 durch die BNetzA genehmigte Szenariorahmen 2019-2030 enthält unter Zugrundelegung des Koalitionsvertrags vom 14. März 2018 eine Entwicklung des Ausbaus der Windenergie auf See, die von den Zielformulierungen des EEG und somit von den gesetzlichen Vorgaben des FEP abweicht. In Stellungnahmen im Aufstellungsprozess des FEP wurde bezugnehmend auf den Szenariorahmen 2019-2030 gefordert, dass der FEP bereits vor einer gesetzlichen Anpassung ein entsprechendes Szenario aufzeigen sollte. Um dieser Forderung nachzukommen, werden im Anhang (Kapitel 13) rein informativ die Szenarien B/C 2030 und A 2030 des Szenariorahmens 2019-2030 sowie ein langfristiges Ausbauszenario dargestellt.



## 4 Leitlinien und Grundsätze

### 4.1 Einführung

Die strategische Planung des Ausbaus der Windenergie auf See sowie der zugehörigen Netztopologie für die Übertragung von Elektrizität ist von enormer Bedeutung für die Versorgung mit erneuerbaren Energien. Mit Zunahme der unterschiedlichen Nutzungen in der deutschen AWZ wird der für künftige Nutzungen und Infrastrukturen zur Verfügung stehende Raum stetig knapper.

Im Sinne einer systematischen und effizienten Planung erhielt das BSH den gesetzlichen Auftrag, Gebiete und Flächen für Windenergie auf See sowie entsprechende Trassen und Standorte für die erforderliche Netztopologie vorzusehen. Als Ergebnis dieses koordinierten Prozesses werden die Maßnahmen in der deutschen AWZ räumlich und zeitlich verbindlich festgelegt.

Die Festlegung von Planungsgrundsätzen und standardisierten Technikgrundsätzen für die AWZ der Nord- und Ostsee ist zwingende Voraussetzung für die konkrete Ermittlung des Raumbedarfs der gesamten Netztopologie im Rahmen des FEP. Ziel der Festlegung standardisierter Technikgrundsätze und Planungsgrundsätze ist es, eine Grundlage für eine systematische und koordinierte Gesamtplanung zu schaffen. Andernfalls ließe sich der benötigte Raumbedarf nicht mit der erforderlichen Präzision für eine möglichst platzsparende Planung ermitteln. Neben der möglichst präzisen Ermittlung des Raumbedarfs dienen standardisierte Technikgrundsätze auch der Kosteneffizienz und dem bedarfsgerechten Ausbau von Anbindungsleitungen, was im volkswirtschaftlichen Interesse liegt.

Als Ausgangspunkt für die Festlegung der standardisierten Technikgrundsätze (4.3) dient das technische Netzanbindungskonzept,

dessen weitere Einzelheiten in Kapitel 4.2 beschrieben werden.

Die Planungsgrundsätze bauen auf den Zielen und Grundsätzen des Raumordnungsplans auf. Im Rahmen der Aufstellung des Raumordnungsplans ist bereits eine Gesamt abwägung der Nutzungen untereinander erfolgt. Die relevanten Ziele und Grundsätze werden überwiegend als Planungsgrundsätze in den FEP übernommen und hinsichtlich der Anwendbarkeit bezüglich der im FEP angesprochenen Regelungsgegenstände anhand der vorgetragenen Belange und Rechte überprüft, konkretisiert und untereinander in ihrer Bedeutung gewichtet.

Der Festlegung von standardisierten Technikgrundsätzen und Planungsgrundsätzen liegt bereits eine Abwägung möglicherweise betroffener öffentlicher Belange und Rechtspositionen (vgl. Begründung der einzelnen Vorgaben und Grundsätze) zugrunde, so dass die Festlegung von standardisierten Technikgrundsätzen und Planungsgrundsätzen zudem bereits eine „Vorprüfung“ möglicher Alternativen beinhaltet.

## 4.2 Anbindungskonzepte

Nach § 17d Abs. 1 S. 1 EnWG hat der zuständige ÜNB die Netzanbindung von OWP sicherzustellen bzw. nach den Vorgaben des NEP und des FEP gemäß § 5 WindSeeG zu errichten und zu betreiben. Aufgabe dieses Plans ist es, die notwendigen Trassen und Standorte für die gesamte Netztopologie in der deutschen AWZ bis zur Grenze der 12 sm-Zone im Rahmen der bestehenden Rahmenbedingungen räumlich und im Hinblick auf die Kalenderjahre der Inbetriebnahme zeitlich festzulegen.

Zentral für die Ermittlung und Sicherung der für das Netz zur Anbindung der WEA auf See notwendigen Räume ist vor allem die Festlegung des Anbindungskonzepts. Für die Komponenten der Anbindungsleitungen erfolgt dann auf Grundlage von standardisierten Technikgrundsätzen (4.3) und Planungsgrundsätzen (4.4) die räumliche Planung.

Bereits im Rahmen des Erstaufstellungsverfahrens des BFO wurde deutlich, dass die Festlegung standardisierter Technikvorgaben unerlässliche Voraussetzung für die räumliche Planung der Netzanbindungen ist, um den benötigten Raumbedarf mit der erforderlichen Präzision für eine möglichst platzsparende Raumplanung zu ermitteln. Nach § 5 Abs. 1 Nr. 11 WindSeeG sind standardisierte Technikgrundsätze zum Zwecke der Planung im FEP festzulegen. Neben dem wesentlichen Ziel der Festlegung, durch standardisierende Vorgaben eine Vereinheitlichung bei der Planung der Anlagen zu erreichen, um den Raum im Gebiet möglichst effizient zu nutzen und Planungssicherheit für Netz- und Windparkbetreiber sowie Zulieferer zu schaffen, sollen darüber hinaus die Kosten so weit wie möglich gesenkt werden.

Hinsichtlich der technischen Anbindungskonzepte wird im FEP wie bislang im BFO auch zwischen Nord- und Ostsee unterschieden.

### 4.2.1 Standardkonzept Nordsee: Gleichstromsystem

Das Standardkonzept in der Nordsee ist ähnlich dem BFO ein Gleichstromsystem. Auf Kapitel 4.3.1 wird verwiesen.

Als maßgeblich für die Wahl der geeigneten Übertragungstechnologie für den Netzanschluss von OWP erscheint grundsätzlich die Trassenlänge zur Anbindung einer Fläche bzw. eines Gebietes an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) an Land. Bei Trassenlängen von mehr als 100 km sind bei Drehstromanschlüssen regelmäßig zusätzliche Einrichtungen zur Blindleistungskompensation vorzusehen. Die Übertragungsverluste steigen zudem mit der Länge des Kabelsystems an. Diese fallen bei der HGÜ deutlich geringer aus. Für die AWZ der Nordsee sind künftig Trassenlängen von mehr als 100 km, mit steigender Küstenentfernung auch deutlich darüber, zu erwarten.

Beim Einsatz der HGÜ können aufgrund der relativ hohen Systemleistung der Sammelanbindung, mit einem HGÜ-Netzanbindungssystem – bestehend aus einer Konverterplattform und einem Gleichstrom-Seekabelsystem – grundsätzlich mehrere OWP angeschlossen werden. Hierdurch wird gegenüber einer Anbindung mittels Drehstromtechnologie eine deutlich geringere Anzahl von Kabelsystemen benötigt und somit der für die Kabelsysteme benötigte Raum reduziert.

Die Netzanbindungen von OWP in der AWZ der Nordsee werden somit standardmäßig in HGÜ ausgeführt, es wird auf die zusammenfassende Darstellung des Anbindungskonzepts in Abbildung 4 verwiesen.



#### 4.2.1.1 Verbindung zwischen Konverterplattform und Offshore-Windparks: Standardkonzept 66 kV

Abweichend von dem Anbindungskonzept des BFO-N 16/17 wird im FEP das sogenannte 66 kV-Direktanbindungskonzept als Standard festgelegt. Beim 66 kV-Direktanbindungskonzept werden die Leitungen zur Verbindung der Konverterplattform mit den Offshore-WEA (sog. parkinterne Verkabelung) auf Basis der Drehstromtechnologie mit einer Spannung von 66 kV ausgeführt. Dadurch entfallen die Umspannplattform sowie die 155 kV oder 220 kV Zwischenspannungsebene zwischen Umspann- und Konverterplattform. Von der Konverterplattform aus wird mittels Gleichstromübertragung eine Anbindung zum NVP an Land geführt. Trotz des möglichen Verzichts auf eine Umspannplattform wäre jedoch ggf. eine separate Plattform für Wartungs- und Unterkunftszwecke der OWP erforderlich.

Die geeignete Übertragungstechnologie für die Verbindungen zwischen Konverterplattform und OWP hängt grundsätzlich von der Trassenlänge ab. Für die AWZ sind dabei bislang häufig Trassenlängen von etwa 20 km zu beobachten. Bei größeren Entfernungen und dadurch bedingten größeren Kabellängen überwiegen die Nachteile der Drehstromtechnologie aufgrund der bei einer steigenden Länge des Kabels zunehmenden Verluste und der damit einhergehenden Erwärmung des Meeresbodens. Hinzu kommt ein mit der Länge des Kabelsystems steigender Platzbedarf auf der Konverterplattform durch die notwendige Blindleistungskompensation. In Verbindung mit den laut O-NEP angegebenen Kostenunterschieden zwischen Gleichstrom- (DC) und Drehstrom (AC)-Kabelsystemen ist demnach ein zentraler Standort der Konverterplattform mit möglichst kurzen Drehstromleitungen anzustreben.

Der BFO-N 16/17 sah für den Anschluss von OWP (hier jedoch den Anschluss einer

Umspannplattform des OWP) an die Konverterplattformen das 155 kV-Anbindungskonzept vor. Im Rahmen der Konsultation zur Fortschreibung des BFO-N 16/17 wurde eine Öffnung der standardisierten Technikvorgaben von OWP-Vorhabenträgern, Verbänden sowie Herstellern zur möglichen Umsetzung von neuen Anbindungskonzepten gefordert. Insbesondere wurde gefordert, das Konzept der Direktanbindung von Offshore-WEA mit 66 kV Seekabelsystemen an die Konverterplattform einzusetzen. Als Ergebnis wurde das 66 kV-Direktanbindungskonzept in der Fortschreibung des BFO-N 16/17 (siehe BFO-N 16/17 Abschnitt 5.1.2.7) als Alternativkonzept unter Vorbehalt der Klärung einiger Fragen aufgenommen. Bereits mit dem Vorentwurf und in den folgenden Entwurfsdokumenten des FEP wurde auf das 66 kV-Direktanbindungskonzept als Standardkonzept abgestellt.

Mit Blick auf die ab dem Jahr 2026 in Betracht kommenden Gebiete (siehe Kapitel 5.1) und den in diesen Gebieten nah beieinander liegenden Flächen erscheint das 66 kV-Direktanbindungskonzept aus räumlichen sowie umwelt- und naturschutzfachlichen Gesichtspunkten in den meisten Fällen vorteilhaft gegenüber dem Anbindungskonzept mit Umspannplattform, da diese nicht mehr erforderlich sind. Zudem konnte in einer von den ÜNB beauftragten Studie gezeigt werden, dass das 66 kV-Direktanbindungskonzept als Gesamtkonzept kosteneffizienter als das Anbindungskonzept mit Umspannplattform (bei einer Spannung von 155 kV) ist (Übertragungsnetzbetreiber, 2018).

Die Zuständigkeit für die Anbindung der WEA an die Konverterplattform liegt bei dem OWP-Vorhabenträger. Die primäre Schnittstelle bzw. Eigentumsgrenze zwischen ÜNB und OWP-Vorhabenträger ist der Eingang der 66 kV Seekabelsysteme auf der Konverterplattform (Kabelendverschluss der 66 kV Seekabel). Der Einzug der 66 kV Seekabelsysteme auf der

Plattform erfolgt nach dem Direct-Pull-In Konzept, nach dem die Seekabelsysteme bis zur Schaltanlage geführt werden. Der OWP-Vorhabenträger gewährleistet dazu eine freie Länge des Seekabels nach Kabeleinzug auf der Plattform von bis zu 15 m je nach Anforderung des ÜNB.

Es ist absehbar, dass bei dem 66 kV-Direktanbindungskonzept ein erhöhter Abstimmungsbedarf bei der Vorbereitung und Durchführung der jeweiligen Einzelzulassungsverfahren besteht. Durch die Mitnutzung der Konverterplattform aufgrund der Schnittstelle zwischen ÜNB und OWP-Vorhabenträger am Eingang der 66 kV Seekabelsysteme bedarf es bei Planung, Errichtung, Betrieb, Wartungs- und Instandhaltungen, dem möglichen Reparaturfall und dem Rückbau zwischen ÜNB und OWP-Vorhabenträgern sowie ggf. zwischen verschiedenen OWP-Vorhabenträgern, die ihre Offshore-WEA an dieselbe Konverterplattform anbinden, einer engen Abstimmung und einer klaren Aufgabenzuständigkeit. Für die Beteiligten besteht die uneingeschränkte Notwendigkeit einer kooperativen Zusammenarbeit. Dies gilt insbesondere für den Informationsaustausch über Projekttermine, die gegenseitige Übergabe notwendiger Informationen und Details zu der Plattform und der darauf einzubringenden Komponenten. In allen Phasen haben sich beide Seiten über projektrelevante Entwicklungen zu informieren und Termine abzustimmen. Auf den Realisierungsfahrplan gemäß § 17d Abs. 2 EnWG wird verwiesen.

Es wird darauf hingewiesen, dass die Mitnutzung der Konverterplattform durch den OWP-Vorhabenträger nur die aufgrund der technischen Schnittstelle auf der Konverterplattform notwendige Mitnutzung umfasst. Der OWP-Vorhabenträger muss demnach in der Lage sein, die für den Netzanschluss erforderlichen Maßnahmen auf der Konverterplattform rechtzeitig durchzuführen. Der ÜNB

hat andererseits die zur Vorbereitung des Netzanschlusses erforderlichen Maßnahmen frühzeitig mit dem OWP-Vorhabenträger abzustimmen und durchzuführen. Eine separate Plattform des OWP-Vorhabenträgers zu Wohn- und Wartungszwecken könnte aufgrund dessen erforderlich sein.

Sofern in einem Gebiet mindestens zwei anzubindende Flächen räumlich weit voneinander entfernt liegen, erscheint das Anbindungskonzept mit Umspannplattform des BFO-N 16/17 vorteilhaft, da eine geringere Anzahl an Seekabelsystemen erforderlich ist und durch die erhöhte Spannung weniger Übertragungsverluste anfallen als beim 66 kV-Direktanbindungskonzept. Um die Übertragungsverluste und die Anzahl der erforderlichen Seekabel weiter zu reduzieren, wird jedoch als Alternative zum 66 kV-Direktanbindungskonzept eine Anbindung unter Nutzung der Spannungsebene 220 kV festgelegt. Dieses Anbindungskonzept entspricht grundsätzlich dem aus dem BFO-N 16/17 bekannten 155 kV-Anbindungskonzept mit Umspannplattform, die Übertragungsspannung wird jedoch aus den genannten Gründen auf 220 kV angehoben.

Für einzelne Gebiete kann demnach bei Vorliegen entsprechender räumlicher Gegebenheiten vom Standardkonzept abgewichen und ein Anbindungskonzept mit Umspannplattformen festgelegt werden. Auf die Festlegungen in Abschnitt 5.2.1 wird verwiesen. Mit Blick auf die Festlegung der Standardübertragungsspannung in Höhe von +/- 525 kV für die Flächen ab Gebiet N-10 (vgl. Kapitel 4.3.1.2) ist davon auszugehen, dass mit den AC-Anbindungssystemen eine weitaus höhere Leistung auf einer größeren Fläche erschlossen werden muss als dies bei 900 MW oder 1.000 MW der Fall ist. Dies führt dazu, dass die Anzahl an Kabelsträngen zur Anbindung der WEA an die Plattform und deren Länge zunimmt. Nach aktuellem Kenntnisstand

wird jedoch erwartet, dass auch bei der erhöhten Übertragungsspannung das Direktanbindungskonzept sinnvoll ist und weiterverfolgt werden kann. Langfristig denkbar erscheint zudem eine weitere Anhebung der Spannungsebene beim Direktanbindungskonzept, beispielsweise auf 110 kV. Insbesondere bei großen zusammenhängenden Flächen in Kombination mit der Standardleistung von 2.000 MW und künftigen WEA mit entsprechend größerer Nennleistung erscheint eine Reduktion der erforderlichen Seekabelsysteme zielführend. Der hierzu jedoch erforderliche Direktanschluss von WEA mit einer Spannung größer als 66 kV wäre zu prüfen. Der FEP wird diese Fragestellung begleiten und ggf. in einer Fortschreibung erneut aufgreifen.

Inwiefern auch bei Anwendung des 66 kV-Direktanbindungskonzepts eine Verbindung zu Konverterplattformen mit 155 kV- oder 220 kV-Anbindungskonzept möglich ist, ist zu prüfen. Verbindungen von Anbindungssystemen untereinander sollten ermöglicht und räumlich sowie technisch auf den Plattformen vorgesehen werden. In diesem Fall könnten (Teil-)Redundanzen und damit Ausfallsicherheiten im System geschaffen werden. Auf die in Abschnitt 5.11 dargestellte Vorgehensweise zum Nachweis der Wirtschaftlichkeit wird verwiesen.

### Zusammenfassung

- Festlegung des 66 kV-Anbindungskonzepts als Standard für die AWZ der Nordsee
- Kabelendverschluss der 66 kV Seekabelsysteme dient als Schnittstelle zwischen Übertragungsnetzbetreiber und OWP-Vorhabenträger
- Bei räumlichen Erfordernissen in einem Gebiet Abweichung vom Standardkonzept möglich
- Sofern Abweichung erforderlich ist, Festlegung des Anbindungskonzepts des

BFO-N 16/17 mit einer Übertragungsspannung von 220 kV

### 4.2.2 Standardkonzept Ostsee: Drehstromsystem

Der zum Netzanschluss der OWP in der Ostsee verpflichtete ÜNB verfolgt bislang ein Anbindungskonzept auf Basis der Drehstromtechnologie. Bei Einsatz der Drehstromtechnologie erfolgt die Netzanbindung von OWP, indem der von den einzelnen WEA eines oder mehrerer Parks erzeugte Strom an einer Umspannplattform zusammengeführt und von hier aus über ein Drehstrom-Seekabelsystem direkt an Land und weiter zum NVP geführt wird. Hierdurch ist im Gegensatz zum Standardkonzept in der Nordsee (HGÜ) keine eigene Konverterplattform für den Netzanschluss an sich notwendig. Zur Abführung einer gegebenen Leistung ist beim Einsatz der Drehstromtechnologie jedoch aufgrund der geringeren Übertragungskapazität der Drehstrom-Seekabelsysteme eine höhere Anzahl von Kabelsystemen notwendig. Aufgrund der für Inbetriebnahmen ab 2026 im Vergleich zur Kapazität eines HGÜ-Systems erwarteten geringen Windparkleistung in der deutschen AWZ der Ostsee würde eine Anbindung mittels Gleichstromsystem voraussichtlich zu dauerhaften Leerständen führen. Somit werden Offshore-Anbindungsleitungen in der Ostsee nach dem aus dem BFO-OBGBI 16/17 bekannten Anbindungskonzept auf Basis der Drehstromtechnologie ausgeführt. Es wird auf die zusammenfassende Darstellung des Anbindungskonzepts in Abbildung 5 verwiesen.

Im Unterschied zum BFO-O 16/17 erfolgt die Planung und Errichtung der Umspannplattform nicht durch den OWP-Vorhabenträger bzw. durch den auf einer Fläche erfolgreichen Bieter, sondern durch den anbindungsverpflichteten ÜNB. Die Zuständigkeit für die Anbindung der WEA an die Umspannplattform liegt bei dem

OWP-Vorhabenträger. Die primäre Schnittstelle bzw. Eigentumsgrenze zwischen ÜNB und OWP-Vorhabenträger ist der Eingang der parkinternen Seekabelsysteme auf der Umspannplattform (Kabelendverschluss der Seekabel). Der Einzug der 66 kV Seekabelsysteme auf der Plattform erfolgt nach dem Direct-Pull-In Konzept, nach dem die Seekabelsysteme bis zur Schaltanlage geführt werden. Der OWP-Vorhabenträger gewährleistet dazu eine freie Länge des Seekabels nach Kabeleinzug auf der Plattform von bis zu 15 m je nach Anforderung des ÜNB; bei zwingenden technischen Gründen ist im Einvernehmen zwischen ÜNB und OWP-Vorhabenträger eine Abweichung möglich.

Es ist absehbar, dass bei diesem geänderten Anbindungskonzept ein erhöhter Abstimmungsbedarf bei der Vorbereitung und Durchführung der jeweiligen Einzelzulassungsverfahren besteht. Durch die Mitnutzung der Umspannplattform aufgrund der Schnittstelle zwischen ÜNB und OWP-Vorhabenträger am Eingang der parkinternen Seekabelsysteme bedarf es bei Planung, Errichtung, Betrieb, Wartungs- und Instandhaltungen, dem möglichen Reparaturfall und dem Rückbau zwischen ÜNB und OWP-Vorhabenträgern sowie ggf. zwischen verschiedenen OWP-Vorhabenträgern, die ihre Offshore-WEA an dieselbe Umspannplattform anbinden, einer engen Abstimmung und einer klaren Aufgabenzuständigkeit. Für die Beteiligten besteht die uneingeschränkte Notwendigkeit einer kooperativen Zusammenarbeit. Dies gilt insbesondere für den Informationsaustausch über Projekttermine, die gegenseitige Übergabe notwendiger Informationen und Details zu der Plattform und der darauf einzubringenden Komponenten. In allen Phasen haben sich beide Seiten über projektrelevante Entwicklungen zu informieren und Termine abzustimmen. Auf den Realisierungsfahrplan gemäß § 17d Abs. 2 EnWG wird verwiesen.

Es wird darauf hingewiesen, dass die Mitnutzung der Umspannplattform durch den OWP-Vorhabenträger nur die aufgrund der technischen Schnittstelle auf der Umspannplattform notwendige Mitnutzung umfasst. Der OWP-Vorhabenträger muss demnach in der Lage sein, die für den Netzanschluss erforderlichen Maßnahmen auf der Umspannplattform rechtzeitig durchzuführen. Der ÜNB hat andererseits die zur Vorbereitung des Netzanschlusses erforderlichen Maßnahmen frühzeitig mit dem OWP-Vorhabenträger abzustimmen und durchzuführen.

Aufgrund der Planung und Errichtung der Umspannplattform durch den ÜNB ist es erforderlich, dass die Spannungsebene der auf der Umspannplattform eingehenden parkinternen Seekabelsysteme des OWP-Vorhabenträgers frühzeitig bekannt ist. Aus diesem Grund wird – wie in der Nordsee auch – die Spannungsebene der parkinternen Seekabelsysteme auf 66 kV festgelegt.

### Zusammenfassung

- Festlegung des Drehstromanbindungskonzepts als Standard für die AWZ der Ostsee
- Zuständigkeit für Planung, Errichtung und Betrieb der Umspannplattform und des Seekabelsystems beim Übertragungsnetzbetreiber
- Kabelendverschluss der parkinternen Seekabelsysteme dient als Schnittstelle zwischen Übertragungsnetzbetreiber und OWP-Vorhabenträger
- Spannungsebene der parkinternen Seekabelsysteme 66 kV



## 4.3 Standardisierte Technikgrundsätze

### 4.3.1 Gleichstromsystem Nordsee

Zum Netzanschluss der OWP in der Nordsee für den Bereich der AWZ wird analog der bisherigen Netzanschlüsse ein Anbindungskonzept auf Basis der HGÜ verwendet, auf Kapitel 4.2.1 wird verwiesen.

#### 4.3.1.1 Gleichstromsystem: Selbstgeführte Technologie

Die bestehenden und im Rahmen des FEP geplanten Netzanschlussssysteme in der Nordsee werden in selbstgeführter (sogenannte VSC – voltage sourced converter) Technologie ausgeführt. Bereits im BFO-N wurde diese Variante als Standard festgelegt und kann als etabliert bezeichnet werden.

Die selbstgeführte HGÜ kann im Gegensatz zur klassischen, netzgeführten Technologie ein Netz wiederaufbauen, ohne dass Blindleistung aus dem angeschlossenen Drehstromsystem bereitgestellt werden muss. Diese Eigenschaft ist notwendig, um die Übertragung nach einem Netzfehler selbstständig wieder aufzubauen, im Normalbetrieb zu steuern und das umliegende Drehstromnetz zu stabilisieren. Für die weitere Begründung zur Festlegung der selbstgeführten Technologie wird auf Abschnitt 5.1.2.2 des BFO-N 16/17 verwiesen.

#### 4.3.1.2 Gleichstromsystem: Übertragungsspannung +/- 320 kV für Zone 1 und 2; Übertragungsspannung +/- 525 kV für Zone 3

Die bestehenden und im Rahmen des FEP geplanten Netzanschlussssysteme in Zone 1 und 2 der Nordsee werden mit einer Übertragungsspannung von +/- 320 kV ausgeführt. Bereits im BFO-N wurde diese Variante als Standard festgelegt und kann als

etabliert bezeichnet werden. Für künftige Netzanschlussssysteme für die küstenfernen Flächen in Zone 3 wird eine Übertragungsspannung von +/- 525 kV festgelegt. Eine Abweichung hiervon stellen die Gleichstromsysteme zur Anbindung der Flächen in Gebiet N-9 dar. Für diese Netzanschlussssysteme wird eine Übertragungsspannung von +/- 320 kV festgelegt.

Die Festlegung einer einheitlichen Spannungsebene für Gleichstromsysteme (bestehend aus dem Umrichter auf der Konverterplattform und dem Gleichstrom-Seekabelsystem) dient der Schaffung eines Standards für die Anschluss-systeme, speziell auch für die Konverterplattform. Aufbauend auf der Festlegung von Rahmenparametern können Hersteller und Netzbetreiber standardisierte Lösungen entwickeln und perspektivisch die Planungen frühzeitig – ggf. auch standortunabhängig – vorantreiben. Ziel ist, durch standardisierende Vorgaben eine gewisse Vereinheitlichung bei der Planung der Anlagen zu erreichen und so das Planungsverfahren zu beschleunigen, Planungssicherheit für Netz- und Windparkbetreiber sowie Zulieferer zu erreichen und Kosten zu senken. Eine einheitliche Spannungsebene bereitet zudem eine mögliche Verbindung der Offshore-Anbindungsleitungen untereinander vor.

Um eine möglichst raumverträgliche Planung und Umsetzung von Verbindungen der Offshore-Anbindungsleitungen untereinander zu ermöglichen, werden eine möglichst hohe Leistung des Gleichstromsystems und daher auch eine möglichst hohe Systemspannung angestrebt. Bisher hat sich am Markt dabei ein herstellerunabhängiger Standard der Übertragungsspannung von +/- 320 kV entwickelt. Beschränkungen der Leistung ergeben sich vor allem aus der verfügbaren Kabeltechnologie sowie dem Platzbedarf der Konverterplattform.

Aufgrund der Möglichkeit, mit einer erhöhten Spannungsebene auch die zu übertragende

Leistung anzuheben und damit Anschlusssysteme effizienter zu gestalten, erscheint es insbesondere mit Blick auf große zusammenhängende Flächen in Zone 3 der AWZ der Nordsee und die starken räumlichen Restriktionen bei der Führung von Anbindungsleitungen an Land sinnvoll, die Anzahl der Systeme möglichst zu reduzieren und ihre jeweilige Übertragungsleistung zu maximieren.

Die Konsultationen zum FEP adressierten jeweils mit Konsultationsfragen die künftige Verfügbarkeit von Komponenten für eine erhöhte Übertragungsspannung von +/- 525 kV. Zusammenfassend kann aus den eingegangenen Äußerungen entnommen werden, dass eine Verfügbarkeit der Technologie ab ca. 2030 erwartet wird. Die ÜNB wiesen in ihrer gemeinsamen Stellungnahme zum zweiten Entwurf des FEP darauf hin, dass eine Realisierung im Jahr 2029 „nicht umsetzbar“ und eine Realisierung im Jahr 2030 „kritisch“ sei. Zudem stehen nach aktuellem Stand des NEP 2019-2030 bis zum Jahr 2030 nicht ausreichend landseitige NVP zur Aufnahme von Netzanschlussystemen mit einer Übertragungsleistung von 2.000 MW zur Verfügung.

Aus diesen Gründen wird für Gleichstromsysteme zur Anbindung von Flächen in Zone 3 der Nordsee (Gebiet N-10 bis N-13) eine Standardübertragungsspannung von +/- 525 kV festgelegt.

#### **4.3.1.3 Gleichstromsystem: Standardleistung 900 MW für Zone 1 und 2; Standardleistung 2.000 MW für Zone 3**

Die Festlegung einer standardisierten Übertragungsleistung der Gleichstrom-Anbindungssysteme bildete im BFO-N die zentrale Grundlage für die räumliche Planung. Aufbauend auf einer Standardleistung von 900 MW erfolgte die Ermittlung des Raum-

bedarfs für die Abführung der installierten Windenergieleistung.

Auch im FEP wird eine Standardleistung für HGÜ-Systeme in der Nordsee festgelegt. Allerdings zeigt sich insbesondere für die Zone 1 und 2 ein heterogenes Bild der Verfügbarkeit von Flächen, was für diese Gebiete teilweise zu einer individuellen Festlegung der Übertragungsleistung eines Anbindungssystems führen kann. Dabei ist jedoch von einer Standardübertragungsleistung in Höhe von 900 MW pro Anbindungssystem auszugehen, die nicht unterschritten werden darf. Mit Blick auf die Gebiete und Flächen in Zone 3 erscheint jedoch die Festlegung einer möglichst hohen Standardleistung sinnvoll, um die Anzahl und damit den Raum für Konverterplattformen und Trassen zur Abführung der Windenergieleistung zu minimieren.

Für die HGÜ-Systeme in der Zone 1 und 2 der AWZ der Nordsee wird eine Standardübertragungsleistung von 900 MW festgelegt.

Nach umfassenden Konsultationen zur Technologieverfügbarkeit erscheint in Verbindung mit einer Erhöhung der Übertragungsspannung auf +/- 525 kV eine Erhöhung der Standardübertragungsleistung auf 2.000 MW denkbar und im Kontext der begrenzten Trassenkorridore sinnvoll. Da eine Festlegung dieser Spannungsebene für die Flächen ab Gebiet N-10 in Zone 3 erfolgt und diese voraussichtlich frühestens ab 2030 in Betrieb gehen werden, kann von einer rechtzeitigen Technologieverfügbarkeit ausgegangen werden.

Demnach – sowie nach Prüfung der für die Aufnahme der erhöhten Leistung geeigneten Netzverknüpfungspunkte an Land – erfolgt die Festlegung des +/- 525 kV Systems für die Gebiete in Zone 3 beginnend mit Gebiet N-10, wobei in diesem Gebiet aufgrund des verfügbaren Flächenpotentials lediglich eine Kapazität von 1.700 MW erforderlich ist. Für

das vorgesehene Anbindungssystem NOR-9-1 sowie das nachfolgende System NOR-9-2 erfolgt eine individuelle Festlegung einer Übertragungsleistung von 1.000 MW bei einer Spannung von +/- 320 kV.

Das Ziel der Erhöhung der Standardleistung im Vergleich zum BFO-N 16/17 ist es, die Anzahl und damit den Raumbedarf für Konverterplattformen und Trassen zur Abführung der Windenergieleistung zu minimieren. Aufbauend auf dieser Vorgabe von Rahmenparametern können Hersteller und Netzbetreiber standardisierte Lösungen entwickeln und perspektivisch die Planungen frühzeitig – ggf. auch standortunabhängig – vorantreiben.

Es gibt seitens der ÜNB Hinweise darauf, dass unter Einhaltung der maximal zulässigen Sedimenterwärmung (2 K-Kriterium) die Übertragungskapazität von +/- 525 kV HGÜ-Anbindungssystemen auf unter 2.000 MW begrenzt ist. Eine entsprechende Überprüfung mit Erwärmungsberechnungen wurde im Rahmen eines begleitenden Forschungsauftrags des BSH vorgenommen. Demnach erscheint die Übertragung von 2.000 MW mit bereits heute eingesetzten Kabelquerschnitten in der AWZ unter Einhaltung des 2 K-Kriteriums möglich zu sein. Gleichzeitig deuten die Ergebnisse darauf hin, dass aufgrund der stärkeren Restriktionen in Küstenmeerbereichen größere Kabelquerschnitte erforderlich wären (Prognos, 2019). Die Auswertung dieser Ergebnisse dauert noch an, auf Abschnitt 4.4.4.8 wird verwiesen.

HGÜ-Systeme mit der Übertragungsspannung +/- 525 kV und einer Übertragungsleistung von 2.000 MW können zum Zwecke der Erhöhung der Ausfallsicherheit sowie einer besseren Regelbarkeit ggf. als Bipol mit metallischem Rückleiter ausgeführt werden. Mit Hilfe dieser Ausführung kann bei Ausfall oder Nichtverfügbarkeit eines Pols das System mit dem verbleibenden Pol als Monopol betrieben werden, was zumindest eine Übertragung von

maximal 50 % der Übertragungsleistung erlaubt. Bei der Ausführung als Bipol mit metallischem Rückleiter wäre im Gegensatz zu den bislang in der AWZ der Nordsee verlegten Gleichstromanbindungssystemen ein weiteres Kabel erforderlich, sodass drei Kabelsysteme im Bündel zu verlegen wären.

#### **4.3.1.4 Gleichstromsystem: Voraussetzungen für Verbindungen untereinander / vorzuhaltende Schaltfelder**

Der FEP trifft räumliche Festlegungen für Verbindungen zwischen Konverterplattformen, auf Kapitel 5.11 wird verwiesen.

Verbindungen untereinander können zur Gewährleistung der Systemsicherheit beitragen. Grundsätzlich kommt eine Verbindung der Anbindungsleitungen durch Drehstrom- oder durch Gleichstromsysteme in Frage, derzeit kann für die Verbindungen jedoch nur die Drehstromtechnologie eingesetzt werden. Die notwendigen Komponenten zur Gleichstromverbindung untereinander stehen noch nicht zur Verfügung.

Schaltfelder dienen zum Anschluss der Drehstrom-Seekabelsysteme von den OWP oder der Drehstromverbindung von Anbindungsleitungen untereinander. Diese Schaltfelder müssen, insbesondere in Bezug auf die ggf. notwendige Blindleistungskompensation, auf den jeweiligen Einsatzfall ausgelegt werden und die technischen Voraussetzungen für Verbindungen zwischen Plattformen vorhalten. Zur Gewährleistung einer möglichen Drehstromverbindung zwischen Plattformen sind daher für jede Verbindung zwei Schaltfelder auf jeder Plattform vorzuhalten. Auf Kapitel 5.11 wird verwiesen.

Um diese Schaltfelder nutzen und zugehörige Seekabel auf der Plattform einziehen zu können, sind die entsprechenden technischen

Voraussetzungen zu schaffen (z.B. ausreichend J-Tubes).

Zum Zeitpunkt der Veröffentlichung des FEP können noch keine detaillierten Angaben zur Technologie bzw. Spannungsebene der jeweiligen Verbindungen untereinander getroffen werden. Diese sind u.a. abhängig von der Übertragungsleistung und dem Anschlusskonzept. Eine weitere Ausgestaltung dieser Vorgabe erfolgt daher im Fortschreibungsverfahren.

#### 4.3.1.5 Gleichstromsystem: 66 kV-Direktanbindungskonzept

Wie in Kapitel 4.2.1.1 ausgeführt, wird für die Verbindung von Offshore-WEA mit der Konverterplattform das 66 kV-Direktanbindungskonzept als Standardanbindungskonzept festgelegt. Dabei werden die Anschlüsse in Drehstromtechnologie mit einer Übertragungsspannung von 66 kV ausgeführt.

Da es sich bei dem Konzept um einen Direktanschluss von Offshore-WEA an die Konverterplattform ohne dazwischenliegende Umspannplattform handelt, müssen die Offshore-WEA die Voraussetzungen zum Anschluss an die Konverterplattform erfüllen, etwa indem sie eine Ausgangsspannung von 66 kV aufweisen. Für die weiteren technischen Anschlussvoraussetzungen wird auf die Offshore-Netzanschlussregeln des VDE (VDE-AR-N 4131) verwiesen.

#### Zusammenfassung

- Ausführung der HGÜ-Systeme in selbstgeführter VSC-Technologie
- Standardübertragungsspannung: +/- 320 kV in Zone 1 und 2; +/- 525 kV in Zone 3
- Standardübertragungsleistung: 900 MW in Zone 1 und 2; 2.000 MW in Zone 3
- Abweichung für Anbindung von Gebiet N-

9: Übertragungsspannung +/- 320 kV und Übertragungsleistung 1.000 MW

- Voraussetzungen für Verbindungen untereinander durch Vorhaltung von zwei Schaltfeldern pro Verbindung schaffen
- Anbindung von Offshore-Windenergieanlagen an die Konverterplattform in 66 kV Drehstromtechnologie

#### 4.3.2 Drehstromsystem Ostsee

Zum Netzanschluss der OWP in der Ostsee für den Bereich der AWZ wird analog zur Ausführung der bisherigen Netzanschlüsse ein Anbindungskonzept auf Basis der Drehstromtechnologie verwendet, auf Kapitel 4.2.2 wird verwiesen.

##### 4.3.2.1 Drehstromsystem: Übertragungsspannung 220 kV

Die bestehenden und im Rahmen des FEP geplanten Netzanschlussysteme in der Ostsee werden mit einer Übertragungsspannung von 220 kV in Drehstromtechnologie ausgeführt. Bereits im BFO-O 16/17 wurde diese Variante als Standard festgelegt und kann als etabliert bezeichnet werden (vgl. Abschnitt 4.2.2).

Die Festlegung einer einheitlichen Spannungsebene für das Drehstromsystem dient sowohl bezogen auf die Komponenten der Umspannplattform als auch auf die Seekabelsysteme zur Schaffung eines Standards für die Anschlussysteme. Zudem ergibt sich auch für die Vorhabenträger von OWP eine klare Planungsgrundlage. Hierdurch sollen Planungsverfahren beschleunigt, Planungssicherheit für Netz- und Windparkbetreiber sowie Zulieferer erreicht und – auch im Sinne der Verbraucher – Kosten gesenkt werden.

Zwei der im Bereich der Ostsee durch den ÜNB bereits umgesetzten Netzanbindungssysteme zum Anschluss von Offshore-Windenergievorhaben im Bereich des Clusters 3 des BFO-



O 16/17 sowie im Küstenmeer beruhen auf einer Übertragungsspannung von 150 kV. Für die weiteren drei realisierten Systeme zur Anbindung von OWP-Vorhaben im Bereich von Gebiet O-1 wurde eine Steigerung der Übertragungsspannung auf 220 kV umgesetzt.

Durch die Auslegung auf eine Spannungsebene von 220 kV kann eine – für die Drehstromanbindung – möglichst hohe Übertragungsleistung je Kabelsystem realisiert und die Übertragungsaufgabe mit möglichst wenigen Kabelsystemen erfüllt werden.

#### **4.3.2.2 Drehstromsystem: Standardleistung 300 MW**

Im Gegensatz zur Nordsee erfolgte weder im BFO-O 16/17 noch im (Vor-) Entwurf des FEP eine Festlegung einer Standardleistung für das Drehstromsystem der Ostsee. Gleichwohl können sich auch für die Ostsee die gleichen Vorteile der Standardisierung wie in der Nordsee ergeben.

Aktuell in Betrieb und Bau befindliche Drehstromsysteme in der Ostsee verfügen über eine Übertragungsleistung in Höhe von 250 MW bei einer Übertragungsspannung von 220 kV. Im Rahmen der Konsultationen zum Vorentwurf und Entwurf des FEP wurde einerseits vorgebracht, dass international bereits Projekte mit Übertragungsleistungen von 350 MW bis 400 MW bei gleicher Übertragungsspannung realisiert würden. Andererseits weist der für die Ostsee zuständige ÜNB darauf hin, dass für diese Leistungsbereiche keine Betriebserfahrungen vorlägen und zudem planungsrechtliche Restriktionen wie das sog. 2 K-Kriterium (vgl. Planungsgrundsatz 4.4.4.8) insbesondere bei den in der Ostsee vorherrschenden heterogenen Bodenverhältnissen berücksichtigt werden müssten.

Für die Drehstromsysteme in der Ostsee wird daher eine Standardleistung in Höhe von 300 MW festgelegt.

#### **4.3.2.3 Drehstromsystem: Voraussetzungen für Verbindungen untereinander / vorzuhaltende Schaltfelder**

Der FEP trifft räumliche Festlegungen für Verbindungen zwischen Umspannplattformen, auf Kapitel 5.11 wird verwiesen. Verbindungen untereinander können zur Gewährleistung der Systemsicherheit beitragen. Für Drehstromsysteme in der Ostsee kommt grundsätzlich nur eine Verbindung der Anbindungsleitungen in Drehstromtechnologie in Frage.

Schaltfelder dienen zum Anschluss der Drehstrom-Seekabelsysteme von den OWP oder der Drehstromverbindung von Anbindungsleitungen untereinander. Diese Schaltfelder müssen, insbesondere in Bezug auf die ggf. notwendige Blindleistungskompensation, auf den jeweiligen Einsatzfall ausgelegt werden und die technischen Voraussetzungen für Verbindungen zwischen Plattformen vorhalten. Zur Gewährleistung einer möglichen Drehstromverbindung zwischen Plattformen ist daher für jede Verbindung ein Schaltfeld auf jeder Plattform vorzuhalten. Auf die in Abschnitt 5.11 dargestellte Vorgehensweise zum Nachweis der Wirtschaftlichkeit wird verwiesen. Um dieses Schaltfeld nutzen und zugehörige Seekabel auf der Plattform einziehen zu können, sind die entsprechenden technischen Voraussetzungen zu schaffen (z.B. ausreichend J-Tubes).

Da für Drehstromsysteme in der Ostsee lediglich eine Verbindung zwischen Plattformen unter Nutzung der Übertragungsspannung 220 kV in Frage kommt, ist das zusätzlich vorzuhaltende Schaltfeld für diese Spannungsebene auszuführen.

#### **Zusammenfassung**

- Standardübertragungsspannung 220 kV
- Standardübertragungsleistung 300 MW

- Voraussetzungen für Verbindungen untereinander durch Vorhaltung von einem Schaltfeld pro Verbindung schaffen

### 4.3.3 Verbindungen untereinander

Der FEP trifft räumliche Festlegungen für Verbindungen zwischen Konverterplattformen (in der AWZ der Nordsee) oder Umspannplattformen, auf Kapitel 5.11 wird verwiesen. Verbindungen untereinander können zur Gewährleistung der Systemsicherheit beitragen. Grundsätzlich kommt in der AWZ der Ostsee nur eine Verbindung der Anbindungsleitungen durch Drehstromsysteme in Frage. Auch in der AWZ der Nordsee kommt eine Verbindung durch Drehstromsysteme in Frage, nach aktuell vorliegenden Informationen stehen die für eine Gleichstromverbindung notwendigen Komponenten derzeit nicht zur Verfügung.

Zum aktuellen Zeitpunkt können noch keine detaillierten Angaben zur Technologie der jeweiligen Verbindungen untereinander getroffen werden. Diese sind u.a. abhängig von der Übertragungsleistung. Eine weitere Ausgestaltung dieser Vorgabe erfolgt daher im Fortschreibungsverfahren.

### 4.3.4 Grenzüberschreitende Seekabelsysteme

#### 4.3.4.1 Gebündeltes Gleichstrom-Seekabelsystem

Grenzüberschreitende Seekabelsysteme sind in HGÜ zu realisieren. Aufgrund der deutlich geringeren Verluste und der gegenüber der Ausführung als Drehstrom-Seekabelsystem entfallenden Notwendigkeit einer Blindleistungskompensation werden alle bekannten Projekte zu grenzüberschreitenden Seekabelverbindungen durch die deutsche AWZ der Nordsee bereits als Gleichstromverbindung geplant.

Die Verbindungen sind jeweils mit Hin- und Rückleiter auszuführen, die gebündelt verlegt werden, damit sich die magnetischen Felder der Leiter zum großen Teil kompensieren. Dadurch kann im Allgemeinen eine magnetische Flussdichte erreicht werden, die deutlich unterhalb der durchschnittlichen Stärke des Erdmagnetfelds liegt und erhebliche Auswirkungen auf Schutzgüter ausschließt. Bedingt durch die Entwicklung der Offshore-Windenergie werden neben „klassischen“ grenzüberschreitenden Seekabelsystemen, die terrestrische Netze verbinden, nun zusätzlich auch grenzüberschreitende Verbindungen zwischen OWP wie die „Kriegers Flak Combined Grid Solution“ errichtet. Diese Verbindungen können aufgrund der geringeren Trassenlänge sowie der Erforderlichkeit des übereinstimmenden Anbindungskonzepts (vgl. Kapitel 4.2.1 und 4.2.2) als Drehstromverbindung umgesetzt werden und sind daher von der gegenständlichen Vorgabe nicht umfasst.

#### 4.3.4.2 Berücksichtigung Gesamtsystem

Die Planung und Errichtung von grenzüberschreitenden Seekabelsystemen hat die verschiedenen Festlegungen dieses Plans, insbesondere für die Netzanbindung von OWP, zu berücksichtigen. Dazu ist für grenzüberschreitende Seekabelsysteme im Zulassungsverfahren darzulegen, wie sie sich in die Netzplanungen einbeziehen lassen, ohne die Ausbauziele für Offshore-Windenergie nachteilig zu beeinträchtigen. Unter diesem Aspekt ist eine Prüfung im Einzelfall sinnvoll, ob und inwieweit grenzüberschreitende Seekabel OWP anschließen können. Daher muss insbesondere die eingesetzte Technologie geprüft und in ihrer Kompatibilität mit dem Gesamtnetz gegenüber anderen Vorteilen (wie z.B. höhere Übertragungsleistung) abgewogen werden.

Im Verlauf der Fortschreibung des FEP wird die Entwicklung eines internationalen Offshore-Netzes unter Einbeziehung sowohl der

grenzüberschreitenden Seekabelsysteme als auch der Anbindungsleitungen für Offshore-Windenergie weiter begleitet werden. Vor einer etwaigen Integration der grenzüberschreitenden Kabelsysteme in ein vermaschtes Offshore-Netz wären zusätzlich zur Frage der

Wirtschaftlichkeit auch technische sowie regulatorische Fragestellungen zu klären.

Tabelle 2: Übersicht der standardisierten Technikgrundsätze

Standardisierte Technikgrundsätze	Nordsee		Ostsee
	Zone 1 und 2	Zone 3	Zone 1
<b>Netzanbindungssystem</b>			
<b>Standardanbindungskonzept</b>	Gleichstrom (DC)	Gleichstrom (DC)	Drehstrom (AC)
<b>Konvertertechnologie</b>	Selbstgeführt (VSC-Konverter)	Selbstgeführt (VSC-Konverter)	-
<b>Standardübertragungsspannung</b>	+/- 320 kV DC	+/- 525 kV DC <sup>1)</sup>	220 kV AC
<b>Standardübertragungsleistung</b>	900 MW	2.000 MW <sup>2)</sup>	300 MW
<b>Anzahl vorzuhaltender Schaltfelder pro Verbindung</b>	2	2	1
<b>Anbindung Offshore-Windpark</b>			
<b>Standardanbindungskonzept</b>	Direktanbindung (AC)	Direktanbindung (AC)	Direktanbindung (AC)
<b>Standardübertragungsspannung</b>	66 kV	66 kV	66 kV
<b>Alternativkonzept</b>	Anbindung über Umspannplattform	Anbindung über Umspannplattform	-
<b>Übertragungsspannung Alternativkonzept</b>	220 kV	220 kV	-
<b>Grenzüberschreitende Seekabelsysteme</b>			
<b>Übertragungstechnologie</b>	Gleichstrom (DC)		
<b>Verlegung</b>	Gebündelte Verlegung		

<sup>1)</sup> in Gebiet N-9: +/- 320 kV

<sup>2)</sup> in Gebiet N-9: 1.000 MW; in Gebiet N-10: 1.700 MW

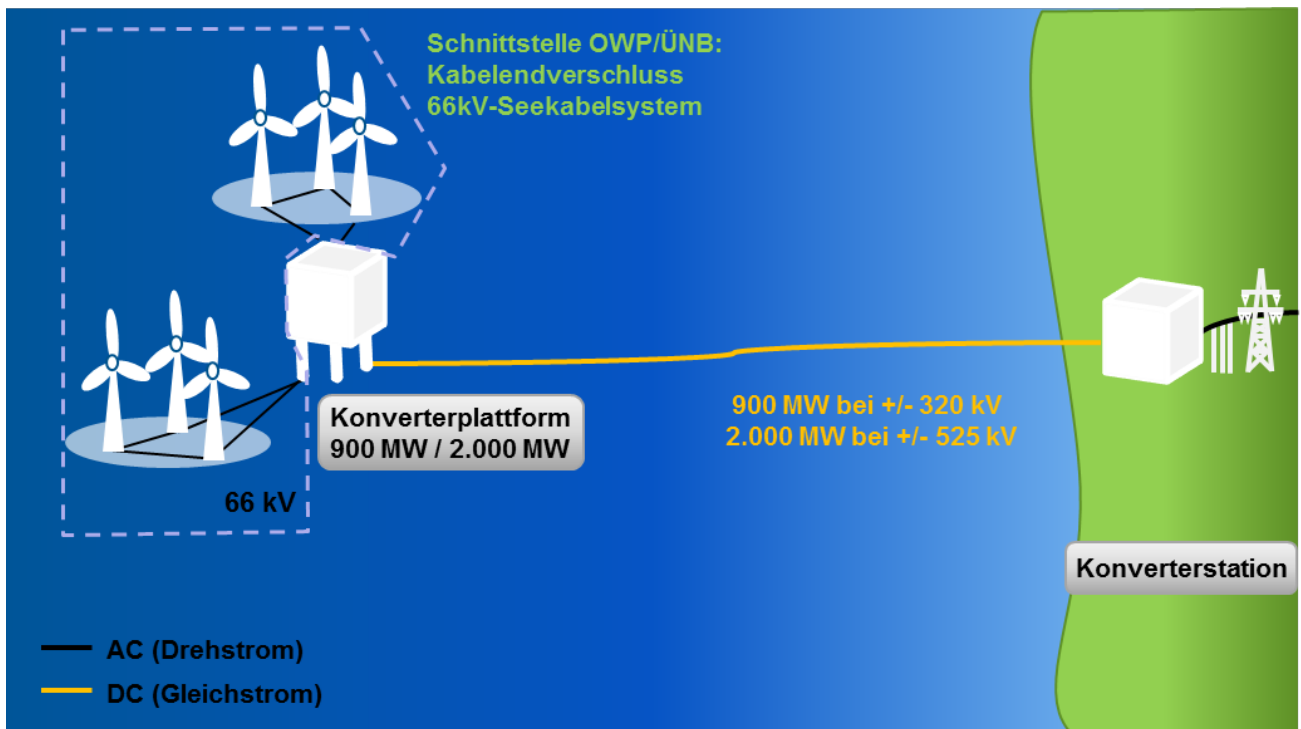


Abbildung 4: Schematische Darstellung des Anbindungskonzepts für die Nordsee

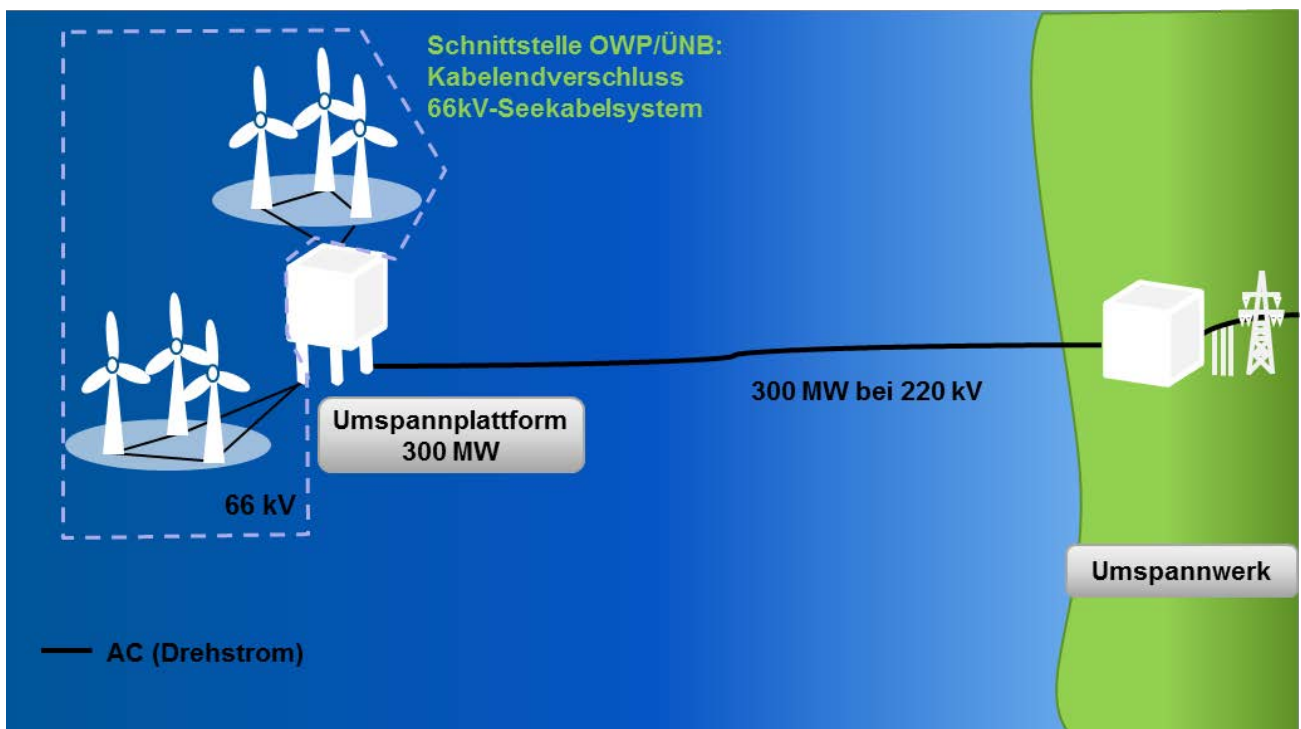


Abbildung 5: Schematische Darstellung des Anbindungskonzepts für die Ostsee.

## 4.4 Planungsgrundsätze

Gemäß § 5 Abs. 1 Nr. 11 WindSeeG enthält der FEP Festlegungen über Planungsgrundsätze.

Die Planungsgrundsätze gelten für den Bereich der deutschen AWZ und bauen auf den Zielen sowie Grundsätzen des Raumordnungsplans auf.

Im Folgenden werden zunächst allgemeine Planungsgrundsätze festgelegt.

### 4.4.1 Allgemeine Grundsätze

Im Folgenden werden Planungsgrundsätze für WEA auf See, Plattformen und Seekabelsysteme aufgeführt.

#### Zusammenfassung

- Zeitliche Gesamtkoordination der Errichtungs- und Verlegearbeiten
- Berücksichtigung der Belange des Natur- und Umweltschutzes
- Sicherheit und Leichtigkeit des Schiffsverkehrs darf nicht beeinträchtigt werden
- Sicherheit und Leichtigkeit des Luftverkehrs darf nicht beeinträchtigt werden
- Sicherheit der Landes- und Bündnisverteidigung darf nicht beeinträchtigt werden
- Rückbaupflicht und Sicherheitsleistung
- Berücksichtigung aller bestehenden und genehmigten Nutzungen
- Berücksichtigung von Kulturgütern
- Schallminderung
- Minimierung von Kolkenschutzmaßnahmen
- Berücksichtigung von behördlichen Standards, Vorgaben bzw. Konzepten

- Emissionsminderung
- Berücksichtigung von Fundstellen von Kampfmitteln
- Installation von Sonartranspondern

#### 4.4.1.1 Zeitliche Gesamtkoordination der Errichtungs- und Verlegearbeiten

**Zur Vermeidung bzw. Verminderung kumulativer Auswirkungen soll unter Berücksichtigung der projektspezifischen Rahmenbedingungen eine zeitliche Gesamtkoordination der Errichtungs- bzw. Verlegearbeiten vorgesehen werden.**

Die Festlegung entspricht dem Grundsatz der Raumordnung 3.3.1 (11) (Ostsee) bzw. 3.3.1 (13) (Nordsee) nach dem zur Vermeidung bzw. Verminderung kumulativer Auswirkungen eine zeitliche Gesamtkoordination der Verlegearbeiten von Seekabeln zur Ableitung in der AWZ erzeugter Energie vorgesehen werden soll.

Für die Verlegearbeiten von Kabelsystemen, die in räumlicher Nähe zueinander liegen, soll eine zeitliche Gesamtkoordination angestrebt werden. Auf diese Weise können die Anzahl der Eingriffe reduziert und mögliche kumulative Auswirkungen vermieden bzw. vermindert werden.

Zur Minderung der Auswirkungen auf die Meeresumwelt ist auch für die Errichtungsarbeiten von OWP, Plattformen sowie Seekabelsystemen in räumlicher Nähe zueinander in gleicher Weise eine zeitliche Gesamtkoordination anzustreben.

Dies beinhaltet auch die Reduzierung des Schiffsverkehrs für Bau und Betrieb und der damit verbundenen akustischen und visuellen Beeinträchtigungen auf ein Mindestmaß durch optimale Bau- und Zeitplanung.

#### **4.4.1.2 Keine Beeinträchtigung der Sicherheit und Leichtigkeit Schiffsverkehrs**

**Durch die Errichtung und den Betrieb von Windenergieanlagen auf See, Plattformen und Seekabeln darf die Sicherheit und Leichtigkeit des Schiffsverkehrs nicht beeinträchtigt werden.**

Diese Festlegung leitet sich aus dem Ziel der Raumordnung 3.5.1 (2) ab, nach dem durch die Errichtung und den Betrieb von Anlagen zur Energiegewinnung in Vorranggebieten für Windenergie die Sicherheit des Verkehrs nicht beeinträchtigt werden darf, sowie aus dem Grundsatz der Raumordnung 3.5.1 (6) (Ostsee) bzw. 3.5.1 (7) (Nordsee), nach dem auch außerhalb von Vorranggebieten für Windenergie die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs durch die Energiegewinnung nicht beeinträchtigt werden soll.

Zur Gewährleistung der Sicherheit der Schifffahrt, aber auch zur Integrität der Anlagen, werden nach § 53 WindSeeG – insbesondere bei angrenzenden Vorrang- bzw. Vorbehaltsgebieten für die Schifffahrt – um die Anlagen Sicherheitszonen eingerichtet, in der Regel 500 m um die Windenergieanlage bzw. Plattform. Innerhalb der festgelegten Gebiete ist die Sicherheitszone so festzulegen, dass diese zusammenhängend ist und Lücken vermieden werden. Die Sicherheitszone ist außerhalb der Vorrang- und Vorbehaltsgebiete Schifffahrt (Raumordnungsplan AWZ Ost- bzw. Nordsee) einzurichten.

Die Sicherheitszone bewirkt einerseits, dass in diesen Bereichen gewerbliche Schifffahrt nicht stattfindet und andererseits eine ordnungsgemäße und nach den Regeln der guten Seemannschaft betriebene Schifffahrt auch weiterhin generell gefahrlos möglich ist. Die Sicherheitszone der WEA auf See und Plattformen werden regelmäßig zusammen eingerichtet.

Die bauliche Anlage muss in einer Weise konstruiert sein, dass im Fall der Schiffskollision der Schiffskörper so wenig wie möglich beschädigt wird; dies schließt die bei Errichtung und Betrieb eingesetzten Arbeitsfahrzeuge mit ein. Dabei sind die Anforderungen des Standards Konstruktion zu berücksichtigen.

WEA und Plattformen am Rand eines Gebietes sollten verkehrlich in das Gesamtensemble der Bebauung eines Gebiets integriert werden.

Während der Installations- und Betriebsphase sind geeignete Maßnahmen zur Gewährleistung der Sicherheit des Schiffsverkehrs zu treffen, diese umfassen beispielsweise:

- Sicherungsmaßnahmen während der Bauphase einschl. behelfsmäßiger Kennzeichnung, Betonung und optisch-mobiler Verkehrssicherung (Verkehrssicherungsschiff)
- visuelle und funktechnische Kennzeichnung einschließlich fachgerechter Umsetzung
- Seeraumbeobachtung
- ggf. Gestellung zusätzlicher Schleppkapazität

Auf die Planungsgrundsätze 4.4.1.10 und 4.4.3.1 wird hingewiesen.

#### **4.4.1.3 Keine Beeinträchtigung der Sicherheit und Leichtigkeit des Luftverkehrs**

**Durch die Errichtung und den Betrieb von Windenergieanlagen auf See, Plattformen und Seekabeln darf die Sicherheit und Leichtigkeit des Luftverkehrs nicht beeinträchtigt werden.**

Offshore-Plattformen sind vom Vorhabenträger so zu planen, dass der Regelzugang mittels Schiff verlässlich möglich ist. Auf Konverterplattformen (Mutter-/ Primärplattform) muss und auf allen anderen Arten von Offshore-Plattformen kann hierfür zusätzlich ein Hubschrauberlandedeck (HSLD) vorgesehen werden. Ferner können auf Offshore-



Plattformen Windenbetriebsflächen zur Abwehr von Gefahren für Leib und Leben von Personen eingerichtet werden. Eine Nutzung dieser Flächen als Regelzugang ist jedoch nicht zulässig.

Der Vorhabenträger hat zu verhindern, dass bereits bestehende und/oder geplante Hubschrauberlandedecks auf Offshore-Plattformen im Windpark-Gebiet des Vorhabens durch die Errichtung von Luftfahrthindernissen (d.h. insbesondere durch Offshore-WEA) oder den dadurch in ihrer Umgebung hervorgerufenen Schiffsverkehr unbenutzbar werden.

An- und Abflugkorridore für die Offshore-Plattformen dürfen auf ihrer gesamten Länge oberhalb der Wasseroberfläche nicht bebaut werden.

An- und Abflugkorridore<sup>11</sup> für die Offshore-Plattformen dürfen die AWZ-Grenzen nicht überschreiten. Dies muss der Vorhabenträger bei der Planung von Flugkorridoren beachten.

An- und Abflugkorridore für die Offshore-Plattformen müssen einen Abstand von mindestens 150° zueinander aufweisen und sollen entlang der prognostizierten Hauptwindrichtung festgelegt werden. Sie sind auf ihrer gesamten Länge geradlinig zu planen. Bei der Ausrichtung der An- und Abflugkorridore für die Offshore-Plattformen ist darauf zu achten, dass Überschneidungen mit benachbarten Korridoren vermieden werden. Diese Punkte müssen vom Vorhabenträger bei der Planung von An- und Abflugkorridoren für die Offshore-Plattformen beachtet werden.

Entlang der Flugkorridore einer Offshore-Plattform mit HSLD ist zu gewährleisten, dass ausreichend Freifläche für die Ausübung eines im Notfall erforderlichen Flugmanövers vorhanden ist. Die Gewährleistung dieser

Freifläche kann zu Einschränkungen in der Schifffahrt führen. Innerhalb der Sicherheitszone eines OWP sind daher zur Vermeidung von Kollisionen zwischen Schiffs- und Luftverkehr entsprechende Maßnahmen bzw. Regelungen nötig. Gleiches gilt für die Sicherheitszone einer Offshore-Plattform mit HSLD außerhalb eines OWP. Hiervon ausgenommen sind die der Errichtung, der Versorgung, dem Betrieb und dem Rückbau der Plattform bzw. des OWP dienenden Schiffe, Behördenfahrzeuge sowie im Not- bzw. Übungsfall das Einsatzgerät von Such- und Rettungskräften.

Die WEA entlang der Flugkorridore sind mit einer Turmanstrahlung durch den OWP-Vorhabenträger gemäß den Rahmenvorgaben zur Gewährleistung der fachgerechten Umsetzung verkehrstechnischer Auflagen im Umfeld von Offshore-Anlagen, hier: Kennzeichnung, zu versehen.

Durch die Errichtung, den Betrieb und den Rückbau von WEA auf See und Offshore-Plattformen sowie durch Verlege- und Reparaturarbeiten für Seekabel darf die Sicherheit des Luftverkehrs nicht beeinträchtigt werden: Wo möglich, sind um Offshore-Plattformen mit HSLD durch die zuständige Behörde grundsätzlich Hubschrauberverkehrszone („Helicopter Traffic Zone“, HTZ) oder – wenn räumlich erforderlich – Hubschrauberschutzzone („Helicopter Protection Zone“, HPZ) bzw. Hubschrauberverkehrsflächen („Helicopter Traffic Area“, HTA) einzurichten.

---

<sup>11</sup> Sind die primär, insbesondere nachts, zu nutzenden Flugwege zu bzw. von einem HSLD innerhalb eines OWP, die einen sicheren An- und Abflug gewährleisten.



#### **4.4.1.4 Keine Beeinträchtigung der Sicherheit der Landes- und Bündnisverteidigung**

**Durch die Errichtung und den Betrieb von Windenergieanlagen auf See, Plattformen und Seekabelsystemen darf die Sicherheit der Landes- und Bündnisverteidigung nicht beeinträchtigt werden.**

Im Zuge der Konfliktminimierung sollten bei der Wahl von Standorten für WEA auf See sowie Plattformen bzw. der Streckenführung von Seekabelsystemen die Belange der Landesverteidigungs- und Bündnisverpflichtungsbelange berücksichtigt werden.

Eine Ausweisung von Gebieten, Flächen und Plattformen innerhalb militärischer Übungsgebiete für schwimmende Einheiten bzw. Flugübungsgebiete, die auf Höhe des Meeresspiegels beginnen, ist zu vermeiden. Soweit die spezifischen Übungsprozedere durch die Ausweisung nicht eingeschränkt werden, ist im Einzelfall eine Ausweisung in diesen Gebieten nicht ausgeschlossen. Eine Streckenführung von Seekabelsystemen ist außerhalb der militärischen Übungsgebiete für schwimmende Einheiten anzustreben.

Sofern die Errichtungs- oder Betriebsarbeiten militärische Übungs- oder Sperrgebiete berühren, oder der Einsatz von akustischen, optischen, optronischen, magnetsensorischen, elektrischen, elektronischen, elektromagnetischen oder seismischen Messgeräten sowie unbemannten Unterwasserfahrzeugen geplant ist, ist dies im Regelfall mindestens 20 Werktage im Vorhinein dem Marinekommando unter Angabe der Koordinaten des jeweiligen Einsatzgebietes sowie des Einsatzzeitraums mitzuteilen. Der Einsatz von Messgeräten ist zudem auf das erforderliche Maß zu beschränken.

#### **4.4.1.5 Rückbaupflicht und Sicherheitsleistung**

**Nach Aufgabe der Nutzung sind Windenergieanlagen auf See, Plattformen sowie Seekabelsysteme zurückzubauen. Verursacht der Rückbau größere nachteilige Umweltauswirkungen als der Verbleib, ist von ihm ganz oder teilweise abzusehen, es sei denn, der Rückbau ist aus Gründen der Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs erforderlich. Für den Fall eines Verbleibs sollen geeignete Überwachungsmaßnahmen hinsichtlich möglicher künftiger Gefährdungen vorgesehen werden. Bei einem Rückbau ist nach Möglichkeit eine Wiederverwendung der Komponenten vor einem Recycling und dieses vor einer energetischen Verwertung anzustreben oder ansonsten deren – nachweislich – ordnungsgemäße Entsorgung an Land umzusetzen. Zur Erfüllung der Rückbaupflicht ist eine Sicherheitsleistung zu erbringen.**

Die Festlegung zum Rückbau setzt zum einen das Ziel der Raumordnung 3.5.1 (4) (Ostsee) bzw. 3.5.1 (5) (Nordsee) um, nach dem nach Aufgabe der Nutzung WEA auf See grundsätzlich zurückzubauen sind. Zum anderen setzt die Festlegung das Ziel der Raumordnung 3.3.1 (3) (Ostsee) bzw. 3.3.1 (5) (Nordsee) um, nach dem Rohrleitungen und Seekabel nach Aufgabe der Nutzung grundsätzlich zurückzubauen sind.

Entsprechend der raumordnerischen Leitlinie, dass ortsfeste Nutzungen reversibel sein müssen, d. h. nur vorübergehend und zeitlich begrenzt stattfinden dürfen, sind auch WEA auf See, Plattformen und Seekabelsysteme nach Aufgabe der Nutzung zurückzubauen. Die vollständige Entfernung der Fundamente dürfte aus Gründen der Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs nicht erforderlich sein und im Übrigen größere Auswirkungen auf die Meeresumwelt haben als der teilweise Verbleib.

Jedoch muss der Rückbau so weit erfolgen, dass die Oberkante des verbleibenden Fundaments unterhalb der beweglichen Sedimentunterkante und unterhalb des Eingriffsbereichs von Fischereigeräten liegt. Dies ist je nach Örtlichkeit für eine angemessene Zeit zu überprüfen, sodass sichergestellt ist, dass kein Hindernis für Schifffahrt und Fischerei entsteht. Die beim Rückbau entstehenden Baugruben sind mit anstehendem Material zu verfüllen, Steinschüttungen sind zu vermeiden. Hinsichtlich Seekabelsystemen ist der Rückbau auch dann erforderlich, wenn mit den Seekabelsystemen toxische Stoffe in wirkungsrelevanter Art und Weise oder Menge in der Meeresumwelt verbleiben würden. Bei einem Verbleib sollte zudem im Sinne einer nachwirkenden Verpflichtung seitens des Betreibers durch geeignete Überwachungsmaßnahmen sichergestellt werden, dass auch künftig mit keinen Gefährdungen anderer Nutzungen durch die verbliebenen Seekabelsysteme zu rechnen ist. So sollten beispielsweise die Lage und die ausreichende Überdeckung regelmäßig überprüft werden. Diese Festlegung steht im Einklang mit internationalen und nationalen Regelungen, wie insbesondere Artikel 79 Absatz 4 SRÜ, wonach der Küstenstaat Bedingungen für Kabel oder Rohrleitungen festlegen kann, die in sein Hoheitsgebiet oder Küstenmeer führen.

Durch die Rückbaupflicht können langfristige Optionen der Flächennutzung offen gehalten werden, da Nachnutzungen erleichtert werden und somit ein Beitrag zur Nachhaltigkeit geleistet werden kann. Überdies dient sie dem Schutz der Meeresumwelt. Die genauen Festlegungen zum Rückbau bleiben dem Einzelverfahren vorbehalten, um die Anforderungen u. a. an den entsprechenden Standort anzupassen.

Die Sicherheitsleistung dient der Sicherstellung der Rückbaupflichtung nach § 58 Abs. 1

WindSeeG. Die Anforderungen an die Sicherheitsleistungen ergeben sich aus der Anlage zum WindSeeG.

#### **4.4.1.6 Berücksichtigung aller bestehenden und genehmigten Nutzungen**

**Auf bestehende und genehmigte Rohrleitungen sowie bestehende, genehmigte und im Rahmen dieses Plans festgelegte Seekabel, Offshore-Windparks und sonstige Hochbauten ist gebührend Rücksicht zu nehmen, indem regelmäßig ein Abstand von 500 m einzuhalten ist, soweit die Baugrundverhältnisse nicht größere Abstände erfordern. Bei der Wahl von Standorten von Windenergieanlagen auf See und Plattformen sowie der Streckenführung von Seekabelsystemen soll überdies Rücksicht auf bestehende und genehmigte Nutzungen und Nutzungsrechte sowie auf die Belange der Schifffahrt, der Landes- und Bündnisverteidigung und Fischerei genommen werden.**

**Die Planung, Errichtung und der Betrieb der Windenergieanlagen auf See, Plattformen und Seekabelsysteme sind in enger Abstimmung zwischen dem Übertragungsnetzbetreiber und den Offshore-Windpark-Vorhabenträgern durchzuführen.**

Die Festlegung setzt das Ziel der Raumordnung 3.5.1 (10) (Nordsee) bzw. 3.5.1. (9) (Ostsee) um, nach dem bei Maßnahmen zur Energiegewinnung auf vorhandene Rohrleitungen und Seekabel gebührend Rücksicht zu nehmen und ein angemessener Abstand einzuhalten ist. Zudem leitet sich diese Festlegung ebenfalls aus unter 3.3.1 (6) und 3.3.1 (7) (Nordsee) bzw. 3.3.1 (5) (Ostsee) festgelegten Grundsätzen und Zielen der Raumordnung ab. Die Festlegung setzt insbesondere die mit den Zielen und Grundsätzen der Raumordnung angestrebte Konfliktminimierung weiter um.

Im Zuge der Konfliktminimierung sollten bei der Wahl von Standorten für WEA auf See sowie Plattformen bzw. der Streckenführung von Seekabelsystemen möglichst frühzeitig die Belange der Schifffahrt (insbesondere in Bezug auf Vorrang- und Vorbehaltsgebiete), Landesverteidigungs- und Bündnisverpflichtungsbelange sowie bestehende und genehmigte Nutzungen / Nutzungsrechte (u. a. OWP) berücksichtigt werden. Eine Streckenführung außerhalb dieser Gebiete ist anzustreben. Auch auf die Belange der Fischerei sollte frühzeitig Rücksicht genommen werden.

Um das Risiko der Beschädigung während der Bau- und Betriebsphase der Plattformen zu reduzieren und um die Möglichkeiten der erforderlichen Instandhaltung- und Wartungsarbeiten nicht zu beeinträchtigen, ist bei zukünftig geplanten Plattformen auf vorhandene und genehmigte Strukturen gebührend Rücksicht zu nehmen. Es ist ein angemessener Abstand zu diesen einzuhalten. Der einzuhaltende Abstand ist u. a. von der Lage der Plattform im Raum, im Verhältnis zu baulichen Strukturen vor Ort, den Baugrundverhältnissen sowie von der Wassertiefe abhängig. Im Regelfall ist zwischen der Plattform und der Infrastruktur Dritter ein Abstand von 500 m einzuhalten. Auf den Planungsgrundsatz 4.4.3.2 wird hingewiesen. Darüber hinaus ist ein störungsfreier Betrieb von bestehenden Anlagen (z. B. Funk- oder Radaranlagen) zu gewährleisten.

Um das Risiko der Beschädigung bereits vorhandener Rohrleitungen und Seekabel zu reduzieren und um die Möglichkeiten der Reparatur nicht zu beeinträchtigen, ist bei der Wahl der Streckenführung neuer Seekabelsysteme auf bereits vorhandene Strukturen gebührend Rücksicht zu nehmen und in diesen Bereichen ein Abstand von 500 m einzuhalten, soweit die Baugrundverhältnisse nicht größere Abstände erfordern. Auf den Planungsgrundsatz 4.4.4.2 wird hingewiesen. Bei

Rohrleitungen entspricht dies den im Raumordnungsplan festgelegten Vorrang- bzw. Vorbehaltsgebieten. Mit diesem Abstand wird bei den im beplanten Bereich geringeren Wassertiefen von bis zu 45 m ein im Vergleich zu entsprechenden international abgestimmten Industrierichtlinien, die etwa für Wassertiefen von bis zu 75 m gelten, geringerer Abstand festgelegt.

Der Abstand von 500 m zwischen Seekabelsystemen und WEA ist erforderlich, damit während des laufenden Betriebs des OWP an den Seekabelsystemen des ÜNB gearbeitet werden kann. Auch für den Fall, dass gleichzeitig an Kabelsystemen und dem Windpark gearbeitet wird, muss genügend Raum für das Bauschiff der Windenergieanlage und das Verlegeschiff zur Verfügung stehen. Auch die internationalen Richtlinien fordern einen Mindestabstand von 500 m zu WEA und weisen darauf hin, dass für Verlegung und Reparatur größere Abstände benötigt werden. Auf die Ausführungen unter 4.4.4.2 wird verwiesen. Durch eine Reduzierung dieses Abstandes würden die Reparaturmöglichkeiten auf bestimmte Schiffstypen eingeschränkt und damit ggf. verzögert. Zudem wären die Reparaturen nicht bei laufendem Betrieb der Windparks möglich. Wegen der hohen Bedeutung der Anbindungssysteme für die Stromversorgung Deutschlands ist eine grundsätzliche Reduzierung der Abstände nicht angemessen.

Zu WEA, deren Energie mit einem 155 kV- oder 220 kV-Drehstrom-Seekabelsystem zwischen Umspan- und Konverterplattform abgeführt wird, ist zu diesem Seekabelsystem ein Abstand von mind. 350 m einzuhalten. Dabei sind die parkinterne Verkabelung und die Jack-up-Zonen zur Errichtung und Wartung der WEA auf der der Anbindungsleitung abgewandten Seite zu planen, so dass seitens Windparkbetreiber keine Arbeiten im Kabelkorridor der Anbindungsleitungen erfolgen. Im Rahmen von

Zulassungsverfahren von OWP wurde deutlich, dass eine Reduzierung des Abstandes auf 350 m zwischen WEA und 155 kV- oder 220 kV-Drehstrom-Seekabelsystem ohne die Aufnahme von Nebenbestimmungen zum Schutz des Netznutzers vor ungerechtfertigten Mehrkosten für z. B. erforderliche Reparatur-/Wartungskosten möglich ist. Zwar ist es bei einem Abstand unter 500 m zur Reduzierung möglicher Gefahren notwendig, dass sich Windparkbetreiber und Kabeleigentümerin abstimmen sowie, dass die WEA entlang der Trasse der stromabführenden Kabelsysteme auszuschalten und aus der Trasse zu drehen sind, soweit die Eigentümerin der Kabelsysteme im Wirkungsbereich der jeweiligen Windenergieanlage erforderliche Arbeiten durchzuführen hat. Jedoch erscheinen diese erforderlichen Abstimmungen angemessen, insbesondere im Hinblick auf eine sparsame und schonende Inanspruchnahme von Flächen im Sinne des § 4 Abs. 2 Nr. 2 WindSeeG. Im Einzelfall ist je nach Lage des geplanten OWP zu prüfen, ob die Tragung von möglichen Mehrkosten, verursacht durch Abstände von weniger als 500 m, durch den OWP-Betreiber erforderlich ist.

Im Bereich der Umspannplattform ist aufgrund des Einzugs einer Vielzahl von Kabelsystemen sicherzustellen, dass ausreichend Raum für die Führung der Drehstrom-Seekabelsysteme des ÜNB zur Verfügung steht. Daher ist in dem Bereich, in dem die Drehstrom-Seekabelsysteme des ÜNB zur Umspannplattform geführt werden, ein Abstand von mind. 500 m zwischen Umspannplattform und den nächstgelegenen WEA einzuhalten.

Sollte zwischen 155 kV- oder 220 kV-Drehstrom-Seekabelsystem und WEA, deren Energie mit diesem Seekabelsystem abgeführt wird, ein Abstand von weniger als 500 m vorgesehen werden, ist bei dem zu den WEA gelegenen Drehstrom-Seekabelsystem zu dem nächstgelegenen Drehstrom-Seekabelsystem

ein Abstand von 200 m vorzusehen, um die Reparatur der Kabelsysteme in diesem Zwischenraum zu ermöglichen. Dies bedeutet z. B. für den Bereich innerhalb eines Windparks, dass bei zwei Drehstrom-Seekabelsystemen ein Korridor von 900 m, bei drei Seekabelsystemen von 1.100 m, bei vier Drehstrom-Seekabelsystemen von 1.200 m und bei fünf Drehstrom-Seekabelsystemen von 1.400 m freizuhalten ist.

Aufgrund der räumlichen Nähe zwischen OWP-Vorhaben und den Anbindungsleitungen einschließlich der Plattformen des ÜNB erwächst ein hoher Abstimmungsbedarf zwischen dem OWP-Vorhabenträger und dem ÜNB. Dementsprechend ist es zwingend erforderlich, dass bereits zu einem sehr frühen Zeitpunkt der Vorhaben eine enge Abstimmung zwischen ÜNB und den OWP-Vorhabenträger stattfindet. Für den Windpark-Vorhabenträger und den ÜNB besteht beiderseits die uneingeschränkte Notwendigkeit einer kooperativen Zusammenarbeit. Dies gilt im Besonderen für den Informationsaustausch über Projekttermine, die gegenseitige Übergabe notwendiger Informationen und Details zu Planung, Errichtung sowie Inbetriebnahme der Plattform sowie der Seekabelsysteme, aber auch im Betrieb, bei etwaigen Reparatur- und Wartungsarbeiten und während des Rückbaus. Insbesondere die Errichtung ist in gutnachbarschaftlicher Zusammenarbeit frühzeitig abzustimmen und zu optimieren.

Hinsichtlich der Abstände zwischen Flächen zueinander bzw. zu WEA wird auf den Planungsgrundsatz 4.4.2.3 verwiesen.



#### 4.4.1.7 Berücksichtigung von Kulturgütern

**Bei der Standort- bzw. Trassenwahl sollen bekannte Fundstellen von Kulturgütern berücksichtigt werden. Sollten bei der Planung oder Errichtung der Windenergieanlagen, Plattformen bzw. Seekabelsysteme bisher nicht bekannte im Meeresboden befindliche Kulturgüter aufgefunden werden, müssen entsprechende Maßnahmen zur Sicherung des Kulturgutes getroffen werden.**

Diese Festlegung entspricht den Grundsätzen der Raumordnung 3.3.1 (7) und 3.5.1 (12) (Ostsee) bzw. 3.3.1 (9) und 3.5.1 (13) (Nordsee), nach denen bei der Standortwahl für Offshore-Windenergieparks und bei der Trassenwahl für die Verlegung von Rohrleitungen und Seekabeln bekannte Fundstellen von Kulturgütern berücksichtigt werden und entsprechende Maßnahmen zur Sicherung des Kulturgutes getroffen werden sollen, falls bei der Planung oder Errichtung/Verlegung bisher nicht bekannte im Meeresboden befindliche Kulturgüter aufgefunden werden.

Im Meeresboden können sich Kulturgüter von archäologischem Wert befinden, wie z. B. Bodendenkmale, Siedlungsreste oder historische Schiffswracks. Gemäß Artikel 149 Seerechtsübereinkommen der Vereinten Nationen (SRÜ) sind gefundene Gegenstände archäologischer oder historischer Art zum Nutzen der gesamten Menschheit zu bewahren oder zu verwenden.

Eine große Anzahl solcher Schiffswracks ist bekannt und in der Unterwasserdatenbank des BSH verzeichnet. Die bei den zuständigen Stellen vorhandenen Informationen sollten bei der Auswahl von Standorten für die Errichtung von WEA und Plattformen bzw. der konkreten Trassenführung für Seekabelsysteme berücksichtigt werden. Es ist allerdings nicht auszuschließen, dass bei der näheren

Untersuchung geplanter Standorte oder einer geeigneten Trasse bzw. bei der Errichtung bisher nicht bekannte Kulturgüter aufgefunden werden. Um diese nicht zu beschädigen, müssen in diesem Falle in Absprache mit der zuständigen Behörde (unter Einbindung von Denkmalschutz- und Denkmalfachbehörden) geeignete Sicherungsmaßnahmen durchgeführt werden. Die Funde sind wissenschaftlich zu untersuchen und zu dokumentieren. Gegenstände archäologischer oder historischer Art sollen entweder an Ort und Stelle oder durch Bergung erhalten und bewahrt werden können. Die Erhaltung des kulturellen Erbes, insbesondere des archäologischen Erbes unter Wasser, liegt im Sinne des § 48 Abs. 4 S. 1 Nr. 8 WindSeeG im öffentlichen Interesse.

#### 4.4.1.8 Schallminderung

**Zur Schallminderung ist die Verwendung von alternativen, schallarmen Gründungsformen zu prüfen. Wenn Windenergieanlagen bzw. Plattformen mit Pfahlgründungen installiert werden, so ist während der Rammung der Fundamente der Einsatz einer wirksamen technischen Schallminderung vorzusehen. Das Schallschutzkonzept eines planfestgestellten Vorhabens ist frühzeitig im Rahmen des Designs der Gründungskonstruktion zu integrieren. Das Schallschutzkonzept Nordsee des BMU ist dabei zu beachten.**

Während der Rammarbeiten für Fundamente von WEA bzw. Plattformen ist zur Wahrung artenschutz- und gebietsschutzrechtlicher Belange der Einsatz von wirksamen technischen Schallminderungssystemen vorzusehen. In den Einzelzulassungsverfahren sind ein maximaler Schallereignispegel von 160 dB re 1µPa<sup>2</sup> s und ein maximaler Spitzenschalldruckpegel von 190 dB re 1µPa in 750 m Entfernung zur Rammstelle festgelegt. Sprengungen für Gründungen sind nicht gestattet. Maßnahmen zum Schallschutz, die u.a. technische Schallminderung, Vergrämung

und Überwachung der Effektivität miteinschließen, werden standortspezifisch und bezogen auf die eingesetzte Gründungskonstruktion im Einzelfall konkretisiert. Dies erfolgt projektspezifisch im Rahmen der Zulassungsverfahren. Dabei ist das jeweils beste verfügbare Verfahren oder eine Kombination der besten verfügbaren Verfahren nach Stand der Wissenschaft und Technik zur Verminderung des Eintrags von Unterwasserschall zur Einhaltung geltender Lärmschutzwerte während der Installation von Gründungspfählen, wie z. B. Großer Blasenschleier, Hüllrohr oder Hydroschalldämpfer, zu verwenden. Bei der Konzeptionierung von geeigneten Schallminderungssystemen sind die jeweiligen Baugrundverhältnisse zu berücksichtigen. Neben dem eigentlichen Schallminderungssystem ist der Einsatz weiterer umfangreicher schallschützender Maßnahmen und Überwachungsmaßnahmen, insbesondere durch Erfassung des Unterwasserschalleintrags während der Installation von Fundamenten, erforderlich.

Sollten Sprengungen zur Beseitigung von nicht transportfähiger Munition unvermeidbar sein, ist dem BSH ein Schallschutzkonzept rechtzeitig vorher vorzulegen.

Zur Minderung von möglichen erheblichen Auswirkungen auf die Meeresumwelt durch Schiffe während des Baus und Betriebs und der damit verbundenen akustischen Beeinträchtigungen ist durch optimale Bau- und Zeitplanung deren Einsatz auf ein Mindestmaß zu reduzieren. Auf den Planungsgrundsatz 4.4.1.1 wird verwiesen.

Die Strategische Umweltprüfung kommt zu dem Ergebnis, dass nur bei Einhaltung von geltenden Lärmschutzwerten und unter Umsetzung der Vorgaben des Schallschutzkonzeptes Nordsee des BMU nach aktuellem Kenntnisstand mit der erforderlichen Sicherheit gewährleistet ist, dass die Anforderungen an den Artenschutz eingehalten und Naturschutz-

gebiete in ihren für den Schutzzweck maßgeblichen Bestandteilen nicht erheblich beeinträchtigt werden.

#### **4.4.1.9 Minimierung von Kolk-schutzmaßnahmen**

**Kolk-schutzmaßnahmen sind auf ein Mindestmaß zu reduzieren.**

Für die dauerhafte Stand- bzw. Positionssicherheit von Bauwerken auf dem Meeresboden sind in bestimmten Gebieten Maßnahmen zur Vermeidung von Kolk-bildungen erforderlich.

Bei jeglichen Kolk-schutzmaßnahmen ist dabei das Einbringen von Hartsubstrat auf ein Mindestmaß zu reduzieren, um den Eingriff in die Meeresumwelt zu beschränken.

Als Kolk-schutz sind Schüttungen aus Natursteinen bzw. inerten und natürlichen Materialien zu bevorzugen. Der Einsatz von Alternativen, die auf Kunststoff oder kunststoffähnlichen Materialien (z.B. geotextile Sandcontainer, mit Natursteinen befüllte Netze aus (recyceltem) Kunststoff, mit Kunststoff überzogene Betonmatten) basieren, ist zu unterlassen.

#### **4.4.1.10 Berücksichtigung von behördlichen Standards, Vorgaben bzw. Konzepten**

**Bei der Planung, der Errichtung und dem Betrieb von Windenergieanlagen, Plattformen und Seekabelsystemen sind behördliche Standards, Vorgaben und Konzepte in ihrer jeweils geltenden Fassung zu berücksichtigen.**

Dies umfasst insbesondere

- den Standard Untersuchung der Auswirkungen von Offshore-WEA auf die Meeresumwelt (StUK),
- den Standard Baugrunderkundungen für Offshore-Windenergieparks,

- den Standard Konstruktion,
- den VGB/BAW Standard zum Korrosionsschutz von Offshore-Bauwerken zur Nutzung der Windenergie,
- die Rahmenvorgaben zur Gewährleistung der fachgerechten Umsetzung verkehrstechnischer Auflagen im Umfeld von Offshore-Anlagen (Kennzeichnung),
- die Durchführungsrichtlinie Seeraumbeobachtung des BMVI,
- die Richtlinie „Offshore-Anlagen“ zur Gewährleistung der Sicherheit und Leichtigkeit des Schiffsverkehrs,
- das Offshore Windenergie-Sicherheitsrahmenkonzept,
- das Rahmenkonzept Abfall- und Betriebsstoffe für OWP und deren Netzanbindungssysteme in der deutschen AWZ,
- das Konzept für den Schutz der Schweinswale vor Schallbelastungen bei der Errichtung von OWP in der deutschen Nordsee und
- die BfN-Kartieranleitungen für gesetzlich geschützte Biotoptypen.

#### 4.4.1.11 Emissionsminderung

##### Emissionen sind zu minimieren.

Insgesamt müssen die Vorgaben der Verordnung über das umweltgerechte Verhalten in der Seeschifffahrt eingehalten werden.

Die bauliche Anlage muss in einer Weise konstruiert sein, dass

- weder bei der Errichtung noch bei dem Betrieb nach dem Stand der Technik vermeidbare Emissionen von Schadstoffen, Schall und Licht in die Meeresumwelt eintreten oder – soweit diese durch Sicherheitsanforderungen des Schiffs- und

Luftverkehrs geboten und unvermeidlich sind – möglichst geringe Beeinträchtigungen hervorgerufen werden; dies schließt bei Errichtung und Betrieb eingesetzte Fahrzeuge mit ein;

- keine elektromagnetischen Wellen erzeugt werden, die geeignet sind, übliche Navigations- und Kommunikationssysteme sowie Frequenzbereiche der Korrektursignale in ihrer Funktionsfähigkeit zu stören.

Die ständige Zulassungspraxis für OWP-Vorhaben sowie Anlagen zur Übertragung von Strom aus diesen Vorhaben in der AWZ beinhaltet zur Vermeidung von Verschmutzungen und Gefährdungen der Meeresumwelt die verbindliche Regelung, dass bei Bau, Betrieb und Wartung der Anlagen grundsätzlich keine Stoffe in das Meer eingebracht werden dürfen. Insbesondere dürfen keine schadstoffhaltigen Abwässer unbehandelt in das Meer gelangen, soweit dies nicht mit sicherheitsrelevanten Vorgaben vereinbar ist. Sollten aus technischen Gründen im Regelbetrieb anlagenspezifische Emissionen in die Meeresumwelt unvermeidbar sein, so ist dies unter Vorlage einer umweltfachlichen Einschätzung beim BSH unverzüglich zu beantragen und zu begründen. Anlagenspezifische Alternativenprüfungen sind dabei durchzuführen. Es gilt das Minimierungsgebot für stoffliche Einleitungen.

Die Erstellung einer Emissionsstudie zur Erfassung der durch die jeweilige Konstruktions- und Ausrüstungsvariante auftretenden Emissionen bzw. deren Vermeidung ist verbindlich. Die Emissionsstudie stellt die Grundlage für das im Rahmen des Schutz- und Sicherheitskonzepts zu erstellende Abfall- und Betriebsstoffkonzept dar. Zur Erarbeitung des Abfall- und Betriebsstoffkonzepts sind die Mindestvorgaben des vom BSH veröffentlichten „Rahmenkonzept Abfall- und Betriebsstoffe für OWP und deren Netzanbindungssysteme in der deutschen



AWZ“ in seiner jeweils gültigen Fassung zu berücksichtigen. Es sind Notfallpläne aufzustellen, u. a. für Unfälle mit wassergefährdenden Stoffen während der Bau- und Betriebsphase sowie sonstige unerwartete Ereignisse, die eine Verschmutzung der Meeresumwelt besorgen lassen.

#### Umweltverträglichkeit von Betriebsstoffen

Die Umweltverträglichkeit der auf den Anlagen eingesetzten Betriebsstoffe muss durch umfassende Alternativenprüfungen sichergestellt sein. Biologisch abbaubare Betriebsstoffe (u.a. Öle, Schmierfette) sind, soweit verfügbar, einzusetzen.

#### Baulich/betriebliche Vorsichts- und Sicherheitsmaßnahmen

Sämtliche auf den WEA und Plattformen installierten technischen Anlagen müssen durch bauliche Sicherheitssysteme und –maßnahmen so abgesichert sein und überwacht werden, dass Schadstoffunfälle und Umwelteinträge vermieden werden (z.B. Einhausungen, Doppelwandigkeit, Raum/Türsülle, Auffangwannen, Drainagesysteme, Sammel tanks, Leckage- und Fernüberwachung). Dies gilt insbesondere für Anlagen, die größere Mengen an Betriebsstoffen und/oder wassergefährdenden Stoffen enthalten bzw. führen (z.B. Dieseltanks, Rohrleitungen).

Da im Offshore-Bereich von Betriebsstoffwechseln und Betankungsmaßnahmen ein erhöhtes Gefährdungspotential ausgeht, sind bei diesen Aktivitäten besondere organisatorische und technische Vorsichtsmaßnahmen zu treffen (z.B. Erstellung von Method Statements, selbstverschließende Abrisskupplungen (Nottrennkupplungen), Trockenkupplungen, Auffangwannen, Überfüllsicherungen, Spillkits, Vorsichtsmaßnahmen bei Kranarbeiten).

#### Umgang mit Abfällen

Abfälle sind zu vermeiden. Nicht vermeidbare Abfälle sowie verbrauchte Betriebsstoffe sind so vorzubereiten, dass sie an Land nach geltendem Abfallrecht 1. verwertet oder 2. beseitigt werden können und zu diesem Zweck an Land zu verbringen. Einbringen und Einleiten von Abfällen, u.a. von Kunststoffen, ist verboten.

#### Kathodischer Korrosionsschutz (KKS), Beschichtungen

Der Korrosionsschutz muss schadstofffrei und möglichst emissionsarm sein.

Fremdstromsysteme sind als KKS an Gründungsstrukturen anzustreben. Der Einsatz von galvanischen Anoden (Opferanoden), typischerweise bestehend aus Legierungen aus Aluminium-Zink-Indium, ist nur in Kombination mit KKS-geeigneten Beschichtungen zulässig (vgl. BSH-Standard Konstruktion).

Bei der Auswahl der galvanischen Anoden dürfen nur Legierungen eingesetzt werden, deren produktionsbedingte Gehalte an besonders umweltkritischen Nebenbestandteilen (insbesondere Cadmium, Blei, Kupfer, Quecksilber) auf ein Mindestmaß reduziert sind. Der zur Funktionalität der Anoden erforderliche Zinkanteil ist zudem auf ein technisch notwendiges Mindestmaß zu begrenzen. Das KKS-System muss derartig bemessen werden, dass der Einsatz von galvanischen Anoden auf ein notwendiges Mindestmaß begrenzt wird.

Der Einsatz von Zinkanoden (im Sinne von Zink als Hauptbestandteil der Anoden) im Außenbereich der Gründungsstrukturen ist untersagt. Sofern notwendig, sollten in den Innenbereichen der Gründungsstrukturen Fremdstromsysteme als KKS-System zum Einsatz kommen.

Die Mindestanforderungen für den Korrosionsschutz im Standard Konstruktion sind einzuhalten. Der VGB/BAW Standard

Korrosionsschutz ist in Bezug auf die Teile 1-3 als technische Ergänzung zum BSH Standard Konstruktion eingeführt worden und ist im Vollzug zu berücksichtigen. Die Verwendung von TBT (Tributylzinn) sowie anderweitigen Anti-Fouling-Mitteln ist untersagt. Die (Unterwasser-) Konstruktion ist im Bereich der Spritzwasserzone mit ölabweisenden Anstrichen zu versehen; ein regelmäßiges Entfernen von marinem Bewuchs wird in diesem Zusammenhang nicht gefordert. Die Lösungsmittelfreiheit für Beschichtungsmaterialien ist anzustreben.

Der Außenanstrich ist unbeschadet der Regelung zur Luft- und Schifffahrtskennzeichnung möglichst blendfrei auszuführen.

#### (Seewasser-) Kühlsysteme

Zur Anlagenkühlung sind geschlossene Kühlsysteme zu bevorzugen (u.a. für die Kühlung von Transformatoren auf Plattformen), bei denen es nicht zu Kühlwassereinleitungen und/oder sonstigen stofflichen Einleitungen (Anti-Fouling-Mittel, bewuchshemmende Chemikalien) kommt. Seewasserkühlsysteme mit Einleitungen im regulären Betrieb sind nur in begründeten Ausnahmefällen zulässig (z.B. wenn die benötigte Kühlleistung mit geschlossenen Systemen/Systemvarianten nachweislich nicht erreicht werden kann). Der Einsatz von bewuchshemmenden Chemikalien in Seewasserkühlsystemen zur Sicherung des kontinuierlichen Betriebs ist auf ein Mindestmaß zu begrenzen und bedarf vorab einer umfassenden umweltfachlichen Bewertung.

#### Grau- und Schwarzwasser, Abwasserreinigungsanlagen

Die fachgerechte Sammlung von Abwasser (Grau- und Schwarzwasser), einschließlich des Abtransports an Land und der ordnungsgemäßen Entsorgung sind gegenüber der Aufbereitung auf Plattformen zu bevorzugen. Abwasserreinigungsanlagen auf unbemannten oder nur während Wartungsarbeiten

bemannten Plattformen sind grundsätzlich nicht genehmigungsfähig. Für diese Fälle sind entsprechend dimensionierte Sammeltanks vorzuhalten bzw. kann auf anderweitige Lösungen zurückgegriffen werden (z.B. „Verbrennungstoiletten“). Der Nachweis, dass eine Abwasserreinigungsanlage zwingend notwendig ist, ist von dem Vorhabenträger zu führen. Für dauerhaft bemannte Plattformen ist nur eine Abwasserreinigungsanlage nach aktuellem Stand der Technik inkl. Reduktion von Stickstoff- und Phosphorverbindungen (z.B. mindestens nach MARPOL MEPC.227(64)) zulässig. Sollten diese Anlagentypen aufgrund zu geringer prognostizierter anfallender Abwassermengen nicht am Markt verfügbar sein, kann auf zertifizierte Anlagen ohne Eliminierung von Stickstoff- und Phosphorverbindungen zurückgegriffen werden (z.B. MARPOL MEPC.227(64)). Der Nachweis für die Nichtverfügbarkeit ist von der Antragstellerin zu erbringen. Die Chlorierung von Abwässern (z.B. durch Natriumhypochlorit) zur Erreichung des MEPC „coliform-Standards“ sind nicht genehmigungsfähig, da durch Chlorierungsprozesse umweltbedenkliche Sekundärverbindungen entstehen. Daher müssen anderweitige Techniken verwendet werden, die nachweislich umweltfreundlicher sind (z.B. UV-Systeme).

Es sind an Abwasserreinigungsanlagen der Plattformen entsprechende Probenahmestellen vorzusehen, sodass eine Probenahme und nachgehende Analyse des Abwassers zur Sicherstellung des ordnungsgemäßen Betriebs/Überprüfung der Einleitwerte in der Betriebsphase durchgeführt werden können.

#### Drainagesysteme und Ölabscheider

Auf Plattformen installierte und betriebene Ölabscheider müssen sicherstellen, dass der Ölgehalt des Drainagewassers einen Grenzwert von 5 ppm nicht überschreitet. Daher sind Sensoren zur Überwachung des Ölgehalts im Ablauf verbindlich (inkl. Fernüberwachung)

vorzusehen, um einen ordnungsgemäßen Betrieb sicherstellen zu können. Bei Überschreiten des Grenzwerts von 5 ppm ist über entsprechende Ventile sicherzustellen, dass das Drainagewasser nicht ins Meer geleitet wird (z.B. über Sammel tanks, Rezirkulation). An Hubschrauberlandedecks angeschlossene Drainagesysteme / Ölabscheider müssen zudem entsprechende Bypass Systeme besitzen, damit der bei Aktivierung der Brandbekämpfungsanlage anfallende umweltgefährdende Löschschaum direkt, d.h. ohne Passieren des Ölabscheiders, in einen Sammel tank abgeleitet wird.

#### Fluorierte Treibhausgase in Schaltanlagen, Kühl- und Klimasystemen und Brandschutzanlagen

Die Vorgaben der Verordnung 517/2014 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 16. April 2014 über fluorierte Treibhausgase sind einzuhalten. Diese Maßnahmen sind gemäß Art. 3 der Verordnung grundsätzlich die Vermeidung und Begrenzung von Emissionen der fluorierten Treibhausgase. Darüber hinaus müssen die Vorgaben hinsichtlich der Dichtigkeitskontrollen von technischen Anlagen, ggf. durch Leckageerkennungssysteme, betreiberseitig beachtet, durchgeführt bzw. dokumentiert werden (Art. 4-6).

#### Netzersatzanlagen, Dieselgeneratoren, Dieselkraftstoff

Der Einsatz von Dieselgeneratoren auf den baulichen Anlagen, die bzgl. der Emissionswerte nicht mindestens nach MARPOL Anhang VI, Tier III zertifiziert sind, ist nicht zulässig. Alternative Emissionsstandards sind ebenfalls zulässig, soweit sie nachweislich gleichwertig oder besser als MARPOL Anhang VI, Tier III sind. Maßgeblich sind dabei die Emissionswerte des jeweiligen Dieselgeneratortyps. Sollten die einschlägigen IMO Regeln des Anhangs VI aufgrund zu geringer Leistung der Generatoren nicht anwendbar sein (z.B. für

temporäre Dieselgeneratoren auf WEA), so müssen anderweitig geltende Emissionsstandards herangezogen werden (z.B. EU-Norm 97/68/EG und dessen Novellierungen, dort: stage III/IV). Die Installation dauerhafter Dieselgeneratoren zum Notbetrieb einzelner WEA ist nicht zulässig, da folglich umfangreiche Betankungsmaßnahmen und dadurch bedingt eine stärkere Umweltgefährdung durch etwaige Ölunfälle vorliegt. Daher sollten zur vorübergehenden Versorgung der WEA im Rahmen der Sicherstellung der allgemeinen Betriebssicherheit die Dieselgeneratoren (Netzersatzanlagen) der jeweiligen Umspannplattform oder andere Sicherheitssysteme genutzt werden.

Um die Emissionen von SO<sub>2</sub> auf ein Mindestmaß zu reduzieren, muss unter Berücksichtigung der Lagerfähigkeit des jeweiligen Produkts möglichst schwefelarmer Kraftstoff verwendet werden (z.B. schwefelarmes Heizöl nach DIN 51603-1 bzw. Diesel nach DIN EN 590 („Landdiesel“)). Dies gilt für temporäre Generatoren während der Installationsarbeiten auf WEA und Plattformen sowie für dauerhafte Dieselgeneratoren (Netzersatzanlagen) auf Plattformen. Bei der Auswahl der entsprechenden Dieselgeneratoren ist eine Eignung für den jeweiligen Kraftstofftyp rechtzeitig sicherzustellen.

#### Lichtemissionen

Es ist eine möglichst naturverträgliche Beleuchtung während des Betriebs der WEA und Konverterplattformen zur weitestgehenden Reduzierung von Anlockeffekten unter Berücksichtigung der Anforderungen eines sicheren Schiffs- und Luftverkehrs und der Arbeitssicherheit vorzusehen, z. B. ein bedarfsgerechtes An- und Abschalten der Hindernisbefeurung, die Wahl geeigneter Lichtintensitäten und -spektren oder Beleuchtungsintervalle.

#### **4.4.1.12 Berücksichtigung von Fundstellen von Kampfmitteln**

**Bei der Standort- bzw. Trassenwahl sollen bekannte Fundstellen von Kampfmitteln berücksichtigt werden. Sollten bei der Planung oder Errichtung der Windenergieanlagen, Plattformen bzw. Seekabelsysteme bisher nicht bekannte im Meeresboden befindliche Kampfmittel aufgefunden werden, sind entsprechende Schutzmaßnahmen zu ergreifen.**

Im Jahr 2011 wurde von einer Bund-Länder-Arbeitsgruppe ein Grundlagenbericht zur Munitionsbelastung der deutschen Meeresgewässer veröffentlicht, der jährlich fortgeschrieben wird. Nach derzeitigem Kenntnisstand wird die Kampfmittelbelastung der deutschen Ostsee auf bis zu 0,3 Mio. t und der deutschen Nordsee auf bis zu 1,3 Mio. t geschätzt. Es wird insgesamt auf eine unzureichende Datenlage hingewiesen, so dass davon auszugehen ist, dass auch im Bereich der deutschen AWZ Kampfmittelvorkommen zu erwarten sind (z.B. Überbleibsel von Minensperren und Kampfhandlungen). Die Lage der bekannten Munitionsversenkungsgebiete sind den offiziellen Seekarten sowie dem Bericht aus 2011 (dort ergänzend auch Verdachtsflächen für munitionsbelastete Gebiete) zu entnehmen (Böttcher, et al., 2011). Die Berichte der Bund-Länder-Arbeitsgruppe sind unter [www.munition-im-meer.de](http://www.munition-im-meer.de) verfügbar.

Es wird empfohlen, im Rahmen der konkreten Planung eines Vorhabens eine eingehende historische Recherche zum etwaigen Vorhandensein von Kampfmitteln durchzuführen. Die entsprechenden Einzelheiten zu ggf. erforderlich werdenden Schutzmaßnahmen werden in den einzelnen Zulassungsverfahren geregelt.

Der jeweilige Vorhabenträger ist sowohl für die Ermittlung und Erkundung von Kampfmitteln als auch für alle daraus resultierenden Schutzmaß-

nahmen verantwortlich. Die Auffindung ist unverzüglich zu dokumentieren und dem BSH zu melden. Im Falle des Aufnehmens von Kampfmitteln ist der Vorhabenträger auch für die Bergung bzw. Beseitigung verantwortlich. Munitionsfunde und der weitere Umgang damit sind zudem dem Maritimen Sicherheitszentrum Cuxhaven (Gemeinsame Leitstelle der Wasserschutzpolizeien der Küstenländer, Zentrale Meldestelle für Munition im Meer) zu melden. Sprengungen sind zu unterlassen. Sollten Sprengungen zur Munitionsbeseitigung (nicht transportfähige Munition) unvermeidlich sein, ist dem BSH ein Schallschutzkonzept rechtzeitig vorher vorzulegen. Auf den Planungsgrundsatz 4.4.1.8 wird hingewiesen.

Transportfähige Kampfmittel dürfen nach einer Bergung nicht wieder verklappt werden, sondern sind in Absprache mit den zuständigen Kampfmittelräumdiensten der Länder ordnungsgemäß an Land zu entsorgen. Der Kampfmittelräumdienst übernimmt sämtliche ihm angediente Kampfmittel im nächstgelegenen Hafen, um sie einer fachgerechten Entsorgung zuzuführen.

#### **4.4.1.13 Installation von Sonartranspondern**

**An geeigneten Eckpositionen der Windparks und Plattformen sind Sonartransponder zu installieren.**

Die Anordnung und Spezifikation der Sonartransponder ist den Anforderungen des Bundesamtes für Infrastruktur, Umweltschutz und Dienstleistungen der Bundeswehr (BAIUDbw) / Marinekommando hinsichtlich der Funktionalität anzupassen.

Bei Übungen zum Zwecke der Landes- und Bündnisverteidigung soll die Installation von Sonartranspondern Gefahrenquellen durch Kollisionen von U-Booten mit baulichen Anlagen durch akustische Signale vermeiden.

#### 4.4.2 Flächen und Windenergieanlagen auf See

Im Folgenden werden Planungsgrundsätze für Flächen, vornehmlich für die Errichtung und den Betrieb von WEA auf See, aufgeführt. Auf Kapitel 4.4.3, in dem Planungsgrundsätze für Plattformen, wie auch für Umspann- und Wohnplattformen, festgelegt werden, wird verwiesen.

##### Zusammenfassung

- Beachtung von Naturschutzgebieten und gesetzlich geschützter Biotope
- Sparsame Flächeninanspruchnahme
- Abstände zwischen Flächen zueinander und zu WEA
- Nachweispflicht bei Installation zusätzlicher WEA

##### 4.4.2.1 Beachtung von Naturschutzgebieten und Berücksichtigung gesetzlich geschützter Biotope

**Die Errichtung von Windenergieanlagen auf See in Naturschutzgebieten ist unzulässig. Bei der konkreten Errichtung und dem Betrieb von Windenergieanlagen auf See sind erhebliche nachteilige Auswirkungen auf die Meeresumwelt, insbesondere die natürlichen Funktionen und die ökosystemare Bedeutung des Meeres, zu vermeiden.**

**Bekanntes Vorkommen gesetzlich geschützter Biotope nach § 30 BNatSchG sind bei der Errichtung von Windenergieanlagen zu vermeiden.**

**Auf § 45 a Gesetz zur Ordnung des Wasserhaushalts (WHG)<sup>12</sup> wird hingewiesen,**

<sup>12</sup> Gesetz vom 31. Juli 2009, BGBl. I S. 2585, zuletzt geändert durch Artikel 2 des Gesetzes vom 4. Dezember 2018, BGBl. I S. 2254.

**die beste Umweltpraxis („best environmental practice“) gemäß Helsinki- bzw. OSPAR-Übereinkommen sowie der jeweilige Stand der Technik sind zu berücksichtigen und im Einzelverfahren zu konkretisieren.**

Diese Festlegung setzt die Ziele der Raumordnung 3.5.1 (3) sowie die Grundsätze der Raumordnung 3.3.1 (8) (Nordsee) bzw. 3.3.1 (6) (Ostsee) um, nach denen Offshore-WEA außerhalb der dafür vorgesehenen Vorranggebiete in den Natura2000-Gebieten<sup>13</sup> grundsätzlich unzulässig sind.

In den Naturschutzgebieten ist die Errichtung von WEA auf See unzulässig. Dies dient der Wahrung der Schutzzwecke der Naturschutzgebiete, insbesondere im Hinblick auf potentielle nachteilige Auswirkungen auf die Meeresumwelt. Die konkrete Umsetzung bei der Errichtung von WEA auf See in räumlicher Nähe zu Naturschutzgebieten, z. B. zum Schutz lärmempfindlicher Meeressäuger, ist von der Zulassungsbehörde unter Berücksichtigung der Besonderheiten des Projektgebietes und der Umstände des Einzelfalls im Rahmen der Zulassungsverfahren zu gewährleisten. Aufgrund der zu erwartenden Auswirkungen auf die Meeresumwelt in der Bauphase der WEA auf See ist regelmäßig ein Mindestabstand von 500 m zu Naturschutzgebieten einzuhalten, soweit die Gebiete, insbesondere die örtlich nahe gelegenen Habitate und ihre Schutzziele nicht einen größeren Abstand erfordern; dies muss im Zulassungsverfahren geklärt werden.

Je nach Standort und Gründungskonstruktion der Windenergieanlage auf See sowie je nach Schutzzweck des Naturschutzgebiets können weitergehende Überlegungen im Einzelfall zu größeren Abständen führen; insbesondere

<sup>13</sup> Mit Rechtsverordnungen vom 22. September 2017 wurden die bereits bestehenden Naturschutz- bzw. FFH-Gebiete als Naturschutzgebiete ausgewiesen und in diesem Rahmen teilweise neu gruppiert.



können zusätzliche Schutzmaßnahmen erforderlich werden. Die im Rahmen der strategischen Umweltprüfung durchgeführte Verträglichkeitsprüfung kommt zu dem Ergebnis, dass die Errichtung der WEA unter strenger Einhaltung der im Rahmen der konkreten Zulassungsverfahren anzuordnenden Vermeidungs- und Verminderungsmaßnahmen, nach derzeitigem Stand zu keinen erheblichen Beeinträchtigungen der Schutzzwecke der Naturschutzgebiete in der AWZ führen wird.

Sollten Vorkommen von in § 30 BNatSchG genannten Strukturen bei näheren Untersuchungen im konkreten Zulassungsverfahren aufgefunden werden, sind diese zu analysieren und bei der Entscheidungsfindung mit besonderem Gewicht zu behandeln. Jedoch ist zum jetzigen Zeitpunkt keine konkrete räumliche Zuordnung der genannten Strukturen möglich.

Gemäß § 2 Abs. 2 Nr. 6 ROG ist der Raum in seiner Bedeutung für die Funktionsfähigkeit der Böden, des Wasserhaushalts, der Tier- und Pflanzenwelt sowie des Klimas einschließlich der jeweiligen Wechselwirkungen zu entwickeln, zu sichern oder, soweit erforderlich, möglich und angemessen, wiederherzustellen. Die Bedeutung des Raums für die Funktionsfähigkeit der Böden, des Wasserhaushalts, der Tier- und Pflanzenwelt sowie des Klimas einschließlich der jeweiligen Wechselwirkungen mit den Erfordernissen des Biotopverbundsystems ist zu erhalten. So soll sichergestellt werden, dass die Ausbreitungsvorgänge und weiträumigen ökologischen Wechselbeziehungen der Arten und ihrer Lebensräume berücksichtigt werden.

#### 4.4.2.2 Sparsame Flächeninanspruchnahme

**Die einzelnen Windenergieanlagen sollen möglichst flächensparend angeordnet werden.**

Diese Festlegung setzt zum einen den Grundsatz des § 2 Abs. 2 Nr. 6 ROG um. Für die langfristige Sicherung und Nutzung der Potenziale der AWZ ist ein sparsamer Umgang mit Flächen anzustreben. Dieses entspricht auch der Leitvorstellung einer nachhaltigen Raumentwicklung. Zudem werden die Grundsätze der Raumordnung 3.5.1 (6) Nordsee und 3.5.1 (5) Ostsee umgesetzt, wonach die einzelnen WEA in den entsprechenden Windenergieparks möglichst flächensparend angeordnet werden sollen.

Für die im FEP zentrale Vorentwicklung von Flächen ist nach § 4 Abs. 2 Nr. 2 WindSeeG vor allem das Ziel der geordneten und flächensparsamen Stromerzeugung aus WEA auf See relevant. Diese Zielvorgabe sollte sich nicht nur auf die großräumlichen Festsetzungen insgesamt beziehen, sondern auch bei der Planung innerhalb der Flächen widerspiegeln.

Die gewachsene Bedeutung einer sparsamen Flächeninanspruchnahme spiegelt sich auch im UVPG wider, das im Rahmen der Reform im Jahr 2017 nunmehr das Schutzgut Fläche aufgenommen hat.

#### 4.4.2.3 Abstände zwischen Flächen zueinander und zu Windenergieanlagen

**Windenergieanlagen haben einen Abstand von mindestens dem fünffachen Rotordurchmesser zu Windenergieanlagen benachbarter Flächen einzuhalten.**

Der Abstand zwischen den im FEP festgelegten Flächen zueinander sowie zu den WEA genehmigter und bestehender OWP beträgt grundsätzlich mindestens 750 Meter.

Eine Errichtung von WEA ist nur innerhalb der festgelegten Flächen möglich. Zur Begrenzung von Abschattungseffekten und zur Gewährleistung der Standsicherheit ist zusätzlich ein Mindestabstand in Höhe des fünffachen Rotordurchmessers der neu zu errichtenden Anlage zu WEA des benachbarten OWP-Vorhabens einzuhalten (Mindestabstand zwischen den Mittelpunkten der Anlagen, dabei ist der größte Rotordurchmesser zu Grunde zu legen). Die Vorgaben zu Mindestabständen gelten nur in Bezug auf Anlagen benachbarter OWP. Für die Abstände der WEA innerhalb einer Fläche findet dieser Planungsgrundsatz keine Anwendung.

Hinsichtlich zwei nebeneinander liegenden Flächen, die im gleichen Jahr durch die Bundesnetzagentur ausgeschrieben werden und daher die Planung durch die jeweiligen Vorhabenträger im gleichen Zeitraum erfolgt, ist in gutnachbarschaftlicher Zusammenarbeit eine frühzeitige enge Abstimmung zwischen den Vorhabenträgern hinsichtlich der Anlagenstandorte und Abstände unter Berücksichtigung der Rotordurchmesser erforderlich. Daher wird als Voraussetzung für das jeweilige Einzelzulassungsverfahren die Vorlage eines Nachweises über die Abstimmung festgelegt.

Für den Fall, dass eine Fläche neben einer bereits ausgeschrieben, jedoch noch nicht genehmigten Fläche liegt, so ist es aufgrund der zeitlich unterschiedlichen Planungsschritte dem sich bereits im Zulassungsverfahren befindlichen Vorhaben nicht möglich, auf die Planungen der zeitlich später ausgeschrieben Fläche Rücksicht zu nehmen. Grundvoraussetzung für die Erstellung der Planfeststellungsunterlagen der zeitlich späteren Fläche sind daher die Übermittlung der Planungen der früher ausgeschrieben Fläche, insb. zu Anlagenstandorten und Abständen unter Berücksichtigung der Rotordurchmesser, sowie eine sofortige Information bei Änderungen.

#### **4.4.2.4 Abweichung der tatsächlich installierten Leistung von der zugewiesenen Netzanbindungskapazität**

Nach der Gesetzesbegründung zu § 24 Abs. 1 Nr. 2 WindSeeG besteht für den bezuschlagten Bieter die Möglichkeit, zusätzliche WEA über die zugewiesene Netzanbindungskapazität hinaus zu installieren, sofern dies der Planfeststellungsbeschluss zulässt. Eine überschießende Einspeisung über die zugewiesene Netzanbindungskapazität hinaus ist jedoch zu keinem Zeitpunkt zulässig.

Die Bestimmung der Anzahl der auf der Fläche zu installierenden WEA und ggf. einer über die zugewiesene Netzanbindungskapazität hinausgehenden Erzeugungsleistung erfolgt im Rahmen des Planfeststellungsverfahrens.

Bei einer Abweichung der tatsächlich installierten Leistung von der zugewiesenen Netzanbindungskapazität darf die maximal zulässige Erwärmung des Sediments (vgl. Planungsgrundsatz 4.4.4.8) nicht überschritten werden. Im Rahmen der Antragsstellung zum Planfeststellungsverfahren ist durch den bezuschlagten Bieter darzulegen, in welchem Maße zusätzliche Anlagen über die zugewiesene Netzanbindungskapazität hinaus installiert werden sollen. Es ist durch den bezuschlagten Bieter nachzuweisen, dass das durch die Einspeisung der zusätzlich installierten Anlagen geänderte Windlastprofil des Windparks nicht zu einer Überschreitung der maximal zulässigen Erwärmung des Sediments im Bereich des gesamten Netzanbindungssystems bis zum Anlandepunkt führt. Dies ist durch Vorlage einer Erwärmungsberechnung durch den bezuschlagten Bieter im Rahmen der Antragsstellung zum Planfeststellungsverfahren darzulegen. Eine Vereinbarung über die Kosten zur Erstellung des Nachweises ist zwischen dem bezuschlagten Bieter und dem zuständigen ÜNB zu treffen.



Die zusätzlichen WEA sind räumlich innerhalb der bezuschlagten Fläche zu errichten.

Die technische Auslegung des Netzanbindungssystems durch den ÜNB erfolgt zeitlich vor der Bezuschlagung einer Fläche, sodass bei der technischen Auslegung und dem Nachweis der max. zulässigen Sediment-erwärmung durch den ÜNB die im FEP festgelegte voraussichtlich zu installierende Leistung und das Windlastprofil der bezuschlagten Fläche zugrunde zu legen ist und dementsprechend zusätzliche WEA über die zugewiesene Netzanbindungskapazität hinaus nicht zu berücksichtigen sind.

#### 4.4.3 Plattformen

Im Folgenden werden Planungsgrundsätze für Plattformen aufgeführt. Plattformen umfassen Konverterplattformen, Sammelplattformen, Umspannplattformen sowie Wohnplattformen.

##### Zusammenfassung

- Beachtung von Naturschutzgebieten und Berücksichtigung gesetzlich geschützter Biotope
- Flächenbedarf sowie zusätzlich Manövrierraum
- Auslegung der Plattformen soll Bedarf für provisorische Unterkünfte berücksichtigen; keine Nutzung über drei Jahre hinaus

##### 4.4.3.1 Beachtung von Naturschutzgebieten und Berücksichtigung gesetzlich geschützter Biotope

**Die Errichtung von Plattformen in Naturschutzgebieten ist unzulässig. Bei der konkreten Errichtung und dem Betrieb von Plattformen sind erhebliche nachteilige Auswirkungen auf die Meeresumwelt, insbesondere die natürlichen Funktionen**

**und die ökosystemare Bedeutung des Meeres, zu vermeiden.**

**Bekanntes Vorkommen gesetzlich geschützter Biotope nach § 30 BNatSchG sind bei der Errichtung von Plattformen zu vermeiden.**

**Auf § 45a WHG wird hingewiesen, die beste Umweltpraxis („best environmental practice“) gemäß Helsinki- bzw. OSPAR-Übereinkommen sowie der jeweilige Stand der Technik sind zu berücksichtigen und im Einzelverfahren zu konkretisieren.**

Diese Festlegung setzt die Ziele der Raumordnung 3.5.1 (3) sowie die Grundsätze der Raumordnung 3.3.1 (8) (Nordsee) bzw. 3.3.1 (6) (Ostsee) um, nach denen Offshore-WEA außerhalb der dafür vorgesehenen Vorranggebiete in den Natura2000-Gebieten grundsätzlich unzulässig sind.

In den Naturschutzgebieten ist die Errichtung von Plattformen unzulässig. Dies dient der Wahrung der Schutzzwecke der Naturschutzgebiete, insbesondere im Hinblick auf potentielle nachteilige Auswirkungen auf die Meeresumwelt während der Bauphase. Die konkrete Umsetzung bei der Errichtung von Plattformen in räumlicher Nähe zu Naturschutzgebieten, z. B. zum Schutz lärmempfindlicher Meeressäuger, ist von der Zulassungsbehörde unter Berücksichtigung der Besonderheiten des Projektgebietes und der Umstände des Einzelfalls im Rahmen der Zulassungsverfahren zu gewährleisten.

Aufgrund der zu erwartenden Auswirkungen auf die Meeresumwelt in der Bauphase der WEA auf See ist regelmäßig ein Mindestabstand von Plattformen von 500 m zu Naturschutzgebieten einzuhalten, soweit die Gebiete, insbesondere die örtlich nahe gelegenen Habitate und ihre Schutzziele, nicht einen größeren Abstand erfordern; dies muss im Zulassungsverfahren geklärt werden.

Je nach Standort und Gründungskonstruktion der Plattformen sowie je nach Schutzzweck des Naturschutzgebiets können weitergehende Überlegungen im Einzelfall zu größeren Abständen führen; insbesondere können zusätzlich Schutzmaßnahmen erforderlich werden. Die im Rahmen der strategischen Umweltprüfung durchgeführte Verträglichkeitsprüfung kommt zu dem Ergebnis, dass die Errichtung der geplanten Plattformen unter strenger Einhaltung der im Rahmen der konkreten Zulassungsverfahren anzuordnenden Vermeidungs- und Verminderungsmaßnahmen, nach derzeitigem Stand zu keinen erheblichen Auswirkungen auf die Schutzzwecke der Naturschutzgebiete in der AWZ führen wird.

Sollten Vorkommen von in § 30 BNatSchG genannten Strukturen bei näheren Untersuchungen im konkreten Zulassungsverfahren aufgefunden werden, sind diese zu analysieren und bei der Entscheidungsfindung mit besonderem Gewicht zu behandeln. Jedoch ist zum jetzigen Zeitpunkt keine konkrete räumliche Zuordnung der genannten Strukturen möglich.

Gemäß § 2 Abs. 2 Nr. 6 ROG ist der Raum in seiner Bedeutung für die Funktionsfähigkeit der Böden, des Wasserhaushalts, der Tier- und Pflanzenwelt sowie des Klimas einschließlich der jeweiligen Wechselwirkungen zu entwickeln, zu sichern oder, soweit erforderlich, möglich und angemessen, wiederherzustellen. Die Bedeutung des Raums für die Funktionsfähigkeit der Böden, des Wasserhaushalts, der Tier- und Pflanzenwelt sowie des Klimas einschließlich der jeweiligen Wechselwirkungen mit den Erfordernissen des Biotopverbundsystems ist zu erhalten. So soll sichergestellt werden, dass die Ausbreitungsvorgänge und weiträumigen ökologischen Wechselbeziehungen der Arten und ihrer Lebensräume berücksichtigt werden.

#### 4.4.3.2 Flächenbedarf

**Für eine Konverterplattform ist eine Fläche von 100 m x 200 m vorzusehen. Für die Umspannplattform ist eine Fläche von 100 m x 100 m vorzusehen. Bei nebeneinander angeordneten Plattformen ist zusätzlicher Manövrierraum vorzusehen.**

Nach den bisherigen Erkenntnissen ist davon auszugehen, dass für eine Konverter- bzw. Sammellplattform bezüglich einer sicheren Errichtung und eines verlässlichen Betriebs eine Grundfläche von 100 m x 200 m erforderlich ist. Für Umspannplattformen bezüglich einer sicheren Errichtung und eines verlässlichen Betriebs eine Grundfläche von bis zu 100 m x 100 m erforderlich. Dies ist erforderlich, da im FEP nur Flächen für Plattformstandorte vorgesehen werden, jedoch keine genaue Untersuchung des Standorts erfolgt. Neben der Plattform sind Flächen zur Errichtung der Plattform und für Reparaturarbeiten (Jack-up Zonen) dauerhaft freizuhalten, welche voraussichtlich ca. 40 m breit sind. Je nach Bauschiff kann darüber hinaus Raum für Ankerketten etc. benötigt werden.

Bei Konverterplattformen mit 66 kV-Technologie ist zum Heranführen der Kabelsysteme eine von weiteren Hochbauten freizuhalten Fläche von 1.000 m um die Konverterplattform einzuplanen. Innerhalb dieser Zone dürfen Arbeiten nur im Einvernehmen mit dem zuständigen ÜNB erfolgen.

#### 4.4.3.3 Unterkünfte auf Plattformen

**Die Unterbringung von Personal auf Plattformen soll grundsätzlich in dafür bereits bei der Planung der Plattform vorgesehenen Unterkünften erfolgen: Bei der Planung und Auslegung der Plattform sind insbesondere die bauliche Sicherheit, Ver- und Entsorgung, einschließlich der Bereitstellung von Trinkwasser sowie die Abwasserbehandlung sowie die Belange des Arbeitsschutzes einschließlich von Rettungswegen und -mitteln zu berücksichtigen.**

Die Anforderungen des Planungsgrundsatzes 4.4.1.11 (Emissionsminderung) sind insbesondere in Bezug auf die Ver- und Entsorgung sowie Abwasserbehandlung einzuhalten.

Die nachträgliche Installation von temporären oder dauerhaften Wohneinheiten, welche nicht bei der Planung und Auslegung der Plattform vorgesehen wurden, ist zu vermeiden.

#### 4.4.4 Seekabelsysteme

Im Folgenden werden Planungsgrundsätze für Seekabelsysteme aufgeführt, worunter im Sinne dieses Plans Stromkabelsysteme zu verstehen sind wie Offshore-Anbindungsleitungen, grenzüberschreitende Seekabelsysteme und Verbindungen untereinander. Für Seekabelsysteme der parkinternen Verkabelung gelten die nachfolgenden Planungsgrundsätze 4.4.4.5, 4.4.4.6, 4.4.4.8 und 4.4.4.9.

##### Zusammenfassung

- Größtmögliche Bündelung im Sinne einer Parallelführung
- Abstand bei Parallelverlegung: 100 m; nach jedem zweiten Kabelsystem 200 m
- Führung durch Grenzkorridore
- Rechtwinklige Kreuzung der Vorrang- und Vorbehaltsgebiete Schifffahrt
- Kreuzungen vermeiden, wenn zwingend erforderlich, dann möglichst rechtwinklig; Abstand zwischen Wendepunkten 250 m
- Schonendes Verlegeverfahren
- Überdeckung
- Verminderung der Sedimenterwärmung (Einhaltung 2 K-Kriterium)
- Berücksichtigung von Naturschutzgebieten und gesetzlich geschützten Biotopen

##### 4.4.4.1 Bündelung

**Bei der Verlegung von Seekabelsystemen ist eine größtmögliche Bündelung im Sinne einer Parallelführung zueinander anzustreben. Zudem soll die Trassenführung möglichst parallel zu bestehenden Strukturen gewählt werden.**

Diese Festlegung setzt den Grundsatz der Raumordnung 3.3.1 (5) (Ostsee) bzw. 3.3.1 (7) (Nordsee) um, nach dem bei der Verlegung von Seekabeln eine größtmögliche Bündelung im Sinne einer Parallelverlegung anzustreben ist. Zudem soll die Trassenführung möglichst parallel zu vorhandenen Strukturen und baulichen Anlagen gewählt werden.

Um Auswirkungen auf andere Nutzungen und den Koordinierungsbedarf untereinander sowie mit anderen Nutzungen zu minimieren und möglichst wenig Zwangspunkte für künftige Nutzungen zu schaffen, sollen Seekabelsysteme möglichst gebündelt werden. Eine Bündelung im Sinne einer Parallelführung reduziert zudem Zerschneidungseffekte. Diese können weiter reduziert werden, wenn eine Kabelführung parallel zu vorhandenen Strukturen und baulichen Anlagen gewählt wird.

#### 4.4.4.2 Abstand bei Parallelverlegung

**Bei der Parallelverlegung von Seekabelsystemen ist zwischen den einzelnen Systemen ein Abstand von 100 m einzuhalten. Nach jedem zweiten Kabelsystem ist ein Abstand von 200 m einzuhalten. Hierbei sind insbesondere in der Ostsee die konkreten Baugrundverhältnisse zu berücksichtigen.**

Für die Ermittlung angemessener Abstände zwischen den Seekabelsystemen existieren verschiedene internationale Empfehlungen wie beispielsweise des International Cable Protection Committee (ICPC) und der European Subsea Cables Association (ESCA). In der „Recommendation No. 2“ des ICPC vom 3. November 2015 wird mindestens die dreifache Wassertiefe als Abstand bei einer Parallelverlegung gefordert. Falls dies nicht unter Berücksichtigung aller Gegebenheiten möglich sei, könne der Abstand bei Verwendung von modernem Navigations-equipment und Verlege-/Reparaturverfahren auf die zweifache Wassertiefe reduziert werden

(ICPC, 2015). Eine von DNV GL 2018 aktualisierte Studie zu Mindestabständen bei Seekabeln ermittelte die technisch minimal möglichen Abstände und das entsprechende Gefährdungspotential für die Kabelsysteme. Es wird beschrieben, unter welchen Rahmenbedingungen (bspw. Schiffe, Wetterverhältnisse, Wassertiefen) diese Werte zu erreichen sind. Die Studie empfiehlt in Wassertiefen bis 50 m einen Abstand von mind. 50 m zwischen zwei Systemen (DNV GL, 2018). Als sinnvoll wird jedoch ein Abstand von 100 m eingeschätzt, um Reparaturen vor Ort einfacher durchführen zu können. Bei mehr als zwei parallel liegenden Kabelsystemen wird zwischen dem zweiten und dritten Kabelsystem ein Abstand von 150 m empfohlen (DNV GL, 2018). Nach Aussage einer Stellungnahme zum zweiten Entwurf des FEP wird diese Studie aktuell erneut überarbeitet. Der Themenkomplex „Abstände“ wird ggf. im Rahmen einer künftigen Fortschreibung des FEP erneut aufgegriffen.

Die Empfehlungen von ICPC beziehen sich überwiegend auf die Baugrundverhältnisse der Nordsee, welche sich von den Baugrundverhältnissen in der Ostsee stark unterscheiden. Da für Verlegung und Reparatur von Seekabelsystemen in den insbesondere im Bereich von Gebiet O-2 vorkommenden Baugrundverhältnissen kaum Erfahrungswerte vorliegen, kann im Moment nicht abgeschätzt werden, ob die hier festgelegten Abstände ausreichend sind. Diese sind ggf. an die Baugrundverhältnisse anzupassen.

Bei der Bestimmung der erforderlichen Abstände im Rahmen dieses Plans sind der Ausschluss gegenseitiger thermischer Beeinflussung, die sichere Verlegung sowie ein ausreichender Sicherheitsabstand im Falle von Reparaturmaßnahmen von Bedeutung. Aufgrund der großen Anzahl an erforderlichen Seekabelsystemen und der bereits sehr engen räumlichen Verhältnisse in der AWZ der

Nordsee, insbesondere im Bereich zwischen den Verkehrstrennungsgebieten, wird in diesem Plan für Wassertiefen bis 60 m ein Abstand von mind. 100 m zwischen den Kabelsystemen festgelegt. Insbesondere für Reparaturmaßnahmen ist nach jedem zweiten Kabelsystem ein Abstand von 200 m vorzusehen. Die Abstände zwischen den Seekabelsystemen ergeben sich u.a. aus der Wassertiefe, den Baugrundverhältnissen und den für Verlegung und Reparatur technisch erforderlichen Abständen. Die technisch erforderlichen Abstände sind auch vom Schiffstyp abhängig, der für Verlegung und Reparatur eingesetzt wird. Es ist wahrscheinlich, dass diese Abstände für alle derzeit am Markt verfügbaren Schiffe (selbstpositionierende Schiffe, aber auch Ankerbargen) bei entsprechenden Wetterbedingungen ausreichen. Bei den Abständen untereinander ist insbesondere bei einer großen Bündelung zu bedenken, dass die bei Reparaturen erforderlich werdenden Omega-Schleifen ebenfalls von der Wassertiefe, den Baugrundverhältnissen und der Länge der schadhafte Stelle abhängen. Entsprechend wird nach jedem zweiten Seekabelsystem ein größerer Abstand von 200 m gefordert. Diese Abstände sind ggf. an die geologischen Gegebenheiten anzupassen.

Der FEP legt zudem nicht die tatsächlichen Seekabeltrassen fest, sondern lediglich Korridore. Die genaue Planung der Seekabeltrasse („Feintrassierung“) bleibt dem jeweiligen Zulassungs- bzw. Vollzugsverfahren vorbehalten. Bei der Trassierung und damit verbundenen Anordnung der Kabelsysteme muss möglichst frühzeitig berücksichtigt werden, dass die Planungsgrundsätze umgesetzt werden. Dabei hat auch die Realisierungsreihenfolge der Netzanschlussysteme einen entscheidenden Einfluss auf die Anordnung der Kabelsysteme im Trassenkorridor. Durch diesen Grundsatz können der Flächenbedarf und die Umweltauswirkungen bei Verlegung und Rückbau vermindert werden.

#### 4.4.4.3 Führung durch Grenzkorridore

**Seekabelsysteme, die in Deutschland anlanden, sind grundsätzlich durch die an der Grenze zur AWZ und der 12 sm-Zone festgelegten Grenzkorridore N-I bis N-V bzw. O-I und O-III zu führen.**

**Grenzüberschreitende Seekabelsysteme sind zudem durch die an der Grenze zur AWZ und der 12 sm-Zone festgelegten Grenzkorridore N-VI bis N-XVII bzw. O-I bis O-XIII zu führen.**

**Grenzüberschreitende Seekabelsysteme, die nicht in Deutschland anlanden, sollten wegen der nur sehr begrenzt zu Verfügung stehenden Trassen im Küstenmeer nicht durch die Grenzkorridore N-I bis N-V geführt werden.**

In der Nord- und Ostsee setzt diese Festlegung unter Modifikation das Ziel der Raumordnung 3.3.1 (10) im Raumordnungsplan für die Nordsee und das Ziel der Raumordnung 3.3.1 (8) für die Ostsee um, nach dem am Übergang zum Küstenmeer sowie zur Kreuzung der VTG vor der ostfriesischen Küste Seekabel zur Ableitung in der AWZ erzeugter Energie durch festgelegte Zielkorridore zu führen sind.

Die hier vorgesehenen Grenzkorridore leiten sich aus den im Raumordnungsplan festgelegten Zielkorridoren und dem zwischenzeitlich festgestellten Bedarf ab. Aufgrund des erheblich höheren Bedarfs an stromabführenden Leitungen sind in die Planung im Vergleich zum Raumordnungsplan zusätzliche Korridore zum Küstenmeer aufgenommen worden, die bestehenden Korridore wurden zudem erweitert. An den Außengrenzen der AWZ zu den Nachbarstaaten wurden zudem Grenzkorridore festgelegt, von welchen eine Trassenführung innerhalb der deutschen AWZ möglich erscheint. Teilweise greifen diese bereits vorhandene Infrastrukturen wie bereits verlegte Seekabelsysteme oder Rohrleitungen,



auf. Die Festlegung erfolgte in Abstimmung mit den Nachbarländern.

#### **4.4.4.4 Kreuzung der Vorrang- und Vorbehaltsgebiete Schifffahrt**

**Für die Schifffahrt im Raumordnungsplan AWZ festgelegte Vorrang- und Vorbehaltsgebiete sollen von Seekabelsystemen möglichst auf kürzestem Weg gekreuzt werden, sofern eine Parallelführung zu bestehenden baulichen Anlagen nicht möglich ist.**

Diese Festlegung setzt das Ziel der Raumordnung 3.3.1 (2) (Ostsee) bzw. 3.3.1 (4) (Nordsee) um, nach dem die für die Schifffahrt festgelegten Vorranggebiete von Seekabeln zur Ableitung der in der AWZ erzeugten Energie auf kürzestem Weg zu kreuzen sind, sofern eine Parallelführung zu bestehenden Strukturen und baulichen Anlagen nicht möglich ist.

Zur Minimierung der gegenseitigen Beeinträchtigung von Schifffahrt und Netzinfrastruktur ist es erforderlich, dass die Kabeltrassen die Vorranggebiete für Schifffahrt auf möglichst kurzem Wege kreuzen, soweit eine Parallelführung zu bestehenden Strukturen und baulichen Anlagen nicht möglich ist. Dies gilt wegen der Vielzahl der zu erwartenden Kabelsysteme im besonderen Maße für die Seekabelsysteme zur Anbindung von OWP, aber auch für alle anderen Seekabelsysteme. Durch eine Parallelführung zu vorhandenen Strukturen kann die Flächeninanspruchnahme und – zugunsten der Schifffahrt – die Entwertung des Manövrierraumes als Ankergrund reduziert werden.

#### **4.4.4.5 Kreuzungen**

**Kreuzungen von Seekabelsystemen sollen sowohl untereinander als auch mit anderen bestehenden Rohrleitungen und bestehenden oder im Rahmen dieses Plans festgelegten Seekabeln so weit wie möglich vermieden werden. Wenn Kreuzungen nicht vermieden werden können, sind diese nach dem jeweiligen Stand der Technik und möglichst rechtwinklig auszuführen.**

Die Ausgestaltung des Kreuzungsbauwerkes hat in Abhängigkeit der Bodenverhältnisse zu erfolgen. Die beiden sich kreuzenden Kabelsysteme sind hierbei mechanisch voneinander zu trennen. Dies geschieht üblicher Weise durch die Errichtung eines Kreuzungsbauwerkes. Beim Bau von Kreuzungen wird künstliches Hartsubstrat in den Boden eingebracht. Unter den Aspekten der Minimierung des Eingriffs in die Meeresumwelt sollten daher Kreuzungsbauwerke von vornherein soweit wie möglich vermieden werden.

Wenn Kreuzungsbauwerke nicht vermieden werden können, sollte die Kreuzung nach dem jeweiligen Stand der Technik möglichst rechtwinklig ausgeführt werden. Ist dies nicht möglich, sollte der Kreuzungswinkel  $45^\circ$  nicht unterschreiten. Durch diesen Grundsatz wird die Größe des Kreuzungsbauwerks reduziert. Innerhalb des Kreuzungsbauwerks werden die beiden sich kreuzenden Seekabelsysteme im Regelfall durch Betonmatten voneinander getrennt. Diese reichen ca. 30 m zu jeder Seite über das zu kreuzende Seekabel hinaus. Je enger der Kreuzungswinkel wird, desto länger wird das erforderliche Kreuzungsbauwerk. Innerhalb des Kreuzungsbauwerks ist es aufgrund dieser baulichen Maßnahmen nicht möglich, das untere Kabelsystem zu reparieren. Bei Fehlstellen im unteren Kabelsystem ist somit ggf. ein neues Kreuzungsbauwerk erforderlich.



Bei der Planung eines Kreuzungsbauwerks sind die Baugrundverhältnisse zu beachten. Zudem ist zu berücksichtigen, dass im Bereich des Kreuzungsbauwerks die für die Einhaltung des 2 K-Kriteriums geforderte Überdeckung nicht eingehalten werden kann. Es ist damit zu rechnen, dass das obere Kabelsystem auf einer Länge von mind. 100 m zusätzlich überdeckt werden muss. Die ggf. notwendige Überdeckung des Kreuzungsbauwerks sollte mit inerten natürlichen Materialien erfolgen und überfischbar bleiben.

Zudem sind bei Kreuzungen die Biegeradien des Seekabels mit zu berücksichtigen. Bei Kreuzungen von vorhandenen Kabeln ist zwischen zwei Wendepunkten des neu zu verlegenden Kabels ein Abstand von mindestens 250 m zum vorhandenen Kabel erforderlich.

Die Trasse zwischen Umspannplattform und Konverter ist beim alternativen Anbindungskonzept grundsätzlich kreuzungsfrei vorzusehen, die parkinterne Verkabelung des OWP ist entsprechend auszulegen.

#### 4.4.4.6 Schonendes Verlegeverfahren

**Zum Schutz der Meeresumwelt soll bei der Verlegung von Seekabelsystemen ein möglichst schonendes Verlegeverfahren gewählt werden.**

Die Festlegung entspricht dem Grundsatz der Raumordnung 3.3.1 (12) (Ostsee) bzw. 3.3.1 (14) (Nordsee), nach dem zum Schutz der Meeresumwelt bei der Verlegung von Seekabeln zur Ableitung in der AWZ erzeugter Energie ein möglichst schonendes Verlegeverfahren gewählt werden soll.

Um mögliche negative Auswirkungen auf die Meeresumwelt durch die Verlegung von Seekabelsystemen zu minimieren, soll im Einzelverfahren insbesondere in Abhängigkeit der geologischen Gegebenheiten ein Verlegeverfahren gewählt werden, welches die

geringsten Eingriffe und Auswirkungen auf die Meeresumwelt, jedoch gleichzeitig eine sichere Erreichung der festgelegten Überdeckung erwarten lässt.

Etwaige Ankerpositionen sind außerhalb der Vorkommen von gesetzlich geschützten Biotoptypen zu wählen.

Bei der Steinräumung sind flächige Beräumungen zu vermeiden. Die Steinräumung einzelner Steine hat maximal innerhalb einer 20 m breiten Wirkzone (jeweils 10 m rechts und links der Trasse) bzw. 30 m in Kurvenbereichen zu erfolgen. Die Steine sind unter Vermeidung der Hebung aus dem Wasserkörper so nah wie möglich an ihrem Bergungsort, maximal 20 m außerhalb des Arbeitsstreifens innerhalb der Biotope abzulegen. Flächige Beräumungen sowie Räumungen außerhalb der Wirkzone sind gesondert zu beantragen und durch das BSH freizugeben.

Bei Riffvorkommen ist dort, wo dies technisch möglich ist, ein Abstand von 50 m einzuhalten. Besonders empfindliche Bereiche (§ 30-Biotope) sind im Rahmen der Feintrassierung möglichst zu umgehen.

#### 4.4.4.7 Überdeckung

**Bei der Festlegung der dauerhaft zu gewährleistenden Überdeckung von Seekabelsystemen sollen insbesondere die Belange des Schutzes der Meeresumwelt, der Schifffahrt, der Verteidigung, der Fischerei sowie der Systemsicherheit berücksichtigt werden.**

Nach BFO-N 16/17 war dazu in der Nordsee bei der Verlegung eine Tiefenlage des Kabelsystems herzustellen, die eine dauerhafte Überdeckung von mindestens 1,5 m gewährleistet. Auf die Begründung hierzu in Planungsgrundsatz 5.3.2.7 des BFO-N 16/17 wird verwiesen.

Die Festlegung der herzustellenden Überdeckung in der Ostsee erfolgte auf Grundlage

des Planungsgrundsatzes 5.4.2.7 des BFO-O 16/17 im Einzelzulassungsverfahren bzw. im Vollzugsverfahren auf Grundlage einer umfassenden Studie.

Da zum aktuellen Zeitpunkt im Aufstellungsverfahren des FEP für die Ostsee noch keine umfassenden Erkenntnisse aus den bisher verlegten Seekabelsystemen vorliegen, können keine allgemeinen abstrakten Tiefenlagen für charakteristische Trassenverhältnisse festgelegt werden. Die Festlegung der Überdeckung für Seekabelsysteme in der Ostsee erfolgt somit im Einzelverfahren auf Grundlage der beschriebenen umfassenden Studie im Einvernehmen mit der GDWS sowie unter Einbeziehung des BfN. Die Studie sowie die darauf aufbauend vorgeschlagene Überdeckung der verschiedenen Trassenabschnitte sind dem BSH grundsätzlich mit den Antragsunterlagen vorzulegen.

Sobald entsprechende Erkenntnisse vorliegen, wird der Planungsgrundsatz Überdeckung ggf. im Rahmen einer Fortschreibung des FEP weiter ausgestaltet.

Im Bereich der AWZ der Nordsee wird weiterhin eine Überdeckung von mindestens 1,5 m festgelegt.

#### 4.4.4.8 Sedimenterwärmung

**Bei der Verlegung von Seekabelsystemen sollen potenzielle Beeinträchtigungen der Meeresumwelt durch eine kabelinduzierte Sedimenterwärmung weitestgehend reduziert werden. Als naturschutzfachlicher Vorsorgewert ist das sogenannte „2 K-Kriterium“ einzuhalten, das eine maximal tolerierbare Temperaturerhöhung des Sediments um 2 Grad (Kelvin) in 20 cm Sedimenttiefe festsetzt.**

Dazu ist bei der Verlegung eine Tiefenlage des Kabelsystems herzustellen, die die Einhaltung des 2 K-Kriteriums gewährleistet. Auf Planungsgrundsatz 4.4.4.7 wird verwiesen.

Während des Betriebs der Seekabelsysteme kommt es radial um die Kabelsysteme zu einer deutlichen Erwärmung des umgebenden Sediments. Die Wärmeabgabe resultiert aus den thermischen Verlusten des Kabels bei der Energieübertragung. Die Leitertemperatur kann bei Gleichstromleitern maximal 70°C, bei Drehstromleitern maximal 90°C betragen.

Als naturschutzfachlicher Vorsorgewert hat sich das sogenannte „2 K-Kriterium“, d.h. eine maximale Temperaturerhöhung um 2 Grad (Kelvin) 20 cm unterhalb der Meeresbodenoberfläche, in der derzeitigen behördlichen Zulassungspraxis für alle im Bereich der AWZ verlegten Seekabelsysteme etabliert. Das 2 K-Kriterium stellt einen Vorsorgewert dar, der nach Einschätzung des Bundesamtes für Naturschutz (BfN) auf Grundlage des derzeitigen Wissenstandes mit hinreichender Wahrscheinlichkeit sicherstellt, dass erhebliche negative Auswirkungen der Kabelerwärmung auf die Meeresumwelt bzw. die benthische Lebensgemeinschaft vermieden werden. Eine stärkere Erwärmung der obersten Sedimentschicht des Meeresbodens kann zu einer Veränderung der Benthoslebensgemeinschaften im Bereich der Seekabeltrasse führen. Dabei können insbesondere in tieferen Bereichen gebietsweise vorkommende kaltstenotherme Arten, die an einen niedrigen Temperaturbereich gebunden und gegenüber Temperaturschwankungen empfindlich sind, aus dem Bereich der Kabeltrassen verdrängt werden. Zudem besteht die Möglichkeit, dass sich durch die Sedimenterwärmung neue, standortfremde Arten ansiedeln könnten. Eine Erhöhung der Bodentemperatur könnte darüber hinaus die physikalisch-chemischen Eigenschaften des Sediments verändern, was wiederum eine Veränderung von Sauerstoff- oder Nährstoffprofilen zur Folge haben könnte.

Wesentlichen Einfluss auf das Ausmaß der Sedimenterwärmung haben neben der Umgebungstemperatur im Bereich der See-

kabelsysteme und dem thermischen Widerstand des Sediments der Kabeltyp und die Übertragungsleistung. Die Einhaltung des 2 K-Kriteriums ist dementsprechend bei der Dimensionierung der Kabelsysteme sicherzustellen. Für die Temperaturentwicklung in der oberflächennahen Sedimentschicht ist zudem die Tiefenlage bzw. Überdeckung der Kabelsysteme entscheidend.

Ein Nachweis über die zu erwartende maximale Sedimenterwärmung bzw. die Einhaltung des 2 K-Kriteriums ist im Rahmen des Einzelzulassungsverfahrens zu erbringen. Die Berechnung der Sedimenterwärmung hat gemäß den Vorgaben der Ergänzung des StUK4 zum Schutzgut Benthos, Tabelle 1.7, zu erfolgen.

Im Rahmen des Aufstellungsverfahrens des FEP wurde eine Arbeitsgruppe beim BSH eingerichtet, die sich der Frage widmen sollte, ob das erwähnte Nachweisverfahren geeignet ist, um die maximale Temperaturentwicklung im Referenzpunkt abzubilden.

Als Zwischenergebnis kann festgehalten werden, dass es drei Eingangsparameter der Berechnung gibt, die sehr starken Einfluss auf die Ergebnisse haben. Dabei handelt es sich um die Tiefenlage des Kabelsystems, die Annahmen zum Wärmewiderstand des Sediments und die Annahmen zum Lastprofil des Kabelsystems und hier insbesondere zum Zeitmittelwert des Stromes (sog. Vorlast). Anhand von Sensitivitätsuntersuchungen zu diesen Parametern wurde ermittelt, dass die zu diesen Parametern bislang üblicherweise in den Verfahren angenommenen Werte eine konservative, aber mit Blick auf die Maximalwerte schlüssige Annahme darstellen.

Die Tiefenlage von Seekabelsystemen orientiert sich maßgeblich an den Vorgaben des Planungsgrundsatzes 4.4.4.7 zur Überdeckung. Mit Blick auf die Temperaturentwicklung im Referenzpunkt wäre eine größere Tiefenlage

vorteilhaft. Gleichzeitig ergeben sich bei einer Tiefenlage von über 1,5 m ggf. technische Restriktionen beispielsweise bei der Einhaltung der maximalen Leitertemperatur aufgrund der schlechteren Temperaturabführung in tieferem Sediment. Außerdem steigt der Aufwand für die Verlegung der Seekabelsysteme mit steigender Tiefenlage deutlich an. Aus diesen Gründen erscheint eine pauschale Vorgabe einer größeren Tiefenlage nicht sinnvoll.

Hinsichtlich des Wärmewiderstands des Sediments wurde anhand von konkreten Messwerten aus der Ostsee deutlich, dass der in der Ergänzung des StUK4 zum Schutzgut Benthos, Tabelle 1.7, genannte Wert von 0,7 Km/W einen sinnvollen Wert für verschiedene im Trassenverlauf typischerweise auftretende Sedimenttypen darstellt. Gleichzeitig wurde im Rahmen der Arbeitsgruppe die Möglichkeit erörtert, bei Vorliegen von Messwerten zum Wärmewiderstand vom Standardwert abzuweichen und die jeweils individuell auf der Trasse gemessenen Wärmewiderstandswerte für die Nachweisführung zu verwenden.

Als Referenzlastprofil zur Abbildung von maximal auftretenden Übertragungsverlusten bei Anbindungssystemen von WEA auf See wird im Nachweisverfahren auf Grundlage der Ergänzung des StUK4 zum Schutzgut Benthos, Tabelle 1.7, ein Profil angenommen, das ausgehend von einer stationären Vorlast von typischerweise 77% von einer transienten Höchstlast über einen Zeitraum von 7 Tagen mit 99% überlagert wird, bevor erneut für einen Zeitraum von 45 Tagen die Vorlast von 77% angesetzt wird. Dieses Profil wurde auf Grundlage von langfristigen Windmessdaten der FINO1-Plattform in der AWZ der Nordsee gebildet und ist gut geeignet, um selten auftretende Kabelbelastungen bei Starkwindphasen abzubilden. Eine grundsätzliche Übertragbarkeit für die Ostsee, wenn auch mit ggf. leicht veränderten Werten, ist gegeben. Anhand

aktueller Untersuchungen sowohl im Rahmen der erwähnten Arbeitsgruppe als auch durch vom BSH gesondert beauftragte Gutachten wurde diese Schlussfolgerung bestätigt.

Inwiefern dieses Lastprofil auch bei künftigen Windparklayouts und Netzanbindungssystemen noch geeignet ist, bedarf weiterer Untersuchungen. Dabei sind beispielsweise die Themen Mehrbelegung (siehe Planungsgrundsatz 4.4.2.4), wonach zusätzliche WEA installiert würden, ohne jedoch die zugewiesene Kapazität am Netzanschlusspunkt zu überschreiten, und eine nachträgliche Leistungserhöhung der Windenergieanlage zu berücksichtigen. Da zum aktuellen Zeitpunkt noch keine umfassenden Erkenntnisse über die Anwendbarkeit des Lastprofils vorliegen, wird hinsichtlich möglicher Anpassungen der Nachweisführung im Rahmen des Planungsgrundsatzes Sedimenterwärmung auf eine künftige Fortschreibung des FEP verwiesen.

Neben der Nachweisführung zum 2 K-Kriterium anhand der beschriebenen Berechnungsmethode gibt es theoretisch auch die Möglichkeit, die Einhaltung des 2 K-Kriteriums anhand von permanenten Temperaturmessungen nachzuweisen. Dazu können Temperaturmessungen über den gesamten Trassenverlauf direkt am Seekabel genutzt werden, von denen mit Hilfe eines jeweils passenden Bodenmodells auf die Temperatur im Aufpunkt geschlossen wird. Die Temperaturmessung direkt am Seekabel wird aktuell noch nicht flächendeckend eingesetzt und dient bislang vor allem der Brandmeldung bzw. Fehlerdetektion im Kabel. Ergebnis der Arbeitsgruppe ist jedoch, dass die permanenten Temperaturmessungen zum Zweck des Nachweises der Einhaltung des 2 K-Kriteriums noch nicht Stand der Technik sei. Auch hierzu wird auf mögliche künftige Anpassungen hingewiesen, sobald gesicherte Erkenntnisse über die sinnvolle Anwendbarkeit der Messung gegeben sind.

#### **4.4.4.9 Berücksichtigung von Naturschutzgebieten und gesetzlich geschützten Biotopen**

**Bei der Verlegung von Seekabelsystemen sollen mögliche Beeinträchtigungen der Meeresumwelt minimiert werden. Dazu sollten die Seekabelsysteme möglichst außerhalb von Naturschutzgebieten verlegt werden.**

**Bekanntes Vorkommen gesetzlich geschützter Biotope nach § 30 BNatSchG sind bei der Verlegung von Seekabelsystemen möglichst zu umgehen.**

Diese Festlegung setzt die Grundsätze der Raumordnung 3.3.1 (8) (Nordsee) bzw. 3.3.1 (6) (Ostsee) um, wonach die Querung sensibler Habitate in den artenspezifisch besonders störanfälligen Zeiträumen vermieden werden sollen.

Die Verlegung von Seekabeln in sensiblen Habitaten sowie die nachteiligen Auswirkungen auf die Meeresumwelt sind durch das Verlegen, Betreiben, Instandhalten sowie den etwaigen Verbleib nach Aufgabe des Betriebes oder den Rückbau zu vermeiden.

Die Verlegung von Seekabelsystemen kann zu Beeinträchtigungen sensibler Lebensräume führen. Um potentielle negative Auswirkungen auf sensible Lebensräume zu begrenzen und die Schutzzwecke der Naturschutzgebiete zu wahren, sollen Seekabelsysteme innerhalb der AWZ vorrangig außerhalb von Naturschutzgebieten geführt werden. Sollte dies nicht möglich sein, sind Auswirkungen auf die Schutz- und Erhaltungsziele der Naturschutzgebiete im Einzelzulassungsverfahren zu prüfen.

Die beste Umweltpraxis („best environmental practice“) gemäß Helsinki- bzw. OSPAR-Übereinkommen sowie der jeweilige Stand der Technik sollen berücksichtigt und im Einzelverfahren konkretisiert werden.

Sollten Vorkommen von in § 30 BNatSchG genannten Strukturen bei näheren Untersuchungen im konkreten Zulassungsverfahren der Seekabelsysteme aufgefunden werden, sind diese zu analysieren und bei der Entscheidungsfindung mit besonderem Gewicht zu behandeln. Ggf. ist eine räumliche Alternative im Nahbereich zu ermitteln, die die entsprechenden Schutzgüter besser zu wahren in der Lage ist. Für Seekabelsysteme ist die Trasse im Rahmen der Feintrassierung zu optimieren, um bekannte Vorkommen besonders empfindlicher Biotoptypen nach § 30 BNatSchG möglichst zu umgehen und nicht zu beeinträchtigen. Jedoch ist zum jetzigen Zeitpunkt keine konkrete räumliche Zuordnung der genannten Strukturen möglich.

Gemäß § 2 Abs. 2 Nr. 6 ROG ist der Raum in seiner Bedeutung für die Funktionsfähigkeit der Böden, des Wasserhaushalts, der Tier- und Pflanzenwelt sowie des Klimas einschließlich der jeweiligen Wechselwirkungen zu entwickeln, zu sichern oder, soweit erforderlich, möglich und angemessen, wiederherzustellen. Die Bedeutung des Raums für die Funktionsfähigkeit der Böden, des Wasserhaushalts, der Tier- und Pflanzenwelt sowie des Klimas einschließlich der jeweiligen Wechselwirkungen mit den Erfordernissen des Biotopverbundsystems ist zu erhalten. So soll sichergestellt werden, dass die Ausbreitungsvorgänge und weiträumigen ökologischen Wechselbeziehungen der Arten und ihrer Lebensräume berücksichtigt werden.

## 4.5 Möglichkeiten der Abweichung

### 4.5.1 Standardisierte Technikgrundsätze

Nach § 5 Abs. 1 Nr. 11 WindSeeG sind standardisierte Technikgrundsätze zum Zwecke der Planung im FEP festzulegen. Zudem ist ein wesentliches Ziel der Festlegung, durch standardisierte Technikgrundsätze eine Vereinheitlichung bei der Planung der Anlagen zu erreichen, um den Raum im Gebiet möglichst effizient zu nutzen und Planungssicherheit für Netz- und Windparkbetreiber sowie Zulieferer zu schaffen und ggf. Kosten zu senken.

Zudem ist davon auszugehen, dass aufgrund der zeitlich unterschiedlichen Planungs- und Realisierungsfortschritte der Offshore-Anbindungsleitung und des OWP bzw. der Fläche, die zur Ausschreibung kommt, eine Abweichung von den standardisierten Technikgrundsätzen grundsätzlich nicht möglich ist. Andernfalls könnten erst zu einem sehr späten Zeitpunkt, beispielsweise nach der Ausschreibung der Fläche, große Auswirkungen beispielsweise auf die Schnittstellen zwischen ÜNB und OWP-Vorhabenträger resultieren.

Eine Abweichung von den standardisierten Technikgrundsätzen ist zur Erreichung der mit der Festlegung verbundenen Ziele grundsätzlich nicht möglich. Dies ist nur möglich, sofern in einem speziellen Einzelfall eine Abweichung notwendig oder aufgrund von neuen Erkenntnissen sinnvoll ist. Insbesondere aufgrund der möglicherweise aus einer Abweichung resultierenden Auswirkungen auf Schnittstellen zwischen ÜNB und OWP, aber auch der unterschiedlichen Planungs- und Realisierungsfortschritte, sind Abweichungen sehr frühzeitig – vor der Bekanntmachung der Ausschreibung der betreffenden Fläche(n) bzw. vor Vergabe der Offshore-Anbindungsleitung – einzubringen.



#### 4.5.2 Planungsgrundsätze

Die Möglichkeit der Abweichung von Planungsgrundsätzen richtet sich u.a. danach, ob den Planungsgrundsätzen verbindliche Regelungen aus dem Fachrecht zugrunde liegen. Von solchen Grundsätzen ist eine Abweichung nicht möglich. Selbiges gilt für Grundsätze, die Ziele der Raumordnung übernehmen. Hier ist eine Abweichung wegen der Verbindlichkeit der Ziele nach § 4 Abs. 1 ROG und damit der über den Raumordnungsplan gegebenen Verpflichtung zur Beachtung bei raumbedeutsamen Planungen nicht möglich.

Hinsichtlich bestehender behördlicher Standards, Vorgaben und Konzepte wird darauf hingewiesen, dass der FEP diesbezüglich keine neuen Festlegungen trifft, sondern nur auf vorhandene Regeln verweist. Dementsprechend trifft er auch keine Aussagen zu möglicherweise in diesem Rahmen geregelten Abweichungsmöglichkeiten.

Darüber hinaus ist es in begründeten Einzelfällen möglich, von Planungsgrundsätzen abzuweichen, die nicht auf zwingendem Fachrecht beruhen oder Ziele der Raumordnung darstellen. Dies betrifft Fälle, in denen eine Einhaltung wegen besonderer Rahmenbedingungen nicht oder nicht mehr gewährleistet werden kann. Weiterhin sind einige Situationen denkbar, in denen nicht alle Grundsätze gleichzeitig umgesetzt werden, da sie teils gegenläufigen Belangen dienen und daher in einen Ausgleich gebracht werden müssen.

Vorhabenträger, die einen Antrag auf Errichtung und Betrieb von WEA auf See einschließlich entsprechender Nebenanlagen, Anbindungsleitungen, Verbindungen untereinander oder grenzüberschreitender Seekabelsysteme beim BSH stellen, können ausnahmsweise im begründeten Einzelfall von nicht abweichungsfesten Planungsgrundsätzen abweichen, sofern eine gleichzeitige Einhaltung

aller nicht abweichungsfester Planungsgrundsätze nicht möglich ist.

Bei einer Gesamtbetrachtung ist es erforderlich, dass die Abweichung die mit der Regel verfolgten Ziele und Zwecke des jeweiligen Grundsatzes sowie des Plans in gleichwertiger Weise erfüllt bzw. diese nicht in signifikanter Weise beeinträchtigt. Die Grundzüge der Planung dürfen nicht berührt werden. In Anlehnung an die im Rahmen des ROG entwickelten Grundsätze können insbesondere atypische Einzelfallgestaltungen ein Indiz für solche Abweichungen sein.

Die Abweichung von nicht abweichungsfesten Planungsgrundsätzen muss im jeweiligen Einzelzulassungsverfahren beantragt werden. Jede Abweichung ist im Einzelzulassungsverfahren für jeden Planungsgrundsatz nachvollziehbar und plausibel zu begründen. Dabei ist die Einhaltung der gesetzlichen Anforderungen im Einzelzulassungsverfahren darzulegen. Insbesondere ist Folgendes darzustellen und zur Prüfung vorzulegen:

- Begründung jeder Abweichung für jeden Planungsgrundsatz und Darlegung der Einhaltung der gesetzlichen Anforderungen
- Darstellung möglicher Betroffenheiten von öffentlichen und privaten Belangen und Interessen
- Vereinbarung bzw. Zustimmung mit bzw. von betroffenen Dritten
- Berücksichtigung der sparsamen und schonenden Inanspruchnahme der Fläche im Sinne des § 2 Abs. 2 Nr. 6 ROG



## 4.6 Planungshorizont

Für den Ausbau von WEA auf See und der hierfür erforderlichen Offshore-Anbindungsleitungen trifft der FEP ab dem Jahr 2026 bis mindestens zum Jahr 2030 fachplanerische Festlegungen

### **EEG-Ziel: 15 GW bis 2030**

Der Planungshorizont orientiert sich an dem Ziel des EEG, 15.000 Megawatt im Jahr 2030 nach § 4 Nr. 2b des EEG zu erreichen (vgl. Kapitel 1.3 und 3.2).

Das heißt, es werden in den Gebieten N-1 bis N-9 und O-1 u.a. unter Berücksichtigung der Kriterien für die Festlegung nach § 5 Abs. 4 WindSeeG und § 5 Abs. 5 WindSeeG Flächen mit einer voraussichtlich zu installierenden Leistung zur Erreichung des EEG-Ziels festgelegt. In diesem Zusammenhang wird darauf hingewiesen, dass der FEP die voraussichtlich zu installierende Leistung auf den festgelegten Flächen festlegt. Auf Kapitel 1.4 wird verwiesen.

### **Festlegungen über 2030 hinaus**

Zusätzlich wird ein Planungshorizont zugrunde gelegt, der sich an einer sinnvollen zeitlichen mittel- bis langfristigen Perspektive für räumliche Planungen entsprechend § 2 Abs. 2 S. 4 ROG und § 7 Abs. 1 ROG orientiert. Für die Zugrundelegung eines solchen Planungshorizonts spricht insbesondere, dass die Aufgabe der vorausschauenden, geordneten und aufeinander abgestimmten Planung sachgerechter Rechnung getragen werden kann. Je mehr potentielle Gebiete in die Planung einbezogen werden, desto koordinierter lässt sich der Ausbau der Windenergie auf See und der Offshore-Anbindungsleitungen planen.

Im Rahmen des Planungshorizonts über 2030 hinaus werden im zusammenhängenden Planungsraum bis zur raumordnerisch fest-

gelegten Schifffahrtsroute 10 die Gebiete N-10 bis N-13 festgelegt. Eine Ausweisung von Flächen, die zur Ausschreibung kommen sollen, erfolgt aufgrund der langfristigen Planungsperspektive derzeit nicht.

### **Szenariorahmen 2019-2030: 17 GW bzw. 20 GW bis 2030**

Der am 15. Juni 2018 durch die BNetzA genehmigte Szenariorahmen 2019-2030 (siehe Kapitel 2.5.1) enthält unter Zugrundelegung des Koalitionsvertrags vom 12. März 2018 eine Entwicklung des Ausbaus von Wind Offshore, die von den Zielformulierungen des EEG und somit von den gesetzlichen Vorgaben des FEP abweicht. Im Anhang (Kapitel 13) werden informatorisch die Szenarien B/C 2030 und A 2030 des Szenariorahmens 2019-2030 sowie ein langfristiger Ausblick für den Zeitraum nach 2030 dargestellt.

## 4.7 Bestimmung der voraussichtlich zu installierenden Leistung

### 4.7.1 Ziel der Leistungsermittlung

Ziel der Bestimmung der voraussichtlich zu installierenden Leistung ist es, einen Ausbau der WEA auf See und der Offshore-Anbindungssysteme im Gleichlauf zu gewährleisten und daraus folgend das Ausbauziel für Windenergie auf See des EEG zu erreichen. Auf Grundlage dieser Festlegung kann somit für eine geordnete und effiziente Nutzung und Auslastung von Offshore-Anbindungsleitungen die erforderliche Kapazität der Offshore-Anbindungsleitung ermittelt und eine entsprechende Festlegung zur Anbindung dieser Fläche vorgesehen werden.

Weiterhin wird durch die Festlegung der voraussichtlich zu installierenden Leistung das Ausschreibungsvolumen auf der jeweiligen Fläche vorgezeichnet. Die eigentliche Festlegung des Anteils der jeweiligen Fläche am Ausschreibungsvolumen erfolgt allerdings erst im Rahmen der Voruntersuchung bzw. Eignungsprüfung der jeweiligen Fläche nach § 12 Abs. 5 WindSeeG. Daher kann die im Rahmen der Voruntersuchung festgestellte zu installierende Leistung im Einzelfall von den Festlegungen des FEP abweichen.

Im Vergleich zum BFO 2016/2017 sind die Anforderungen an die Genauigkeit der Leistungsermittlung aus diesen Gründen deutlich erhöht. Darüber hinaus unterscheiden sich die verschiedenen Flächen in ihrer Charakteristik sehr deutlich. Während es sich in den küstennäheren Bereichen der Zonen 1 und 2 der AWZ vornehmlich um kleinere Flächen handelt, gelten für die Flächen in Zone 3 der AWZ in der Nordsee gesonderte Bedingungen. Hierbei handelt es sich um deutlich größere Flächen, deren Effizienz vor allem durch interne Abschattungseffekte bestimmt wird. Ansatz der im Folgenden beschriebenen Methodik ist es,

den unterschiedlichen Gegebenheiten auf den jeweiligen Flächen in hinreichendem Maße Rechnung zu tragen und gleichzeitig ein einfaches und transparentes Verfahren zur Ermittlung der voraussichtlich zu installierenden Leistung zu ermöglichen.

Im (Vor-) Entwurf des FEP wurde zunächst eine abweichende Methodik vorgeschlagen, welche eine Kategorisierung der Flächen anhand zweier verschiedener Kriterien (Geometrie und Abschattung durch externe Windparks) zur Ermittlung der anzulegenden Leistungsdichte vorsah. Diese Methodik wurde auf Grundlage der Rückmeldungen aus der Konsultation u. A. auch im Rahmen des begleitenden Auftrags auf seine Eignung überprüft (Prognos, 2019). Auf Grundlage dieser Analyse wurde im Rahmen des Auftrags die sog. alternative Methodik entwickelt, im Rahmen des 1. Zwischenberichtes und im Entwurf des FEP vorgestellt sowie in einem Fachworkshop erörtert. In den Stellungnahmen zum FEP-Entwurf sowie im Fachworkshop sprach sich die überwiegende Anzahl der Konsultationsteilnehmer für die Anwendung der alternativen Methodik aus. In der finalen Fassung des FEP findet aus diesem Grund ausschließlich die alternative Methodik der Leistungsermittlung Anwendung, welche im Folgenden näher beschrieben wird.

### 4.7.2 Methodik der Leistungsermittlung

Die Leistungsdichte eines Windparks (ausgedrückt in MW/km<sup>2</sup>) ergibt sich aus dem Verhältnis der Nennleistung der WEA zu seiner Grundfläche, die durch die außenliegenden WEA aufgespannt wird. Für die Ermittlung der voraussichtlich zu installierenden Leistung auf einer beliebigen Fläche stellt die Leistungsdichte daher den bestimmenden Parameter dar. Wesentlicher Einflussfaktor für die Höhe der Leistungsdichte ist der Abstand der einzelnen WEA zueinander. In Abbildung 6 ist die Methodik der Leistungsermittlung, welche im Folgenden weiter beschrieben wird, schematisch dargestellt. Die Methodik findet für

die AWZ der Nord- und Ostsee gleichermaßen Anwendung.

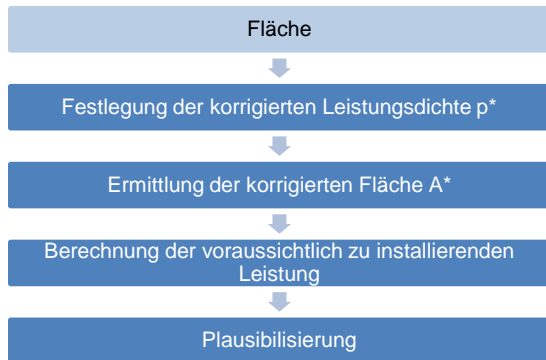


Abbildung 6: Schematische Darstellung der Methodik der Leistungsermittlung

#### 4.7.2.1 Festlegung der korrigierten Leistungsdichte

In (Borrmann, Rehfeldt, Wallasch, & Lüers, 2018) wurden die Leistungsdichten bereits realisierter Windparks in den europäischen Gewässern näher analysiert. Hierbei zeigte sich eine sehr große Spannweite der realisierten Leistungsdichten, wobei die Abweichungen teils auf Unterschiede in den regulatorischen Rahmenbedingungen der jeweiligen Länder zurückzuführen waren. Darüber hinaus zeigten sich bei den analysierten Windparks z. T. starke Abweichungen zu den in der Literatur angegebenen Werten. Diese Abweichungen ergeben sich aus der unterschiedlichen Flächendefinition, welche eine Vergleichbarkeit von Flächen unterschiedlicher Größe und Geometrie in Bezug auf ihre Leistungsdichte stark erschweren. Um eine Vergleichbarkeit von Flächen unterschiedlicher Geometrie und Größe zu ermöglichen, wurde im Rahmen der o.g. Studie die Kenngröße der korrigierten Leistungsdichte eingeführt. Zur Berechnung der korrigierten Leistungsdichte wird die Fläche des Windparks rechnerisch um einen zusätzlichen Rand in Höhe des halben mittleren Anlagenabstands erweitert. Damit wird für jede auf dieser Fläche platzierte Windenergieanlage rechnerisch die gleiche Grundfläche eingenommen und unterschiedlich zuge-

schnittene Flächen werden vergleichbar. Die korrigierte Leistungsdichte bezieht nun die installierte Gesamtleistung des Windparks auf die korrigierte Fläche und ist dabei immer geringer als die nominelle Leistungsdichte, da sich Erstere immer auf eine entsprechend größere Fläche bezieht. In den nachfolgenden Kapiteln ist, soweit nicht anders erwähnt, mit dem Begriff Leistungsdichte die korrigierte Leistungsdichte gemeint.

Abbildung 7 zeigt exemplarisch die nominelle Fläche (blaue Umrandung), welche durch die konkreten Anlagenstandorte aufgespannt wird im Verhältnis zur korrigierten Fläche (rote Umrandung).

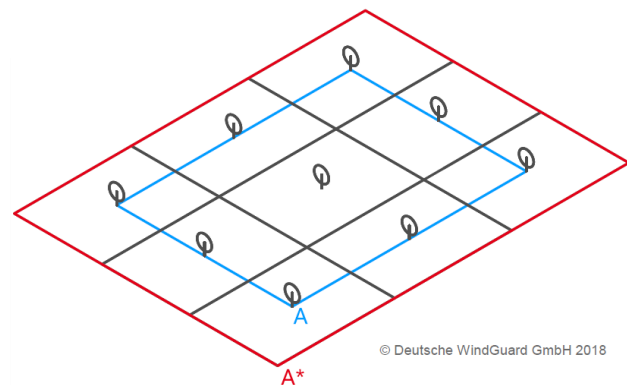


Abbildung 7: Darstellung der korrigierten Fläche  $A^*$  im Verhältnis zur nominellen Fläche  $A$  (Prognos, 2019)

Aus dem WindSeeG lassen sich die folgenden konkurrierenden Ziele bei der Ermittlung der voraussichtlich zu installierenden Leistung ableiten, welche für die Festlegung der anzulegenden Leistungsdichte miteinander abgewogen werden müssen:

- **Kosteneffizienz:** Gemäß § 1 Abs. 2 soll der Ausbau der Windenergie auf See kosteneffizient erfolgen. Eine geringere Leistungsdichte führt zu einer Verringerung der Abschattungseffekte innerhalb des Windparks und damit in einem gewissen Bereich zu einer Verringerung der Stromgestehungskosten. Aus Sicht der Kosteneffizienz ist daher innerhalb einer

gewissen Spannbreite eine geringere Leistungsdichte vorteilhaft.

- **Flächensparsamkeit:** Gemäß § 4 Abs. 2 Nr. 2 trifft der FEP Festlegungen u. A. mit dem Ziel, die Stromerzeugung aus WEA auf See flächensparsam auszubauen. Eine mögliche Kenngröße für die Flächeneffizienz ist die zu erwartende produzierte Strommenge pro Flächeneinheit (Energiedichte). Bei einer höheren Leistungsdichte steigt die Energiedichte an, auch unter Berücksichtigung zunehmender Abschattungseffekte.

Im Rahmen des begleitenden Auftrags wurden die Kenngrößen der Stromgestehungskosten und Energiedichte in Abhängigkeit der Leistungsdichte für verschiedene Modellwindparks analysiert. Dabei zeigte sich, dass der Indikator Energiedichte im betrachteten Bereich deutlich sensitiver auf eine Steigerung der Leistungsdichte reagierte als der Indikator Stromgestehungskosten.

Aus den Rückmeldungen zur Konsultation des Entwurfs des FEP wurde deutlich, dass die Methodik auch weiterhin eine differenzierte Betrachtung der Flächen in den Zonen 1 und 2 sowie Zone 3 ermöglichen sollte. Maßgeblich für die Ermittlung der voraussichtlich zu installierenden Leistung für die Flächen in Zone 1 und 2 ist die effiziente Auslastung der existierenden und geplanten Netzanbindungssysteme. Für Flächen in Zone 1 und 2 wird aus diesem Grund tendenziell eine höhere korrigierte Leistungsdichte von 10 MW/km<sup>2</sup> angenommen. Herrscht im Einzelfall eine starke Abschattung durch umliegende Windparks vor, kann die korrigierte Leistungsdichte auf 9,5 MW/km<sup>2</sup> reduziert werden.

Die in Zone 3 der AWZ der Nordsee liegenden Gebiete N-9 bis N-13 werden vollständig im Rahmen des Zielsystems entwickelt. Die festgelegten Flächen in Zone 3 zeichnen sich dadurch aus, dass es sich um große

zusammenhängende Flächen handelt, welche zumeist in einem Stück entwickelt werden. Im Vergleich zu den kleinteiligen Flächen in Zone 1 und 2 nimmt durch die Vielzahl der Anlagen damit die Bedeutung interner Abschattungseffekte zu, während der Einfluss durch externe Windparks im Verhältnis abnimmt. Die korrigierte Leistungsdichte für Flächen in Zone 3 wird aus diesem Grund mit 9 MW/km<sup>2</sup> entsprechend niedriger festgelegt.

Unter Abwägung der o.g. Ziele wird die anzulegende Leistungsdichte für die jeweiligen Flächenkategorien damit wie folgt festgelegt:

Tabelle 3: Anzulegende Leistungsdichte

Flächenkategorie	Anzulegende (korrigierte) Leistungsdichte [MW/km <sup>2</sup> ]
Flächen in Zone 1 und 2	10
Bei starker Abschattung durch umgebende Windparks	9,5
Flächen in Zone 3	9

#### 4.7.2.2 Ermittlung der korrigierten Fläche

Um eine Vergleichbarkeit der verschiedenen Flächen zu ermöglichen, wird die korrigierte Fläche berechnet. Dazu wird die im FEP festgelegte Fläche um einen zusätzlichen Rand erweitert, der dem halben mittleren Abstand der WEA zueinander entspricht.

Für die Berechnung der korrigierten Fläche wird somit vereinfachend davon ausgegangen, dass die Referenzanlagen in einem regelmäßigen Raster auf der Fläche positioniert sind. Neben der Leistungsdichte als bestimmendem Faktor sind weiterhin der Rotordurchmesser sowie das Verhältnis aus Nennleistung zu Rotorkreisfläche (spezifische Leistung der Windenergieanlage, in W/m<sup>2</sup>) Eingangsgrößen der Berechnung. Der Pufferabstand berechnet sich damit wie folgt:

**Berechnung des Pufferabstands x**

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

$d_{Rotor}$	Rotordurchmesser in m
$p_{WEA}$	spezifische Leistung der WEA in Watt / m <sup>2</sup> Rotorfläche
$p^*$	korrigierte Leistungsdichte in MW/km <sup>2</sup>

Zur Berechnung des Pufferabstands ist somit neben der korrigierten Leistungsdichte die Definition des Rotordurchmessers sowie der spezifischen Leistung der Referenzanlagen erforderlich. Im Rahmen des begleitenden Gutachtens wurden zu diesem Zweck Technologieszenarien untersucht und bei der Konsultation des FEP wurden die Teilnehmer zur möglichen Entwicklung der Anlagentechnik ab 2026 befragt.

Hinsichtlich des zu erwartenden Rotordurchmessers der im Zielsystem zu errichtenden Anlagen ergab sich aus der Konsultation eine verhältnismäßig hohe Bandbreite. Unter Berücksichtigung der Rückmeldungen aus der Konsultation und den Ergebnissen des begleitenden Forschungsauftrags wird der Rotordurchmesser der Referenzanlage auf 220 m festgelegt.

Wie bereits in (Borrmann, Rehfeldt, Wallasch, & Lüers, 2018) analysiert, zeigt sich bei der spezifischen Leistung der in der Vergangenheit errichteten Offshore-WEA in europäischen Windparks eine Spannweite von 300 bis 500 W/m<sup>2</sup>. Eine eindeutige Tendenz hin zu Anlagen mit einer sehr hohen oder sehr niedrigen Nennleistung im Verhältnis zum Rotordurchmesser konnte bislang nicht ermittelt werden. Auch im Rahmen der Konsultation ergab sich hierbei kein einheitliches Bild. Zur Berechnung der korrigierten Fläche wird die spezifische

Leistung der Referenzanlage somit auf 400 W/m<sup>2</sup> festgelegt. Die Annahmen für die Berechnung der korrigierten Fläche sind in der folgenden Tabelle zusammenfassend dargestellt:

Tabelle 4: Eingangsparameter zur Berechnung der korrigierten Fläche

Parameter	Wert
Korrigierte Leistungsdichte	Flächenspezifisch
Rotordurchmesser	220 m
Spezifische Leistung der WEA	400 W/m <sup>2</sup>

Je nach Kategorisierung gemäß Tabelle 3 ergibt sich somit der Pufferabstand, um welchen die jeweilige Fläche zur Berechnung der korrigierten Fläche erweitert wird. Bei einer Überschneidung der korrigierten Flächen mit anderen korrigierten Flächen oder mit den Flächen bestehender Windparks muss die korrigierte Fläche entsprechend reduziert werden.

Die voraussichtlich zu installierende Leistung für die jeweilige Fläche ergibt sich nun aus der Multiplikation der korrigierten Fläche mit der jeweiligen korrigierten Leistungsdichte.

#### 4.7.2.3 Plausibilisierung der voraussichtlich zu installierenden Leistung

In einem nächsten Schritt findet eine Plausibilisierung der nach dem oben beschriebenen Verfahren ermittelten vrs. zu installierenden Leistung statt. Diese Prüfung erfolgt in drei Schritten:

##### Verfügbare Netzanbindungskapazität

In einem ersten Schritt wird überprüft, ob die ermittelte Leistung über die jeweils vorhandenen oder geplanten Netzanbindungssysteme abgeführt werden kann. Übersteigt die ermittelte Leistung der Flächen die mögliche Netzanbindungskapazität, so muss die voraussichtlich zu installierende Leistung der



jeweiligen Fläche entsprechend reduziert werden.

Ebenso erfolgt eine Reduktion der vrs. zu installierenden Leistung, wenn mit der Festlegung das maximale jährliche Ausschreibungsvolumen überschritten würde und eine Aufteilung der Fläche in unterschiedliche Ausschreibungsjahre aufgrund der geringen Größe der Restflächen nicht in Frage kommt.

#### Überprüfung möglicher Windpark-Layouts

Aufgrund von spezifischen Restriktionen, z.B. durch die Einhaltung von Anlagenabständen zu benachbarten Windparks, vorhandenen oder geplanten Kabelsystemen o.ä. ist ggf. nicht die vollständige ermittelte Leistung auf den einzelnen Flächen realisierbar. Aus diesem Grund wird für die im FEP festgelegten Flächen unter Verwendung der in Tabelle 4 dargestellten Anlagenparameter bei einer gleichmäßigen Verteilung der Anlagen auf der Fläche eine Realisierung der voraussichtlich zu installierenden Leistung unter Einhaltung der in der Praxis üblichen Abstände der Anlagen zueinander geprüft. Erscheint dies nicht möglich, wird die ermittelte Leistung dementsprechend reduziert.

#### Modellierung der Betriebsergebnisse

Ziel der Modellierung der Betriebsergebnisse ist es, bei der Festlegung der voraussichtlich zu installierenden Leistung extreme Unterschiede bei den zu erwartenden Betriebsergebnissen auf den einzelnen Flächen zu vermeiden.

Dazu werden die Betriebsergebnisse (Ertrag, Parkwirkungsgrad etc.) der o.g. exemplarischen Windpark-Layouts anhand von langjährigen Zeitreihen der Windgeschwindigkeit modelliert. Dabei werden die Abschattungsverluste sowohl innerhalb des Windparks als auch durch umliegende Windparks mit berücksichtigt.

Zur Abwägung der Kriterien Flächen- und Kosteneffizienz werden die Kenngrößen der korrigierten Energiedichte und der Kapazitäts-

faktor des Windparks herangezogen und damit die zugrunde liegende anzulegende Leistungsdichte validiert. Im Hinblick auf den Kapazitätsfaktor werden die modellierten Windparks verglichen, um damit extreme Unterschiede bei den zu erwartenden Betriebsergebnissen der einzelnen Flächen untereinander zu vermeiden.



## 4.8 Kriterien für die Festlegung der Flächen und der zeitlichen Reihenfolge ihrer Ausschreibung

Zur Festlegung der Flächen im FEP sowie der zeitlichen Reihenfolge ihrer Ausschreibung gibt das WindSeeG in § 5 Abs. 4 anzulegende Kriterien vor. Übergeordnetes Ziel der Festlegungen ist es, dass der Ausbau der WEA auf See und der zugehörigen Anbindungssysteme auf diesen Flächen im Gleichlauf erfolgt und zudem die bestehenden Anbindungsleitungen effizient genutzt und ausgelastet werden. Dadurch wird sichergestellt, dass alle WEA auf See rechtzeitig angeschlossen werden und Leerstand auf den Anbindungsleitungen vermieden wird. Auf diese Weise soll der Ausbau der Nutzung der Windenergie möglichst kosteneffizient erfolgen. Bei der Anwendung der in § 5 Abs. 4 S. 2 WindSeeG genannten Kriterien ist stets dieses Ziel sowie das allgemeine Ziel des Gesetzes, einen stetigen und kosteneffizienten Ausbau der Nutzung der Windenergie auf See zu gewährleisten, zu beachten. Die Aufzählung in Satz 2 ist nicht abschließend.

Gemäß § 5 Abs. 5 WindSeeG werden zudem die Gebiete sowie die Flächen und die zeitliche Reihenfolge ihrer Ausschreibung so festgelegt, dass WEA auf See auf Flächen mit einer voraussichtlich zu installierenden Leistung von 700 bis 900 MW und von durchschnittlich nicht mehr als 840 MW zu jedem Gebotstermin nach § 17 WindSeeG ausgeschrieben und ab dem Jahr 2026 pro Kalenderjahr in Betrieb genommen werden.

### 4.8.1 Methodik der Anwendung der Kriterien

Grundsätzlich erfolgt die Anwendung der im Folgenden genannten Kriterien schrittweise: Zunächst zur Festlegung von Flächen und anschließend zur Festlegung der zeitlichen Reihenfolge ihrer Ausschreibung. Einzelne oder mehrere Kriterien können somit dazu führen, dass Bereiche innerhalb von Gebieten nicht als Flächen in Kapitel 5.2 festgelegt werden. Auch auf Kapitel 7 wird hingewiesen.

Im Hinblick auf die in Abschnitt 4.8 genannten grundlegenden Ziele wird das Kriterium Nr. 1 bei der Anwendung zur Festlegung der zeitlichen Reihung der Flächen als übergeordnet definiert. Dies ergibt sich aus § 5 Abs. 4 S. 1 WindSeeG, der vor der Aufzählung der Kriterien die Fertigstellung der zur Anbindung der Flächen erforderlichen Anbindungsleitungen und effiziente Nutzung und Auslastung der vorhandenen Offshore-Anbindungsleitungen als übergeordnetes Ziel akzentuiert. Das Kriterium in § 5 Abs. 4 S. 2 Nr. 1 bildet hierfür die zentrale Grundlage, da es um die Nutzung der bereits vorhandenen Anbindungsleitungen geht, um Leerstand möglichst zu vermeiden und ein so weit wie möglich effizientes Vorgehen sicher zu stellen. Primär sollen in der Regel bereits vorhandene Leitungen vollständig ausgelastet werden.<sup>14</sup>

Bei der Anwendung der Kriterien zur Festlegung der zeitlichen Reihenfolge werden die Flächen also zunächst anhand dieses Kriteriums sortiert. Nachfolgend werden zur weiteren Reihung der Flächen die Reihenfolge anhand der Kriterien 2 bis 8 festgelegt.

---

<sup>14</sup> BT-DrS. 18/8860 vom 21. Juni 2016, Gesetzentwurf der Fraktionen der CDU/CSU und SPD, Entwurf eines Gesetzes zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien, S. 275.

## 4.8.2 Beschreibung der anzuwendenden Kriterien

### 4.8.2.1 Kriterium 1: Effiziente Nutzung und Auslastung der Offshore-Anbindungsleitungen mit Inbetriebnahme bis Ende 2025

Dieses Kriterium trägt dem Grundsatz Rechnung, dass in erster Linie bereits vorhandene Offshore-Anbindungsleitungen vollständig ausgelastet werden müssen, um Leerstand zu vermeiden. Dies umfasst alle Netzanbindungssysteme, welche

- zum Zeitpunkt der Veröffentlichung des FEP bereits vorhanden sind oder
- im O-NEP vorbehaltlos bestätigt sind und somit bis Ende 2025 fertig gestellt sein werden.

Das Kriterium 1 findet hinsichtlich der Festlegung der zeitlichen Reihenfolge der in 5.2 festgelegten Flächen dahingehend Anwendung, dass zur Auslastung von vorhandenen Offshore-Anbindungsleitungen Flächen, bei denen eine Anbindung an das in Tabelle 5 genannte Netzanbindungssystem vorgesehen ist, bevorzugt unter Berücksichtigung von § 5 Abs. 5 WindSeeG ausgeschrieben werden sollen.

Tabelle 5: Bestehende oder im O-NEP vorbehaltlos bestätigte Netzanbindungssysteme mit Inbetriebnahme bis Ende 2025 und verfügbarer Übertragungskapazität

Name	Jahr der Inbetriebnahme	Verfügbare Übertragungskapazität
<b>Nordsee</b>		
NOR-3-3 (DoWin6/kappa)	2023	658,25 MW
<b>Ostsee</b>		
--		

### 4.8.2.2 Kriterium 2: Geordnete und effiziente Planung, Errichtung, Inbetriebnahme, Nutzung und Auslastung der Offshore-Anbindungsleitungen mit Inbetriebnahme ab 2026

Durch dieses Kriterium wird sichergestellt, dass der Ausbau der WEA auf See und deren Netzanbindungssysteme im Gleichlauf erfolgt. Deshalb ist bei der Festlegung der Flächen und deren zeitlicher Reihenfolge auch die geordnete und effiziente Planung, Errichtung, Inbetriebnahme, Nutzung und Auslastung von Anbindungsleitungen, die ab dem Jahr 2026 in Betrieb gehen, zu berücksichtigen. Im Hinblick auf eine realistische Planung müssen dabei auch die NVP an Land sowie die Planung und der tatsächliche Ausbau von Netzen an Land berücksichtigt werden. Darüber hinaus ist für die Festlegung der Planungsstand bei der räumlichen Sicherung der Anbindungstrasse zu berücksichtigen.

Das Kriterium 2 dient zum einen der Vermeidung von Leerständen.

Zum anderen wird bei der Festlegung der zeitlichen Reihenfolge anhand des Kriteriums 2 überprüft, ob die entsprechenden Anbindungsleitungen und NVP unter Berücksichtigung der Planung und des tatsächlichen Ausbaus von Netzen an Land zu den Inbetriebnahmejahren der Flächen voraussichtlich verfügbar sind. Grundlage für diese Bewertung sind die Angaben seitens der ÜNB zu den Planungs- und Realisierungszeiträumen der NVP und Anbindungssysteme. Sofern eine Offshore-Anbindungsleitung und ein NVP voraussichtlich nicht rechtzeitig fertig gestellt werden können, wird die damit anzubindende Fläche zeitlich später eingereicht.

Im Sinne einer geordneten Planung der Anbindungssysteme kann dieses Kriterium ebenfalls Anwendung finden, um Trassenlängen und die Anzahl der Kreuzungen zu

minimieren. Zu diesem Zweck können einzelne Flächen ggf. zeitlich vorgezogen werden, um eine effiziente und geordnete Errichtung der Anbindungssysteme zu gewährleisten.

#### **4.8.2.3 Kriterium 3: Räumliche Nähe zur Küste**

Es besteht eine direkte Abhängigkeit zwischen der Küstenentfernung der anzubindenden Gebiete und den erforderlichen Investitionen für die Netzanbindung: Je länger die See- und Landkabelverbindung zwischen Gebiet und Küste ist, desto höher liegen die erforderlichen Investitionen zur Herstellung der Netzanbindung. Aus Gründen der Kosteneffizienz wird daher vorbehaltlich anderer, überwiegender Kriterien in der Regel die küstennähere Fläche zuerst zur Ausschreibung kommen.

Für die Bestimmung der räumlichen Nähe zur Küste werden die in Kapitel 3.1 dargestellten Zonen des O-NEP übernommen. Die Nordsee wird in fünf Entfernungszonen eingeteilt, die gesamte Fläche des Küstenmeers und der deutschen AWZ der Ostsee liegen in Zone 1 (siehe Kapitel 3.1 sowie Abbildung 2 und Abbildung 3). Innerhalb einer Zone werden alle Flächen hinsichtlich des Kriteriums der Küstenentfernung gleichrangig behandelt.

Bei der Festlegung der Flächen in Kapitel 5.2 werden Flächen bevorzugt festgelegt, die auf Grundlage dieser Einteilung über eine geringere Entfernung zur Küste verfügen. Auf den Planungshorizont (siehe Kapitel 4.6) wird hingewiesen.

Bei der Festlegung der zeitlichen Reihenfolge werden diejenigen Flächen bevorzugt ausgeschrieben, die auf Grundlage dieser Einteilung über eine geringere Entfernung zur Küste verfügen, d.h. Flächen in Zone 1 werden den Flächen in Zone 2 oder 3 vorgezogen.

#### **4.8.2.4 Kriterium 4: Nutzungskonflikte auf einer Fläche**

Werden auf einer Fläche auf Grundlage der vorliegenden Informationen Nutzungskonflikte erwartet, kann diese Fläche zeitlich zurückgestellt oder von der Nutzung durch Offshore-WEA ausgeschlossen werden. Auf Kapitel 7 wird hingewiesen. Mögliche Nutzungskonflikte können u.a. sein:

- konkurrierende Nutzungen (z.B. Fischerei, Landes- und Bündnisverteidigung, Schifffahrt, Luftverkehr Forschung, Rohstoffabbau, bestehende Leitungen)
- Auswirkungen auf Tiere, Pflanzen und die biologische Vielfalt
- Beschädigung von kulturellem Erbe
- Wechselwirkungen zwischen den verschiedenen Belangen

#### **4.8.2.5 Kriterium 5: Voraussichtliche tatsächliche Bebaubarkeit einer Fläche**

Bei der Anwendung dieses Kriteriums wird die voraussichtliche tatsächliche Bebaubarkeit der Fläche in Bezug auf den geologischen Untergrund bewertet. Deuten die dem BSH vorliegenden Informationen zu den geologischen Verhältnissen und zur Sedimentverteilung darauf hin, dass die Erschließung einer Fläche mit WEA und Netzanbindungssystemen nach dem heutigen Stand der Technik deutlich erschwert oder nicht möglich ist, wird diese Fläche nicht festgelegt oder dauerhaft zurückgestellt werden.

Maßgebliches Bewertungskriterium für die Beurteilung der Bebaubarkeit einer Fläche sind die auf Grundlage der vorliegenden Informationen voraussichtlich zu erwartenden geologischen Verhältnisse auf dem Meeresboden und im Untergrund auf der Fläche. Beispielsweise werden hierbei insbesondere die z.T. mehrere Meter mächtigen breiigen

Schluffe, wie sie in Teilen des südlichen Arkonabeckens anzutreffen sind, als problematisch eingestuft.

#### **4.8.2.6 Kriterium 6: Voraussichtlich zu installierende Leistung**

Vorbehaltlich anderer Kriterien können insbesondere sehr kleinteilige Flächen zurückgestellt bzw. nicht mehr berücksichtigt werden. Dies gilt insbesondere für Flächen, auf denen ein (wirtschaftlicher) Betrieb eines eigenständigen Windparks nicht erwartet werden kann.

#### **4.8.2.7 Kriterium 7: Ausgewogene Verteilung zwischen Nord- und Ostsee**

Dieses Kriterium kann herangezogen werden, um eine unter Berücksichtigung der insgesamt vorhandenen Potentiale ausgewogene Verteilung des Ausschreibungsvolumens auf Flächen in der Nordsee und in der Ostsee, u.a. vor dem Hintergrund der volkswirtschaftlichen Gesamtkosten zu erwirken. Vorbehaltlich anderer Kriterien kann unter Anwendung dieses Kriteriums die Ausschreibung einer Fläche zeitlich vorgezogen oder zurückgestellt werden.

#### **4.8.2.8 Ergänzendes Kriterium Küstenmeer: Tatsächliche Verfügbarkeit der Fläche**

Da der Kriterienkatalog des § 5 Abs. 4 S. 2 WindSeeG lediglich eine nicht-abschließende Aufzählung enthält, wurde ein ergänzendes Kriterium zur tatsächlichen Verfügbarkeit der Fläche aufgenommen. Anhand dieses Kriteriums wird festgestellt, inwieweit die jeweilige Fläche tatsächlich für die Festlegungen im FEP und das Ausschreibungsverfahren zur Verfügung steht. Mögliche Gründe, die einer Verfügbarkeit entgegenstehen, können sein:

- Bestehende oder beantragte Genehmigung nach BImSchG auf der betreffenden Fläche im Küstenmeer
- Ausstehende raumordnerische Verfahren im Küstenmeer

Auf Kapitel 5.4 wird verwiesen.

## 5 Festlegungen

### 5.1 Gebiete für die Errichtung und den Betrieb von Windenergieanlagen auf See

Nach § 5 Abs. 1 Nr. 1 WindSeeG enthält der FEP Festlegungen über Gebiete für die Errichtung und den Betrieb von WEA auf See.

Insgesamt werden derzeit in der AWZ der Nordsee nach Maßgabe der folgenden Ausführungen 13 Gebiete und in der AWZ der Ostsee drei Gebiete für WEA auf See in diesem Plan festgelegt, wobei die Gebiete N-4 und N-5 für eine etwaige Nachnutzung unter Prüfung stehen. Auf Kapitel 4.6 wird verwiesen. Die Gebiete sind zur besseren Übersicht mit dem Buchstaben N bzw. O für die Nord- bzw. Ostsee und den Ziffern 1 bis 13 durchnummeriert.

Die Festlegung und Abgrenzung der Gebiete beruht insbesondere auf den Festlegungen der Raumordnung sowie der Berücksichtigung weiterer öffentlicher und privater Belange.

Übersichten zu genehmigten Nutzungen und Schutzgebieten sowie raumordnerisch festgelegten Gebieten sind im BFO-N 16/17 (Kapitel 12) und BFO-O 16/17 (Kapitel 11) zu finden. Auf Kapitel 7 wird verwiesen. Die Festlegung der Gebiete wurde weitgehend aus den O-NEP bzw. dem BFO übernommen. Die Gebiete N-1 bis N-4 sowie alle Gebiete der Ostsee befinden sich in Zone 1 des O-NEP. Die Gebiete N-5 bis N-8 liegen in Zone 2, die Gebiete N-9 bis N-13 in Zone 3 des O-NEP.

Tabelle 6: Übersicht Gebiete für Windenergie auf See

Gebiet	Größe [km <sup>2</sup> ]	Zoneneinteilung des O-NEP
<b>Nordsee</b>		
N-1	ca. 79	1
N-2	ca. 223	1
N-3	ca. 311	1
N-4	ca. 152	1
N-5	ca. 125	2
N-6	ca. 249	2
N-7	ca. 163	2
N-8	ca. 170	2
N-9	ca. 196	3
N-10	ca. 162	3
N-11	ca. 346	3
N-12	ca. 237	3
N-13	ca. 228	3
<b>Ostsee</b>		
O-1	ca. 134	1
O-2	ca. 101	1
O-3	ca. 30	1

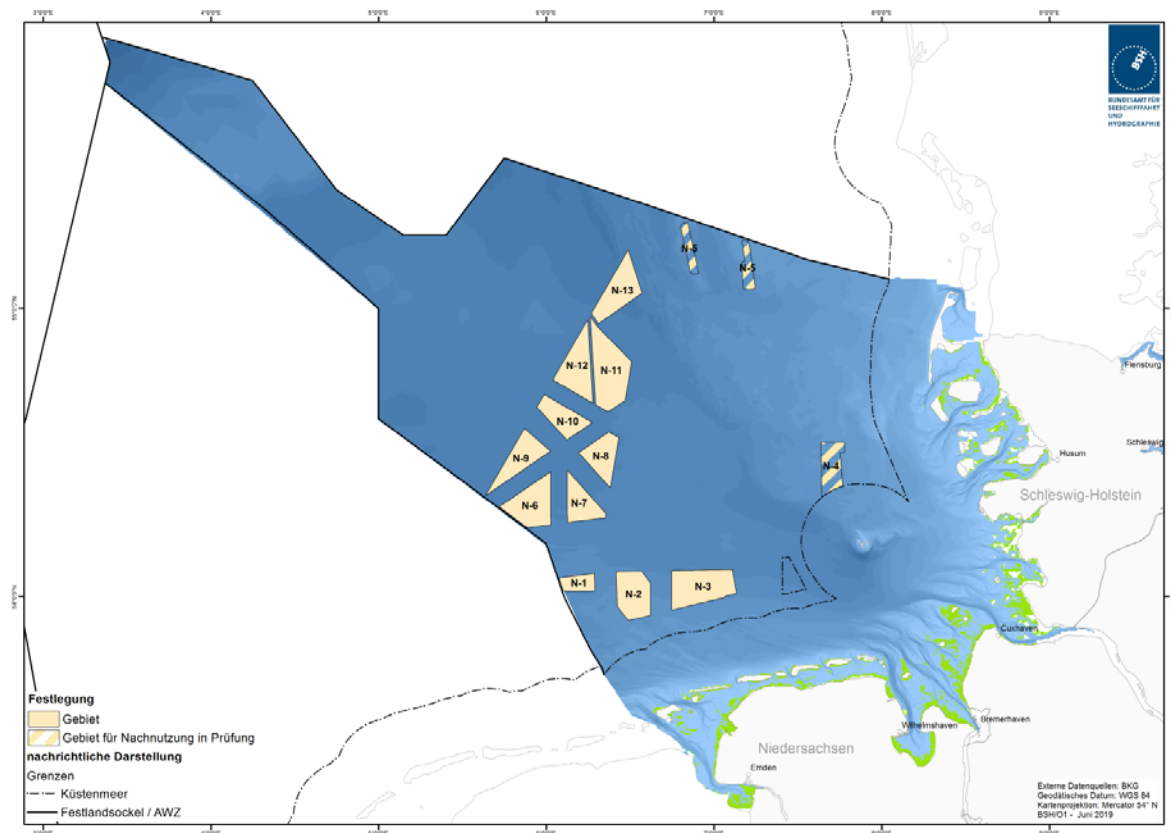


Abbildung 8: Gebiete in der deutschen AWZ der Nordsee

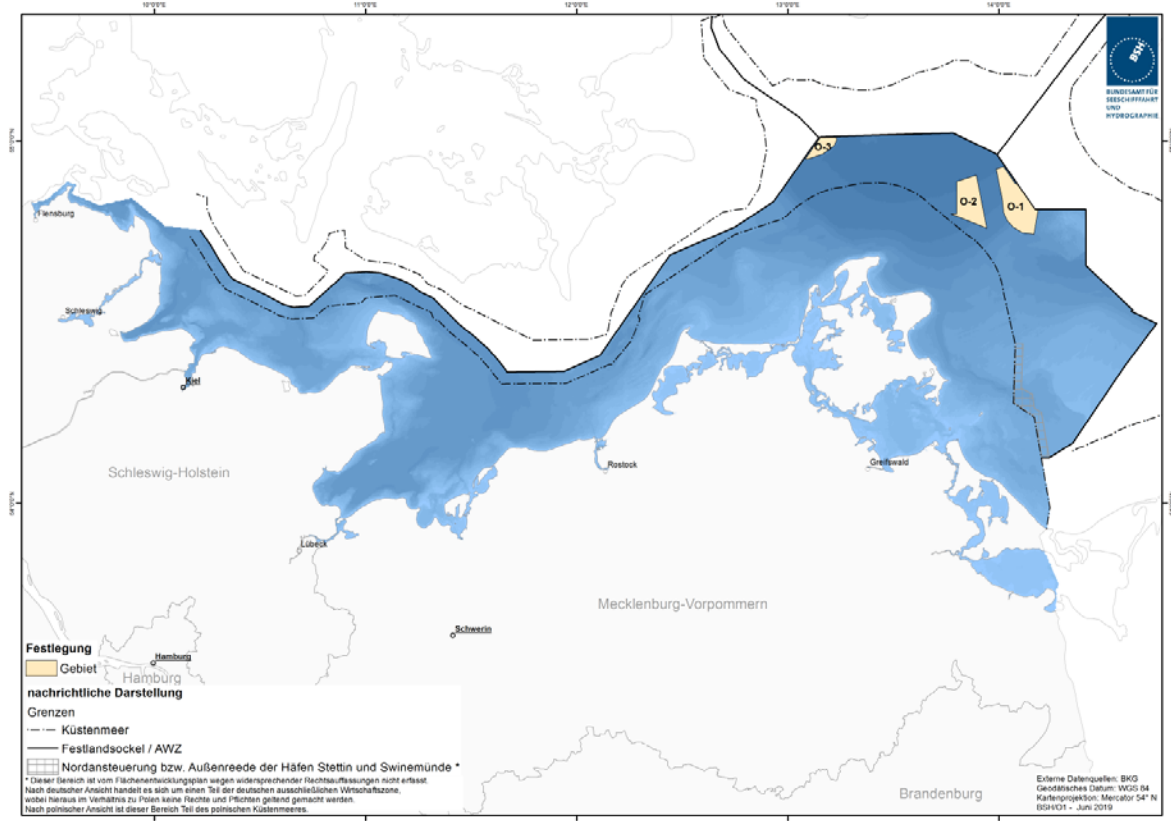


Abbildung 9: Gebiete in der deutschen AWZ der Ostsee



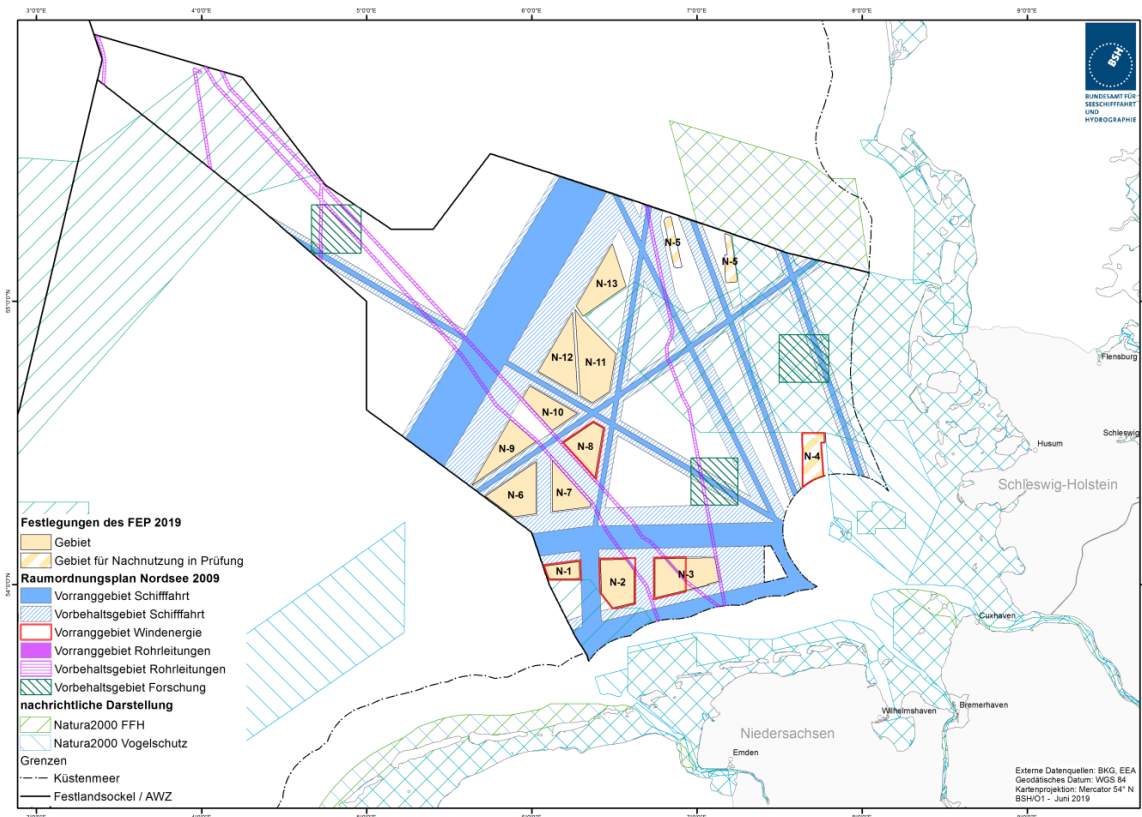


Abbildung 10: Festlegung von Gebieten und Raumordnungsplan für die AWZ der Nordsee

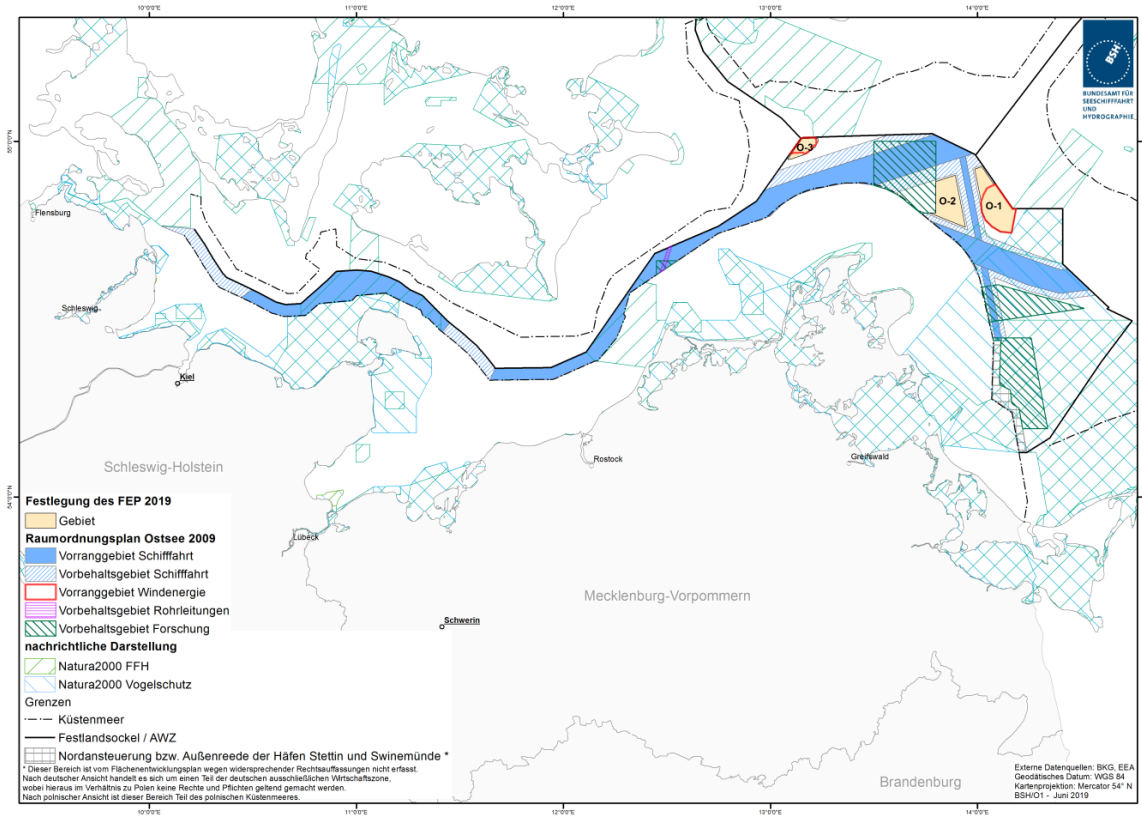


Abbildung 11: Festlegung von Gebieten und Raumordnungsplan für die AWZ der Ostsee

### 5.1.1 Festlegung von Gebieten und fachplanerischer Rahmen

Grundsätzlich setzen die bestehenden Raumordnungspläne für die AWZ den Rahmen vor allem für die Festlegung der Gebiete. Für die AWZ der Nordsee gilt der Raumordnungsplan, der mit Verordnung vom 21. September 2009 erlassen wurde (siehe Abbildung 10). Für die AWZ der Ostsee findet der Raumordnungsplan, der mit Verordnung vom 10. Dezember 2009 erlassen wurde, Anwendung (siehe Abbildung 29). Die Vorrang- und Vorbehaltsgebiete für Schifffahrt, Rohrleitungen, Forschung und Windenergie wurden bei der Auswahl und Festlegung der 13 Gebiete in der AWZ der Nordsee und der drei Gebiete in der AWZ der Ostsee beachtet bzw. berücksichtigt. Entsprechend den Vorgaben des Raumordnungsplans wurden keine Gebiete für Windenergie in Naturschutzgebieten oder Übungsgebieten der Marine festgelegt (siehe Abbildung 10 und Abbildung 11)

Ferner bauen die Festlegungen der Gebiete auf den in den Bundesfachplänen Offshore bestimmten Clustern auf, indem diese im Wesentlichen fortgelten.<sup>15</sup> Bereits im Bundesfachplan Offshore Nordsee 2012 wurden 13 Cluster für Offshore-Windenergie identifiziert und dargestellt, aus welchen Gründen andere Gebiete nicht für die Nutzung von Windenergie auf See in Betracht kommen, vgl. Kapitel 4.2 BFO-N 2012. Weiter ausgeführt wurde dies im BFO-N 13/14. Auf die Ausführungen des Kapitels 4.2 BFO-N 13/14 wird in diesem Zusammenhang verwiesen.

Neben den raumordnerischen Rahmenbedingungen spielen bei der Lage und Auswahl der Gebiete zudem die gesetzlichen Ziele nach

§ 4 Abs. 2 WindSeeG eine entscheidende Rolle. Danach ist Ziel, das Ausbauziel nach § 4 Nummer 2 Buchstabe b EEG zu erreichen, die Stromerzeugung aus WEA auf See räumlich geordnet und flächensparsam auszubauen, eine geordnete und effiziente Nutzung und Auslastung der Offshore-Anbindungsleitungen zu gewährleisten und Offshore-Anbindungsleitungen im Gleichlauf mit dem Ausbau der Stromerzeugung aus WEA auf See zu planen, zu errichten, in Betrieb zu nehmen und zu nutzen.

Nach § 5 Abs. 3 Satz 3 WindSeeG wird zunächst grundsätzlich von der Zulässigkeit der Festlegungen eines Gebiets ausgegangen, soweit das Gebiet in einem vom Bundesfachplan Offshore nach § 17a EnWG festgelegten Cluster oder einem Vorrang-, Vorbehalts- oder Eignungsgebiet eines Raumordnungsplans nach § 17 Absatz 1 Satz 1 ROG liegt. Das heißt, die Zulässigkeit der Festlegung von Gebieten für Windenergie auf See muss nur geprüft werden, soweit zusätzliche oder andere erhebliche Gesichtspunkte erkennbar oder Aktualisierungen und Vertiefungen der Prüfung erforderlich sind.

Grundsätzlich gilt nach § 5 Abs. 3 Satz 2 Nr. 5b WindSeeG, dass die Festlegung von Gebieten oder Flächen außerhalb der Cluster 1 bis 8 in der Nordsee und Cluster 1 bis 3 in der Ostsee des BFO oder der durch ein Küstenland ausgewiesenen Gebiete oder Flächen im Küstenmeer unzulässig ist. Dies gilt nach § 5 Abs. 3 Satz 2 Nr. 5b WindSeeG nicht, wenn in diesen Clustern, Gebieten und Flächen im Küstenmeer nicht ausreichend Gebiete und Flächen festgelegt werden können, um das Ausbauziel nach § 4 Nr. 2b EEG (15 GW in 2030) zu erreichen.

Im Rahmen der Festlegung und Prüfung der Gebiete haben sich nach Maßgabe der nachfolgenden Ausführungen zu den einzelnen Gebieten im Wesentlichen entweder keine neuen Erkenntnisse gegenüber der im BFO

---

<sup>15</sup> Abrufbar unter [https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Bundesfachplaene\\_Offshore/bundesfachplaene-offshore\\_node.html](https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Bundesfachplaene_Offshore/bundesfachplaene-offshore_node.html).

identifizierten Cluster ergeben, so dass einer Festlegung im FEP auf Grundlage der derzeit vorliegenden Informationen nichts entgegensteht; oder zusätzliche erhebliche erkennbare Gesichtspunkte bzw. Aktualisierungen und Vertiefungen der Prüfung haben die Ausweisung der Cluster des BFO bestätigt.

Im Hinblick auf Gebiet N-4 und N-5 wird auf die nachfolgenden Ausführungen verwiesen.

Zwar sind die in § 5 Abs. 4 Satz 2 Nr. 1 bis 7 WindSeeG genannten Kriterien wie etwa die geordnete und effiziente Planung, Errichtung, Inbetriebnahme, Nutzung und Auslastung der noch fertigzustellenden Offshore-Anbindungsleitungen, die räumliche Nähe zur Küste und Nutzungskonflikte nach dem Wortlaut des Gesetzes auf die Festlegung von Flächen und die Reihenfolge ihrer Ausschreibung anzuwenden, da die Flächen jedoch innerhalb der Gebiete liegen, werden die Gebiete nach Sinn und Zweck bereits mit Blick auf die für Flächen anzuwendenden Kriterien festgelegt bzw. werden nicht nur auf zusätzliche oder andere erhebliche erkennbare Gesichtspunkte sowie auf Aktualisierungen und Vertiefungen geprüft, sondern insbesondere auch in Bezug auf die räumliche Nähe zur Küste (Kriterium 3) sowie das Vorliegen von Nutzungskonflikten (Kriterium 4).

Im Sinne einer kosteneffizienten Entwicklung der Windenergie sollte mit der Entwicklung der küstennahen Gebiete begonnen und sukzessive der Abstand zu Küste vergrößert werden. Als Maßstab für die Küstenentfernung wird hierbei die Zonierung der Meere entsprechend des O-NEP (vgl. Abbildung 2 und Abbildung 3) herangezogen. Bei einer Entwicklung der Zone 4 in der AWZ der Nordsee ergibt sich durch die Querung der Schifffahrtsroute 10 eine deutliche Verlängerung der jeweils notwendigen Anbindungssysteme. Zudem wäre der Bereich nordwestlich der Schifffahrtsroute 10 hinsichtlich der Eignung für Windenergie zu

prüfen. Die verfügbare Daten- und Informationsgrundlage ist für diesen Bereich der äußeren AWZ deutlich schlechter als für den Bereich der im FEP ausgewiesenen Gebiete. Die derzeitigen AIS-Datenauswertungen zeigen hier mögliche Konflikte mit der Schifffahrt auch außerhalb der raumordnerisch festgelegten Schifffahrtsroute auf. Diesbezüglich wird auf die Fortschreibung des Raumordnungsplans für die AWZ der Nordsee verwiesen. Zum jetzigen Zeitpunkt können jedoch Konflikte mit der Schifffahrt in diesem Bereich nicht ausgeschlossen werden.

Zudem ist eine Festlegung von Gebieten für die Erreichung des gesetzlichen Ausbaupfads in Höhe von 15 GW bis 2030 im Moment nicht notwendig und es ist nicht erkennbar, dass eine Festlegung von Gebieten nordöstlich der Schifffahrtsroute 10 zu weniger Nutzungskonflikten führen würde als die Festlegungen, die seit dem BFO 2012 erfolgten.

### 5.1.2 Die Gebiete im Einzelnen

**Gebiet N-1** befindet sich zwischen den Verkehrstrennungsgebieten „German Bight Western Approach“ und „Terschelling German Bight“. Südlich an das Gebiet angrenzend liegt das Naturschutzgebiet „Borkum Riffgrund“, östlich das raumordnerisch festgelegte Vorranggebiet 3 für Schifffahrt. Auf der westlichen Seite des Gebietes verläuft die AWZ-Grenze zu den Niederlanden. Das Gebiet liegt in dem raumordnerisch festgelegten Vorranggebiet für Windenergie „Nördlich Borkum“. Das Gebiet ist voraussichtlich bis Ende 2025 vollständig bebaut.

**Gebiet N-2** liegt direkt nordöstlich des Naturschutzgebietes „Borkum Riffgrund“ und wird im nordöstlichen Bereich durch die Rohrleitung „Norpipe“ begrenzt. Nach Süden bzw. Norden ist es durch die parallel zu den Verkehrstrennungsgebieten liegenden Vorbehaltsgebiete für Schifffahrt begrenzt. Entsprechendes gilt für die östliche Seite. Das

Gebiet liegt in dem raumordnerisch festgelegten Vorranggebiet für Windenergie „Nördlich Borkum“. Das Gebiet ist voraussichtlich bis Ende 2025 vollständig bebaut.

**Gebiet N-3** befindet sich ebenfalls zwischen den beiden Verkehrstrennungsgebieten westlich des raumordnerisch festgelegten Vorranggebietes für Rohrleitungen „Europipe 2“. Die westliche Hälfte des Gebietes liegt im raumordnerisch festgelegten Vorranggebiet für Windenergie „Nördlich Borkum“. Durch das Gebiet verläuft in nordöstlicher Richtung die Rohrleitung „Europipe 1“, die durch entsprechende Vorrang- und Vorbehaltsgebiete Rohrleitungen gesichert ist. Das Gebiet ist voraussichtlich bis Ende 2025 teilweise bebaut, auf Abbildung 13 wird verwiesen.

**Gebiet N-4** liegt nördlich von Helgoland. An der östlichen Seite grenzt es an das Vogelschutzgebiet „Östliche Deutsche Bucht“ bzw. an Bereich II des Naturschutzgebietes „Sylter Außenriff – Östliche Deutsche Bucht“. Das Gebiet entspricht dem im Raumordnungsplan festgelegten Vorranggebiet Windenergie „Südlich Amrumbank“. Das Gebiet liegt zu großen Teilen im Hauptkonzentrationsgebiet der Seetaucher und ist fast vollständig bebaut. Das Gebiet ist voraussichtlich bis Ende 2025 vollständig bebaut.

Für den gesamten Bereich vor der Schleswig-Holsteinischen Nordseeküste liegen im Vergleich zur Ausweisung der Cluster 4 und 5 des BFO 2012 – 17 zusätzliche erhebliche Gesichtspunkte in Bezug auf die streng geschützten Arten Stern- und Prachttäucher vor. Die Analyse und Bewertung von kumulativen Auswirkungen der OWP ergab insbesondere, dass die Meideeffekte auf Seetaucher weitaus ausgeprägter sind (Garthe, et al., 2018) als in den Entscheidungen zu Einzelzulassungsverfahren des BSH und im Positionspapier des BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2009) ursprünglich angenommen wurde.

Die OWP „Amrumbank West“, „Nordsee Ost“ und „Meerwind Südost“ tragen zu der ermittelten Verdrängung von Seetauchern aus einem bis dahin präferierten Nahrungs- und Rasthabitat und der Verdichtung in einem anderen, nach Meinung der Experten möglicherweise weniger präferierten Habitat bei. Weiterhin kann das Hauptkonzentrationsgebiet durch das festgestellte Meideverhalten den Windparks gegenüber nur noch eingeschränkt zur Nahrungssuche genutzt werden. Es hat sich gezeigt, dass Gewöhnungseffekte nicht eingetreten sind.

Die Prüfung hat auf Grundlage der Konsultationsbeiträge sowie der dem BSH zur Verfügung stehenden Daten und Informationen ergeben, dass Seetaucher populationsbiologisch betrachtet hoch empfindlich sind, dass das Hauptkonzentrationsgebiet für die Erhaltung der lokalen Population eine hohe funktionale Bedeutung hat und die nachteiligen Auswirkungen durch das Meideverhalten intensiv und dauerhaft sind.

Um eine Verschlechterung des Erhaltungszustands der lokalen Population der Seetaucher durch die kumulativen Auswirkungen der Windparks zu vermeiden, ist es erforderlich, die aktuell den Seetauchern zur Verfügung stehende Fläche des Hauptkonzentrationsgebiets, außerhalb der Wirkzonen bereits realisierter Windparks, von neuen Windparkvorhaben mit Inbetriebnahme ab 2026 frei zu halten.

Aufgrund der Tatsache, dass die nachteiligen kumulativen Auswirkungen auf Seetaucher intensiv und dauerhaft sind, ist es erforderlich, die Überwachungsmaßnahmen fortzusetzen und die Erheblichkeit der kumulativen Auswirkungen im Hinblick auf eine Nachnutzung des Gebiets für Offshore-Windenergie auch in den nächsten Jahren zu prüfen. Es ist darüber hinaus erforderlich, neben strengen Überwachungsmaßnahmen auch Verminderungsmaßnahmen zu treffen, um



eine Verwirklichung des Störungstatbestands i.S.d. § 44 Abs. 1 Nr. 2 BNatSchG mit der erforderlichen Sicherheit auszuschließen. Eine Erweiterung des Gebiets N-4 zur Nutzung von Offshore-Windenergie über das Maß des in der Raumordnung für die deutsche AWZ der Nordsee festgestellten Vorranggebietes (RO-V 2009) hinaus, ist aus Gründen der Sicherstellung des Artenschutzes für die Artengruppe Seetaucher ausgeschlossen.

Eine konkrete Aussage über die genehmigte Betriebsdauer der sich in Gebiet N-4 in Betrieb befindlichen OWP-Vorhaben bzw. etwaige Maßnahmen im Rahmen des Vollzugs ist mit der Darstellung des Gebiets N-4 unter Prüfung hinsichtlich einer etwaigen Nachnutzung nicht verbunden, sondern bleibt dem jeweiligen Verfahren vorbehalten. Entsprechendes gilt für das Vorhaben, das unter die Regelungen des Übergangsregimes fällt. Die Behandlung dieser Thematik bleibt dem Zulassungsverfahren vorbehalten.

Auf Kapitel 4.6 des Umweltberichts Nordsee wird verwiesen.

Darüber hinaus wird auf die nachfolgenden Ausführungen zu Gebiet N-5 verwiesen.

Das **Gebiet N-5** liegt westlich von Sylt im bzw. am Rand des Naturschutzgebiets „Sylter Außenriff – Östliche Deutsche Bucht“. Das Gebiet liegt vollständig im Hauptkonzentrationsgebiet der Seetaucher.

Das Gebiet N-5 wurde im Vergleich zur Ausweisung des Clusters 5 im BFO verkleinert, da das in Betrieb befindliche Windparkvorhaben „Butendiek“ im Naturschutzgebiet „Sylter Außenriff – Östliche Deutsche Bucht“ liegt. Eine Festlegung dieses östlichen Teils des Clusters 5 als Gebiet wäre im Hinblick auf eine etwaige Nachnutzung nach § 5 Abs. 3 Satz 2 Nr. 5a WindSeeG unzulässig. Dies ergibt sich zudem aus dem Ziel 3.5.1. (3) der AWZ Nordsee-ROV. Das Vorhaben „Butendiek“ wird nachrichtlich dargestellt.

Zusätzlich umfasst das Gebiet im Vergleich zur Ausweisung des Clusters 5 im BFO-N 2012 – 17 nunmehr ausschließlich die in Betrieb befindlichen Vorhaben „Dan Tysk“ und „Sandbank“.

Das gesamte Gebiet N-5 hat für die Rastpopulationen der Seetaucher eine sehr hohe Bedeutung. Das Gebiet N-5 grenzt nördlich an das dänische Vogelschutzgebiet „Südliche Nordsee“ mit ebenfalls hohem Seetauchervorkommen.

Die Langzeit-Datenreihen aus den Umweltverträglichkeitsstudien, dem Monitoring der OWP sowie aus dem Monitoring der Natura2000-Gebiete zeigen, dass in diesem Gebiet regelmäßig hohe Dichten erfasst wurden. Die interannuelle Variabilität der Verbreitungsmuster, die auch in der Umgebung des Gebietes N-5 vor Errichtung der Windparks festgestellt wurde, kann mit der dynamischen Verfügbarkeit von Nahrung oder mit dem Aufsuchen von geeignetem Ausweichhabitat im Fall von Störungen zusammenhängen.

Die Ergebnisse aus dem Monitoring sowie aus Forschungsvorhaben zeigen, dass die Störung der Seetaucher bzw. der Habitatverlust deutlich höher als erwartet ausfällt (Welcker & Nehls, 2016; Dierschke, Furness, & Garthe, 2016; Garthe, et al., 2018; Mendel, et al., 2019). Aus den Windparkvorhaben im Gebiet N-5 und dessen Umgebung zeigen aktuelle Ergebnisse aus dem laufenden Betriebsmonitoring signifikante mittlere Meideabstände von 10 bis ca. 15 km (BIOCONSULT SH GMBH & CO.KG, 2017; 2018; IFAÖ INSTITUT FÜR ANGEWANDTE ÖKOSYSTEMFORSCHUNG GMBH, 2018).

Die Analyse und Bewertung von kumulativen Auswirkungen der OWP ergab, dass die Meideeffekte auf Seetaucher weitaus ausgeprägter sind (Garthe, et al., 2018), als in den Entscheidungen zu Einzelzulassungsverfahren des BSH und im Positionspapier des



BMU (2009) ursprünglich angenommen wurde. Die OWP „Butendiek“, „Dan Tysk“ und „Sandbank“ im Gebiet N-5 tragen zu der ermittelten Verdrängung von Seetauchern aus einem bis dahin präferierten Nahrungs- und Rasthabitat und der Verdichtung in einem anderen, nach Meinung der Experten möglicherweise weniger präferierten Habitat bei. Weiterhin kann das Hauptkonzentrationsgebiet durch das festgestellte Meideverhalten den Windparks gegenüber nur noch eingeschränkt zur Nahrungssuche genutzt werden.

Es hat sich gezeigt, dass Gewöhnungseffekte nicht eingetreten sind. Aufgrund der Tatsache, dass die nachteiligen kumulativen Auswirkungen auf Seetaucher intensiv und dauerhaft sind, ist es erforderlich, die Überwachungsmaßnahmen fortzusetzen und die Erheblichkeit der kumulativen Auswirkungen im Hinblick auf eine Nachnutzung des Gebietes für Offshore-Windenergie auch in den nächsten Jahren zu prüfen.

Es ist darüber hinaus erforderlich, neben strengen Überwachungsmaßnahmen auch Verminderungsmaßnahmen zu treffen, um eine Verwirklichung des Störungstatbestands i.S.d. § 44 Abs.1 Nr. 2 BNatSchG mit der erforderlichen Sicherheit auszuschließen.

Eine konkrete Aussage über die genehmigte Betriebsdauer der sich in Gebiet N-5 in Betrieb befindlichen OWP-Vorhaben bzw. etwaige Maßnahmen im Rahmen des Vollzugs ist mit der Darstellung des Gebiets N-5 unter Prüfung hinsichtlich einer etwaigen Nachnutzung nicht verbunden, sondern bleibt dem jeweiligen Verfahren vorbehalten.

Eine Erweiterung des Gebiets N-5 zur Nutzung von Offshore-Windenergie über die zum Zeitpunkt dieser Prüfung in Betrieb befindlichen OWP „Butendiek“, „Dan Tysk“ und „Sandbank“ hinaus sowie konkret bezogen auf die in den Entwürfen des FEP in Prüfung dargestellte

Fläche N-5.4 ist nach aktuellem Kenntnisstand sowohl mit dem Verbotstatbestand des § 44 Abs. 1 Nr. 2 BNatSchG, als auch mit § 5 Abs. 3 S. 2 Nr. 2 WindSeeG nicht vereinbar. Der Ausschluss der Fläche N-5.4 begründet sich mit dem Maß der bereits festgestellten kumulativen nachteiligen Auswirkungen der OWP aus dem Bereich des Hauptkonzentrationsgebietes der Seetaucher in der deutschen AWZ der Nordsee. Der festgestellte Verlust von 19% des für die Erhaltung der lokalen Seetaucherpopulation wertvollen Nahrungs- und Rasthabitats innerhalb des Hauptkonzentrationsgebietes in Verbindung mit der ermittelten statistisch signifikanten Abnahme der Abundanz der Seetaucher verbietet aus Gründen der Sicherstellung des Artenschutzes für die Artengruppe der Seetaucher eine etwaige Vergrößerung der Eingriffsfläche.

Dem Vorsorgeprinzip im Sinne des § 3 UVPG folgend und um eine erhebliche Störung nach § 44 Abs. 1 Nr. 2 BNatSchG mit der erforderlichen Sicherheit auszuschließen, sind weitere kumulative Effekte durch die Errichtung weiterer Offshore-Windenergieanlagen im Gebiet N-5 zu unterlassen.

Das Vorsorgeprinzip ist ein Umweltrechtsprinzip von herausragender Bedeutung. Es fordert, dass Maßnahmen nicht erst bei drohenden Schäden durch konkrete Umweltgefahren eingreifen, sondern bereits im Vorfeld des Entstehens einer Gefahr bei der Risikoverminderung ansetzen müssen. Hieraus ergibt sich die Pflicht zu einer möglichst weit vorausschauenden und planenden Umweltvorsorge, die darauf abzielt, Umweltgefahren oder gar -schäden gar nicht erst entstehen zu lassen. Gerade bei komplexen oder noch nicht vollständig erforschten Zusammenhängen kann durch eine summierende Wirkung des für sich allein möglicherweise ungefährlichen Verursachungsbeitrags eine Umweltgefährdung entstehen. So dürfte die Errichtung nur einer

Windenergieanlage – oder auch eines einzigen OWP – wohl allseits als unproblematisch angesehen werden, doch muss die Vielzahl der Anlagen bzw. der Projekte zu einer anderen Betrachtungs- und Behandlungsweise führen. Die Anwendung des Vorsorgeprinzips eröffnet die Möglichkeit, bereits bei einer – auf tatsächlichen Anhaltspunkten beruhenden – Besorgnis einer möglichen Umweltbeeinträchtigung Maßnahmen zu ergreifen (Kuhbier & Prall, 2010).

Den vorangegangenen Ausführungen folgend, wird das Gebiet N-5 auf die Größe der sich in Betrieb befindlichen Vorhaben außerhalb der Natura2000-Gebiete reduziert und nicht als Gebiet ausgewiesen, sondern im Hinblick auf eine etwaige Nachnutzung unter Prüfung gestellt. Die noch in den Entwürfen des FEP in Prüfung gestellte Fläche N-5.4 wird, aufgrund der Ergebnisse der Bewertung der kumulativen nachteiligen Auswirkungen auf den Erhaltungszustand der lokalen Population der Seetaucher, aus den weiteren Planungen für Offshore-WEA mit Inbetriebnahme ab 2026 ausgeschlossen.

Die Prüfung des Gebiets bzw. einer in Betracht kommenden Fläche in diesem Gebiet hat ergeben, dass Seetaucher populationsbiologisch betrachtet hoch empfindlich sind, das Hauptkonzentrationsgebiet für die Erhaltung der lokalen Population eine hohe Bedeutung hat und die nachteiligen Auswirkungen durch das Meideverhalten intensiv und dauerhaft sind.

Um eine Verschlechterung des Erhaltungszustands der lokalen Population durch die kumulativen Auswirkungen der Windparks zu vermeiden, ist es erforderlich, die aktuell den Seetaucher zur Verfügung stehende Fläche des Hauptkonzentrationsgebiets, außerhalb der Wirkzonen bereits realisierter Windparks, von neuen Windparkvorhaben mit Inbetriebnahme ab 2026 frei zu halten.

Das BSH kommt zum Ergebnis, dass eine erhebliche Störung i.S.d. § 44 Abs. 1 Nr. 2

BNatSchG infolge der Durchführung des Plans mit der erforderlichen Sicherheit ausgeschlossen werden kann, wenn sichergestellt ist, dass kein zusätzlicher Habitatverlust im Hauptkonzentrationsgebiet erfolgen wird.

Aufgrund der nicht auszuschließenden erheblichen kumulativen Effekte auf den Seetaucherbestand durch eine Realisierung weiterer Windparkvorhaben im Hauptkonzentrationsgebiet liegt bereits – unabhängig von der Frage der artenschutzrechtlichen Zulässigkeit – eine Gefährdung der Meeresumwelt i.S.v. § 5 Abs. 3 S. 2 Nr. 2 WindSeeG vor. Dies liegt u.a. auch darin begründet, dass das Hauptkonzentrationsgebiet ein wichtiger funktionaler Bestandteil der Meeresumwelt im Hinblick auf See- und Rastvögel ist. Aus diesem Grund ist eine Ausweisung der Fläche N-5.4 nicht zulässig.

Auf Kapitel 7 des FEP und die Kapitel 4.12.4 und 5.2.2.1 des Umweltberichts Nordsee wird verwiesen.

Jedenfalls ist zusätzlich mit Blick auf eine etwaige Flächenausweisung in diesem Gebiet ein Nutzungskonflikt im Sinne des § 5 Abs. 4 Satz 2 Nr. 4 WindSeeG zwischen der Nutzung Offshore-Windenergie und naturschutzfachlichen und umweltrechtlichen Belangen erkennbar geworden. Auf Kapitel 5.2.2 wird verwiesen.

Das Prüfungserfordernis des Gebiets im Hinblick auf eine etwaige Nachnutzung liegt darin begründet, dass nach § 8 Abs. 3 WindSeeG im Rahmen einer Fortschreibung des FEP über das Jahr 2030 hinaus Festlegungen über eine Nachnutzung getroffen werden können. Es kann nach der Gesetzesbegründung nur festgelegt werden, ob die dann frei werdenden Vorhabensbereiche der in Betrieb befindlichen Windparks entweder für die Nutzung zur Stromerzeugung aus Windenergie auf See eingesetzt werden und entsprechend eine neue Ausschreibung für diese Fläche

durchgeführt wird, oder dass diese Flächen nicht mehr für diesen Zweck genutzt werden.<sup>16</sup> Eine Aussage über die genehmigte Betriebsdauer der sich in Gebiet N-5 in Betrieb befindlichen OWP-Vorhaben bzw. etwaige Maßnahmen im Rahmen des Vollzugs ist mit der Darstellung des Gebiets N-5 unter Prüfung hinsichtlich einer etwaigen Nachnutzung nicht verbunden, sondern bleibt dem jeweiligen Verfahren vorbehalten.

**Gebiet N-6** befindet sich nördlich des Verkehrstrennungsgebietes „German Bight Western Approach“. In östlicher Richtung wird das Gebiet durch das Vorbehaltsgebiet Schifffahrt 12 und in nördlicher Richtung durch die Schifffahrtsroute 6 begrenzt. Westlich des Gebiets verläuft die AWZ-Grenze zu den Niederlanden. Das Gebiet ist voraussichtlich bis Ende 2025 teilweise bebaut, auf Abbildung 13 wird verwiesen.

**Gebiet N-7** liegt nördlich des VTG „German Bight Western Approach“. Es wird westlich durch das Vorbehaltsgebiet Schifffahrt 12 und nordöstlich durch das Vorbehaltsgebiet für Rohrleitungen („Norpipe“) begrenzt. Das Gebiet ist voraussichtlich bis Ende 2025 teilweise bebaut, auf Abbildung 13 wird verwiesen.

**Gebiet N-8** entspricht dem im Raumordnungsplan festgelegten Vorranggebiet Windenergie „Östlich Austerngrund“. Westlich wird das Gebiet durch das Vorbehaltsgebiet für Rohrleitungen („Europipe 1“) begrenzt, östlich und nördlich durch die Schifffahrtsrouten 4, 5 und 6. Das Gebiet ist voraussichtlich bis Ende 2025 teilweise bebaut, auf Abbildung 13 wird verwiesen.

**Gebiet N-9** wird durch die Schifffahrtsrouten 6 und 10 sowie das Vorbehaltsgebiet für Rohrleitungen („Norpipe“) abgegrenzt.

**Gebiet N-10** liegt zwischen den Schifffahrtsrouten 4, 6 und 10 sowie dem Vorbehaltsgebiet Rohrleitung („Europipe 1“).

**Gebiet N-11** wird durch die Schifffahrtsrouten 4, 5 und 6, das grenzüberschreitende Seekabelsystem „NorNed“ sowie das Naturschutzgebiet „Sylter Außenriff – Östliche Deutsche Bucht“ begrenzt.

**Gebiet N-12** wird durch die Schifffahrtsrouten 4 und 10 und das grenzüberschreitende Seekabelsystem „NorNed“ abgegrenzt.

**Gebiet N-13** wird durch die Schifffahrtsroute 10 und das Naturschutzgebiet „Sylter Außenriff – Östliche Deutsche Bucht“ begrenzt.

**Gebiet O-1** („Westlich Adlergrund“) befindet sich nordöstlich der Insel Rügen an der Grenze zur dänischen AWZ. Das Gebiet ist nördlich des Naturschutzgebietes „Pommersche Bucht - Rönnebank“ sowie nördlich des Vorranggebietes 21 für Schifffahrt angesiedelt. Westlich des Gebietes liegt das Vorranggebiet 20 für Schifffahrt, auf der östlichen Seite verläuft die AWZ-Grenze zu Dänemark. Das Gebiet beinhaltet das raumordnerisch festgelegte Vorranggebiet „Westlich Adlergrund“. Das Gebiet ist voraussichtlich bis Ende 2025 teilweise bebaut, auf Abbildung 3 und Abbildung 14 wird verwiesen.

**Gebiet O-2** („ArkonaSee“) liegt nordöstlich der Insel Rügen. Das Gebiet wird im Norden, Osten und Süden durch das Vorranggebiet 19, 20 und 21 für Schifffahrt begrenzt. Im Westen grenzt das Gebiet an ein Vorranggebiet für Forschung. Das Gebiet ist voraussichtlich bis Ende 2025 teilweise bebaut, auf Abbildung 3 und Abbildung 14 wird verwiesen. Im Übrigen wird auf Kapitel 5.2.2 verwiesen.

**Gebiet O-3** („Kriegers Flak“) befindet sich nordwestlich der Insel Rügen. Das Gebiet wird

---

<sup>16</sup> Vgl. BT DrS 18/8860 vom 21. Juli 2016, Gesetzentwurf der Fraktion CDU/CSU und SPD, Entwurf eines Gesetzes zur Einführung von Ausschreibungen aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien, Seite 280.

im Norden durch die schwedische AWZ-Grenze, im Westen durch die dänische AWZ-Grenze, im Süden durch das Vorranggebiet 19 für Schifffahrt und im Osten durch U-Boottauchgebiete der NATO begrenzt. Dieses Gebiet umschließt das raumordnerisch festgelegte Vorranggebiet für Windenergie

„Kriegers Flak“ und ist vollständig bebaut. Im Vergleich zur Ausweisung des Clusters im BFO wurde das Gebiet verkleinert und umfasst nunmehr lediglich das in Betrieb befindliche OWP-Vorhaben. Auf die Zulässigkeitsprüfung unter Kapitel 7.3. wird ergänzend verwiesen.

Tabelle 7: Zusammenfassende Übersicht der Gebiete

Gebiet	Ausweisung Cluster im BFO	Derzeit zusätzliche erhebliche erkennbare Gesichtspunkte gegenüber Ausweisung der Cluster im BFO (§ 5 Abs. 5 Satz 3 WindSeeG) Derzeit erkennbare Nutzungskonflikte
<b>Nordsee</b>		
N-1	Ja	Nein
N-2	Ja	Nein
N-3	Ja	Nein
N-4 (Nachnutzung unter Prüfung)	Ja	Lage im Hauptkonzentrationsgebiet Seetaucher.
N-5 (Nachnutzung unter Prüfung)	Ja	Verkleinerung des ausgewiesenen Clusters 5 auf die in Betrieb befindlichen OWP „Dan Tysk“ und „Sandbank“. Das Vorhaben „Butendiek“ wird aufgrund der Lage innerhalb des Schutzgebietes nachrichtlich als Windpark dargestellt. Lage im Hauptkonzentrationsgebiet Seetaucher. Zusätzliche erhebliche erkennbare Gesichtspunkte und Nutzungskonflikt.
N-6	Ja	Nein
N-7	Ja	Nein
N-8	Ja	Nein
N-9	Ja	Nein
N-10	Ja	Nein
N-11	Ja	Nein
N-12	Ja	Nein
N-13	Ja	Nein
<b>Ostsee</b>		
O-1	Ja	Nein
O-2	Ja	Vogelzug Baugrundverhältnisse Sicherheit und Leichtigkeit des Schiffsverkehrs
O-3	Ja	Gebiet wurde im Vergleich zum ausgewiesenen Cluster verkleinert.

## 5.2 Flächen für die Errichtung und den Betrieb von Windenergieanlagen auf See

Nach § 5 Abs. 1 Nr. 2 WindSeeG trifft der FEP Festlegungen über Flächen in den in Kapitel 5.1 festgelegten Gebieten für die Errichtung und den Betrieb von WEA auf See. § 5 Abs. 4 regelt nicht abschließend Kriterien für die Festlegung der Flächen (siehe Kapitel 4.8). Zudem werden gemäß § 5 Abs. 5 WindSeeG die Gebiete sowie die Flächen und die zeitliche Reihenfolge ihrer Ausschreibung so festgelegt, dass WEA auf See auf Flächen mit einer voraussichtlich zu installierenden Leistung von 700 bis 900 MW und von durchschnittlich nicht mehr als 840 MW zu jedem Gebotstermin nach § 17 WindSeeG ausgeschrieben und ab dem Jahr 2026 pro Kalenderjahr in Betrieb genommen werden.

Die Flächen sind zur besseren Übersicht mit den Ziffern 1 bis 8 hinter dem Buchstaben N bzw. O für die Nord- bzw. Ostsee sowie den Ziffern 1 bis 13 für das jeweilige Gebiet durchnummeriert (Beispiel: N-9.1 für Fläche 1 im Gebiet N-9 in der Nordsee).

### 5.2.1 Festlegungen von Flächen

Im Rahmen des FEP werden unter Berücksichtigung der OWP-Vorhaben, die bis Ende 2025 in Betrieb genommen werden, und des Planungshorizonts bis 2030 zunächst nur Flächen in den Gebieten N-3, N-6, N-7, N-9 und O-1 ausgewiesen. Auf Kapitel 4.6 wird verwiesen. Unter der Annahme, dass die Windpark-Vorhaben in den Gebieten N-1, N-2 und N-4 sowie O-3, die bereits in Betrieb sind bzw. die im Rahmen der Übergangsausschreibungen einen Zuschlag erhalten haben, bis Ende 2025 bei Vorliegen der Voraussetzungen weiterhin in Betrieb sind bzw. in Betrieb gehen werden, erfolgt keine Ausweisung von Flächen in diesen Gebieten.

Die Prüfung der Vorhaben, die im Rahmen der Übergangsausschreibung einen Zuschlag erhalten haben, bleibt dem jeweiligen Einzelzulassungsverfahren nach den jeweils geltenden Vorschriften vorbehalten. Auf Kapitel 6 wird hingewiesen.

Tabelle 8: Übersicht Flächen für Windenergie auf See

Gebiet	Fläche	Flächen- größe [km <sup>2</sup> ]	Anbindungs- konzept
<b>Nordsee</b>			
N-1	-	-	-
N-2	-	-	-
N-3	N-3.5	ca. 26	66 kV
	N-3.6	ca. 32	66 kV
	N-3.7	ca. 17	155 kV <sup>1)</sup>
	N-3.8	ca. 23	155 kV <sup>1)</sup>
N-4 <sup>2)</sup>	-	-	-
N-5 <sup>2)</sup>	-	-	-
N-6	N-6.6	ca. 42	220 kV <sup>3)</sup>
	N-6.7	ca. 16	220 kV <sup>3)</sup>
N-7	N-7.2	ca. 53	66 kV
N-8	-	-	-
N-9	N-9.1 <sup>4)</sup>	ca. 87 <sup>4)</sup>	66 kV
<b>Ostsee</b>			
O-1	O-1.3	ca. 25	AC-Anbindung
O-2	O-2.2 <sup>5)</sup>	ca. 20	-
O-3	-	-	-

<sup>1)</sup> Die Flächen N-3.7 und N-3.8 werden an das bereits 2023 in Betrieb gehende Anbindungssystem NOR-3-3 angeschlossen und demnach mit dem 155 kV-Anbindungskonzept angebunden.

<sup>2)</sup> Die Gebiete N-4 und N-5 stehen im Hinblick auf eine etwaige Nachnutzung unter Prüfung. Auf Kapitel 5.1 wird verwiesen.

<sup>3)</sup> Die Flächen N-6.6 und N-6.7 werden aufgrund ihrer vergleichsweise großen Distanz zueinander sowie räumlichen Begrenzungen für Kabeltrassen mit dem 220 kV-Anbindungskonzept angebunden.

<sup>4)</sup> Die Fläche N-9.1 ist nicht in vollem Umfang für die Erreichung des gesetzl. Ausbauziels erforderlich. In Kap 5.5 findet demnach nur eine Teilfläche von der hier festgelegten Fläche N-9.1 Berücksichtigung.

<sup>5)</sup> Die Festlegung der Fläche O-2.2 steht in Frage. Auf Kapitel 5.1.2, 5.2.2 und 7 wird verwiesen.



### Nordsee

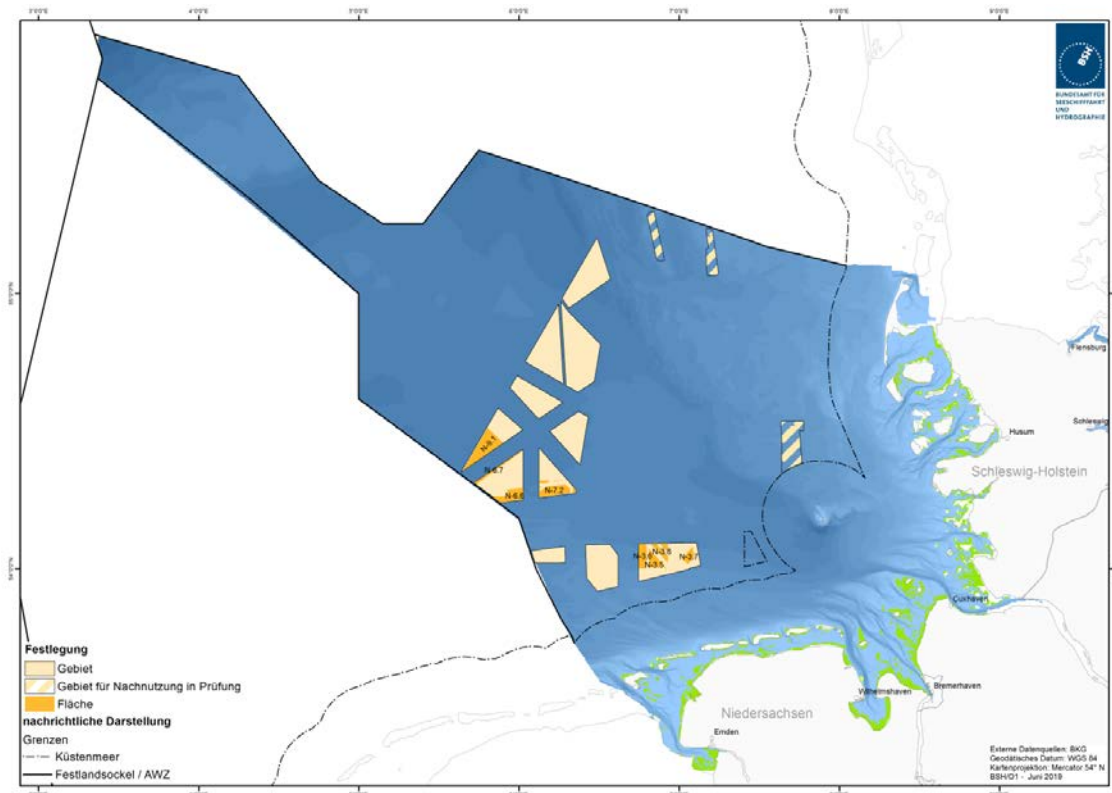


Abbildung 12: Flächen in der deutschen AWZ der Nordsee

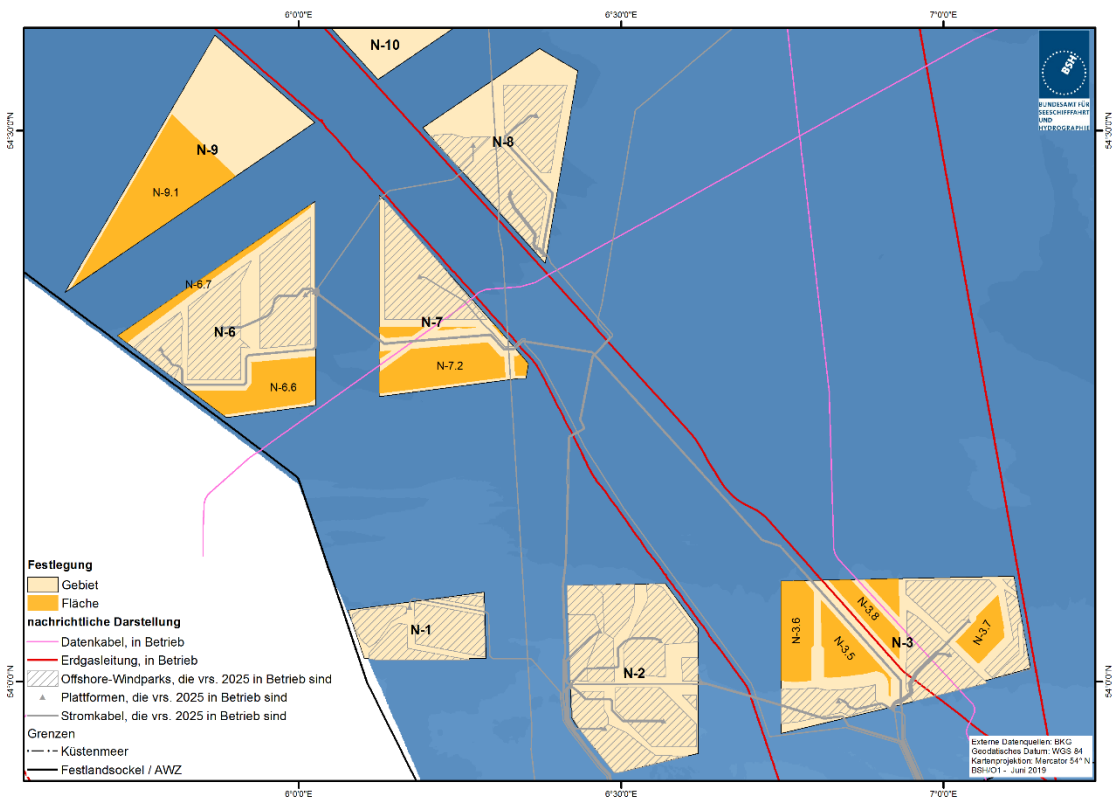


Abbildung 13: Flächen in den Gebieten N-3, N-6, N-7 und N-9 in der deutschen AWZ der Nordsee

In Gebiet N-3 werden vier Flächen festgelegt. Die Fläche N-3.6 wird durch die Vorbehaltsgebiete Schifffahrt Nr. 2 und 11, den errichteten Windpark „Nordsee One“ sowie die Fläche N-3.5 begrenzt. Westlich der „Europipe 1“ bzw. der Anbindungssysteme „BorWin1“ und „BorWin2“ befindet sich zudem die Fläche N-3.5. Östlich angrenzend an die „Europipe 1“ liegt die Fläche N-3.8. Diese wird durch das aktive Datenkabel „TAT 14N“ in zwei Bereiche zerschnitten. Zudem wird im Gebiet N-3 noch die Fläche N-3.7 festgelegt, die durch die Windparks „Gode Wind 01“, „Gode Wind 02“, „Gode Wind III“ und „Gode Wind 04“ eingeschlossen ist.

In Gebiet N-6 ist im Rahmen dieses Plans die Festlegung von zwei Flächen vorgesehen. Die Fläche N-6.6 liegt im südlichen Bereich des Gebiets und wird südlich und östlich durch Vorbehaltsgebiete Schifffahrt begrenzt. In nördlicher Richtung liegen die drei bereits errichteten Windparks „Deutsche Bucht“, „Veja Mate“ und „BARD Offshore 1“. Im nördlichen Bereich des Gebiets, nördlich der bereits errichteten Windparks, begrenzt durch Vorbehaltsgebiete Schifffahrt, wird die Fläche N-6.7 festgelegt.

Im südlichen Bereich des Gebiets N-7 wird die Fläche N-7.2 festgelegt. Nördlich der Fläche liegt der Windpark „EnBW He Dreih“, westlich, östlich und südlich werden die Flächen durch Schifffahrtsrouten begrenzt. Zwischen den Teilflächen verlaufen die Anbindungsleitungen BorWin1, BorWin2 und NOR-6-3, die Flächen werden zudem durch das Datenkabel „Atlantic Crossing 2“ und das grenzüberschreitende Seekabelsystem „NorNed“ zerschnitten.

In Gebiet N-9 ist die Festlegung von der Fläche N-9.1 zur Erreichung des gesetzlichen Ausbauziels vorgesehen. Grundsätzlich gilt nach § 5 Abs. 3 Satz 2 Nr. 5b WindSeeG, dass die Festlegung von Gebieten oder Flächen außerhalb der Cluster 1 bis 8 (nunmehr Gebiete N-1 bis N-8) in der Nordsee und Cluster 1 bis 3 (nunmehr Gebiete O-1 bis O-3) in der Ostsee des BFO oder der durch ein Küstenland ausgewiesenen Gebiete oder Flächen im Küstenmeer unzulässig ist. Dies gilt nach § 5 Abs. 3 Satz 2 Nr. 5b WindSeeG jedoch nicht, wenn in diesen Clustern, Gebieten und Flächen im Küstenmeer nicht ausreichend Gebiete und Flächen festgelegt werden können, um das Ausbauziel nach § 4 Nr. 2b EEG (15 GW in 2030) zu erreichen. Statt der Festlegung einer Fläche Gebiet N-9 käme die Ausweisung einer Fläche in Gebiet N-5 (ehemals Cluster 5 des BFO) in Betracht. Allerdings hat die Prüfung ergeben, dass bei einer Fläche in Gebiet N-5 Nutzungskonflikte nach § 5 Abs. 4 Satz 3 Nr. 4 WindSeeG zwischen der Nutzung Offshore-Windenergie und naturschutzfachlichen und umweltrechtlichen Belangen vorliegen. Im direkten Vergleich eignen sich daher Flächen in Gebiet N-9 besser für den Ausbau der Offshore-Windenergie. Im Übrigen wird auf Kapitel 5.1.2 und Kapitel 9.3.2 Umweltbericht Nordsee verwiesen.

Das Gebiet N-9 wird in nordwestlicher Richtung geteilt. Begrenzt wird die Fläche in südlicher Richtung durch Schifffahrtsrouten. Es wird darauf hingewiesen, dass die Fläche N-9.1 nicht in vollem Umfang für die Erreichung des gesetzlichen Ausbauziels erforderlich ist. In Kapitel 5.5 findet daher nur eine Teilfläche von der hier festgelegten Fläche N-9.1 Berücksichtigung.

## Ostsee

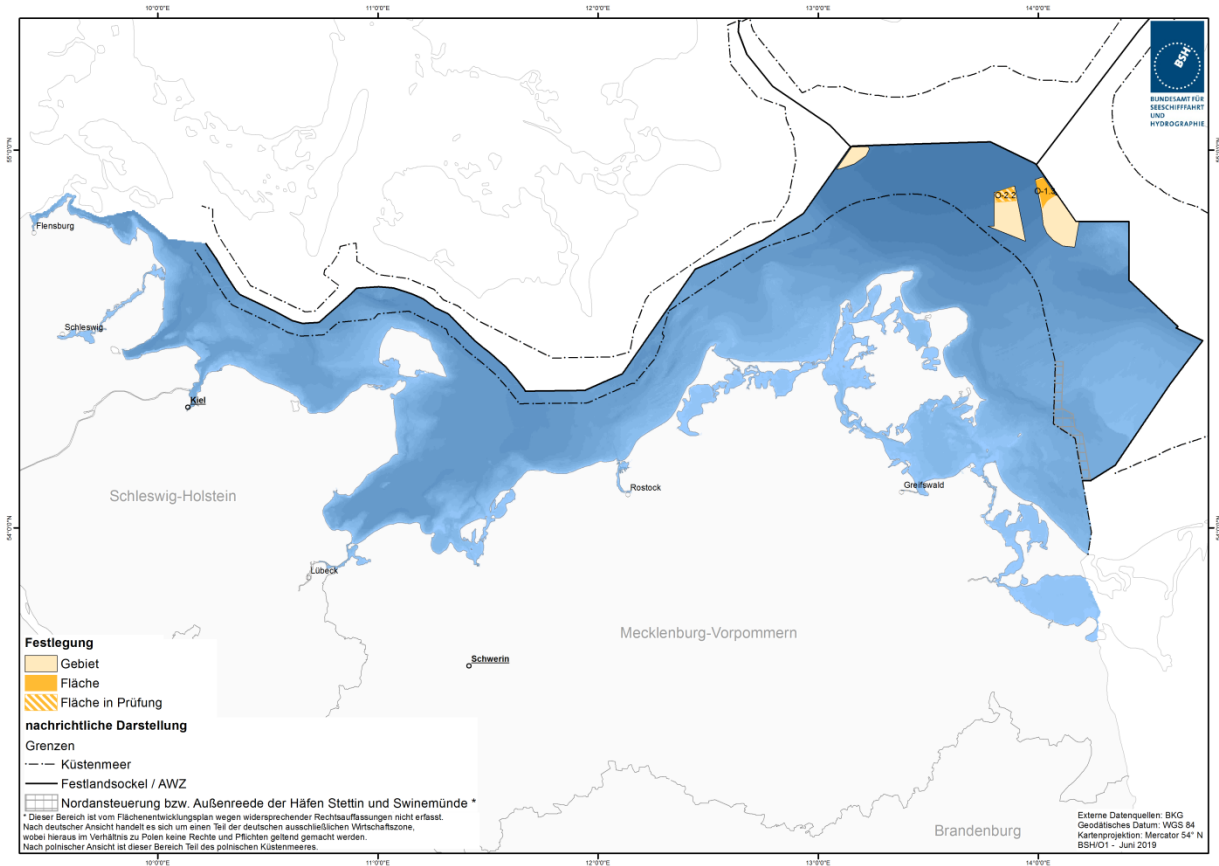


Abbildung 14: Flächen in der deutschen AWZ der Ostsee

In Gebiet O-1 wird im nördlichen Bereich die Fläche O-1.3 festgelegt. Diese wird durch die AWZ-Grenze zu Dänemark, Schifffahrtsrouten sowie den Windpark „Wikinger“ begrenzt. Im Norden grenzt zudem ein NATO-U-Boottauchgebiet an die Fläche. In Gebiet O-2 steht die Festlegung der Fläche O-2.2 im nördlichen

Bereich des Gebietes O-2 unter Prüfung. Auf Kapitel 5.1.2, 5.2.2 und 7 wird verwiesen. Auch diese Fläche wird durch Schifffahrtsrouten und den Windpark „Baltic Eagle“ begrenzt. Zudem wird die Fläche nach Westen von einem Vorbehaltsgebiet Forschung begrenzt.

## 5.2.2 Maßgebliche Kriterien für die Entscheidung gegen die Festlegung einer Fläche

Zur Festlegung der Flächen im FEP gibt das WindSeeG in § 5 Abs. 4 in nicht- abschließender Weise anzulegende Kriterien vor. Einzelne oder mehrere Kriterien können dazu führen, dass Bereiche innerhalb von Gebieten nicht als Flächen festgelegt werden. Auf Kapitel 7 wird hingewiesen.

Hinsichtlich der Methodik der Anwendung der Kriterien sowie der Beschreibung wird auf Kapitel 4.8 verwiesen.

Auf den Flächenvergleich unter naturschutzfachlichen Aspekten im Rahmen der räumlichen Alternativenprüfung in den Umweltberichten (Kap. 9.3.2) wird verwiesen.

Die folgende Tabelle zeigt zusammenfassend, in welchen Gebieten keine Flächen aufgrund der in 4.7.2 aufgeführten Kriterien festgelegt werden.

Tabelle 9: Übersicht maßgebliche Kriterien für die Entscheidung gegen eine Flächenfestlegung

Gebiet	Fläche	Maßgebliche Kriterien für die Entscheidung gegen eine Flächenfestlegung
<b>Nordsee</b>		
N-5	-	Kriterium 4
N-8	-	Kriterium 2
<b>Ostsee</b>		
O-1 <sup>1)</sup>	-	Kriterium 4 und 6
O-2 <sup>1)</sup>	O-2.2	Kriterium 4, 5 und 6

<sup>1)</sup> Auf Kapitel 6 wird hingewiesen, in dem verfügbare Netzanbindungskapazitäten für Pilotwindenergieanlagen in den Gebieten O-1 und O-2 ausgewiesen werden. Hinsichtlich Hinweisen zu möglichen Nutzungskonflikten wird auf die Umweltberichte sowie auf Kapitel 7.5 hingewiesen. Ob und wo genau die Errichtung und der Betrieb von Pilotwindenergieanlagen auf See zulässig sind, entscheidet allein das später durchzuführende Zulassungsverfahren für die Pilotwindenergieanlagen auf See.

## Flächen in Gebiet N-5

Die Ausweisung der im Vorentwurf und den Entwürfen des FEP bezeichneten Fläche N-5.4 kommt aufgrund von naturschutzfachlichen und umweltrechtlichen Belangen nicht in Betracht.

Eine Erweiterung des Gebiets N-5 zur Nutzung von Offshore-Windenergie über die zum Zeitpunkt dieser Prüfung in Betrieb befindlichen OWP „Butendiek“, „Dan Tysk“ und „Sandbank“ hinaus sowie konkret bezogen auf die in den Entwürfen des FEP in Prüfung dargestellte Fläche N-5.4 ist nach aktuellem Kenntnisstand sowohl mit dem Verbotstatbestand des § 44 Abs. 1 Nr. 2 BNatSchG, als auch mit § 5 Abs. 3 Nr. 2 WindSeeG nicht vereinbar.

Der Ausschluss der Fläche N-5.4 begründet sich mit dem Maß der bereits festgestellten kumulativen nachteiligen Auswirkungen der OWP aus dem Bereich des Hauptkonzentrationsgebietes der Seetaucher in der deutschen AWZ der Nordsee. Der festgestellte Verlust von 19% des für die Erhaltung der lokalen Seetaucherpopulation wertvollen Nahrungs- und Rasthabitats innerhalb des Hauptkonzentrationsgebiets in Verbindung mit der ermittelten statistisch signifikanten Abnahme der Abundanz der Seetaucher verbietet aus Gründen der Sicherstellung des Artenschutzes für die Artengruppe der Seetaucher eine etwaige Vergrößerung der Eingriffsfläche.

Dem Vorsorgeprinzip entsprechend § 3 UVPG folgend und um eine erhebliche Störung i.S.v. § 44 Abs. 1 Nr. 2 BNatSchG mit der erforderlichen Sicherheit auszuschließen, sind weitere kumulative Effekte durch die Errichtung weiterer Offshore-WEA im Gebiet N-5 zu unterlassen.

Das Vorsorgeprinzip ist ein Umweltrechtsprinzip von herausragender Bedeutung. Es fordert, dass Maßnahmen nicht erst bei drohenden Schäden durch konkrete Umweltgefahren eingreifen, sondern bereits im Vorfeld des Entstehens einer Gefahr bei der Risiko-

verminderung ansetzen müssen. Dieser Maßstab wird auch durch den Wortlaut des fachgesetzlichen § 5 Abs. 3 Satz 2 Nr. 2 WindSeeG „Gefährdung der Meeresumwelt“ gestützt. Hieraus ergibt sich die Pflicht zu einer möglichst weit vorausschauenden und planenden Umweltvorsorge, die darauf abzielt, Umweltgefahren oder gar -schäden gar nicht erst entstehen zu lassen. Gerade bei komplexen oder noch nicht vollständig erforschten Zusammenhängen kann durch eine summierende Wirkung des für sich allein möglicherweise ungefährlichen Verursachungsbeitrags eine Umweltgefährdung entstehen. So dürfte die Errichtung nur einer Windenergieanlage – oder auch eines einzigen OWP – wohl allseits als unproblematisch angesehen werden, doch muss die Vielzahl der Anlagen bzw. der Projekte zu einer anderen Betrachtungs- und Behandlungsweise führen. Die Anwendung des Vorsorgeprinzips eröffnet die Möglichkeit, bereits bei einer – auf tatsächlichen Anhaltspunkten beruhenden – Besorgnis einer möglichen Umweltbeeinträchtigung Maßnahmen zu ergreifen (Kuhbier & Prall, 2010).

Die noch in den Entwürfen des FEP in Prüfung gestellte Fläche N-5.4 wird aufgrund der Ergebnisse der Bewertung der kumulativen nachteiligen Auswirkungen auf den Erhaltungszustand der lokalen Population der Seetaucher aus den weiteren Planungen für Offshore-WEA mit Inbetriebnahme ab 2026 ausgeschlossen.

Die Prüfung des Gebiets bzw. einer in Betracht kommenden Fläche in diesem Gebiet hat ergeben, dass Seetaucher populationsbiologisch betrachtet hoch empfindlich sind, das Hauptkonzentrationsgebiet für die Erhaltung der lokalen Population eine hohe Bedeutung hat und die nachteiligen Auswirkungen durch das Meideverhalten intensiv und dauerhaft sind.

Um eine Verschlechterung des Erhaltungszustands der lokalen Population durch die kumulativen Auswirkungen der Windparks zu

vermeiden, ist es erforderlich, die aktuell den Seetauchern zur Verfügung stehende Fläche des Hauptkonzentrationsgebiets, außerhalb der Wirkzonen bereits realisierter Windparks, von neuen Windparkvorhaben mit Inbetriebnahme ab 2026 frei zu halten.

Das BSH kommt zum Ergebnis, dass eine erhebliche Störung i.S.d. § 44 Abs. 1 Nr. 2 BNatSchG infolge der Durchführung des Plans mit der erforderlichen Sicherheit ausgeschlossen werden kann, wenn sichergestellt ist, dass kein zusätzlicher Habitatverlust im Hauptkonzentrationsgebiet erfolgen wird.

Aufgrund der nicht auszuschließenden erheblichen kumulativen Effekte auf den Seetaucherbestand durch eine Realisierung weiterer Windparkvorhaben im Hauptkonzentrationsgebiet liegt bereits – unabhängig von der Frage der artenschutzrechtlichen Zulässigkeit – eine Gefährdung der Meeresumwelt i.S.v. § 5 Abs. 3 S. 2 Nr. 2 WindSeeG vor. Dies liegt u.a. auch darin begründet, dass das Hauptkonzentrationsgebiet ein wichtiger funktionaler Bestandteil der Meeresumwelt im Hinblick auf See- und Rastvögel ist. Aus diesem Grund ist eine Ausweisung der Fläche N-5.4 nicht zulässig.

Auf Kapitel 7 des FEP und die Kapitel 4.12.4 und 5.2.2.1 des Umweltberichts Nordsee wird verwiesen.

Jedenfalls ist zusätzlich mit Blick auf eine etwaige Flächenausweisung in diesem Gebiet ein Nutzungskonflikt im Sinne des § 5 Abs. 4 Satz 2 Nr. 4 WindSeeG zwischen der Nutzung Offshore-Windenergie und naturschutzfachlichen und umweltrechtlichen Belangen erkennbar geworden.

#### Flächen in Gebiet N-8

In Gebiet N-8 erfolgt keine Festlegung von Flächen aufgrund von Kriterium 2 (siehe Kapitel 4.8.2.2), da unter Berücksichtigung der geringen voraussichtlich zu installierenden Leistung der möglichen Fläche es räumlich



schwierig und nicht effizient erscheint, für diese Fläche eine eigene Offshore-Anbindungsleitung zu errichten. Eine gebietsübergreifende Anbindung an Gebiet N-7 oder N-6 ist nicht möglich, da diese mit zahlreichen Kreuzungen verbunden wäre. Dies würde zudem die Anbindung und somit Entwicklung der Gebiete in den Zonen 3 bis 5 des O-NEP erheblich behindern und unter Umständen zu unerwünschten Splitterplanungen führen.

#### Flächen in Gebiet O-1

Im südlichen Bereich des Gebietes O-1 erfolgt keine Festlegung einer Fläche aufgrund von Nutzungskonflikten (Kriterium 4, siehe Kapitel 4.8.2.4) und der voraussichtlich zu installierenden Leistung (Kriterium 6, siehe Kapitel 4.8.2.6). Der südliche Bereich des Gebietes ist weitestgehend bebaut. Dort finden sich auch Riffstrukturen. Aufgrund der kleinteiligen möglichen Flächen erscheint ein (wirtschaftlicher) Betrieb eines eigenständigen Windparks nicht möglich.

Eine weitergehende Prüfung des Belangs der Sicherheit und Leichtigkeit des Schiffsverkehrs im nördlichen Bereich des Gebiets ist erforderlich. In diesem Zusammenhang sind insbesondere die Ergebnisse des Fachgutachtens zur verkehrlich-schiffahrtspolizeilichen Eignung der im Rahmen der Voruntersuchung zu untersuchenden Fläche in der deutschen AWZ in Nord- und Ostsee ergänzend heranzuziehen.

#### Fläche in Gebiet O-2

Für das Gebiet O-2 wird aufgrund von Nutzungskonflikten (Kriterium 4, siehe Kapitel 4.8.2.4) und der voraussichtlich tatsächlichen Bebaubarkeit (Kriterium 5, siehe Kapitel 4.8.2.5) geprüft, ob die Fläche O-2.2 festgelegt wird. In diesem Zusammenhang wird ergänzend auf Kapitel 4.2.2 des BFO-O 13 verwiesen. Auch im Hinblick auf den Belang der Sicherheit und Leichtigkeit des Schiffsverkehrs steht die Fläche O-2.2 unter Prüfung. In diesem

Zusammenhang sind insbesondere die Ergebnisse des Fachgutachtens zur verkehrlich-schiffahrtspolizeilichen Eignung der im Rahmen der Voruntersuchung zu untersuchenden Flächen in der deutschen AWZ in Nord- und Ostsee ergänzend heranzuziehen, da dieser Bereich bei der Analyse des Schiffsverkehrs mit umfasst ist. Dasselbe gilt für eine weitergehende Prüfung des Vogelzugs. Auf Kapitel 4.12.5 und 9.3.2 des Umweltberichts Ostsee wird verwiesen.

Zwar sind gravierende und dauerhafte Zulassungshindernisse bislang nicht erkennbar geworden, jedoch geben die bislang vorliegenden Informationen für den Bereich des Arkonabeckens Hinweise darauf, dass in diesem Bereich teilweise mehr als 10 m mächtige weiche bis breiige Schlicke anstehen, die von bis zu etwa 30 m mächtigen Sedimenten – bestehend aus weichen bis steifen Tonen, Schluffen und Feinsanden sowie steifen bis festen Geschiebemergeln – unterlagert werden. Die Basis der glazialen und postglazialen Ablagerungen bilden wiederum mächtige Kreideablagerungen. In diesem Zusammenhang ist darauf hinzuweisen, dass dem Stand der Technik entsprechende Gründungen für WEA und Anbindungsleitungen in dem betroffenen Bereich noch nicht erprobt wurden. Zudem bedarf es einer Diskussion und Klärung von derzeit noch nicht abschließend bewertbaren Fragen etwa zum Thema Vogelzug (vgl. so schon Kapitel 4.2.2, BFO-O 16/17 und BFO-O 2013), sodass im Rahmen der Fortschreibung des FEP die Festlegung der Fläche O-2.2 weiter geprüft wird.

In Gebiet O-2 befindet sich ein Vorhaben, das im Rahmen der zweiten Übergangsausschreibung einen Zuschlag erhalten hat.

Etwaiger Erkenntnisgewinn aus dem in Gebiet O-2 zu führenden Planfeststellungsverfahren wird im Rahmen der Fortschreibung des FEP Berücksichtigung finden. Im südlichen Bereich des Gebietes O-2 erfolgt keine Festlegung

einer Fläche auch aufgrund der voraussichtlich zu installierenden Leistung (Kriterium 6, siehe Kapitel 4.8.2.6). Neben den zuvor genannten Kriterien erscheint zudem im südlichen Bereich des Gebiets O-2 ein (wirtschaftlicher) Betrieb eines eigenständigen Windparks aufgrund der kleinteiligen möglichen Fläche nicht möglich. Auf die Abbildung 14 wird verwiesen.

### 5.3 Voraussichtlich zu installierende Leistung

Nach § 5 Abs. 1 Nr. 5 WindSeeG trifft der FEP Festlegungen über die in den festgelegten Gebieten und auf den festgelegten Flächen jeweils voraussichtlich zu installierende Leistung von WEA auf See. Für die Ermittlung der auf den Flächen jeweils zu installierenden Leistung wird auf die in Kapitel 4.7 eingeführte Methodik verwiesen.

Tabelle 10 stellt die voraussichtlich zu installierende Leistung auf den in Abschnitt 5.2 festgelegten Flächen dar. Eine Festlegung der voraussichtlich zu installierenden Leistung auf Flächen, welche gemäß den Ausführungen in Abschnitt 5.2 als „in Prüfung“ dargestellt sind, erfolgt nicht.

Tabelle 10: Übersicht voraussichtlich zu installierende Leistung auf den Flächen für Windenergieanlagen auf See

Gebiet	Fläche	Vrs. zu installierende Leistung [MW]
<b>Nordsee</b>		
N-3	N-3.5	420
	N-3.6	480
	N-3.7	225
	N-3.8	375
N-6	N-6.6	630
	N-6.7	270
N-7	N-7.2	900
N-9	N-9.1 <sup>1)</sup>	1.000 <sup>1)</sup>
<b>Ostsee</b>		
O-1	O-1.3	300

<sup>1)</sup> Auf das Kapitel 5.5 zur Teilfläche der Fläche N-9.1 wird verwiesen.

Für eine Darstellung, inwieweit bei der Festlegung der voraussichtlich zu installierenden Leistung für die einzelnen Flächen von der gemäß Kap. 4.7.2 berechneten Leistung abgewichen wurde, wird auf den nachfolgenden Abschnitt verwiesen.

### 5.3.1 Plausibilisierung der voraussichtlich zu installierenden Leistung

Gemäß der in Kapitel 4.7.2 beschriebenen Methodik der Leistungsermittlung erfolgt in einem letzten Schritt eine Plausibilisierung der ermittelten Leistung. Wesentliche Prüfmerkmale sind hierbei die Kapazität der Anbindungssysteme, die Einhaltung des gesetzlichen Ausbaupfades sowie die Umsetzbarkeit im Hinblick auf mögliche Windpark-Layouts.

Tabelle 11 stellt die ermittelte Leistung sowie die dabei angesetzte korrigierte Leistungsdichte für die einzelnen Flächen dar und weist darauf hin, bei welchen Flächen bei der Festlegung der in 5.3 festgelegten voraussichtlich zu installierenden Leistung von der so ermittelten Leistung abgewichen wird.

Bei Fläche N-3.7 wird die voraussichtlich zu installierende Leistung auf 225 MW reduziert, da die vorgesehene Anbindungsleitung eine höhere Leistung nicht zulässt. Die Errichtung

einer zusätzlichen AC-Anbindungsleitung ist aufgrund räumlicher Restriktionen nicht möglich.

Auf den Flächen N-3.8 und N-7.2 wird die voraussichtlich zu installierende Leistung entsprechend reduziert, um die Einhaltung des gesetzlichen Ausbaupfades von 700 bis 900 MW bei der Festlegung der zeitlichen Reihenfolge einzuhalten.

Fläche N-6.7 wird auf eine voraussichtlich zu installierende Leistung von 270 MW reduziert, da vor dem Hintergrund der einzuhaltenden Abstände zu den Anlagen benachbarter Windparks eine höhere Leistung nicht umsetzbar erscheint.

Bei der Fläche O-1.3 ist die voraussichtlich zu installierende Leistung gemäß Standardanbindungskonzept Ostsee auf max. 300 MW begrenzt. Von der Errichtung einer zusätzlichen Anbindungsleitung wird aufgrund der geringen Auslastung abgesehen.

Tabelle 11: Plausibilisierung der ermittelten Leistung

Flächenbezeichnung	Korrigierte Leistungsdichte [MW/km <sup>2</sup> ]	Ermittelte Leistung gemäß Kap. 4.7 [MW]	Anpassung der Leistung aufgrund Plausibilisierung
<b>Nordsee</b>			
N-3.5	9,5	ca. 420	-
N-3.6	10	ca. 480	-
N-3.7	9,5	ca. 280	Reduktion auf 225 MW (max. Kapazität der AC-Anbindungsleitung)
N-3.8	9,5	ca. 440	Reduktion auf 375 MW (Einhaltung des gesetzl. Ausbaupfades)
N-6.6	10	ca. 630	-
N-6.7	10	ca. 470	Reduktion auf 270 MW (Plausibilisierung des Layouts)
N-7.2	10	ca. 940	Reduktion auf 900 MW (Einhaltung des gesetzl. Ausbaupfades)
N-9.1	9	ca. 1.000	-
<b>Ostsee</b>			
O-1.3	10	ca. 420	Reduktion auf 300 MW (max. Kapazität des Anbindungssystems)

Um die somit festgelegte voraussichtlich zu installierende Leistung im Hinblick auf die Ziele der Kosten- und Flächeneffizienz zu plausibilisieren, werden die zu erwartenden Betriebsergebnisse der einzelnen Flächen anhand von Beispiel-Windparklayouts abgeschätzt. Damit sollen darüber hinaus gravierende Unterschiede bei der Effizienz der einzelnen Flächen vermieden und eine weitestgehende Vergleichbarkeit der Flächen ermöglicht werden.

Grundlage für die Ermittlung sind langjährige Zeitreihen der mittleren Windgeschwindigkeit aus dem Reanalyse-Modell COSMO REA6 des Deutschen Wetterdienstes, mit welchen der durchschnittliche jährliche Ertrag bei Verwendung einer Referenzanlage mit einer spezifischen Flächenleistung von  $400 \text{ W/m}^2$  und einem Rotordurchmesser von  $220 \text{ m}$  in einem exemplarischen Windpark-Layout berechnet wird. Dabei werden sowohl die internen Abschattungsverluste des Windparks betrachtet als auch die Verluste, welche sich durch die Abschattung durch umgebende Windparks des betreffenden Gebiets ergeben.

Abbildung 15 stellt die korrigierte Energiedichte und den Kapazitätsfaktor als Kennwerte für eine grobe Bewertung der Flächen- und Kosteneffizienz für die jeweiligen Flächen in Funktion der korrigierten Leistungsdichte dar.

Im Hinblick auf die Höhe der korrigierten Energiedichte zeigt sich eine deutliche Abhängigkeit von der jeweiligen korrigierten Leistungsdichte. Flächen, bei denen gemäß der

in Tabelle 11 genannten Begründung eine Reduktion der ermittelten Leistung erfolgte, verfügen dementsprechend über eine geringere Energiedichte. Für die Flächen mit einer korrigierten Leistungsdichte im Bereich  $9$  bis  $10 \text{ MW/km}^2$  zeigen sich nur geringe Abweichungen.

Hinsichtlich des ermittelten Kapazitätsfaktors zeigt sich keine signifikante Abhängigkeit von der korrigierten Leistungsdichte. Unterschiede im Kapazitätsfaktor sind hier vielmehr in der unterschiedlich starken Abschattung durch umliegende Windparks begründet. Grundsätzlich kann festgestellt werden, dass bei den betrachteten Flächen keine gravierenden Abweichungen bei der zu erwartenden Auslastung erkennbar sind und somit eine weitestgehende Vergleichbarkeit der Flächen untereinander gegeben ist.

In der Gesamtbetrachtung liegen Kapazitätsfaktoren der betrachteten Flächen im Bereich zwischen  $42$  und  $48 \%$ , dies entspricht ca.  $3.700$  bis  $4.200$  Volllaststunden im Jahr. Dies liegt im Bereich der in (Rohrig, K., 2018) dargestellten mittleren Auslastung deutscher OWP in den Jahren 2016 und 2017. Es ist jedoch zu berücksichtigen, dass die Höhe des Kapazitätsfaktors in hohem Maße von der eingesetzten Anlagentechnologie abhängig ist. Die hier dargestellten Werte dienen daher zunächst nur einem Vergleich der im FEP festgelegten Flächen untereinander.

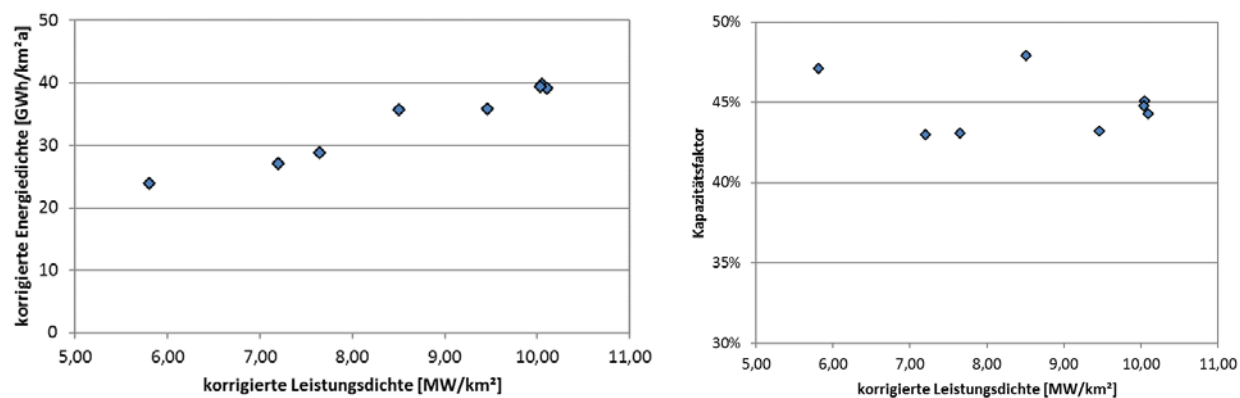


Abbildung 15: Im Rahmen der Plausibilisierungsrechnung ermittelte korrigierte Energiedichte und Kapazitätsfaktoren der im FEP festgelegten Flächen



## 5.4 Festlegungen für das Küstenmeer

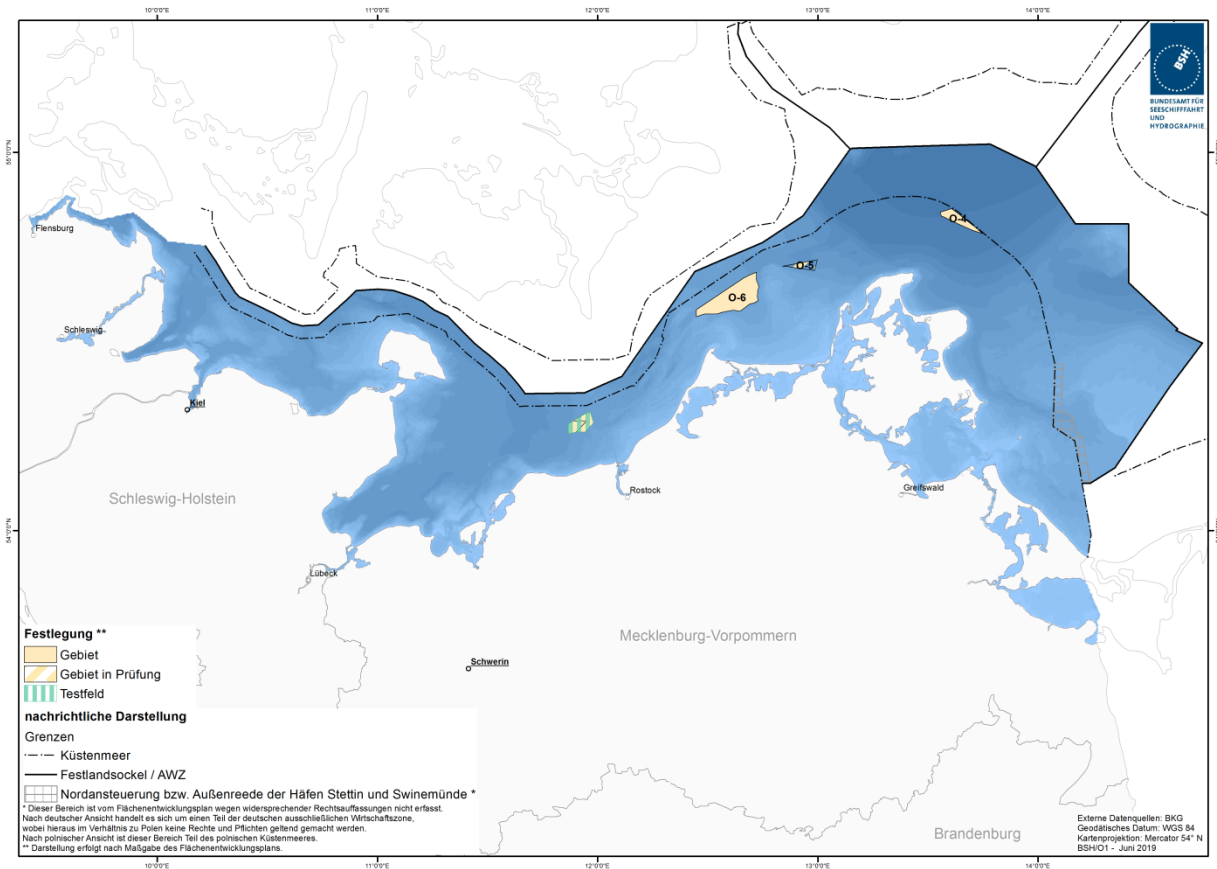


Abbildung 16: Von Mecklenburg-Vorpommern zur möglichen Ausweisung übermittelte Gebiete und zum Testfeld im Küstenmeer

### 5.4.1 Erforderlichkeit einer Verwaltungsvereinbarung

Der FEP kann gemäß § 4 Abs. 1 S. 2 WindSeeG auch fachplanerische Festlegungen für Gebiete, Flächen, die zeitliche Reihenfolge der Ausschreibung der Flächen, die Kalenderjahre der Inbetriebnahmen und die vrs. zu installierende Leistung sowie für Testfelder und sonstige Energiegewinnungsbereiche für das Küstenmeer treffen. Nach Maßgabe einer Verwaltungsvereinbarung zwischen dem Bund, vertreten durch das BSH, und dem zuständigen Land werden die einzelnen Festlegungen für das Küstenmeer näher bestimmt.

Nach § 4 Abs. 1 Satz 3 2. HS WindSeeG (nF) stellt das Land dem BSH die jeweils dafür erforderlichen Informationen und Unterlagen

einschließlich derjenigen, die für die Strategische Umweltprüfung erforderlich sind, zur Verfügung.

Festlegungen für das Küstenmeer umfassen nach Maßgabe der Verwaltungsvereinbarung nicht

- die Standorte für Konverterplattformen, Sammelplattformen und Umspannanlagen,
- Trassen oder Trassenkorridore für Offshore-Anbindungsleitungen, für grenzüberschreitende Stromleitungen oder für mögliche Verbindungen der Anlagen, Trassen und Trassenkorridore untereinander
- sowie Festlegungen von Orten, an denen die Offshore-Anbindungsleitungen die

Grenze zwischen der ausschließlichen Wirtschaftszone und dem Küstenmeer überschreiten sowie

- standardisierte Technikgrundsätze und Planungsgrundsätze nach § 5 Abs. 1 Nr. 6 bis 11 WindSeeG.

Die entsprechenden technischen und räumlichen Anforderungen sind Gegenstand der im Zuständigkeitsbereich des Landes M-V liegenden Planungs- und Einzelzulassungsverfahren.

Für die Länder Niedersachsen und Schleswig-Holstein kommt eine Verwaltungsvereinbarung derzeit nicht in Betracht. Es werden daher keine Festlegungen im Küstenmeer dieser Bundesländer getroffen.

#### **5.4.2 Gebiete für die Errichtung und den Betrieb von Windenergieanlagen auf See**

Die vom Land Mecklenburg-Vorpommern im LEP M-V 2016 ausgewiesenen marinen Vorranggebiete für WEA werden übernommen. Wegen der Festlegung zum Testfeld (Gebiet O-7 des FEP-Entwurfs vom 26.10.2018) wird auf Kapitel 5.4.4 verwiesen.

Das marine Vorbehaltsgebiet für WEA wird wegen eines erforderlichen Raumordnungsverfahrens mit dem Status „in Prüfung“ übernommen.

#### **5.4.3 Flächen für die Errichtung und den Betrieb von Windenergieanlagen auf See**

Derzeit kommt die Festlegung von Flächen im Sinne des § 5 Abs. 1 Nr. 2 WindSeeG mangels tatsächlicher Verfügbarkeit von Flächen, worunter auch die Rechtfreiheit gehört, nicht in Betracht. Auf Kapitel 4.8.2.8 wird verwiesen.

Die im Entwurf des FEP vom 26.10.2018 dargestellte Fläche O-7.1 wird nach Abstimmung mit dem Land M-V derzeit nicht als Fläche festgelegt.

Nachdem der Bundestag am 04. April 2019 im Rahmen der Novelle des Netzausbau-beschleunigungsgesetzes (NABEG) Regelungen zur Möglichkeit einer Ausweisung von Testfeldern im FEP beschlossen hat, wird das Gebiet O-7 des Entwurfs des FEP vom 26.10.2018 nunmehr als Testfeld ausgewiesen. Auf Kapitel 5.4.4 wird verwiesen.

#### **5.4.4 Festlegungen zum Testfeld**

Der FEP kann nach § 5 Abs. 2 Satz 1 WindSeeG (nF) für den Zeitraum ab dem Jahr 2021 küstennah Testfelder außerhalb von Gebieten für insgesamt bis zu 40 Quadratkilometer festlegen.

Testfelder sind nach § 3 Nr. 9 WindSeeG (nF) Bereiche in der AWZ und im Küstenmeer, in denen im räumlichen Zusammenhang ausschließlich Pilotwindenergieanlagen auf See, die an das Netz angeschlossen werden, errichtet werden sollen und die gemeinsam über eine Testfeld-Anbindungsleitung angebunden werden sollen.

Eine „Testfeld-Anbindungsleitung“ ist nach § 3 Nr. 10 WindSeeG (nF) eine Offshore-Anbindungsleitung, die für eine Anbindung von Testfeldern im Sinne des § 3 Nummer 9 WindSeeG (nF) erforderlich ist und nach § 12b Absatz 1 Satz 4 Nummer 7 EnWG (nF) im NEP festgelegt wird.

Nach § 118 Absatz 26 EnWG (nF) ist bis zum 31. Dezember 2023 in dem NEP nach § 12b EnWG höchstens eine Testfeld-Anbindungsleitung mit einer Anschlusskapazität von höchstens 300 MW erforderlich.

Das Gebiet nordwestlich von Warnemünde wird nach Mitteilung des Landes M-V im westlichen Teilbereich nunmehr als Testfeld ausgewiesen.

Die konkretere Ausgestaltung bzw. die Bestimmung des räumlichen Umrisses des Testfeldes bleibt einem gesonderten raumordnerischen Verfahren des Landes M-V bzw.

dem Fortschreibungsverfahren FEP vorbehalten.

Der östliche Teil des Bereichs wird als Gebiet ausgewiesen. Die Zweiteilung des Bereichs spiegelt die Festlegungen des LEP 2016 wider. Ob und ggf. wann eine Fläche festgelegt wird, die zur Ausschreibung kommen soll, oder der gesamte Bereich als Testfeld ausgewiesen wird, ist ebenfalls in einem gesonderten raumordnerischen Verfahren des Landes M-V bzw. im Fortschreibungsverfahren des FEP zu prüfen.

Darüber hinaus kann der FEP ab dem Jahr 2021 nach § 5 Abs. 2 Nr. 1b) WindSeeG (nF) die Kalenderjahre, in denen auf dem festgelegten Testfeld jeweils erstmals Pilotwindenergieanlagen auf See und die entsprechende Testfeld-Anbindungsleitung in Betrieb genommen werden sollen, und nach § 5 Abs. 2 Nr. 1c) WindSeeG (nF) die Kapazität der entsprechenden Testfeld-Anbindungsleitung festlegen.

Als Kalenderjahr der Inbetriebnahme für die ersten Pilotwindenergieanlagen und die Testfeld-Anbindungsleitung wird das Jahr 2024 festgelegt. Die Testfeld-Anbindungsleitung für das Gebiet nordwestlich von Warnemünde wird mit einer Netzanbindungskapazität in Höhe von 300 MW festgelegt.

Der FEP kann ferner nach § 5 Abs. 2 Satz 2 Nr. 1 bis 3 WindSeeG (nF)

- räumliche Vorgaben für die Errichtung von Pilotwindenergieanlagen auf See in Gebieten und in Testfeldern machen, und
- die technischen Gegebenheiten der Testfeld-Anbindungsleitung benennen.

Die räumlichen Vorgaben im Testfeld bleiben einem gesonderten raumordnerischen Verfahren des Landes M-V bzw. dem Fortschreibungsverfahren des FEP vorbehalten.

Die technischen Gegebenheiten der Testfeldanbindungsleitung entsprechen denen von Standard-Anbindungsleitungen in der Ostsee. Daher wird vollumfänglich auf Kapitel 4.2.2 und 4.3.2 verwiesen.

## 5.5 Zeitliche Reihenfolge der auszuschreibenden Flächen

Der FEP trifft nach § 5 Abs. 1 Nr. 3 WindSeeG Festlegungen über die zeitliche Reihenfolge, in der die festgelegten Flächen zur Ausschreibung nach Teil 3 Abschnitt 2 WindSeeG kommen sollen, einschließlich der Benennung der jeweiligen Kalenderjahre.

Zur Festlegung der zeitlichen Reihenfolge gibt das WindSeeG in § 5 Abs. 4 anzulegende Kriterien vor, die nicht abschließend sind. Hinsichtlich der Methodik der Anwendung der Kriterien sowie der Beschreibung wird auf Kapitel 4.8 verwiesen.

Zudem werden gemäß § 5 Abs. 5 WindSeeG die Gebiete sowie die Flächen und die zeitliche Reihenfolge ihrer Ausschreibung so festgelegt, dass WEA auf See auf Flächen mit einer voraussichtlich zu installierenden Leistung von 700 bis 900 MW und von durchschnittlich nicht mehr als 840 MW zu jedem Gebotstermin nach § 17 WindSeeG ausgeschrieben werden und ab dem Jahr 2026 pro Kalenderjahr in Betrieb genommen werden.

Wie unter 4.8.1 beschrieben erfolgt die zeitliche Reihung der Flächen zunächst unter Anwendung des Kriteriums 1 und nachfolgend anhand der Kriterien 2 bis 8.

### 5.5.1 Zeitliche Reihenfolge der auszuschreibenden Flächen

Unter Anwendung der Kriterien 1 bis 8 und unter Berücksichtigung der in Kapitel 5.5.2 dargestellten Hinweise sowie von § 5 Abs. 5 WindSeeG wird die in Tabelle 12 dargestellte zeitliche Reihenfolge der auszuschreibenden Flächen festgelegt.

Die Flächen N-3.8 und N-3.7 liegen aufgrund räumlicher Gegebenheiten zum Anschluss an das in 2026 bestehende Netzanbindungssystem NOR-3-3 in der zeitlichen Reihenfolge vor den ebenfalls in Gebiet N-3 liegenden Flächen N-3.6 und N-3.5.

Zur Erreichung des Ausbauziels in Höhe von 15 GW bis 2030 ist die Ausschreibung der Fläche N-9.1 nicht in vollem Umfang erforderlich. Dementsprechend wird bei der Festlegung der zeitlichen Reihenfolge für die Fläche N-9.1 eine Teilfläche in der Größe definiert, wie sie zur Erreichung des gesetzlichen Ausbauziels erforderlich ist. Sofern eine andere Fläche nicht zur Erreichung des Ausbauziels zur Verfügung stehen sollte, kommt eine entsprechende Ausweitung der Teilfläche N-9.1 in Betracht. Die gesamte Fläche N-9.1 wird an die Offshore-Anbindungsleitung NOR-9-1 angebunden.

Im Rahmen der Konsultation wurde eine nachvollziehbarere Darstellung der Festlegung der zeitlichen Reihenfolge, insbesondere zur Verfügbarkeit von Offshore-Anbindungsleitungen, NVP und dem Netzausbau an Land gefordert. Um diesem nachzukommen, werden in Kapitel 5.5.2 die derzeit dem BSH vorliegenden Hinweise und deren Berücksichtigung ausführlicher dargestellt.

Tabelle 12: Übersicht zeitliche Reihenfolge der auszuschreibenden Flächen unter Anwendung der Kriterien 1 bis 8

Kalenderjahr Ausschreibung	Kalenderjahr Inbetriebnahme	Flächenbezeichnung (TF=Teilfläche)	Netz-anbindungs-system	Vrs. zu installierende Leistung [MW]	Summe vrs. zu installierende Leistung [MW]
2021	2026	N-3.7	NOR-3-3 <sup>1)</sup>	225	900
		N-3.8	NOR-3-3 <sup>1)</sup>	375	
		O-1.3	OST-1-4 <sup>1)</sup>	300	
2022	2027	N-7.2	NOR-7-2 <sup>1)</sup>	900	900
2023	2028	N-3.5	NOR-3-2 <sup>1)</sup>	420	900
		N-3.6	NOR-3-2 <sup>1)</sup>	480	
2024	2029	N-6.6	NOR-6-3 <sup>1)</sup>	630	900
		N-6.7	NOR-6-3 <sup>1)</sup>	270	
2025	2030	N-9.1 TF 1	NOR-9-1 <sup>1)</sup>	600	600
Summe Zielsystem					4.200
Voraussichtlicher Bestand Ende 2025					10.800
Voraussichtlicher Bestand Ende 2030					15.000

<sup>1)</sup> Auf die Erstellung, Prüfung und Bestätigung des Netzentwicklungsplans 2019-2030 wird verwiesen.

### 5.5.2 Darstellung der Überprüfung der zeitlichen Reihenfolge anhand von Hinweisen zu Offshore-Anbindungsleitungen, Netzverknüpfungspunkten und dem Netzausbau an Land

Wie in Kapitel 4.8 beschrieben, dient das Kriterium 2 zum einen der Vermeidung von Leerständen. Zum anderen wird bei der Festlegung der zeitlichen Reihenfolge anhand des Kriteriums 2 überprüft, ob die entsprechenden Anbindungsleitungen und NVP unter Berücksichtigung der Planung und des tatsächlichen Ausbaus von Netzen an Land zu den Inbetriebnahmejahren der Flächen voraussichtlich verfügbar sind. Grundlage für diese Bewertung sind die Angaben seitens der ÜNB zu den Planungs- und Realisierungsfristen der NVP und Anbindungssysteme.

Für diese Überprüfung liegen zu den Offshore-Anbindungsleitungen mit einer Inbetriebnahme ab 2026 und den entsprechenden NVP unter Berücksichtigung der Planung und des

tatsächlichen Ausbaus von Netzen an Land die folgenden Hinweise auf Grundlage des ersten und zweiten Entwurfs des NEP 2019-2030 sowie der Stellungnahmen der ÜNB im Rahmen des Aufstellungsverfahrens des FEP.

#### Generelle Hinweise

Gemäß der Darstellung im zweiten Entwurf des NEP 2019-2030 beträgt die Gesamtrealisierungsdauer eines DC-Netzanbindungssystems ca. 11 Jahre und eines AC-Netzanbindungssystems 9,5 Jahre.

Gemäß der Stellungnahme der ÜNB vom 29. August 2018 könne ein ÜNB max. eine Offshore-Anbindungsleitung pro Jahr realisieren. Diese Aussage bedarf einer Überprüfung.

#### Hinweise über Netzverknüpfungspunkte sowie die Planung und den tatsächlichen Ausbau von Netzen an Land

Folgende Hinweise der ÜNB zu NVP, die zur Anbindung der in Kapitel 5.2 festgelegten Flächen zur Verfügung stehen könnten, und



deren früheste mögliche Fertigstellung liegen vor.

#### Nordsee

- Für eine ab 2026 fertigzustellende Anbindungsleitung steht in Niedersachsen frühestens ab 2028 ein NVP (Hanekenfähr) zur Verfügung. Hier wurde freie Kapazität in Höhe von max. 2.000 MW durch die ÜNB bestätigt. Eine darüber hinausgehende Kapazität wäre durch die ÜNB zu prüfen.
- Nach Aussage der ÜNB ist zudem die Fertigstellung einer Offshore-Anbindungsleitung mit dem NVP Hanekenfähr aufgrund der gesamten (auch landseitigen) Planungs- und Realisierungsdauer vor 2028 nicht möglich.
- In Schleswig-Holstein steht der NVP Büttel (bereits in Betrieb) ab 2026 zur Verfügung. Der NVP Büttel verfügt unter Berücksichtigung des ENTSO-E „Continental Europe Operation Handbook“ in Verbindung mit den „Grundsätzen für die Planung des Deutschen Übertragungsnetzes“ über eine für Offshore-Anbindungsleitungen verfügbare Kapazität in Höhe von max. 932 MW. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die auf dem Anbindungssystem NOR-4-2 (HelWin2/beta) verfügbare Kapazität in Höhe von 62 MW am NVP Büttel für das betreffende Anbindungssystem freigegeben werden würde.

- Nach Aussage der ÜNB ist die Fertigstellung einer Offshore-Anbindungsleitung mit dem NVP Büttel aufgrund der gesamten Planungs- und Realisierungsdauer ab 2027 möglich.
- Gemäß den Darstellungen der ÜNB ist die Inbetriebnahme eines Netzanbindungssystems am NVP Wilhelmshaven II in Niedersachsen im Jahr 2030 möglich.

#### Ostsee

- Nach Aussage der ÜNB im zweiten Entwurf des NEP 2019-2030 ist die Realisierung des Netzanbindungssystems OST-1-4 in 220 kV-Drehstromtechnologie zum Jahr 2026 möglich. Der NVP wurde innerhalb des Suchraums in den Gemeinden Lubmin / Brünzow / Wusterhusen / Kemnitz benannt.

Es wird darauf hingewiesen, dass im Rahmen des FEP keine NVP für Netzanbindungssysteme festgelegt werden. Die Angabe der vrs. NVP dient im Rahmen der Aufstellung des FEP der räumlichen Planung und der Festlegung der zeitlichen Reihenfolge der Flächen. Die NVP werden im Rahmen der Erstellung des NEP von den ÜNB identifiziert und im weiteren Verfahren von der BNetzA geprüft und bestätigt. Eine Darstellung der im zweiten Entwurf des NEP 2019-2030 benannten NVP für die im FEP festgelegten Netzanbindungssysteme ist Tabelle 13 zu entnehmen.

Tabelle 13: Übersicht der Angaben zu Offshore-Anbindungsleitungen mit einer Inbetriebnahme ab 2026 der ÜNB gemäß der Angaben

Name	vrs. Netzverknüpfungspunkt	Frühestmögliche Fertigstellung	vrs. Übertragungsnetzbetreiber
OST-1-4	Suchraum in den Gemeinden Lubmin / Brünzow / Wusterhusen / Kемnitz	2026	50 Hertz Transmission GmbH
NOR-7-2	Büttel	2027	TenneT TSO GmbH
NOR-3-2	Hanekenfähr	2028	Amprion GmbH
NOR-6-3 <sup>1)</sup>	Hanekenfähr	2029	Amprion GmbH
NOR-9-1	Wilhelmshaven II <sup>2)</sup>	2030	TenneT TSO GmbH

<sup>1)</sup> Gemäß der Stellungnahme der ÜNB vom 15. Juni 2018 ist die Fertigstellung einer zweiten Offshore-Anbindungsleitung mit dem Netzverknüpfungspunkt Hanekenfähr aufgrund der gesamten (auch landseitigen) Planungs- und Realisierungsdauer und des verhältnismäßig langen Leitungsabschnitts an Land vor 2029 nicht möglich.

<sup>2)</sup> Es wird darauf hingewiesen, dass im NEP 2019-2030 für das Netzanbindungssystem NOR-9-1 der Netzverknüpfungspunkt Unterweser benannt wurde. Aufgrund aktueller Erkenntnisse sowie in Abstimmung mit der BNetzA erscheint stattdessen jedoch der Netzverknüpfungspunkt Wilhelmshaven II vorteilhaft.

### **Überprüfung der zeitlichen Reihenfolge unter Berücksichtigung der Verfügbarkeit von Offshore-Anbindungsleitungen, NVP und dem Netzausbau an Land**

#### **Nordsee**

Für den Bereich der deutschen AWZ der Nordsee würden entsprechend dem BFO-N 16/17 alle Offshore- Anbindungsleitungen zur Anbindung der unter Kapitel 5.2.1 festgelegten Flächen zu Grenzkorridor N-II in Richtung Niedersachsen führen.

Zur Einhaltung des gesetzlichen Ausbaukorridors ist das erste neue Anbindungssystem bereits ab dem Jahr 2027 erforderlich.

Unter Berücksichtigung der generellen Hinweise und der Hinweise über die Verfügbarkeit von Offshore-Anbindungsleitungen, NVP sowie der Planung und dem tatsächlichen Ausbau von Netzen an Land, steht jedoch erst ab 2028 eine Offshore-Anbindungsleitung, die zu Grenzkorridor N-II und somit nach Niedersachsen führt, zur Verfügung. Somit können die Flächen N-3.6 und N-3.5, die in Zone 1 liegen (Kriterium 3), nicht zeitlich für das Ausschreibungsjahr 2022 festgelegt werden. Dies würde zu einer Nichterfüllung des § 5 Abs. 5 WindSeeG führen, wonach der FEP die

Gebiete sowie die Flächen und die zeitliche Reihenfolge so festlegt, dass WEA auf See mit einer voraussichtlich zu installierenden Leistung von 700 bis 900 MW und von durchschnittlich nicht mehr als 840 MW zu jedem Gebotstermin ausgeschrieben werden und ab dem Jahr 2026 in Betrieb genommen werden. In der Ostsee stehen nicht im ausreichenden Umfang Flächen für eine Kompensation zur Verfügung.

Da in Schleswig-Holstein der NVP Büttel (bereits in Betrieb) ab 2026 zur Verfügung steht, wurde zur Erfüllung von § 5 Abs. 5 WindSeeG die Führung einer Offshore-Anbindungsleitung zu Grenzkorridor N-IV bzw. N-V (siehe Kapitel 5.9.2) überprüft. Auch wenn die Flächen N-3.5 und N-3.6 in Zone 1 und die Flächen N-6.6 und N-6.7 sowie N-7.2 in Zone 2 liegen (Kriterium 3), kommen für eine Vergleichsbetrachtung und anschließende Abwägung die Anbindungsleitungen NOR-3-2, NOR-6-3 und NOR-7-2 aufgrund des Kriteriums 2 (hier geordnete Planung von Offshore-Anbindungsleitungen) in Betracht.

Hinsichtlich einer geordneten Planung von Offshore-Anbindungsleitungen ist eine Führung von NOR-7-2 zu Grenzkorridor N-IV bzw. N-V vorzugswürdiger als NOR-3-2, da so zum einen weniger Kreuzungen mit Vorrang- und Vorbe-

haltsgebieten Schifffahrt verbunden sind. Zudem wäre mit der Trassenführung von NOR-3-2 zur Grenzkorridor N-IV bzw. N-V ein Verlauf innerhalb des Vorbehaltsgebiets Schifffahrt Nr. 1 oder Nr. 2 verbunden. Des Weiteren ist bei einer Betrachtung der Trassenlänge beider Anbindungsleitungen für den Bereich der deutschen AWZ der Verlauf von NOR-3-2 zu N-II und von NOR-7-2 zu N-IV bzw. N-V insgesamt ca. 36% kürzer als umgekehrt.

Im Vergleich von NOR-7-2 und NOR-6-3 ergibt sich kein Trassenverlauf als vorzugswürdiger. Sofern jedoch der gesetzliche jährliche Ausbaukorridor flexibilisiert werden sollte, so könnte die Fläche N-7.2 den NVP Büttel mit einer voraussichtlich zu installierenden Leistung von ca. 930 MW effizienter ausnutzen<sup>17</sup>. Diese Möglichkeit würde bei einer Anbindung der Flächen N-6.6 und N-6.7 nicht bestehen, da die vrs. zu installierende Leistung der Flächen insgesamt ca. 900 MW beträgt.

Bezüglich umwelt- und naturschutzfachlicher Aspekte wird auf die Alternativenprüfung von Trassenkorridoren im Umweltbericht (Kapitel 9.3) verwiesen.

## 5.6 Kalenderjahr der Inbetriebnahme für Windenergieanlagen auf See und Anbindungsleitungen

Nach § 5 Abs. 1 Nr. 4 WindSeeG trifft der FEP Festlegungen über die Kalenderjahre, in denen auf den festgelegten Flächen jeweils bezuschlagten WEA auf See und die entsprechende Offshore-Anbindungsleitung in Betrieb genommen werden sollen.

Maßgeblich für die Festlegung der Kalenderjahre der Inbetriebnahme sind die Vorgaben der zu installierenden Leistung pro Kalenderjahr in Höhe von 700 MW bis 900 MW und im Durchschnitt nicht über 840 MW nach § 5 Abs. 5 WindSeeG. Dieser jährliche Ausbau dient der Erreichung des gesetzlichen Ausbauziels von 15 GW bis zum Jahr 2030 nach § 1 Abs. 2 WindSeeG. Die Verfügbarkeit von Netzanbindungskapazität stellt dabei das wesentliche technische Kriterium dar, auf die Hinweise in Kapitel 5.5 wird diesbezüglich verwiesen. Bei der Festlegung der Kalenderjahre der Inbetriebnahme für WEA auf See wird zugrunde gelegt, dass die Inbetriebnahme von WEA auf See und die des zugehörigen Netzanbindungssystems grundsätzlich im gleichen Kalenderjahr erfolgen kann. Dies entspricht auch dem Ziel des § 4 Abs. 2 Nr. 3 WindSeeG, wonach die WEA im Gleichlauf mit den Netzanbindungssystemen zu entwickeln sind.

Unter Annahme der in Kapitel 5.5 aufgeführten Hinweise ergeben sich die in der folgenden Tabelle aufgeführten Kalenderjahre der Inbetriebnahme für Offshore-Anbindungsleitungen.

Auf die Erstellung, Prüfung und Bestätigung des NEP 2019-2030 wird verwiesen.

---

<sup>17</sup> Die vrs. zu installierende Leistung der Fläche N-7.2 wurde von ca. 930 MW auf 900 MW aufgrund der Einhaltung des gesetzl. Ausbaupfades reduziert. Auf das Kapitel 5.3.1 wird verwiesen. Der Netzverknüpfungspunkt Büttel verfügt über eine verfügbare Kapazität in Höhe von max. 932 MW.

Tabelle 14: Übersicht Kalenderjahre der Inbetriebnahme für Offshore-Anbindungsleitungen unter Annahme der in Kapitel 5.5 aufgeführten Hinweise

Name	Kalenderjahr der Inbetriebnahme	Übertragungskapazität [MW]
OST-1-4	2026	300
NOR-7-2	2027	900 <sup>1)</sup>
NOR-3-2	2028	900
NOR-6-3	2029	900
NOR-9-1	2030	1.000

<sup>1)</sup> Es wird darauf hingewiesen, dass sich die Übertragungskapazität für die Offshore-Anbindungsleitung NOR-7-2 in den im Anhang (Kapitel 13) informatorisch dargestellten Szenarien von den hier dargestellten 900 MW unterscheidet, da sich eine Begrenzung durch den gesetzlichen Ausbaupfad von 700 bis 900 MW je Ausschreibungsjahr ergibt.

## 5.7 Standorte von Konverterplattformen, Sammelplattformen und Umspannanlagen

Nach § 5 Abs. 1 Nr. 6 WindSeeG trifft der FEP Festlegungen über Standorte von Konverterplattformen, Sammelplattformen und, soweit möglich, Umspannanlagen.

Konverter- bzw. Umspannplattformen werden nur in den Gebieten festgelegt, in denen auch eine Ausweisung von Flächen erfolgt. Umspannplattformen werden nur insoweit festgelegt, wie diese für das Anbindungskonzept erforderlich sind. Beim 66 kV-Direktanbindungskonzept in der Nordsee werden demzufolge keine Umspannplattformen festgelegt.

In Gebiet N-3 werden zwei Umspannplattformen sowie eine Konverterplattform festgelegt. Die Festlegung der Umspannplattformen erfolgt in den Flächen N-3.8 und N-3.7, die an die zu diesem Zeitpunkt bereits bestehende Konverterplattform NOR-3-3/DoIWin kappa angeschlossen werden. In der Fläche N-3.8 ist dabei der Umspannplattformstandort in der westlichen Teilfläche vorgesehen. Für die Fläche N-3.7 stehen zusammen mit der Entwicklung der Windparks „Gode Wind III“ und „Gode Wind 04“ aufgrund räumlicher Zwangspunkte nur zwei AC-Anbindungssysteme zu Verfügung. Entsprechend erfolgt eine separate Anbindung der Fläche N-3.7 sowie eine weitere Anbindung für die Windparks „Gode Wind III“ und „Gode Wind 04“.

Für die beiden Flächen westlich der „Europipe 1“, N-3.6 und N-3.5, ist eine Anbindung mit dem 66 kV-Direktanbindungskonzept vorgesehen. Entsprechend wird die Konverterplattform NOR-3-2 mittig zwischen diesen beiden Flächen festgelegt.

In Gebiet N-6 wird aufgrund des Abstandes zwischen den Flächen N-6.6 und N-6.7 und aufgrund räumlicher Zwangspunkte angesichts von bestehenden OWP-Vorhaben eine Anbindung mit dem 220 kV-Anbindungskonzept vorgesehen. Entsprechend werden im Rahmen dieses Plans zwei Umspannplattformen sowie eine Konverterplattform in Gebiet N-6 festgelegt. Die Konverterplattform NOR-6-3 ist am östlichen Rand des Gebietes zwischen dem Windpark „BARD Offshore 1“ und der Fläche N-6.6 vorgesehen. Die Umspannplattform der Fläche N-6.6 steht etwa mittig in der Fläche. Die Umspannplattform der Fläche N-6.7 steht etwa im östlichen Drittel der Fläche.

In Gebiet N-7 wird eine Anbindung mit dem 66 kV-Direktanbindungskonzept vorgesehen. Die entsprechende Konverterplattform NOR-7-2

wird etwa mittig zwischen den 6 Teilflächen festgelegt. Die nördlichen Teilflächen können nur angebunden werden, in dem die Anbindungssysteme NOR-6-1/BorWin1, NOR-6-2/BorWin2 und NOR-6-3 gekreuzt werden.

Für Gebiet N-9 ist ebenfalls eine Erschließung mit 66 kV vorgesehen. Die Konverterplattform NOR-9-1 ist mittig in der Fläche N-9.1 geplant.

In der Ostsee ist für die Fläche O-1.3 eine Anbindung mit dem Drehstromanbindungskonzept vorgesehen. Die entsprechende Umspannplattform zur Anbindung von OST-1-4 ist am westlichen Rand der Fläche geplant.

Die Fläche O-2.2 ist nur in Prüfung ausgewiesen, hier erfolgt keine Festlegung eines möglichen Plattformstandorts.

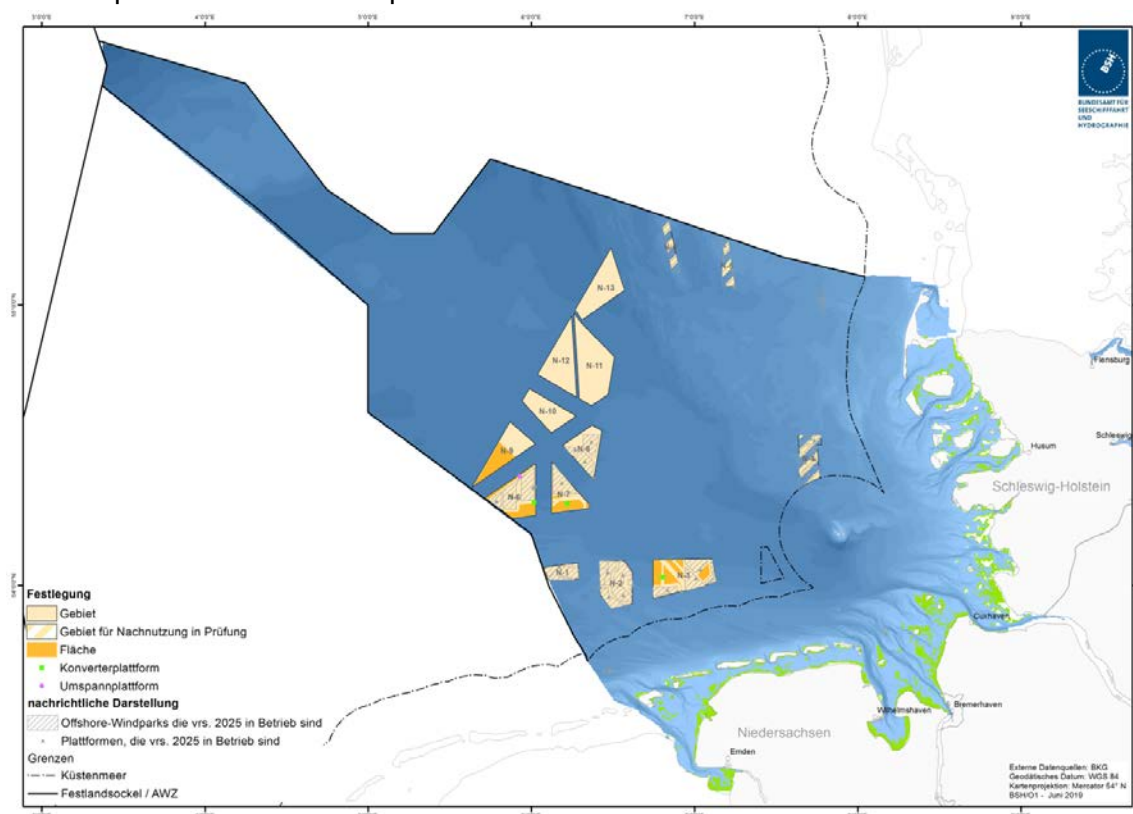


Abbildung 17: Plattformstandorte in der deutschen AWZ der Nordsee



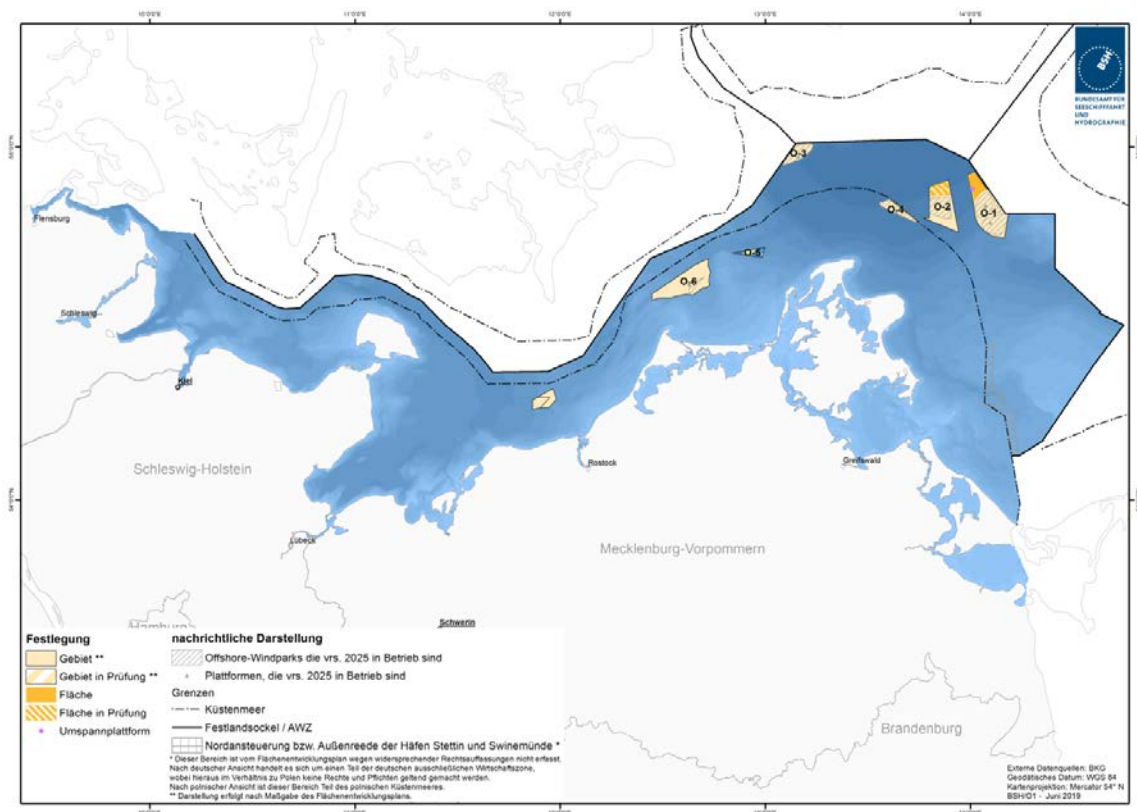


Abbildung 18: Plattformstandorte in der deutschen AWZ der Ostsee

## 5.8 Trassen oder Trassenkorridore für Offshore-Anbindungsleitungen

Nach § 5 Abs. 1 Nr. 7 WindSeeG trifft der FEP Festlegungen über Trassen oder Trassenkorridore für Offshore-Anbindungsleitungen. Hierbei werden die in Kapitel 4.2 aufgeführten Anbindungskonzepte verwendet.

In Gebiet N-3 sind vier Flächen anzuschließen. Die östlichen Flächen N-3.7 und N-3.8 sind dabei für den Anschluss an DoWin kappa/NOR-3-3 vorgesehen. Die im Plan festgelegten Drehstromtrassen entsprechen zu großen Teilen, insbesondere bei Betroffenheit Dritter, den bereits mit DoWin2/ beta/NOR-3-1 planfestgestellten Trassen. Aufgrund der bereits bestehenden OWP können die Vorhaben „Gode Wind III“, „Gode Wind 04“ und die Fläche N-3.7 nur mit maximal zwei Drehstrom-Seekabelsystemen angebunden

werden. Um die zur Verfügung stehenden Kapazitäten in Verbindung mit dieser Restriktion möglichst optimal zu nutzen, ist die Anbindung der Vorhaben „Gode Wind III“ und „Gode Wind 04“ über eine gemeinsame Umspannplattform sowie ein AC-Seekabelsystem mit einer Kapazität von 241,75 MW vorgesehen. Die Fläche N-3.7 wird demnach mit einer separaten Umspannplattform und einem separaten AC-Seekabelsystem an DoWin kappa/NOR-3-3 angeschlossen. Diese Festlegung entspricht im Wesentlichen der im Entwurf des FEP dargestellten Variante 1. Eine entsprechende Machbarkeit als Sonderlösung und unter der Voraussetzung, dass bei einer Ausschreibung entsprechende Systeme angeboten werden, wurde vom verantwortlichen ÜNB TenneT Offshore GmbH gegenüber dem BSH bestätigt. Die Gleichstromtrasse NOR-3-2 zur Anbindung der Flächen N-3.6 und N-3.5 verläuft zwischen

den geplanten Flächen bzw. am Rand des bestehenden Windparks „Nordsee One“ bis zu den Konverterstandorten NOR-3-1/DoIWin beta und NOR-3-3/DoIWin kappa und von dort parallel zu diesen Anbindungen zu Grenzkorridor N-II.

In Gebiet N-6 sind zwei Flächen geplant, die aufgrund der relativ großen Entfernung zueinander mit dem 220 kV-Anbindungskonzept angebunden werden sollen. Die Drehstromleitung zur Anbindung der Fläche N-6.7 verläuft von der Umspannplattform kommend zwischen den Windparks „Veja Mate“ und „BARD Offshore 1“ und von dort in östliche Richtung parallel zu den Drehstromsystemen vom Windpark „Deutsche Bucht“ zum geplanten Konverterstandort NOR-6-3. Die Anbindung der Fläche N-6.6 erfolgt geradlinig zum Konverter. Die Gleichstrom-Anbindungsleitung NOR-6-3 führt vom Konverter beginnend auf kürzestem Weg durch die Schifffahrtsroute 12. In Gebiet N-7 verläuft die Trasse parallel zu den bestehenden Systemen NOR-6-1/BorWin1 und NOR-6-2/BorWin2. Nach der Querung der Rohrleitung „Norpipe“ erfolgt eine Parallelführung zu NOR-7-1/BorWin5 zum Grenzkorridor N-II.

Die Gleichstrom-Anbindungsleitung NOR-7-2 führt von der Konverterplattform durch die Fläche N-7.2 und verläuft von dort parallel zu den bestehenden Systemen NOR-6-1/BorWin1 und NOR-6-2/BorWin2. Im Bereich der Rohrleitung „Europipe 1“ werden die bestehenden Anbindungsleitungen und die Rohrleitung gekreuzt, die Trasse führt nun parallel zur Schifffahrtsroute 2 zu Grenzkorridor N-V.

Die Gleichstromanbindung NOR-9-1 der Fläche N-9.1 führt von der Konverterplattform beginnend geradlinig zu Schifffahrtsroute 6 und von dort parallel zu Gebiet N-9 zur Rohrleitung „Norpipe“. Nach Kreuzung der „Norpipe“ erfolgt eine Parallelführung zu dieser bzw. anschließend zu den Systemen NOR-7-1/BorWin5 und NOR-6-3 zu Grenzkorridor N-II.

In der Ostsee ist nur der Anschluss der Fläche O-1.3 mit dem Drehstromsystem OST-1-4 vorgesehen. Dieses führt von der Umspannplattform der Fläche nach Süden und kreuzt die Schifffahrtsroute 20 gemeinsam mit den bereits errichteten Anbindungssystemen der Windparks „Wikinger“ und „Arkona-Becken Südost“. Zu diesen Anbindungssystemen verläuft es anschließend auch parallel bis zum Grenzkorridor O-I.

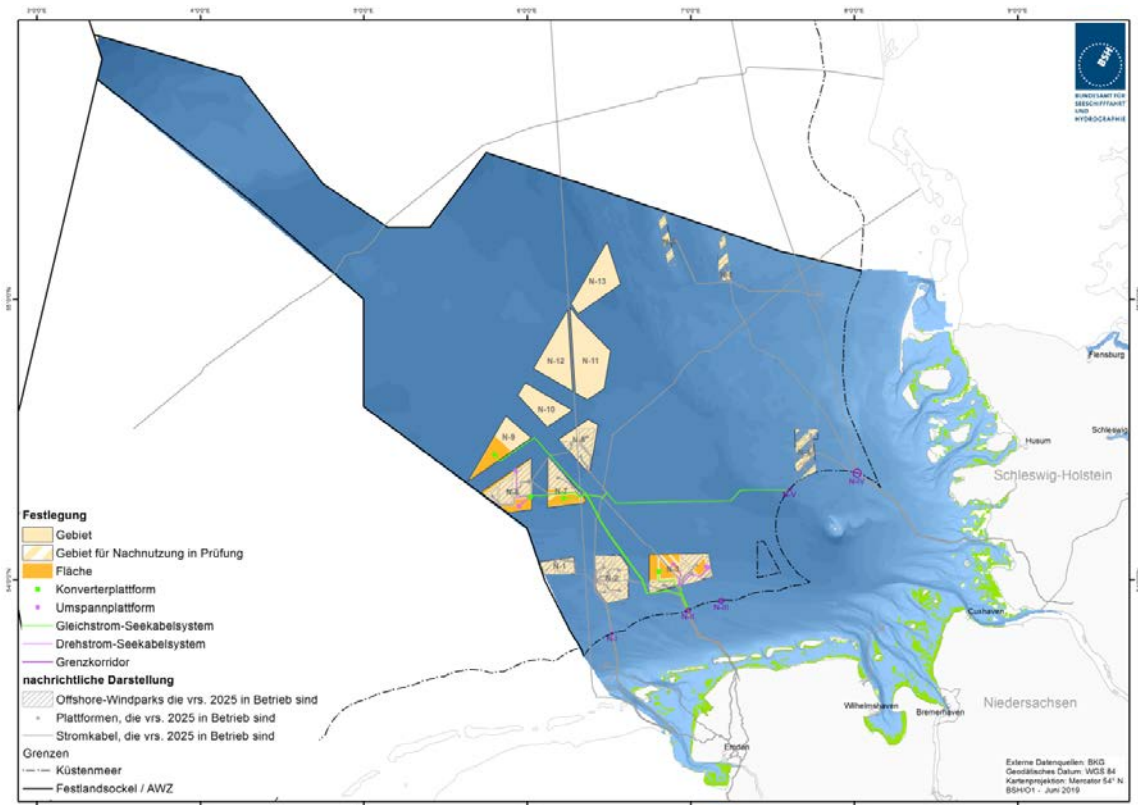


Abbildung 19: Netzanbindungssysteme in der deutschen AWZ der Nordsee

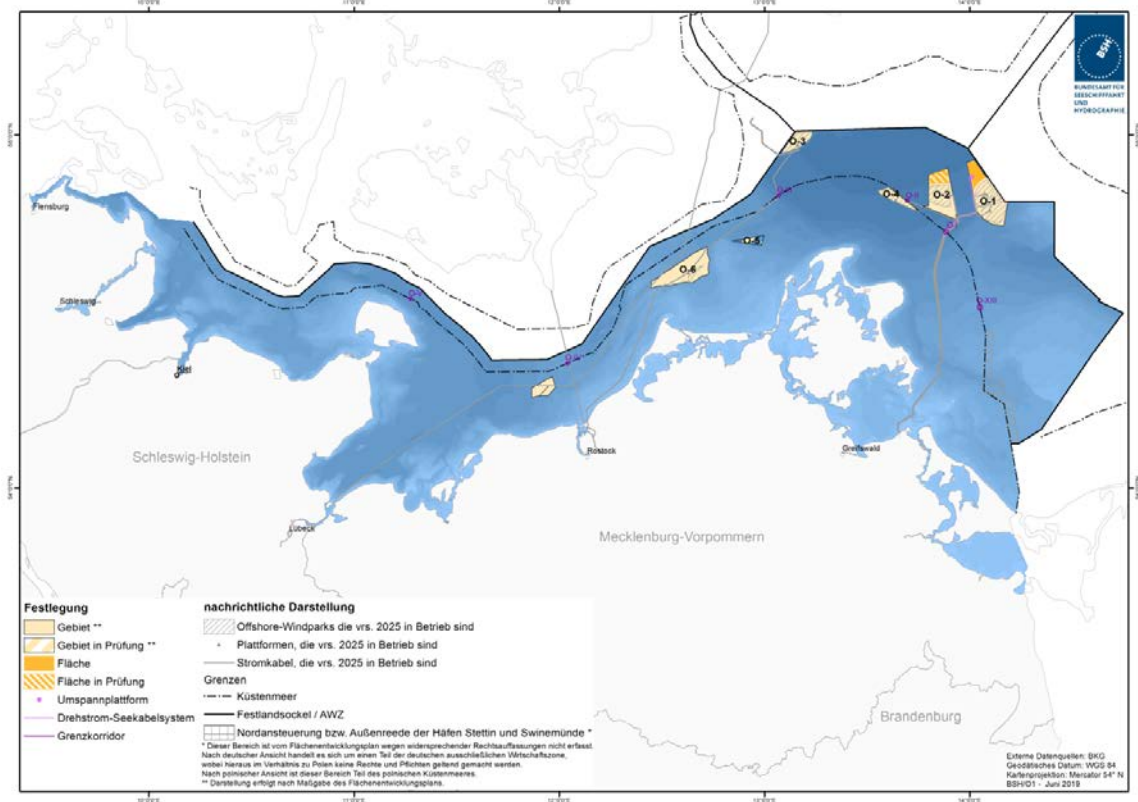


Abbildung 20: Netzanbindungssysteme in der deutschen AWZ der Ostsee

## 5.9 Grenzkorridore zum Küstenmeer

Nach § 5 Abs. 1 Nr. 8 WindSeeG trifft der FEP Festlegungen über Orte, an denen die Offshore-Anbindungsleitungen die Grenze zwischen der AWZ und dem Küstenmeer überschreiten (sog. Grenzkorridore).

Die im FEP geplanten Trassen müssen sinnvoll durch das Küstenmeer bis zu den NVP geführt werden können (vgl. Planungsgrundsatz 4.4.4.3). Zur Abstimmung mit den Küstenländern dienen die Grenzkorridore als Orte, an denen die Anbindungsleitungen die Grenze zwischen AWZ und Küstenmeer überschreiten. Hierdurch sollen die Kabelsysteme an diesen Stellen so weit wie möglich konzentriert und zur weiteren Ableitung in Richtung der NVP gebündelt werden. Die Trassenführung im Küstenmeer wird nicht festgelegt, diese obliegt anderen Stellen in den dafür vorgesehenen Verfahren. Bei der Festlegung der Korridore ist noch keine Bewertung der Weiterführung etwa in Bezug auf naturschutzfachliche Belange im Küstenmeer erfolgt.

Die Dimensionierung der Grenzkorridore am Übergang zum Küstenmeer ergibt sich aus den Abständen zwischen den Kabelsystemen und der Anzahl der erforderlichen bzw. möglichen Systeme sowie der jeweiligen Platzsituation am Übergang zum Küstenmeer.

Mit Blick auf die vorgesehene Lage der Grenzkorridore ergeben sich innerhalb der AWZ bereits starke Restriktionen aufgrund der bereits genehmigten sowie bestehenden OWP, so dass der bestehende Platzmangel durch Festlegungen in diesem Plan nicht ohne weiteres gelöst werden kann. Zudem sind bestehende Strukturen, d.h. insbesondere bereits in Betrieb befindliche Kabelsysteme und Rohrleitungen zu beachten, indem sich die zukünftig geplanten Seekabelsysteme in das bestehende System einzufügen haben. Gleichzeitig sind im Küstenmeer die Planungen noch nicht so weit fortgeschritten, dass eine

ausreichende Anzahl von Trassen für die Erreichung der im Szenariorahmen zum NEP 2019-2030 festgelegten Ausbaupfade ausgewiesen worden sind. Daher sind die Grenzkorridore in diesem Plan in enger Abstimmung mit den Küstenländern festzulegen.

### 5.9.1 Derzeitiger Stand

#### Nordsee

Die Lage der Grenzkorridore am Übergang zum Küstenmeer in Richtung Niedersachsen ergibt sich aus den bereits genehmigten Windparkplanungen im Bereich zwischen den beiden VTG „German Bight Western Approach“ und „Terschelling German Bight“. In Niedersachsen sind die sog. Ems-Trasse (Grenzkorridor N-I), die sog. Norderney-Trasse (Grenzkorridor N-II) und die Erweiterung der sog. Norderney-Trasse (Grenzkorridor N-II) im LROP Niedersachsen 2017<sup>18</sup> ausgewiesen. Die Erweiterung der Norderney-Trasse verläuft dabei östlich des existierenden Korridors Norderney. Laut ÜNB liegt die technisch maximal mögliche Anzahl an Kabelsystemen über Norderney bei zwölf. Das Land Niedersachsen bevorzugt eine vollständige Ausnutzung der Norderney-Trasse vor der Neuentwicklung einer weiteren Trasse, beginnend an Grenzkorridor N-III. Für die sog. Jade-Trasse, betreffend Grenzkorridor N-III, existiert eine landesplanerische Feststellung für das „NorGer“-Seekabelsystem, der Korridor wird jedoch teilweise schon von der Anbindung des Windparks „Nordergründe“ belegt. Für weitere Gleichstrom-Seekabelsysteme sind planerisch derzeit noch keine Trassen auf der niedersächsischen Seite vorgesehen. Für zukünftige Seekabelsysteme soll nach Ausnutzung der bereits jetzt räumlich gesicherten Korridore „Norderney“, „Ems“ und der Erweiterung von „Norderney“ auch ein

---

<sup>18</sup> Verordnung zur Änderung der Verordnung über das Landes-Raumordnungsprogramm Niedersachsen (LROP)



entsprechendes Verfahren zur Fortführung von Grenzkorridor N-III über die Inseln Wangerooge, Langeoog oder Baltrum angestoßen werden. Zu berücksichtigen ist in diesem Zusammenhang, dass es sich bei dem Mehrbedarf im Wesentlichen um Trassen handelt, die voraussichtlich nach 2030 benötigt werden, so dass entsprechende planerische Entwicklungsschritte noch erfolgen können. Studien zu möglichen Trassenführungen durch das Küstenmeer werden derzeit erstellt.

Im Nordsee-Küstenmeer Schleswig-Holsteins ist die im Landesentwicklungsplan Schleswig-Holstein 2010 die sog. Büsum-Trasse (Grenzkorridor N-IV) festgeschrieben. Der LEP wird derzeit fortgeschrieben.

### **Ostsee**

Für den Bereich der Ostsee Schleswig-Holsteins ist im LEP S-H bislang keine Trasse festgelegt.

Im Küstenmeer Mecklenburg-Vorpommerns sind im aktuellen LEP M-V<sup>19</sup> Vorbehaltsgebiete Leitungen zu den Grenzkorridoren O-I und O-III ausgewiesen worden. Zusätzlich erfolgte die Festlegung eines Vorbehaltsgebiets Leitungen entlang der Rohrleitung „NordStream“. Die Vorbehaltsgebiete Leitungen des LEP M-V sind Puffer um bereits raumordnerisch oder im Rahmen der Planfeststellung festgelegte Trassen. Hiermit soll eine Bündelung mit den bestehenden Trassen erleichtert werden. Für darüber hinaus gehende Trassen sind Raumordnungsverfahren durchzuführen.

## **5.9.2 Festlegungen von Grenzkorridoren zum Küstenmeer**

### **Nordsee**

In der Nordsee werden am Übergang zum Küstenmeer Niedersachsens die Grenzkorridore N-I, N-II und N-III festgelegt. Am Übergang zum Küstenmeer Schleswig-Holsteins werden die Grenzkorridore N-IV und N-V festgelegt.

Durch den Grenzkorridor N-I (Ems-Trasse) können im Rahmen des FEP keine Systeme vorgesehen werden, da dieser nach Abschluss des Übergangssystems bereits vollständig belegt sein wird.

In Grenzkorridor N-II (Norderney-Trasse) werden 2026 sieben der zwölf zur Verfügung stehenden Trassen belegt sein. Im Rahmen dieses Plans werden die erforderlichen Anbindungsleitungen NOR-3-2, NOR-6-3, und NOR-9-1 zu diesem Grenzkorridor geführt.

Da zur Erreichung des Ausbauziels bis 2030 keine Führung durch Grenzkorridor N-III erforderlich ist, werden zum aktuellen Zeitpunkt keine Anbindungssysteme durch diesen Grenzkorridor festgelegt. Im Bereich des Grenzkorridors N-III werden im Rahmen dieses Plans zwei grenzüberschreitende Seekabelsysteme vorgesehen (siehe Kapitel 5.10).

Zum Nordsee-Küstenmeer Schleswig-Holsteins wird der Grenzkorridor N-V südwestlich des Gebietes N-4 festgelegt. Der im FEP neu festgelegte Grenzkorridor N-V wird benötigt, um NOR-7-2 am Netzverknüpfungspunkt Büttel anbinden zu können. Eine Trassenführung von NOR-7-2 innerhalb der AWZ zum Grenzkorridor N-IV („Büsum“) ist räumlich nicht möglich.

Auf die Abbildung 19 wird verwiesen.

<sup>19</sup> Landesraumentwicklungsprogramm Mecklenburg-Vorpommern (LEP) vom Juni 2016



## Ostsee

In der Ostsee werden am Übergang zum Küstenmeer Mecklenburg-Vorpommerns die Grenzkorridore O-I, O-II, O-III, O-IV und O-XIV festgelegt. Am Übergang zum Küstenmeer Schleswig-Holsteins wird der Grenzkorridor O-V festgelegt.

Im Bereich des Grenzkorridors O-I wird im Rahmen dieses Plans über die bestehenden Systeme hinaus eine weitere Anbindungsleitung sowie zwei grenzüberschreitende Seekabelsysteme vorgesehen (siehe Kapitel 5.10).

Grenzkorridor O-II ist kein Korridor zur Anbindung von OWP durch das Küstenmeer zum Netzverknüpfungspunkt im Sinne dieses Planes. Dieser Korridor dient ausschließlich der Anbindung des im Küstenmeer geplanten Windparks „ARCADIS Ost I“ (Cluster 4 des O-NEP). In diesem Korridor ist im Rahmen dieses Plans nur eine zusätzliche Verbindung untereinander vorgesehen (siehe Kapitel 5.11).

Grenzkorridor O-III wird durch die bestehenden Systeme zum Windpark „EnBW Windpark Baltic 2“ vorgegeben. Für diesen Korridor sind im Rahmen des FEP drei grenzüberschreitende Systeme geplant (siehe Kapitel 5.10).

Grenzkorridor O-IV, O-V und O-XIII dienen im Rahmen dieses Plans ebenfalls ausschließlich der Führung von grenzüberschreitenden Seekabelsystemen (siehe Kapitel 5.10).

Auf die Abbildung 20 wird verwiesen.

Tabelle 15: Übersicht über die Nutzung der Grenzkorridore

Grenz-korridor	Seekabelsysteme
N-I	(1) NOR-1-1/DoWin5 (2) NOR-8-1/BorWin3 (3) NOR-2-3/DoWin3 (4) COBRACable
N-II	(1) NOR-7-1/BorWin5 (2) NOR-3-1/DoWin2 (3) NOR-2-2/DoWin1 (4) NOR-2-1 (alpha ventus) (5) NOR-6-1/BorWin1 (6) NOR-6-2/BorWin2 (7) NOR-3-3/DoWin6 (8) NOR-3-2 (9) NOR-6-3 (10) NOR-9-1
N-III	(1) Seekabelsystem nach Norwegen (2) Seekabelsystem nach Großbritannien
N-V	(1) NOR-7-2
N-IV	(1) NOR-4-2/HeWin2 (2) NOR-4-1/HeWin1 (3) NOR-5-1/SylWin1 (4) NordLink (5) NOR-7-2
O-I	(1) OST-1-1 / Ostwind 1 (2) OST-1-2 / Ostwind 1 (3) OST-1-3 / Ostwind 1 (4) OST-2-1 / Ostwind 2 (5) OST-2-2 / Ostwind 2 (6) OST-2-3 / Ostwind 2 (7) OST-1-4 (8) Seekabelsystem nach Dänemark (9) Seekabelsystem nach Dänemark
O-II	(1) OST-2-1 (2) Verbindung untereinander zwischen „ARCADIS Ost I“ und „Baltic Eagle“
O-III	(1) OST-3-1 (2) OST-3-2 (3) Seekabelsystem nach Schweden (4) Seekabelsystem nach Schweden (5) Seekabelsystem nach Dänemark
O-IV	(1) Kontek (2) Seekabelsystem nach Dänemark
O-V	(1) Seekabelsystem nach Dänemark
O-XIII	(1) Seekabelsystem nach Dänemark

## 5.10 Trassen und Trassenkorridore für grenzüberschreitende Stromleitungen

Unter grenzüberschreitenden Stromleitungen im Sinne dieses Plans sind Seekabelsysteme zu verstehen, welche durch mindestens zwei Nordsee- bzw. Ostseeanrainerstaaten verlaufen.

### 5.10.1 Derzeitiger Stand

Durch die deutsche AWZ der Nordsee verlaufen mehrere grenzüberschreitende Stromleitungen. Zum einen besteht ein in Betrieb befindliches grenzüberschreitendes Seekabelsystem namens „NorNed“, welches die Länder Norwegen und die Niederlande miteinander verbindet. Des Weiteren befindet sich derzeit das Vorhaben „COBRACable“ zur Verbindung zwischen den Niederlanden und Dänemark im Bau. Zudem verläuft durch die deutsche AWZ das genehmigte und in Bau befindliche Vorhaben „NordLink“, eine Verbindung zwischen Norwegen und Deutschland. Das Vorhaben „Viking Link“ zur Verknüpfung von Dänemark mit Großbritannien wurde genehmigt.

Auch in der deutschen AWZ der Ostsee verlaufen in Betrieb befindliche grenzüberschreitende Stromleitungen: „Kontek“ (zur Verbindung von Dänemark und Deutschland) und „Baltic Cable“ (zwischen Schweden und Deutschland). Des Weiteren befindet sich das grenzüberschreitende Seekabelsystem namens „Kriegers Flak Combined Grid Solution“ in Betrieb. Dieses Vorhaben verbindet Dänemark und Deutschland durch die Verbindung eines dänischen mit einem deutschen OWP-Vorhaben.

### 5.10.2 Festlegungen von Trassen und Trassenkorridoren für grenzüberschreitende Stromleitungen

Durch diesen Plan sollen Trassen oder Trassenkorridore für mögliche grenzüberschreitende Stromleitungen räumlich gesichert werden, um zukünftig sicherstellen zu können, dass sich die bestehenden und geplanten grenzüberschreitenden Seekabelsysteme räumlich jeweils in ein aufeinander abgestimmtes Gesamtsystem, d. h. insbesondere in Bezug auf die Anbindungsleitungen für OWP, einfügen.

Auf Grundlage des TYNDP 2018 (vgl. Kapitel 2.5.4) und des ENTSO-E System Needs Report zum TYNDP 2018 (ENTSO-E AISBL, 2018) sollen Trassen oder Trassenkorridore für folgende mögliche grenzüberschreitende Stromleitungen räumlich gesichert werden.

Im Rahmen dieses Plans werden in der AWZ der Nordsee sieben zusätzliche grenzüberschreitende Stromleitungen festgelegt. Es werden davon zwei Verbindungen mit einer Anlandung in Deutschland geplant. Beide beginnen an Grenzkorridor N-III in Niedersachsen. Der genaue Verlauf der Seekabelsysteme, die durch Grenzkorridor N-III führen, (insb. deren ost-westliche Anordnung) ist für den Bereich vom Vorbehaltsgebiet der Schifffahrtsroute 2 des Raumordnungsplans bis zur Küstenmeergrenze (s. a. Schraffur in Abbildung 21) abschließend im Einzelverfahren festzulegen.

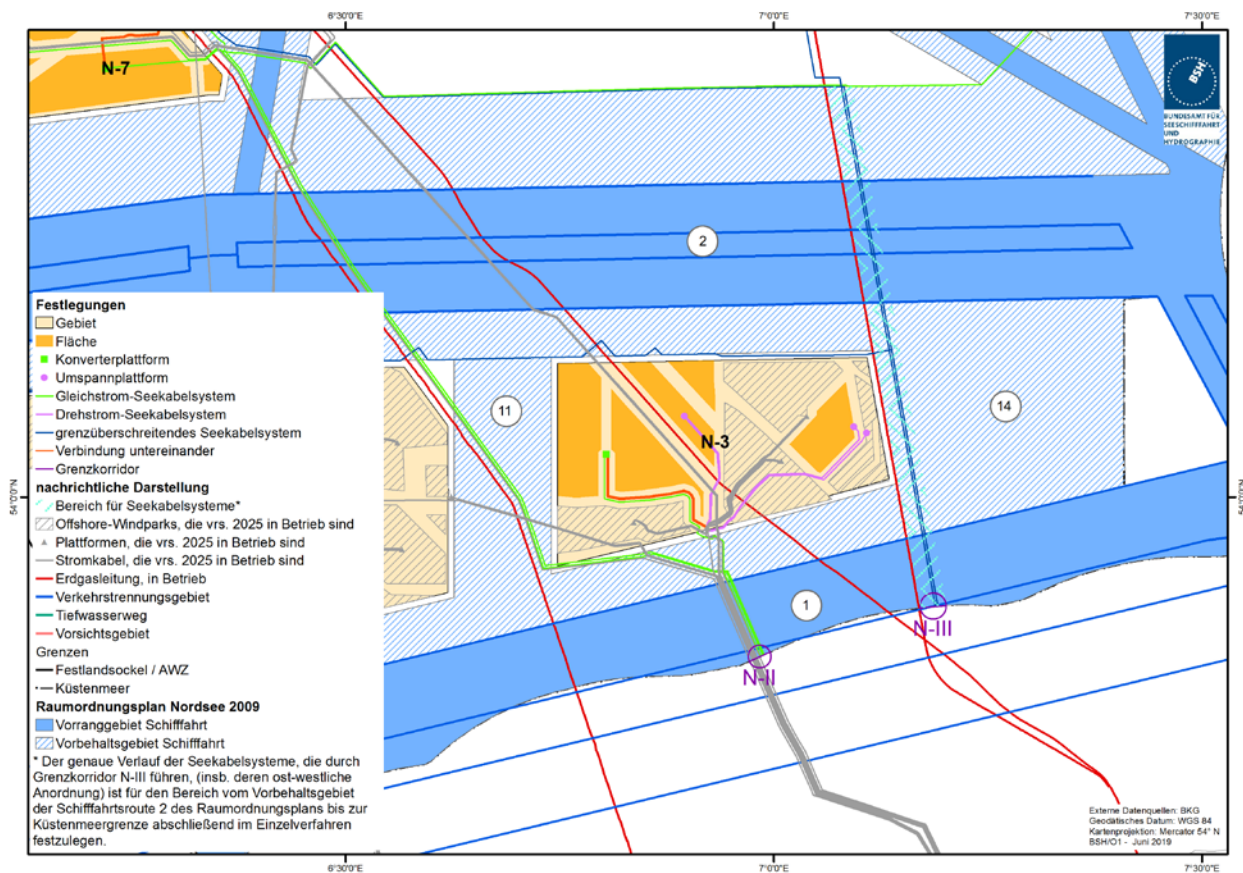


Abbildung 21: Seekabelverlauf östlich der Europipe 2

Das an Grenzkorridor N-III beginnende grenzüberschreitende Seekabelsystem nach Norwegen verläuft parallel zur „Europipe 2“, zur Schifffahrtsroute 4 und zur Schifffahrtsroute 5 bis zum Naturschutzgebiet „Sylter Außenriff – Östliche Deutsche Bucht“, dann an der Grenze des Naturschutzgebietes bis zum grenzüberschreitenden Seekabelsystem „NorNed“ und mit diesem gebündelt weiter zu Grenzkorridor N-VII.

Das zweite in Deutschland anlandende grenzüberschreitende Seekabelsystem führt nach Großbritannien. Für dieses gibt es zwei alternative Routen. Beide Routen beginnen an Grenzkorridor N-III und führen dann parallel zur „Europipe 2“ in nördliche Richtung bis zum südlichen Rand der Schifffahrtsroute 2. Hier trennen sich die Alternativen. Von dort führt eine Trasse nach Westen bis zur Querung der „Europipe 1“ und anschließend parallel zur

Rohrleitung „Norpipe“ bzw. entlang der westlichen AWZ-Grenze zum Grenzkorridor N-XII. Die andere Trasse führt nördlich der Gebiete N-1, N-2 und N-3 weiter nach Westen zum Grenzkorridor N-XVII.

Ein grenzüberschreitendes System ist geplant, um die Konverterplattform in Gebiet N-1 mit benachbarten OWP in den Niederlanden verbinden zu können. Dieser führt von der Konverterplattform in Gebiet N-1 nach Westen durch Grenzkorridor N-XVII.

Zudem sind vier weitere grenzüberschreitende Seekabelsysteme vorgesehen, die die deutsche AWZ nur queren und die Niederlande mit Dänemark oder Norwegen verbinden können. Zwei Trassen verlaufen beidseitig der Schifffahrtsroute 10 und verbinden die Grenzkorridore N-VI und N-XVI sowie N-VIII und N-XV. Ein System ist parallel zu „Viking Link“

vorgesehen. Ein weiteres System verbindet die Grenzkorridore N-XI und N-XIV. Dieses verläuft größtenteils parallel zur „Norpipe“ und führt dann entlang der AWZ-Grenze zum Grenzkorridor N-XIV.

In der AWZ der Ostsee werden acht Trassen für grenzüberschreitende Seekabelsysteme festgelegt, die das deutsche Küstenmeer mit der dänischen und schwedischen AWZ verbinden. Jeweils ein System ist im Bereich der Fehmarnbeltquerung (O-V zu O-VI) sowie parallel zu „Kontek“ (O-IV zu O-VII) vorgesehen. Ein weiteres System nach Dänemark führt von Grenzkorridor O-III zu Grenzkorridor O-VIII. Ebenfalls in Grenzkorridor O-III beginnen zwei Systeme in Richtung Schweden, die parallel zum Windpark „EnBW Windpark Baltic 2“ zu Grenzkorridor O-IX führen. Diese sind im Bereich des Windparks „EnBW Windpark Baltic 2“ mit einem verringerten Abstand von 350 m bzw. 450 m zum Windpark vorgesehen, um das überlagernde U-Boot-

Tauchgebiet möglichst wenig zu beeinträchtigen. Von Grenzkorridor O-I sind ebenfalls zwei grenzüberschreitende Seekabelsysteme in Richtung Bornholm geplant, die parallel zu den bereits vorhandenen Anbindungsleitungen zu Grenzkorridor O-X und O-XI führen. Bezüglich des Grenzkorridors O-X wird darauf hingewiesen, dass sich dieser am Rand eines U-Boot-Tauchgebietes befindet und aus Gründen der Sicherheit der Landes- und Bündnisverteidigung auch im dänischen Bereich ein Trassenverlauf außerhalb dieses NATO-Übungsgebietes erfolgen sollte.

Ein weiteres System ist parallel zu „NordStream 1“ bzw. zwischen „NordStream 1“ und „NordStream 2“ geplant und verbindet die Grenzkorridore O-XII und O-XIII.

Eine Trassenführung von Polen nach Dänemark erscheint im Moment aufgrund der bestehenden Restriktionen innerhalb der deutschen AWZ nicht möglich.

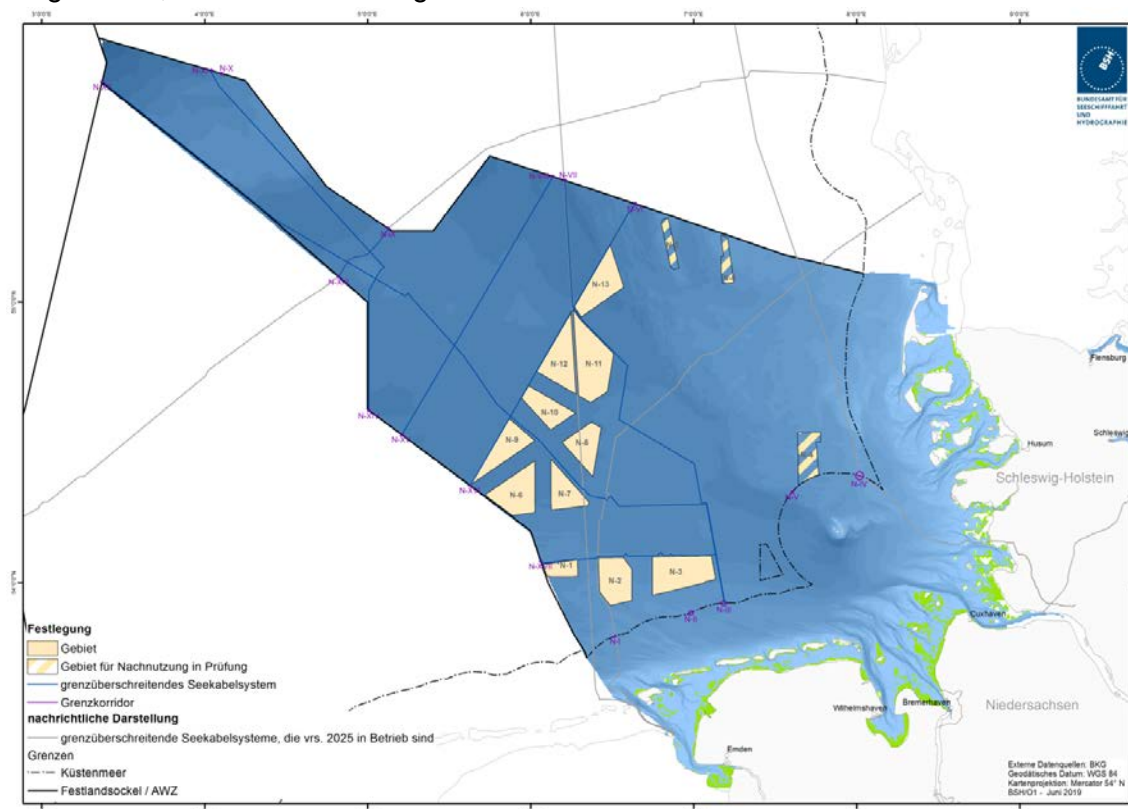


Abbildung 22: grenzüberschreitende Seekabelsysteme in der deutschen AWZ der Nordsee



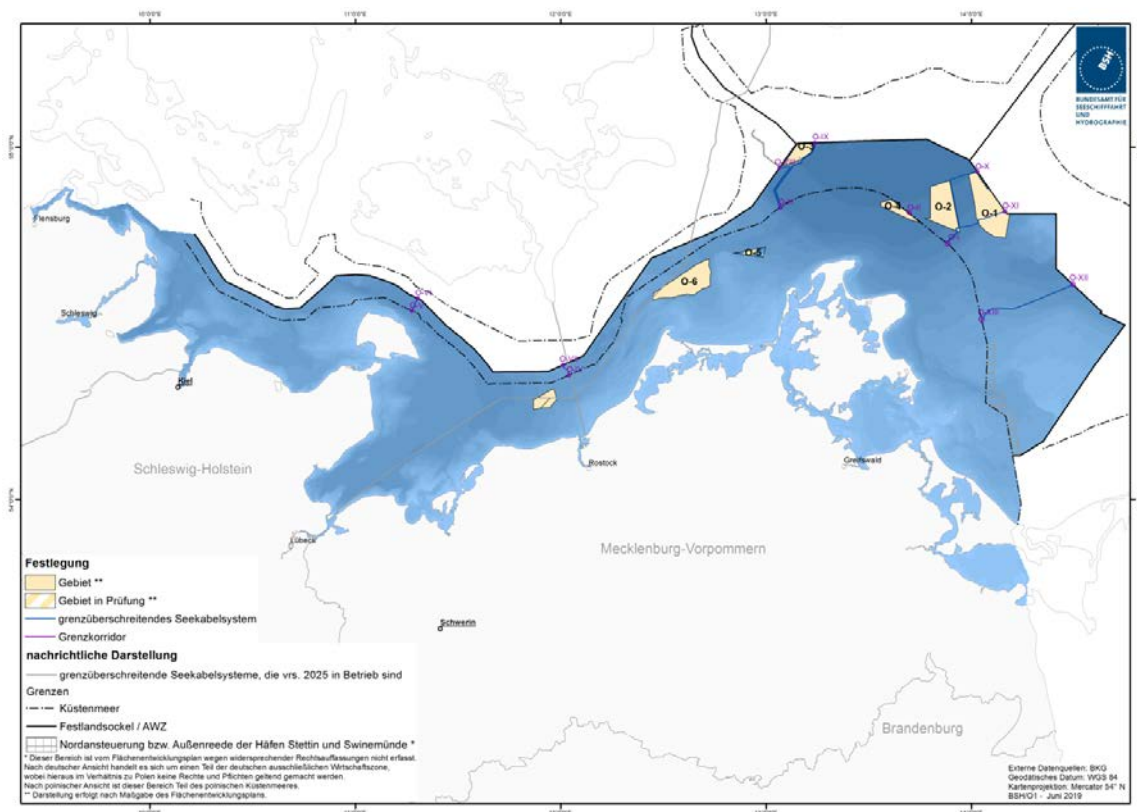


Abbildung 23: grenzüberschreitende Seekabelsysteme in der deutschen AWZ der Ostsee

### 5.10.3 Festlegungen von Grenzkorridoren für grenzüberschreitende Stromleitungen

Die im FEP geplanten Trassen müssen sinnvoll durch das Küstenmeer bzw. die AWZ der Nachbarstaaten bis zu den NVP geführt werden können. Die Grenzkorridore dienen als Orte, an denen die Anbindungsleitungen die Grenze zwischen AWZ und Küstenmeer bzw. zu den Nachbarstaaten überschreiten. Für den Bereich der AWZ der Nordsee betrifft dies das Küstenmeer von Niedersachsen und Schleswig-Holstein sowie die AWZ von den Niederlanden, Großbritannien und Dänemark. Für den Bereich der Ostsee trifft dies das Küstenmeer von Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern sowie die AWZ von Dänemark, Schweden und Polen. Die Grenzkorridore werden mit einer Standardbreite von 1 km festgelegt, es sei denn bestehende Restriktionen führen zu anderen Abmessungen. Mit dieser Breite wird keine Aussage

verbunden, ob, wann und wie viele Seekabelsysteme durch die jeweiligen Grenzkorridore zu führen sind. Ebenso ist damit keine Aussage verbunden, ob eine konfliktfreie Trassenführung im ausländischen Bereich in alle Richtungen möglich ist.

Daher werden die Grenzkorridore in diesem Plan in enger Abstimmung mit den Küstenländern und den Nachbarstaaten festgelegt. In den Bereichen, in denen es nach jetzigem Kenntnisstand möglich ist, werden im Übergangsbereich zum Küstenmeer zur Bündelung von Seekabelsystemen Grenzkorridore festgelegt, durch die sämtliche in Deutschland anlandende Seekabelsysteme zu führen sind. Hierdurch sollen die Kabelsysteme an diesen Stellen so weit wie möglich konzentriert und zur weiteren Ableitung in Richtung der NVP gebündelt werden. Bezüglich der Ausweisung der Grenzkorridore zum Küstenmeer wird auf Kapitel 5.9 verwiesen. Auf

den Planungsgrundsatz 4.4.4.3 wird hingewiesen.

Die an der äußeren Grenze der AWZ vorgesehenen Grenzkorridore N-VI bis N-XVII sowie O-VI bis O-XIII dienen dazu, mögliche grenzüberschreitende Seekabelsysteme, die bislang noch nicht in ihrer konkreten Trassenführung bekannt sind, gebündelt in bzw. durch die deutsche AWZ führen zu können. Die Grenzkorridore orientieren sich an vorhandenen Planungen für grenzüberschreitende Seekabelsysteme und Windparks sowie an den bereits verlegten Rohrleitungen und Datenkabeln. Bei der Festlegung der Grenzkorridore wurden zudem die bekannten Planungen zu OWP in den Nachbarländern berücksichtigt, um hiermit die Entwicklung eines seeweiten Netzes zu ermöglichen. Grenzkorridor N-XVII wurde soweit erweitert, dass

eine Führung von Seekabeln nördlich der niederländischen Windparks zum Grenzkorridor möglich ist.

Bei den Grenzkorridoren O-IX und O-X ist eine Beeinträchtigung der von der NATO genutzten U-Boot-Tauchgebiete Bravo 2-5 soweit wie möglich zu reduzieren. Eine Trassenführung möglichst außerhalb dieser Gebiete ist anzustreben.

Eine weitere Abstimmung der Grenzkorridore N-VI bis N-XVII sowie O-VI bis O-XIII für grenzüberschreitende Seekabelsysteme mit den Anrainerstaaten soll im Rahmen von Fortschreibungen des FEP, der jeweiligen Raumordnungspläne oder den jeweiligen Genehmigungsverfahren erfolgen.

Auf die Abbildung 22 und Abbildung 23 wird verwiesen.

Tabelle 16: Übersicht der im FEP festgelegten Grenzkorridore und Trassen für grenzüberschreitende Stromleitungen

Grenzkorridor A	Grenzkorridor B	Land A	Land B
<b>Nordsee</b>			
N-III	N-VII	Deutschland	Norwegen
N-III	N-XII / N-XVII	Deutschland	Großbritannien
N-VI	N-XVI	Dänemark / Norwegen	Niederlande
N-VIII	N-XV	Dänemark / Norwegen	Niederlande
N-IX	N-XIII	Dänemark	Großbritannien
N-XI	N-XIV	Norwegen	Niederlande
NOR-1-1	N-XVII	Deutschland, Gebiet N-1	Niederlande
<b>Ostsee</b>			
O-V	O-VI	Deutschland	Dänemark
O-IV	O-VII	Deutschland	Dänemark
O-III	O-VIII	Deutschland	Dänemark
O-III	O-IX	Deutschland	Schweden
O-III	O-IX	Deutschland	Schweden
O-I	O-X	Deutschland	Dänemark
O-I	O-XI	Deutschland	Dänemark
O-XIII	O-XII	Deutschland	n.n.

## 5.11 Trassen und Trassenkorridore für Verbindungen zwischen Anlagen untereinander

Nach § 5 Abs. 1 Nr. 10 WindSeeG soll der FEP Trassen oder Trassenkorridore für mögliche Verbindungen von Offshore-Anlagen, Anbindungsleitungen und grenzüberschreitenden Stromleitungen sowie Standorten von Konverterplattformen untereinander enthalten. Damit wird die Regelung nach § 17a Abs. 1 Satz 2 Nr. 6 EnWG für den BFO übernommen. Die sog. Verbindungen untereinander sind Seekabelsysteme, die die einzelnen Anbindungssysteme (nach Gleichstrom- oder Drehstromanbindungskonzept) und damit die OWP miteinander verbinden können und die zur Gewährleistung der Systemsicherheit beitragen, durch (Teil-) Redundanzen die Einspeisesicherheit erhöhen, um damit Ausfallschäden zu reduzieren und die Systemsicherheit zu erhöhen, sowie mit einem effizienten Netzausbau vereinbar sind. Der FEP schafft die räumlichen Voraussetzungen für diese Verbindungen untereinander. Die Entscheidung darüber „ob“ und „wann“ eine Verbindung untereinander umgesetzt wird, wird im Einzelfall im Rahmen eines der BNetzA von den Netzbetreibern vorzulegenden Schadensminderungskonzepts festgelegt.

Verbindungen untereinander sind für verschiedene bereits bestehende Netzanbindungen sowie neue Netzanbindungen räumlich vorgesehen. In der Regel werden diese in der Nordsee mit zwei Seekabelsystemen geplant, in der Ostsee wird aufgrund der geringeren Leistung der Netzanbindungen jeweils nur eine Trasse vorgesehen.

In der Nordsee sind fünf Verbindungen zwischen Plattformen vorgesehen.

Die Verbindung untereinander zwischen NOR-1-1/DoIWin epsilon und NOR-2-3/DoIWin gamma verläuft am Rand der dortigen

Windparks parallel zum geplanten grenzüberschreitenden Seekabelsystem und quert gemeinsam mit NOR-1-1 die Schifffahrtsroute 3.

In Gebiet N-3 ist eine Verbindung untereinander zwischen NOR-3-3/DoIWin kappa und NOR-3-2 geplant, die parallel zur Netzanbindung NOR-3-2 verläuft.

In Gebiet N-6 ist eine Verbindung untereinander vorgesehen. Diese führt von der Konverterplattform BorWin alpha zur Konverterplattform NOR-6-3.

In Gebiet N-7 ist geplant, die beiden Konverterplattformen des Gebietes miteinander zu verbinden, da diese aufgrund der Umstellung auf das 66 kV-Direktanbindungskonzept nicht mehr in räumlicher Nähe stehen und somit nicht mehr direkt miteinander verbunden sind. Weiterhin vorgesehen ist die Verbindung zwischen NOR-7-1/BorWin epsilon und NOR-8-1/BorWin gamma.

In der Ostsee sind drei Verbindungen zwischen Plattformen vorgesehen.

In Gebiet O-1 ist eine Verbindung untereinander zwischen dem bestehenden Projekt „Wikinger“ und der Fläche O-1.3 vorgesehen. Diese Verbindung untereinander verläuft parallel zu den entsprechenden Anbindungssystemen.

Die Fläche O-1.3 soll zudem mit dem Windpark „Baltic Eagle“ in Gebiet O-2 verbunden werden. Hierbei wird vom Umspannwerk der Fläche O-1.3 kommend zuerst die Schifffahrtsroute 20 rechtwinklig gekreuzt, anschließend verläuft das System parallel zu dem dort geplanten grenzüberschreitenden Seekabelsystem.

Die dritte Verbindung untereinander ist zwischen den Windparks „Baltic Eagle“ und „ARCADIS Ost I“ vorgesehen. Diese verläuft ebenfalls parallel zu den entsprechenden Anbindungssystemen.

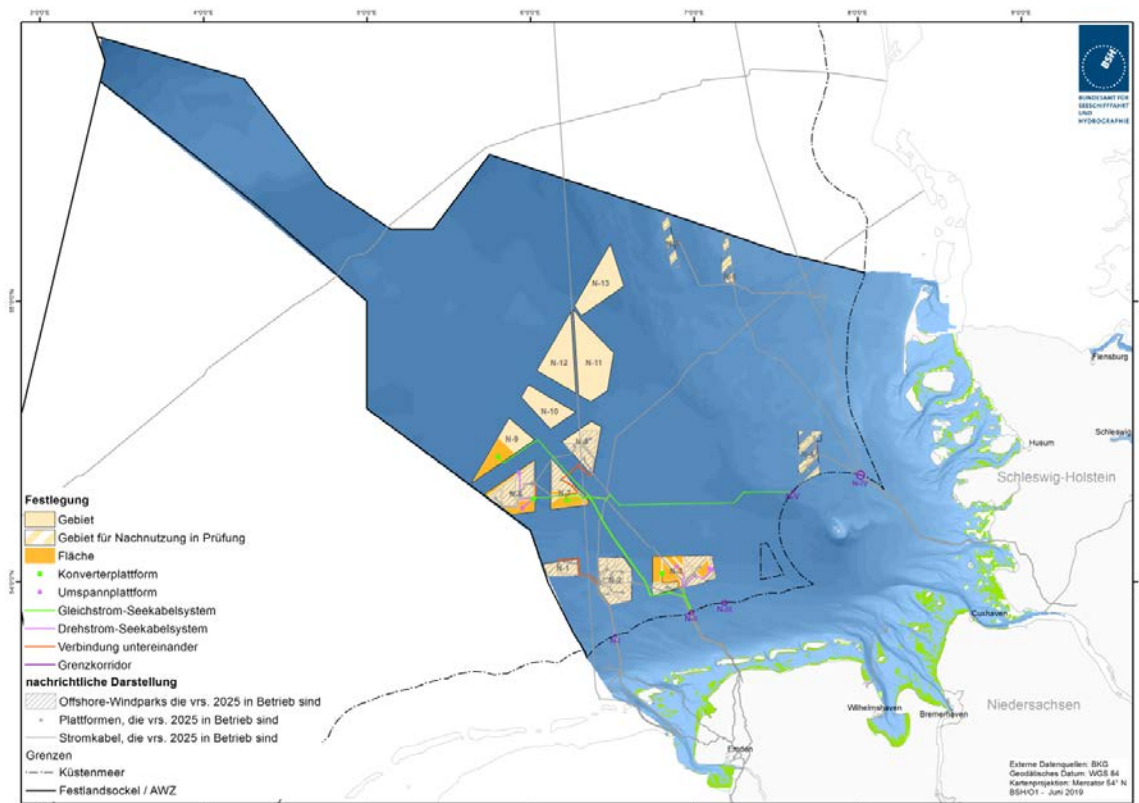


Abbildung 24: Verbindungen untereinander in der deutschen AWZ der Nordsee

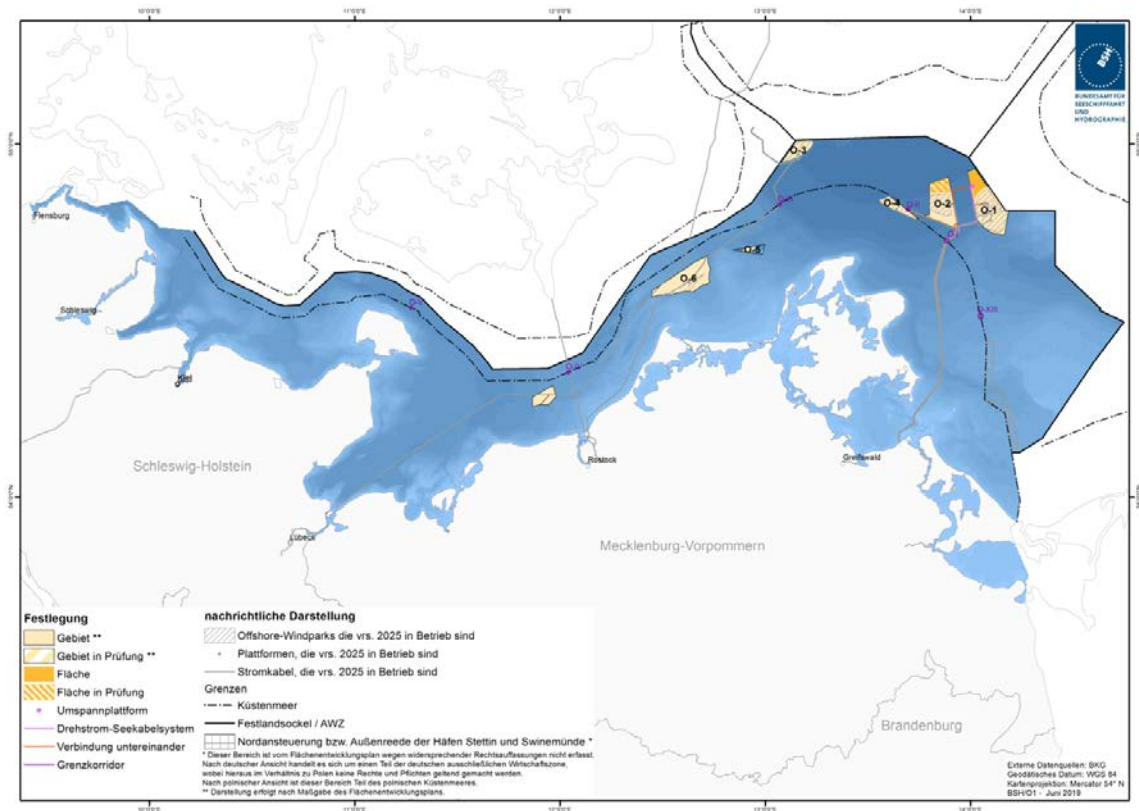


Abbildung 25: Verbindungen untereinander in der deutschen AWZ der Ostsee

Tabelle 17: Übersicht der im FEP festgelegten Trassen für Verbindungen zwischen Anlagen

Plattform A	Plattform B
<b>Nordsee</b>	
NOR-1-1/DolWin epsilon	NOR-2-3/DolWin gamma
NOR-3-2	NOR-3-3/DolWin kappa
NOR-6-1/BorWin alpha	NOR-6-3
NOR-7-1/BorWin epsilon	NOR-7-2
NOR-7-1/BorWin epsilon	NOR-8-1/BorWin gamma
<b>Ostsee</b>	
Wikinger	O-1.3
O-1.3	Baltic Eagle
Baltic Eagle	ARCADIS Ost I



## 6 Festlegungen für Pilotwindenergieanlagen

Gemäß § 5 Abs. 2 WindSeeG kann der FEP für den Zeitraum ab dem Jahr 2021 für Gebiete in der AWZ und im Küstenmeer verfügbare Netzanbindungskapazitäten auf vorhandenen oder in den folgenden Jahren noch fertigzustellenden Offshore-Anbindungsleitungen ausweisen, die nach § 70 Abs. 2 WindSeeG Pilotwindenergieanlagen auf See zugewiesen werden können. Der FEP weist dabei solche Netzanbindungskapazitäten aus, die für einen effizienten, wirtschaftlichen Betrieb einer größeren Anzahl von WEA auf See im räumlichen Zusammenhang nicht ausreichen und die daher nicht in die Ausschreibungen eingehen sollen, die aber für die Anbindung von Pilotwindenergieanlagen auf See ausreichen. Damit soll die effiziente Nutzung und Auslastung von Offshore-Anbindungsleitungen erhöht werden<sup>20</sup>.

Der FEP kann räumliche Vorgaben für die Errichtung von Pilotwindenergieanlagen auf See in Gebieten machen und die technischen Gegebenheiten der Offshore-Anbindungsleitung und sich daraus ergebenden technischen Voraussetzungen für den Netzanschluss von Pilotwindenergieanlagen auf See benennen.

Es wird darauf hingewiesen, dass eine Flächenvoruntersuchung für Pilotwindenergieanlagen auf See nicht stattfindet<sup>21</sup>.

---

<sup>20</sup> BT-DrS. 18/9096 vom 6. Juli 2016, Beschlussempfehlung und Bericht des Ausschusses für Wirtschaft und Energie (9. Ausschuss) zu dem Gesetzentwurf der Fraktionen der CDU/CSU und SPD – Drucksache 18/8860 – und zu dem zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung – Drucksachen 18/8832, 18/8972 –, S. 372.

<sup>21</sup> BT-DrS. 18/9096 vom 6. Juli 2016, Beschlussempfehlung und Bericht des Ausschusses für Wirtschaft und Energie (9. Ausschuss) zu dem Gesetzentwurf der Fraktionen der CDU/CSU und SPD – Drucksache 18/8860 – und zu dem zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung – Drucksachen 18/8832, 18/8972 –, S. 373.

### 6.1 Verfügbare Netzanbindungskapazitäten

Die nach § 70 Abs. 2 WindSeeG für Pilotwindenergieanlagen verfügbaren Netzanbindungskapazitäten sind in Tabelle 18 dargestellt. Es handelt sich dabei um freie Kapazität auf den Konvertern bzw. Gleichstromsystemen in der Nordsee und den AC-Anbindungssystemen in der Ostsee, für die bislang weder eine unbedingte Netzanbindungszusage nach § 118 Abs. 12 EnWG, noch eine Zuweisung nach § 17d Abs. 3 S. 1 oder § 118 Abs. 19 EnWG noch ein Zuschlag nach § 23 oder § 34 WindSeeG erteilt wurde. Hinsichtlich der für die Nordsee entsprechenden Kapazitäten auf den zugehörigen AC-Systemen zwischen Konverterplattform und Offshore-Umspannwerk haben die ÜNB in Ihrer Stellungnahme vom 19.12.2018 konkretere Aussagen getroffen. Demnach kann die in Tabelle 18 dargestellte Leistung auch für die AC-Anbindungsleitungen an die Konverterplattformen NOR-2-2/DoWin1/alpha und NOR-2-3/DoWin3/gamma angesetzt werden. Allerdings wird darauf hingewiesen, dass bei Vorliegen eines Antrags auf Errichtung von Pilotwindenergieanlagen für die betreffenden Leitungen eine Einzelfalluntersuchung durchzuführen sei. Da das Anbindungssystem NOR-3-3/DoWin6/kappa erst 2023 in Betrieb gehen soll, ist hierzu aktuell seitens der ÜNB noch keine Aussage über freie Kapazitäten auf den AC-Anbindungsleitungen möglich. In Gebiet N-4 kann auf dem Anbindungssystem NOR-4-2/HeWin2/beta die dargestellte verfügbare Kapazität zum Anschluss über die Umspannplattform des OWP „Amrumbank West“ zugrunde gelegt werden. Die auf NOR-6-2/BorWin2/beta verfügbare Kapazität kann laut ÜNB an allen drei angeschlossenen Umspannplattformen angeschlossen werden.

Die in der Ostsee dargestellten für Pilotwindenergieanlagen verfügbaren Netzanbindungs-

kapazitäten wurden von den ÜNB in ihrer Stellungnahme vom 19.12.2018 bestätigt.

Tabelle 18: Für Pilotwindenergieanlagen verfügbare Netzanbindungskapazitäten

Anbindungsleitung	Verfügbare Netzanbindungskapazitäten für Pilotwindenergieanlagen
<b>Nordsee</b>	
NOR-2-2 /DoWin1/alpha	88 MW
NOR-2-3 /DoWin3/gamma	50 MW
NOR-3-3 /DoWin6/kappa	ca. 58,25 MW
NOR-4-2 /HelWin2/beta	32 MW <sup>1)</sup>
NOR-6-2 /BorWin2/beta	14,4 MW
<b>Ostsee</b>	
OST-1-3	5 MW
OST-2-1	3 MW
OST-2-3	23,75 MW

<sup>1)</sup> Da die auf dem Anbindungssystem NOR-4-2 (HelWin2/beta) verfügbare Kapazität in Höhe von 62 MW teilweise für das zu errichtende Anbindungssystem NOR-7-2 am Netzverknüpfungspunkt Büttel freigegeben wird, reduziert sich die in Gebiet N-4 für Pilotwindenergieanlagen verfügbare Netzanbindungskapazität auf 32 MW.

## 6.2 Räumliche Vorgaben

Der FEP kann für die Errichtung von Pilotwindenergieanlagen auf See in Gebieten räumliche Vorgaben machen, um räumliche Konflikte zu vermeiden.

Zusammenfassend werden folgende räumliche Vorgaben für den Netzanschluss von Pilotwindenergieanlagen auf See für den Bereich der deutschen AWZ festgelegt.

### Zusammenfassung

- Errichtung von Pilotwindenergieanlagen auf See nur in unter 5.1 festgelegten Gebieten
- Einhaltung der Planungsgrundsätze unter 4.4

Entsprechend § 5 Abs. 2 WindSeeG dürfen Pilotwindenergieanlagen auf See nur in unter Kapitel 5.1 festgelegten Gebieten errichtet werden.

Des Weiteren sind zur Berücksichtigung von öffentlichen und privaten Belangen die Planungsgrundsätze unter 4.4 einzuhalten. Auf 4.5 wird verwiesen.

Hinsichtlich Hinweisen zu möglichen Nutzungskonflikten wird auf die Umweltberichte sowie auf Kapitel 7.5 hingewiesen.

Es wird darauf hingewiesen, dass der FEP mit der Ausweisung von verfügbaren Netzanbindungskapazitäten keine Aussage darüber trifft, ob in einem Gebiet freie Standorte für die Errichtung und den Betrieb von Pilotwindenergieanlagen auf See vorhanden sind. Zudem trifft der FEP keine Aussage darüber, ob Pilotwindenergieanlagen an die Offshore-Anbindungsleitung, auf der Netzanbindungskapazität verfügbar ist, angebunden werden können. Ob und wo genau die Errichtung und der Betrieb von Pilotwindenergieanlagen auf See zulässig sind, entscheidet allein das später

durchzuführende Zulassungsverfahren für die Pilotwindenergieanlagen auf See<sup>22</sup>.

### 6.3 Technische Gegebenheiten und Voraussetzungen für den Netzanschluss

Der FEP kann neben räumlichen Vorgaben die technischen Gegebenheiten der Offshore-Anbindungsleitung und sich daraus ergebende technische Voraussetzungen für den Netzanschluss von Pilotwindenergieanlagen auf See benennen.

Zusammenfassend werden folgende technische Gegebenheiten und Voraussetzungen für den Netzanschluss von Pilotwindenergieanlagen auf See für den Bereich der deutschen AWZ festgelegt.

#### Zusammenfassung

- Vereinbarung bzw. Zustimmung mit bzw. von betroffenen Dritten, z. B.
  - OWP-Vorhaben zur Nutzung der Umspannplattform und zur räumlichen sowie technischen Integration in dessen Vorhaben
  - Benachbarte OWP-Vorhaben
  - Zuständiger ÜNB, z.B. zur Prüfung des zulassungskonformen Betriebs der Anbindungsleitung (z. B. die Einhaltung von Temperaturkriterien) und zur Verteilung der Leistung bei mehreren Drehstrom-Seekabelsystemen
- Schnittstellenvereinbarung mit OWP-Vorhabenträger bzw. ÜNB zum Anschluss an die Plattform

Als Voraussetzung für den Netzanschluss von Pilotwindenergieanlagen auf See wird zur Berücksichtigung von öffentlichen und privaten Belangen festgelegt, dass zum Antrag nach Teil 4 WindSeeG eine Vereinbarung bzw. Zustimmung mit bzw. von Drittem vorzulegen ist. Dritte umfasst beispielsweise den OWP-

---

<sup>22</sup> BT-DrS. 18/9096 vom 6. Juli 2016, Beschlussempfehlung und Bericht des Ausschusses für Wirtschaft und Energie (9. Ausschuss) zu dem Gesetzentwurf der Fraktionen der CDU/CSU und SPD – Drucksache 18/8860 – und zu dem zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung – Drucksachen 18/8832, 18/8972 –, S. 373

Vorhabenträger, in dessen Vorhaben die Pilotwindenergieanlagen räumlich sowie technisch integriert werden sollen, aber auch benachbarte OWP-Vorhabenträger (sofern in räumlicher Nähe zu den geplanten Pilot-Windenergieanlagen) z.B. hinsichtlich der Standsicherheit von WEA auf See. Dritte umfasst auch den zuständigen ÜNB etwa zur Verteilung der Leistung der Pilotwindenergieanlagen bei mehreren Drehstrom-Seekabelsystemen zwischen Umspann- und Konverterplattform hinsichtlich des zulassungskonformen Betriebs der Anbindungsleitung.

Die Zustimmung des zuständigen ÜNB umfasst ggf. auch eine Prüfung der technischen Fähigkeit der konkreten Anbindungsleitung zur zulassungskonformen Übertragung der elektrischen Leistung der Pilotwindenergieanlagen auf See von der Umspannplattform des OWP-Vorhabens zum NVP.

Grundsätzlich können zur Anbindung von Pilotwindenergieanlagen auf See verschiedene Konzepte in Betracht kommen. Damit können unterschiedliche technische Voraussetzungen verbunden sein. Daher besteht das Erfordernis der Klärung von technischen Schnittstellen, aber auch die Notwendigkeit der Klärung von formellen Schnittstellen. Hinsichtlich der konkreten Umsetzung ist demzufolge absehbar, dass eine frühzeitige Klärung der technischen und formellen Schnittstellen sowie Gegebenheiten Grundvoraussetzung für eine Anbindung von Pilotwindenergieanlagen an eine Umspannplattform oder Konverterplattform ist. Daher wird als Voraussetzung für das jeweilige Einzelzulassungsverfahren von Pilotwindenergieanlagen die Vorlage einer umfassenden Schnittstellenvereinbarung mit dem Vorhabenträger der Plattform, an die die Pilotwindenergieanlagen angebunden werden sollen, festgelegt.

Es wird darauf hingewiesen, dass die unter 6.1 aufgeführten Anbindungsleitungen entsprechend der Anbindungskonzepte des BFO-N/O

durch den zuständigen ÜNB realisiert wurden bzw. werden. Aufgrund dieser Anbindungskonzepte könnte es möglich sein, dass eine direkte Anbindung der Pilotwindenergieanlagen an eine Konverterplattform nicht möglich ist oder nur mit erheblichem, kostenintensivem Aufwand möglich wäre. Demzufolge wäre die Anbindung der Pilotwindenergieanlagen an eine Umspannplattform eines OWP-Vorhabenträgers erforderlich.

## 7 Übereinstimmung der Festlegungen mit privaten und öffentlichen Belangen

Nach § 5 Abs. 3 WindSeeG sind räumliche Festlegungen unzulässig, wenn überwiegende öffentliche oder private Belange entgegenstehen. In einem Katalog wird aufgeführt, um welche Belange es sich insbesondere handelt. Sofern einer der in § 5 Abs. 3 Satz 2 WindSeeG gesetzlich genannten Ausschlussgründe vorliegt, ist eine Festlegung in jedem Fall unzulässig. Die Aufzählung der Belange ist nicht abschließend.<sup>23</sup> Soweit einzelne, der Abwägung zugängliche Belange miteinander konkurrieren sollten, sind diese untereinander abzuwägen.

Für die Festlegung von Flächen und Gebieten nach § 5 Abs. 1 Nr. 1 und 2 WindSeeG, die in einem vom Bundesfachplan Offshore nach § 17a des EnWG festgelegten Cluster oder einem Vorrang-, Vorbehalts- oder Eignungsgebiet eines Raumordnungsplans nach § 17 Abs. 3 S. 1 ROG liegen, muss die Zulässigkeit der Festlegung nur geprüft werden, soweit zusätzliche oder andere erhebliche Gesichtspunkte erkennbar oder Aktualisierungen und Vertiefungen der Prüfung erforderlich sind (vgl. § 5 Abs. 3 S. 3 WindSeeG). Hintergrund ist, dass bei der Prüfung der Festlegungen der Cluster im Bundesfachplan Offshore und Vorrang-, Vorbehalts- oder Eignungsgebiete in den Raumordnungsplänen für die AWZ der Nord- und Ostsee bereits eine Abwägungsentscheidung nach den jeweils geltenden Bestimmungen getroffen wurde, bei der die Belange gegen- und untereinander abgewogen wurden.

Für das Küstenmeer von Mecklenburg-Vorpommern wurde die Zulässigkeit der Festlegungen von dem Land Mecklenburg-Vorpommern geprüft. Hinsichtlich der Gefährdung der Meeresumwelt wird auf den Umweltbericht des LEP-MV verwiesen.

---

<sup>23</sup> Vgl. BT DrS 18/8860 vom 21. Juli 2016, Gesetzentwurf der Fraktion CDU/CSU und SPD, Entwurf eines Gesetzes zur Einführung von Ausschreibungen aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien, S. 273.



## 7.1 Gesetzliche Ausschlussgründe

### 7.1.1 Übereinstimmung mit den Erfordernissen der Raumordnung

Festlegungen, die nicht mit den Erfordernissen der Raumordnung nach § 17 Abs. 3 ROG übereinstimmen, sind unzulässig. Danach geht es um die Raumverträglichkeit der Festlegungen unter überörtlichen Gesichtspunkten. Die Erfordernisse der Raumordnung stellen nach § 3 Abs. 1 Nr. 1 ROG den Oberbegriff für die Ziele, Grundsätze und sonstigen Erfordernisse der Raumordnung dar. Nach § 4 Abs. 1 Nr. 1 ROG sind bei raumbedeutsamen Planungen und Maßnahmen die Ziele der Raumordnung zu beachten sowie Grundsätze und sonstige Erfordernisse der Raumordnung in Abwägungs- oder Ermessensentscheidungen zu berücksichtigen.

Die Raumordnungspläne für die deutsche AWZ der Nord- und Ostsee<sup>24</sup> legen erstmalig Ziele und Grundsätze der Raumordnung für diesen Raum hinsichtlich der wirtschaftlichen und wissenschaftlichen Nutzung, hinsichtlich der Gewährleistung der Sicherheit und Leichtigkeit der Seeschifffahrt sowie zum Schutz der Meeresumwelt fest. Es werden Leitlinien zur räumlichen Entwicklung formuliert und Ziele sowie Grundsätze, insbesondere Gebiete für Nutzungen und Funktionen, festgelegt. Der Raumordnungsplan trifft koordinierte Festlegungen für die einzelnen Nutzungen und Funktionen Schifffahrt, Rohstoffgewinnung, Rohrleitungen und Seekabel, wissenschaftliche Meeresforschung, Windenergiegewinnung,

Fischerei und Marikultur sowie Schutz der Meeresumwelt.

Die Festlegungen wurden daraufhin überprüft, ob sie die Ziele der Raumordnung beachten und die Grundsätze berücksichtigen.

### 7.1.2 Keine Gefährdung der Meeresumwelt

Nach § 5 Abs. 3 S. 2 Nr. 2 WindSeeG sind Festlegungen unzulässig, die die Meeresumwelt gefährden.

Dabei bildet das fachrechtliche Prüfungsmerkmal „Gefährdung der Meeresumwelt“ einen eigenen Prüfungsmaßstab. Zusätzlich gelten die bestehenden Vorschriften des Fachrechts, also vorliegend vor allem zum Arten- und Gebietsschutz sowie die Prüfungen hinsichtlich voraussichtlich erheblicher Umweltauswirkungen im Rahmen der Strategischen Umweltprüfung.

Auf die Karten in Kapitel 11 wird für die Gebietsdarstellung verwiesen.

Aufgrund des Art. 1 Gesetz zur Neuregelung des Rechts des Naturschutzes und der Landschaftspflege (BNatSchG)<sup>25</sup> wurden gemäß § 56 Abs. 1 BNatSchG alle naturschutzrechtlichen Instrumente (mit Ausnahme des Kapitels 2: Landschaftsplanung) auf den Bereich der deutschen AWZ und des Festlandsockels erstreckt. Das heißt, es sind insbesondere die Vorgaben des gesetzlichen Biotopschutzes (§ 30 BNatSchG), des europäischen Gebietsschutzes (§ 34 BNatSchG) und des besonderen Artenschutzes (§§ 44 ff. BNatSchG) zu beachten. Die entsprechenden Prüfungen wurden im Rahmen der Strategischen Umweltprüfung durchgeführt und in den Umweltberichten dargestellt. Für die Prüfung der Gefährdung der Meeresumwelt wird auf Kapitel 7.3 bis 7.6, die Umweltberichte

<sup>24</sup> Anlageband zum BGBl. I Nr. 61 vom 25. September 2009, Anlage zur Verordnung über die Raumordnung in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone in der Nordsee; Anlageband zum BGBl. I Nr. 78 vom 18. Dezember 2009, Anlage zur Verordnung über die Raumordnung in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone in der Ostsee.

<sup>25</sup> Bundesnaturschutzgesetz vom 29. Juli 2009 (BGBl. I S. 2542), zuletzt geändert durch Artikel 8 des Gesetzes vom 13. Mai 2019, BGBl. I S. 706.

sowie für auf bereits vorhergehende Fachplanungen zurückgehende Festlegungen die Umweltberichte zum Bundesfachplan Offshore, insbesondere den Umweltbericht zum BFO-N 2012 – 17 und BFO-O 2012 – 17 verwiesen.

### **7.1.3 Keine Beeinträchtigung der Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs**

Festlegungen, welche die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs beeinträchtigen, sind gemäß § 5 Abs. 3 S. 2 Nr. 3 WindSeeG ebenfalls unzulässig.

Die Festlegungen der Gebiete in der Nord- und Ostsee wurden weitgehend von dem im BFO für die Nord- und Ostsee bereits festgelegten Clustern übernommen. Bei der Festlegung der Cluster wurden die Vorgaben der Raumordnungspläne beachtet bzw. berücksichtigt. Da mit der Schifffahrt zusammenhängende Belange bereits im Rahmen der Aufstellung und Fortschreibung des BFO geprüft wurden, ist bis auf vereinzelte Festlegungen eine erneute Prüfung der Gebiete und Flächen nach § 5 Abs. 3 S. 3 WindSeeG grundsätzlich nicht bzw. nach Maßgabe der nachstehenden Ausführungen erforderlich.

### **7.1.4 Keine Beeinträchtigung der Sicherheit der Landes- und Bündnisverteidigung**

Auch die Sicherheit der Landes- und Bündnisverteidigung darf nach § 5 Abs. 3 Nr. 4 WindSeeG durch Festlegungen nicht beeinträchtigt werden.

Die Festlegungen der Gebiete in der Nord- und Ostsee wurden weitgehend von dem im BFO für die Nord- und Ostsee bereits festgelegten Clustern übernommen. Das Gebiet O-3 wurde aufgrund der Belange der Landes- und Bündnisverteidigung auf die tatsächlich bebaute Fläche reduziert. Die Führung von Seekabelsystemen in U-Boot-Tauchgebieten wird soweit möglich vermieden, im Fall von Grenzkorridor

O-IX erfolgt die geplante Trassenführung mit verringerten Abständen im Bereich der Sicherheitszone des Windparks. Mit der Landes- und Bündnisverteidigung zusammenhängende Belange wurden bereits im Rahmen der Aufstellung und Fortschreibung des BFO geprüft, so dass eine erneute Prüfung der Gebiete und Flächen nach § 5 Abs. 3 S. 3 WindSeeG wahrscheinlich bis auf vereinzelte Festlegungen zunächst nicht erforderlich ist.

### **7.1.5 Keine Lage in gesetzlich ausgewiesenem Schutzgebiet**

§ 5 Abs. 3 S. 2 Nr. 5 WindSeeG regelt, dass Festlegungen von Gebieten oder Flächen in nach § 57 BNatSchG ausgewiesenen Schutzgebieten unzulässig sind. Die Festlegungen der Gebiete in der Nord- und Ostsee wurden weitgehend von dem in den BFO für die Nord- und Ostsee bereits festgelegten Clustern übernommen. Festlegungen von Gebieten und Flächen in Naturschutzgebieten werden daher nicht vorgenommen.

### **7.1.6 Keine Lage außerhalb der in Clustern des BFO oder von Küstenländern ausgewiesenen Gebieten und Flächen**

Festlegungen von Gebieten oder Flächen außerhalb der Cluster 1 bis 8 in der Nordsee und Cluster 1 bis 3 in der Ostsee des BFO oder der durch ein Küstenland ausgewiesenen Gebiete oder Flächen im Küstenmeer sind nach § 5 Abs. 3 Satz 2 Nr. 5b WindSeeG unzulässig. Dies gilt nicht, wenn in diesen Clustern, Gebieten und Flächen nicht ausreichend Gebiete und Flächen festgelegt werden können, um das Ausbauziel nach § 4 Nr. 2b EEG (15 GW in 2030) zu erreichen.

Mit dieser Regelung wird der Übergang von der bisherigen Fachplanung (BFO) in das neue System sichergestellt. Insbesondere soll der Ausbau der Nutzung der Windenergie auf See zunächst in den bereits näher betrachteten Clustern und im durch ein Land ausgewiesenen

küstennahen Bereich erfolgen. Durch die Öffnungsklausel ist sichergestellt, dass über die genannten Cluster des BFO und Gebiete und Flächen im Küstenmeer hinaus geplant werden kann, wenn das zur Erreichung des Ausbauziels erforderlich ist.

## 7.2 Sonstige öffentliche und private Belange

Neben den in § 5 Abs. 3 Satz 2 WindSeeG ausdrücklich aufgeführten Ausschlussgründen sind im Rahmen der Prüfung der Festlegungen des FEP nach § 5 Abs. 3 Satz 1 WindSeeG eine Reihe weiterer Belange relevant. Hierzu zählen unter anderem sonstige Nutzungen wie geplante und bestehende Datenkabel, Rohrleitungen und bergrechtliche Aktivitäten, die Belange der Fischerei, Gesundheits- und Arbeitsschutz, kulturelles Erbe, Katastrophenschutz, die volkswirtschaftlichen Kosten der Errichtung und des Betriebs der Windparks sowie die volkswirtschaftlichen Kosten der Errichtung und des Betriebs der Offshore-Anbindungsleitungen.

Letzterer Belang findet über Kriterium 1 der effizienten Nutzung und Auslastung der Anbindungsleitungen und Kriterium 2 der effizienten Planung, Errichtung und Nutzung der noch fertigzustellenden Anbindungsleitungen nach § 5 Abs. 4 Satz 2 Nr. 1 und 2 WindSeeG auch Eingang in die Festlegung der Flächen und zeitliche Reihenfolge ihrer Ausschreibung. Dies gilt ebenso für die räumliche Nähe zur Küste gemäß § 5 Abs. 4 Satz 3 Nr. 3 WindSeeG, die Einfluss auf die Kosten der Offshore-Anbindungsleitung hat. Die betriebswirtschaftlichen Kosten finden über die ebenfalls in § 5 Abs. 4 Satz 2 WindSeeG genannten Kriterien der räumlichen Nähe zur Küste, der vrs. tatsächlichen Bebaubarkeit, zeitlichen Reihenfolge und die voraussichtlich zu installierende Leistung Eingang in die Festlegungen des FEP. Auf Kapitel 4.8.1 wird verwiesen.

Die Interessen bestehender Projekte, die keinen Zuschlag in den Ausschreibungsverfahren erhalten haben, sind keine privaten oder öffentlichen Belange, die einer Festlegung

entgegenstehen.<sup>26</sup> Dies wird durch den Wortlaut des § 5 Abs. 3 Satz 2 WindSeeG gestützt, der die Belange mit einem potentiellen Betroffenheitsgrad aufführt und das Eintrittsrecht dabei nicht nennt.

Selbst, wenn das Eintrittsrecht – entgegen der Gesetzesbegründung – ein privater Belang wäre, besteht kein Anspruch auf Festlegung einer Fläche bzw. auf Festlegung eines bestimmten Flächenzuschnitts.

Soweit die Voraussetzungen für das Eintrittsrecht nach §§ 39 ff. WindSeeG vorliegen sollten, ist allenfalls relevant, dass für die spätere Ausübung des Eintrittsrechts das Eintrittsrecht nach § 39 WindSeeG mit einem überwiegenden Anteil (mindestens 50 %) zugeordnet werden kann. Das heißt, im Rahmen des FEP ist relevant, ob sich das bestehende Projekt mehr als 50 % mit der im FEP festgelegten Fläche überschneidet. Wenn dies der Fall ist, besteht das spätere Eintrittsrecht – bei Vorliegen der Voraussetzungen – für die gesamte Fläche.

Für den Fall, dass mehrere bestehende Projekte ein Eintrittsrecht – unterstellt die Voraussetzungen liegen vor – haben, hat ausschließlich dasjenige das Eintrittsrecht, dessen bestehendes Projekt mehr als 50 % der FEP-Fläche überschneidet. Wenn dies der Fall ist, besteht das spätere Eintrittsrecht – bei Vorliegen der Voraussetzungen – für die gesamte Fläche.

Für die Fälle, dass keine Festlegung einer Fläche im FEP erfolgt, obwohl ggf. die Voraussetzungen eines Eintrittsrechts nach §§ 39 ff. WindSeeG vorliegen sollen, wird auf Kapitel 8.9 des FEP verwiesen. Vermeidung

des Eintretens der Ausschlusskriterien durch Planungsgrundsätze

Grundsätzlich wurden Planungsgrundsätze eingeführt, um Gefährdungen der Meeresumwelt, Beeinträchtigungen der Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs sowie Beeinträchtigungen der Landes- und Bündnisverteidigung zu vermeiden und so weit zu verringern, dass eine Beeinträchtigung bzw. Gefährdung nicht eintritt. Die Planungsgrundsätze betreffen neben allgemeinen Grundsätzen auch jeweils speziell Gebiete und Flächen, Plattformen und Seekabelsysteme (siehe Kapitel 4.4).

Die Erfordernisse der Raumordnung werden über folgende Planungsgrundsätze im FEP aufgegriffen:

- der Grundsatz der zeitlichen Gesamtkoordinierung der Errichtungs- und Verlegearbeiten
- das Ziel der Beachtung von Naturschutzgebieten und Berücksichtigung gesetzlich geschützter Biotope
- das Ziel bzw. der Grundsatz, dass die Sicherheit und Leichtigkeit des Schiffsverkehrs nicht beeinträchtigt werden darf
- das Ziel des Rückbaus von WEA, Seekabeln und Rohrleitungen
- das Ziel alle bestehenden und genehmigten Nutzungen zu berücksichtigen
- der Grundsatz Fundstellen von Kulturgütern zu berücksichtigen
- der Grundsatz der sparsamen Flächeninanspruchnahme
- der Grundsatz der Bündelung von Seekabelsystemen
- das Ziel der Kreuzung der Vorranggebiete Schifffahrt auf kürzestem Weg
- der Grundsatz der Kreuzung der Vorbehaltsgebiete Schifffahrt auf kürzestem Weg

<sup>26</sup> Vgl. BT DrS 18/8860 vom 21. Juni 2016, Gesetzentwurf der Fraktion CDU/CSU und SPD, Entwurf eines Gesetzes zur Einführung von Ausschreibungen aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien, S. 273.

- der Grundsatz der schonenden Verlegeverfahren

Eine Gefährdung der Meeresumwelt betreffen die folgenden Planungsgrundsätze:

- zeitliche Gesamtkoordinierung der Errichtungs- und Verlegearbeiten
- Beachtung von Naturschutzgebieten und Berücksichtigung gesetzlich geschützter Biotope
- Rückbau von WEA, Seekabeln und Rohrleitungen
- Berücksichtigung von Fundstellen von Kulturgütern
- Schallminderung
- Minimierung von Kolkenschutzmaßnahmen
- Berücksichtigung von behördlichen Standards, Vorgaben bzw. Konzepten
- Emissionsminderung
- sparsame Flächeninanspruchnahme
- Bündelung von Seekabelsystemen
- Bündelung von Seekabelsystemen im Sinne einer Parallelführung
- Schonendes Verlegeverfahren
- Überdeckung
- Verminderung der Sedimenterwärmung (Einhaltung 2 K-Kriterium)

Der Vermeidung von Beeinträchtigungen der Sicherheit und Leichtigkeit des Schiffsverkehrs dienen folgende Planungsgrundsätze:

- zeitliche Gesamtkoordinierung der Errichtungs- und Verlegearbeiten
- keine Beeinträchtigung der Sicherheit und Leichtigkeit des Schiffsverkehrs
- Rückbau von WEA, Seekabeln und Rohrleitungen

- Bündelung von Seekabelsystemen im Sinne einer Parallelführung

- Kreuzung der Vorrang- und Vorbehaltsgebiete Schifffahrt auf kürzestem Weg

- Berücksichtigung von behördlichen Standards, Vorgaben bzw. Konzepten

- Rechtwinklige Kreuzung der Vorrang- und Vorbehaltsgebiete Schifffahrt

- Vermeidung von Kreuzungen, ansonsten möglichst rechtwinklige Kreuzungen

- Erreichbarkeit von Plattformen mit Schiffen

- Schonendes Verlegeverfahren

- Überdeckung

Im Hinblick auf den Luftverkehr wurde der Planungsgrundsatz 4.4.1.3 eingeführt, dass die Sicherheit und Leichtigkeit des Luftverkehrs nicht beeinträchtigt werden darf.

Die folgenden Planungsgrundsätze dienen der Vermeidung einer Beeinträchtigung der Sicherheit der Landes- und Bündnisverteidigung

- Keine Beeinträchtigung der Sicherheit der Landes- und Bündnisverteidigung

- Berücksichtigung aller bestehenden und genehmigten Nutzungen

- Rückbau von WEA, Seekabeln und Rohrleitungen

- Überdeckung

- Installation von Sonartranspondern

Hinsichtlich der sonstigen öffentlichen und privaten Belange finden der Belang des Gesundheits- und Arbeitsschutzes über den Planungsgrundsatz der Einhaltung behördlicher Standards sowie Datenkabel und Rohrleitungen über den Planungsgrundsatz der Berücksichtigung bestehender und genehmigter Nutzungen Eingang in den FEP.



### 7.3 Zulässigkeit der Festlegung der Gebiete

Die Festlegungen der Gebiete in der Nord- und Ostsee wurden weitgehend von dem in den Bundesfachplänen für die Nord- und Ostsee bereits festgelegten Clustern übernommen. Da hiermit zusammenhängende Belange bereits im Rahmen der Aufstellung und Fortschreibung des BFO geprüft wurden, ist eine erneute Prüfung nach § 5 Abs. 3 S. 3 WindSeeG i.d.R. nicht erforderlich. Eine Aktualisierung oder Vertiefung der Prüfung ist außerhalb der unten dargestellten Aspekte angesichts der erst Ende 2017 erfolgten letzten Fortschreibung regelmäßig nicht erforderlich.

Die festgelegten Gebiete liegen außerhalb der Vorrang- und Vorbehaltsgebiete Schifffahrt und außerhalb von gesetzlichen Naturschutzgebieten.

Hinsichtlich militärischer Übungsgebiete gibt es flächendeckend Überschneidungen mit Festlegungen von Gebieten des FEP. Betrachtet werden jedoch nur die Überschneidungen, bei denen auch Konflikte zu erwarten sind. Überschneidungen mit Flug-Übungsgebieten bzw. Warn- und Gefahrengebieten, die bei 5.500 ft oder höher beginnen, werden nicht benannt. So befinden sich Gebiete oder Teile der Gebiete N-3, N-4, N-5 sowie O-1 und O-3 innerhalb militärischer Übungsgebiete. Da die Gebiete als Cluster bereits mit dem BFO Nordsee und Ostsee sowie teilweise als Vorranggebiete Windenergie im Raumordnungsplan für die Nordsee festgelegt wurden und keine zusätzlichen, anderen erheblichen oder neuen Gesichtspunkte erkennbar sind, ist die Zulässigkeit nach § 5 Abs. 3 Satz 3 WindSeeG vorerst nicht erneut zu prüfen.

Für das Gebiet N-4 liegen insbesondere aus den Monitoringergebnissen der betriebenen OWP sowie aus Forschungsvorhaben Daten vor die die Ausweisung des Gebietes N-4 für

eine etwaige Nachnutzung in Frage stellen, so dass das Gebiet insoweit unter Prüfung steht.

Wegen der Einzelheiten wird auf Kapitel 5.1.2 verwiesen.

Im Gebiet N-5 wird der bestehende Windpark „Butendiek“ nachrichtlich dargestellt. Eine Ausweisung als Gebiet oder Fläche wäre nach § 5 Abs. 3 Satz 2 Nr. 5a WindSeeG im Hinblick auf eine etwaige Nachnutzung unzulässig, da dieser Bereich im Naturschutzgebiet „Sylter Außenriff – Östliche Deutsche Bucht“ liegt. Dies ergibt sich zudem aus dem Ziel 3.5.1. (3) der AWZ Nordsee-ROV. Zusätzlich umfasst das Gebiet im Vergleich zur Ausweisung des Cluster 5 im BFO-N 2012 – 17 nunmehr ausschließlich die Vorhaben, die in Betrieb sind, da zusätzliche erhebliche Gesichtspunkte nach § 5 Abs. 3 Satz 3 WindSeeG erkennbar geworden sind.

Das Gebiet N-5 steht aus naturschutzfachlichen und umweltrechtlichen Gründen im Hinblick auf eine etwaige Nachnutzung für Offshore-Windenergie unter Prüfung. Wegen der Einzelheiten wird auf Kapitel 5.1.2 verwiesen.

Die Festlegungen der Gebiete sind darüber hinaus auch nicht nach § 5 Abs. 3 Satz 2 Nr. 5b WindSeeG unzulässig, wonach Gebiete und Flächen innerhalb der durch den BFO festgelegten Cluster 1 bis 8 der Nordsee und 1 bis 3 der Ostsee liegen müssen. Die Festlegungen der Gebiete und Flächen in der Nord- und Ostsee wurden weitgehend von dem in den BFO für die Nord- und Ostsee bereits festgelegten Clustern übernommen.

Gebiet N-9 liegt zwar außerhalb der Cluster 1 bis 8 des BFO für die Nordsee, eine Festlegung einer Fläche in Gebiet N-9 mit Fläche N-9.1 ist aber zur sicheren Erreichung des Ausbauziels nach § 5 Abs. 3 Satz 2 Nr. 5b letzter HS WindSeeG erforderlich.

Die im Anhang für einen erhöhten Ausbaupfad bis 2030 aufgeführten Flächen in den Gebieten N-10 und N-12 befinden sich ebenfalls

außerhalb der Cluster 1 bis 8. Sie wurden jedoch zunächst lediglich informativ dargestellt, und wären ebenfalls zur Erreichung eines erhöhten Ausbauziels bei einem nach § 5 Abs. 1 WindSeeG erforderlich.

Hinsichtlich der Festlegung der Gebiete N-11 und N-13 wurden Bedenken geäußert. Das BMU sowie das BfN wiesen zuletzt in ihren Stellungnahmen im Rahmen der Konsultation zum Entwurf des FEP darauf hin, dass auch die Cluster 13 und 11 eine hohe Bedeutung für Schweinswale (Hauptverbreitungsgebiet der Schweinswale von Mai bis August) und für See- und Rastvögel als Rast- und Nahrungshabitat, wie auch als Überwinterungshabitat haben. Soweit überhaupt notwendig, sollten zuerst die Cluster 9, 10 und erst daran anschließend Cluster 12 durch OWP erschlossen werden (vgl. Stellungnahme des BMU vom 25. Juni 2018 und Stellungnahme des BfN vom 14. Juni 2018).

Da der Ausbau der Gebiete in Zone 3 erforderlich wird, um den Ausbaupfad umzusetzen, wurde die Stellungnahme im Rahmen der Festlegungen im FEP berücksichtigt, indem zunächst nur für Gebiet N-9 auch eine Fläche festgelegt wird. Dementsprechend werden auch im Anhang für einen erhöhten Ausbaupfad bis 2030 zunächst Flächen in den Gebieten N-9, N-10 sowie N-12 informativ dargestellt. Von einer Gefährdung der Meeresumwelt wird daher jedenfalls zunächst nicht ausgegangen (siehe Umweltbericht Kapitel 4.5.1, 4.6.1, 5.1.2, 5.2.2 und 6).

Um einer Gefährdung der Landes- und Bündnisverteidigung wegen eines im Osten des Gebiets O-3 gelegenen militärischen Übungsgebietes entgegen zu wirken, wurde das Gebiet O-3 im östlichen Bereich auf die Fläche des bestehenden Windparks „Baltic 2“ verkleinert.

## 7.4 Zulässigkeit der Festlegung der Flächen

Die festgelegten Flächen liegen außerhalb der Vorrang- und Vorbehaltsgebiete Schifffahrt, und außerhalb von Naturschutzgebieten. Wegen der Lage einzelner Flächen in militärischen Übungsgebieten wird auf Kapitel 7.3 verwiesen.

Hinsichtlich Fläche N-3.7 stehen einer Festlegung keine überwiegenden privaten Belange durch die Erteilung eines Zuschlags mit Standortkoordinaten in einer Ausschreibung für bestehende Projekte entgegen. Eine Zuschlagserteilung nur im Umfang der Mindest- oder Hilfsgebotsmenge führt vielmehr dazu, dass im zulassungsrechtlichen Verfahren für die Windenergieanlagen auch nur eine geringere installierte Leistung zugrunde gelegt wird, also die Anzahl der Anlagen und auch ihre Standorte von der ursprünglichen Genehmigung oder Beantragung abweichen.<sup>27</sup> Die Koordinaten im Zuschlag dienen lediglich der eindeutigen örtlichen Zuordnung des Windparks und der Verhinderung einer Übertragbarkeit des Zuschlags auf ein anderes Projekt auf einer anderen Fläche und vermitteln keinen Anspruch auf die gesamte Fläche. Außerdem stehen der Grundsatz der sparsamen Flächeninanspruchnahme nach § 2 Abs. 2 Nr. 6 ROG sowie die frühe Nutzung von Leerständen entsprechend § 5 Abs. 4 Satz 2 Nr. 2 WindSeeG einer entsprechenden Nutzung der Fläche lediglich für die reduzierte Kapazität des Teilzuschlags gegenüber. Die Festlegung der Fläche wurde unter Berücksichtigung der wesentlichen Belange und Konsultationsergebnisse festgelegt.

<sup>27</sup> BT-DrS. 18/9096 vom 6. Juli 2016, Beschlussempfehlung und Bericht des Ausschusses für Wirtschaft und Energie (9. Ausschuss) zu dem Gesetzentwurf der Fraktionen der CDU/CSU und SPD – Drucksache 18/8860 – und zu dem zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung – Drucksachen 18/8832, 18/8972 –, S. 301, 302.

Eine Erweiterung des Gebiets N-5 zur Nutzung von Offshore-Windenergie über die zum Zeitpunkt dieser Prüfung in Betrieb befindlichen OWP „Butendiek“, „Dan Tysk“ und „Sandbank“ hinaus sowie konkret bezogen auf die in den Entwürfen des FEP in Prüfung dargestellte Fläche N-5.4 ist nach aktuellem Kenntnisstand mit dem Verbotstatbestand des § 44 Abs. 1 Nr. 2 BNatSchG nicht vereinbar. Der Ausschluss der Fläche N-5.4 begründet sich mit dem Maß der bereits festgestellten kumulativen nachteiligen Auswirkungen der OWP aus dem Bereich des Hauptkonzentrationsgebietes der Seetaucher in der deutschen AWZ der Nordsee. Der festgestellte Verlust von 19% des für die Erhaltung der lokalen Seetaucherpoptation wertvollen Nahrungs- und Rasthabitats innerhalb des Hauptkonzentrationsgebietes in Verbindung mit der ermittelten statistisch signifikanten Abnahme der Abundanz der Seetaucher verbietet, aus Gründen der Sicherstellung des Artenschutzes für die Artengruppe der Seetaucher, eine etwaige Vergrößerung der Eingriffsfläche.

Dem Vorsorgeprinzip nach § 3 UVPG folgend und um eine erhebliche Störung i.S.v. § 44 Abs. 1 Nr. 2 BNatSchG mit der erforderlichen Sicherheit auszuschließen, sind weitere kumulative Effekte durch die Errichtung weiterer Offshore-WEA im Gebiet N-5 zu unterlassen.

Aufgrund der nicht auszuschließenden erheblichen kumulativen Effekte auf den Seetaucherbestand durch eine Realisierung weiterer Windparkvorhaben im Hauptkonzentrationsgebiet liegt bereits – unabhängig von der Frage der artenschutzrechtlichen Zulässigkeit – eine Gefährdung der Meeresumwelt i.S.v. § 5 Abs. 3 S. 2 Nr. 2 WindSeeG vor. Dies liegt u.a. auch darin begründet, dass das Hauptkonzentrationsgebiet ein wichtiger funktionaler Bestandteil der Meeresumwelt im Hinblick auf See- und Rastvögel ist. Aus diesem Grund ist eine Ausweisung der Fläche N-5.4 nicht zulässig.

Zusätzlich ist ein Nutzungskonflikt nach § 5 Abs. 4 Satz 2 Nr. 4 WindSeeG zwischen der Nutzung Offshore-Windenergie und naturschutzfachlichen und umweltrechtlichen Belangen erkennbar geworden, der dazu führt, dass andere Flächen (etwa Flächen in Gebiet 9) besser für den Ausbau der Offshore-Windenergie geeignet sind. Wegen der Einzelheiten wird auf die Ausführungen in Kapitel 5.1.2 des FEP und Kap. 4.12.4 und 5.2.2.1 des Umweltberichts Nordsee verwiesen.

Hinsichtlich der Fläche O-1.3 wurden von der GDWS in ihrer Stellungnahme Bedenken hinsichtlich einer möglichen Gefährdung der Schifffahrt geäußert. Diese können ausweislich der Stellungnahme über weitere Untersuchungen, neben einer Risikoanalyse auch über eine nautisch-verkehrliche und schifffahrtspolizeiliche Befassung einer Klärung zugeführt werden. Dies kann im Rahmen der Eignungsprüfung dargestellt und bewertet werden. Die Festlegung der Fläche O-2.2 wird derzeit noch geprüft. Hintergrund hierfür sind die Belange der Gefährdung der Schifffahrt und Meeresumwelt wegen des Vogelzugs. Darüber hinaus bestehen Hinweise auf Schwierigkeiten hinsichtlich der vrs. tatsächlichen Bebaubarkeit (siehe Kapitel 5.2.2 FEP und im Umweltbericht für die Ostsee Kapitel 4.12.5 und 5.2.2.1).

## 7.5 Zulässigkeit weiterer Festlegungen

Auch die Standorte von Plattformen, Trassen- und Trassenkorridore für Offshore-Anbindungsleitungen sowie für grenzüberschreitende Stromleitungen, für mögliche Verbindungen zwischen den Anlagen oder untereinander, Orte an denen die Anbindungsleitungen die Grenze zwischen der AWZ und dem Küstenmeer überschreiten sowie standardisierte Technik- und Planungsgrundsätze werden im Hinblick darauf geprüft, ob sie gemäß § 5 Abs. 3 S. 2 WindSeeG zulässig sind.

Die durch den Grenzkorridor N-I führenden Netzanbindungen verlaufen nach Mitteilung des BfN auf einer Sandbank, die ein gesetzlich geschütztes Biotop nach § 30 BNatSchG darstellt. Hierdurch entsteht keine erhebliche Beeinträchtigung des Biotops. In Gebiet N-2 bestehen verfügbare Netzanbindungskapazitäten für Pilotwindenergieanlagen. Der südliche Teil des Gebiets N-2 befindet sich nach Mitteilung des BfN ebenfalls auf der Sandbank. Die Festlegung von verfügbaren Netzanbindungskapazitäten ist nach der Auflistung des § 5 Abs. 3 Satz 1 WindSeeG kein Prüfungsgegenstand der Unzulässigkeitsprüfung. Abgesehen davon würde jedoch durch die Festlegung auch keine erhebliche Beeinträchtigung des Biotops entstehen (siehe Umweltbericht Kapitel 6.5.1). Ob und wo genau die Errichtung und der Betrieb von Pilotwindenergieanlagen auf See zulässig sind, entscheidet allein das später durchzuführende Zulassungsverfahren für die Pilotwindenergieanlagen auf See<sup>28</sup>.

Die Trassenführung für das Anbindungssystem NOR-7-2 wird aktuell lediglich bis Grenzkorridor N-V geführt. In Abhängigkeit der Trassenführung im Küstenmeer sind ggf. Kreuzungen bestehender Anbindungssysteme nördlich von Grenzkorridor N-IV in der AWZ erforderlich. Die Trassenführung im besagten Bereich befindet sich in der Abstimmung.

Zwei grenzüberschreitende Seekabelsysteme queren das Naturschutzgebiet „Doggerbank“ von Grenzkorridor N-XI zu Grenzkorridor N-XIV sowie von Grenzkorridor N-XII zu N-III. In der Ostsee verlaufen grenzüberschreitende Seekabelsysteme von Grenzkorridor O-XII bis zum Grenzkorridor O-XIII durch das Naturschutzgebiet „Pommersche Bucht – Rönnebank“ sowie vom Grenzkorridor O-V zum Grenzkorridor O-VI durch das Naturschutzgebiet „Fehmarnbelt“. Im Rahmen der Strategischen Umweltprüfung hat sich ergeben, dass hierdurch voraussichtlich keine erheblichen Umweltauswirkungen entstehen (siehe jeweils Kapitel 6.5.1 des Umweltberichts für die Nord- und Ostsee).

---

<sup>28</sup> BT-DrS. 18/9096 vom 6. Juli 2016, Beschlussempfehlung und Bericht des Ausschusses für Wirtschaft und Energie (9. Ausschuss) zu dem Gesetzentwurf der Fraktionen der CDU/CSU und SPD – Drucksache 18/8860 – und zu dem zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung – Drucksachen 18/8832, 18/8972 –, S. 373

## 8 Zusammenfassende Abwägung

In diesem Kapitel werden zusammenfassend die wesentlichen Ergebnisse der Konsultation im Rahmen des Aufstellungsverfahrens des FEP 2019, einschließlich des Anhörungstermins am 27.06.2018 und des Erörterungstermins am 31.01.2019 dargestellt.

Im Rahmen des Aufstellungsverfahrens bestand mehrfach die Gelegenheit, sich in das Verfahren einzubringen. Insbesondere die von den Konsultationsteilnehmenden eingebrachten Forderungen werden benannt, im Hinblick auf die dem Plan zugrunde liegende Entscheidung begründet und – soweit divergierende Forderungen bzw. Belange vorliegen sollten – die Entscheidung zugunsten der überwiegenden Forderung/des überwiegenden Belangs begründet.

Im Rahmen des Aufstellungsverfahrens haben die Dokumente nach Durchführung der jeweiligen Konsultation immer wieder Änderungen erfahren. Die nachfolgende Abwägung bezieht sich auf die Belange und Forderungen, die sich nicht im laufenden Prozess erledigt haben.

Die Festlegungen des FEP sind Ausdruck eines planerischen Prozesses mit Gestaltungsspielraum.

Öffentliche und private Belange sind im Rahmen der planerischen Abwägung im Rahmen der gesetzlichen Vorgaben zu ermitteln, einzustellen, zu bewerten und zum Ausgleich zu bringen.

Die von einer Planung berührten öffentlichen und privaten Belange sind gegeneinander und untereinander unter Beachtung des rechtlichen Rahmens gerecht abzuwägen.

Grundlage der Abwägung sind neben den gesetzlichen Rahmenbedingungen (u.a. §§ 4 und 5 WindSeeG) vor allem die im Rahmen der

Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung eingereichten Stellungnahmen und Äußerungen.

Wegen der Berücksichtigung der Stellungnahmen und Äußerungen im Einzelnen wird auf die Abwägungsdokumentation verwiesen.

Die auf die in den Entwurfsdokumenten formulierten Konsultationsfragen eingebrachten Antworten werden jeweils nach Relevanz themenspezifisch behandelt.

Die Veröffentlichung der Abwägungsdokumentation der Stellungnahmen sowie der zu den Konsultationsfragen eingegangenen Antworten im Einzelnen erfolgt separat.

Redaktionelle Anmerkungen und nachrichtliche Darstellungen sind nicht Gegenstand der Abwägung.



## 8.1 Allgemeines zum Hintergrund des Flächenentwicklungsplans

sondern bleibt der im dritten Quartal 2019 zu startenden Teilfortschreibung des FEP vorbehalten.

### 8.1.1 Gesetzliche Grundlagen, Ausbaupfad

In sämtlichen Phasen des Ausstellungsprozesses wurde vor allem seitens der Verbände, Windparkentwicklern und –betreibern sowie den ÜNB gefordert, dass ein erhöhter Ausbaupfad von etwa 17 GW oder 20 GW sowie ein Langfristszenario berücksichtigt werden sollte.

Grundsätzlich wird im FEP der gesetzliche Ausbaupfad des § 4 Abs. 2 Nr. 1 WindSeeG i.V.m. § 4 Nr. 2b EEG zugrunde gelegt.

Um jedoch den Forderungen der in der Konsultation Teilnehmenden nachzukommen und um auf mögliche zukünftige Entwicklungen reagieren zu können, stellt der FEP in Übereinstimmung mit dem derzeit aktuellen zweiten Entwurf des NEP 2019-2030 im Anhang informativ einen erhöhten Ausbaupfad von 17 GW, 20 GW und ein Langfristszenario dar.

### 8.1.2 Sonstige Energiegewinnungsbereiche

Im Rahmen der Aufstellung wurde im Wesentlichen gefordert, dass sonstige Energiegewinnungsbereiche bereits in der Erstaufstellung des FEP ausgewiesen werden müssten. Zudem wurden konkrete Vorschläge für in Betracht kommende Bereiche vorgebracht.

Da die Gesetzesänderungen während des laufenden Verfahrens mit Wirkung zum 21. Dezember 2018 in Kraft getreten sind und umfangreiche Prüfungen und ggf. Abstimmungen, insbesondere mit Behörden erfordern, ist die Ausweisung sonstiger Energiegewinnungsbereiche zur Vermeidung von Verzögerungen im Bereich der leitungsgebundenen Offshore-Windenergie nicht Gegenstand der Erstaufstellung des FEP,

## 8.2 Schnittstellen mit anderen Instrumenten der Netzplanung

Von einigen Konsultationsteilnehmenden wurde vorgebracht, dass die Instrumente der Netzplanung insbesondere im Hinblick auf die Zugrundelegung eines erhöhten Ausbaupfads synchronisiert werden sollten.

Der FEP und der NEP werden auf Grundlage der gesetzlichen Anforderungen und Fristen, welche vor allem auch für die Konsultation gelten, aufgestellt.

Unter den gegebenen Rahmenbedingungen findet eine weitgehende Abstimmung der beiden Netzplanungsinstrumente statt. Diese wird unter anderem dadurch sichergestellt, dass eine gegenseitige Beteiligung und Abstimmung in den Prozessen stattfindet.

## 8.3 Anbindungskonzepte

### 8.3.1 Nordsee

Zum Anbindungskonzept für die Nordsee gab es im Rahmen der eingegangenen Stellungnahmen im Wesentlichen Äußerungen zum sog. 66 kV-Direktanbindungskonzept zur Direktverbindung von WEA auf See mit einer Konverterplattform. Dieses Konzept wurde im BFO-N 16/17 als Alternativkonzept angelegt und im Vorentwurf zum FEP bereits als Standard festgelegt. Im Vergleich zum aus dem BFO-N bekannten 155 kV-Anbindungskonzept mit einer zusätzlichen Umspannplattform konnte zwischenzeitlich durch ein Gutachten der ÜNB ein deutlicher Kostenvorteil beim 66 kV-Direktanbindungskonzept ermittelt werden. Die grundsätzliche Festlegung dieses Anbindungskonzepts als Standard wurde in den eingegangenen Stellungnahmen begrüßt, die meisten Stellungnahmen stellten jedoch auf weitergehende Festlegungen im Zusammenhang mit dem Konzept ab.

Die primäre Schnittstelle zwischen dem OWP-Vorhabenträger und dem verantwortlichen ÜNB wurde bereits im Vorentwurf am Kabelendverschluss der auf der Konverterplattform eingehenden Seekabelsysteme festgelegt. In der nun vorliegenden Fassung des FEP wurde hierzu aufgrund einer Stellungnahme eine Klarstellung aufgenommen. In einigen Äußerungen wurde darüberhinaus die Festlegung weiterer technischer Schnittstellen gefordert. Nach Abwägung der Stellungnahmen erfolgt diesbezüglich im FEP ein Verweis auf die VDE-Netzanschlussregeln. Daneben war auch eine mögliche Nutzung der Konverterplattform durch den OWP-Vorhabenträger Gegenstand einiger Stellungnahmen. Durch den Wegfall der Umspannplattform sei es demnach sinnvoll, dass der OWP-Vorhabenträger Räumlichkeiten und Infrastruktur (z.B. das Helikopterlandedeck) der Konverterplattform nutzen könne. Seitens

der ÜNB sowie der Bundesnetzagentur wurde demgegenüber darauf hingewiesen, dass die Ausschreibung der Plattform bereits vor Bezuschlagung der Fläche erfolge, sodass keine Wünsche des OWP-Vorhabenträgers berücksichtigt werden könnten bzw. es zu Ineffizienzen kommen könnte, sofern ein OWP-Vorhabenträger geplante Räumlichkeiten nicht nutzt. Die Mitnutzung der Plattform sei demnach auf die für den Netzanschluss erforderliche Nutzung zu beschränken. Im Ergebnis der Abwägung legt der FEP fest, dass eine Mitnutzung der Plattform nur die im Rahmen des Netzanschlusses erforderliche Mitnutzung umfasst, auf Abschnitt 8.5.1 wird verwiesen. Aus diesem Grund könnte eine separate Plattform zu Wohn- und Wartungszwecken erforderlich sein, die Möglichkeit hierzu sieht der FEP vor. Insgesamt wird beim 66 kV-Direktanbindungskonzept ein hoher Koordinationsaufwand zwischen den beteiligten Parteien erwartet, auf Anregung aus den Stellungnahmen stellt der FEP daher auf die uneingeschränkte Notwendigkeit einer kooperativen Zusammenarbeit ab.

Sind in einem Gebiet mehrere Flächen räumlich weit voneinander entfernt, kann aufgrund der erforderlichen Länge der Seekabelsysteme sowie insgesamt deren Anzahl die Wahl eines Anbindungskonzepts mit einer Umspannplattform und einer höheren Spannungsebene als 66 kV sinnvoll sein. Bis zum Entwurf des FEP wurde hierzu auf das aus dem BFO-N bekannte 155 kV-Anbindungskonzept hingewiesen, welches in den Festlegungen der Netzanbindungssysteme in Kapitel 5.2 zu berücksichtigen sei.

Aufgrund der technischen Fortentwicklung sowie der damit einhergehenden Reduktion erforderlicher Seekabelsysteme wurde im zweiten Entwurf die Spannungsebene für dieses Alternativkonzept auf 220 kV angehoben. Zu dieser Anpassung haben sich die ÜNB in ihrer Stellungnahme geäußert und

vorgeschlagen, keine feste Spannungsebene festzulegen bzw. zu prüfen, ob Fälle, in denen das Alternativkonzept zum Tragen kämen, vermieden werden könnten. Die Prüfung dieses Sachverhalts hat ergeben, dass es nach aktuellem Stand im Zielsystem lediglich ein Anbindungssystem (NOR-6-3) mit dem Alternativkonzept gibt und dies zudem von einem ÜNB realisiert werden soll, der bislang keine Anbindungssysteme mit einer Spannung von 155 kV betreibt. Insbesondere aufgrund der räumlichen Engstellen in Gebiet N-6 erscheint es geboten, die Anzahl der erforderlichen Kabelsysteme weitestgehend zu reduzieren und die erhöhte Spannungsebene von 220 kV festzulegen.

### 8.3.2 Ostsee

Im Vergleich zum BFO-O gibt es im FEP bei dem Anbindungskonzept in der Ostsee eine Verschiebung der Schnittstelle sowie der Zuständigkeiten. Hierzu wurde auf Basis einer Anregung der ÜNB in ihrer Stellungnahme zum Vorentwurf vom 15.06.2018 im Entwurf des FEP eine Konsultationsfrage aufgenommen. Zur Frage, ob die Verantwortung für Planung, Errichtung und Betrieb der Umspannplattform in der Ostsee in Zukunft beim ÜNB liegen sollte, gab es mehrere Stellungnahmen, die verschiedene Aspekte beleuchteten.

Bislang erfolgt die Planung und Errichtung der Plattform durch den OWP-Vorhabenträger, wobei der ÜNB die Plattform im für den Betrieb des Netzanbindungssystems erforderlichen Maß nutzen kann. Mehrfach wurde in den Stellungnahmen auf das Erfordernis eines konsensualen Ablaufes bei der Umsetzung des Netzanschlusses hingewiesen.

Zur konkreten Festlegung der Schnittstelle zwischen OWP und ÜNB bei einer solchen Umstellung gab es ebenfalls verschiedene Vorschläge. Insgesamt wurden die vorgebrachten Aspekte bei den Festlegungen in Kapitel 4.2.2 berücksichtigt und die

Verantwortung für Planung, Errichtung und Betrieb der Umspannplattform dem ÜNB übertragen. Auch die Schnittstelle zwischen ÜNB und OWP-Vorhabenträger wurde konkret in Kapitel 4.2.2 festgelegt.

## 8.4 Standardisierte Technikgrundsätze

### 8.4.1 Nordsee

Bereits im Vorentwurf des FEP wurde darauf hingewiesen, dass eine Erhöhung der Standardübertragungsleistung im Vergleich zu dem aus dem BFO-N bekannten Standardwert von 900 MW anzustreben ist. Im Vorentwurf wurde daher eine Standardübertragungsleistung von 1.200 MW bei einer Standardübertragungsspannung von +/- 320 kV aufgenommen. Die ÜNB machten daraufhin in ihrer Stellungnahme deutlich, dass eine Erhöhung auf 1.200 MW nicht mit der Einhaltung des Planungsgrundsatzes Sedimenterwärmung (sog. 2 K-Kriterium) kompatibel sei.

Auch auf Basis der für die Anbindung der Flächen in den Zonen 1 und 2 (Gebiete N-1 bis N-8) erforderlichen Netzanbindungskapazität wurde die Standardübertragungsleistung im Entwurf zunächst auf 1.000 MW reduziert, wobei darauf hingewiesen wurde, dass eine individuelle Festlegung in den Gebieten auf Basis der erforderlichen Kapazität erfolgt und eine Unterschreitung von 900 MW nicht möglich sei. Durch die Anpassung der Methode zur Leistungsermittlung wurde die jeweils in den Gebieten zu installierende Leistung im zweiten Entwurf des FEP angepasst, sodass sich nunmehr eine Standardübertragungsleistung von 900 MW für die in Zone 1 und 2 erforderlichen Netzanbindungssysteme ergibt.

Die Technologieverfügbarkeit für eine Erhöhung der Standardübertragungsspannung auf +/- 525 kV in Verbindung mit einer Erhöhung der Standardübertragungsleistung auf 2.000 MW wurde mit Konsultationsfragen im Entwurf des FEP erfragt. Insgesamt gab es zu diesen Fragen in den eingereichten Stellungnahmen kein einheitliches Meinungsbild. Grundsätzlich wiesen die ÜNB auf gesteigerte Risiken sowie die herstellerseitige Verfügbarkeit der

Technologie als wesentliche Unsicherheiten hin. Die ÜNB erläuterten zudem, dass aktuell die Präqualifizierung für VPE-Landkabel dieser Spannungsebene laufe, die Ergebnisse jedoch nicht pauschal auf Seekabel übertragbar seien. Die übrigen Konsultationsteilnehmenden sehen grundsätzlich eine technische Verfügbarkeit und weisen auf ein aktuelles Projekt in der Nordsee mit dieser Spannungsebene hin.

Zusammenfassend kann geschlossen werden, dass eine Realisierung von Netzanbindungssystemen in +/- 525 kV mit 2.000 MW pro System ab ca. 2030 denkbar erscheint. Auf dieser Grundlage, die zudem im Rahmen eines vom BSH beauftragten Forschungsauftrags weitgehend bestätigt wurde, erfolgte mit dem zweiten Entwurf eine Festlegung von +/- 525 kV Systemen mit einer Übertragungsleistung von 2.000 MW als Standard für die Anbindungssysteme in Zone 3.

Ein Vorziehen auch für die Systeme in Zone 1 und 2 erfolgt einerseits aufgrund der beschränkten jeweiligen Potentiale in den Gebieten und andererseits aufgrund der unsicheren Technologieverfügbarkeit vor dem Jahr 2030 nicht. Die zum zweiten Entwurf des FEP eingegangenen Stellungnahmen haben diese Festlegung weitgehend begrüßt und verwiesen insbesondere auf die damit einhergehende signifikante Reduktion erforderlicher Trassenkorridore. Auch die Bundesnetzagentur begrüßt die schnellstmögliche Umstellung auf eine höhere Übertragungsspannung. Die ÜNB hingegen verweisen in ihrer Stellungnahme auf verschiedene Herausforderungen im Zusammenhang mit der Umsetzung von +/- 525 kV Systemen und kommen zu der Aussage, dass eine Realisierung im Jahr 2030 kritisch und eine Realisierung bereits 2029 nicht umsetzbar sei.

Nach Abwägung der eingegangenen Stellungnahmen und insbesondere nach Prüfung der für die Aufnahme der erhöhten Leistung

geeigneten NVP an Land, erfolgt die Festlegung der +/- 525 kV Spannungsebene nun für die Gebiete in Zone 3 beginnend mit Gebiet N-10, wobei in diesem Gebiet aufgrund des verfügbaren Flächenpotentials lediglich eine Kapazität von 1.700 MW erforderlich ist. Für die in den Festlegungen des FEP im Jahr 2030 vorgesehene Anbindung NOR-9-1 sowie das nachfolgende System NOR-9-2 erfolgt eine individuelle Festlegung einer Übertragungsleistung von 1.000 MW bei einer Spannung von +/- 320 kV.

Da im zweiten Entwurf des FEP ein Hinweis aufgenommen wurde, dass bei Übertragungsleistungen von 2.000 MW die Einhaltung des sog. 2 K-Kriteriums zu prüfen sei, wurde in einigen Stellungnahmen angeregt, dies zeitnah zu prüfen. Erste Ergebnisse zu dieser Prüfung liegen mittlerweile vor und werden im Kontext der Diskussionen zum 2 K-Kriterium bewertet.

#### 8.4.2 Ostsee

Auf technischer Ebene werden im FEP im Vergleich zum BFO-O lediglich geringfügige Anpassungen vorgenommen. Während die Standardübertragungsspannung von 220 kV beibehalten wird, wird wie in der Nordsee auch eine Standardübertragungsleistung festgelegt. Nach Abwägung der Äußerungen der Konsultationsteilnehmenden beträgt diese 300 MW. Seitens der OWP-Vorhabenträger wurde angeregt, eine höhere Übertragungsleistung festzulegen, insbesondere da die in der Ostsee ausgewiesene Fläche eine höhere Leistung zuließe. Nach Darstellung der ÜNB sowie auf Grundlage des vom BSH beauftragten Forschungsauftrags wird von einer Erhöhung dieser Standardübertragungsleistung auf über 300 MW jedoch aufgrund der großen Verbindungslänge und der Einschränkungen durch die Einhaltung des sog. 2 K-Kriteriums abgesehen.



### 8.4.3 Verbindungen untereinander

Mögliche Verbindungen zwischen Plattformen in Nord- und Ostsee wurden im Entwurf des FEP benannt und entsprechend räumlich dargestellt. Zusätzlich erfolgt in den standardisierten Technikgrundsätzen die Vorgabe, für diese möglichen Verbindungen entsprechende Voraussetzungen auf den betreffenden Plattformen zu berücksichtigen. Für die Nordsee wiesen die ÜNB in ihren Stellungnahmen darauf hin, dass eine Verbindung von Plattformen mit unterschiedlichen AC-Anbindungskonzepten (z.B. 66 kV und 155 kV) nicht sinnvoll sei. Zudem verweisen die ÜNB darauf, dass jeweils im Einzelfall zu prüfen sei, ob eine Verbindung wirtschaftlich sinnvoll ist. Wie in Kapitel 5.11 dargestellt, hat eine solche Prüfung durch die ÜNB jedoch ohnehin im Rahmen eines sog. Schadensminderungskonzepts zu erfolgen. Da der FEP lediglich die räumlichen Voraussetzungen auf Basis der gesetzlichen Vorgabe aus § 5 Abs. 1 Nr. 10 WindSeeG schafft, ist in diesem Rahmen eine solche Prüfung der einzelnen Verbindungen angezeigt.

Das BSH wird das Thema jedoch auch künftig u.a. auch im Rahmen eines Arbeitspakets des begleitenden Forschungsauftrags begleiten.

Mit Bezug zu den vorzuhaltenden Schaltfeldern auf den Plattformen wurde angemerkt, dass eine feste Vorgabe bzgl. der Anzahl freizuhaltender Schaltfelder nicht zweckmäßig sei. Aus diesem Grund wird in den entsprechenden standardisierten Technikgrundsätzen nun nicht mehr auf ein freizuhaltendes Schaltfeld in der Ostsee und zwei in der Nordsee pro Plattform verwiesen, sondern stattdessen auf die Anzahl pro festgelegter Verbindung abgestellt.

## 8.5 Planungsgrundsätze

### 8.5.1 Keine Beeinträchtigung der Sicherheit und Leichtigkeit des Luftverkehrs

Die ÜNB wiesen in ihrer Stellungnahme darauf hin, dass der Betreiber einer Plattform die Wahl haben sollte, ob er den Regelzugang zu einer Plattform per Helikopter oder mittels Schiff realisiert. Aus Sicht des BSH sind die Offshore-Plattformen der ÜNB wichtiger Bestandteil des öffentlichen Netzes und damit der Energieversorgung. Hier wird die in den OWP erzeugte Energie gebündelt und bei Konverterplattformen zusätzlich in Gleichstrom umgerichtet. Da Konverterplattformen systemrelevant sind, ist deren Erreichbarkeit mit Schiffen und Hubschraubern, d.h. durch eine Redundanz, sicherzustellen.

Hinsichtlich der Planung der An- und Abflugkorridore für Offshore-Plattformen wiesen die ÜNB darauf hin, dass eine leichte Krümmung der eingerichteten Korridore zulässig sein sollte. Grundsätzlich ist darauf hinzuweisen, dass es sich bei den Regelungen um einen Planungsgrundsatz handelt, von welchem Abweichungen bei einer entsprechenden Begründung möglich sind. Nichtsdestotrotz ist eine geradlinige Planung der Korridore, insbesondere für den Nachtbetrieb eines HSLD, von Bedeutung, um zum einen das Fliegen von Kurven innerhalb einer Hinderniskulisse zu vermeiden und zum anderen, um die Nutzbarkeit visueller Flugführungsunterstützungssysteme (Gleitwinkelbefeuerung) nicht einzuschränken bzw. um die damit übermittelte Information auf der gesamten Korridorlänge verfügbar zu machen. Ferner dienen die Korridore auch dem Abflug, sodass bei ihrer Dimensionierung auch etwaige Notfälle berücksichtigt werden müssen (z.B. einseitiger Triebwerksausfall).

In mehreren Stellungnahmen wurde darauf hingewiesen, dass die Vorgaben zur Planung

der An- und Abflugkorridore für Offshore-Plattformen entsprechend flexibilisiert werden sollten, so dass auch eine Überschneidung der Korridore ermöglicht werden sollte. Die Hinderniskulisse eines OWP erfordert es, dass gewisse Bereiche frei von Hindernissen (z.B. WEA) zu halten sind (sog. Flugkorridore), um den dort verkehrenden Hubschraubern eine sichere, d.h. kollisionsrisiko- und möglichst wirbelschleppenfreie An- und Abflugmöglichkeit zu bieten. Die Flugkorridore sollten tagsüber und müssen nachts genutzt werden. Damit entsprechen sie einem Verkehrsweg bzw. stellen sie eine festgelegte und von einem Hubschrauber zu folgende Route zum/vom HSLD dar; mithin ist dadurch ein sicheres Verlassen eines Korridors nicht (nachts) oder nur bedingt (tagsüber) möglich. Ferner ist für eine Hubschrauberbesatzung in einem solchen Korridor, insbesondere in den Abschnitten innerhalb der OWP-Hinderniskulisse, die Möglichkeit zur Identifizierung anderer Luftfahrzeuge eingeschränkt. Zusammenfassend ist diesbezüglich daher festzuhalten, dass sich kreuzende Korridore zwingend zu vermeiden sind.

Im weiteren stellten mehrere Konsultationsteilnehmende die Anforderung des Planungsgrundsatzes, bei der Planung der An- und Abflugkorridore seien Überschneidungen mit dem Hubschrauberstreckennetz zu vermeiden als fragwürdig dar. Diese Anforderung wurde in der finalen Fassung des FEP fallen gelassen.

Von Seiten der Offshore-Verbände wurde weiterhin angemerkt, dass die Einschränkung, dass die Korridore die Grenzen der AWZ nicht überschreiten dürften, aus Gründen der Flugsicherheit zu Nachteilen führen könne. Auf Vorgaben zur Flächennutzung außerhalb der deutschen AWZ kann grundsätzlich wenig bis kein Einfluss genommen werden, da die Flächen jenseits der deutschen AWZ-Grenze nur von dem für die betreffende AWZ

zuständigen Staat aus geplant werden dürfen. Daher ist dort grundsätzlich nicht sichergestellt, dass diese Flächen dauerhaft frei von jeglicher Bebauung bleiben bzw. dass darauf geplante Bauwerke derart angeordnet werden, dass sie die erforderlichen Hinderniskriterien eines Flugkorridors erfüllen. Dementsprechend bleibt die Anforderung bestehen.

In den Stellungnahmen zum zweiten Entwurf wurde von mehreren Seiten geäußert, dass eine Mitnutzung von HSLD der Konverterplattformen durch den OWP-Betreiber im Falle des Anschlusses nach dem Direktanbindungskonzept ermöglicht werden sollte, da dies ggf. den Bau zusätzlicher Plattformen durch die OWP-Betreiber überflüssig machen würde. Prinzipiell ist im Rahmen des Anbindungskonzeptes zunächst nur eine Mitnutzung der Konverterplattform aufgrund der technischen Schnittstelle der Netzanbindung umfasst. Jegliche weitergehende Mitnutzung ist möglich, ist jedoch im Rahmen privatrechtlicher Vereinbarungen zu klären.

### **8.5.2 Keine Beeinträchtigung der Sicherheit der Landes- und Bündnisverteidigung**

Der Planungsgrundsatz 4.4.1.4 wurde aufgrund der Stellungnahme des BAIUDBw zum zweiten Entwurf des FEP neu mit aufgenommen. Im Rahmen der Konsultation wurde seitens des BAIUDBw darum gebeten, die Streckenführung in militärischen Übungsgebieten auszuschließen. Die ÜNB wiesen ihrerseits darauf hin, dass es erforderlich sei, zwischen den Übungsgebieten zu differenzieren, da alle Grenzkorridore zum Küstenmeer in der Nähe bzw. in militärischen Übungsgebieten lägen. Ein Ausschluss von Seekabelsystemen in sämtlichen militärischen Übungsgebieten ist räumlich nicht möglich, da die Übungs- und Warngelände nahezu die komplette Fläche der AWZ überdecken.

Darüber hinaus machten die ÜNB darauf aufmerksam, dass eine 20 tägige Meldefrist für ungeplante Messkampagnen, z.B. im Schadensfall, zu Entschädigungszahlungen gem. § 17e EnWG führen könnten. Auf die Ausführungen in Kapitel 4.4.1.4 wird verwiesen.

### 8.5.3 Abstandsregelungen

Im Rahmen der Konsultationen dieses Plans wurde vorgetragen, dass die Sicherheitsabstände von 1.000 m um Konverterplattformen deutlich zu großzügig bemessen seien und die Entwickler des späteren Windparks unverhältnismäßig einschränken würden. Eine Reduzierung auf bis zu 200 m wurde gefordert. Gleichzeitig wurde ausgeführt, dass die Anlagen aufgrund ihrer zu erwartenden Größe voraussichtlich deutlich weiter als 1.000 m auseinander stehen werden. Zudem wurde darum gebeten, die Detailplanung des Windparks inkl. der Konverterplattformen (bei 66 kV) bzw. der Umspannplattformen (bei 155 kV bzw. 220 kV) dem zukünftigen Windparkbetreiber zu überlassen. Dieser Forderung kann nicht gefolgt werden, da der ÜNB zum Zeitpunkt der Bezuschlagung der Flächen bereits mit der Ausschreibung und dem Bau der Konverterplattformen begonnen haben wird. Eine Einschränkung des Windparks wird nicht gesehen, da die Plattformstandorte frühzeitig festgelegt wurden und der Windpark somit vor Entwicklung eines Layouts die Rahmenbedingungen kennt.

Zudem wurde mehrfach darauf hingewiesen, dass die Abstände bei Parallelverlegung und zu Dritten zu groß bemessen seien. Gleichzeitig wird ausgeführt, dass keine Änderungen im Bereich bestehender Projekte erfolgen dürften, da dies zu weiteren Risiken der bestehenden Projekte führen würde. Zudem wurde in einer Stellungnahme zum zweiten Entwurf des FEP darauf hingewiesen, dass die Studie des DNV-GL erst nach Juni 2019 komplett vorliegen werde und deshalb zum jetzigen Zeitpunkt keine Entscheidungen getroffen werden sollen.

Dieser Bitte wird gefolgt, eine Anpassung der Abstände erfolgt im Rahmen dieses Plans nicht.

### 8.5.4 Sparsame Flächeninanspruchnahme

Der Planungsgrundsatz zur sparsamen Flächeninanspruchnahme bei Flächen und WEA auf See wurde auf Grundlage des § 2 Abs. 2 Nr. 6 ROG sowie der Vorgaben von § 4 Abs. 2 Nr. 2 WindSeeG aufgenommen. In den Stellungnahmen zum Entwurf des FEP, in dem der Planungsgrundsatz erstmals aufgenommen wurde, wiesen die Konsultationsteilnehmenden darauf hin, dass diese Vorgabe obsolet sei, da im sog. Zentralen Modell ohnehin eine sparsame Flächeninanspruchnahme durch die jeweils im FEP festgelegte zu installierende Leistung angezeigt sei. Auch wenn diesem Hinweis grundsätzlich zugestimmt werden kann, soll der Grundsatz der sparsamen Flächeninanspruchnahme bestehen bleiben, da möglicherweise Situationen auftreten können, in denen eine nicht sparsame Ausnutzung der Fläche vermieden werden soll. Diese Festlegung kann beispielsweise bei einer durch die Flächenvoruntersuchung oder dem Einzelzulassungsverfahren reduzierten Leistung auf einer im FEP festgelegten Fläche zum Tragen kommen, da in diesem Fall die verbleibende bzw. reduzierte Leistung möglichst flächensparsam auf der Fläche verteilt werden soll. Sofern Leistung und Fläche jedoch den Festlegungen des FEP entsprechen, entfaltet dieser Planungsgrundsatz keine Wirkung, da eine sparsame Flächeninanspruchnahme bereits bei den Festlegungen des FEP nach § 4 Abs. 2. Nr. 2 WindSeeG als Ziel zu berücksichtigen ist.

### 8.5.5 Emissionsminderung

In der Stellungnahme der ÜNB zum ersten Entwurf des FEP wurde die Frage nach den rechtlichen Grundlagen des Planungsgrundsatzes aufgeworfen. Die Festlegungen dienen der Vermeidung von Verschmutzungen und

Gefährdungen der Meeresumwelt gemäß § 6 SeeAnIV. Gleichzeitig unterliegen die im Plan festgelegten Nutzungen dem Minimierungsgebot.

Im Hinblick auf bauliche / betriebliche Vorsichts- und Sicherheitsmaßnahmen wurde im Rahmen einer eingegangenen Stellungnahme darauf hingewiesen, dass eine generelle Sammlung von Betriebsstoffen in Tanks nicht praktikabel sei und begründete Ausnahmen zugelassen werden sollten. Grundsätzlich gilt gemäß den Ausführungen des Planungsgrundsatzes das Minimierungsgebot für stoffliche Einleitungen. Abweichungen von diesem Grundsatz sind im Rahmen des Planfeststellungsverfahrens zu beantragen und zu begründen, sofern aus technischen Gründen im Regelbetrieb anlagen-spezifische Emissionen in die Meeresumwelt unvermeidlich sind. Zur Klarstellung wurde der betreffende Abschnitt des Planungsgrundsatzes im zweiten Entwurf überarbeitet.

Die ÜNB stellten weiterhin in ihrer Stellungnahme dar, dass sich der Einsatz biologisch abbaubarer Betriebsstoffe auf Anlagen beschränken solle, bei denen eine direkte Beeinflussung der Meeresumwelt bestehe. Entsprechend des Minimierungsgebots beziehen sich die Vorgaben des Planungsgrundsatzes jedoch in Bezug auf die Umweltverträglichkeit von Betriebsstoffen sowohl auf die Möglichkeit einer direkten als auch einer indirekten Beeinflussung.

Die ÜNB stellten in ihrer Stellungnahme weiterhin die Festlegungen des Planungsgrundsatzes im Hinblick auf die Genehmigungsfähigkeit von Abwasserbehandlungsanlagen in Frage. Die Bevorzugung der fachgerechten Sammlung von Abwässern gegenüber der Aufbereitung auf den Plattformen ist als grundsätzliche Anforderung und in Abhängigkeit von der tatsächlichen Personenzahl auf der Plattform zu verstehen. Der Nachweis, unter welchen Umständen im Einzelfall eine Abwasserreinigungsanlage eingesetzt werden

soll, ist in dem jeweiligen Planfeststellungsverfahren zu erbringen. Eine entsprechende Ergänzung des Planungsgrundsatzes zur Klarstellung wurde im zweiten Entwurf vorgenommen.

Mehrere Konsultationsteilnehmende wiesen darauf hin, dass die Mindestvorgaben für den Emissionsstandard eingesetzter Dieselmotoren derzeit nur von einer begrenzten Anzahl von Herstellern erfüllt werden könne. Im Hinblick auf das zugrunde liegende Minimierungsgebot und den zeitlichen Horizont bis zur Errichtung der betreffenden Anlagen wird jedoch an dem Emissionsstandard festgehalten.

#### **8.5.6 Berücksichtigung von Fundstellen von Kampfmitteln**

In den Stellungnahmen zum ersten Entwurf des FEP wiesen mehrere öffentliche Institutionen darauf hin, dass ein sog. Umlagern von aufgefundenen Munition im Meer ausgeschlossen werden sollte und dass transportfähige Kampfmittel in Abstimmung mit den Kampfmittelräumdiensten der Länder ordnungsgemäß an Land zu entsorgen sind. Eine entsprechende Textpassage wurde im zweiten Entwurf des FEP aufgenommen.

Die ÜNB wiesen darauf hin, dass eine generelle Pflicht zur Entsorgung aufgefundenen Munition unverhältnismäßig sei und unter Abwägung der Arbeitssicherheit und der Kosten auch eine Veränderung des Baufeldes (Re-Routing) ermöglicht werden sollte. Der Planungsgrundsatz wurde dementsprechend im zweiten Entwurf dahingehend konkretisiert, dass sich die Entsorgungspflicht auf aufgenommene, transportfähige Kampfmittel bezieht.

#### **8.5.7 Planungsgrundsätze mit naturschutzfachlichem Bezug**

Verschiedene Konsultationsteilnehmende fordern neben den bereits vorhandenen Planungsgrundsätzen zur Vermeidung und

Verminderung erheblicher Umweltauswirkungen die Aufnahme weiterer allgemeiner und spezieller Planungsgrundsätze, die dem Schutz der Meeresumwelt dienen sollen. In Anbetracht der offenen Fragen nach der konkreten Ausgestaltung solcher Grundsätze, bspw. der konkreten Abgrenzung von freizuhaltenden Migrationswegen, und aufgrund des engen zeitlichen Rahmens für die Erstaufstellung des FEP konnte diese Forderung im Rahmen des FEP 2019 nicht umgesetzt werden. Es ist jedoch vorgesehen, im Rahmen der anstehenden Fortschreibung der Raumordnungspläne für die AWZ sowie analog in der Fortschreibung des FEP eine Erweiterung der naturschutzfachlichen Planungsgrundsätze zu diskutieren und ggf. aufzunehmen.

Die Forderung nach einer schärferen Formulierung des Planungsgrundsatzes zur Beachtung von Naturschutzgebieten und Berücksichtigung gesetzlich geschützter Biotope wurde im Rahmen der Überarbeitung des FEP Entwurfs umgesetzt.

In Bezug auf den Planungsgrundsatz zur Schallminderung fordern einzelne Stellungnahmen eine verbindlichere Formulierung, etwa den Einsatz der jeweils besten verfügbaren schallärmsten Gründungstechnik. Der Planungsgrundsatz 4.4.1.8 verlangt hingegen die Prüfung schallarmer Gründungsformen.

Der Naturschutzverband NABU fordert den Einsatz von alternativen schallarmen Gründungsmethoden nach Stand der Technik.

Auch die Industrie hat ein großes Interesse daran, alternative Gründungsformen zu entwickeln. Bisher hat sich allerdings gezeigt, dass nicht jeder Typ von Meeresboden für alternative Gründungstechniken geeignet ist. Die Eignung wird dabei nicht nur anhand des Schalleintrags, sondern auch anhand der Gewährleistung der Standsicherheit der Anlage und des verfügbaren Stands der Technik geprüft. Es ist zudem immer wichtig, sonstige

nachteilige Auswirkungen durch schallarme Gründungen auf die Meeresumwelt zu bewerten. Zu solchen nachteiligen Auswirkungen gehören u.a. die Versiegelung von unvertretbar großen Flächen des Meeresbodens, die Entfernung von oberen Sedimentschichten von bis zu 6 m bei Schwerkraffundamenten, die Einleitung von Schmierstoffen und die Ablagerung von großen Mengen an Sediment bei Bohrfundamenten.

Die Formulierung des Grundsatzes beinhaltet u.a. auch die Vergrämung. Die Vergrämung sowie die Überwachung der Effektivität von Vergrämuungsmaßnahmen sind Bestandteile des Schallschutzkonzepts eines planfestgestellten Vorhabens. Die konkreten Anforderungen an das Schallschutzkonzept werden immer standort- und projektspezifisch und unter Berücksichtigung des Stands von Wissenschaft und Technik im Rahmen des Planfeststellungsbeschlusses gestellt. In Bezug auf den Hinweis, dass das Schallschutzkonzept für die Nordsee erarbeitet wurde und ein entsprechendes Konzept für die Ostsee fehlt, ist anzumerken, dass ein solches Konzept nicht in der Zuständigkeit des BSH liegt, sondern hier das BMU zuständig ist.

In Bezug auf Schallemissionen wird zudem angeregt, den Bau- und Wartungsverkehr verbindlicher zu regeln, um Dauerschall in sensiblen Gebieten zu reduzieren. Vermeidungs- und Verminderungsmaßnahmen in Zusammenhang mit windparkgebundenem Schiffsverkehr werden derzeit untersucht bzw. Möglichkeiten werden mit Behörden, Vertretern von Naturschutz- und Industrieverbänden diskutiert. Ein – wie vorgeschlagen – vollständiger Ausschluss des Bau- und Wartungsverkehrs in Schutzgebieten mit stöempfindlichen Arten ist allein aus logistischen Gründen gar nicht möglich, da einzelne OWP nur auf Routen durch Schutzgebiete erreicht werden können.



Im Hinblick auf mögliche Auswirkungen des Dauerschalls laufen derzeit national wie auch international mehrere Forschungsvorhaben. Die Ergebnisse sind dahingehend zu evaluieren, inwieweit beobachtete Verhaltensänderungen auf Populationsebene signifikante erhebliche Auswirkungen auslösen und welche Vermeidungs- und Verminderungsmaßnahmen effektiv sein können.

### **8.5.8 Abstände zwischen Flächen zueinander und zu Windenergieanlagen**

Im Hinblick auf die einzuhaltenden Mindestabstände zu den WEA benachbarter Windparks stimmten die Konsultationsteilnehmenden bei der Beantwortung der Konsultationsfrage F.6 des FEP Entwurfs weitestgehend mit der Einschätzung überein, dass ein Mindestabstand des fünffachen Rotordurchmessers ausreichend ist. Auf Anregung der Konsultationsteilnehmer wurden entsprechende Klarstellungen im Planungsgrundsatz vorgenommen, dass sich diese Vorgabe nur auf die einzuhaltenden Abstände zu den WEA benachbarter Windparks bezieht, nicht auf die Anlagenabstände innerhalb eines Windparks.

Seitens mehrerer Konsultationsteilnehmender wurde darauf hingewiesen, dass bei zukünftig zu erwartenden Rotordurchmessern von mehr als 200 m die Einrichtung von Sicherheitszonen um die Anlagen ggf. zu befahrbaren Korridoren innerhalb der Windparks führen würde, was zu vermeiden wäre. Aus diesem Grund wurde der Planungsgrundsatz 4.4.1.2 dementsprechend ergänzt, dass die Einrichtung der Sicherheitszonen innerhalb eines Gebiets zusammenhängend und ohne Lücken festzulegen ist.

### **8.5.9 Abweichung der tatsächlich installierten Leistung von der zugewiesenen Netzanbindungskapazität**

Dieser Planungsgrundsatz wurde erstmals im zweiten Entwurf des FEP aufgenommen. Dies

wurde von den Konsultationsteilnehmenden grundsätzlich begrüßt, jedoch wurde die Nachweisführung zur Einhaltung der maximalen Sedimenterwärmung durch den OWP-Betreiber als nicht praktikabel eingeschätzt. Aus diesem Grund wurde der Planungsgrundsatz entsprechend überarbeitet, so dass die Durchführung der Erwärmungsberechnungen nun dem zuständigen ÜNB unter Kooperation mit dem OWP-Betreiber obliegt.

In einzelnen Stellungnahmen von Betreiberseite wurde dargestellt, dass man von einer uneingeschränkten Nutzung der bezuschlagten Netzanbindungskapazität ausgehe. Da jedoch die Grundlage für die Auslegung des Netzanbindungssystems ein entsprechendes Windlastprofil des anzuschließenden OWP ist, steht die Netzanbindungskapazität dem bezuschlagten Bieter nicht unbegrenzt zur Verfügung. In dem gemäß dieses Planungsgrundsatzes zu erbringenden Nachweis ist darzulegen, dass für das entsprechende Netzanbindungssystem eine Einhaltung der max. Sedimenterwärmung auch bei einer Abweichung vom Standard-Lastprofil des OWP gewährleistet werden kann.

Ein Konsultationsteilnehmender wies darauf hin, dass es an einer Konkretisierung des möglichen Umfangs der Überschreitung der zugewiesenen Netzanbindungskapazität fehle, damit der zuständige ÜNB dies bei der Auslegung des Netzanbindungssystems berücksichtigen könne. Im Sinne einer effizienten Netzplanung stellt der Planungsgrundsatz jedoch klar, dass bei der Auslegung des Netzanbindungssystems von keiner Überbelastung auszugehen ist und dementsprechend die bezuschlagte Leistung unter Berücksichtigung des Standard-Windlastprofils zugrunde zu legen ist.

### **8.5.10 Unterkünfte auf Plattformen**

In mehreren Stellungnahmen von Verbände-seite wurde darauf hingewiesen, dass die

Einrichtung von Unterkünften auf Plattformen in zunehmendem Maße überflüssig erscheint. Da der Planungsgrundsatz jedoch nicht als eine Soll-Vorschrift zur Einrichtung von Unterkünften zu verstehen ist, wurde eine entsprechende Konkretisierung vorgenommen, dass bei der Planung von (temporären) Unterkünften diese bereits bei Auslegung der Plattform zu berücksichtigen sind.

#### 8.5.11 Schonendes Verlegeverfahren

Der Planungsgrundsatz 4.4.4.6 wurde im Wesentlichen aus dem BFO-O bzw. BFO-N übernommen und im FEP konkretisiert, etwa indem im Entwurf konkrete Wirkzonen für Verlegegeräte vorgegeben wurden. Die zu diesen Konkretisierungen eingegangenen Stellungnahmen stellten darauf ab, dass bei Einhaltung dieser Wirkbreiten ggf. das Überdeckungsziel nach Planungsgrundsatz 4.4.4.7 nicht erreicht werden könne bzw. dass möglicherweise kein entsprechendes Verlegegerät am Markt verfügbar sei. Eine weitere Stellungnahme regte an, im FEP keine Konkretisierung vorzunehmen und stattdessen eine Regelung im jeweiligen Einzelzulassungsverfahren zu treffen. Dies widerspräche jedoch dem Zweck der Planungsgrundsätze, der u.a. darin besteht, die Einzelzulassungsverfahren durch konkret einzuhaltende Vorgaben zu entlasten. Zusätzlich wurden von den Konsultationsteilnehmenden einzelne Klarstellungen angeregt. Im Ergebnis der Abwägung dieser Stellungnahmen wird auf die Festlegung fester Wirkzonen bei der Verlegung verzichtet und es werden konkrete Festlegungen zur Steinräumung getroffen.

#### 8.5.12 Überdeckung

Die Festlegung einer Mindestüberdeckung von Seekabelsystemen erfolgte bereits im BFO-N für die Nordsee mit einer Vorgabe von einer dauerhaften Überdeckung von mindestens 1,5 m. Im BFO-O erfolgte aufgrund der heterogenen Sedimentverhältnisse in der Ostsee

keine konkrete Vorgabe und es wurde auf eine im jeweiligen Einzelzulassungsverfahren zu erstellende Studie verwiesen. In den Entwurfsdokumenten des FEP wurden diese Festlegungen im Wesentlichen fortgeführt.

Im Entwurf des FEP wurde eine Konsultationsfrage gestellt, mit der ermittelt werden sollte, ob auch eine Tiefenlage von über 1,5 m insbesondere vor dem Hintergrund des sog. 2 K-Kriteriums erwogen werden sollte. Die Rückmeldungen der Konsultationsteilnehmenden hierzu widersprachen sich teilweise in ihren zentralen Aussagen. Während von einigen Behörden eine Tiefenlage von über 1,5 m als wahrscheinlich sinnvoll erachtet wurde, wurde diese Aussage von Seiten der ÜNB sowie von Vertretern der Offshore-Wind-Branche nicht geteilt. Danach seien neben der Temperaturdifferenz im Referenzpunkt (2 K-Kriterium) auch weitere Gesichtspunkte, wie etwa die nicht zu überschreitende maximale Leitertemperatur sowie die Wirtschaftlichkeit aufgrund des höheren Verlegeaufwands zu berücksichtigen. Zudem wurde von mehreren Seiten darauf hingewiesen, dass der Planungsgrundsatz für die parkinterne Verkabelung keine Anwendung finden sollte. Dies ist jedoch auch nicht der Fall (vgl. Kapitel 4.4.4). Nach Auswertung der eingegangenen Rückmeldungen wird im FEP von einer Vorgabe einer größeren Tiefenlage als 1,5 m im Kontext der Einhaltung des 2 K-Kriteriums abgesehen. Im Ergebnis erfolgt für die Nordsee eine Vorgabe einer mindestens zu gewährleistenden Überdeckung von 1,5 m und für die Ostsee wie auch beim BFO-O der Verweis auf eine individuelle Festlegung im Rahmen des Einzelzulassungsverfahrens. Gleichzeitig wird darauf hingewiesen, dass der Planungsgrundsatz Überdeckung ggf. im Rahmen eines künftigen Fortschreibungsverfahrens weiter ausgestaltet wird.

### 8.5.13 Sedimenterwärmung

Der Planungsgrundsatz 4.4.4.8 schreibt die Einhaltung des sog. 2 K-Kriteriums bei Seekabelsystemen vor. Durch die Vorgabe kann es zu einer Begrenzung der übertragbaren Leistung auf einem Seekabelsystem kommen, weshalb der Grundsatz häufig Gegenstand von Diskussionen und Stellungnahmen im Aufstellungsverfahren des FEP ist. Aus diesen Gründen wurde im BSH eine Arbeitsgruppe eingerichtet. Die Arbeitsgruppe hat zum Ziel, wesentliche Einflussfaktoren auf die erforderliche Erwärmungsberechnung zu ermitteln und gleichzeitig Erkenntnisse zur tatsächlichen Sedimenterwärmung zu gewinnen. Es wurden drei wesentliche Einflussgrößen auf die nach dem Planungsgrundsatz zu erstellende Erwärmungsberechnung identifiziert: die Tiefenlage bzw. Überdeckung des Seekabels, das angewandte Lastprofil, sowie den angenommenen Wärmewiderstand des Sediments. Im Entwurf des FEP wurden hierzu jeweils Konsultationsfragen formuliert. Bezüglich der Überdeckung wird auf die obenstehende zusammenfassende Abwägung des Planungsgrundsatzes 4.4.4.7 verwiesen.

Mit Bezug zum angewendeten Lastprofil wurde gefragt, ob das üblicherweise verwendete sog. 77%/99%/77% Profil auch bei einem sog. Overplanting, also der Installation zusätzlicher WEA über die zugewiesene Netzanschlusskapazität hinaus, anwendbar sei. Bei den Antworten auf diese Konsultationsfrage gab es keine eindeutige Übereinstimmung. Während einerseits vorgebracht wurde, dass das Lastprofil auch bei Overplanting noch anwendbar sei, wird andererseits angeführt, dass dies nicht der Fall sei. Sofern das Lastprofil nicht mehr anwendbar ist, wird entweder die Überprüfung des Lastprofils oder das Abstellen auf reale Messwerte in Verbindung mit einer dynamischen Regelung vorgeschlagen. Beide Optionen werden im Rahmen der BSH Arbeitsgruppe zum 2 K-Kriterium weiter untersucht.

Eine feste Vorgabe des bei der Nachweisführung zu verwendenden Lastprofils erfolgt daher im FEP bislang nicht. Es wird auf den neuen Planungsgrundsatz 4.4.2.4 „Abweichung der tatsächlich installierten Leistung von der zugewiesenen Netzanbindungskapazität“ verwiesen, nach dem bei einer Installation zusätzlicher WEA über die zugewiesene Netzanschlusskapazität (sog. Overplanting) hinaus vom bezuschlagten Bieter der Nachweis der Einhaltung des Planungsgrundsatz 4.4.4.8 erbracht werden muss.

Verschiedentlich wurde von Konsultationsteilnehmenden vorgeschlagen, mittels der Messung der Leitertemperatur einerseits die Erkenntnislage weiter zu verbessern und andererseits dies auch als Option zum Nachweis der Einhaltung des Planungsgrundsatz 4.4.4.8 zu ermöglichen. Die Antworten auf die hierzu im Entwurf des FEP formulierten Konsultationsfrage fallen uneinheitlich aus. Die ÜNB weisen in ihrer Stellungnahme darauf hin, dass die entsprechende Technologie noch nicht dem Stand der Technik entspreche und die Ergebnisse daher mit großen Unsicherheiten behaftet seien. Übrige Konsultationsteilnehmende äußerten sich dahingehend, dass die Möglichkeit der Temperaturmessung vorgesehen, diese jedoch nicht verbindlich vorgegeben werden sollte. Es könne auch eine Unterscheidung zwischen parkinterer Verkabelung und Kabelsystemen des Anbindungssystems vorgenommen werden. Von einem weiteren Konsultationsteilnehmenden wurde angeregt, auch während des Betriebs die Einhaltung des 2 K-Kriteriums mit regelmäßigen Messungen zu überprüfen.

Aufgrund der bestehenden Messunsicherheiten sowie dem noch nicht ausreichenden Technologiestand wird im Rahmen des FEP auf eine Festlegung bezüglich der Messung der Leitertemperatur vorerst verzichtet. Die Diskussion hierzu soll jedoch im Rahmen der Arbeitsgruppe zum 2 K-Kriterium weitergeführt

und der technologische Fortschritt in diesem Bereich weiter verfolgt werden.

Um die Einflussfaktoren auf die Sediment-erwärmung durch Seekabel besser nachvollziehen zu können, wurden vom BSH im Rahmen eines begleitenden Forschungsauftrags Erwärmungsberechnungen für bestehende und künftige Netzanbindungssysteme beauftragt. Die Erkenntnisse aus diesen Berechnungen fließen in die weiteren Diskussion ein. Nach Abwägung der Stellungnahmen sowie der aktuell vorliegenden Erkenntnisse erfolgt keine Anpassung des Planungsgrundsatzes im Vergleich zum Entwurf des FEP. Eine künftige Anpassung in einer Fortschreibung des FEP erscheint jedoch denkbar.

## 8.6 Möglichkeiten der Abweichung

Mit dem Entwurf des FEP vom 26 Oktober 2018 wurden in Kapitel 4.5 die Möglichkeiten zur Abweichung von standardisierten Technikgrundsätzen und Planungsgrundsätzen dargestellt. Die hierzu eingegangenen Äußerungen forderten insbesondere mit Bezug zu den standardisierten Technikgrundsätzen eine Abweichungsmöglichkeit, die so ursprünglich nicht vorgesehen war. Hintergrund ist, dass die im FEP festgelegten Vorgaben zur technischen Auslegung der Netzanbindungssysteme Grundlage für die Realisierung durch den jeweiligen ÜNB sind. Gleichzeitig erfolgt im Rahmen des sog. Zentralen Modells nach dem WindSeeG die Bezuschlagung einer Fläche zu einem Zeitpunkt, zu dem die wesentlichen Komponenten des zugehörigen Netzanbindungssystems bereits vergeben sein werden, um eine rechtzeitige Realisierung zu ermöglichen. Eine Abweichung ist aus diesem Grund grundsätzlich nicht möglich.

Im zweiten Entwurf des FEP wurde klarstellend ein Hinweis aufgenommen, dass – nur sofern notwendig und aufgrund neuer Erkenntnisse sinnvoll – eine Abweichung in speziellen Einzelfällen möglich ist, sofern sie vor der Bekanntmachung der Ausschreibung der Fläche(n) bzw. vor Vergabe des Netzanbindungssystems eingebracht wird.

Insbesondere aufgrund des gesteigerten Risikos des Nicht-Ereichens der jährlichen gesetzlichen Ausbaumenge nach § 5 Abs. 5 WindSeeG ist eine spätere Abweichung von den standardisierten Technikgrundsätzen nicht möglich.

Eine Abweichung von den Planungsgrundsätzen des FEP ist im jeweiligen Einzelzulassungsverfahren zu beantragen und richtet sich nach der Grundlage des jeweiligen Planungsgrundsatzes. Sofern ein Planungsgrundsatz aus konkreten Vorgaben aus dem Fachrecht beruht oder die Ziele der Raum-

ordnung umgesetzt, ist eine Abweichung nicht möglich. Beruht ein Planungsgrundsatz nicht auf diesen, ist eine Abweichung im Grundsatz möglich. Die Anregung, im Rahmen der Stellungnahmen zum Entwurf des FEP die jeweiligen Planungsgrundsätze explizit zu benennen, konnte nicht umgesetzt werden, da eine solche Zuordnung nicht in allen Fällen eindeutig möglich ist. Es wird jedoch auf die Verweise auf das Fachrecht oder die Vorgaben aus der Raumordnung in den Ausführungen zu den einzelnen Planungsgrundsätzen verwiesen.

## 8.7 Bestimmung der voraussichtlich zu installierenden Leistung

Im Vorentwurf und im ersten Entwurf des FEP sah die beschriebene Methodik der Leistungsermittlung zunächst eine Kategorisierung der Flächen anhand der Kriterien „Geometrie“ und „Abschattung durch umgebende Windparks“ vor. Bei der Auswertung der eingegangenen Antworten zu den Konsultationsfragen zeigte sich, dass unter Berücksichtigung des technischen Fortschritts bei der Anlagentechnologie im Vergleich zu den bisherigen realisierten Windparks eine signifikante Erhöhung der Leistungsdichte angemessen erscheint. Gemäß einzelner Antworten erschwerten jedoch die starren Grenzwerte bei der Kategorisierung der Flächen eine Vergleichbarkeit der Flächen. Die individuellen Gegebenheiten sollten berücksichtigt und dem Bieter ein größerer Spielraum eingeräumt werden. Um diesen Anforderungen gerecht zu werden, wurde die bislang vorgesehene Methodik der Leistungsermittlung im Rahmen des begleitenden Auftrags überprüft und die sog. „alternative Methodik der Leistungsermittlung“ vorgeschlagen. Diese wurde im ersten Entwurf des FEP vorgestellt und im Rahmen eines Fachworkshops mit Branchenvertretern diskutiert.

Die überwiegende Anzahl der Konsultationsteilnehmenden bewerteten die Anwendung der alternativen Methodik zur Leistungsermittlung als zielführend. Dieses Bild wurde ebenfalls im Fachworkshop zur Leistungsermittlung am 6.12.2018 bestätigt. Von verschiedener Seite wurde in diesem Zusammenhang darauf hingewiesen, dass die anzulegenden Werte für die korrigierte Leistungsdichte gut zu begründen seien. Weiterhin solle die Methodik nicht allein auf den Unterschieden der Geometrie der Flächen beruhen, sondern auch andere Aspekte (z.B. unterschiedlich starke Abschattung der Flächen) berücksichtigen. Dementsprechend solle die Methodik die



unterschiedlichen Gegebenheiten in Zone 1 und 2 gegenüber der Zone 3 der AWZ der Nordsee berücksichtigen. Die meisten Konsultationsteilnehmer äußerten sich dementsprechend, dass eine Festlegung der korrigierten Leistungsdichte differenziert und Berücksichtigung der unterschiedlichen Gegebenheiten in den Gebieten bzw. Zonen erfolgen sollte. Diese Hinweise wurden bei der Überarbeitung der Methodik der Leistungsermittlung berücksichtigt und entsprechend dargelegt. Die überarbeitete Methodik der Leistungsermittlung sieht einen entsprechenden Ansatz unter Differenzierung der genannten Aspekte vor. Für die Begründung bzw. Plausibilisierung der angesetzten Leistungsdichte wurden Ertragsberechnungen für die einzelnen Flächen durchgeführt und die Ergebnisse im FEP dargestellt.

Aus den Antworten der Konsultationsteilnehmer ergibt sich eine Bandbreite von 200 bis 250 m für eine mögliche Referenzgröße des Rotordurchmessers bei Anlagen, die im Zeitraum 2026 bis 2030 in Betrieb gehen. Für die Berechnung der vrs. zu installierenden Leistung wurde daher ein Rotordurchmesser von 220 m angenommen.

In den Stellungnahmen zum zweiten Entwurf des FEP wiesen mehrere Konsultationsteilnehmende darauf hin, dass eine Reduktion der vrs. zu installierenden Leistung aufgrund einer Überschreitung des jährlichen Ausbaukorridors abzulehnen sei. Die gesetzlichen Vorgaben lassen jedoch eine Abweichung vom jährlichen Ausschreibungsvolumen von 700 bis 900 MW nicht zu. Eine Aufteilung der betreffenden Fläche, welche in verschiedenen Kalenderjahren zur Ausschreibung kommen würde, würde zu Teilflächen mit einer sehr geringen vrs. zu installierenden Leistung führen, so dass ein eigenständiger wirtschaftlicher Betrieb eines Windparks nicht zu erwarten wäre.

## 8.8 Gebiete

Seitens der Wirtschaftsverbände wurde zu den Gebietsfestlegungen vorgebracht, dass keine Eingriffe in den Bestandschutz der Cluster bzw. bestehender Projekte erfolgen dürfe. Andere Konsultationsteilnehmer, insbesondere Projektentwickler und -betreiber, äußerten sich zu konkreten Clustern und Gebieten, insbesondere Cluster 5 der Bundesfachpläne bzw. Gebiet N-5 des FEP. Es dürfe nicht in den Bestand von OWP eingegriffen werden, die bereits in Betrieb seien. Es dürfe zudem keine Entscheidung über etwa Flächenausweisungen in Gebieten (insbesondere Gebiet N-5) ohne Vorliegen noch laufender Studien getroffen werden.

Andere Konsultationsteilnehmer, wie etwa die Deutsche Umwelthilfe, begrüßen, dass Cluster 5/Gebiet N-5 aus Gründen des Vogelschutzes in Frage gestellt werde. Es werde zu Recht auf Nutzungskonflikte hingewiesen. Ein Repowering dort gelegener WEA solle auf Standorte außerhalb des Hauptkonzentrationsgebiets für Seetaucher verlagert werden.

Für den gesamten Bereich vor der Schleswig-Holsteinischen Nordseeküste liegen im Vergleich zur Ausweisung der Cluster 4 und 5 des BFO 2012 – 17 zusätzliche erhebliche Gesichtspunkte im Sinne des § 5 Abs. 3 Satz 3 WindSeeG in Bezug auf die streng geschützten Arten Stern- und Prachtttaucher vor. Die Analyse und Bewertung von kumulativen Auswirkungen der OWP ergab insbesondere, dass die Meideeffekte auf Seetaucher weitaus ausgeprägter sind (Garthe, et al., 2018), als in den Entscheidungen zu Einzelzulassungsverfahren des BSH und im Positionspapier des BMU ursprünglich angenommen wurde (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2009). Die OWP „Amrumbank West“, „Nordsee Ost“ und „Meerwind Südost“ in Gebiet N-4 und die OWP „Butendiek“, „Dan Tysk“ und „Sandbank“ im Gebiet N-5 tragen zu der ermittelten

Verdrängung von Seetauchern aus einem bis dahin präferierten Nahrungs- und Rasthabitat und der Verdichtung in einem anderen, nach Meinung der Experten möglicherweise weniger präferierten Habitat bei.

Weiterhin kann das Hauptkonzentrationsgebiet durch das festgestellte Meideverhalten den Windparks gegenüber nur noch eingeschränkt zur Nahrungssuche genutzt werden. Es hat sich gezeigt, dass Gewöhnungseffekte nicht eingetreten sind.

Die Prüfung hat auf Grundlage der Konsultationsbeiträge sowie der dem BSH zur Verfügung stehenden Daten und Informationen ergeben, dass Seetaucher populationsbiologisch betrachtet hoch empfindlich sind, dass das Hauptkonzentrationsgebiet für die Erhaltung der lokalen Population eine hohe funktionale Bedeutung hat und die nachteiligen Auswirkungen durch das Meideverhalten intensiv und dauerhaft sind.

Aufgrund der Tatsache, dass die nachteiligen kumulativen Auswirkungen auf Seetaucher intensiv und dauerhaft sind, ist es erforderlich, die Überwachungsmaßnahmen fortzusetzen und die Erheblichkeit der kumulativen Auswirkungen im Hinblick auf eine Nachnutzung nach § 8 Abs. 3 WindSeeG der Gebiete für Offshore-Windenergie auch in den nächsten Jahren zu prüfen. Es ist darüber hinaus erforderlich, neben strengen Überwachungsmaßnahmen auch Verminderungsmaßnahmen zu treffen, um eine Verwirklichung des Störungstatbestands i.S.d. § 44 Abs. 1 Nr. 2 BNatSchG mit der erforderlichen Sicherheit auszuschließen.

Bei einer Nachnutzung der Gebiete N-4 und N-5 kann zudem eine Gefährdung der Meeresumwelt im Sinne des § 5 Abs. 3 Satz 2 Nr. 2 WindSeeG nicht ausgeschlossen werden und ist zu prüfen.

Die Gebiete N-4 und N-5 werden daher im Hinblick auf eine etwaige Nachnutzung unter Prüfung gestellt.

Eine konkrete Aussage über die genehmigte Betriebsdauer der sich in Gebiet N-4 und N-5 in Betrieb befindlichen OWP-Vorhaben bzw. etwaige Maßnahmen im Rahmen des Vollzugs ist mit der Darstellung der Gebiete N-4 und N-5 unter Prüfung hinsichtlich einer etwaigen Nachnutzung nicht verbunden, sondern bleibt dem jeweiligen Verfahren vorbehalten. Entsprechendes gilt für das Vorhaben in Gebiet N-4, das unter die Regelungen des Übergangsregimes fällt. Die Behandlung dieser Thematik bleibt dem Zulassungsverfahren vorbehalten.

Wegen der Einzelheiten wird auf Kapitel 5.1.2 des FEP und Kapitel 4.6 des Umweltberichts Nordsee verwiesen.

Zudem äußerten das BMU, das BfN sowie die Deutsche Umwelthilfe Bedenken hinsichtlich der Festlegung der Gebiete N-11 und N-13, da diese Gebiete eine hohe Bedeutung sowohl für Schweinswale (Hauptkonzentrationsgebiet) als auch für See- und Rastvögel als Rast- und Nahrungshabitat wie auch als Überwinterungshabitat hätten.

Alle bisherigen Untersuchungen belegen, dass Seetaucher in großen Wassertiefen nicht als nahrungssuchende, sondern – wenn überhaupt – nur als ziehende Individuen in stets geringer Anzahl vorkommen. Die Eignung des Habitats für Seetaucher wird ausschließlich durch das Nahrungsangebot im seeseitigen Bereich hinter den Fronten und in Wassertiefen zwischen 20 und vorzugsweise maximal 30 m bestimmt. Für die Cluster 11 und 13 hat das Meideverhalten der Seetaucher aus fachlicher Sicht keine Konsequenzen, da es sich dabei um ein „Hochsee“-Habitat handelt, das für Seetaucher keine Bedeutung hat.

Die Gebiete N-11 und N-13 befinden sich außerhalb von Schwerpunkten des Vorkommens des Schweinswals in der

deutschen AWZ der Nordsee. Zudem wird darauf hingewiesen, dass beide Gebiete erst im Anschluss zu den Gebieten N-3 und N-6 bis N-10 entwickelt werden. Eine weitergehende Prüfung ist im Rahmen der Fortschreibung des FEP vorgesehen.

Darüber hinaus solle nach den Stellungnahmen des BfN und den Umweltverbänden aus naturschutzfachlichen Gründen von einem weiteren Ausbau der Offshore-Windenergie in der Ostsee abgesehen werden.

Andere Konsultationsteilnehmende fordern demgegenüber, dass weitere mögliche Potentiale in der Ostsee über die Fläche O-1.3 hinaus im nördlichen Bereich der Gebiete O-1 und O-3 berücksichtigt werden sollten.

Das Ausbaupotenzial in der Ostsee ist differenziert je nach Lage des jeweiligen Gebiets bzw. der Fläche zu beurteilen.

Hinsichtlich der festgelegten Fläche O-1.3 ist auf der Grundlage der dereit vorliegenden Erkenntnisse davon auszugehen, dass die Fläche für die Errichtung und den Betrieb von WEA geeignet ist. Zu möglichen offenen Fragen, insbesondere zum Naturschutz und Belangen der Schifffahrt, sind die Ergebnisse der Voruntersuchung und der jeweils in Auftrag gegebenen Studien bzw. Analysen zur Überprüfung der Eignung der Fläche abzuwarten.

Die Festlegung der Fläche O-1.3 ist auch vor dem Hintergrund des Kriteriums „Ausgewogene Verteilung des Ausschreibungsvolumens auf Flächen in der Nordsee und in der Ostsee“ (§ 5 Abs. 4 Satz 2 Nr. 7 WindSeeG) erforderlich.

Aufgrund der Belange Schifffahrt, Meeresumwelt und Baugrund (voraussichtliche tatsächliche Bebaubarkeit) erfolgt neben der Fläche O-1.3 keine weitere Ausweisung von Flächen in der Ostsee. Die Fläche O-2.2 steht aufgrund einer noch ausstehenden Studie bzw. Analyse zur Schifffahrt und aus naturschutzfachlichen und umweltrechtlichen

Gründen, insbesondere dem Vogelzug, für die Fortschreibung des FEP unter Prüfung.

Insgesamt ist der Bereich der unter Prüfung gestellten Fläche O-2.2 für den Vogelzug von durchschnittlicher bis überdurchschnittlicher Bedeutung. Für den Kranichzug ist eine differenzierte Betrachtung erforderlich. Im Bereich des Gebiets O-2 wurden auf dem Herbstzug 2008 insgesamt 1231 durchziehende Kraniche registriert, das entspricht etwa 3,1 % des vorpommerschen Rastbestandes oder 1,37 % der biogeographischen Population. Hier wurde die Mehrzahl dieser Vögel möglicherweise durch nordwestliche Winde von einer Flugroute Südschweden-Rügen nach Südost verdriftet. Die Fläche O-2.2 liegt in der Nähe bekannter Hauptzugrouten und ist damit vermutlich in Abhängigkeit der Windstärke und -richtung von durchschnittlicher bis überdurchschnittlicher Bedeutung für den Kranichzug. Somit sind in Bezug auf das Schutzgut Zugvögel, insbesondere unter kumulativer Betrachtung, naturschutzfachliche Konflikte auf der Fläche O-2.2 erkennbar.

Zum Ausbaupotenzial im Küstenmeer von Mecklenburg-Vorpommern wird auf Kapitel 4.8.2.8 und insbesondere Kapitel 5.4.3 des FEP verwiesen.

Auf Kapitel 5.1.2 und 5.2.2 des FEP und Kapitel 2.10.3.3 und 9.3.2 des Umweltberichts Ostsee wird verwiesen.

## 8.9 Flächen und Leistung

### Flächen N-3.5 und N-3.6

Im Zusammenhang mit der Festlegung der Flächen N-3.5 und N-3.6 wurde im ersten Entwurf die Frage aufgeworfen, ob unter der Maßgabe der Ausweisung möglichst großer zusammenhängender Flächen eine Zusammenlegung der beiden Flächen vorgenommen werden solle. Im Rahmen der Konsultation des Entwurfs des FEP sprach sich kein Konsultationsteilnehmender für eine Zusammenlegung aus. Hingegen wurde von mehreren Konsultationsteilnehmenden gefordert, dass keine Zusammenlegung erfolgen sollte, sodass das BSH diesen Forderungen nachkommt.

Soweit von einzelnen Windparkentwicklern und –betreibern zum Thema Eintrittsrecht vorgebracht wurde, wird auf Kapitel 7.4 verwiesen.

### Fläche N-3.7

In Bezug auf den Flächenzuschnitt der Fläche N-3.7 wurde bereits im Rahmen der frühen Konsultation zum Vorentwurf vorgetragen, dass die Fläche nicht im zentralen Modell zur Ausschreibung solle, da ein Zuschlag für ein bestehendes Projekt bestehe, der die gesamte Fläche umfasse.

Da das bestehende Projekt lediglich über einen Teilzuschlag verfügt und der räumliche Umriss der Fläche N-3.7 der Klärung bedurfte, haben sich die Beteiligten – unter Berücksichtigung der Konsultationsbeiträge – auf den im FEP dargestellten Flächenzuschnitt zur Vermeidung unbilliger Härten zwischen Übergangsphase und dem zentralen Modell verständigt.

Wegen der Einzelheiten wird auf Kapitel 5.2.1 und 5.8 des FEP verwiesen.

### Fläche N-6.7

Bezüglich der Festlegung der Fläche N-6.7 wurde seitens eines Konsultationsteilnehmenden in mehreren Stellungnahmen darauf hingewiesen, dass die Fläche unter

Berücksichtigung der einzuhaltenden Abstände nicht vollständig bebaubar sei und durch diese eingeschränkte Nutzbarkeit keinen eigenständigen wirtschaftlichen Betrieb erlaube.

Im Rahmen der Konsultation des FEP hat sich bereits früh herausgestellt, dass die im Vorentwurf vorgestellte Methodik der Leistungsermittlung insbesondere bei Flächen mit langgestreckten Geometrien, wie z.B. der hier genannten Fläche N-6.7 nur sehr eingeschränkt geeignet ist. Aus diesem Grund wurde die sog. alternative Methodik der Leistungsermittlung eingeführt und auf dem Erörterungstermin am 31. Januar 2019 vorgestellt. Es ist zutreffend, dass sich die nutzbare Fläche aufgrund des einzuhaltenden Abstands zu den WEA benachbarter Flächen je nach angenommenem Rotordurchmesser reduziert. Daher wurde im Entwurf des FEP sowie im Erörterungstermin dargestellt, dass die Festlegung der vrs. zu installierenden Leistung im Rahmen einer Plausibilisierung im Hinblick auf ein mögliches Windpark-Layout und die zu erwartenden Betriebsergebnisse überprüft wird. Da die Auswirkungen bzgl. der tatsächlich nutzbaren Fläche wie in dem Gutachten dargestellt insbesondere bei der Fläche N-6.7 sehr groß sind, wird die nach der alternativen Methodik berechnete Leistung von ca. 470 MW im Rahmen der Plausibilisierung auf 270 MW reduziert. Unter Berücksichtigung üblicher Abstände zwischen den Anlagen entspricht dies einer Bebauung der Fläche mit einem linienförmigen Windpark. Weiterhin wurden im Rahmen der Plausibilisierung der Leistungsermittlung die zu erwartenden Betriebsergebnisse anhand von Zeitreihen der Windgeschwindigkeit ermittelt. Die Ergebnisse lassen eine überdurchschnittliche Effizienz der Fläche N-6.7 gegenüber anderen Flächen erwarten, weshalb aus Sicht des BSH durchaus ein wirtschaftlicher Betrieb der Fläche zu erwarten ist.

In einer weiteren Stellungnahme wurde vorgetragen, die Festlegung der Fläche N-6.6 verletze private Belange der umliegenden Windparks durch die hervorgerufenen Abschattungseffekte bei einer Bebauung der Fläche.

Die Fläche N-6.6 deckt sich weitestgehend mit dem ehemaligen Projekt „Atlantis I“. Gegenüber der Darstellung im Vorentwurf des FEP wurde die vrs. zu installierende Leistung auf der Fläche von 740 MW auf 630 MW reduziert, was in etwa der durch den ursprünglichen Projektträger geplanten Leistung entspricht. Die Betreiber der umliegenden Windparks konnten demnach durchaus mit einer Bebauung des südlichen Teils von Gebiet N-6 in dem im FEP dargestellten Umfang rechnen. Eine Verletzung privater Interessen ist daher in Bezug auf diese Fläche nicht gegeben.

#### Fläche N-8.4

Eine Windparkentwicklerin hat die im Vorentwurf/Entwurf des FEP als Fläche N-8.4 bezeichnete Fläche als potenziellen Bereich für sonstige Energiegewinnungsbereiche (für Wasserstoff) vorgeschlagen.

Zum Thema Ausweisung sonstiger Energiegewinnungsbereiche wird auf Kapitel 8.1.2 verwiesen.

Die Fläche N-8.4 wird derzeit nicht ausgewiesen, da vor allem eine gebietsübergreifende Netzanbindungen aufgrund von unerwünschten Splitterplanungen vermieden werden soll. Auf Kapitel 5.2.2 wird ergänzend verwiesen.

Eine weitere Prüfung der Fläche bleibt der Fortschreibung des FEP vorbehalten.

#### Fläche N-5.4 des Vorentwurfs/Entwürfe des FEP

In Bezug auf die im Vorentwurf und den Entwürfen des FEP bezeichnete Fläche N-5.4 unter Prüfung wurde von einer Windparkentwicklerin mehrfach vorgetragen, dass diese

in den FEP aus rechtlichen und fachlichen Gründen aufzunehmen sei und voruntersucht werden solle.

In der letzten Stellungnahme der Windparkentwicklerin wurden vor allem folgende Argumente vorgebracht:

- Die Alternativenprüfung im zweiten Entwurf des FEP und dem zweiten Entwurf des Umweltberichts Nordsee erfülle die Anforderungen an eine interessengerechte Abwägung nicht, da diese allein umweltfachliche bzw. -rechtliche Aspekte benenne und nicht den Kreis der betroffenen abwägungsrelevanten Belange insgesamt umfasse. In einer gesamten planerischen Alternativenprüfung dürften die Prüfkriterien nicht dergestalt beschränkt werden; vielmehr müsse zugunsten der Fläche N-5.4 berücksichtigt werden,
- dass die Scheuchwirkung hinsichtlich des Seetauchers geringer sei, da sich die Scheuchradien von Nördlicher Grund und Sandbank überschneiden würden und eine vorrangige Ausnutzung von Flächen, auf denen (zumindest teilweise) durch andere Windparks ein Scheueffekt schon eingetreten sei, naturschutzfachlich geboten sei;
- dass die Fläche N-5.4 schneller realisierbar sei als andere Flächen und damit ein besonders wichtiger Beitrag zur — aktuell sich verzögernden, aber politisch sowie umweltfachlich dringend geforderten — zeitnahen Umsetzung der Energiewende sei;
- dass ein Vertrauenstatbestand zugunsten des genehmigten Windparks Nördlicher Grund vorliege;
- dass ein verfassungsrechtlich durch Artikel 14 Abs. 1 GG geschütztes Eintrittsrecht für die Fläche N-5.4 bestehe.



Die verfügbaren fachlichen Ergebnisse zur Seetaucher-Thematik seien als Entscheidungsgrundlage bislang nicht ausreichend. Insbesondere hätten beim Informationstermin des BSH am 18. März 2019 zum Meideverhalten der Seetaucher gegenüber OWP nicht alle Themen fachlich geklärt werden können.

Folgende fachlich-methodische Fragen seien daher weiterhin unklar:

- die Ergebnisse und Qualitätsmaße der verschiedenen berechneten Modelle des FTZ seien nicht bekannt;
- eine Validierung der Modellvorhersagen anhand der Eingangsdaten fehle; diese sei aber wesentlich um die Aussagekraft zu beurteilen;
- es sei insbesondere nicht klar, wie zuverlässig die Bestandsschätzungen für die einzelnen Jahre seien;
- der behauptete Umfang des Bestandsrückgangs 2012-2017 um mehr als 50%, der nach den Modellen nur außerhalb des Hauptkonzentrationsgebiets erfolgt sein könne, sei daher unzureichend belegt;
- der implizit behauptete kausale Zusammenhang zwischen dem (modellierten) Bestandsrückgang und der Errichtung von OWP sei zwar möglich, aber durch nichts in den Berichten erwiesen;
- Aussagen über „kumulative Störeffekte“ als Ursache von Abnahmen in  $> 10$  km Entfernung von OWP oder über „möglicherweise suboptimale Bereiche“ seien auf Basis der gegebenen Datengrundlage nicht nachweisbar. In diesem Zusammenhang weist der Stellungnehmer wiederholt auf die vom Bundesverband der Windparkbetreiber Offshore e.V. (BWO) in Auftrag gegebene Studie über die Bestandsentwicklung von Seetauchern in der Deutschen Bucht hin, die Ende Mai 2019 erste Zwischenergebnisse

präsentieren würde und somit in die Gesamtabwägung einfließen müsse.

In Bezug auf das Netzanbindungssystem NOR-5-2 („SylWin2“) trug die Windparkentwicklerin weiter im Wesentlichen vor, dass berücksichtigt werden müsse, dass das Netzanschlussystem für das Projekt Nördlicher Grund (SylWin2) mit dem Netzverknüpfungspunkt in Büttel, Schleswig-Holstein bereits genehmigt gewesen sei und damit ein fortgeschrittenes Realisierungsstadium vorweise.

Es widerspreche der althergebrachten und bewährten Praxis sowie den geltenden Planungsgrundsätzen, Projekte im Norden der Nordsee im Norden und Projekte im Süd-Westen der Nordsee im Süd-Westen anzuschließen.

Das seit über 15 Jahren bestehende unbestrittene Netzanschlusskonzept für Nördlicher Grund sei bereits genehmigt, die Trasse im Bundesfachplan Offshore – dem einen Vorgänger des FEP – schon räumlich festgelegt und aufgrund der energie-wirtschaftlichen Bedeutung von „SylWin2“ für das Erreichen des Ausbauziels für Offshore-Wind in Deutschland sei es zudem in der bisherigen Netzentwicklungsplanung sowohl im ONEP der BNetzA als auch im europäischen Zehnjahresplan (TYNDP) des Verbands der europäischen Übertragungs-netzbetreiber enthalten gewesen bzw. teils sogar schon bestätigt worden.

Zudem seien nach dem Vortrag der Windparkentwicklerin die volkswirtschaftlichen Kosten politisch höchst relevant, da es um Kosten gehe, die der Stromendnutzer getragen habe und die ansonsten verloren wären („stranded Investment“ des Staates).

Zu dem Verweis der Windparkentwicklerin auf Zwischenergebnisse einer Studie des BWO zu Seetauchern, bei welcher Ende Mai 2019 mit Zwischenergebnissen zu rechnen sei, ist seitens des BSH anzumerken, dass die

Zwischenergebnisse der Seetaucherstudie des BWO nicht, wie angekündigt, Ende Mai 2019 beim BSH eingereicht wurden. Vielmehr wurde das BSH darüber informiert, dass finale Ergebnisse Ende September 2019 zu erwarten seien. Aus diesem Grund konnten Ergebnisse aus der Seetaucherstudie im Auftrag des BWO für die Veröffentlichung des FEP bis zur gesetzlichen Frist 30.06.2019 nicht berücksichtigt werden.

Naturschutzfachliche Bewertungen und Festlegungen wurden auf Basis der vorliegenden Kenntnislage getroffen.

Die der naturschutzfachlichen Bewertung zugrundeliegenden neuen wissenschaftlichen Erkenntnisse zum Meideverhalten der Seetaucher wurden mithilfe wissenschaftlich anerkannter statistischer Verfahren ermittelt, die den aktuellen Stand der guten wissenschaftlichen Praxis national wie auch international darstellen. Die Darstellung der Ergebnisse, allgemein und insbesondere hinsichtlich der Sterntaucherbestände in der deutschen Nordsee sowie der betrachteten Teilbereiche (AWZ, Hauptkonzentrationsgebiet, Vogelschutzgebiet) erfolgte, gemäß wissenschaftlichem Standard, unter Anzeige von Schwankungsbereichen. Weiterhin besteht die umfangreiche Datengrundlage der Studie des FTZ in der Mehrheit aus Daten des Monitorings der Offshore-Windparks in der deutschen AWZ der Nordsee. Die aus der Studie hervorgegangenen Erkenntnisse zu Ausmaß und Intensität des Meideverhaltens von Seetauchern gegenüber Offshore-Windparks ergeben sich, wie in Kapitel 4.6.1 des Umweltberichts Nordsee dargelegt, ebenfalls aus den Berichten zum betriebsbegleitenden Monitoring der Offshore-Windparks. Die o.g. fachlich-methodischen Fragen des Stellungnehmers sind daher aus den genannten Gründen fachlich nicht nachvollziehbar.

Die Ausführungen der Windparkentwicklerin zu der geringeren Scheuchwirkung eines

Vorhabens auf der Fläche N-5.4, da sich die Scheuchradien von Nördlicher Grund und Sandbank überschneiden würden und eine vorrangige Ausnutzung von Flächen, auf denen (zumindest teilweise) durch andere Windparks ein Scheueffekt schon eingetreten sei, beziehen sich auf eine vorangegangene Stellungnahme vom 12. April 2019. In dieser Stellungnahme wurden verschiedene Layout-Optionen für ein Vorhaben Nördlicher Grund hinsichtlich eines zusätzlichen Flächenverlusts im Hauptkonzentrationsgebiet vorgestellt. Für alle Optionen ergab sich dabei ein zusätzlicher Flächenverlust im Hauptkonzentrationsgebiet von mindestens 100 km<sup>2</sup>.

Hinsichtlich der Betrachtung der Auswirkungen von Einzelvorhaben führt das BfN in seiner Stellungnahme vom 13. Mai 2019 folgendes aus:

In Anbetracht des § 44 Abs. 1 Nr. 2 BNatSchG verbiete sich bei der Behandlung der Seetaucher-Problematik die isolierte Betrachtung eines störenden Ereignisses. Gellermann (2011, S. 123) führe dazu aus: Da sich der Erhaltungszustand anhand der Gesamtheit der Einwirkungen bemisst, die sich in einer längerfristigen Perspektive auf die Größe und Verteilung der lokalen Population auswirken, muss gerade in Fällen der Betroffenheit von gefährdeten Arten (hier Seetaucher) damit gerechnet werden, dass ein störendes Einzelereignis im Zusammenhang mit anderen die lokale Population betreffenden Belastungsfaktoren „das Faß zum Überlaufen bringt“ (Gellermann, Stoll, & Czybulka, 2011). Gellermann (2011, S. 123) weist in diesem Zusammenhang explizit darauf hin, dass „der durch die Errichtung eines OWP hervorgerufene vergrämungsbedingte Habitatverlust überwinternder Seetaucher für sich betrachtet unbedeutend sein könnte, während dieser in Zusammenwirken mit weiteren Störfaktoren durchaus populationsrelevante Wirkungen entfalten und die Schwelle der

Erheblichkeit überschreiten kann“ (Gellermann, Stoll, & Czybulka, 2011)

Das Hauptkonzentrationsgebiet der Seetaucher im Frühjahr (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2009) stellt die naturräumliche und funktionale Einheit der lokalen Population der Seetaucher in der deutschen AWZ der Nordsee dar.

In der Begründung der Novelle des BNatSchG 2007 wird der Begriff der lokalen Population, wie folgt definiert: „Eine lokale Population umfasst diejenigen (Teil-) Habitats und Aktivitätsbereiche der Individuen einer Art, die in einem für die Lebens(-raum) Ansprüche der Art ausreichenden räumlich-funktionalen Zusammenhang stehen“. Nach dieser Definition ist der Begriff der lokalen Population mit einer Funktion verknüpft.

Das BfN führt in seiner Stellungnahme vom 13.05.2019 aus, dass dem Hauptkonzentrationsgebiet allein wegen des hohen zahlenmäßigen Anteils am Bestand in der deutschen Nordsee eine besondere Bedeutung zukomme und daraus gleichzeitig die hohe funktionale Bedeutung des Hauptkonzentrationsgebiets als Nahrungshabitat deutlich werden würde. Die Vorhersehbarkeit und Verfügbarkeit der Nahrungsressourcen an den in diesem Bereich der Deutschen Bucht auftretenden hydrographischen Fronten sei ursächlich für die Konzentration der Seetaucher im Hauptkonzentrationsgebiet (Skov & Prins, 2001). Bei Verlagerung der nahrungsreichen hydrographischen Fronten in Gebiete, die auf Grund von z.B. anlagenbedingten Scheuchwirkungen von Seetauchern gemieden würden, könnten die Tiere ihrer Nahrung nicht folgen.

Das BfN führt weiter aus, dass besondere Bedeutung dem Hauptkonzentrationsgebiet darüber hinaus zukomme, als dass dort die Aggregation der Tiere unmittelbar vor ihrem Heimzug in die arktischen und borealen

Brutgebiete Eurasiens stattfinde. Vor dem Heimzug fräßen sich die Seetaucher in ihren Frühjahresrasthabitats Fettreserven an, die nicht nur für den Heimzug, sondern insbesondere auch für den Reproduktionserfolg in der anschließenden Brutperiode essentiell seien. Dabei gelte grundsätzlich, dass der Bruterfolg geringer ausfalle, wenn Tiere im Frühjahr in schlechter körperlicher Kondition seien (Dierschke & Garthe, 2006).

Das BfN kommt nach eingehender Prüfung in seiner Stellungnahme vom 13. Mai 2019 zu dem Ergebnis, dass zur Reduzierung der Beeinträchtigung auf das 2009 als verträglich eingeschätzte Maß an Beeinträchtigungen neben dem Verzicht auf die Nachnutzung des Windparks „Butendiek“ auch der Verzicht auf weitere OWP im Hauptkonzentrationsgebiet erforderlich sei.

Das BSH schließt sich der Argumentation des BfN an. Eine Erweiterung des Gebiets N-5 zur Nutzung von Offshore-Windenergie über die zum Zeitpunkt dieser Prüfung in Betrieb befindlichen OWP „Butendiek“, „Dan Tysk“ und „Sandbank“ hinaus sowie konkret bezogen auf die in den (Vor-)Entwürfen des FEP in Prüfung dargestellte Fläche N-5.4 ist nach aktuellem Kenntnisstand artenschutzrechtlich mit dem Verbotstatbestand des § 44 Abs. 1 Nr. 2 BNatSchG nicht vereinbar. Der Ausschluss der Fläche N-5.4 begründet sich mit dem Maß der bereits festgestellten kumulativen nachteiligen Auswirkungen der OWP aus dem Bereich des Hauptkonzentrationsgebietes der Seetaucher in der deutschen AWZ der Nordsee. Der festgestellte Verlust von 19% des für die Erhaltung der lokalen Seetaucherpopulation wertvollen Nahrungs- und Rasthabitats innerhalb des Hauptkonzentrationsgebiets in Verbindung mit der ermittelten statistisch signifikanten Abnahme der Abundanz der Seetaucher verbietet, aus Gründen der Sicherstellung des Artenschutzes für die Artengruppe der Seetaucher, eine etwaige Vergrößerung der

Eingriffsfläche. Dem Vorsorgeprinzip entsprechend § 3 UVPG folgend und um eine erhebliche Störung nach § 44 Abs. 1 Nr. 2 BNatSchG mit der erforderlichen Sicherheit auszuschließen, sind weitere kumulative Effekte durch die Errichtung weiterer Offshore-WEA im Gebiet N-5 zu unterlassen.

Aufgrund der nicht auszuschließenden erheblichen kumulativen Effekte auf den Seetaucherbestand durch eine Realisierung weiterer Windparkvorhaben im Hauptkonzentrationsgebiet liegt bereits – unabhängig von der Frage der artenschutzrechtlichen Zulässigkeit – eine Gefährdung der Meeresumwelt i.S.v. § 5 Abs. 3 S. 2 Nr. 2 WindSeeG vor. Dies liegt u.a. auch darin begründet, dass das Hauptkonzentrationsgebiet ein wichtiger funktionaler Bestandteil der Meeresumwelt im Hinblick auf See- und Rastvögel ist. Aus diesem Grund ist eine Ausweisung der Fläche N-5.4 unzulässig.

Da der in § 5 Abs. 3 Satz 3 Nr. 2 WindSeeG genannte Unzulässigkeitsgrund „Gefährdung der Meeresumwelt“ erfüllt ist, ist eine Festlegung – wie in Kapitel 7 des FEP dargestellt – in jedem Fall unzulässig. Das bedeutet, dass der Belang „Gefährdung der Meeresumwelt“ nach dem Wortlaut und der Gesetzesbegründung abwägungsfest ist und damit eine Abwägung mit anderen Belangen nicht stattfindet.

Selbst wenn unterstellt würde, dass auch private Belange in die Abwägung einzustellen seien, dann ist zum Thema Eintrittsrecht festzuhalten, dass bislang nicht sämtliche in § 40 WindSeeG genannten Voraussetzungen für den Erwerb eines Eintrittsrechts erfüllt wurden. Lediglich die Wirksamkeit der Verzichtserklärung wurde durch das BSH erklärt.

Zudem handelt es sich – unabhängig von der Frage, ob es sich bei einem Eintrittsrecht überhaupt um ein eigentumsähnliches Recht handeln kann – bei dem Eintrittsrecht nicht um

einen Ausgleich für den Verlust der Genehmigung. Es wird nach dem eindeutigen Wortlaut des § 39 Abs. 1 WindSeeG und der amtlichen Begründung vielmehr für die freiwillige Überlassung der im Genehmigungsverfahren generierten Daten gewährt.

Hierbei kann der Inhaber eines bestehenden Projektes selbst entscheiden, ob er dem BSH die Daten zur Verfügung stellen will und dafür die Chance erhält, in einen Zuschlag einzutreten, soweit es zu einer Ausschreibung der Fläche kommt. Die Möglichkeit des Eintritts in einen Zuschlag ist nach der Systematik des Gesetzes dadurch bedingt, dass die Fläche auch tatsächlich ausgeschrieben wird, dass sie also die Kriterien für eine Aufnahme in den FEP erfüllt und ihre Eignung im Rahmen der Voruntersuchung festgestellt wird. Diese Schritte werden durch die Gewährung des Eintrittsrechts nicht vorweggenommen, insbesondere ist das BSH nicht auf die Heranziehung der überlassenen (ggf. teilweise veralteten) Daten beschränkt, sondern im Rahmen der jeweils durchzuführenden SUP im Rahmen der Eignungsfeststellung sogar verpflichtet, aktuellere Daten und Erkenntnisse zu berücksichtigen.

Im Übrigen stellt das Eintrittsrecht auch schon deshalb keinen Ausgleich des Genehmigungsverlustes dar, weil die Genehmigung – wie oben ausgeführt – nicht bereits kraft Gesetzes entfallen ist. Vielmehr ist die Genehmigung mangels fristgemäßer Aufnahme von Bauarbeiten für die Installation der Anlagen gemäß Nebenbestimmung Nr. 23 der Genehmigung mit Ablauf des 15. Juli 2018 ohne weiteres Zutun des BSH oder des Gesetzes erloschen.

Zusätzlich ist ein Nutzungskonflikt nach § 5 Abs. 4 Satz 2 Nr. 4 WindSeeG zwischen der Nutzung Offshore-Windenergie und naturschutzfachlichen und umweltrechtlichen Belangen erkennbar geworden, was zu dem Schluss führt, dass andere Flächen in Gebiet 9



im direkten Vergleich besser für den Ausbau der Offshore-Windenergie geeignet sind, da auf Grundlage der derzeit vorliegenden Erkenntnisse in Gebiet 9 keine Nutzungskonflikte bestehen.

Wenn die Windparkentwicklerin vorträgt, es handele sich bei dem ehemaligen Projekt „Nördlicher Grund“ um ein besonders volkswirtschaftliches Vorhaben, das schnell realisiert werden könne, so ist dies nicht überzeugend. Die besondere volkswirtschaftliche Bedeutung im Sinne positiver Effekte auf die Stromversorgung oder den Stromkunden werden nicht dargelegt.

Die Windparkentwicklerin trägt in ihrer Stellungnahme vor, eine fehlende Abwägung in Bezug auf die Eignung der Fläche für eine kosteneffiziente Stromerzeugung sei ermessensfehlerhaft.

Dem ist jedoch entgegen zu halten, dass aus Sicht des BSH allgemein bei der Festlegung der Flächen und der voraussichtlich zu installierenden Leistung die volkswirtschaftlichen Kosten durch eine Anwendung der gesetzlichen Kriterien des § 5 Abs. 4 Nr. 1 bis 7 WindSeeG unmittelbar bzw. mittelbar berücksichtigt werden. Kriterium 1 und 2 stellen insbesondere auf die effiziente Nutzung von bestehenden Netzanbindungen bzw. die effiziente Planung, Errichtung und Nutzung neuer Netzanbindungen ab.

Zum anderen ist in Abschnitt 4.7 des FEP detailliert dargestellt, dass die Ermittlung der voraussichtlich zu installierenden Leistung unter Abwägung der Ziele der Kosteneffizienz und Flächensparsamkeit erfolgt. Zudem erfolgt eine Plausibilisierung der Festlegungen auf Grundlage einer Modellierung der Betriebsergebnisse.

Für die angesprochene Fläche N-5.4 gilt: Insbesondere aufgrund des Kriteriums Nutzungskonflikte ist davon auszugehen, dass selbst nach einer unterstellten positiven

Eignungsfeststellung, die zweifelhaft erscheint, anschließend im Planfeststellungsverfahren umfangreiche und langwierige naturschutzfachliche und naturschutzrechtliche Prüfungen stattfinden müssten, die eine Zulassungsentscheidung als eher unwahrscheinlich oder zumindest als mit einem hohen rechtlichen Risiko behaftet erscheinen lassen. Auch dies spricht gegen die Annahme einer kosteneffizienten Stromerzeugung und somit gegen eine Aufnahme von N-5.4 in den FEP. Angesichts des Umsetzungsrisikos auf dieser Fläche wäre es außerdem nicht akzeptabel, dass Voruntersuchungen vom Staat in Auftrag gegeben und bezahlt werden, wenn damit gerechnet werden muss, dass die Ausgaben später – mangels einer Ausschreibung der Fläche – nicht wieder eingebracht werden können.

Aus diesem Grund hat der Gesetzgeber das Kriterium Nutzungskonflikte eingeführt. Es sollen vorrangig solche Flächen zur Ausschreibung kommen, bei denen möglichst wenige Nutzungskonflikte vorliegen.

Dies gilt auch für eine etwaige Realisierung des Netzanbindungssystems NOR-5-2 (SylWin2).

Dementsprechend wird eine Flächenausweisung in Gebiet N-9 zur Erreichung des Ausbaupfads erforderlich. Diese ist zulässig, da das Gebiet N-9 aus den vorstehend genannten Gründen für eine Flächenausweisung geeigneter ist als das Gebiet N-5.

Wegen der Einzelheiten wird auf Kapitel 5.2.2 und 8.1.2 des FEP und 9.3.2 des Umweltberichts Nordsee verwiesen.

Für den Fall, dass sich zukünftig andere naturschutzfachliche Erkenntnisse ergeben sollten, wäre eine Neubewertung angezeigt.

Zum Netzanbindungssystem „SylWin2“ ist anzumerken, dass für den Bereich der AWZ keine Zulassung für ein HGÜ-Netzanbindungssystem mit einer Konverterplattform besteht. Zudem vermittelten bzw. vermitteln



weder die (ausschließlich) räumlichen Festlegungen des BFO noch der O-NEP einen Anspruch auf Umsetzung dieses Netzanbindungssystems. Und selbst wenn dies der Fall wäre, ist anzumerken, dass die BNetzA das Netzanbindungssystem im O-NEP 2014 gerade nicht bestätigte bzw. die Bestätigung des letzten O-NEP 17 – 2030 unter einem Vorbehalt – u.a. der Festlegungen des späteren FEP – stand.

Darüber hinaus bestehen – wie im Umweltbericht Nordsee ausgeführt – bei einer etwaigen Trassenführung vom Cluster 5 des BFO Richtung Büttel durch das Naturschutzgebiet „Sylter Außenriff – Östliche Deutsche Bucht“ – auch unabhängig von der Problematik um die Fläche N-5.4 – naturschutzfachliche und umweltrechtliche Bedenken. Die kürzeste Trassenführung zum Grenzkorridor IV würde in der AWZ auf einer Strecke von 157 km und damit nahezu vollständig, durch das Naturschutzgebiet „Sylter Außenriff – Östliche Deutsche Bucht“ verlaufen. Zudem verlief die Trasse stellenweise innerhalb bzw. in unmittelbarer Nähe zu bekannten § 30-Biotopvorkommen (vgl. Kapitel 9.3.2 und 9.3.3 des Umweltbericht Nordsee).

## 8.10 Festlegungen im Küstenmeer

Zu möglichen Festlegungen im Küstenmeer sind einige Konsultationsbeiträge eingegangen.

Es wurde einerseits von Windparkentwicklern und –betreibern sowie seitens der ÜNB vorgetragen, dass weitere Flächen im Küstenmeer M-V ausgewiesen werden sollten (etwa in Gebiet O-6).

Andere, wie etwa das BfN und die Naturschutzverbände, äußerten Bedenken in Bezug auf einen weiteren Ausbau der Offshore-Windenergie in der Ostsee.

Im Rahmen des ersten Entwurfs des FEP wurde konkret die Konsultationsfrage aufgeworfen, ob die Festlegung der Fläche O-7.1 mit einer verhältnismäßig geringen Leistung vrs. einen wirtschaftlichen Betrieb erlaube und damit im FEP festgelegt werden solle. Aus den Stellungnahmen und Äußerungen ergab sich kein eindeutiges Bild – so schätzten einige Konsultationsteilnehmer den Betrieb aufgrund der Küstennähe als vrs. wirtschaftlich ein, während andere aufgrund der geringen Leistung der Fläche keinen wirtschaftlichen Betrieb erwarteten.

### Gebiete und Flächen

Nach Abstimmung, insbesondere mit dem Land M-V, werden auf der Grundlage einer Verwaltungsvereinbarung zwischen dem BSH und dem Land M-V insgesamt zwei Gebiete (Gebiet O-4 und O-6) für die Errichtung und den Betrieb von WEA festgelegt.

Die LEP M-V 2016 festgelegten marinen Vorranggebiete werden übernommen.

Eine Flächenausweisung erfolgt unter Berücksichtigung aller relevanten Belange unter den gegebenen Rahmenbedingungen derzeit nicht. Grund ist, dass sich in Gebiet O-4 ein Bestandsvorhaben (Arcadis Ost 1) befindet, das im Rahmen der Übergangsphase vrs. bis Ende 2025 umgesetzt wird. Damit steht die

Fläche für das zentrale Modell und den FEP derzeit nicht zur Verfügung.

In Gebiet O-6 befindet sich ein mit Bescheid vom 15. Mai 2019 nach Bundesimmissionschutzrecht genehmigtes Windparkvorhaben. Zwar konnte das Vorhaben mangels Vorliegen der gesetzlichen Voraussetzungen nicht an der Übergangsausschreibung teilnehmen, gleichzeitig konnte das Verfahren aufgrund fehlender Rechtsgrundlage (anders als bei vergleichbaren Verfahren in der AWZ) nicht beendet werden. Damit ist das Gebiet O-6 nicht frei von Rechten Dritter, so dass innerhalb dieses Gebiets derzeit keine Fläche in den FEP aufgenommen werden kann.

#### Testfeld für Pilotwindenergieanlagen

Nach dem mit Wirkung zum 17. Mai 2019 in Kraft getretenen § 5 Abs. 2 Satz 1 WindSeeG (nF) kann der FEP küstennah außerhalb von Gebieten Testfelder für insgesamt 40 km<sup>2</sup>, die Kalenderjahre für die Inbetriebnahme der Piloten sowie der Testfeldnetzanbindung einschließlich der Netzkapazität festlegen.

Unter Berücksichtigung aller relevanten Belange und insbesondere nach Abstimmung mit Land M-V weist der FEP derzeit (den westlichen Teil) des ehemaligen Gebiets O-7 (nördlich von Warnemünde) als Testfeld und eine Testfeldnetzanbindung mit einer Kapazität von 300 MW für das Inbetriebnahmejahr 2024 aus.

Um den derzeit verbindlichen Festlegungen des LEP M-V zu entsprechen, wird der östliche Teil zunächst als Gebiet ausgewiesen. Die konkretere Ausgestaltung bzw. die Bestimmung des räumlichen Umrisses des Testfeldes bleibt einem gesonderten raumordnerischen Verfahren des Landes M-V bzw. dem Fortschreibungsverfahren des FEP vorbehalten. Ob und ggf. wann eine Fläche ausgewiesen wird, ist ebenfalls in einem gesonderten raumordnerischen Verfahren des Landes M-V bzw. im Fortschreibungsverfahren des FEP zu prüfen.

Wegen der Einzelheiten wird auf Kapitel 5.4 des FEP ergänzend hingewiesen.

Die Industrie- und Handelskammer zu Rostock erklärte unter Verweis auf die entsprechenden Regelungen im LEP M-V 2016, dass die Sichtbarkeit von technischen Anlagen im Küstenmeer von den touristischen Zentren aus ein wichtiges Kriterium der Abwägung gewesen sei. Dies müsse auch für die Anlagen gelten, die im Windenergieanlagen-Testgebiet installiert würden.

Wie die IHK selbst ausführt, sind die Festlegungen des LEP M-V 2016 im Rahmen eines formellen Verfahrens erfolgt, das zwei große Beteiligungsverfahren der öffentlichen Stellen und der Öffentlichkeit beinhaltete. Die vorgetragenen Hinweise und Anmerkungen sind umfassend in die Abwägung eingestellt worden. Bezogen auf die marine Gebietskulisse für Windenergieanlagen fanden auch Belange der Sichtbarkeit der Anlagen von Land aus Eingang in die Abwägung und letztlich in die Kriterien zur Festlegung der Gebietskulisse. Konflikte zwischen unterschiedlichen Nutzungsinteressen zu einem Ausgleich zu bringen gehört zum Wesen der Aufgaben der Raumordnung. Dies ist mit dem LEP<sup>29</sup> erfolgt.

Ergänzend wird darauf hingewiesen, dass die von der IHK angesprochene Zielfestlegung 8.1(9) des LEP, die eine Beschränkung der Höhe baulicher Anlagen auf ein raumverträgliches Maß vorsieht, keine Windenergieanlagen (auch nicht solche zu Testzwecken) adressiert, sondern sich ausdrücklich nur auf „weitere innovative Formen der marinen Energiegewinnung“ bezieht. Nur für letztere gilt die Zielfestlegung,

---

<sup>29</sup> Siehe hierzu auch: [http://www.raumordnung-mv.de/pages/abgeschlossene\\_raumentwicklungsprogramm.html](http://www.raumordnung-mv.de/pages/abgeschlossene_raumentwicklungsprogramm.html)

wie auch die Begründung auf S. 98 des LEP näher ausführt.

Das LEP mit seinen Festlegungen ist durch Landesverordnung zur Wirksamkeit gebracht. Gemäß § 7 Abs. 4 Satz des Landesplanungsgesetzes Mecklenburg-Vorpommern wird das LEP von der Landesregierung im Benehmen mit dem Landesplanungsbeirat festgestellt, dem auch eine Vertretung der Industrie- und Handelskammern angehört. Die darin enthaltenen Festlegungen sind rechtswirksam und können nur über ein LEP-Änderungsverfahren oder im Einzelfall durch ein Zielabweichungsverfahren eine Veränderung oder Abweichung erfahren.

Die rechtswirksame marine Gebietskulisse für Windenergieanlagen des LEP (LEP-Kulisse) wurde im zweiten Entwurf des FEP aufgegriffen. Der FEP kann keine Veränderung an der LEP-Kulisse vornehmen

Zur Frage der Vereinbarkeit der LEP-Kulisse mit dem Schiffsverkehr wurde eine Kollisionsrisikoanalyse durchgeführt, die im Ergebnis auch zu Veränderungen an den beiden Vorranggebieten vor Warnemünde geführt hat. Diese Analyse ist in Abstimmung mit der Wasserstraßen- und Schifffahrtsverwaltung des Bundes erstellt worden.<sup>30</sup>

Das BAIUDBw forderte, im Rahmen der Abstimmung einer Verwaltungsvereinbarung zwischen BSH und M-V zu möglichen Festlegungen in Küstenmeer beteiligt zu werden.

Die im LEP nach Durchführung eines mehrstufigen umfassenden Beteiligungsverfahrens festgelegte Gebietskulisse von marinen Vorrang- und Vorbehaltsgebieten für

Windenergieanlagen innerhalb des Küstenmeeres Mecklenburg-Vorpommerns wurde 1:1 in den zweiten Entwurf des Flächenentwicklungsplans übernommen. Daher entstehen im Hinblick auf die Belange des BAIUDBw keine neuen Sachverhalte, die es zu berücksichtigen gälte.

Im Rahmen seiner Stellungnahmen im Beteiligungsverfahren zum LEP hat das BAIUDBw erklärt, dass es mit dem in das LEP aufgenommenen Programmsatz 8 (3), wonach die Nutzung der im Küstenmeer bestehenden militärischen Gebiete zu Übungszwecken zu gewährleisten ist und raumbedeutsame Planungen, Maßnahmen und Vorhaben in diesen Gebieten auszuschließen sind, soweit diese mit den Belangen des Militärs nicht vereinbar sind, die Belange der vom LEP direkt betroffenen militärischen Nutzer der Offshore-Übungsgebiete als gewahrt ansieht.

---

<sup>30</sup><https://www.regierung-mv.de/Landesregierung/em/Raumordnung/Landesraumentwicklungsprogramm/FAQ>

### 8.11 Zeitliche Reihenfolge und Kalenderjahr der Flächen und Anbindungsleitungen

Die Äußerungen zur zeitlichen Reihenfolge und dem Kalenderjahr der Inbetriebnahme für WEA auf See und Netzanbindungen werden im Folgenden gemeinsam zusammenfassend abgewogen. Maßgeblich für die Festlegung der zeitlichen Reihenfolge der auszuschreibenden Flächen ist die Anwendung der Kriterien nach Kapitel 4.8. Die Priorisierung der Kriterien wurde bereits im Vorentwurf des FEP dargestellt. Demnach stellen die Kriterien 1 und 2, die sich jeweils auf die Verfügbarkeit von Netzanbindungskapazität beziehen, eine besondere Voraussetzung dar. Nach Kriterium 1 sind etwa Leerstände auf bestehenden Offshore-Anbindungsleitungen zunächst aufzufüllen, was insbesondere für die Festlegungen im ersten Ausschreibungsjahr 2021 in Gebiet N-3 zur Anwendung kam. Zur grundsätzlichen Vorgehensweise bei der Ordnung und Anwendung der Kriterien gab es in den Konsultationsrunden zum FEP keine grundsätzlichen Einwände. Zur Anwendung von Kriterium 2, der geordneten und effizienten Planung, Errichtung, Inbetriebnahme, Nutzung und Auslastung der Offshore-Anbindungsleitungen mit Inbetriebnahme ab 2026 ist die Kenntnis von Randbedingungen für die einzelnen Offshore-Anbindungsleitungen erforderlich. Insbesondere auf Anregungen im Rahmen des Anhörungstermins erfolgte eine Darstellung dieser Randbedingungen bzw. Voraussetzungen, die zu großen Teilen auf Darstellungen im NEP bzw. Hinweisen der ÜNB beruhen, mit dem Entwurf des FEP in Kapitel 5.5.2. So wurden beispielsweise allgemeine und voraussichtliche spezifische Realisierungszeiten für die Offshore-Anbindungsleitungen auf Grundlage der Hinweise der ÜNB dargestellt.

Zum zweiten Entwurf des FEP wurde in einigen Stellungnahmen auf die Herausforderung

hingewiesen, in nur einem Kalenderjahr WEA verschiedener Vorhabenträger an eine Konverterplattform – in Zukunft mit einer Leistung von 2.000 MW – anzuschließen. Die logistische Herausforderung hierbei wird durchaus erkannt. Gleichwohl wäre die Alternative hierzu die Aufteilung der an einer Konverterplattform anzuschließenden Flächen auf mehrere Inbetriebnahmejahre mit entsprechenden Rückwirkungen auf die Ausschreibungsjahre sowie die jährlichen Ausbaukorridore. Inwiefern dies zielführend ist, wäre zu prüfen. Sofern sich die Erkenntnisse auf ein entsprechendes Erfordernis insbesondere bei Konverterplattformen mit einer Leistung von 2.000 MW verdichten, würde dies ggf. im Rahmen einer Fortschreibung des FEP erneut aufgegriffen.

In diesem Kontext wurde ebenfalls gefordert, dass der Vorhabenträger durch den verantwortlichen ÜNB in die Lage versetzt werden müsse, seinen jeweiligen Netzanschluss rechtzeitig zur geplanten Inbetriebnahme zu realisieren. Dies wurde mit entsprechenden Hinweisen zum Anbindungskonzept in 4.2.1 und 4.2.2 festgelegt.

## 8.12 Räumliche Festlegungen der Seekabelsysteme und Plattformen

Die Festlegung des Anbindungssystems NOR-7-2 nach Büttel wurde in den eingegangenen Stellungnahmen sowohl begrüßt als auch abgelehnt. Zum Teil wurde eine volkswirtschaftliche Prüfung der Anbindung im Verhältnis zur möglichen Anbindung „SylWin2“ gefordert. Seitens des Landes Schleswig-Holstein wurde darauf hingewiesen, dass der LEP bisher nur den Grenzkorridor N-IV ausweist und die Trassen windparkspezifisch festgelegt habe. Ein neues Genehmigungsverfahren innerhalb der geplanten Zeit wird vom Land als kritisch angesehen. Hinsichtlich der möglichen Küstenmeertrasse weist zudem das BfN darauf hin, dass eine Trassenführung ohne Rückführung im Bereich des Grenzkorridors N-IV in die AWZ zu bevorzugen wäre. Die ÜNB haben trotz der bekannten Aussage des Landes weiterhin angegeben, dass für 2027 nur Büttel als möglicher Netzverknüpfungspunkt zu Verfügung stünde und sehen in den eigenen Plänen ebenfalls NOR-7.2 für die Anbindung an Büttel vor.

Bezüglich der Ausführungen der Notwendigkeit von NOR-7-2 wird auf die Ausführungen unter 5.2, 5.3, 5.5 und 8.9 des FEP und Kapitel 9 des Umweltberichts Nordsee verwiesen. Eine Festlegung von Trassenverläufen im Küstenmeer erfolgt nicht. Der FEP trifft in der Nordsee lediglich Festlegungen in der AWZ. Im Übrigen liegen die Planungs- und Zulassungsverfahren für Trassen im Küstenmeer im Zuständigkeitsbereich des jeweiligen Küstenbundeslandes.

Im Rahmen der Aufstellung des FEP wurde auf Wunsch der ÜNB die Umbenennung des Grenzkorridors IV des BFO-N 2016/2017 in Grenzkorridor N-V rückgängig gemacht. Ziel war es, Inkonsistenzen zwischen den diversen Plänen zu minimieren. Dies führt allerdings aufgrund der zeitlichen Anordnung der diversen

Pläne im Moment dazu, dass die Grenzkorridore im zweiten Entwurf des NEP anders benannt sind als im FEP, worauf das Land Schleswig-Holstein explizit hinweist. Es ist davon auszugehen, dass sich diese Inkonsistenz mit der Bestätigung des NEP beheben lässt.

Das Land Niedersachsen begrüßt ausdrücklich die bestmögliche Ausnutzung der Grenzkorridore und weist darauf hin, dass die Trassenkorridore im Küstenmeer stark begrenzt seien und hohe Raumwiderstände bei der Suche nach neuen Trassen zu erwarten seien.

Seitens der GDWS bestehen grundsätzliche Bedenken gegen den Grenzkorridor N-III. Die Nutzung dieses Grenzkorridors ist jedoch zwingend erforderlich. Zum einen wurde dieser Korridor in einem Raumordnungsverfahren für grenzüberschreitende Seekabelsysteme in die Jademündung festgelegt. Zum anderen ist davon auszugehen, dass bei einer Erhöhung des Offshore-Deckels bzw. bei einer weiteren Entwicklung der Offshore-Windenergie dieser Grenzkorridor erforderlich sein wird. Die Breite in der AWZ wird bestimmt durch die Anzahl der möglichen Systeme, die im Küstenmeer von diesem Grenzkorridor an Land erfolgen können. Entsprechenden Studien hierzu laufen.

Zudem wurde gefordert, die Grenzkorridore für alle Leitungen zu öffnen. Dies ist jedoch im FEP nicht möglich, da der FEP nur Vorgaben für Stromführende Leitungen treffen darf.

Darüber hinaus wurde von den ÜNB darum gebeten, zu prüfen, in wie weit eine Festlegung des Systems NOR-6-3 mit 66 kV statt mit 220 kV möglich wäre. Diesbezüglich wird auf Kapitel 5.7 und 8.3.1 verwiesen.

Hinsichtlich des möglichen Flächenzuschnitts der Fläche N-3.7 sowie der möglichen Anbindung dieser Fläche sowie der im Übergangssystem bezuschlagten OWP „Gode Wind III“ und „Gode Wind 04“ wurden im Rahmen der Aufstellung des FEP verschiedene



Zuschnitte und Möglichkeiten der Anbindung vorgeschlagen. Gegen die im zweiten Entwurf konsultierten Darstellungen wurden keine Bedenken vorgetragen.

Bezüglich möglicher Verbindungen untereinander wurde bzgl. eines Anbindungssystems, welches vor 2025 errichtet werden soll, die Frage gestellt, in wie weit die im FEP vorgesehenen Verbindungen untereinander, die zu Plattformen unterschiedlichen Typs führen, beide technisch möglich seien. Bzgl. der Verbindungen untereinander wird auf Kapitel 5.11 und 8.4.3 verwiesen.

Auch bezüglich möglicher grenzüberschreitende Seekabelsysteme wurden verschiedene Anliegen vorgetragen. Ein Projekt in der Nordsee bittet um Aufnahme eines anderen Trassenverlaufs für ihr Projekt. Da seitens der GDWS keine Einwände gegen eine Verlegung am Rand bzw. im Vorbehaltsgebiet Schifffahrt bestehen, wurde die eingereichte Trasse mit einigen Anpassungen übernommen.

In der Ostsee bestehen Bedenken insbesondere bezüglich des möglichen grenzüberschreitenden Seekabelsystems „Hansa Power Bridge“, welches von Grenzkorridor O-III zu Grenzkorridor O-IX führt. Zum einen wurde gefordert, die Leistung des geplanten Systems auf 1.400 MW zu erhöhen und somit nur ein System statt der geplanten zwei Systeme zu verlegen. Der FEP gibt jedoch keine Leistungen für grenzüberschreitende Seekabelsysteme vor. Diese ergeben sich aus dem europäischen energiewirtschaftlichen Bedarf; im aktuellen TYNDP werden weiterhin zwei Systeme zwischen Deutschland und Schweden benannt.

Zudem bestehen hinsichtlich der Trassenführung widersprechende Forderungen. Von Seiten des benachbarten Windparkbetreibers wird vorgebracht, dass eine nachträgliche Reduzierung von Abständen zu Risiken beim Betrieb des Windparks führen könne, welche durch den Betreiber des Kabels zu tragen sein.

Andererseits bittet das BAIUDBw darum, dass sich bereits mit dem Windpark überschneidende U-Boot-Tauchgebiet nicht weiter einzuschränken und die geplanten grenzüberschreitenden Seekabelsysteme soweit wie möglich an den Windpark heranzuführen.

Da der Betreiber des Windparks im Rahmen seiner Stellungnahme die Reduzierung der Abstände grundsätzlich fordert und nur in diesem Einzelfall ablehnt, wird der Bitte des BAIUDBw gefolgt. Auf die Ausführungen in Kapitel 5.10 und 7.1.4 wird verwiesen.

### 8.13 Pilotwindenergieanlagen

Das Kapitel 6 war bereits im Vorentwurf des FEP enthalten. Unter Abschnitt 6.1 werden verfügbare Netzanbindungskapazitäten für die Errichtung von Pilotwindenergieanlagen je nach Netzanbindungssystem dargestellt.

Mit der Stellungnahme vom 19.12.2018 haben die ÜNB zudem die tatsächlich verfügbaren Kapazitäten auch auf den AC-Anbindungssystemen in der Nordsee dargestellt. Bereits im zweiten Entwurf des FEP wurden diese Angaben entsprechend berücksichtigt. Im Vorentwurf des FEP erfolgte in Kapitel 6.2 die Vorgabe, dass Pilotwindenergieanlagen räumlich in ein bestehendes OWP-Vorhaben zu integrieren seien. Auf Grundlage der hierzu eingegangenen Stellungnahmen zum Vorentwurf wurde im Folgenden auf diese Vorgabe verzichtet und gleichzeitig auf erforderliche Vereinbarungen bzw. Zustimmungen mit bzw. von betroffenen Dritten abgestellt.

### 8.14 Internationale Stellungnahmen

Das Land Polen wurde, wie vereinbart (Vereinbarung vom 10. Oktober 2018 zwischen der Regierung der BRD und der Regierung der Republik Polen über Umweltverträglichkeitsprüfungen und Strategische Umweltprüfungen im grenzüberschreitenden Rahmen) beteiligt und reichte mehrere Stellungnahmen ein mit der Erklärung, dass die Dokumente für die Beteiligung nicht ausreichend seien, da nicht alle Kapitel übersetzt worden seien und die Dokumente somit nicht den Anforderungen des Art. 7 Abs. 2 und Anhang 4 der Espoo-Konvention entsprächen. Zudem sei der Fachplan als Raumordnungsplan im Sinne der EU-Richtlinie zur maritimen Raumordnung anzusehen und somit zusätzlich sachlich sowie unter Umweltgesichtspunkten in der HELCOM-Vasab-Arbeitsgruppe zu konsultieren. Zudem seien die Auswirkungen der Festlegungen auf Polen nicht hinreichend dargelegt.

Gemäß § 60 Abs. 2 Satz 2 UVPG sowie der Espoo-Konvention übermittelt die zuständige deutsche Behörde den Inhalt der Bekanntmachung, die nichttechnische Zusammenfassung des Umweltberichts sowie die Teile des Plan- oder Programmentwurfs und des Umweltberichts, die es den beteiligten Behörden und der Öffentlichkeit des anderen Staates ermöglichen, die voraussichtlichen erheblichen nachteiligen grenzüberschreitenden Umweltauswirkungen des Vorhabens einzuschätzen und dazu Stellung zu nehmen oder sich zu äußern.

Darüber hinaus handelt es sich bei diesem Plan nicht um einen Raumordnungsplan, sondern um einen Fachplan für Windenergieanlagen auf See und Stromnetze. Dieser fällt nicht unter die EU-Richtlinie zur maritimen Raumordnung, da für die deutschen Gewässer bereits ein Raumordnungsplan existiert, der auch für diese Themenbereiche Regelungen enthält. Gleichwohl wurden auch die Raumordnungsbehörden

der angrenzenden Staaten mit beteiligt. Eine kohärente Planung mit den Nachbarländern wurde bereits in der Bundesfachplanung (BFO) angestrebt.

Aufgrund mehrerer Nachfragen einiger Anrainerstaaten wird das BSH im Anschluss an die Veröffentlichung des FEP eine vollständige englische Übersetzung jedenfalls der Endfassung der Umweltberichte Nord- und Ostsee erstellen und diese an die zuvor beteiligten Anrainerstaaten übersenden und auf der Homepage des BSH veröffentlichen.

Bezüglich der Schifffahrtsrouten wurde vorgebracht, dass hier eine kohärente Planung erforderlich sei.

Festlegungen zu Schifffahrtsrouten sind nicht Gegenstand des FEP. Der FEP beachtet bzw. berücksichtigt die Festlegungen der in der AWZ geltenden Raumordnungspläne zu Vorrangs- und Vorbehaltsgebiete für Schifffahrt. Insoweit wird davon ausgegangen, dass durch den Plan keine Auswirkungen auf Schifffahrtsrouten zu erwarten sind.

Soweit etwaige Vertiefungen von Schifffahrtsrouten in Natura2000-Gebieten von Polen angesprochen wurden, so ist dies Gegenstand der jeweiligen einschlägigen Raumplanungs- bzw. Einzelzulassungsverfahren.

Die Festlegungen der Kabelkorridore in der AWZ führen nicht zu nachteiligen Auswirkungen für die Schifffahrt, da die Kabel in der Regel 1,5 m tief einzugraben sind (vgl. Planungsgrundsatz 4.4.4.7) und somit keinerlei Einschränkungen für die Schifffahrt darstellen. Bezüglich der Verlegeverfahren wird auf die Grundsätze 4.4.4.6 und 4.4.4.8 verwiesen. Für das Küstenmeer werden keine Festlegungen hinsichtlich der Kabeltrassen getroffen, sondern es wird lediglich der Bestand nachrichtlich dargestellt. Entsprechende Anforderungen an Tiefenlagen sind Gegenstand der jeweiligen Zulassungsverfahren. Eine Risikobewertung der Windparkflächen hinsichtlich der Kollision

sowie möglichen Störungen bei Radar und AIS ist auf Ebene der Fachplanung ohne ein konkretes Layout und ohne Kenntnis der projektspezifischen Details zu den Anlagen nicht möglich und bleibt somit ebenfalls den Einzelverfahren bzw. der nachfolgenden Eignungsprüfung der Flächen vorbehalten.

Zu den einzelnen Planungsstufen wird auf Kapitel 1.1 verwiesen.

Bezüglich möglicher Kabeltrassen wurde seitens Dänemark die Bitte geäußert, mögliche Trassen für „Kontek 2“ sowie für eine Verbindung von Lolland nach Deutschland vorzusehen. Für beide Verbindungen sind Kabeltrassen vorgesehen (siehe Kapitel 5.10.2 und 5.10.3).

Dem von Schweden geäußerten Wunsch, keine Grenzkorridore festzulegen, da auf schwedischer Seite keine ausreichenden Kenntnisse vorlägen, kann aus folgenden Gründen nicht gefolgt werden:

Auf kompletter Länge der Grenze zwischen schwedischer und deutscher AWZ bestehen Nutzungsansprüche seitens der NATO, so dass eine Festlegung bzw. Sicherung von Grenzkorridoren zur Konfliktminimierung zwingend geboten ist (vgl. Kapitel 5.10.2 und 5.10.3). Eine namentliche Nennung von Projekten erfolgt nur bei Projekten, die bereits formal im Zulassungsverfahren bzw. bereits genehmigt sind. Bezüglich der geplanten Verbindung „Hansa Power Bridge“ wird auf die Ausführungen in Kapitel 5.10.2 verwiesen.

Darüber hinaus trifft der Plan entsprechend der gesetzlichen Vorgaben ausschließlich Festlegungen für Stromkabel und nicht für Datenkabel oder Rohrleitungen. Eine Berücksichtigung beantragter Projekte erfolgt im Rahmen des Plans. Bezüglich der Gasleitung „Baltic Pipe“ wurde im entsprechenden Genehmigungsverfahren zuletzt von einer Trasse durch die deutsche AWZ abgesehen, da durch bereits genehmigte Nutzungen und

Raumansprüche aus der Raumordnung sowie aus EU-Recht (Natura2000) eine Trassenführung durch die deutsche AWZ deutlich schwieriger erschien als durch die schwedische AWZ. Insoweit wird auch die aktuelle Planung zu „Baltic Pipe“ bei der Aufstellung berücksichtigt. Da auf kompletter Länge der Grenze der AWZ zu Polen auf beiden Seiten Natura2000-Gebiete bestehen und im Entwurf des polnischen Raumordnungsplans derzeit ebenfalls keine Leitungen Richtung Deutschland vorgesehen sind, wird die Planung somit auch als kohärent angesehen. Eine Trassenführung von Polen zum dänischen Festland erscheint außerhalb der deutschen AWZ deutlich konfliktfreier möglich, zumal bei einer direkten Verbindung auch die Schifffahrtsroute Swinemünde-Ystad zu queren wäre, was ebenfalls von polnischer Seite als kritisch angesehen wird. Insoweit ist eine konfliktfreie Trassenführung von Polen nach Dänemark durch die deutsche AWZ bereits heute nicht mehr möglich. Dies widerspricht auch nicht den Vorgaben des SRÜ, da auch hier bereits bestehende Nutzungen bei den nachfolgenden Planungen berücksichtigt werden müssen.

Auf Art. 79 Abs. 1 und Abs. 5 SRÜ wird hingewiesen.

Der Plan schließt nicht grundsätzlich alle zukünftigen Verbindungen aus, sondern zeigt lediglich die bereits jetzt erkennbaren Konflikte auf.

Auf die Frage Schwedens zur Nutzung der Gebiete nach Stilllegung ist anzumerken, dass Zulassungen für Offshore-Windparks in der deutschen AWZ generell befristet erteilt werden, so dass davon auszugehen ist, dass diese zurückzubauen sind. Dies ist auch bei den bereits bestehenden Projekten der Fall. Über eine Nachnutzung von Gebieten oder Flächen wäre im Rahmen einer Fortschreibung dieses Plans zu entscheiden (§ 8 Abs. 3 WindSeeG).

Der Rückbau von Anlagen und seine Auswirkungen sind Gegenstand von laufenden Forschungsvorhaben. Auf den Planungsgrundsatz 4.4.1.5 wird verwiesen.

Bezüglich möglicher von Dänemark angesprochener Auswirkungen auf die Fischerei gehen die Festlegungen des Plans nicht über die im Raumordnungsplan getroffenen Festlegungen hinaus. Kabel sind so zu verlegen, dass sie überfischbar bleiben. Fischereigebiete für bestimmte Fischarten sind in Deutschland nicht festgelegt worden. Die Möglichkeiten des Fischfangs innerhalb der Windparkgebiete sind im jeweiligen Zulassungsverfahren bzw. im Rahmen der Fortschreibung der Raumordnungspläne für die AWZ zu klären.

Bezüglich einer von Schweden befürchteten Störung der Wanderung des bedrohten Europäischen Aals durch Stromkabel, wird nicht davon ausgegangen, dass durch die Verlegungen von Seekabeln magnetische Felder bestehen, die größer sind als das natürliche Erdmagnetfeld. Direkte elektrische Felder treten weder bei den Gleichstrom- noch bei den Drehstrom-Seekabelsystemen in signifikant messbarer Weise auf. Magnetfelder der einzelnen Kabelsysteme heben sich bei den geplanten bipolaren (Hin- und Rückleiter) bzw. Dreileiter-Kabelkonfigurationen weitgehend auf. Eine mögliche Beeinträchtigung des Orientierungsverhaltens adulter Exemplare von Arten, die elektrische oder magnetische Felder zur Orientierung nutzen (wie Aale, Haie, Lachse), ist höchstens kurzfristig, wie Experimente am Ostsee-Aal belegen (vgl. Kap. 4.4.3 Umweltbericht Ostsee).

Bei der Prüfung der Auswirkungen der Festlegungen des Plans im Umweltbericht wurde gefordert, die angrenzenden Natura2000-Gebiete und wandernde Arten mit zu betrachten. Dies ist insoweit erfolgt wie davon auszugehen ist, dass es hier potentiell zu Störungen in den angrenzenden Ländern kommen kann. Dies erfolgt im Rahmen der

kumulativen Betrachtung der potentiellen erheblichen Umweltauswirkungen (vgl. Kapitel 4.12 und 4.13 der Umweltberichte) bzw. im Rahmen der Verträglichkeitsprüfung (vgl. Kap. 6 der Umweltberichte).

Die geforderte ausführliche Beschreibung des Ist-Zustandes erfolgt in Kapitel 2 beider Umweltberichte, die ebenfalls geforderte Beschreibung der voraussichtlichen erheblichen Auswirkungen des Plans auf die Meeresumwelt in Kap. 4 der Umweltberichte. Bezüglich der ebenfalls angefragten Darstellung möglicher Minderungs- bzw. Ausgleichsmaßnahmen wird auf Kap. 8 der Umweltberichte sowie zur Darstellung von Kenntnislücken wird auf Kapitel 1.6.2 der Umweltberichte verwiesen.



## 9 Zusammenfassende Umwelterklärung und Überwachungsmaßnahmen

### 9.1 Zusammenfassende Umwelterklärung nach § 44 UVPG

Nach §§ 4ff. WindSeeG erstellt das BSH einen FEP als Fachplan für die Nutzung Windenergie auf See durch die Festlegung von Gebieten und Flächen sowie von Standorten, Trassen- und Trassenkorridoren für Netzanbindungen bzw. für grenzüberschreitende Seekabelsysteme. Der FEP wird erstmalig aufgestellt und muss gemäß § 6 Abs. 8 WindSeeG bis zum 30. Juni 2019 bekannt gemacht werden. Bei der Aufstellung des FEP ist im Sinne des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG)<sup>31</sup> begleitend bzw. integriert eine strategische Umweltprüfung (SUP) durchgeführt worden.

Die Durchführung einer Strategischen Umweltprüfung mit der Erstellung eines Umweltberichts ergibt sich aus § 35 Abs. 1 Nr. 1 UVPG i.V.m. Nr. 1.17 des Anhangs 5, da FEP nach § 5 WindSeeG der SUP-Pflicht unterliegen.

Ziel der strategischen Umweltprüfung ist es nach Art. 1 der SUP-RL 2001/42/EG, zur Förderung einer nachhaltigen Entwicklung ein hohes Umweltschutzniveau sicherzustellen und dazu beizutragen, dass Umwelterwägungen bereits bei der Ausarbeitung und Annahme von Plänen weit vor der konkreten Vorhabenplanung angemessen Rechnung getragen wird. Die Strategische Umweltprüfung hat die Aufgabe, die vrs. erheblichen Umweltauswirkungen der Durchführung des Plans zu ermitteln, zu beschreiben und zu bewerten. Sie

dient einer wirksamen Umweltvorsorge nach Maßgabe der geltenden Gesetze und wird nach einheitlichen Grundsätzen sowie unter Beteiligung der Öffentlichkeit durchgeführt.

Umfang und Detaillierungsgrad der beiden Umweltberichte für die deutsche Nord- und Ostsee (Untersuchungsrahmen) sind im Rahmen eines Scopingtermins am 27. Juni 2018 mit Vertretern von Behörden, Verbänden und Privaten diskutiert worden. Der Untersuchungsrahmen wurde am 25. Oktober 2018 festgelegt. Auf Grundlage der Konsultation ist jeweils ein separater Umweltbericht für die beiden Meeresräume gemäß § 40 UVPG und den den Kriterien des Anhang I der SUP-Richtlinie erstellt worden. Die Untersuchungs-räume sind entsprechend den naturräumlichen und geologischen Gegebenheiten soweit möglich in weitere Teilräume ausdifferenziert worden.

Der Schwerpunkt der Umweltberichte liegt insbesondere auf der Beschreibung und Bewertung der vrs. erheblichen Auswirkungen der Umsetzung des FEP auf die Meeresumwelt nach den Grundsätzen der Umweltprüfung, wobei die vorgenommene Beschreibung und Einschätzung des Zustandes der Meeresumwelt als Grundlage dient. Nach § 39 Abs. 2 Satz 2 UVPG enthält der Umweltbericht die Angaben, die mit zumutbarem Aufwand ermittelt werden können, und berücksichtigt dabei den gegenwärtigen Wissensstand und allgemein anerkannte Prüfungsmethoden.

Gleichzeitig werden in beiden Umweltberichten die Maßnahmen dargestellt, die erhebliche negative Auswirkungen durch die Umsetzung des FEP auf die Meeresumwelt verhindern, verringern und so weit wie möglich ausgleichen sollen. Neben der Kurzdarstellung der Gründe für die Wahl der geprüften ernsthaft in Betracht kommenden Alternativen werden die geplanten Maßnahmen zur Überwachung der vrs. erheblichen Auswirkungen der Durchführung des FEP auf die Umwelt benannt und die

<sup>31</sup> In der Fassung der Bekanntmachung vom 24.02.2010, BGBl. I S. 94, zuletzt geändert durch Art. 2 des Gesetzes vom 30. November 2016, BGBl. I S. 2749.

Ergebnisse der artenschutzrechtlichen Prüfung sowie der Verträglichkeitsprüfungen bezüglich der Naturschutzgebiete dargestellt.

Mit Rechtsverordnungen vom 22. September 2017 wurden die bereits bestehenden Vogelschutz- bzw. FFH-Gebiete zu Naturschutzgebieten erklärt und in diesem Rahmen teilweise neu gruppiert. So bestehen in der AWZ der Nordsee nun die Naturschutzgebiete „Sylter Außenriff – Östliche Deutsche Bucht“, „Borkum Riffgrund“ und „Doggerbank“, in der AWZ der Ostsee die Naturschutzgebiete „Fehmarnbelt“, „Kadetrinne“ und „Pommersche Bucht – Rönnebank“.

Auf Grundlage einer Verwaltungsvereinbarung mit dem Land Mecklenburg-Vorpommern werden im Küstenmeer M-V Gebiete und ein Testfeld festgelegt. Festlegungen im Küstenmeer werden im Rahmen der SUP zum FEP in Bezug auf kumulative Auswirkungen bewertet. Ansonsten wird für das Küstenmeer auf die Prüfung der Umweltauswirkungen und Darstellungen im Umweltbericht im Rahmen der Aufstellung des LEP M-V 2016 verwiesen.

Der FEP 2019 ist das Ergebnis dieser vorangegangenen umfassenden Strategischen Umweltprüfung. Die Umweltbelange und die bei der Erstellung der Umweltberichte gewonnenen Erkenntnisse sind in die Erarbeitung der Festlegungen des Plans eingeflossen. So sind die in der Strategischen Umweltprüfung ermittelten Ergebnisse hinsichtlich der Bedeutung einzelner räumlicher Teilbereiche für biologische Schutzgüter bei der Festlegung von Gebieten und Flächen, Standorten für Plattformen und Trassen für Seekabelsysteme als Entscheidungsgrundlage herangezogen worden. Gleichzeitig sind die Festlegungen des FEP während der Erarbeitung des Plans fortlaufend auf ihre Umweltauswirkungen untersucht und angepasst worden.

Die in den Umweltberichten erörterten vrs. erheblichen negativen Auswirkungen der

Gebiete und Flächen für WEA auf See, der Plattformen und Seekabelsysteme führten zu allgemeinen sowie quellenbezogenen Festlegungen im FEP zur Vermeidung und Verminderung dieser Auswirkungen. Diese Festlegungen zur Vermeidung und Verminderung von erheblichen negativen Auswirkungen stellen zusätzlich zu der Berücksichtigung der Bedeutung einzelner räumlicher Teilbereiche für biologische Schutzgüter sicher, dass durch die Durchführung des FEP keine erheblichen Beeinträchtigungen hervorgerufen, sondern vielmehr – verglichen mit der dargestellten Entwicklung der Meeresumwelt bei Nichtdurchführung des Plans – nachteilige Auswirkungen vermieden bzw. vermindert werden. Dies betrifft u.a. Planungsgrundsätze zur Schall- und Emissionsminderung und zur Vermeidung der Inanspruchnahme von Naturschutzgebieten und bekannten Vorkommen von gesetzlich geschützten Biotopen nach § 30 BNatSchG.

Im FEP werden nur Gebietsfestlegungen getroffen, die nach der Verträglichkeitsprüfung im Umweltbericht auf der Grundlage der derzeitigen Erkenntnisse keine erheblichen Auswirkungen auf die Naturschutzgebiete in ihren für die Erhaltungsziele und den Schutzzweck maßgeblichen Bestandteilen i.S.v. § 34 Abs. 2 BNatSchG haben, und die nicht die Erfüllung artenschutzrechtlicher Verbotstatbestände gemäß § 44 BNatSchG erwarten lassen. Soweit auf der Ebene dieser Fachplanungen die vrs. erheblichen Umweltauswirkungen nicht mit der erforderlichen Sicherheit auf Grundlage der vorhandenen Daten und Informationen ermittelt und bewertet werden können, bleibt eine detailliertere Prüfung der Belange des Gebiets- und Artenschutzes entweder der Voruntersuchung der ausgewiesenen Flächen oder dem Einzelzulassungsverfahren nach Bekanntwerden der projektspezifischen Rahmenbedingungen vorbehalten.

Die vorliegenden Umweltberichte für die Nord- und Ostsee sowie die Ergebnisse der nationalen und internationalen Konsultation sind bei der Aufstellung des FEP 2019 gemäß § 43 UVPG berücksichtigt worden (vgl. dazu im Einzelnen die zusammenfassende Abwägung unter Kap. 8).

Im Rahmen des Beteiligungsverfahrens wurden der Entwurf des FEP und die Entwürfe der Umweltberichte national und international konsultiert. Der Erörterungstermin fand am 31.01.2019 statt.

Schwerpunkte der Konsultation waren im Wesentlichen

- für den Umweltbericht Ostsee die kumulative Bewertung des Vogelzugs.
- für den Umweltbericht Nordsee neue Erkenntnisse hinsichtlich des Meideverhaltens der Seetaucher.

#### Umweltbericht Nordsee

Die aktuellen Ergebnisse aus dem Betriebsmonitoring von OWP sowie aus Forschungsvorhaben, die zum Teil vom standardisierten Monitoring gemäß Standarduntersuchungskonzept (StUK) unabhängige Untersuchungsmethoden nutzten (z.B. Telemetriestudie im Rahmen des DIVER-Vorhabens), zeigen übereinstimmend, dass das Meideverhalten der Seetaucher gegenüber OWP weitaus ausgeprägter ist als in den ursprünglichen Genehmigungsbeschlüssen der Windparkvorhaben antizipiert worden war (vgl. Umweltbericht Nordsee Kapitel 4.6.). Die kumulative Betrachtung des Meideverhaltens von Seetauchern gegenüber OWP ergab einen rechnerischen vollständigen Habitatverlust von 5,5 km und eine statistisch signifikante Abnahme der Abundanz bis zu einer Distanz von 10 km, ausgehend von der Peripherie eines Windparks (Garthe, et al., 2018). Für die Quantifizierung des Habitatverlustes wurde in frühen Entscheidungen zu Einzelzulassungs-

verfahren noch ein Scheuchabstand von 2 km (definiert als eine vollständige Meidung der Windparkfläche einschließlich einer Pufferzone von 2 km) für Seetaucher zu Grunde gelegt. Die Annahme eines Habitatsverlustes von 2 km basierte auf Daten aus dem Monitoring des dänischen Windparks „Horns Rev“ (Petersen, Christensen, Kahlert, Desholm, & Fox, 2006). Die aktuelle Studie von Garthe et al. (2018) zeigt mehr als eine Verdopplung des Scheuchabstandes auf durchschnittlich 5,5 km (Garthe, et al., 2018). Der rechnerische vollständige Habitatverlust unterliegt der rein statistischen Annahme, dass bis in einer Entfernung von 5,5 km zu einem OWP keine Seetaucher vorkommen.

Das Hauptkonzentrationsgebiet stellt einen besonders bedeutenden Bestandteil der Meeresumwelt hinsichtlich See- und Rastvögel, im Speziellen hinsichtlich der Artengruppe Seetaucher, dar. Die Abgrenzung des Hauptkonzentrationsgebietes der Seetaucher im Frühjahr in der deutschen Nordsee umfasst alle Bereiche sehr hoher und den Großteil der Bereiche mit hoher Seetaucherdichte (BMU 2009). Bei Zugrundelegung des rechnerischen vollständigen Habitatverlustes von nunmehr 5,5 km ergibt sich, dass durch die bereits realisierten und im Positionspapier berücksichtigten Windparkvorhaben 19 % des 7.332 km<sup>2</sup> großen Hauptkonzentrationsgebietes auf Grund des Meideverhaltens für Seetaucher nicht mehr zur Verfügung stehen. Unter denen im Positionspapier (BMU 2009) getroffenen Annahmen von 2 km Scheuchabstand wurden 9 % Flächenverlust im Hauptkonzentrationsgebiet antizipiert. Damit ist bereits zum jetzigen Zeitpunkt die flächenmäßige Beeinträchtigung in diesem wichtigen Seetaucherhabitat größer als ursprünglich angenommen wurde. Unter Berücksichtigung der neuen Erkenntnisse sind weitere kumulative Effekte auf den Seetaucherbestand durch die Realisierung weiterer Windparkvorhaben im Hauptkonzentrationsgebiet zu erwarten. Zusätzlich zu der

Frage der artenschutzrechtlichen Zulässigkeit liegt durch die bereits eingetretenen kumulativen Effekte eine Gefährdung der Meeresumwelt gemäß § 5 Abs. 3 Satz 2 Nr. 2 WindSeeG vor. Aus diesem Grund ist eine Ausweisung der Fläche N-5.4 nicht zulässig. Die Gebiete N-5 sowie N-4 wurden für eine etwaige Nachnutzung unter Prüfung gestellt (siehe Kapitel 7.4 und 7.5 des FEP).

#### Umweltbericht Ostsee

Ein Gefährdungspotenzial für Zugvögel ergibt sich einerseits aus dem Kollisionsrisiko mit den Plattformen und den einzelnen Offshore-WEA, andererseits aus nachteiligen Effekten auf das Energiebudget der Tiere durch erzwungene Änderungen der Flugroute.

Eine potenzielle Gefährdungssituation durch Kollisionen mit Offshore-Bauwerken stellen überraschend auftretende Nebellagen und Regen dar, die zu schlechter Sicht und niedrigen Flughöhen führen. Problematisch ist insbesondere das Zusammentreffen von Schlechtwetterlagen mit sog. Massenzugereignissen. Unter Berücksichtigung der in der AWZ der Ostsee allerdings kurzen Zugwege über dem offenen Meer und entsprechend kurzer Zugzeiten wird die Wahrscheinlichkeit des Zusammentreffens von Schlechtwetterlagen mit sog. Massenzugereignissen gering sein. Allerdings können kumulative Effekte bei einigen Flächen zu einer Erhöhung des Kollisionsrisikos führen.

Dies gilt insbesondere für die Fläche O-2.2 und betrifft vor allem den Kranichzug. Im Frühjahr müssen die Kraniche, die Richtung Bornholm ziehen, vorher den genehmigten Windpark ARCADIS Ost I im Küstenmeer passieren, um anschließend auf den geplanten Windpark der Fläche O-1.3 zu treffen. Im Herbst gilt dies entsprechend – nur in umgekehrter Reihenfolge. Obwohl ein Großteil der Kraniche im Höhenbereich zwischen 100 und 400 m über die Ostsee zieht, ist daraus kein erhebliches

Kollisionsrisiko per se abzuleiten, da nach allgemeiner Kenntnislage die Kraniche den Hindernissen vertikal bzw. horizontal ausweichen.

Zur Verifizierung der Kenntnislage wurde im Rahmen der Flächenvoruntersuchung der Fläche O-1.3 ein über das StUK 4 (Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, 2013) hinausgehendes zusätzliches Monitoring der tagziehenden Landvögel mit Schwerpunkt Kranich, Greifvögel und Gänse mittels Rangefinder in Auftrag gegeben. Aus diesem Grund und aufgrund der hohen Sichtungsrates von Kranichen im Bereich des westlich angrenzenden Gebietes O-4 (bis zu 20 % der biogeographischen Population) wurde die Fläche O-2.2 unter Prüfung gestellt, um die vorgenannten Untersuchungsergebnisse abzuwarten.

Die potentielle Beeinträchtigung des Vogelzugs im Sinne einer Barrierewirkung ist von vielen Faktoren abhängig, insbesondere ist die Ausrichtung der Windparks zu den Hauptzugrichtungen zu berücksichtigen. Ausrichtung und Größe der in Kumulation zu berücksichtigenden Windparks geben Aufschluss über das Maß der potentiellen Barrierewirkung bzw. die zusätzliche Zugwegverlängerung. Unter Berücksichtigung der in der AWZ sowie im Küstenmeer festgelegten Gebiete für Offshore-Windenergie ergeben sich für den Ost-West- bzw. Nord-Süd-gerichteten Zug jeweils Zugwegverlängerungen von ca. 73 km bzw. 50 km. Berücksichtigt man, dass sich die Nonstop-Flugleistungen des Großteils der Zugvogelarten, auch Kleinvogelarten, in Größenordnungen von über 1000 km (Berthold, 2000) bewegen, ist nicht mit nennenswerten Auswirkungen auf das Energiebudget von Zugvögeln zu rechnen.

Die Betrachtung der vorhandenen Erkenntnisse über die Zugverhaltensweisen der verschiedenen Vogelarten, die üblichen Flughöhen und die tageszeitliche Verteilung des Vogelzugs lässt



den Schluss zu, dass derzeit erhebliche Auswirkungen auf den Vogelzug durch die Realisierung der bereits genehmigten Vorhaben in den Vorranggebieten des Raumordnungsplans für die AWZ der Ostsee nach derzeitigem Kenntnisstand auch unter kumulativer Betrachtung nicht wahrscheinlich sind. Kenntnislücken bestehen insbesondere hinsichtlich des artspezifischen Zugverhaltens. Dies gilt besonders für schlechte Witterungsbedingungen (Regen, Nebel). Aufgrund der angeführten Kenntnislücken ist eine abschließende kumulative Betrachtung aller zu berücksichtigenden OWP unter Einbeziehung der Vorhaben in Gebieten, in denen noch keine bestandskräftigen Genehmigungen bzw. Planfeststellungsbeschlüsse infolge der Durchführung einer UVP vorliegen, für die Ostsee zum derzeitigen Stand nicht möglich. Vor dem Hintergrund eines beobachteten erhöhten Vorkommens von Schmalfrontenziehern, wie z.B. Kranichen, durch Verdriftung infolge ungünstiger wechselnder Winde in der Umgebung des Gebietes O-2, sind erhebliche kumulative Auswirkungen zum derzeitigen Zeitpunkt nicht auszuschließen.

Es kann zusammenfassend festgehalten werden, dass durch die Durchführung der Festlegungen des FEP insbesondere wegen der allgemeinen sowie quellenbezogenen Festlegungen zur Vermeidung und Verminderung von Auswirkungen nach derzeitigem Kenntnisstand und auf der abstrakteren Ebene der Fachplanung keine erheblichen Auswirkungen auf die Meeresumwelt zu erwarten sind. Die potenziellen Auswirkungen sind kleinräumig und zum Großteil kurzfristig, da sie sich auf die Bauphase beschränken. Für die Beurteilung der Auswirkungen auf einzelne Schutzgüter, insbesondere gesetzlich geschützte Biotope, und für die kumulative Betrachtung des Vogelzugs in der Ostsee fehlen bislang allerdings ausreichende wissenschaftliche Erkenntnisse. Diesbezüglich sind detaillierte Erkenntnisse aus der

Flächenvoruntersuchung und Einzelzulassungsverfahren abzuwarten, um eine abschließende Bewertung vornehmen zu können. Daher können diese Auswirkungen in den vorliegenden Umweltberichten nicht abschließend bewertet werden bzw. sind mit Unsicherheiten behaftet und bedürfen im Rahmen der nachgelagerten Flächenvoruntersuchung bzw. des jeweiligen Einzelzulassungsverfahrens einer genaueren Überprüfung.

Die Prüfung der Verträglichkeit des FEP im Hinblick auf Gebiete, Flächen, Plattformen und Seekabelsysteme hat ergeben, dass eine erhebliche Beeinträchtigung der Schutzzwecke der Naturschutzgebiete „Borkum Riffgrund“, „Sylter Außenriff – Östliche Deutsche Bucht“ und „Doggerbank“ unter Berücksichtigung von Vermeidungs- und Verminderungsmaßnahmen mit der erforderlichen Sicherheit ausgeschlossen werden kann. Auch in den angrenzenden Schutzgebieten der Nachbarstaaten und des Küstenmeeres sind keine erheblichen Auswirkungen auf die jeweiligen Naturschutzgebiete und ihre für die Erhaltungsziele oder den Schutzzweck maßgeblichen Bestandteilen i.S.v. § 34 Abs. 2 BNatSchG erkennbar. Eine vertiefte Prüfung möglicher Trassenführungen außerhalb der deutschen AWZ erfolgt nicht, es werden nur die Fernwirkungen der Festlegungen betrachtet.

Einschränkend ist anzumerken, dass mangels einer flächendeckenden Biotopkartierung eine erhebliche Beeinträchtigung in Bezug auf FFH-Lebensraumtypen derzeit nicht mit zumutbarem Aufwand ermittelt und damit nicht mit der erforderlichen Sicherheit ausgeschlossen werden kann.

Die Prüfung von kumulativen Effekten durch den Bau und den Betrieb von OWP auf geschützte Arten, insbesondere auf Schweinswale und Seetaucher, hat ergeben, dass Maßnahmen auf der Ebene des FEP, wie auch im Rahmen von nachgeordneten Zulassungs-



und Vollzugsverfahren erforderlich sind, um eine erhebliche Beeinträchtigung der Erhaltungsziele der Schutzgebiete mit Sicherheit auszuschließen.

Zum Schutz des Schweinswals werden bereits seit 2011 bei Rammarbeiten Schallschutzmaßnahmen durchgeführt und überwacht. Seit 2014 ist die Entwicklung von technischen Schallminderungssystemen soweit fortgeschritten, dass die verbindlichen Grenzwerte für Rammschall kontinuierlich eingehalten werden. Nach aktuellem Kenntnisstand kann somit eine erhebliche Beeinträchtigung der Erhaltungsziele der Naturschutzgebiete im Hinblick auf geschützte Arten mariner Säuger durch die Realisierung der im FEP getroffenen Festlegungen ausgeschlossen werden.

Zum Schutz der Seetaucher legt der FEP unterschiedliche Maßnahmen fest. Neben der präventiven Maßnahme des BMU (2009) durch Einschränkung der Offshore-Windenergie innerhalb des Hauptkonzentrationsgebiets der Seetaucher sieht der FEP durch den Ausschluss der in den (Vor)Entwürfen des FEP bezeichneten Fläche N-5.4 eine Vermeidungsmaßnahme vor. Der Ausschluss des Offshore-Windparks „Butendiek“ für eine etwaige Nachnutzung stellt ebenfalls eine bedeutende Verminderungsmaßnahme dar, die eine unmittelbare Folge aus dem Ziel 3.5.1. (3) der AWZ Nordsee-ROV ist. Danach ist die Realisierung von OWP in Natura2000-Gebieten mit Ausnahme der im Ziel genannten Fälle unzulässig. Schließlich stellt das Prüfungserfordernis einer etwaigen Nachnutzung der Gebiete N-4 und N-5 eine weitere Überwachungsmaßnahme dar.

Unter Berücksichtigung der im FEP aufgenommenen Maßnahmen, die den Schutz der Seetaucher innerhalb aber auch außerhalb des Naturschutzgebiets „Sylter Außenriff – Östliche Deutsche Bucht“ gewährleisten, kann eine erhebliche Beeinträchtigung der

Erhaltungsziele mit der erforderlichen Sicherheit ausgeschlossen werden.

Als Gesamtergebnis ist festzustellen, dass durch die koordinierenden und konzentrierenden Wirkungen der Festlegungen im FEP unter Berücksichtigung der Einhaltung wirksamer Vermeidungs- und Verminderungsmaßnahmen nach derzeitigem Stand keine erheblichen Auswirkungen auf die betrachteten Schutzgüter zu erwarten sind. Im Vergleich zur Nichtdurchführung des Plans werden vielmehr nachteilige Auswirkungen auf die Meeresumwelt vermieden bzw. vermindert.

## 9.2 Überwachungsmaßnahmen nach § 45 UVPG

Die potenziellen erheblichen Auswirkungen, die sich aus der Durchführung des Plans auf die Umwelt ergeben, sind gemäß § 45 UVPG zu überwachen. Damit sollen frühzeitig unvorhergesehene negative Auswirkungen ermittelt und geeignete Abhilfemaßnahmen ergriffen werden können.

Dementsprechend sind gemäß § 40 Abs. 2 Nr. 9 UVPG im Umweltbericht die vorgesehenen Maßnahmen zur Überwachung der erheblichen Auswirkungen der Durchführung des Plans auf die Umwelt zu benennen. Die Überwachung obliegt dem BSH, da dieses die für die strategische Umweltprüfung zuständige Behörde ist (siehe § 45 Abs. 2 UVPG). Dabei kann, wie es Art. 10 Abs. 2 SUP-Richtlinie bzw. § 45 Abs. 5 UVPG intendieren, auf bestehende Überwachungsmechanismen zurückgegriffen werden, um Doppelarbeit bei der Überwachung zu vermeiden. Die Ergebnisse des Monitorings sind gemäß § 45 Abs. 4 UVPG bei der Fortschreibung des FEP zu berücksichtigen.

Bezüglich der vorgesehenen Überwachungsmaßnahmen ist zu beachten, dass die eigentliche Überwachung der potenziellen Auswirkungen auf die Meeresumwelt erst in dem Moment einsetzen kann, in dem der FEP umgesetzt wird, also die im Rahmen des Plans erfolgten Festlegungen realisiert werden. Bei der Bewertung von Ergebnissen aus der Überwachungsmaßnahmen darf dennoch die natürliche Entwicklung der Meeresumwelt einschließlich des Klimawandels nicht außer Betracht bleiben. Im Rahmen des Monitorings kann jedoch keine allgemeine Forschung betrieben werden. Daher ist das vorhabenbezogene Monitoring der Auswirkungen der im Plan geregelten Nutzungen von besonderer Bedeutung.

Wesentliche Aufgabe der Überwachung des Plans ist es, die Ergebnisse aus verschiedenen

Phasen des Monitorings auf Ebene von einzelnen Projekten oder Clustern von Projekten, die in einem räumlichen und zeitlichen Zusammenhang entwickelt werden, zusammenzuführen und zu bewerten. Die Bewertung wird sich auch auf die unvorhergesehenen erheblichen Auswirkungen der Umsetzung des Plans, auf die Meeresumwelt sowie auf die Überprüfung der Prognosen des Umweltberichts beziehen. Das BSH wird in diesem Zusammenhang nach § 45 Abs. 3 UVPG bei den zuständigen Behörden die dort vorliegenden Monitoring-ergebnisse abfragen, die zur Wahrnehmung der Überwachungsmaßnahmen erforderlich sind.

Ergänzend sind – auch zur Vermeidung von Mehrfachprüfungen – Ergebnisse aus bestehenden nationalen und internationalen Überwachungsprogrammen zu berücksichtigen. Einzubeziehen sind auch die nach Art. 11 FFH-RL vorgeschriebene Überwachung des Erhaltungszustandes bestimmter Arten und Lebensräume sowie u.a. die im Zuge der Managementpläne für die Naturschutzgebiete „Sylter Außenriff – Östliche Deutsche Bucht“ und „Borkum Riffgrund“ durchzuführenden Untersuchungen. Anknüpfungspunkte werden sich auch zu den in der Meeresstrategie-Rahmenrichtlinie sowie der Wasserrahmen-Richtlinie vorgesehenen Maßnahmen ergeben.

Zusammengefasst lassen sich die geplanten Maßnahmen für die Überwachung der möglichen Auswirkungen des Plans wie folgt darstellen:

- Zusammenführung von Daten und Informationen für die Beschreibung und Bewertung des Zustands von Gebieten, Schutzgütern und für die Bewertung von möglichen Auswirkungen aus der Entwicklung von einzelnen Vorhaben,
- Entwicklung von geeigneten Verfahren und Kriterien für die Bewertung der Ergebnisse

aus dem Effektmonitoring von einzelnen Vorhaben,

- Entwicklung von Verfahren und Kriterien für die Bewertung von kumulativen Effekten,
- Entwicklung von Verfahren und Kriterien für die Prognose von möglichen Auswirkungen des Plans in räumlichen und zeitlichen Kontext,
- Entwicklung von Verfahren und Kriterien für die Evaluierung des Plans und Anpassung oder ggf. Optimierung im Rahmen der Fortschreibung,
- Evaluierung von Maßnahmen zur Vermeidung und Verminderung von erheblichen Auswirkungen auf die Meeresumwelt,
- Entwicklung von Normen und Standards.

Folgende Daten und Informationen sind für die Bewertung der möglichen Auswirkungen des Plans erforderlich:

1. Daten und Informationen, die dem BSH im Rahmen seiner Zuständigkeit zur Verfügung stehen, insbesondere Datenbestände aus bisherigen UVS und Monitoring von Offshore-Vorhaben, die dem BSH zwecks Prüfung zur Verfügung stehen (nach SeeAnIV),
2. Daten und Informationen aus den Zuständigkeitsbereichen anderer Behörden des Bundes und der Länder (auf Anfrage), u.a. Daten aus dem Monitoring der Natura2000-Gebiete
  - Daten und Informationen aus Forschungsvorhaben des Bundes und der Länder, u.a. HELBIRD / DIVER und Sediment AWZ
3. Daten und Informationen aus Bewertungen im Rahmen von internationalen Gremien und Konventionen, wie OSPAR, HELCOM, ASCOBANS oder BirdLife International.

Das BSH wird aus Gründen der Praktikabilität und der angemessenen Umsetzung von

Vorgaben aus der Strategischen Umweltprüfung bei der Durchführung des Monitorings der möglichen Auswirkungen des Plans einen möglichst ökosystemorientierten Betrachtungsansatz verfolgen, der auf die fachübergreifende Zusammenführung von Meeresumweltinformationen abhebt. Um die Ursachen von planbedingten Veränderungen in Teilen oder einzelnen Elementen eines Ökosystems beurteilen zu können, müssen auch die anthropogenen Größen aus der Raumbeobachtung (z. B. Fachinformationen zu Schiffsverkehren aus den AIS-Datenbeständen) betrachtet und in die Bewertung einbezogen werden.

Bei der Zusammenführung und Auswertung der Ergebnisse aus der Überwachung auf Projektebene und aus anderen nationalen und internationalen Überwachungsprogrammen sowie aus der begleitenden Forschung wird eine Überprüfung der im Umweltbericht dargelegten Kenntnislücken bzw. der mit Unsicherheiten behafteten Prognosen durchzuführen sein. Dies betrifft insbesondere Prognosen hinsichtlich der Bewertung erheblicher Auswirkungen der im FEP geregelten Nutzungen auf die Meeresumwelt. Kumulative Wirkungen von festgelegten Nutzungen sollen dabei regional wie überregional bewertet werden.

### **9.2.1 Monitoring der potenziellen Auswirkungen der Gebiete und Flächen für Windenergieanlagen auf See und der Plattformen**

Die Untersuchung der potenziellen Umweltauswirkungen von Gebieten und Flächen für Offshore Windenergie hat auf der nachgelagerten Projektebene in Anlehnung an den Standard „Untersuchung von Auswirkungen von Offshore-Windenergieanlagen (StUK4)“ und in Abstimmung mit dem BSH zu erfolgen. Zur Bewertung des Standortes im Hinblick auf die biologischen Schutzgüter sind jeweils die Ergebnisse aus den Untersuchungen der

zukünftigen OWP-Vorhaben zugrunde zu legen. Das Monitoring während der Errichtung von Fundamenten mittels Rammarbeiten umfasst Messungen des Unterwasserschalls und akustische Erfassungen der Auswirkungen des Rammschalls auf Meeressäuger unter dem Einsatz von POD-Messgeräten. Darüber hinaus sind zusätzliche Überwachungsmaßnahmen geplant, um Auswirkungen der Schichtung des Wassers unter bestimmten hydrographischen Bedingungen auf die Ausbreitung des Ramm-schalls in der Ostsee zu erfassen und ggf. weitergehende Maßnahmen ergreifen zu können. Diese Maßnahmen können u. a. zusätzliche Schallmessungen gekoppelt mit CTD-Messungen in unterschiedlichen Wassertiefen beinhalten, um mögliche Änderungen in der Schallausbreitungsdämpfung durch Schichtungen des Wasserkörpers zu erfassen.

Für die gesamte Dauer der Bauphase und für eine Dauer zwischen drei und fünf Jahren sind Untersuchungen für all Schutzgüter gemäß den Vorgaben des StUK4 erforderlich. Eine Fortsetzung des betriebsbegleitenden Monitorings über den, gemäß StUK 4 vorgegebenen Zeitraum hinaus, kann hinsichtlich vorhabensbedingter bzw. gebietsspezifischer Gegebenheiten in zielführendem und angemessenem Umfang fachlich erforderlich sein. Die Entscheidung über Erforderlichkeit und Umfang eines fortgesetzten Betriebsmonitorings behält sich das BSH als Vollzugs- und Überwachungsbehörde ausdrücklich vor.

Das BSH führt im Rahmen der begleitenden Forschung bezüglich möglichen Auswirkungen der Offshore WEA auf die Meeresumwelt viele Projekte durch.

Zu den Forschungsvorhaben des BSH mit direktem Bezug zu den möglichen Auswirkungen auf die Schutzgüter und zur Entwicklung von Normen und Standards gehören:

- Projekt ANKER „Ansätze zur Kostenreduzierung bei der Erhebung von

Monitoringdaten für Offshore Windparks“, FKZ 0325921 mit Förderung des BMWi/PtJ,

- F&E-Studie BeMo „Bewertungsansätzen für Unterwasserschallmonitoring im Zusammenhang mit Offshore-Genehmigungsverfahren, Raumordnung und MSRL“, Förderung BMVI/BSH,
- F&E Projekt Sound Mapping mit Fördermittel des BMVI/BSH,
- F&E Verbund NavES „Naturverträgliche Entwicklungen auf See“ mit Fördermittel aus dem Ressortforschungsplan des BMU; zu NavES gehören mehrere Teilprojekte, u.a. MultiBird (Untersuchung des Kollisionsrisikos von Zugvögeln), ProBird (Prognose des Zugvogelgeschehens), ERa (Erfahrungsbericht Rammschall), Schall I u. II (Entwicklung eines Fachinformationssystems für Unterwasserschall), Schall I u. II (Evaluierung von Unterwasserschallmessungen).

Zu den bisher durchgeführten Maßnahmen gehören u.a. die Entwicklung der Messvorschriften für die Messung von Unterwasserschall (2011) und die Entwicklung der Messvorschrift für die Bestimmung der Wirksamkeit von Schallminderungssystemen (2013) sowie die Mitarbeit in der Entwicklung der ISO 18406:17 und der DIN SPEC 45653.

Die Ergebnisse aus den laufenden Projekten des BSH werden unmittelbar in der Fortentwicklung von Standards und Normen einfließen, wie u.a. die Entwicklung vom StUK5.

## 9.2.2 Monitoring der potenziellen Auswirkungen von Seekabeln

Auch für die Seekabelsysteme gilt, dass die potenziellen Auswirkungen auf die Meeresumwelt erst im konkreten Vorhaben geprüft werden können. Das StUK4 enthält erstmals auch Mindestanforderungen für die Untersuchung von Seekabeltrassen im Hinblick auf

Benthos, Biotopstruktur und Biotoptypen während der Basisaufnahme und der Betriebsphase der Seekabelsysteme. So muss während der Basisaufnahme jede Biotopstruktur, die anhand der Sedimentuntersuchungen entlang des Kabelverlaufs ermittelt wurde, für die Benthosuntersuchungen mit mindestens drei Quertransekten belegt sein. Am Anfangs- und am Endpunkt der Trasse ist zusätzlich jeweils ein Quertransekt zu setzen. Jedes Quertransekt besteht wiederum aus fünf Stationen. Identifizierte Verdachtsflächen von nach § 30 BNatSchG geschützten Biotoptypen sind zur räumlichen Abgrenzung zusätzlich entsprechend den aktuellen Kartieranleitungen des BfN zu untersuchen.

Nach der Verlegung des Kabelsystems ist dessen Lage der Zulassungsbehörde gemäß aktueller Zulassungspraxis in den ersten fünf Betriebsjahren jährlich durch jeweils mindestens eine Überprüfung der Tiefenlage („Survey“) nachzuweisen. Die Anzahl der „Surveys“ in den darauffolgenden Jahren wird von der Zulassungsbehörde einzelfallbezogen festgelegt. Die Untersuchungen im Hinblick auf die Meeresumwelt sind in Abstimmung mit der Zulassungsbehörde vorhabenspezifisch durchzuführen. Die Untersuchungsmethoden sind, soweit möglich, wie im „Standard – Untersuchung der Auswirkungen von Offshore-Windenergieanlagen auf die Meeresumwelt (StUK4)“ beschrieben, darzustellen. Ein Jahr nach Inbetriebnahme der Seekabelsysteme sind zur Überprüfung möglicher Auswirkungen der Bau- und Betriebsphase Untersuchungen der benthischen Lebensgemeinschaften an den gleichen Transekten wie in der Basisaufnahme durchzuführen.

Zur Überwachung der Durchführung des Plans sind darüber hinaus Maßnahmen geplant, die helfen, aufgestellte Prognosen hinsichtlich erheblicher Auswirkungen der Offshore-Windenergie zu verifizieren und ggf. Nutzungsstrategien sowie vorgesehene Vermeidungs-

und Verminderungsmaßnahmen anzupassen bzw. Bewertungskriterien, insbesondere im Hinblick auf kumulative Wirkungen, zu überprüfen.

Im Rahmen der strategischen Umweltprüfung für den Plan werden neue Erkenntnisse aus den Umweltverträglichkeitsstudien sowie aus der gemeinsamen Auswertung von Forschungs- und UVS-Daten verwendet. Durch eine gemeinsame Auswertung der Forschungs- und UVS-Daten werden zudem Produkte erstellt, die einen besseren Überblick der Verteilung biologischer Schutzgüter in der AWZ ermöglichen. Die Zusammenführung von Informationen führt zu einer immer solider werdenden Basis für die Auswirkungsprognose.

Allgemein ist beabsichtigt, Daten aus Forschung, Projekten und Überwachung einheitlich zu halten und kompetent ausgewertet zur Verfügung zu stellen. Insbesondere ist hier die Erstellung von gemeinsamen Übersichtsprodukten zur Überprüfung von Auswirkungen des Plans anzustreben. Die im BSH bereits vorhandene Geodaten-Infrastruktur mit Daten aus Physik, Chemie, Geologie und Biologie sowie Nutzungen des Meeres wird als Basis für die Zusammenführung und Auswertung der ökologisch relevanten Daten genutzt und entsprechend weiterentwickelt.

Hinsichtlich der Zusammenführung und Archivierung von ökologisch relevanten Daten aus den vorhabensbezogenen Monitorings und der begleitenden Forschung ist im Einzelnen vorgesehen, auch Daten, die im Rahmen begleitender ökologischer Forschung erhoben werden, im BSH zusammenzuführen und langfristig zu archivieren. Die Daten über biologische Schutzgüter aus den Basisaufnahmen der Offshore-Windenergieprojekte sowie aus dem Monitoring der Bau- und Betriebsphase werden bereits im BSH in einem Fachinformationsnetzwerk für Umweltprüfungen, das so genannte MARLIN



(MarineLife Investigator) gesammelt und  
archiviert.

## 10 Literaturverzeichnis

- Berthold, P. (2000). *Vogelzug - Eine aktuelle Gesamtübersicht*. Darmstadt: Wissenschaftliche Buchgesellschaft.
- BIOCONSULT SH GMBH & CO.KG. (2017). OWP „Butendiek“. 1. Untersuchungsjahr der Betriebsphase Rastvögel. Berichtszeitraum: Juli 2015 bis Juni 2016. Husum: Unveröffentlichtes Gutachten im Auftrag der Deutsche Windtechnik AG,.
- BIOCONSULT SH GMBH & CO.KG. (2018). OWP „Butendiek“ 2. Untersuchungsjahr der Betriebsphase Rastvögel. Berichtszeitraum: Juli 2016 bis Juni 2017. Husum: Unveröffentlichtes Gutachten im Auftrag der 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](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). *Munitionsbelastung der deutschen Meeresgewässer - Bestandsaufnahme und Empfehlungen*. [https://www.schleswig-holstein.de/DE/UXO/Berichte/PDF/Berichte/aa\\_blmp\\_langbericht.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](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.
- Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie. (2013). *Standard Untersuchung der Auswirkungen von Offshore-Windenergieanlagen auf die Meeresumwelt (StUK 4)*. [https://www.bsh.de/DE/PUBLIKATIONEN/\\_Anlagen/Downloads/Offshore/Standards-DE/Standard-Auswirkungen-Offshore-Windenergieanlagen-Meeresumwelt.html](https://www.bsh.de/DE/PUBLIKATIONEN/_Anlagen/Downloads/Offshore/Standards-DE/Standard-Auswirkungen-Offshore-Windenergieanlagen-Meeresumwelt.html).
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. (2009). *Positionspapier des Geschäftsbereichs des Bundesumweltministerium zur kumulativen Bewertung des Seetaucherhabitatsverlusts durch Offshore-Windparks in der deutschen AWZ der Nord- und Ostsee als Grundlage für eine Übereinkunft des BfN mit dem BSH*. Von [https://www.bfn.de/fileadmin/BfN/awz/Dokumente/seetaucher\\_positionspapier\\_bf.pdf](https://www.bfn.de/fileadmin/BfN/awz/Dokumente/seetaucher_positionspapier_bf.pdf) abgerufen
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. (2013). *Konzept für den Schutz der Schweinswale vor Schallbelastung bei der Errichtung von Offshore-Windparks in der deutschen Nordsee (Schallschutzkonzept)*. Von [https://www.bfn.de/fileadmin/BfN/awz/Dokumente/schallschutzkonzept\\_BMU.pdf](https://www.bfn.de/fileadmin/BfN/awz/Dokumente/schallschutzkonzept_BMU.pdf) abgerufen
- 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). Mindestabstände von Seekabeln (2018). im Auftrag der AGOW Arbeitsgemeinschaft Offshore-Windenergie e.V.
- DNV KEMA. (2012). Studie zu Mindestabständen bei Seekabeln. im Auftrag der Stiftung Offshore-Windenergie.
- Ehlers, P. (2016). *Kommentar zum Seeaufgabengesetz (§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.
- Garthe, S., Schwemmer, H., Müller, S., Peschko, V., Markones, N., & Mercker, M. (2018). Seetaucher in der Deutschen Bucht: Verbreitung, Bestände und Effekte von Windparks. Bericht für das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie und das Bundesamt für Naturschutz. Von [http://www.ftz.uni-kiel.de/de/forschungsabteilungen/ecolab-oekologie-mariner-tiere/laufende-projekte/offshore-windenergie/Seetaucher\\_Windparkeffekte\\_Ergebnisse\\_FTZ\\_BIONUM.pdf](http://www.ftz.uni-kiel.de/de/forschungsabteilungen/ecolab-oekologie-mariner-tiere/laufende-projekte/offshore-windenergie/Seetaucher_Windparkeffekte_Ergebnisse_FTZ_BIONUM.pdf) abgerufen
- Gellermann, M., Stoll, P.-T., & Czybulka, D. (2011). *Handbuch des Meeresnaturschutzrechts in der Nord- und Ostsee*.
- Hirth, L., & Müller, S. (2016). System-friendly wind power – How advanced 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 INSTITUT FÜR ANGEWANDTE ÖKOSYSTEMFORSCHUNG GMBH. (2018). *Fachgutachten Schutzgut „Rastvögel“ für das 3. UJ Betriebsmonitoring OWP „DanTysk“ und das Bau- und Betriebsmonitoring OWP „Sandbank“ im Windpark-Cluster „Westlich Sylt“ Betrachtungszeitraum: Januar 2017 – Dezember 2017*. . Hamburg: Unveröffentlichtes Gutachten im Auftrag der DanTysk Offshore Wind GmbH & Co.KG und Sandbank Offshore Wind GmbH c/o Vattenfall Europe Windkraft GmbH.
- Klinski, S. (2001). *Rechtliche Probleme der Zulassung von Windkraftanlagen in der ausschließlichen Wirtschaftszone*. Berlin: Umweltbundesamt.
- Knorr, K., Horst, D., Bofinger, S., & Hochloff, P. (2017). *Energiewirtschaftliche Bedeutung der Offshore-Windenergie für die Energiewende*. Varel: Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik.
- Kuhbier, J., & Prall, U. (2010). Probleme bei der Planung und Genehmigung von Offshore-Windenergieanlagen. In K. Thome´- Kozmiensky, & M. Hoppenberg, *Immissionsschutz, Band 1 – Planung, Genehmigung und Betrieb von Anlagen* (S. S. 385 – 398). TK Verlag Karl Thome´- Kozmiensky.
- Leiding, T., Tinz, B., Gates, L., Rosenhagen, G., Herklotz, K., Senet, C., . . . J., S. (2016). *Standardisierung und vergleichende Analyse der meteorologischen FINO-Messdaten (FINO123). Abschlussbericht BMWi-Forschungsvorhaben FINO-Wind*.

- Luger, D. &. (2013). Anchor Test German Bight. Test set-up and results. Deltares im Auftrag der TenneT Offshore GmbH.
- Maushake, C. L.-H. (2013). : Untersuchung des Eindringverhaltens von Schiffsankern mittels Ankerzugversuchen. Bericht zur Vermessung der Ankereindringtiefe. Bundesanstalt für Wasserbau im Auftrag der Generaldirektion Wasserstraßen und Schifffahrt – Außenstelle Nordwest.
- 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 (*Gavia 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*.
- Prognos. (2019). Unterstützung zur Aufstellung und Fortschreibung des FEP: Zukünftige Rahmenbedingungen für die Auslegung von Offshore-Windparks und deren Netzanbindungssystemen - 2. Zwischenbericht.
- Rohrig, K. (2018). *Windenergie Report Deutschland 2017*. Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE.
- Schmälter, A. (2017). Kommentar zur Seeanlagenverordnung. In Danner/Theobald, *Energierrecht* (S. § 7 SeeAnIV). München: C.H.Beck.
- 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.
- Übertragungsnetzbetreiber. (19. Dezember 2018). Gemeinsame Stellungnahme der Übertragungsnetzbetreiber zum Entwurf des Flächenentwicklungsplans. 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). Rechtsprobleme bei der Anbindung von Offshore-Windenergieparks in der AWZ an das Netz. *ZUR*, 65-74.

## 11 Anhang: Karten (nachrichtlich)

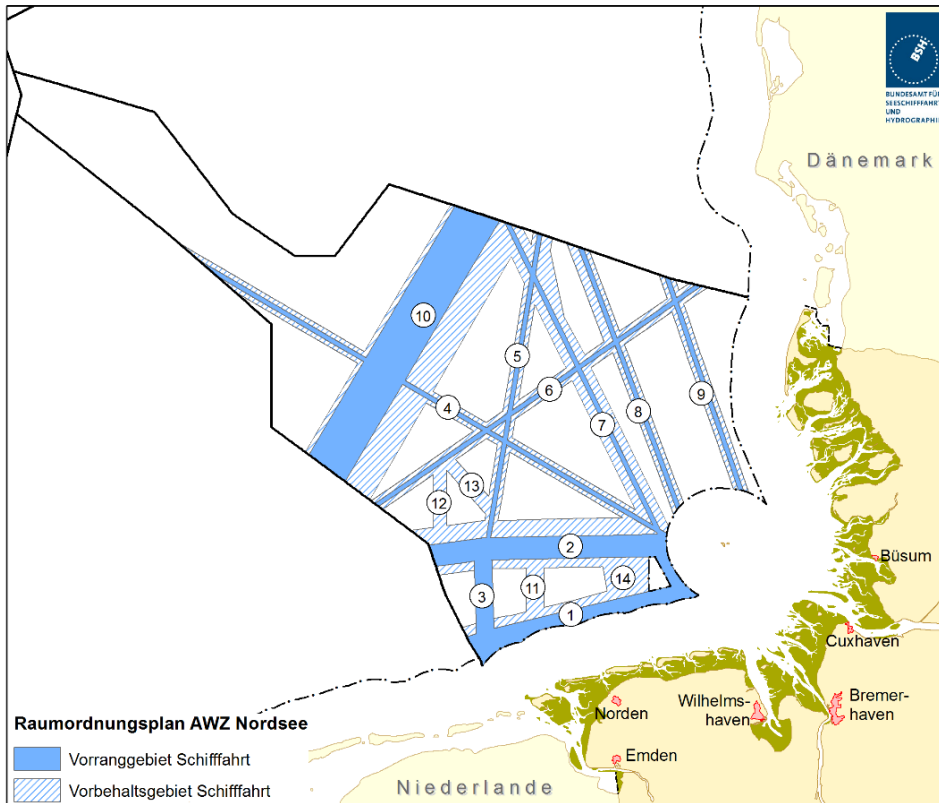


Abbildung 26: Schifffahrtsrouten des Raumordnungsplans AWZ Nordsee

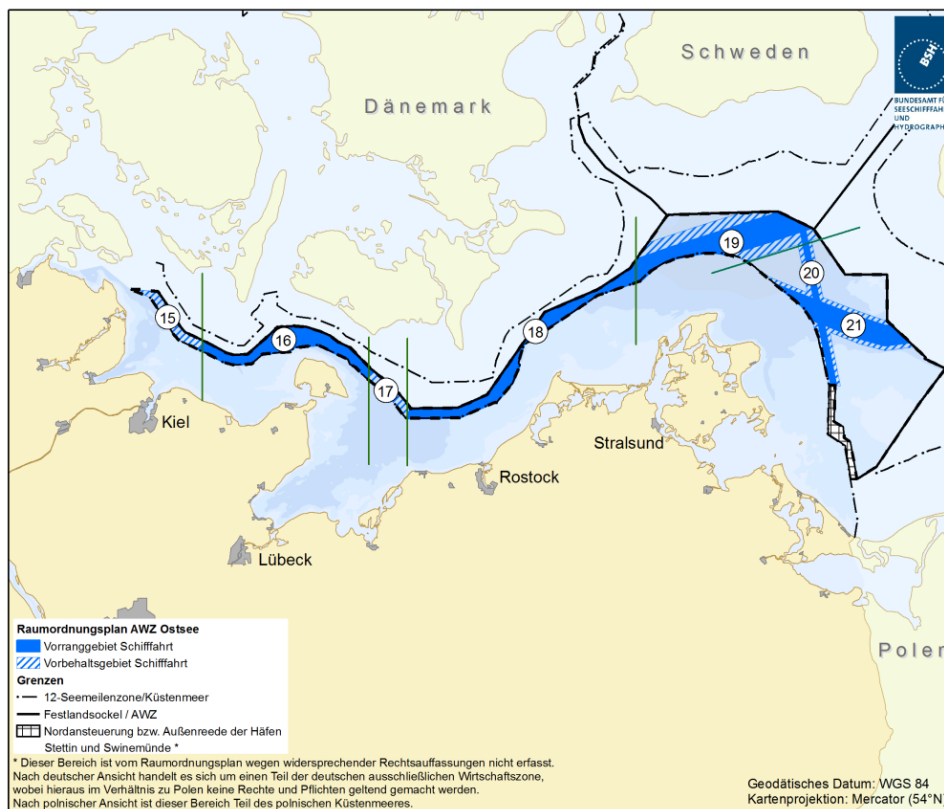


Abbildung 27: Schifffahrtsrouten des Raumordnungsplans AWZ Ostsee



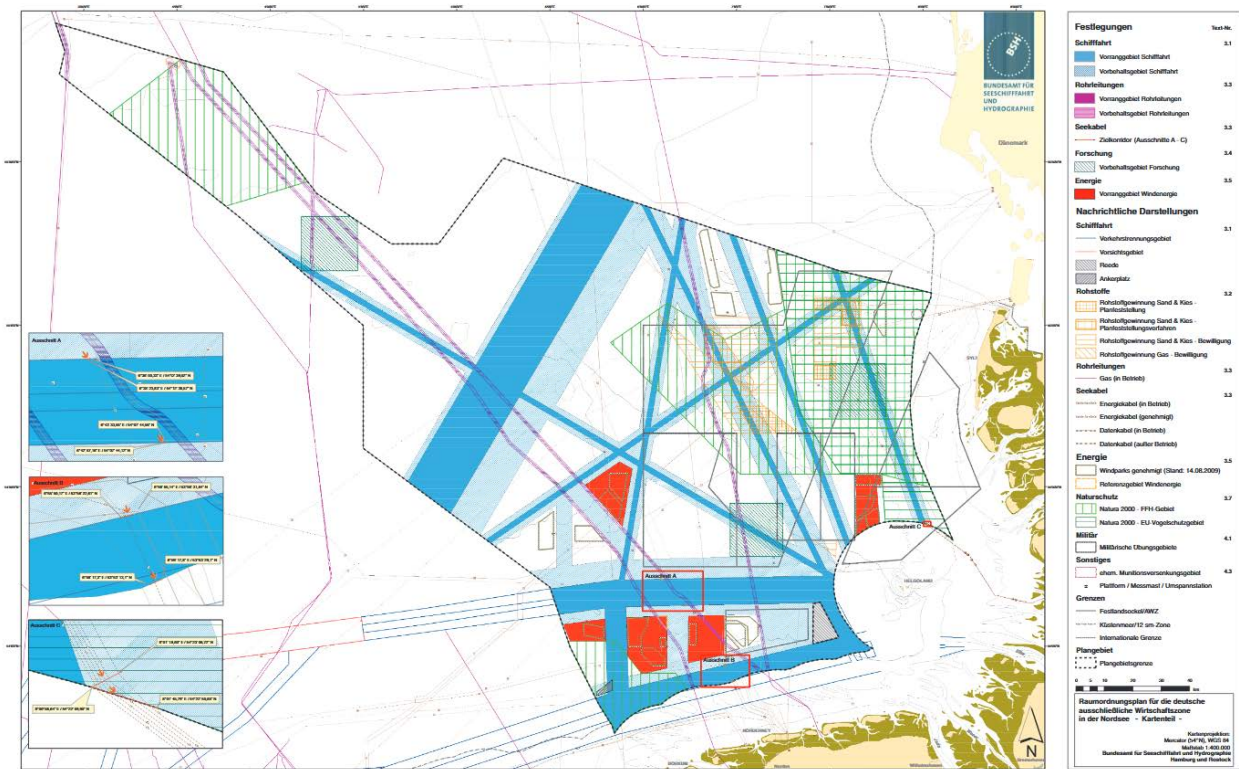


Abbildung 28: Raumordnungsplan AWZ Nordsee

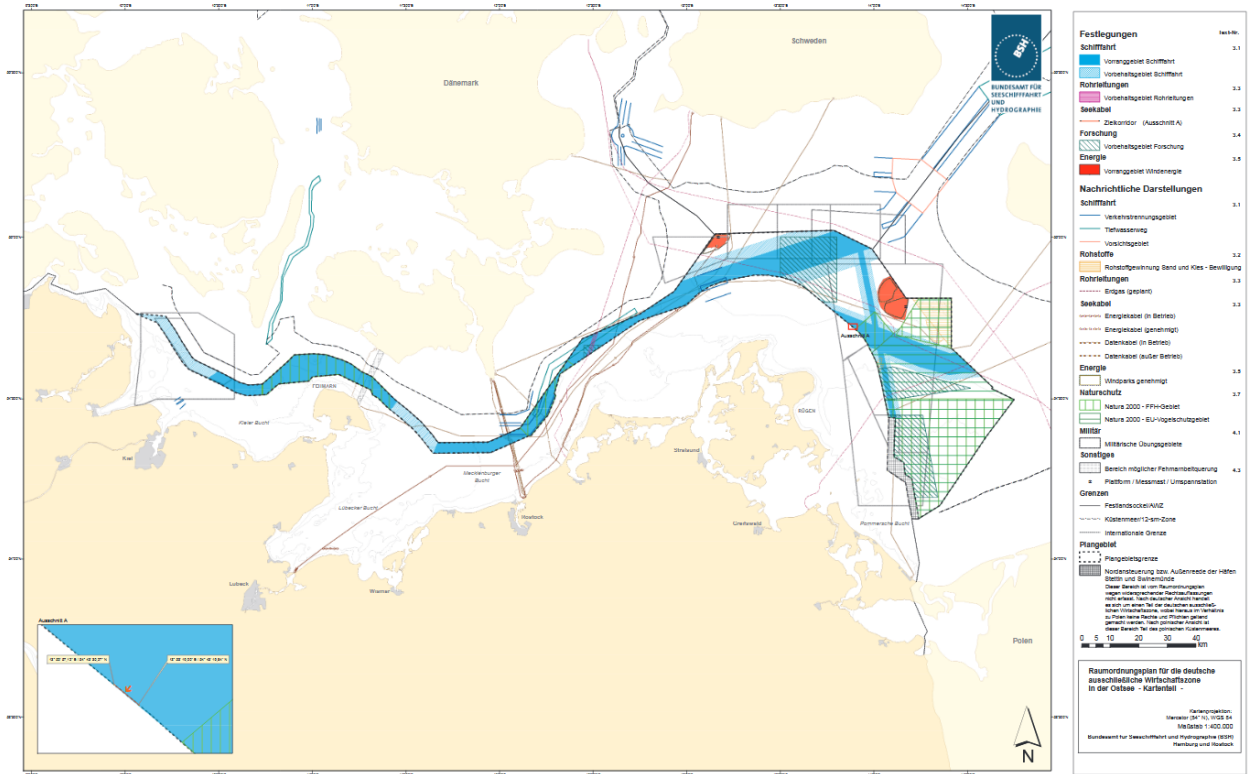


Abbildung 29: Raumordnungsplan AWZ Ostsee

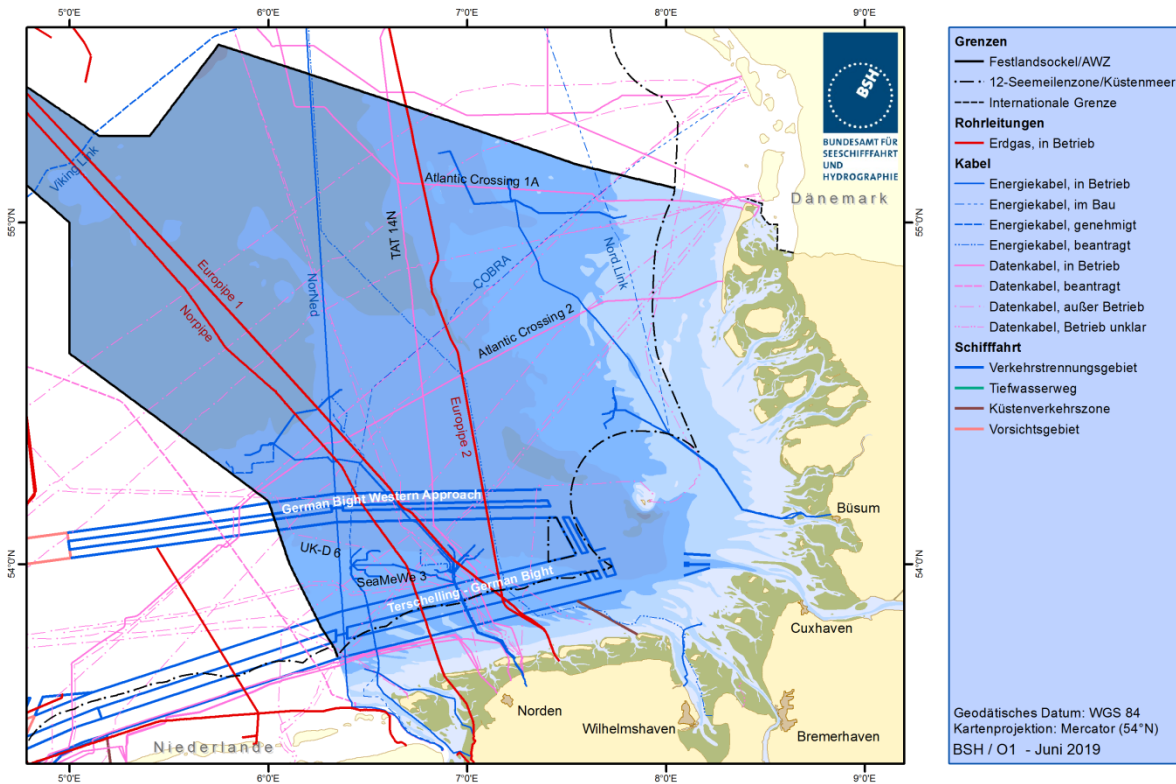


Abbildung 30: Bezeichnungen Seekabel, Rohrleitungen, Verkehrstrennungsgebiete (Nordsee)

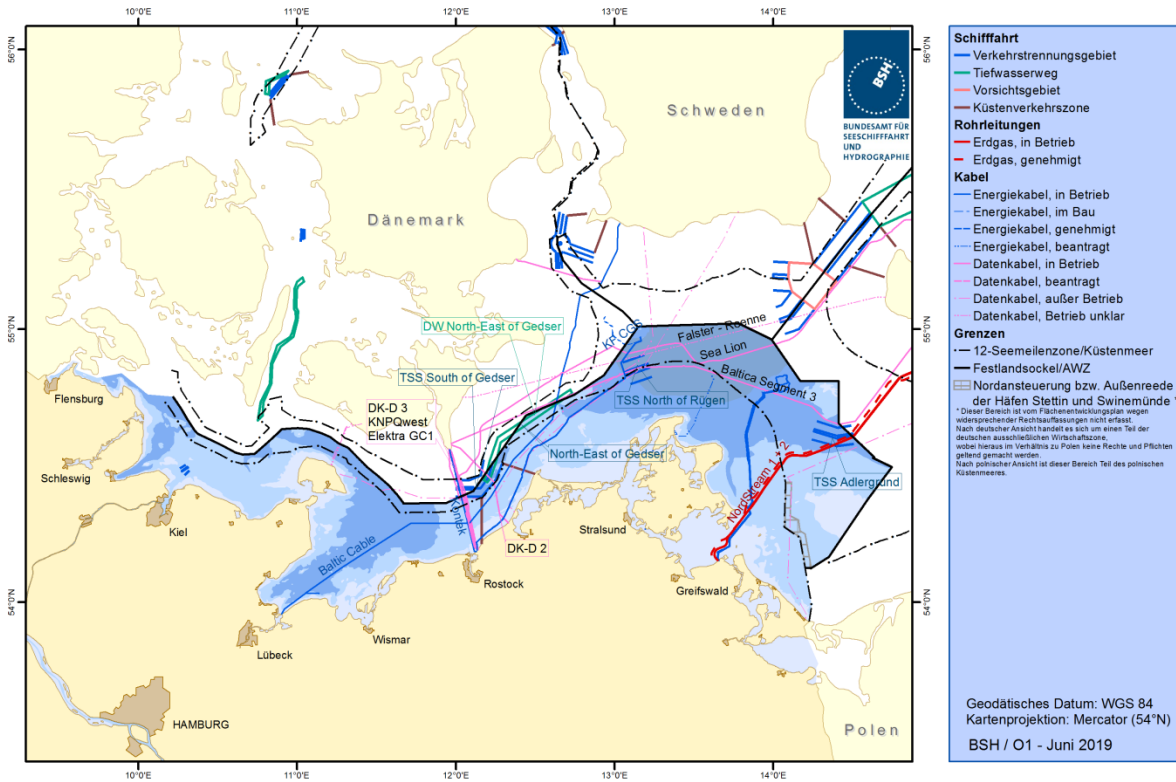


Abbildung 31: Bezeichnungen Seekabel, Rohrleitungen, Verkehrstrennungsgebiete (Ostsee)

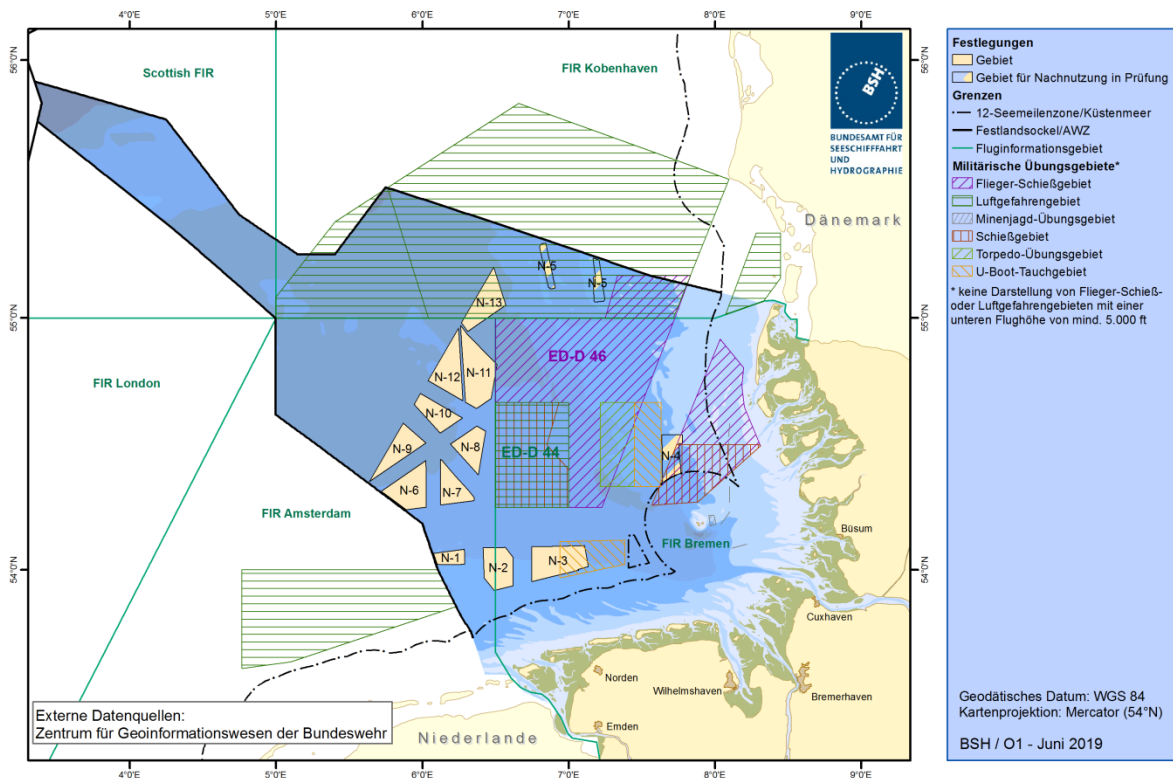


Abbildung 32: Gebiete der Landesverteidigung (Nordsee)

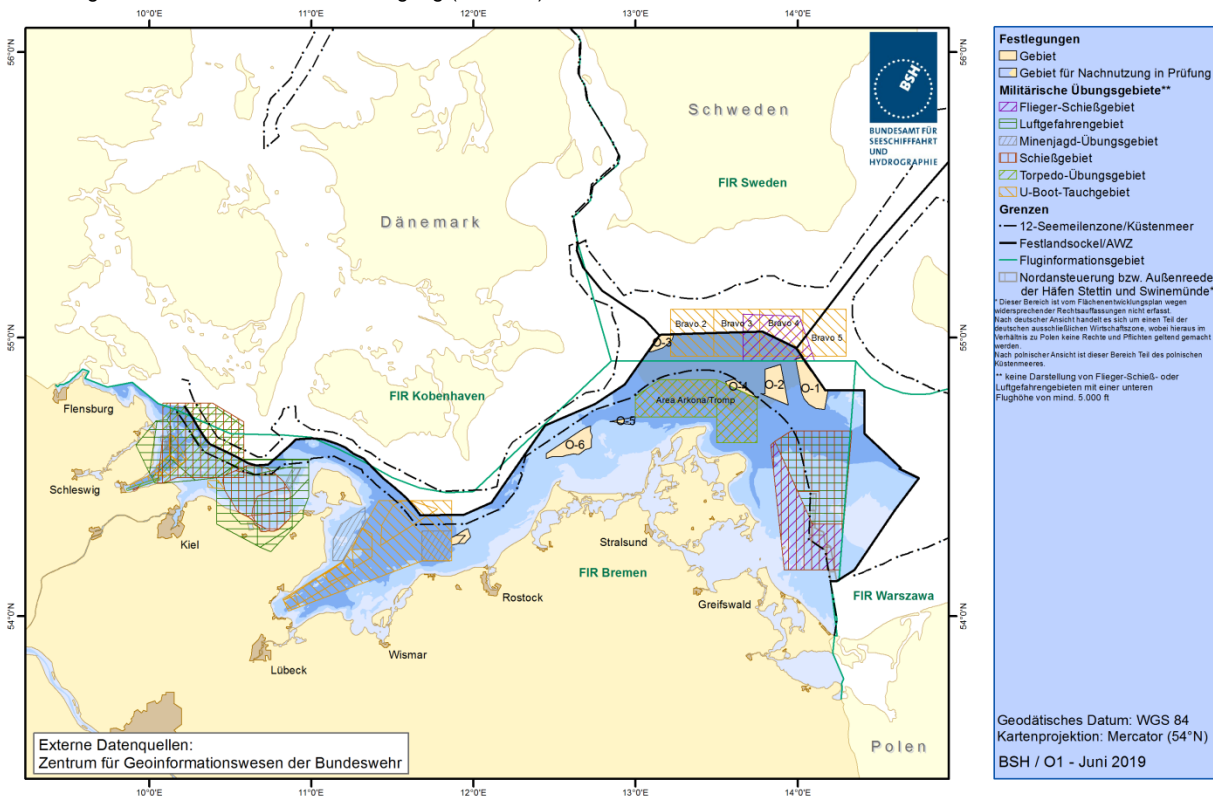


Abbildung 33: Gebiete der Landesverteidigung (Ostsee)



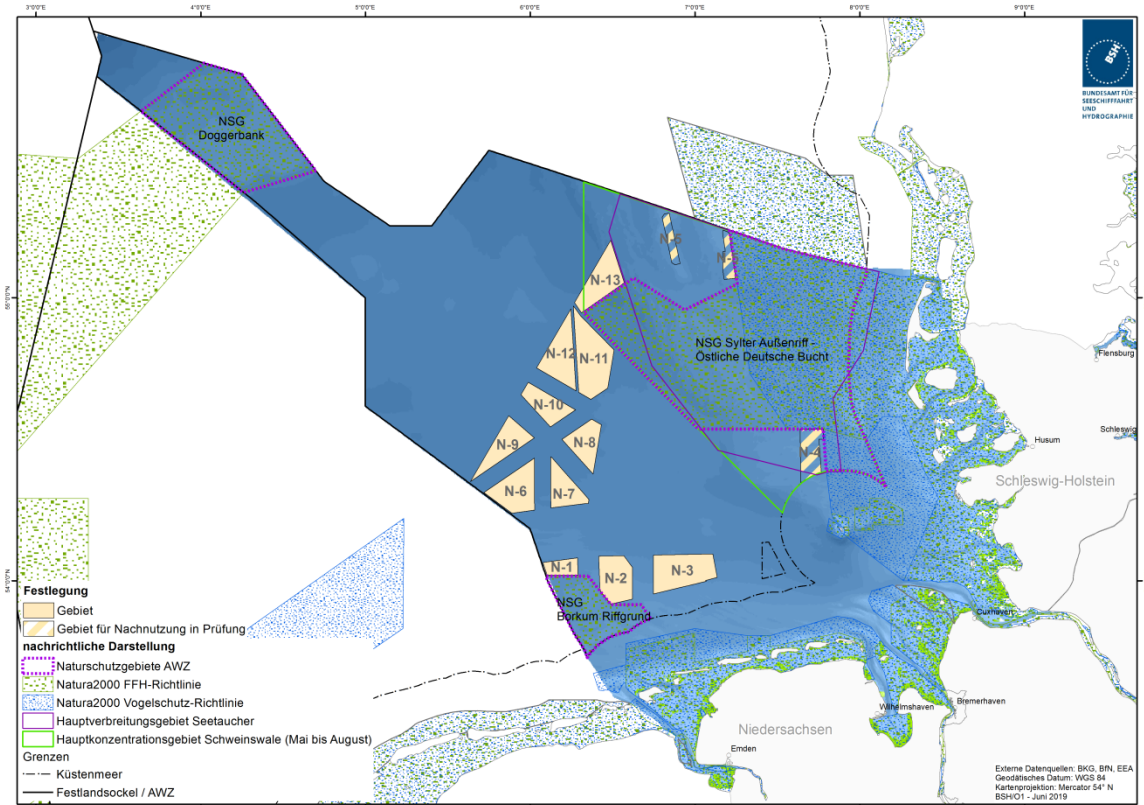


Abbildung 34: Gebiete für die Errichtung und den Betrieb von Windenergieanlagen auf See in der deutschen AWZ der Nordsee und Naturschutzgebiete.

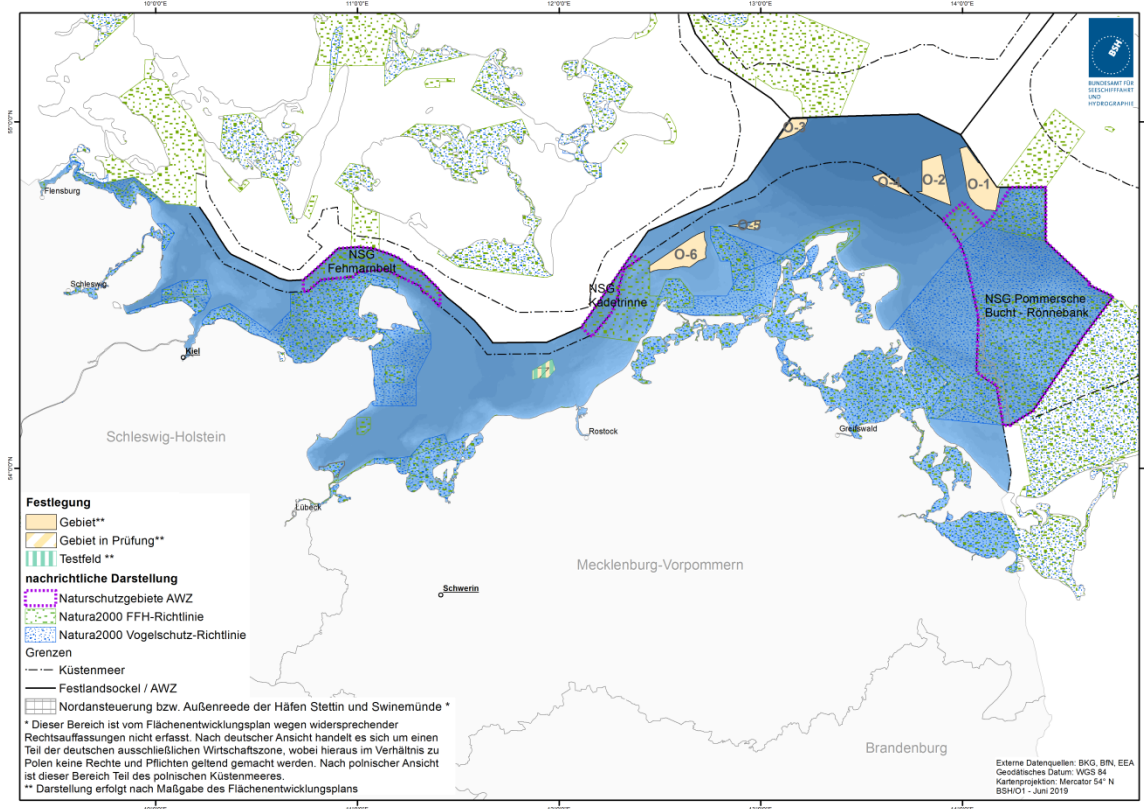


Abbildung 35: Gebiete für die Errichtung und den Betrieb von Windenergieanlagen auf See in der deutschen AWZ der Ostsee und Naturschutzgebiete

## 12 Anhang: Übersichtstabelle

Kalenderjahr Aus- schreibung	Kalenderjahr Inbetrieb- nahme	Flächen- bezeichnung (TF= Teilfläche)	Vrs. zu installierende Leistung [MW]	Summe vrs. zu installierende Leistung [MW]	Netzanbindungssystem				
					Name	Inbetrieb- nahmejahr	Übertragungs- kapazität [MW]	Netzverknüpf- ungspunkt	Anbindungs- konzept
2021	2026	N-3.7	225	900	NOR-3-3 <sup>1)</sup>	2023	900	Emden Ost	155 kV
		N-3.8	375		NOR-3-3 <sup>1)</sup>	2023	900	Emden Ost	155 kV
		O-1.3	300		OST-1-4 <sup>1)</sup>	2026	300	Raum Lubmin	AC-Anbindung
2022	2027	N-7.2	900	900	NOR-7-2 <sup>1)</sup>	2027	900	Büttel	66 kV
2023	2028	N-3.5	420	900	NOR-3-2 <sup>1)</sup>	2028	900	Hanekenfähre	66 kV
		N-3.6	480		NOR-3-2 <sup>1)</sup>	2028	900	Hanekenfähre	66 kV
2024	2029	N-6.6	630	900	NOR-6-3 <sup>1)</sup>	2029	900	Hanekenfähre	220 kV
		N-6.7	270		NOR-6-3 <sup>1)</sup>	2029	900	Hanekenfähre	220 kV
2025	2030	N-9.1 TF 1	600	600	NOR-9-1 <sup>1)</sup>	2030	1000	Wilhelms- haven II <sup>1)</sup>	66 kV
Summe Zielsystem				4.200	1) Auf die Erstellung, Prüfung und Bestätigung des NEP 2019-2030 wird verwiesen.				
Voraussichtlicher Bestand Ende 2025				10.800					
Voraussichtlicher Bestand Ende 2030				15.000					



### 13 Anhang: Informativische Darstellung eines erhöhten Ausbaupfads (Szenariorahmen 2019-2030)

Der am 15. Juni 2018 durch die BNetzA genehmigte Szenariorahmen 2019-2030 enthält unter Zugrundelegung des Koalitionsvertrags vom 12. März 2018 eine Entwicklung des Ausbaus von Windenergie auf See, die von den Zielformulierungen des EEG und somit von den gesetzlichen Vorgaben des FEP abweicht. In Stellungnahmen zum Vorentwurf des FEP wurde bezugnehmend auf den Szenariorahmen 2019-2030 gefordert, dass der FEP bereits vor einer gesetzlichen Anpassung ein entsprechendes Szenario aufzeigen sollte. Um dieser Forderung nachzukommen, werden an dieser Stelle **rein informativisch** die Szenarien B/C 2030 und A 2030 des Szenariorahmens 2019-2030 mit möglichen Festlegungen je Szenario dargestellt. Der Szenariorahmen 2019-2030 enthält mit dem Szenario B 2035 einen Ausblick über das Jahr 2030 hinaus bis zum Jahr 2035, wobei das Szenario hinsichtlich des Ausbaus bis zum Jahr 2030 auf den Szenarien B/C 2030 basiert. Auf eine Darstellung dieses Szenarios im Anhang des FEP wird verzichtet. Neu hinzugekommen im Vergleich zu den Entwurfsdokumenten ist dagegen ein Langfristszenario, das mögliche Festlegungen und deren Anbindungsleitungen für den Zeitraum nach 2030 informativisch darstellt, ohne jedoch konkrete Ausschreibungs- oder Inbetriebnahmejahre zu benennen.

Grundsätzlich besteht bei einer Erhöhung des Ausbauziels bis zum Jahr 2030 die **Herausforderung**, pro Jahr eine höhere Leistung zur Ausschreibung zu bringen als bei der Umsetzung von 15 GW bis 2030 (Basisfall). Aus diesem Grund wäre neben der Erhöhung des Ziels von 15 GW bis 2030 nach § 4 Abs. 2 Nr. 1 WindSeeG i.V.m. § 4 Nr. 2 b EEG auch

eine **gesetzliche Anpassung** des jährlichen Ausbaukorridors von 700 MW bis 900 MW und im Durchschnitt von 840 MW gemäß § 5 Abs. 5 WindSeeG **erforderlich**.

Aufgrund der Vorlaufzeiten für die Umsetzung der Netzanbindungssysteme und die Durchführung der Flächenvoruntersuchungen ist eine Erhöhung der Ausschreibungsmengen jedoch erst ab dem Jahr 2024 möglich, so dass sich das zusätzliche Ausschreibungsvolumen auf die Ausschreibungsjahre 2024 und 2025 kumuliert. Die Voraussetzung für ein Vorziehen in das Ausschreibungsjahr 2023 ist, dass die notwendigen gesetzlichen und haushalterischen Rahmenbedingungen für die Voruntersuchung zusätzlicher Flächen kurzfristig geschaffen werden. Diese müssen die Einleitung der Voruntersuchung aller notwendigen Flächen noch in 2019 ebenso ermöglichen wie deren Abschluss durch Feststellung der Eignung entsprechend der gesetzlichen Fristen vor der Ausschreibung in 2023.

Des Weiteren besteht die Herausforderung der **rechtzeitigen Fertigstellung von Netzanbindungssystemen**. Eine **weitere Herausforderung** könnte in der **Verfügbarkeit von Netzverknüpfungspunkten**, dem **Netzausbau an Land** sowie der **Trassenführung durchs Küstenmeer** liegen.

Im Gegensatz zu den Darstellungen im Anhang zum Entwurf des FEP können die Herausforderungen bezüglich der Netzanbindungssysteme durch die Erhöhung der Übertragungsspannung auf +/- 525 kV sowie analog die der Leistung auf 2.000 MW pro Anbindungssystem teilweise reduziert werden. Dennoch verbleiben neben der Unsicherheit hinsichtlich der Umsetzung dieser bisher noch nicht eingesetzten Technologie weitere Herausforderungen, auf die in den einzelnen Szenarien im Folgenden eingegangen wird.

Auf die Erstellung, Prüfung und Bestätigung des NEP 2019-2030 wird verwiesen.

### **13.1 Szenarien B 2030 und C 2030 (17 GW bis 2030)**

Die Szenarien B 2030 und C 2030 des Szenariorahmens 2019-2030 sehen jeweils einen Ausbau der Windenergie auf See in Höhe von 17 GW bis zum Jahr 2030 vor. Laut Genehmigung des Szenariorahmens vom 15. Juni 2018 geht dieses erhöhte Ausbauziel mit einer Erhöhung des durchschnittlichen jährlichen Ausbaus von 840 MW auf 1240 MW einher. Aufgrund der Vorlaufzeiten für die Umsetzung der Netzanbindungssysteme und die Durchführung der Flächenvoruntersuchungen ist eine Erhöhung der Ausschreibungsmengen jedoch erst ab dem Jahr 2024 möglich, so dass sich das zusätzliche Ausschreibungsvolumen auf die Ausschreibungsjahre 2024 und 2025 kumuliert. Auf die oben erwähnten Voraussetzungen eines Vorziehens vor das Jahr 2024 wird verwiesen.

Abbildung 36 zeigt die zur Erreichung des Ausbauziels von 17 GW bis 2030 nach den Szenarien B 2030 und C 2030 vrs. erforderlichen Flächen und Offshore-Anbindungsleitungen.

Die zur Erreichung des Ausbauziels von 17 GW vrs. zusätzlich erforderlichen Flächen befinden sich in den Gebieten N-9 und N-10. Demnach wäre für Gebiet N-9 neben der Fläche N-9.1 die Festlegung einer weiteren Fläche N-9.2 vorzusehen. Begrenzt wird die Fläche in nördlicher Richtung durch Schifffahrtsrouten. Die Fläche N-9.2 wird zudem nach Osten durch die Rohrleitung „Norpipe“ begrenzt. Die Anbindung von N-9.2 erfolgt über das Gleichstromsystem NOR-9-2, welches aus der Fläche hinaus nach Osten führt und dann parallel zur „Norpipe“ bzw. dem Anbindungssystem NOR-9-1 zum Grenzkorridor N-II verläuft.

Auch Gebiet N-10 würde in zwei Flächen geteilt werden. Nach Norden, Osten und Süden sind die Flächen durch Schifffahrtsrouten begrenzt,

nach Westen durch die Rohrleitung „Europipe 1“. Im Rahmen der möglichen Umsetzung der Szenarien B 2030 und C 2030 wäre zunächst vrs. nur die Fläche N-10.2 mit einer Teilfläche vorzusehen. Das Anbindungssystem dieses Gebiets führt vom Konverter über die „Europipe 2“ bis zum Anbindungssystem NOR-9-2 und verläuft dann parallel zu diesem zum Grenzkorridor N-II.

Im Vergleich zu den Festlegungen des FEP auf Grundlage von 15 GW bis zum Jahr 2030 würde sich das Erfordernis ergeben, dass das Netzanbindungssystem NOR-9-1 bereits im Jahr 2029 in Betrieb gehen müsste. Unter der Zugrundelegung einer Kapazität von jeweils 1.000 MW für NOR-9-1 und NOR-9-2 sowie 1.700 MW für das Anbindungssystem NOR-10-1 wäre in diesem Szenario die Inbetriebnahme zwei weiterer Anbindungssysteme (NOR-9-2 und NOR-10-1) im Jahr 2030 erforderlich.

Seitens der ÜNB liegen Hinweise darauf vor, dass für den Anschluss der Flächen in den Gebieten N-9 und N-10 über den Grenzkorridor N-II nach Niedersachsen vor dem Jahr 2030 nicht ausreichend landseitige NVP zur Verfügung stehen. Durch die Beschränkung der maximalen Netzanschlusskapazität an einem NVP in Höhe von 3.000 MW sind die für den Anschluss von Netzanschlussystemen mit 2.000 MW geeigneten NVP stark eingeschränkt. Aus diesem Grund ist es erforderlich, die Flächen in Gebiet N-9 mit zwei Netzanbindungssystemen zu zwei separaten NVP zu führen. Denkbar erscheinen hierfür die NVP Wilhelmshaven II und Unterweser, die zusätzlich zu diesen Anbindungsleitungen Kapazität für jeweils ein System mit bis zu 2.000 MW hätten. Es wäre auch zu prüfen, ob

neben dem Anbindungssystem NOR-7-2 mit dem NVP Büttel die Abführung mindestens eines weiteren Netzanbindungssystems über Grenzkorridor N-V nach Schleswig-Holstein zum NVP Heide/West möglich ist. Nach Angaben der ÜNB kann am NVP Heide/West maximal eine Netzanbindungskapazität in Höhe von 1.000 MW angeschlossen werden. Im zweiten Entwurf des FEP wurde dargelegt, dass eine Führung des Netzanbindungssystems NOR-10-1 nach Schleswig-Holstein am vorzugswürdigsten sei. Aufgrund der beschränkten Aufnahmekapazität kommen abweichend vom zweiten Entwurf des FEP jedoch nur NOR-9-1 und NOR-9-2 für eine Führung nach Schleswig-Holstein in Betracht. Aus räumlichen Gesichtspunkten und zur Vermeidung von Kreuzungen wäre in diesem Fall NOR-9-2 zu bevorzugen. Nach derzeitigen Informationen ist jedoch eine Trassenführung von weiteren Offshore-Anbindungsleitungen durch das Schleswig-Holsteinische Küstenmeer problematisch. Bei einer Erhöhung des Ausbauziels über 15 GW bis 2030 wäre daher eine Abstimmung mit dem Land Schleswig-Holstein über die Möglichkeit eines weiteren Anbindungssystems erforderlich.

Die Festlegung von NVP erfolgt im Rahmen der Bestätigung des NEP 2019-2030 durch die BNetzA.

Gemäß der Ausführungen in Abschnitt 4.2.1 erfolgt die Anbindung der Flächen an die Offshore-Konverterplattform auch bei einer Übertragungskapazität von bis zu 2.000 MW nach dem Direktanschlusskonzept (66kV). Die Errichtung zusätzlicher Umspannplattformen auf den Flächen ist demnach nicht erforderlich.

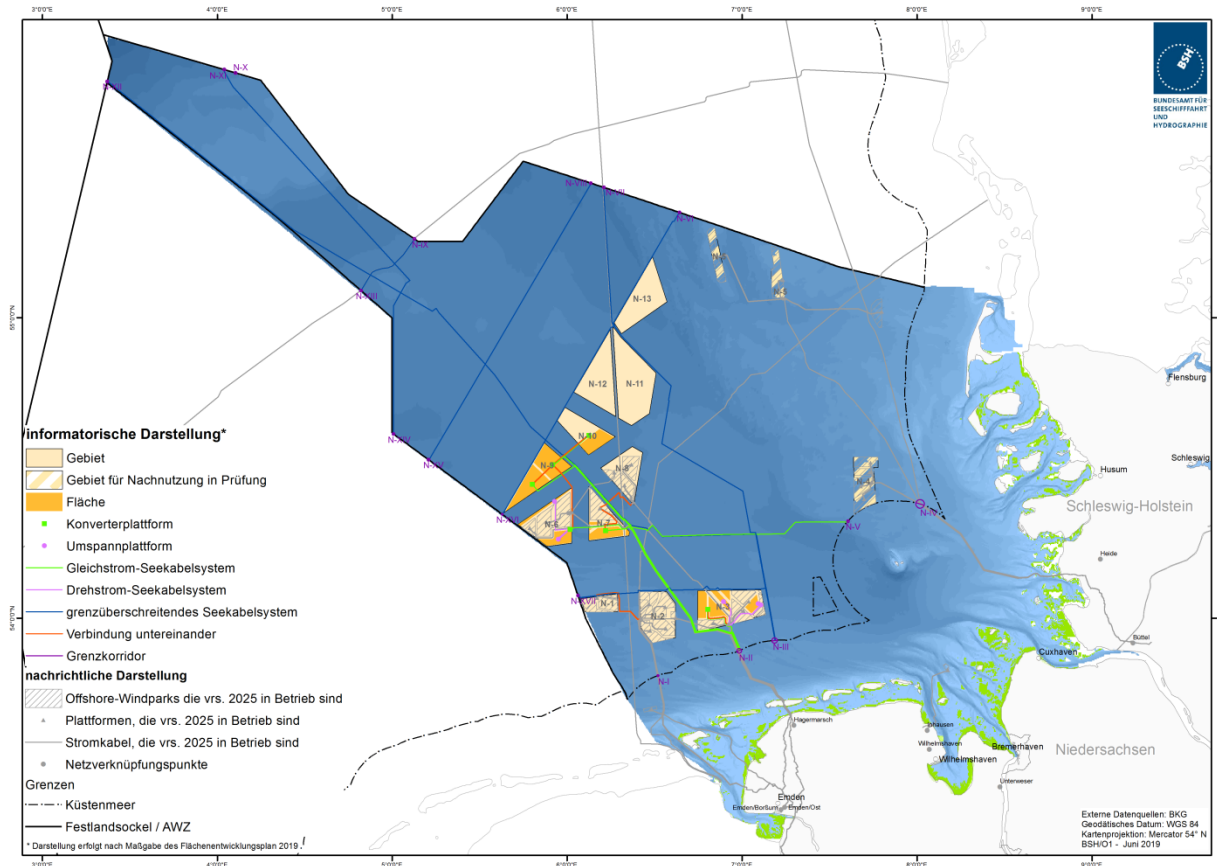


Abbildung 36: Informatrische Darstellung von möglichen Festlegungen nach Szenario B und C 2030 (17 GW bis 2030)

Tabelle 19 stellt die mögliche zeitliche Reihenfolge der Ausschreibung für die zur Zielerreichung erforderlichen Flächen einschließlich der vrs. zu installierenden Leistung dar. Gegenüber den Festlegungen für 15 GW gemäß Abschnitt 5.5 wird deutlich, dass die Ausschreibung bzw. Inbetriebnahme der Fläche N-9.1 um ein Jahr vorgezogen werden müsste und im Jahr 2025 zusätzlich die Flächen N-9.2 und N-10.2 als eine Teilfläche zur Erreichung von 17 GW bis 2030 ausgeschrieben werden müssten. Auf einzelnen Flächen ist zudem eine Erhöhung der vrs. zu installierenden Leistung möglich, wenn eine Flexibilisierung des Ausbaukorridors von 700 bis 900 MW pro Kalenderjahr zugrunde gelegt wird (vgl. Abschnitt 5.3.1).

Herausforderungen bzw. Voraussetzungen bei der Umsetzung des Szenarios:

- Klärung der (technischen) Realisierbarkeit der Netzanbindungssysteme NOR-9-1 und NOR-9-2 nach dem +/- 320 kV-Konzept mit einer Übertragungsleistung von 1.000 MW sowie NOR-10-1 nach dem +/- 525 kV-Konzept mit einer Übertragungsleistung von 1.700 MW
- Rechtzeitige Verfügbarkeit landseitiger NVP
- Ggf. Klärung eines möglichen Trassenverlaufs durch das Küstenmeer von Schleswig-Holstein
- Zeitlicher Vorlauf zur Fortschreibung des FEP und zur Durchführung der Flächenvoruntersuchungen erfordert zeitnahe Umsetzung der Gesetzesänderung bzgl. Ausbauziel

Tabelle 19: Informatrische Darstellung der zeitlichen Reihenfolge der festzulegenden Flächen einschließlich der vrs. zu installierenden Leistung für die Szenarien B 2030 und C 2030 des Szenariorahmens 2019-2030

Kalenderjahr Ausschreibung	Kalenderjahr Inbetriebnahme	Flächenbezeichnung (TF=Teilfläche)	Netz-anbindungssystem	Vrs. zu installierende Leistung [MW]	Summe vrs. zu installierende Leistung [MW]
2021	2026	N-3.7	NOR-3-3	225	958
		N-3.8	NOR-3-3	433	
		O-1.3	OST-1-4	300	
2022	2027	N-7.2	NOR-7-2	930	930
2023	2028	N-3.5	NOR-3-2	420	900
		N-3.6	NOR-3-2	480	
2024	2029	N-6.6	NOR-6-3	630	1.900
		N-6.7	NOR-6-3	270	
		N-9.1	NOR-9-1	1000	
2025	2030	N-9.2	NOR-9-2	1000	1.512
		N-10.2 TF 1	NOR-10-1	512	
Summe Zielsystem					6.200
Voraussichtlicher Bestand Ende 2025					10.800
Voraussichtlicher Bestand Ende 2030					17.000



### 13.2 Szenario A 2030 (20 GW bis 2030)

Szenario A 2030 bildet einen möglichen Entwicklungspfad ab, der verstärkt auf zentralen und großen Erzeugungseinheiten beruht. Dadurch ist der Ausbaupfad für die erneuerbaren Energien in diesem Szenario mit Ausnahme der Windenergie auf See am geringsten. Für Windenergie auf See hingegen wird im Szenariorahmen 2019-2030 eine installierte Leistung von 20 GW bis zum Jahr 2030 angesetzt, was im Rahmen der Szenarien den maximalen Ausbau bis 2030 darstellt.

Abbildung 37 zeigt die zur Erreichung des Ausbauziels von 20 GW bis 2030 nach dem Szenario A 2030 vrs. erforderlichen Flächen und Offshore-Anbindungsleitungen.

Zusätzlich zu den in Abbildung 36 dargestellten Flächen zur Erreichung eines Ausbauziels von 17 GW würden im Szenario A 2030 zur Erreichung von 20 GW bis 2030 vrs. weitere Flächen ausgewiesen werden. Gebiet N-10 würde wie bereits für die Szenarien B 2030 und C 2030 dargestellt, in zwei Flächen geteilt werden. Im Gegensatz zu diesen Szenarien wäre für Szenario A 2030 vrs. die Erschließung beider Flächen in Gebiet N-10 erforderlich. Gebiet N-12 würde in drei Flächen unterteilt, von denen die beiden südlichen etwa gleich groß sind. Nordwestlich und südlich sind die Flächen durch Schifffahrtsrouten begrenzt, westlich durch „NorNed“.

Das gegenüber Szenarien B und C 2030 zusätzlich erforderliche Netzanbindungssystem NOR-12-1 würde von der Konverterplattform nach Osten bis zum grenzüberschreitenden Seekabelsystem „NorNed“ verlaufen und hierzu parallel bis zur südöstlichen Ecke von Gebiet N-12 geführt. Hier wird „NorNed“ gekreuzt und es erfolgt eine Parallelführung zur Schifffahrtsroute 4 bis zur „Europipe 2“ und dann eine Parallelführung zur Rohrleitung bis zum Grenzkorridor N-III. Die Anbindung der Flächen

an die Konverterplattform NOR-12-1 würde mit dem 66 kV-Direktanbindungskonzept erfolgen. Der genaue Verlauf der Seekabelsysteme, die durch Grenzkorridor N-III führen, (insb. deren ost-westliche Anordnung) ist für den Bereich vom Vorbehaltsgebiet der Schifffahrtsroute 2 des Raumordnungsplans bis zur Küstenmeergrenze (s. a. Abbildung 21) abschließend im Einzelverfahren festzulegen.

Tabelle 20 stellt die mögliche zeitliche Reihenfolge der Ausschreibung für die zur Zielerreichung erforderlichen Flächen einschließlich der vrs. zu installierenden Leistung dar.

Da auf Grundlage der derzeit vorliegenden Informationen davon ausgegangen werden muss, dass eine Beschleunigung der Planungs- und Realisierungszeiträume für die Netzanbindungssysteme NOR-3-2 und NOR-6-3 in den Jahren 2028 bis 2029 gegenüber dem Basisfall nicht möglich ist, wäre zur Erreichung von 20 GW bis 2030 eine Erhöhung der Ausbaumengen erst in den Jahren 2029 und 2030 möglich. Wie bei den Szenarien B und C 2030 auch, wäre auch im Szenario A 2030 u.a. aufgrund der langen Planungs- und Realisierungszeiten der Offshore-Anbindungsleitungen und der vrs. Verfügbarkeit von NVP sowie den erforderlichen Vorlaufzeiten für die Voruntersuchung und Eignungsprüfung kein Vorziehen der zusätzlich erforderlichen Flächen vor die Ausschreibungsjahre 2024 und 2025 möglich. Das Netzanbindungssystem NOR-9-1 müsste gegenüber den Festlegungen des FEP bereits im Jahr 2029 fertiggestellt werden. Zusätzlich wären gegenüber dem Basisfall (15 GW) voraussichtlich NOR-9-2 im Jahr 2029 sowie die Anbindungsleitungen NOR-10-1 und NOR-12-1 bis Ende 2030 erforderlich.

Vor diesem Hintergrund wird darauf hingewiesen, dass für die vorherigen Darstellungen bereits eine deutliche Erhöhung der Übertragungskapazität künftiger Netzanbindungssysteme auf bis zu 2.000 MW zugrunde gelegt

wurde. Die erforderliche Anzahl der Systeme kann dadurch reduziert werden und damit eine nennenswerte Entlastung der räumlichen Herausforderungen erfolgen. Gemäß der Darstellungen der ÜNB im 2. Entwurf des NEP 2019-2030 vom 15. April 2019 erscheint der Anschluss von 20 GW 2030 als nicht möglich. So weisen die ÜNB darauf hin, dass eine Inbetriebnahme der Netzanbindungssysteme mit NVP im Suchraum Gemeinden Ibbenbüren/ Mettingen/ Westerkappeln und Wehrendorf (jeweils im Netzgebiet Amprion) aufgrund der langen landseitigen Trasse nicht vor 2030 realistisch sei. Das in diesem Abschnitt dargestellte Szenario verzichtet jedoch auf eine Anbindung an die in Bezug auf die Realisierungszeit kritischen NVP.

Vor diesem Hintergrund und dem Anheben der Übertragungsleistung auf bis zu 2.000 MW je Netzanbindungssystem wäre die Realisierbarkeit erneut zu beurteilen.

#### Herausforderungen bzw. Voraussetzungen bei der Umsetzung des Szenarios:

- Klärung der (technischen) Realisierbarkeit der Netzanbindungssysteme NOR-9-1 und NOR-9-2 nach dem +/- 320 kV-Konzept mit einer Übertragungskapazität von 1.000 MW sowie NOR-10-1 und NOR-12-1 nach dem +/- 525 kV-Konzept mit einer Übertragungsleistung von 1.700 MW bzw. 2.000 MW
- Rechtzeitige Verfügbarkeit landseitiger NVP
- Ggf. Klärung eines möglichen Trassenverlaufs durch das Küstenmeer von Schleswig-Holstein
- Rechtzeitige Schaffung der rechtlichen und haushalterischen Voraussetzungen für die Voruntersuchung der zusätzlichen Flächen noch im Jahr 2019
- Rechtzeitiger Abschluss der deutlich zunehmenden Anzahl zusätzlicher Voruntersuchungen für die Flächen erscheint kritisch

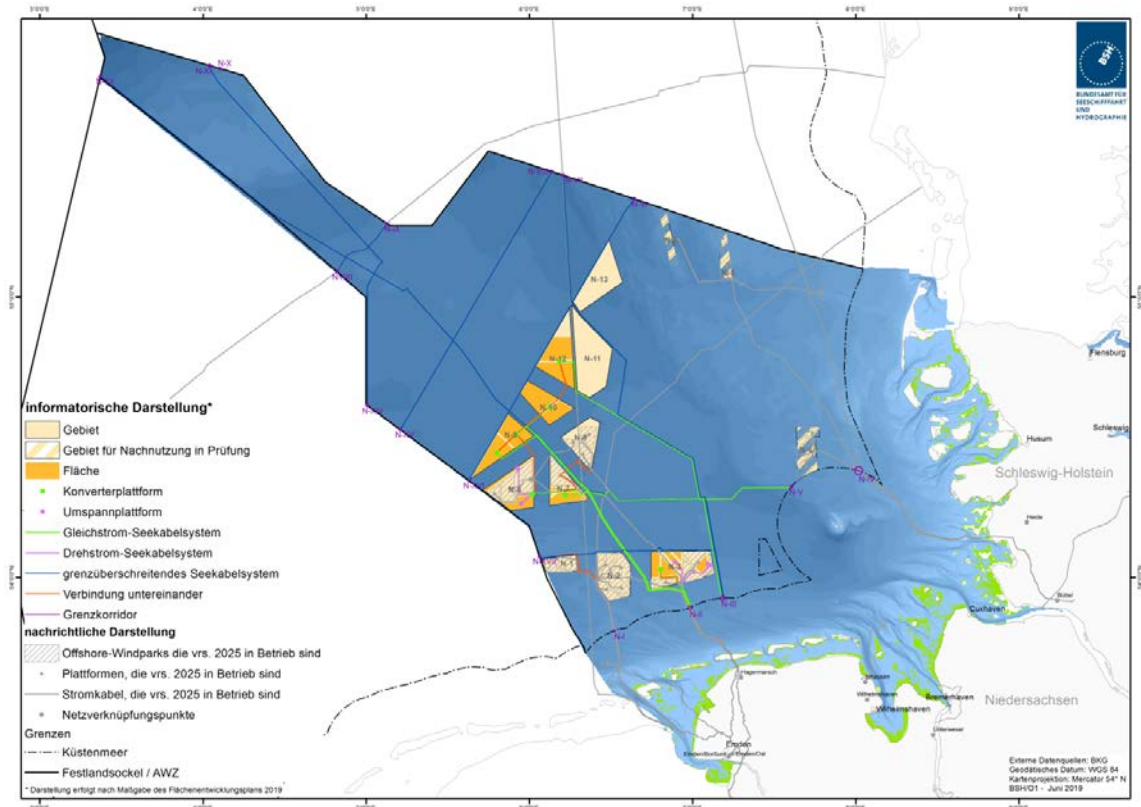


Abbildung 37: Informatrische Darstellung von möglichen Festlegungen nach Szenario A 2030 (20 GW bis 2030)

Tabelle 20: Informatrische Darstellung der zeitlichen Reihenfolge der festzulegenden Flächen einschließlich der voraussichtlich zu installierenden Leistung für das Szenario A 2030 des Szenariorahmens 2019-2030

Kalenderjahr Ausschreibung	Kalenderjahr Inbetriebnahme	Flächenbezeichnung (TF=Teilfläche)	Netz-anbindungssystem	Vrs. zu installierende Leistung [MW]	Summe vrs. zu installierende Leistung [MW]
2021	2026	N-3.7	NOR-3-3	225	958
		N-3.8	NOR-3-3	433	
		O-1.3	OST-1-4	300	
2022	2027	N-7.2	NOR-7-2	930	930
2023	2028	N-3.5	NOR-3-2	420	1.900
		N-3.6	NOR-3-2	480	
		N-9.1	NOR-9-1 <sup>1)</sup>	1000	
2024	2029	N-6.6	NOR-6-3	630	1.900
		N-6.7	NOR-6-3	270	
		N-9.2	NOR-9-2	1000	
2025	2030	N-10.1	NOR-10-1	1000	3.512
		N-10.2	NOR-10-1	700	
		N-12.1	NOR-12-1	1000	
		N-12.2 TF 1	NOR-12-1	812	
Summe Zielsystem					9.200
Voraussichtlicher Bestand Ende 2025					10.800
Voraussichtlicher Bestand Ende 2030					20.000

<sup>1)</sup> Ein Vorziehen der Fläche N-9.1 auf das Jahr 2028 ist nur unter den in Abschnitt 13 genannten Voraussetzungen möglich.

### 13.3 Langfristszenario: Mögliche Flächen für den Zeitraum nach 2030

Zum Zwecke einer langfristigen Planung wird in diesem Abschnitt ein Ausblick auf die nach dem Zieljahr 2030 verfügbaren Flächen gegeben. Dazu wurde die Leistung auf den Flächen in den Gebieten N-11 bis N-13, welche über das Szenario A 2030 (20 GW bis 2030) hinaus zur Verfügung stehen, bestimmt. Dieses Szenario stellt damit das theoretische Gesamtpotenzial dar, welches sich bei einer vollständigen Bebauung der im FEP festgelegten Gebiete ergeben würde und beträgt insgesamt etwa 26 GW. Der Zeithorizont zur Erschließung dieses Potenzials ist stark abhängig von der Entwicklung bis zum Jahr 2030. Im Vergleich zum Szenario A 2030, welches eine installierte Leistung von 20 GW im Jahr 2030 zum Ziel hat, wäre die Errichtung von drei zusätzlichen Netzanbindungssystemen (NOR-11-1, NOR-11-2 und NOR-13-1) erforderlich.

Gegenüber dem Szenario A 2030 würden in Gebiet N-12 die dritte Fläche N-12.3 sowie alle Flächen in den Gebieten N-11 und N-13 hinzukommen. Die Anbindungssysteme NOR-11-1 und NOR-11-2 würden jeweils nach Osten hinaus verlaufen, die Schifffahrtsroute 5 queren und anschließend parallel zum geplanten grenzüberschreitenden Seekabelsystem zu Grenzkorridor N-III verlaufen. Alternativ wäre ab dem Kreuzungspunkt nördlich der Schifffahrtsroute 2 auch eine Führung zu Grenzkorridor N-V in Richtung Schleswig-Holstein möglich. Der Trassenverlauf ist abhängig von den möglichen NVP für die zusätzlichen Systeme. Bezüglich möglicher Trassenverläufe im Küstenmeer beginnend bei den Grenzkorridoren N-III bis N-V werden derzeit durch die ÜNB Studien durchgeführt. Ziel ist es, weitere Trassen im Küstenmeer für die Anbindungssysteme von OWP festlegen zu können und eine Abschätzung der maximal möglichen Trassenkorridore zu erhalten.

Tabelle 21: Informatorische Darstellung der in den Zonen 1-3 über den Zeitraum 2030 hinaus möglicherweise verfügbaren Flächen auf Grundlage des Szenario A 2030 des Szenariorahmens 2019-2030 (20 GW bis 2030)

Kalenderjahr Ausschreibung	Kalenderjahr Inbetriebnahme	Flächenbezeichnung (TF=Teilfläche)	Netzanbindungssystem	Vrs. zu installierende Leistung [MW]	Summe vrs. zu installierende Leistung [MW]
Nach 2025	Nach 2030	N-12.2 TF 2	NOR-12-1	188	6.188
		N-11.1	NOR-11-1	1000	
		N-11.2	NOR-11-1	1000	
		N-11.3	NOR-11-2	700	
		N-11.4	NOR-11-2	850	
		N-12.3	NOR-11-2	450	
		N-13.1	NOR-13-1	1000	
		N-13.2	NOR-13-1	1000	
Gesamtpotenzial in den Zonen 1-3					ca. 26.200 <sup>1)</sup>

<sup>1)</sup> Zusätzliches Potenzial in Höhe von bis zu 900 MW könnte sich durch die Bebauung der Restflächen in Gebiet O-6 ergeben. Dies steht jedoch unter dem Vorbehalt einer tatsächlichen Verfügbarkeit der Flächen.



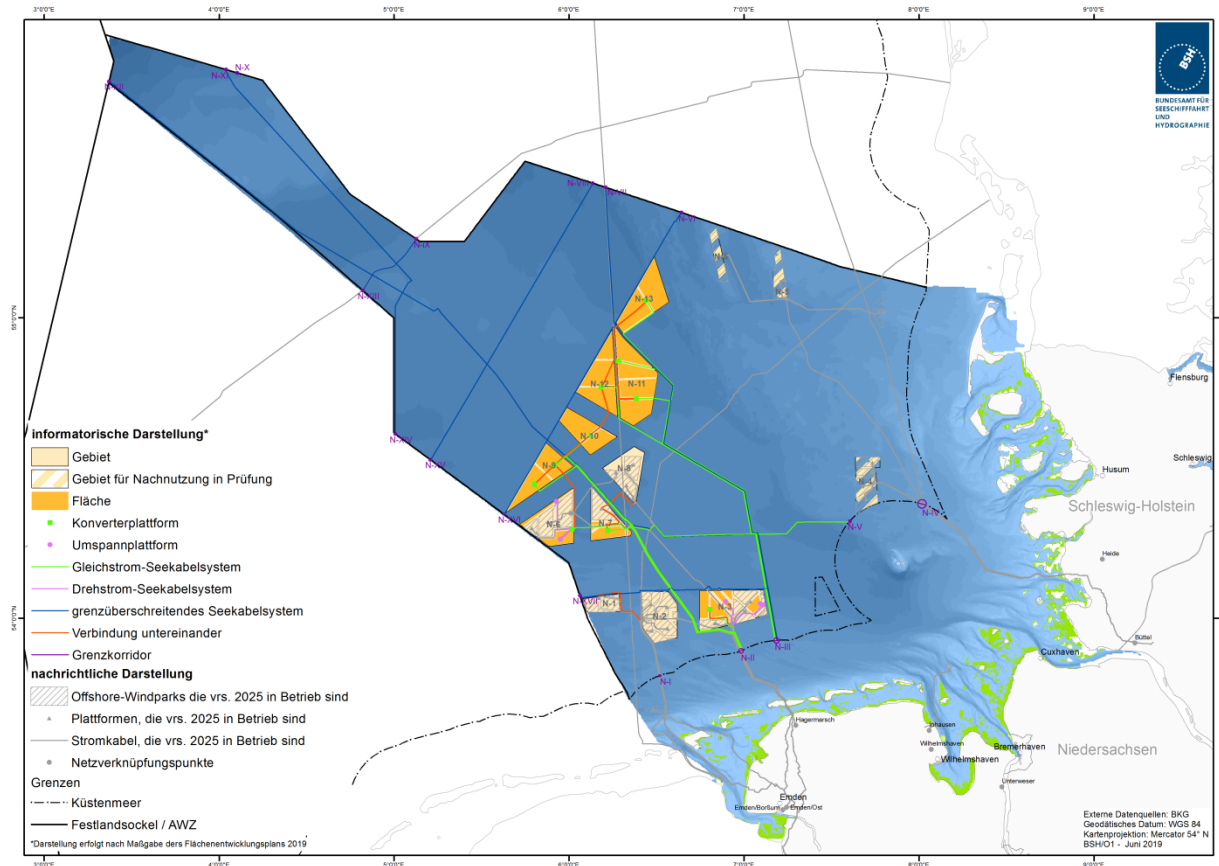


Abbildung 38: Informatorische Darstellung der in den Zonen 1-3 über den Zeitraum 2030 hinaus möglicherweise verfügbaren Flächen

### 13.4 Möglicherweise erforderliche Anbindungsleitungen für die Szenarien

Einleitend zu diesem Kapitel wurde bereits auf die **Herausforderungen** im Zusammenhang mit den für die beschriebenen Szenarien möglicherweise erforderlichen **Anbindungs-**

**leitungen** hingewiesen, die u.a. **für eine Umsetzung zu bewältigen wären.**

Tabelle 22 stellt die jeweils erforderlichen Kalenderjahre der Inbetriebnahme für die in den einzelnen Szenarien erforderlichen Netzanbindungssysteme dar.

Tabelle 22: Übersicht über die möglicherweise erforderlichen Inbetriebnahmejahre der Offshore-Anbindungsleitungen in den verschiedenen Szenarien

Bezeichnung	Übertragungs- kapazität [MW]	möglicher Netzverknüpfungspunkt <sup>2)</sup>	Kalenderjahr der Inbetriebnahme für Offshore-Anbindungsleitungen		
			Basis 15 GW	Szenario B und C 2030 17 GW	Szenario A 2030 20 GW
OST-1-4 <sup>1)</sup>	300	Lubmin	2026	2026	2026
NOR-7-2 <sup>1)</sup>	931	Büttel	2027	2027	2027
NOR-3-2 <sup>1)</sup>	900	Hanekenfähr	2028	2028	2028
NOR-6-3 <sup>1)</sup>	900	Hanekenfähr	2029	2029	2029
NOR-9-1 <sup>1)</sup>	1000	Wilhelmshaven II	2030	2029	2028 <sup>3)</sup>
NOR-9-2 <sup>1)</sup>	1000	Unterweser <sup>4)</sup>		2030	2029
NOR-10-1 <sup>1)</sup>	1700	Wilhelmshaven II		2030	2030
NOR-12-1 <sup>1)</sup>	2000	Unterweser			2030
NOR-11-1 <sup>1)</sup>	2000	N.N.			
NOR-11-2 <sup>1)</sup>	2000	N.N.			
NOR-13-1 <sup>1)</sup>	2000	N.N.			

<sup>1)</sup> Auf die Erstellung, Prüfung und Bestätigung des NEP 2019-2030 wird verwiesen.

<sup>2)</sup> Die Angaben zu möglichen Netzverknüpfungspunkten und frühestmöglicher Fertigstellung sind insbesondere unter Berücksichtigung des geänderten Anschlusskonzepts für NOR-10-1 und NOR-12-1 in +/-525 kV-Gleichstromtechnologie Teil der Prüfung im Rahmen der Bestätigung des NEP.

<sup>3)</sup> Eine Realisierung des Netzanbindungssystems NOR-9-1 im Jahr 2028 ist nur unter den in Abschnitt 13 genannten Voraussetzungen möglich.

<sup>4)</sup> Alternativ kommt Heide/West in Schleswig-Holstein als Netzverknüpfungspunkt in Betracht.