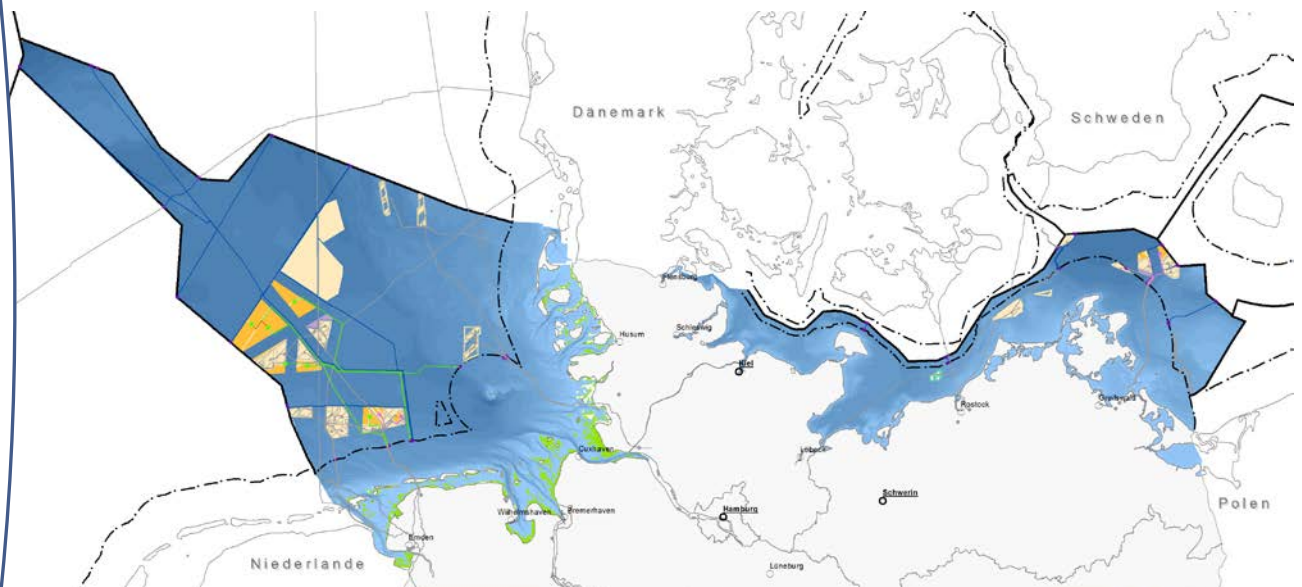




BUNDESAMT FÜR
SEESCHIFFFAHRT
UND
HYDROGRAPHIE

Flächenentwicklungsplan 2020 für die deutsche Nord- und Ostsee



Hamburg, 18. Dezember 2020

© Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie
Hamburg und Rostock 2020

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

1	Einleitung	1
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
2	Verfahren zum Ausbau der Windenergie auf See	5
2.1	Flächenentwicklungsplan	6
2.1.1	Zuständigkeit	6
2.1.2	Erstaufstellung	6
2.1.3	Fortschreibung/Änderung	6
2.1.4	Abstimmungserfordernisse	7
2.1.5	Einvernehmenserfordernis	7
2.2	Voruntersuchung von Flächen	7
2.3	Ausschreibung von Flächen	8
2.4	Planfeststellung von Windenergieanlagen auf See, die an das Netz angeschlossen werden	9
2.5	Schnittstellen mit anderen Instrumenten der Netzplanung	10
2.5.1	Szenariorahmen	10
2.5.2	Netzentwicklungsplan	11
2.5.3	Bundesbedarfsplan	12
2.5.4	Ten-Year Network Development Plan	12
2.5.5	Bundesnetzplan	13
2.5.6	Weitere Schnittstellen mit Instrumenten der Netzplanung	13
2.6	Bestehende Raumordnung und Fachplanung	13
2.6.1	Ausschließliche Wirtschaftszone	14
2.6.2	Niedersachsen	16
2.6.3	Schleswig-Holstein	16
2.6.4	Mecklenburg-Vorpommern	16
3	Ausgangslage	18
3.1	Derzeitiger Stand des Ausbaus	18
3.2	Gesetzlicher Ausbaupfad der Windenergie auf See	21

4	Leitlinien und Grundsätze	22
4.1	Einführung	22
4.2	Anbindungskonzepte	22
4.2.1	Standardkonzept Nordsee: Gleichstromsystem	23
4.2.2	Standardkonzept Ostsee: Drehstromsystem	26
4.3	Standardisierte Technikgrundsätze	28
4.3.1	Gleichstromsystem Nordsee	28
4.3.2	Drehstromsystem Ostsee	32
4.3.3	Grenzüberschreitende Seekabelsysteme	33
4.4	Planungsgrundsätze	37
4.4.1	Allgemeine Grundsätze	37
4.4.2	Flächen und Windenergieanlagen auf See sowie sonstige Energiegewinnungsbereiche und -anlagen	51
4.4.3	Plattformen	54
4.4.4	Seekabelsysteme	56
4.5	Möglichkeiten der Abweichung	64
4.5.1	Standardisierte Technikgrundsätze	64
4.5.2	Planungsgrundsätze	64
4.6	Planungshorizont	65
4.7	Bestimmung der voraussichtlich zu installierenden Leistung	66
4.7.1	Ziel der Leistungsermittlung	66
4.7.2	Methodik der Leistungsermittlung für Zone 1 und 2	67
4.7.3	Methodik der Leistungsermittlung für Zone 3	69
4.8	Kriterien für die Festlegung der Flächen und der zeitlichen Reihenfolge ihrer Ausschreibung	71
4.8.1	Methodik der Anwendung der Kriterien	71
4.8.2	Beschreibung der anzuwendenden Kriterien	72
5	Festlegungen	75
5.1	Gebiete für die Errichtung und den Betrieb von Windenergieanlagen auf See	75
5.1.1	Festlegung von Gebieten und fachplanerischer Rahmen	77
5.1.2	Die Gebiete im Einzelnen	79

5.2	Flächen für die Errichtung und den Betrieb von Windenergieanlagen auf See	83
5.2.1	Festlegungen von Flächen	83
5.2.2	Maßgebliche Kriterien für die Entscheidung gegen die Festlegung einer Fläche	87
5.3	Voraussichtlich zu installierende Leistung	88
5.3.1	Plausibilisierung der voraussichtlich zu installierenden Leistung	88
5.4	Festlegungen für das Küstenmeer	91
5.4.1	Erforderlichkeit einer Verwaltungsvereinbarung	91
5.4.2	Gebiete für die Errichtung und den Betrieb von Windenergieanlagen auf See	92
5.4.3	Flächen für die Errichtung und den Betrieb von Windenergieanlagen auf See	92
5.4.4	Festlegungen zum Testfeld	92
5.5	Zeitliche Reihenfolge der auszuschreibenden Flächen	93
5.5.1	Zeitliche Reihenfolge der auszuschreibenden Flächen	94
5.5.2	Darstellung der Überprüfung der zeitlichen Reihenfolge anhand von Hinweisen zu Offshore-Anbindungsleitungen, Netzverknüpfungspunkten und dem Netzausbau an Land	95
5.6	Kalenderjahr einschließlich des Quartals im jeweiligen Kalenderjahr der Inbetriebnahme für Windenergieanlagen auf See und Anbindungsleitungen	98
5.6.1	Festlegung der Kalenderjahre einschließlich des Quartals im jeweiligen Kalenderjahr	99
5.6.2	Festlegung von Schaltfeldern und J-Tubes für Plattformen und Flächen	102
5.7	Standorte von Konverterplattformen, Sammelplattformen und Umspannanlagen	103
5.8	Trassen oder Trassenkorridore für Offshore-Anbindungsleitungen	106
5.9	Grenzkorridore zum Küstenmeer	108
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	117
6	Festlegungen für Pilotwindenergieanlagen	119
6.1	Verfügbare Netzanbindungskapazitäten	119
6.2	Räumliche Vorgaben	120
6.3	Technische Gegebenheiten und Voraussetzungen für den Netzanschluss	121
7	Sonstige Energiegewinnungsbereiche	123
7.1	Ausschreibung der Bereiche zur sonstigen Energiegewinnung	123
7.2	Planfeststellung von sonstigen Energiegewinnungsanlagen	123
7.3	Festlegung von sonstigen Energiegewinnungsbereichen	124
8	Übereinstimmung der Festlegungen mit privaten und öffentlichen Belangen	127
8.1	Gesetzliche Ausschlussgründe	127
8.1.1	Übereinstimmung mit den Erfordernissen der Raumordnung	127
8.1.2	Keine Gefährdung der Meeresumwelt	128
8.1.3	Keine Beeinträchtigung der Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs	128
8.1.4	Keine Beeinträchtigung der Sicherheit der Landes- und Bündnisverteidigung	129
8.1.5	Keine Lage in gesetzlich ausgewiesenem Schutzgebiet	129
8.2	Sonstige öffentliche und private Belange	129
8.3	Zulässigkeit der Festlegung der Gebiete	130
8.4	Zulässigkeit der Festlegung der Flächen	132
8.5	Zulässigkeit weiterer Festlegungen	134
9	Zusammenfassende Abwägung	136
9.1	Allgemeines zum Hintergrund des Flächenentwicklungsplans	136
9.1.1	Gesetzliche Grundlagen, Ausbaupfad	136
9.2	Schnittstellen mit anderen Instrumenten der Netzplanung	137

9.3	Bestehende Raumordnung und Fachplanung	137
9.4	Anbindungskonzepte	137
9.4.1	Nordsee	137
9.4.2	Ostsee	138
9.5	Standardisierte Technikgrundsätze	138
9.5.1	Nordsee	138
9.5.2	Ostsee	140
9.6	Planungsgrundsätze	141
9.6.1	Rückbaupflicht und Sicherheitsleistung	141
9.6.2	Berücksichtigung aller bestehenden, genehmigten und festgelegten Nutzungen	141
9.6.3	Berücksichtigung von Kulturgütern	142
9.6.4	Berücksichtigung von behördlichen Standards, Vorgaben bzw. Konzepten	143
9.6.5	Emissionsminderung	143
9.6.6	Berücksichtigung von Fundstellen von Kampfmitteln	143
9.6.7	Planungsgrundsätze mit naturschutzfachlichem Bezug	143
9.6.8	Abweichung der tatsächlich installierten Leistung von der zugewiesenen Netzanbindungskapazität	144
9.6.9	Unterkünfte auf Plattformen	144
9.6.10	Überdeckung	144
9.6.11	Sedimenterwärmung	145
9.7	Möglichkeiten der Abweichung	145
9.8	Bestimmung der voraussichtlich zu installierenden Leistung	146
9.9	Gebiete und Flächen	147
9.9.1	Nordsee	147
9.9.2	Ostsee	151
9.10	Voraussichtlich zu installierende Leistung	153
9.11	Festlegungen im Küstenmeer	153
9.12	Zeitliche Reihenfolge und Kalenderjahr der Flächen und Anbindungsleitungen	155
9.13	Räumliche Festlegungen der Seekabelsysteme, Grenzkorridore und Plattformen	157

9.13.1	Netzanbindungssysteme	157
9.13.2	Grenzkorridore	158
9.13.3	Grenzüberschreitende Seekabelsysteme	159
9.13.4	Verbindungen untereinander	160
9.14	Sonstige Energiegewinnungsbereiche	161
9.15	Übereinstimmung der Festlegungen mit privaten und öffentlichen Belangen	162
9.16	Internationale Stellungnahmen	162
9.17	Umweltberichte	164
10	Zusammenfassende Umwelterklärung und Überwachungsmaßnahmen	166
10.1	Zusammenfassende Umwelterklärung nach § 44 UVPG	166
10.2	Überwachungsmaßnahmen nach § 45 UVPG	171
10.2.1	Monitoring der potenziellen Auswirkungen der Gebiete und Flächen für Windenergieanlagen auf See, der Plattformen und der sonstigen Energiegewinnungsbereiche	173
10.2.2	Monitoring der potenziellen Auswirkungen von Seekabeln	174
11	Literaturverzeichnis	176
12	Anhang: Karten (nachrichtlich)	180
13	Anhang: Übersichtstabelle	188
14	Anhang: Informativische Darstellung eines langfristigen Ausbaupfads (Szenariorahmen 2021-2035)	189

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.	20
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.	20
Abbildung 4: Schematische Darstellung des Anbindungskonzepts für die Nordsee	36
Abbildung 5: Schematische Darstellung des Anbindungskonzepts für die Ostsee.....	36
Abbildung 6: Schematische Darstellung der Methodik der Leistungsermittlung.....	67
Abbildung 7: Darstellung der korrigierten Fläche A* im Verhältnis zur nominellen Fläche A.....	68
Abbildung 8: Gebiete in der deutschen AWZ der Nordsee	76
Abbildung 9: Gebiete in der deutschen AWZ der Ostsee	77
Abbildung 10: Flächen in der deutschen AWZ der Nordsee	84
Abbildung 11: Flächen in den Gebieten N-3, N-6, N-7, N-9 und N10 in der deutschen AWZ der Nordsee	84
Abbildung 12: Flächen in der deutschen AWZ der Ostsee	86
Abbildung 13: Von Mecklenburg-Vorpommern zur Ausweisung übermittelte Gebiete und das Testfeld im Küstenmeer	91
Abbildung 14: Auszug der Bestätigung des NEP 2019-2030, Seite 13.....	97
Abbildung 15: Auszug der Bestätigung des NEP 2019-2030, Seite 13.....	98
Abbildung 16: Vereinfachte Darstellung des Prozesses der Errichtung und Inbetriebnahme von Anbindungssystem und OWP	99
Abbildung 17: Plattformstandorte in der deutschen AWZ der Nordsee.....	104
Abbildung 18: Plattformstandorte in der deutschen AWZ der Ostsee.....	105
Abbildung 19: Netzanbindungssysteme in der deutschen AWZ der Nordsee	106
Abbildung 20: Netzanbindungssysteme in der deutschen AWZ der Ostsee	108
Abbildung 21: grenzüberschreitende Seekabelsysteme in der deutschen AWZ der Nordsee.....	115
Abbildung 22: grenzüberschreitende Seekabelsysteme in der deutschen AWZ der Ostsee.....	115
Abbildung 23: Sonstiger Energiegewinnungsbereich in der AWZ der Nordsee	125
Abbildung 24: Sonstiger Energiegewinnungsbereich in der AWZ der Ostsee.....	126

Abbildung 25: Schifffahrtsrouten des Raumordnungsplans 2009 AWZ Nordsee und des Entwurfs des Raumordnungsplans	180
Abbildung 26: Schifffahrtsrouten des Raumordnungsplans 2009 AWZ Ostsee und des Entwurfs des Raumordnungsplans	180
Abbildung 27: Windenergiegebiete des Raumordnungsplans 2009 AWZ Nordsee und des Entwurfs des Raumordnungsplans	181
Abbildung 28: Windenergiegebiete des Raumordnungsplans 2009 AWZ Ostsee und des Entwurfs des Raumordnungsplans	181
Abbildung 29: Leitungskorridore des Raumordnungsplans 2009 AWZ Nordsee und des Entwurfs des Raumordnungsplans	181
Abbildung 30: Leitungskorridore des Raumordnungsplans 2009 AWZ Ostsee und des Entwurfs des Raumordnungsplans	182
Abbildung 31: Forschungsgebiete des Raumordnungsplans 2009 AWZ Nordsee und des Entwurfs des Raumordnungsplans	182
Abbildung 32: Forschungsgebiete des Raumordnungsplans 2009 AWZ Ostsee und des Entwurfs des Raumordnungsplans	182
Abbildung 33: Raumordnungsplan 2009 AWZ Nordsee	183
Abbildung 34: Entwurf Raumordnungsplan für die deutsche AWZ in der Nord- und Ostsee - Kartenteil Nordsee	183
Abbildung 35: Raumordnungsplan 2009 AWZ Ostsee	184
Abbildung 36: Entwurf Raumordnungsplan für die deutsche AWZ in der Nord- und Ostsee - Kartenteil Ostsee	184
Abbildung 37: Bezeichnungen Seekabel, Rohrleitungen, Verkehrstrennungsgebiete (Nordsee) .	185
Abbildung 38: Bezeichnungen Seekabel, Rohrleitungen, Verkehrstrennungsgebiete (Ostsee) ...	185
Abbildung 39: Gebiete der Landesverteidigung (Nordsee)	186
Abbildung 40: Gebiete der Landesverteidigung (Ostsee)	186
Abbildung 41: Gebiete für die Errichtung und den Betrieb von Windenergieanlagen auf See in der deutschen AWZ der Nordsee und Naturschutzgebiete.....	187
Abbildung 42: Gebiete für die Errichtung und den Betrieb von Windenergieanlagen auf See in der deutschen AWZ der Ostsee und Naturschutzgebiete.....	187

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Übersicht Offshore-Anbindungsleitungen bis Ende 2025 und angebundene Offshore-Windparkvorhaben.....	19
Tabelle 2: Übersicht der standardisierten Technikgrundsätze	35
Tabelle 3: Eingangsparameter zur Berechnung der korrigierten Fläche	69
Tabelle 4: Bestehende oder im O-NEP vorbehaltlos bestätigte Netzanbindungssysteme mit Inbetriebnahme bis Ende 2025 und verfügbarer Übertragungskapazität.....	72
Tabelle 5: Übersicht Gebiete für Windenergie auf See.....	76
Tabelle 6: Zusammenfassende Übersicht der Gebiete.....	82
Tabelle 7: Übersicht Flächen für Windenergie auf See	83
Tabelle 8: Übersicht voraussichtlich zu installierende Leistung auf den Flächen für Windenergieanlagen auf See.....	88
Tabelle 9: Plausibilisierung der ermittelten Leistung.....	90
Tabelle 10: Übersicht zeitliche Reihenfolge der auszuschreibenden Flächen unter Anwendung der Kriterien 1 bis 8.....	95
Tabelle 11: Übersicht Kalenderjahre einschließlich des Quartals im jeweiligen Kalenderjahr der Inbetriebnahme für Windenergieanlagen auf See und Offshore-Anbindungsleitungen.....	101
Tabelle 12: Übersicht Festlegung von Schaltfeldern und J-Tubes für Plattformen und daran anzuschließende Flächen bzw. bezuschlagte WEA	103
Tabelle 13: Übersicht über die Nutzung der Grenzkorridore.....	112
Tabelle 14: Übersicht der im FEP festgelegten Grenzkorridore und Trassen für grenzüberschreitende Stromleitungen.....	117
Tabelle 15: Übersicht der im FEP festgelegten Trassen für Verbindungen zwischen Anlagen	118
Tabelle 16: Für Pilotwindenergieanlagen verfügbare Netzanbindungskapazitäten	120
Tabelle 17: Übersicht Festlegung von sonstigen Energiegewinnungsbereichen	124
Tabelle 18: Informativische Darstellung der in den Zonen 1-3 über den Zeitraum 2030 hinaus möglicherweise verfügbaren Flächen auf Grundlage des Szenariorahmens 2021-2035 (30 GW bis 2035)	190

Abkürzungsverzeichnis

AC	alternating current (Wechselstrom)
ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
AIS	Automatisches 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
BGBl	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
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, Netzentwicklungsplan
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
PlanSiG	Gesetz zur Sicherstellung ordnungsgemäßer Planungs- und Genehmigungsverfahren während der COVID-19-Pandemie (Planungssicherstellungsgesetz - PlanSiG)
POD	Porpoise-Click-Detektoren
PtJ	Projektträger Jülich
ROG	Raumordnungsgesetz
ROP 2009	Raumordnungspläne für die deutsche AWZ der Nord- und Ostsee
ROP-E 2021	Entwurf Raumordnungsplan für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone in der Nord- und Ostsee 2021
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, 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)

1 Einleitung

Nachdem am 28. Juni 2019 der Flächenentwicklungsplan 2019 (FEP 2019) nach den Bestimmungen des Gesetzes zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See (WindSeeG) veröffentlicht wurde, ist aufgrund von Gesetzesänderungen und insbesondere aufgrund der Novelle des WindSeeG¹, die einen erhöhten Ausbaupfad von 20 Gigawatt für Windenergie auf See bis 2030 vorsieht, die Fortschreibung und Änderung des FEP 2019 erforderlich. Die Gesetzesänderung sieht zudem ein Langfristziel von 40 GW bis 2040 vor.

Die Erhöhung des Ausbauziels auf 20 GW bis zum Jahr 2030 geht auf das ausführliche Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zurück.

Die am 11. Mai 2020 zwischen dem Bund, den Küstenbundesländern und den Übertragungsnetzbetreibern 50Hertz, Amprion und TenneT unterzeichnete Vereinbarung zur Umsetzung von 20 GW Windenergie auf See bis 2030 sieht ebenfalls vor, den FEP bis Ende 2020 fortzuschreiben (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2020). Dies soll unter Berücksichtigung der Raumordnungspläne für die ausschließliche Wirtschaftszone, die gegenwärtig fortgeschrieben werden, sowie der Raumordnungspläne der Küstenländer erfolgen. Im Rahmen dieser Fortschreibung erfolgen daher Festlegungen von Flächen zur Umsetzung von 20 GW bis 2030.

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) 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.

¹ Gesetz vom 13. Oktober 2016, BGBl. I S. 2258, 2310, zuletzt geändert durch Artikel 1 G zur Änd. des Windenergie-

auf-See-Gesetzes und anderer Vorschriften vom 03.12.2020, BGBl. 2682.

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 2017²) und des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG³).

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,

- die Ausbauziele nach § 1 Abs. 2 S. 1 WindSeeG zu erreichen, wobei die bis zum Jahr 2030 installierte Leistung 20 Gigawatt überschreiten darf (§ 4 Absatz 2 Nr. 1 WindSeeG),
- 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.

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, auf insgesamt 20 Gigawatt bis zum Jahr 2030 und auf insgesamt 40 Gigawatt bis zum Jahr 2040 zu steigern, wobei die bis zum Jahr 2030 installierte Leistung 20 Gigawatt überschreiten darf.

² Gesetz vom 21. Juli 2014, BGBl. I S. 1066, zuletzt geändert durch Artikel 6 KohleausstiegsG vom 8.8.2020, BGBl. 1818.

³ Gesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 24. Februar 2010, BGBl. I S. 94, zuletzt geändert durch Artikel 117 Elfte ZuständigkeitsanpassungsVO vom 19.6.2020, BGBl. 1328.

1.4 Gegenstand des Flächenentwicklungsplans

Der FEP enthält nach dem gesetzlichen Auftrag des § 5 Abs. 1 WindSeeG 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 einschließlich des Quartals im jeweiligen Kalenderjahr, in denen auf den festgelegten Flächen jeweils die bezuschlagten WEA auf See und die entsprechende Offshore-Anbindungsleitung in Betrieb genommen werden sollen, sowie die Quartale im jeweiligen Kalenderjahr, in welchen der Kabeleinzug der Innerparkverkabelung der bezuschlagten Windenergieanlagen auf See an die Konverter- oder Umspannplattform erfolgen soll,⁴

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 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,

⁴ Darüber hinaus kann der FEP gemäß § 5 Abs. 1 Nr. 4 Satz 2 WindSeeG wesentliche Zwischenschritte für den gemeinsamen Realisierungsfahrplan nach § 17d Abs. 2 EnWG vorgeben.

- 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 sonstige Energiegewinnungsbereiche außerhalb von Gebieten für insgesamt 25 bis 70 Quadratkilometer festgelegt und räumliche sowie technische Vorgaben für sonstige Energiegewinnungsanlagen für Leitungen oder Kabel, die Energie oder Energieträger aus diesen abführen, gemacht werden oder bei einer Knappheit der Trassen solche Leitungen oder Kabel ausschließen.

Fachplanerische Festlegungen für das Küstenmeer können nach § 4 Abs. 1 Satz 2 WindSeeG 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 wurde 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 vorzunehmende 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 Rechtsverordnung 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

Das BSH stellte in den Jahren 2018 und 2019 erstmalig den FEP auf und führte eine Strategische Umweltprüfung durch. Der FEP 2019 wurde am 28. Juni 2019 öffentlich bekanntgemacht.

2.1.3 Fortschreibung/Änderung

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).

Diese Fortschreibung/Änderung des FEP bestand aus den folgenden Verfahrensschritten:

Als ersten Schritt in diesem Prozess hat das BSH im Einvernehmen mit der BNetzA am 19. Juni 2020 die Einleitung der Fortschreibung und Änderung des FEPs (FEP 2020) sowie den voraussichtlichen Umfang der Fortschreibung und Änderung öffentlich bekannt gemacht. Zudem

wurden ein Vorentwurf für den FEP 2020 und die Entwürfe für die Untersuchungsrahmen (Nord- und Ostsee) im Rahmen der Strategischen Umweltprüfung erstellt.

Es bestand für Behörden und die Öffentlichkeit die Gelegenheit, bis zum 20. Juli 2020 zu den Konsultationsdokumenten Stellung zu nehmen.

Darüber hinaus fand am 11. August 2020 ein öffentlicher Anhörungstermin zum Vorentwurf des Flächenentwicklungsplans 2020, zu den Entwürfen des Untersuchungsrahmens und zur Stellungnahme der Übertragungsnetzbetreiber statt.

Am 1. September 2020 wurden die Untersuchungsrahmen für die Umweltberichte im Rahmen der Strategischen Umweltprüfung festgestellt.

Auf Grundlage der Ergebnisse der Konsultation und des Anhörungstermins wurden der Entwurf des FEP 2020 und die Entwürfe der Umweltberichte erarbeitet und am 4. September 2020 veröffentlicht.

Behörden, deren Aufgabenbereich berührt ist, hatten bis zum 8. Oktober 2020 die Gelegenheit, Stellung zu den Entwurfsdokumenten zu nehmen; die Öffentlichkeit hatte die Gelegenheit, sich bis zum 5. November 2020 zu diesen zu äußern.

Am 18. November 2020 fand ein Erörterungstermin zu den Entwurfsdokumenten, den Stellungnahmen und Äußerungen statt.

Die Nord- und Ostseeanrainerstaaten wurden mit Schreiben vom 18. September 2020 über den Beginn, den Ablauf und den vrs. Abschluss des Verfahrens informiert.

Sie hatten insbesondere Gelegenheit, sich in der Zeit vom 13. Oktober 2020 bis zum 10. Dezember 2020 zu den Entwurfsdokumenten bzw. der Zusammenfassung in der jeweilig erforderlichen Amtssprache zu äußern und Stellung zu nehmen.

Die Abstimmung nach §§ 8 Abs. 4, 6 Abs. 7 WindSeeG mit den Küstenbundesländern, dem BfN und der GDWS ist erfolgt.

Die BNetzA hat mit Schreiben vom 16. Dezember 2020 das nach §§ 8 Abs. 4, 6 Abs. 7 WindSeeG erforderliche Einvernehmen zum FEP erteilt.

Der FEP 2020 und die Umweltberichte für Nord- und Ostsee im Rahmen der Strategischen Umweltprüfung wurden am 18. Dezember 2020 veröffentlicht.

Die folgende Zusammenfassung stellt die einzelnen Verfahrensschritte der Fortschreibung des FEP dar.

Übersicht zu den Verfahrensschritten

- Bekanntgabe der Einleitung, des vrs. Umfangs sowie 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, ggf. gemäß § 5 Abs. 6 PlanSiG
- Festlegung des Untersuchungsrahmens
- Erstellung des Entwurfs des FEP und Entwurf des Umweltberichts
- Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung (national und international)
- Erörterungstermin, ggf. gemäß § 5 Abs. 1 PlanSiG
- 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 der Umweltberichte bis Ende 2020
- Übersendung einer zusammenfassenden Erklärung an die beteiligten Nord- und Ostseeanrainerstaaten

2.1.4 Abstimmungserfordernisse

Gemäß §§ 8 Abs. 4 Satz 2, 6 Abs. 7 WindSeeG findet die Fortschreibung des FEP in Abstimmung mit dem BfN, der GDWS und den Küstenländern statt.

2.1.5 Einvernehmensefordernis

Der FEP wird gemäß §§ 8 Abs. 4 Satz 2, 6 Abs. 7 WindSeeG im Einvernehmen mit der BNetzA 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 zwischen dem BMVI, BSH, BMWi und BNetzA 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 Kalenderjahr zur Ausschreibung kommen sollen. Soweit möglich, soll vor der Bekanntmachung der Ausschreibung in einem Kalenderjahr nach § 19 die Voruntersuchung auch derjenigen Flächen abgeschlossen sein, die nach dem FEP im darauffolgenden Kalenderjahr zur Ausschreibung kommen sollen. Soweit dies zur Einhaltung der Vorgaben erforderlich ist, kann die Voruntersuchung von Flächen bereits auf Grundlage eines Entwurfs des FEP nach § 6 Abs. 4 S. 2 WindSeeG begonnen werden (§ 9 Absatz 3 Satz 2 WindSeeG).

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 Bauzugs sowie zu den Wind- und ozeanographischen Verhältnissen
- Eignungsprüfung und Bestimmung der zu installierenden Leistung
- Feststellung der Eignung durch eine Rechtsverordnung
- Auslegung der Unterlagen nach § 44 Abs. 2 UVPG
- Übermittlung der Informationen an die BNetzA

2.3 Ausschreibung von Flächen

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 aus. Hierbei dürfen nicht mehr als die im FEP festgelegten Mengen ausgeschrieben werden. Das Ausschreibungsvolumen wird auf jene 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. Diese Informationen und Unterlagen sind sodann öffentlich zugänglich.

Die Bundesnetzagentur erteilt auf jeder ausgeschriebenen Fläche dem Gebot mit dem niedrigsten Gebotswert den Zuschlag. 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 zugutekommen.

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).⁵

2.4 Planfeststellung von Windenergieanlagen auf See, die an das Netz angeschlossen werden

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)⁶ 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 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 Kon-

⁵ Gesetz vom 7. Juli 2005, BGBl. I S. 1970, 3621, zuletzt geändert durch Artikel 4 KohleausstiegsG vom 8.8.2020, BGBl. 1818..

⁶ in der Fassung der Bekanntmachung vom 23. Januar 2003, BGBl. I S. 102, zuletzt geändert durch Artikel 5 Abs. 25 Gesetz zur Einführung einer Karte für Unionsbürger und

Angehörige des Europäischen Wirtschaftsraums mit Funktion zum elektronischen Identitätsnachweis sowie zur Änd. des PersonalausweisG und weiterer Vorschriften vom 21.6.2019 (BGBl. I S. BGBl Jahr 2019 I Seite 846, geändert durch G v. 20.11.2019, BGBl. I S. BGBl Jahr 2019 I Seite 1626).

verterplattformen 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 Wasserstraßen- und Schifffahrtsverwaltung des Bundes (§ 50 WindSeeG).

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 Zuschläge 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 sechs Monate vor dem verbindlichen Fertigstellungstermin gegenüber der BNetzA den Nachweis erbringen, dass mit der Errichtung der WEA begonnen worden ist,
- spätestens zum verbindlichen Fertigstellungstermin gegenüber der Bundesnetzagentur den Nachweis erbringen, dass die

technische Betriebsbereitschaft mindestens einer Windenergieanlage auf See einschließlich der zugehörigen parkinternen Verkabelung hergestellt worden ist,

- und innerhalb von sechs Monaten nach dem verbindlichen Fertigstellungstermin gegenüber der BNetzA den Nachweis erbringen, dass die technische Betriebsbereitschaft insgesamt hergestellt worden ist (vgl. § 59 Abs. 2 WindSeeG).
- Auf Zuschläge nach § 34 sind die Realisierungsfristen des § 59 Abs. 2 S. 1 WindSeeG in der am 9. Dezember 2020 geltenden Fassung anzuwenden.

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 mindestens die nächsten 15 und höchstens die nächsten 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 Szenariorahmens 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 Netzanknüpfungspunkte an Land, die bis zum Ende des Betrachtungszeitraums nach § 12a Abs. 1 S. 2 EnWG für einen schrittweisen, bedarfsgerechten 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 soll die BNetzA den NEP spätestens bis zum 31. Dezember eines jeden ungeraden Kalenderjahres unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung bestätigen.

Ab dem 1. Januar 2019 haben die ÜNB gemäß § 17d Abs. 1 EnWG die Offshore-Anbindungsleitungen 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 entsprechend den Vorgaben des NEP und des FEP zu beginnen und die Errichtung der Netzanbindungen von WEA auf See zügig voranzutreiben.

Im Rahmen der Aufstellung des FEP 2019 wurde in einigen Stellungnahmen eine Berücksichtigung 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 Anbindungssystem mindestens ein bestehendes Windparkprojekt 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 unterscheiden und sich zudem auf unterschiedliche Festlegungen beziehen, sodass es grundsätzlich 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)⁷ 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. Das aktuelle Bundesbedarfsplangesetz ist am 17. Mai 2019 in Kraft getreten.

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

Auf die derzeitige Novellierung des Bundesbedarfsplangesetzes wird hingewiesen. Diese war zum Zeitpunkt der Drucklegung des FEP noch nicht abgeschlossen.

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. 1228/2003⁸ verabschieden die europäischen Übertragungsnetzbetreiber für Strom (ENTSO-E) alle zwei Jahre einen nicht bindenden gemeinschaftsweiten zehnjährigen Netzentwicklungsplan („gemeinschaftweiter 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

⁷ Gesetz vom 23. Juli 2013, BGBl. I S. 2543; 2014 I S. 148, 271, zuletzt geändert durch Artikel 3 Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus vom 13.5.2019, BGBl. I S. 706.

⁸ ABI 211/15, 14. August 2009.

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)⁹ werden die durch die Bundesfachplanung bestimmten Trassenkorridore und die für die Anbindungsleitungen 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.

2.5.6 Weitere Schnittstellen mit Instrumenten der Netzplanung

Des Weiteren wird auf die folgenden Schnittstellen mit Instrumenten der Netzplanung hingewiesen:

- EU-Verordnung 2016/631 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger

- EU-Verordnung 2016/1447 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungssysteme und nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung
- VDE-Anwendungsregelung VDE-AR-N 4130, „Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Höchstspannungsnetz und deren Betrieb“
- VDE-Anwendungsregelung VDE-AR-N 4131, „Technische Regeln für den Anschluss von HGÜ-Systemen und über HGÜ-Systeme angeschlossene Erzeugungsanlagen“.

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) 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.

⁹ Gesetz vom 28. Juli 2011, BGBl. I S. 1690, zuletzt geändert durch Artikel 2 des Gesetzes vom 13. Mai 2019, BGBl. I S. 706.

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

2.6.1 Ausschließliche Wirtschaftszone

Seit 2004 besteht die gesetzliche Grundlage für die Aufstellung von maritimen Raumordnungsplänen für die deutsche AWZ (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. Die Festlegungen der beiden Pläne gelten für Vorhaben im sog. Übergangssystem. Dies sind Vorhaben mit bis zum Jahr 2026 in Betrieb gehenden WEA, die nach den Bestimmungen des WindSeeG im Rahmen der Ausschreibungen für bestehende Projekte einen Zuschlag erhalten haben.

2.6.1.2 Raumordnungspläne

Für eine nachhaltige Raumentwicklung in der deutschen AWZ der Nord- und Ostsee führt das BSH im Auftrag des BMI die vorbereitenden Schritte für die Fortschreibung der Raumordnungspläne, die in Form von Rechtsverordnungen des BMI in Kraft treten, durch. Bereits im Jahr 2009 stellte das BSH im Auftrag des damaligen Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS) die Raumordnungspläne (ROP 2009) 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 Seerechtsübereinkommens (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 bestehenden Pläne befinden sich derzeit im Fortschreibungsverfahren (siehe nachfolgende Hintergrundinformationen).

Hintergrundinformationen: Status des Fortschreibungsverfahrens der Raumordnungspläne für die deutsche AWZ in der Nord- und Ostsee

Mit der Unterrichtung der Öffentlichkeit und den in ihren Belangen berührten öffentlichen Stellen von der Fortschreibung der Raumordnungspläne nach § 9 Abs. 1 ROG durch das Bundesministerium des Inneren im Sommer 2019 begann die Fortschreibung der Raumordnungspläne für die deutsche AWZ in der Nord- und Ostsee. Öffentliche Stellen hatten die Gelegenheit, Aufschluss über die von ihnen beabsichtigten oder bereits eingeleiteten Planungen und Maßnahmen sowie über deren zeitliche Abwicklung zu geben sowie relevante Informationen zur Verfügung zu stellen.

Im Herbst 2019 folgten Fachgespräche und Workshops zu relevanten Sektoren und Schutzinteressen. Im Januar 2020 wurde die Konzeption zur Weiterentwicklung der Raumordnungspläne veröffentlicht, welche durch drei Planungsmöglichkeiten mit unterschiedlicher Schwerpunktsetzung denkbare Lösungsmöglichkeiten aufspannte. Dadurch sollte eine frühzeitige Beteiligung und ein Austausch über Anforderungen, mögliche Konflikte, aber auch Synergien und Lösungsansätze ermöglicht werden – als Grundlage für die Erarbeitung eines umfassenden Planentwurfs. Die Veröffentlichung des ersten Planentwurfs für die Raumordnungspläne erfolgte am 25. September 2020 (ROP-E 2021). Es bestand für die in ihren Belangen berührten öffentlichen Stellen und die Öffentlichkeit die Gelegenheit, bis einschließlich zum 5. November 2020 zu den Entwurfsdokumenten Stellung zu nehmen. Die Entwurfsdokumente wurden am 24. und 25. November 2020 erörtert. Ein Abschluss des Fortschreibungsverfahrens ist für das Jahr 2021 geplant.

Aufgrund der Parallelität der Fortschreibungsverfahren der Raumordnungspläne und des FEP findet eine Verzahnung der Prozesse statt, um die Konsistenz der Festlegungen des jeweiligen Plans in dem jeweils gesetzten Rahmen sicherzustellen. Ein wesentlicher Inhalt des Entwurfs des Raumordnungsplans ist die Anpassung des Vorranggebietes sowie des ursprünglichen Vorbehaltsgebietes Schifffahrt (Schifffahrtsroute 10) an den realen Schiffsverkehr, da dadurch eine Erweiterung der Gebiete N-9 bis N-13 in nordwestliche Richtung um etwa 7,5 km bis etwa 8,5 km möglich ist.

Weitergehende Informationen befinden sich auf der Internetseite¹⁰ des BSH.

¹⁰ Vgl. https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresraumplanung/Fortschreibung/fortschreibung-raumordnung_node.html

2.6.2 Niedersachsen

Den 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.

Die Niedersächsische Landesregierung beabsichtigt, das LROP fortzuschreiben. Gemäß der Allgemeinen Planungsabsichten vom 27.11.2019 ist zwar beabsichtigt, dass die Ausschöpfung der Kapazitäten der Vorranggebiete Kabeltrasse für die Netzanbindung vor der Nutzung der neuen Kabeltrassen weiterhin das Ziel bleiben soll. Sofern dies zur Erreichung der Ausbauziele für die Offshore-Windenergie nicht ausreicht, soll jedoch ausnahmsweise eine parallele Nutzung der neuen und alten Trassenkorridore möglich sein.

Geplant ist zudem die Durchführung eines Raumordnungsverfahrens zur Identifikation eines oder mehrerer zukünftiger Korridore für Offshore-Anbindungsleitungen im niedersächsischen Küstenmeer. Hierzu fand am 19.11.2019 eine Antragskonferenz statt. Am 30.04.2020 wurde der Untersuchungsrahmen festgelegt. Nach derzeitigem Stand der Planung soll, das Raumordnungsverfahren für die ergebnisoffene

Suche nach weiteren Leitungskorridoren Anfang 2021 eingeleitet werden.

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 Ministerium für Inneres, ländliche Räume, Integration und Gleichstellung des Landes Schleswig-Holstein 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 2019 ein Beteiligungsverfahren durch. Vom 8. Dezember 2020 bis zum 22. Februar 2021 findet ein Beteiligungsverfahren zum zweiten Entwurf zur Fortschreibung des LEP S-H 2010 statt, welches auf die Änderungen gegenüber dem ersten Entwurf der Fortschreibung beschränkt ist. Es ist geplant, das Verfahren bis Herbst 2021 abzuschließen. Im zweiten Entwurf zur Fortschreibung des LEP S-H 2010 finden sich die Regelungen zu Seekabelsystemen im Küstenmeer in den Zielen 9 und 10 des Kapitels 4.5.5 wieder. Offshore Windparks im Küstenmeer sind nicht vorgesehen.

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

Für das Vorhaben „DIGITAL OCEAN LAB I und II (DOL)“ wurde mit der Durchführung eines Raumordnungsverfahrens begonnen.

3 Ausgangslage

3.1 Derzeitiger Stand des Ausbaus

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

Mit Stand Ende 2020 sind **Windenergieanlagen auf See** mit einer Leistung von insgesamt ca. 7,7 GW errichtet und in Betrieb genommen worden.

Der Ausbau der Windenergie auf See war und ist eng an die jeweiligen Rahmenbedingungen geknüpft. Bis Ende 2025 werden Windenergieanlagen auf See mit einer installierten Kapazität von ca. 10,8 GW am Netz sein. Diese Vorhaben verfügen entweder über unbedingte Netzan-schlusszusagen 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 2020 wurden **Anbindungsleitungen** von OWP-Vorhaben mit einer Übertragungskapazität von ca. 8,2 GW errichtet und betrieben. Davon liegen zwölf Anbindungsleitungen in der Nordsee und fünf 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
Nordsee		
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 (HelWin1/alpha)	576 MW	Meerwind Süd/Ost, Nordsee Ost
NOR-4-2 (HelWin2/beta)	690 MW	Amrumbank West, KASKASI II
NOR-5-1 (SylWin1/alpha)	864 MW	Butendiek, Dan Tysk, Sandbank
NOR-6-1 (BorWin1/alpha)	400 MW	BARD Offshore 1
NOR-6-2 (BorWin2/beta)	800 MW	Albatros, Deutsche Bucht, Veja Mate
NOR-7-1 (BorWin5/epsilon)	900 MW	EnBW He Dreiht
NOR-8-1 (BorWin3/gamma)	900 MW	EnBW Hohe See, Global Tech I
Ostsee		
OST-3-1 (Baltic1) ¹¹	51 MW	EnBW Baltic1, EnBW Baltic 2, GICON-SOF
OST-3-2 (Baltic2) ¹¹	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	

¹¹ 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).

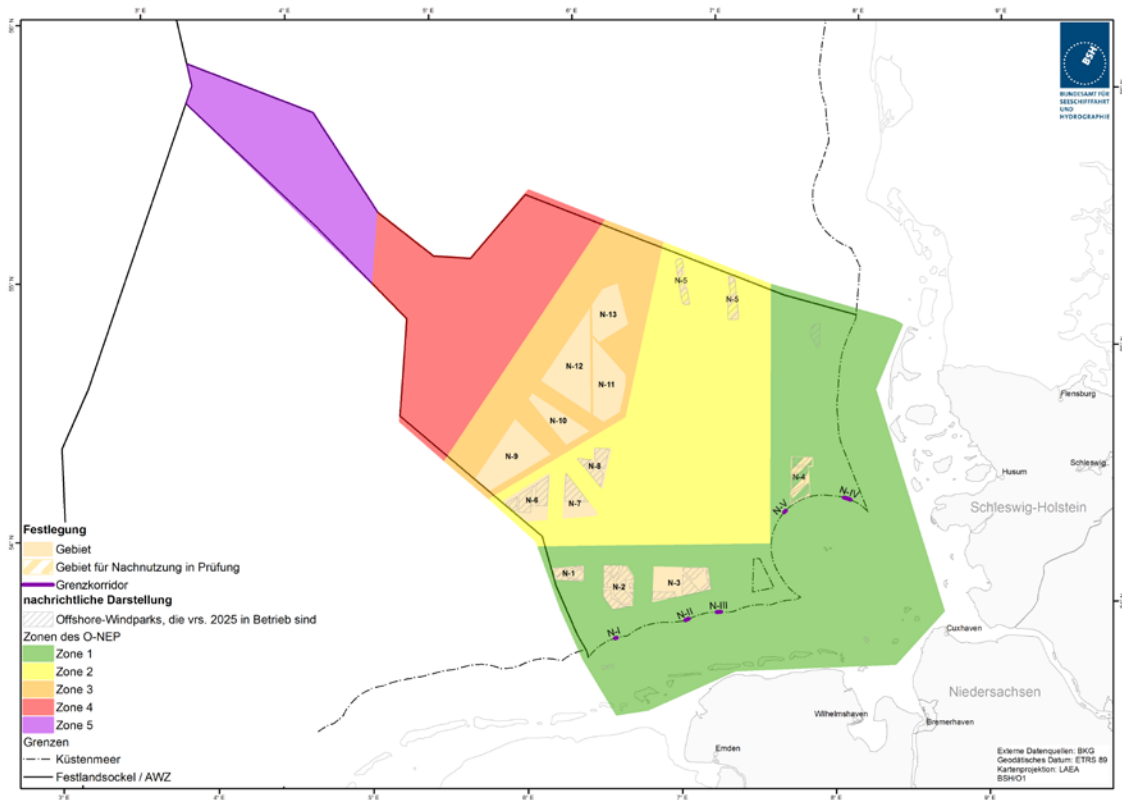


Abbildung 2: Offshore-Windparks in der deutschen AWZ der Nordsee, die voraussichtlich bis Ende 2025 in Betrieb sein werden sowie Grenzkorridore zum Küstenmeer und die Zoneneinteilung des O-NEP für die Nordsee.

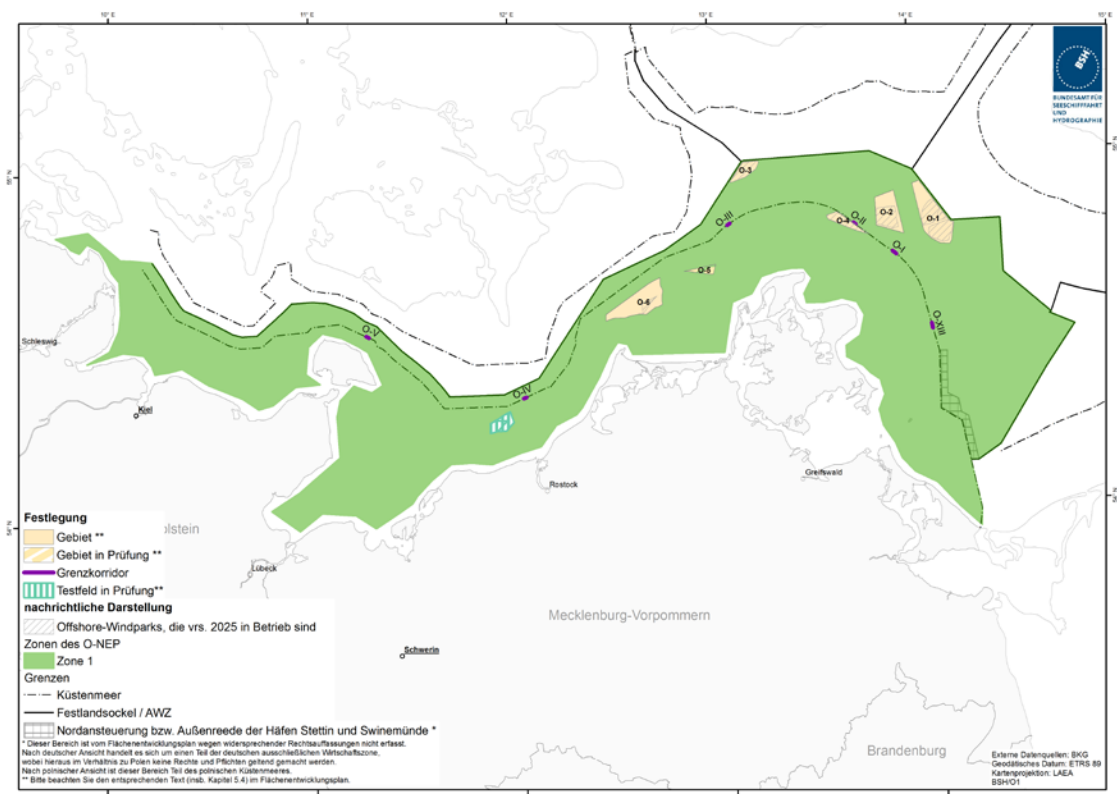


Abbildung 3: Offshore-Windparks in der deutschen AWZ der Ostsee, die voraussichtlich bis Ende 2025 in Betrieb sein werden sowie Grenzkorridore zum Küstenmeer und die Zoneneinteilung des O-NEP für die Ostsee.

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.

Nach der jüngsten Reform des WindSeeG ist es nach § 1 Abs. 2 WindSeeG das Ziel, die installierte Leistung von Windenergieanlagen auf See, die an das Netz angeschlossen werden, auf insgesamt 20 Gigawatt bis zum Jahr 2030 und auf insgesamt 40 Gigawatt bis zum Jahr 2040 zu steigern.

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 der Raumordnungspläne für die AWZ der Nord- und Ostsee auf. Im Rahmen der Aufstellung der Raumordnungspläne 2009 ist bereits eine Gesamtabwägung der Nutzungen untereinander erfolgt. Die Raumordnungspläne für die ausschließliche Wirtschaftszone werden aktuell fortgeschrieben. Die in diesem Rahmen getroffenen Festlegungen werden bei der Fortschreibung des FEP beachtet bzw. berücksichtigt. Zum aktuellen Stand der Fortschreibung der Raumordnungspläne in der deutschen AWZ wird auf Kapitel 2.6 verwiesen. Die relevanten Ziele und Grundsätze auf der Ebene der Raumordnung 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 OWPs 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 Anbindungssysteme 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 zwischen Nord- und Ostsee unterschieden.

4.2.1 Standardkonzept Nordsee: Gleichstromsystem

Das Standardkonzept in der Nordsee ist 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 Blindleis-

tungskompensation 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 Gleichstromsystem: Verbindung zwischen Konverterplattform und Offshore-Windparks: Standardkonzept 66 kV

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 ist 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 zwischen der Konverterplattform und den anzuschließenden WEA ab. Für die AWZ sind dabei bislang häufig Trassenlängen von etwa 20 km zu beobachten. Bei größeren Entfernungen und dadurch bedingten größeren Kabellängen steigen die Verluste und der Blindleistungskompensationsbedarf. Hinzu kommt ein mit der Länge des Kabelsystems steigender Platzbedarf auf der Konverterplattform durch die notwendige Blindleistungskompensation. In Verbindung mit den laut NEP 2019-2030 angegebenen Kostenunterschieden zwischen Gleichstrom- (DC) und Drehstrom (AC)-Kabelsystemen ist demnach ein zentraler Standort der Konverterplattform mit möglichst kurzen Drehstromleitungen anzustreben.

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 vorteilhaft gegenüber dem Anbindungskonzept mit Umspannplattform. 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.

Langfristig denkbar erscheint eine Anhebung der Spannungsebene beim Direktanbindungskonzept, beispielsweise auf 110 kV. Insbesondere bei großen zusammenhängenden Flächen in Kombination mit der Standardübertragungsleistung 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 weiteren Fortschreibung erneut aufgreifen.

4.2.1.2 Gleichstromsystem: Verbindung zwischen Konverterplattform und Offshore-Windparks: Alternativkonzept 220 kV

Sofern in einem Gebiet mindestens zwei anzubindende Flächen räumlich weit voneinander entfernt liegen, kann das Anbindungskonzept mit Umspannplattform des BFO-N 16/17 vorteilhaft sein, 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.

4.2.1.3 Gleichstromsystem: Schnittstelle zwischen ÜNB und OWP-Vorhabensträger

Die Zuständigkeit für die Anbindung der WEA an die Konverterplattform liegt bei dem OWP-Vorhabensträger. Die primäre Schnittstelle bzw. Eigentumsgrenze zwischen ÜNB und OWP-Vorhabensträger 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 Direkteinzugsverfahren (Direct-Pull-In Konzept)¹², nach dem die Seekabelsysteme durch den OWP-Vorhabensträger bis zur gasisolierten Schaltanlage (GIS) geführt werden.

Zur Anbindung des 66 kV Seekabels gewährleistet der OWP-Vorhabensträger eine freie nutzbare Länge (ab Cable Hang-Off) des Seekabels nach Direkteinzug auf der Plattform von maximal 15 m. Die Bemessung der im Einzelfall erforderlichen freien nutzbaren Länge des Seekabels erfolgt je nach Anforderung des ÜNB.

Optional kann der ÜNB als Ergebnis des Plattform-Designs die Schnittstelle an einer Steckverbindung festlegen. In diesem Fall werden die 66 kV Seekabelsysteme bis zu einer auf der Plattform vorinstallierten Steckverbindung geführt, die auch die Eigentumsgrenze darstellt. Die Steckverbindung bildet dann den Übergangspunkt zwischen dem parkinternen Seekabelsystem und einer vorinstallierten Plattform-Kabelverbindung, die bis zur GIS führt. Der OWP-Vorhabensträger führt dabei den Seekabeleinzug und die Terminierung mit passendem Stecker für die vorinstallierte Steckverbindung auf der Plattform durch. Auch hier gilt die Festlegung der freien nutzbaren Länge (ab Cable Hang-Off) von maximal 15 m bis zur Steckverbindung. Die Bekanntgabe des Konzepts erfolgt durch den ÜNB vor der Ausschreibung der jeweiligen Flächen.

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-Vorhabensträger 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-Vorhabensträgern sowie ggf. zwischen verschiedenen OWP-Vorhabensträgern, 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-Vorhabensträger nur die aufgrund der technischen Schnittstelle auf der Konverterplattform notwendige Mitnutzung umfasst. Der OWP-Vorhabensträger 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-Vorhabensträger abzustimmen und durchzuführen. Eine separate Plattform des OWP-Vorhabensträgers zu Wohn- und Wartungszwecken könnte aufgrund dessen erforderlich sein.

Hinsichtlich des dargestellten Alternativkonzepts mit Umspannplattform entspricht die Festlegung der Schnittstelle der Festlegung im BFO-N 16/17.

¹² Das Direkteinzugsverfahren ist definiert als direkter Einzug des Kabels auf die Plattform bis zur GIS oder zur vorinstallierten Steckverbindung.

Zusammenfassung

- Festlegung des 66 kV-Anbindungskonzepts als Standard für die AWZ der Nordsee
- 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
- Kabelendverschluss der 66 kV Seekabelsysteme dient als Schnittstelle zwischen Übertragungsnetzbetreiber und OWP-Vorhabensträger

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 OWPs, 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-O 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-Vorhabensträger 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-Vorhabensträger.

4.2.2.1 Drehstromsystem: Verbindung zwischen Umspannplattform und Offshore-Windparks: Standardkonzept 66 kV

Beim Drehstrom-Anbindungskonzept in der Ostsee werden die Leitungen zur Verbindung der Umspannplattform mit den Offshore-WEA (sog. parkinterne Verkabelung) auf Basis der Drehstromtechnologie mit einer Spannung von 66 kV ausgeführt. Von der Umspannplattform aus wird mittels Drehstromübertragung eine Anbindung zum NVP an Land geführt.

Langfristig denkbar erscheint eine Anhebung der Spannungsebene, beispielsweise auf 110 kV. 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 weiteren Fortschreibung erneut aufgreifen.

4.2.2.2 Drehstromsystem: Schnittstelle zwischen ÜNB und OWP-Vorhabensträger

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

Der Einzug der 66 kV Seekabelsysteme auf der Plattform erfolgt nach dem Direkteinzugsverfahren (Direct-Pull-In Konzept)¹³, nach dem die Seekabelsysteme durch den OWP-Vorhabensträger bis zur gasisolierten Schaltanlage (GIS) geführt werden.

Zur Anbindung des 66 kV Seekabels gewährleistet der OWP-Vorhabensträger eine freie nutzbare Länge (ab Cable Hang-Off) des Seekabels nach Direkteinzug auf der Plattform von maximal 15 m. Die Bemessung der im Einzelfall erforderlichen freien nutzbaren Länge des Seekabels erfolgt je nach Anforderung des ÜNB.

Optional kann der ÜNB als Ergebnis des Plattform-Designs die Schnittstelle an einer Steckverbindung festlegen. In diesem Fall werden die 66 kV Seekabelsysteme bis zu einer auf der Plattform vorinstallierten Steckverbindung geführt, die auch die Eigentumsgrenze darstellt. Die Steckverbindung bildet dann den Übergangspunkt zwischen dem parkinternen Seekabelsystem und einer vorinstallierten Plattform-Kabelverbindung, die bis zur GIS führt. Der OWP-Vorhabensträger führt dabei den Seekabeleinzug und die Terminierung mit passendem Stecker für die vorinstallierte Steckverbindung

auf der Plattform durch. Auch hier gilt die Festlegung der freien nutzbaren Länge (ab Cable Hang-Off) von maximal 15 m bis zur Steckverbindung. Die Bekanntgabe des Konzepts erfolgt durch den ÜNB vor der Ausschreibung der jeweiligen Flächen. Es ist absehbar, dass bei diesem 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-Vorhabensträger am Eingang der parkinternen Seekabelsysteme bedarf es bei Planung, Errichtung, Betrieb, Wartungs- und Instandhaltungen, dem möglichen Reparaturfall und dem Rückbau zwischen ÜNB und OWP-Vorhabensträgern sowie ggf. zwischen verschiedenen OWP-Vorhabensträgern, 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-Vorhabensträger nur die aufgrund der technischen Schnittstelle auf der Umspannplattform notwendige Mitnutzung umfasst. Der OWP-Vorhabensträger muss demnach in der Lage sein, die für den Netzanschluss erforderlichen Maßnahmen auf der Umspannplattform rechtzeitig

¹³ Das Direkteinzugsverfahren ist definiert als direkter Einzug des Kabels auf die Plattform bis zur GIS oder zur vorinstallierten Steckverbindung.

durchzuführen. Der ÜNB hat andererseits die zur Vorbereitung des Netzanschlusses erforderlichen Maßnahmen frühzeitig mit dem OWP-Vorhabensträger 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-Vorhabensträgers 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 66 kV Seekabelsysteme dient als Schnittstelle zwischen Übertragungsnetzbetreiber und OWP-Vorhabensträger; 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 5.2.1 wird verwiesen.

4.3.1.1 Gleichstromsystem: Selbstgeführte Technologie

Die bestehenden und im Rahmen des FEP geplanten Netzanschlussysteme 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 Netzanschlussysteme in Zone 1 und 2 der Nordsee werden mit einer Übertragungsspannung von +/- 320 kV ausgeführt. Für künftige Netzanschlussysteme für die küstenfernen Flächen in Zone 3 wird beginnend mit dem Gebiet N-9 eine Übertragungsspannung von +/- 525 kV festgelegt.

Die Festlegung einer einheitlichen Spannungsebene für Gleichstromsysteme (bestehend aus dem Umrichter auf der Konverterplattform, dem Gleichstrom-Seekabelsystem sowie dem Umrichter an Land) dient der Schaffung eines Standards für die Anschlussysteme, 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. Bislang 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, ist es 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 erforderlich, die Anzahl der Systeme möglichst zu reduzieren und ihre jeweilige Übertragungsleistung zu maximieren.

In den Konsultationen zum Aufstellungsverfahren des FEP 2019 wurde die Frage der Technologieverfügbarkeit von Offshore-Netzanschlusssystemen mit einer Übertragungsspannung von +/- 525 kV adressiert. Zusammenfassend kann aus den eingegangenen Äußerungen entnommen werden, dass eine Verfügbarkeit der Technologie ab ca. 2030 erwartet wird. Zu einem vergleichbaren Ergebnis kommt auch der 3. Zwi-

schenbericht des den FEP bis Ende 2020 begleitenden Forschungsauftrags. Die ÜNB wiesen zunächst in ihrer gemeinsamen Stellungnahme zum zweiten Entwurf des FEP 2019 darauf hin, dass eine Realisierung im Jahr 2029 „nicht umsetzbar“ und eine Realisierung im Jahr 2030 „kritisch“ sei. Im Rahmen der Bestätigung des NEP 2019-2030 hat sich jedoch gezeigt, dass dies möglich und zur Erreichung des Ausbauziels von 20 GW bis 2030 erforderlich ist. In einer zwischen dem Bund, den Küstenbundesländern und den Übertragungsnetzbetreibern 50Hertz, Amprion und TenneT unterzeichneten Vereinbarung zur Umsetzung von 20 GW Windenergie auf See bis 2030 wird es zudem als erforderlich angesehen, im Jahr 2029 das erste Offshore-Netzanbindungssystem mit einer Übertragungsspannung von +/- 525 kV in Betrieb zu nehmen (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2020).

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

Für die HGÜ-Systeme in der Zone 1 und 2 der AWZ der Nordsee wird eine Standardübertragungsleistung von 900 MW festgelegt. In Zone 3 der AWZ der Nordsee wird für die Offshore-Anbindungssysteme eine Standardübertragungsleistung von 2.000 MW festgelegt.

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 Raumbedarfs 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 Zonen 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.

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.

Im Aufstellungsverfahren zum FEP 2019 wurden seitens der ÜNB Hinweise vorgebracht, dass unter Einhaltung der maximal zulässigen Sedi-menterwärmung (2 K-Kriterium, vgl. Planungsgrundsatz 4.4.4.8) 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. Aufgrund erhöhter naturschutzfachlicher Anforderungen im Küstenmeer der Nordsee sind in diesen Bereichen ggf. weitere Maßnahmen zur Einhaltung des 2 K-Kriteriums erforderlich (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2020). Eine Übertragung von 2.000 MW unter Einhaltung des 2 K-Kriteriums ist jedoch auch in Küstenmeerbereichen gegeben. Auf die erwähnte Vereinbarung vom 11. Mai 2020 wird diesbezüglich verwiesen

(Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2020).

4.3.1.4 Gleichstromsystem +/- 525 kV: Ausführung mit metallischem Rückleiter

HGÜ-Systeme mit der Übertragungsspannung +/- 525 kV und einer Übertragungsleistung von 2.000 MW sind zum Zwecke der Erhöhung der Ausfallsicherheit sowie einer besseren Regelbarkeit als Bipol mit metallischem Rückleiter auszuführen.

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 ist im Gegensatz zu den bislang in der AWZ der Nordsee verlegten Gleichstromanbindungssystemen ein weiteres Kabel erforderlich, sodass drei Kabelsysteme im Bündel zu verlegen sind.

Sofern im Rahmen von technischen Weiterentwicklungen die Ausführung mit metallischem Rückleiter nicht weiter vorgesehen werden sollte, kann dies im Rahmen einer Fortschreibung des FEP eingebracht werden.

4.3.1.5 Gleichstromsystem +/- 320 kV: Anschluss auf der Konverterplattform / vorzuhaltende Schaltfelder

Für eine Anschlussleistung von 900 MW bis 1.000 MW sind jeweils 14 Schaltfelder und J-Tubes vorzusehen und durch den Übertragungsnetzbetreiber zur Verfügung zu stellen.

Zum Anschluss von Offshore-Windparks an einer Konverterplattform sind durch den zuständigen Übertragungsnetzbetreiber Schaltfelder und J-Tubes vorzusehen. Die Anzahl der Schaltfelder und J-Tubes wird in Abhängigkeit der Anschlussleistung festgelegt. Pro Konverterplattform mit einer Übertragungsspannung von +/- 320 kV ergeben sich damit entsprechend der

festgelegten Standardleistung 14 Schaltfelder und J-Tubes, die dem Anschluss von Offshore-Windparks dienen.

Die Anzahl der für den Anschluss von Offshore-Windparks an einer Konverterplattform vorhandenen J-Tubes und Schaltfelder sind häufig Gegenstand der Abstimmung zwischen OWP-Vorhabensträger und dem zuständigen Übertragungsnetzbetreiber. Im Sinne einer langfristigen Standardisierung sowie zum Zwecke der Gleichbehandlung ist es zielführend, die für eine bestimmte Anschlussleistung zur Verfügung stehenden J-Tubes und Schaltfelder frühzeitig im FEP festzulegen. Hinsichtlich der Festlegung der Schaltfelder und J-Tubes für einzelne Plattformen sowie der Aufteilung auf die jeweils anzuschließenden Flächen wird auf Kapitel 5.6.2 verwiesen.

4.3.1.6 Gleichstromsystem +/- 525 kV: Anschluss auf der Konverterplattform / vorzuhaltende Schaltfelder

Für eine Anschlussleistung von 1.000 MW sind jeweils 14 Schaltfelder und J-Tubes vorzusehen und durch den Übertragungsnetzbetreiber zur Verfügung zu stellen.

Zum Anschluss von Offshore-Windparks an einer Konverterplattform sind durch den zuständigen Übertragungsnetzbetreiber Schaltfelder und J-Tubes vorzusehen. Die Anzahl der Schaltfelder und J-Tubes wird in Abhängigkeit der Anschlussleistung festgelegt. Pro Konverterplattform mit einer Übertragungsspannung von +/- 525 kV ergeben sich damit entsprechend der festgelegten Standardleistung 28 Schaltfelder und J-Tubes, die dem Anschluss von Offshore-Windparks dienen.

Die Anzahl der für den Anschluss von Offshore-Windparks an einer Konverterplattform vorhandenen J-Tubes und Schaltfelder sind häufig Gegenstand der Abstimmung zwischen OWP-Vorhabensträger und dem zuständigen Übertragungsnetzbetreiber. Im Sinne einer langfristigen

Standardisierung sowie zum Zwecke der Gleichbehandlung ist es zielführend, die für eine bestimmte Anschlussleistung zur Verfügung stehenden J-Tubes und Schaltfelder frühzeitig im FEP festzulegen. Hinsichtlich der Festlegung der Schaltfelder und J-Tubes für einzelne Plattformen sowie der Aufteilung auf die jeweils anzuschließenden Flächen wird auf Kapitel 5.6.2 verwiesen.

4.3.1.7 Gleichstromsystem +/- 525 kV: Voraussetzungen für Verbindungen untereinander / vorzuhaltende Schaltfelder

Zur Gewährleistung einer möglichen Drehstromverbindung zwischen Plattformen sind grundsätzlich auf jeder Konverterplattform mit der Übertragungsspannung +/- 525 kV zwei Schaltfelder auf jeder Plattform vorzuhalten.

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.

Um diese Schaltfelder nutzen und zugehörige Seekabel auf der Konverterplattform einziehen

zu können, sind die entsprechenden technischen Voraussetzungen zu schaffen (insbesondere ausreichend J-Tubes).

4.3.1.8 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
- Ausführung der Gleichstromsysteme +/- 525 kV mit metallischem Rückleiter
- Gleichstromsystem: Vorhaltung von jeweils 14 Schaltfeldern und J-Tubes pro 900 MW bis 1.000 MW OWP-Anschlussleistung
- Gleichstromsystem +/- 525 kV: Voraussetzungen für Verbindungen untereinander durch Vorhaltung von zwei Schaltfeldern pro Plattform 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 Vorhabensträger 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

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

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 2019 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.

4.3.2.3 Drehstromsystem: Anschluss auf der Umspannplattform / vorzuhaltende Schaltfelder

Für eine Anschlussleistung von 300 MW sind jeweils 5 Schaltfelder und J-Tubes, die dem Anschluss von Offshore-Windparks dienen, vorzusehen und durch den Übertragungsnetzbetreiber zur Verfügung zu stellen.

Zum Anschluss von Offshore-Windparks an einer Umspannplattform sind durch den zuständigen Übertragungsnetzbetreiber Schaltfelder und

J-Tubes vorzusehen. Die Anzahl der Schaltfelder und J-Tubes wird in Abhängigkeit der Anschlussleistung festgelegt.

Die Anzahl der für den Anschluss von Offshore-Windparks an einer Umspannplattform vorhandenen J-Tubes und Schaltfelder sind häufig Gegenstand der Abstimmung zwischen OWP-Vorhabensträger und dem zuständigen Übertragungsnetzbetreiber. Im Sinne einer langfristigen Standardisierung sowie zum Zwecke der Gleichbehandlung ist es zielführend, die für eine bestimmte Anschlussleistung zur Verfügung stehenden J-Tubes und Schaltfelder frühzeitig im FEP festzulegen. Hinsichtlich der Festlegung der Schaltfelder und J-Tubes für einzelne Plattformen sowie der Aufteilung auf die jeweils anzuschließenden Flächen wird auf Kapitel 5.6 verwiesen.

Zusammenfassung

- Standardübertragungsspannung 220 kV
- Standardübertragungsleistung 300 MW
- Vorhaltung von jeweils 5 Schaltfeldern und J-Tubes pro 300 MW OWP-Anschlussleistung

4.3.3 Grenzüberschreitende Seekabelsysteme

4.3.3.1 Gebündeltes Gleichstrom-Seekabelsystem

Grenzüberschreitende Seekabelsysteme sind in HGÜ zu realisieren. Aufgrund des begrenzt zur Verfügung stehenden Raums sind grenzüberschreitende Seekabelsysteme darüber hinaus mit einer möglichst hohen Übertragungskapazität auszuführen. Die Verbindungen sind jeweils mit Hin- und Rückleiter auszuführen, die gebündelt verlegt werden, damit sich die magnetischen Felder der Leiter zum großen Teil kompensieren.

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.

Durch die gebündelte Verlegung von Hin- und Rückleiter 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.

4.3.3.2 Berücksichtigung Gesamtsystem

Die Planung und Errichtung von grenzüberschreitenden Seekabelsystemen hat die verschiedenen Festlegungen dieses Plans, insbesondere für die Netzanbindung von OWPs, 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 OWPs 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 weiteren 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
Netzanbindungssystem			
Standardanbindungskonzept	Gleichstrom (DC)	Gleichstrom (DC)	Drehstrom (AC)
Konvertertechnologie	Selbstgeführt (VSC-Konverter)	Selbstgeführt (VSC-Konverter)	-
Standardübertragungsspannung	+/- 320 kV DC	+/- 525 kV DC	220 kV AC
Standardübertragungsleistung	900 MW	2.000 MW	300 MW
Ausführung des Gleichstromsystems	<i>Nicht anwendbar¹⁾</i>	mit metallischem Rückleiter	<i>Nicht anwendbar¹⁾</i>
Anzahl vorzuhaltender Schaltfelder und J-Tubes nach OWP-Anschlussleistung	pro 900 MW bis 1.000 MW: 14	pro 2.000 MW: 28	pro 300 MW: 5
Anzahl vorzuhaltender Schaltfelder pro Verbindung	<i>Nicht anwendbar¹⁾</i>	2	<i>Nicht anwendbar¹⁾</i>
Verlegung	<i>Gebündelte Verlegung</i>	<i>Gebündelte Verlegung</i>	<i>Gebündelte Verlegung</i>
Anbindung Offshore-Windpark			
Standardanbindungskonzept	Direktanbindung ohne Umspannplattform (AC)	Direktanbindung ohne Umspannplattform (AC)	Direktanbindung (AC)
Standardübertragungsspannung	66 kV	66 kV	66 kV
Alternativkonzept	Anbindung über Umspannplattform	Anbindung über Umspannplattform	<i>Nicht anwendbar</i>
Übertragungsspannung Alternativkonzept	220 kV	220 kV	<i>Nicht anwendbar</i>
Grenzüberschreitende Seekabelsysteme			
Übertragungstechnologie	Gleichstrom (DC)		
Verlegung	Gebündelte Verlegung		

¹⁾ Da sich die betreffende Festlegung nur auf das Gleichstromsystem +/- 525 kV bezieht, ist diese in Zone 1 und 2 der Nordsee sowie in der Ostsee nicht anwendbar.

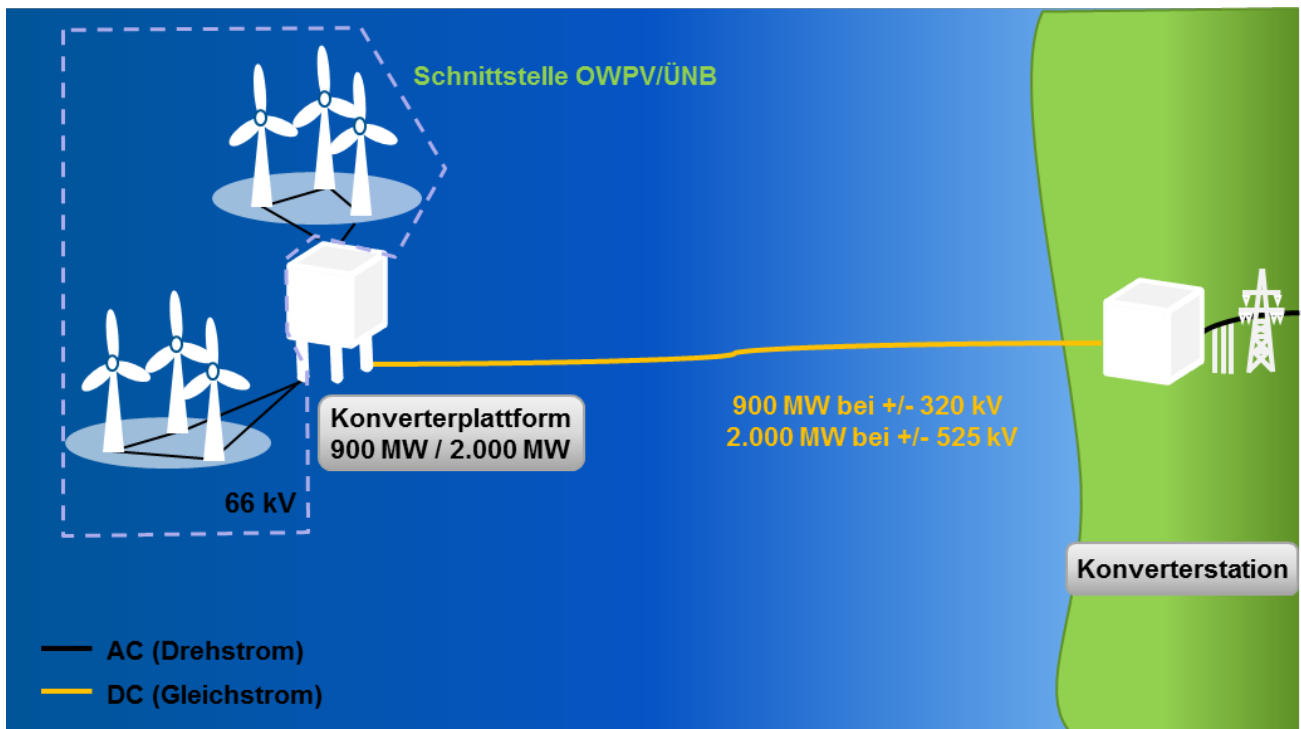


Abbildung 4: Schematische Darstellung des Anbindungskonzepts für die Nordsee

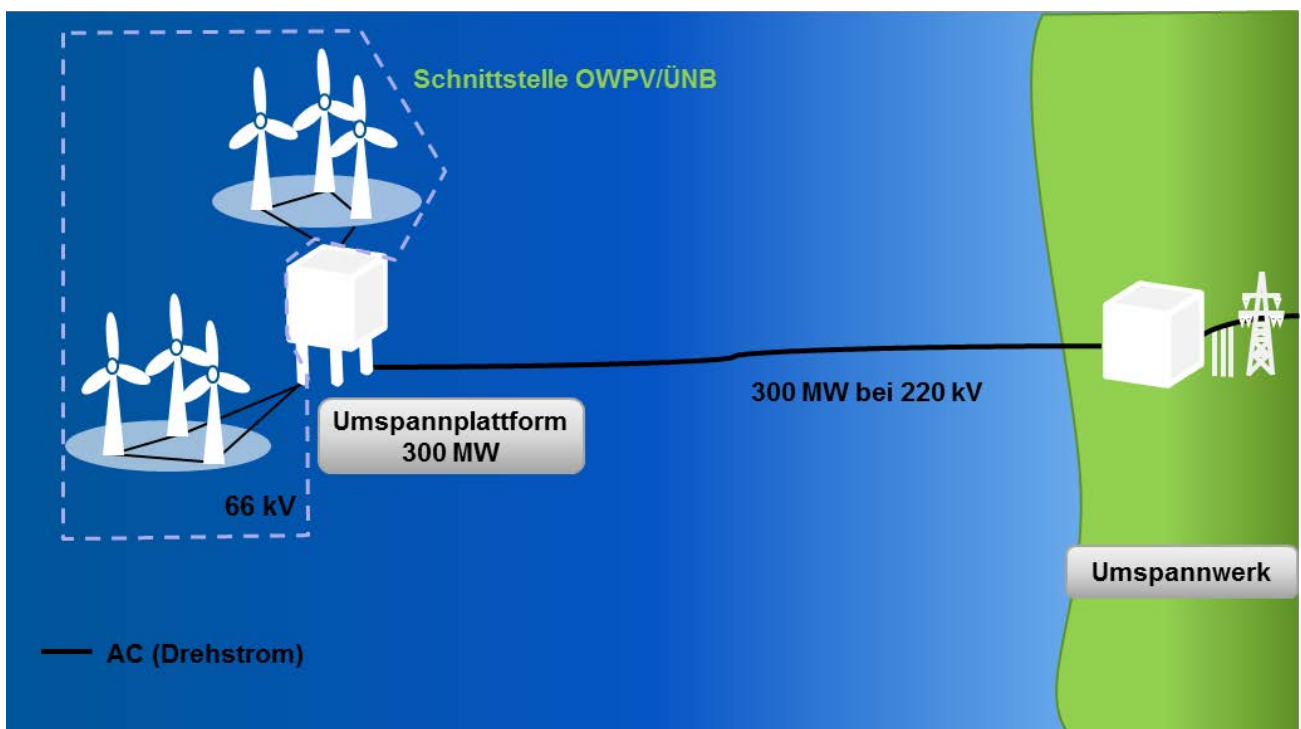


Abbildung 5: Schematische Darstellung des Anbindungskonzepts für die Ostsee.

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 der Raumordnungspläne für die deutsche AWZ auf. Diese werden aktuell fortgeschrieben. Die in diesem Rahmen getroffenen Festlegungen werden bei der Fortschreibung des FEP beachtet bzw. berücksichtigt. Zum aktuellen Stand der Fortschreibung der Raumordnungspläne für die deutsche AWZ wird auf Kapitel 2.6 verwiesen.

Im Folgenden werden zunächst allgemeine Planungsgrundsätze festgelegt.

4.4.1 Allgemeine Grundsätze

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

Zusammenfassung

- Zeitliche Gesamtkoordinierung der Errichtungs- und Verlegearbeiten
- 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, genehmigten und festgelegten Nutzungen
- Berücksichtigung von Kulturgütern
- Schallminderung
- Minimierung von Kolk- und Kabelschutzmaßnahmen

- Berücksichtigung von behördlichen Standards, Vorgaben bzw. Konzepten
- Emissionsminderung
- Berücksichtigung von Fundstellen von Kampfmitteln
- Installation von Sonartranspondern

4.4.1.1 Zeitliche Gesamtkoordinierung 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. Zudem sind Vorgaben zur zeitlichen Gesamtkoordination im Grundsatz 2.2.3 (8) des Entwurfs zur Fortschreibung der Raumordnungspläne (ROP-E 2021) vorgesehen.

Für die Verlegearbeiten von Kabelsystemen, die in räumlicher Nähe zueinander liegen, soll eine zeitliche Gesamtkoordination angestrebt werden. Auf diese Weise kann 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 Windenergieanlagen, Plattformen, Seekabelsystemen sowie sonstigen Energiegewinnungsanlagen 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 des Schiffsverkehrs

Durch die Errichtung und den Betrieb von Windenergieanlagen auf See, Plattformen, Seekabeln und sonstigen Energiegewinnungsanlagen 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. Die Regelungen zur Schifffahrt finden sich auch im Grundsatz 2.2.1(4) des ROP-E 2021 wieder.

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, Plattform bzw. sonstige Energiegewinnungsanlage. 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 jeweilige Sicherheitszone der WEA auf See und Plattformen wird regelmäßig gemeinsam eingerichtet. Auf die diesbezügliche Zuständigkeit der GDWS für die Einrichtung von Sicherheitszonen sowie für das Aufstellen von etwaigen Befahrensregeln wird verwiesen. Dies entspricht auch der Wertung des Erfordernisses 2.2.2 (4) des sich in Aufstellung befindenden ROP-E 2021.

Die bauliche Anlage muss in einer Weise konstruiert sein oder errichtet werden, dass im Fall der Schiffskollision der Schiffkörper 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.

Die Errichtung von Plattformen am Rand eines Gebietes sowie die Bebauung der Fläche sollen sich in das Gesamtensemble der Bebauung des Gebiets, in dem die Plattform bzw. die Fläche liegt, integrieren und zusammenhängend erfolgen.

Zudem werden im Zuge der Konfliktminimierung bei der Wahl der Streckenführung von Seekabelsystemen die Belange der Schifffahrt (insbesondere in Bezug auf Vorrang- und Vorbehaltsgebiete) berücksichtigt. Die Streckenführungen verlaufen möglichst abseits der Hauptschifffahrtrouten. Bei ausreichender Einbringtiefe wird jedoch auch eine Planung am Rande jener Vorbehaltsgebiete, die an die anzuschließenden OWP-Vorhaben angrenzen, in Betracht gezogen, soweit durch die Verlegung der Seekabelsysteme keine negative Auswirkung auf die Routen zu erwarten ist.

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

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

Auf die Planungsgrundsätze 4.4.1.6, 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, den Betrieb und den Rückbau von Windenergieanlagen auf See, Plattformen, Seekabeln und sonstigen Energiegewinnungsanlagen darf die Sicherheit und Leichtigkeit des Luftverkehrs nicht beeinträchtigt werden.

Dieser Grundsatz entspricht § 5 Abs. 3 Satz 2 Nr. 3 WindSeeG und der Wertung des Erfordernisses 2.5.2 (1) des sich in Aufstellung befindenden ROP-E 2021.

Für eine Offshore-Plattform sind mindestens zwei voneinander unabhängige und für den Zweck der Flucht und Rettung geeignete Zu- und Abgangsmöglichkeiten vorzusehen, die unterschiedliche Verkehrssysteme (Schiff und Hubschrauber) nutzen sollen.

Auf Offshore-Plattformen können Windenbetriebsflächen für Notfälle (Rettungsflächen) eingerichtet werden. Ihre Nutzung ist ausschließlich auf die Abwehr von Gefahren für Leib und Leben von Personen beschränkt; ein Regelzugang des Personals mittels Hubschrauberwindenbetrieb ist nicht gestattet. Auf den Planungsgrundsatz 4.4.1.13 wird hingewiesen.

Der Vorhabensträger hat zu verhindern, dass bereits bestehende und/oder geplante Hubschrauberlandedecks auf Offshore-Plattformen im Windpark-Gebiet des Vorhabens oder sonstigen Energiegewinnungsbereich durch die Errichtung von Luftfahrthindernissen und die damit im Zusammenhang stehenden Maßnahmen unbenutzbar werden.

Hierzu sind An- und Abflugkorridore¹⁴ einzurichten. Diese sollen grundsätzlich auf ihrer gesamten Länge oberhalb der Wasseroberfläche nicht bebaut werden.

Der Vorhabensträger hat bei der Planung von An- und Abflugkorridoren darauf zu achten, dass AWZ-Grenzen nicht berührt und fremde Korridore nicht gekreuzt werden. Zudem sind diese so auszurichten, dass ein sicheres Durchstarten gewährleistet ist sowie Querwindeinflüsse minimiert und Rückenwindbedingungen vermieden 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.

¹⁴ Sind die primär, insbesondere nachts, innerhalb eines OWP zu nutzenden Flugwege zu und von einem HSLD, die einen sicheren An- und Abflug gewährleisten sollen. Dies

ist sinngemäß auch für Offshore-Plattformen, die nur über eine Rettungsfläche verfügen, anzuwenden.

Die WEA entlang der Flugkorridore sind mit einer Turmanstrahlung durch den OWP-Vorhabens-träger gemäß der TF11 der WSV-Rahmenvorgaben zur Kennzeichnung von Offshore-Anlagen in der derzeit geltenden Fassung vom 1. Juli 2019 zu versehen.

4.4.1.4 Keine Beeinträchtigung der Sicherheit der Landes- und Bündnisverteidigung

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

Die Festlegung entspricht § 5 Abs. 3 Satz 2 Nr. 4 WindSeeG und entspricht den Wertungen des in Aufstellung befindlichen ROP-E 2021 (siehe dort etwa Erfordernisse 2.2.1 (6), 2.2.2 (5.1), 2.2.2 (5.2) und 2.2.3 (7)).

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

Eine Ausweisung von Gebieten, Flächen, Plattformen und sonstigen Energiegewinnungsanlagen 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 berüh-

ren, 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 der dauerhaften Aufgabe der Nutzung sind Windenergieanlagen auf See, Plattformen, Seekabelsysteme und sonstige Energiegewinnungsanlagen zurückzubauen. 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 Absicherung der Erfüllung der Rückbaupflicht ist vor Baubeginn und bis zum endgültigen Rückbau der Anlagen 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. Auf § 58 Abs. 1 und 2 WindSeeG wird verwiesen.

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, Seekabelsysteme und sonstige Energiegewinnungsanlagen nach Aufgabe

der Nutzung zurückzubauen, soweit dies technisch möglich ist.

Ob eine vollständige Entfernung der Fundamente zu erfolgen hat, ist zum Zeitpunkt des Rückbaus zu prüfen. Dabei ist auf den dann geltenden Stand der Technik abzustellen und es ist insbesondere zu betrachten, inwieweit eine Entfernung aus Gründen der Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs und mit Blick auf die Auswirkungen auf die Meeresumwelt erforderlich bzw. geboten ist. Jedoch muss der Rückbau in der Regel mindestens so weit erfolgen, dass die Oberkante des verbleibenden Fundaments dauerhaft 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 dem vor Ort natürlicherweise vorkommenden 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 sollen langfristige Optionen der Flächennutzung offengehalten werden, da Nachnutzungen ermöglicht werden und

somit ein Beitrag zur Nachhaltigkeit geleistet wird.

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 Rückbauverpflichtung nach § 58 Abs. 1 WindSeeG. Die Anforderungen an die Sicherheitsleistungen ergeben sich aus der Anlage zum WindSeeG.

4.4.1.6 Berücksichtigung aller bestehenden, genehmigten und festgelegten Nutzungen

Auf bestehende und genehmigte Rohrleitungen sowie bestehende, genehmigte und im Rahmen dieses Plans festgelegte Seekabel, Offshore-Windparks, Offshore-Plattformen und genehmigte sonstige Bauten ist gebührend Rücksicht zu nehmen, indem regelmäßig ein Abstand von 500 m einzuhalten ist, soweit die Baugrundverhältnisse nicht größere Abstände erfordern. Bei der konkreten Wahl von Standorten von Windenergieanlagen auf See und Plattformen, der Streckenführung von Seekabelsystemen und sonstigen Energiegewinnungsanlagen wird Rücksicht auf bestehende und genehmigte Nutzungen, Nutzungsrechte und weitere schützenswerte Belange genommen.

Die Planung, Errichtung und der Betrieb der Windenergieanlagen auf See, Plattformen und Seekabelsysteme sind in enger Abstimmung zwischen dem Übertragungsnetzbetreiber und den Offshore-Windpark-n 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 Seeka-

bel 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. Dieser Planungsgrundsatz entspricht auch den Wertungen im ROP-E 2021, u.a. in den Erfordernissen 2.2.1 (1), 2.2.1(5), 2.2(3), 2.2.2 (4) und 2.2.5(3).

Im Zuge der Konfliktminimierung sollten bei der Wahl von Standorten für WEA auf See sowie Plattformen bzw. der Streckenführung von Seekabelsystemen und sonstigen Energiegewinnungsanlagen möglichst frühzeitig die Belange der Schifffahrt (vgl. Planungsgrundsatz 4.4.1.2) Landesverteidigungs- und Bündnisverpflichtungsbelange (vgl. Planungsgrundsatz 4.4.1.4) sowie bestehende und genehmigte Nutzungen / Nutzungsrechte (u. a. OWP) berücksichtigt werden. Eine Streckenführung außerhalb dieser Gebiete ist anzustreben, soweit durch die Verlegung der Seekabelsysteme eine negative Auswirkung auf die zuvor genannten Nutzungen zu erwarten ist. Auch auf die Belange der Fischerei sollte frühzeitig Rücksicht genommen werden. Das Fischen über Seekabelsystemen außerhalb der Sicherheitszonen wird i.d.R. durch eine ausreichende Tiefenlage der Kabel sowie entsprechende Auflagen in den Einzelverfahren ermöglicht, auf die Vorgaben des Grundsatzes 4.4.4.7 wird verwiesen. Regelungen innerhalb von OWP-Flächen entsprechend des Grundsatzes 2.2.2 (4) sowie des Grundsatzes 2.2.5 (3) des ROP-E 2021 sind im Einzelfall zu klären.

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 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. Dies entspricht bei Rohrleitungen den im Raumordnungsplan festgelegten Vorrang- bzw. Vorbehaltsgebieten. Bereits vorhandene Seekabel sind bei der Planung und Verlegung ebenfalls zu berücksichtigen. Mit diesem Abstand wird bei den im beplanten Bereich geringeren Wassertiefen von bis zu 45 m ein im Vergleich zu entsprechenden international abgestimmten Industrieleitlinien, 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.

Bei WEA, deren Energie mit einem 155 kV- oder 220 kV-Drehstrom-Seekabelsystem zwischen Umspann- und Konverterplattform abgeführt wird, ist ein Abstand von mind. 350 m zwischen WEA und diesem Seekabelsystem 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. Zwar ist es bei einem Abstand unter 500 m zur Reduzierung möglicher Gefahren notwendig, dass sich Windparkbetreiber und Kabeleigentümerin abstimmen sowie die WEA entlang der Trasse der stromabführenden Kabelsysteme auszuschalten und aus der Trasse zu drehen sind, soweit die Eigentümerin der Kabelsysteme im Einflussbereich 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 Wind-SeeG.

Im Bereich der Umspann- bzw. Konverterplattform ist aufgrund des Einzugs einer Vielzahl von Kabelsystemen sicherzustellen, dass ausreichend Raum für die Führung der Gleichstrom- und Drehstrom-Seekabelsysteme des ÜNB zur Verfügung steht. Daher ist in dem Bereich, in dem die Seekabelsysteme zur Umspann- bzw. Konverterplattform geführt werden, ein Abstand von mind. 500 m zwischen der Plattform 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-Vorhabensträger und dem ÜNB. Dementsprechend ist es zwingend erforderlich, dass bereits zu einem sehr frühen Zeitpunkt der Vorhaben eine enge Abstimmung zwischen ÜNB und dem OWP-Vorhabensträger stattfindet. Für den Windpark-Vorhabensträger 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.

In jedem Fall ist bei Unterschreitungen der Mindestabstände in der Planungsphase im Zulassungsverfahren eine Annäherungsvereinbarung einzureichen, die auch die Tragung von Mehrkosten, verursacht durch Abstände von weniger als 500 m bzw. 350 m, enthält.

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 und sonstigen Energiegewinnungsanlagen 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. Dieser Planungsgrundsatz entspricht auch den Wertungen des Erfordernisses 2.2.1 (7) des ROP-E 2021.

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. Zur Berücksichtigung im Rahmen die-

ses Plans wurden bei der Planung von Plattformen und Seekabelsystemen alle bekannten Wracks an die Denkmalämter mit der Bitte um Prüfung und Einschätzung der erforderlichen Abstände übermittelt. Diese Einschätzungen der einzelfallbezogenen Prüfung wurden für die Planung herangezogen. 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 der Länder Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern) 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 Vorgabe der Erhaltung des kulturellen Erbes fällt unter die sonstigen öffentlich-rechtliche Bestimmungen, die einzuhalten sind.

4.4.1.8 Schallminderung

Zur Schallminderung ist die Verwendung von alternativen, schallarmen Gründungsformen zu prüfen. Wenn Windenergieanlagen bzw. Plattformen und sonstige Energiegewinnungsanlagen mit Pfahlgründungen installiert werden, so ist während der Rammung der Fundamente der Einsatz einer wirksamen technischen Schallminderung nach Stand von Wissenschaft und Technik 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.

Dies entspricht auch der Wertung des Erfordernisses 2.2.2 (6) des sich in Aufstellung befindenden ROP-E 2021.

Während der Rammarbeiten für Fundamente von WEA bzw. Plattformen und sonstigen Energiegewinnungsanlagen ist zur Wahrung artenschutz- und gebietsschutzrechtlicher Belange der Einsatz von wirksamen technischen Schallminderungssystemen vorzusehen. In den Einzelzulassungsverfahren werden regelmäßig ein maximaler Schallereignispegel von 160 dB re 1 $\mu\text{Pa}^2 \text{ s}$ und ein maximaler Spitzenschalldruckpegel von 190 dB re 1 μPa^2 in 750 m Entfernung zur Rammstelle festgelegt. Bei Rammarbeiten ist die Dauer des Rammvorgangs einschließlich der Vergrämung auf ein Mindestmaß zu begrenzen. 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 Naturschutzgebiete in ihren für den Schutzzweck maßgeblichen Bestandteilen nicht erheblich beeinträchtigt werden.

4.4.1.9 Minimierung von Kolk- und Kabelschutzmaßnahmen

Kolk- und Kabelschutzmaßnahmen 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 Kolkbildungen erforderlich.

Bei jeglichen Kolkschutzmaßnahmen ist dabei das Einbringen von Hartsubstrat auf ein Mindestmaß zu reduzieren, um den Eingriff in die Meeresumwelt so gering wie möglich zu halten.

Als Kolkschutz sind ausschließlich Schüttungen aus Natursteinen oder inerten und natürlichen Materialien einzusetzen. 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.

Als Kabelschutz sind grundsätzlich Schüttungen aus Natursteinen oder inerten und natürlichen Materialien einzusetzen. Der Einsatz von Kunststoff enthaltenden Kabelschutzsystemen ist, sofern technisch möglich, auf ein Mindestmaß zu begrenzen.

4.4.1.10 Berücksichtigung von behördlichen Standards, Vorgaben bzw. Konzepten

Bei der Planung, der Errichtung und dem Betrieb von Windenergieanlagen, Plattformen, Seekabelsystemen und sonstigen Energiegewinnungsanlagen 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, Mindestanforderungen an die Baugrunderkundung und –untersuchung für Offshore-Windenergieanlagen, Offshore-Stationen und Stromkabel,
- den Standard Konstruktion, Mindestanforderungen an die konstruktive Ausführung von Offshore-Bauwerken in der AWZ,
- die Teile 1 bis 3 des VGB/BAW- Standard, Korrosionsschutz von Offshore-Bauwerken zur Nutzung der Windenergie,
- die „WSV-Rahmenvorgaben Kennzeichnung Offshore-Anlagen“,
- die Durchführungsrichtlinie Seeraumbeobachtung des BMVI,
- die Richtlinie „Offshore-Anlagen zur Gewährleistung der Sicherheit und Leichtigkeit des Schiffsverkehrs“,
- die Empfehlungen O-139 und A-126 der International Association of Marine Aids to Navigation and Lighthouse Authorities,
- das Offshore Windenergie-Sicherheitsrahmenkonzept,
- das Rahmenkonzept Abfall- und Betriebsstoffe für OWP und deren Netzanbindungssysteme in der deutschen AWZ,

- die deutschen Vorschriften zu Sicherheit und Gesundheit bei der Arbeit,
- 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 soweit wie möglich zu vermeiden oder soweit diese unvermeidlich sind, zu vermindern.

Das Vermeidungs- und Verminderungsgebot stellt sicher, dass die Errichtung und der Betrieb von Offshore-Anlagen nicht zu einer „Verschmutzung der Meeresumwelt“ im Sinne des Artikel 1 Absatz 1 Nummer 4 des Seerechtsübereinkommens und einer Gefährdung der Meeresumwelt gemäß § 5 Abs. 3 Satz 2 Nr. 2, 48 Absatz 4 Satz 1 Nummer 1 lit. a Wind-SeeG führt. Ergänzend 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 anlagenspezifische Emissionen in die Meeresumwelt unvermeidbar sein, so ist dies unter Vorlage einer umweltfachlichen Einschätzung beim BSH zu beantragen und zu begründen. Anlagenspezifische Alternativenprüfungen sind dabei durchzuführen.

Die Erstellung einer Emissionsstudie zur Erfassung der durch die jeweilige Konstruktions- und Ausrüstungsvariante auftretenden Emissionen bzw. deren Vermeidung ist verbindlich. Eine Vorstudie dazu ist bereits als Teil der Antragsunterlagen einzureichen. In der Vorstudie hat sich die TdV mit möglichst konkreten und vorhabensbezogenen Emissionen, den möglichen und angewendeten Vermeidungs- und Verminderungsmaßnahmen sowie den kumulativen Wirkungen der Anlage(n) auseinanderzusetzen. Die im Vollzugsverfahren konkretisierte 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.

Bauliche/betriebliche Vorsichts- und Sicherheitsmaßnahmen

Sämtliche auf den WEA, Plattformen und sonstigen Energiegewinnungsanlagen installierten technischen Anlagen müssen durch bauliche Sicherheitssysteme und –maßnahmen nach dem Stand der Technik 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 oder führen (z.B. Dieseltanks, Rohrleitungen). Fehlauslösungen der Brandchutzanlagen auf Hubschrauberlandedecks sind unbedingt zu vermeiden.

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, Vorsichtsmaßnahmen bei Kranarbeiten, selbstverschließende Abrisskupplungen (Nottrennkupplungen), Trockenkupplungen, Auffangwannen, Überfüll-Sicherungen, Spillkits).

Umgang mit Abfall

Das Einbringen und Einleiten von Abfall in die Meeresumwelt ist verboten. Er ist an Land zu verbringen und dort nach den geltenden abfallrechtlichen Bestimmungen zu entsorgen.

Kathodischer Korrosionsschutz (KKS), Beschichtungen

Der Korrosionsschutz muss möglichst schadstofffrei und 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) 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 bzw. Bioziden 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 bzw. Biozide) 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 Anti-Fouling-Mitteln bzw. Bioziden 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 Sammel tanks vorzuhalten bzw. kann auf anderweitige Lösungen zurückgegriffen werden (z.B. „Verbrennungstoiletten“). Der Nachweis, dass eine Abwasserreinigungsanlage zwingend notwendig ist, ist von dem Vorhabensträger 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 ge-

ringer 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 an Zu- und Ablauf geeignete Probenahmestellen vorzusehen, sodass eine Probenahme und nachgehende Analyse des Abwassers zur Sicherstellung des ordnungsgemäßen Betriebs/ Überprüfung der Einleitwerte und Reinigungsleistung 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 By-pass Systeme besitzen, damit der bei Aktivierung der Brandbekämpfungsanlage anfallende umweltgefährdende Löschschaum direkt, d.h. ohne Passieren des Ölabscheiders, in einen Sammel tank abgeleitet wird.

Löschschäume auf Hubschrauberlandedecks

Aufgrund der umweltkritischen Eigenschaften von per- und polyfluorierten Substanzen (PFC) dürfen auf Hubschrauberlandedecks nur noch „fluorfreie“ (d.h. PFC-freie) Löschschäume eingesetzt werden. Brandschutz- und luftfahrtbezogene Vorgaben sind bei der Produktauswahl zwingend zu beachten und einzuhalten (Eignung für den Offshore Gebrauch, Alkohol- und Frostbeständigkeit, Mindestleistungsstufe ICAO B). Feuerlöschübungen sind ausschließlich mit Wasser durchzuführen.

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, Dieseldieselmotoren

Auf baulichen Anlagen eingesetzte Dieselgeneratoren müssen bzgl. der Emissionswerte nach MARPOL Anhang VI, Tier III oder nachweislich mindestens einem gleichwertigen Emissionsstandard zertifiziert sein. Maßgeblich sind dabei die Emissionswerte des jeweiligen Dieseldieselmotortyps. Sollten die einschlägigen IMO Regeln des Anhangs VI aufgrund zu geringer Leistung der Generatoren nicht anwendbar sein (z.B. für temporäre Dieseldieselmotoren 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 Dieseldieselmotoren 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 SO₂ 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.

Groutverfahren und Groutmaterial

Soweit Groutverfahren eingesetzt werden sollen, muss das Groutmaterial möglichst schadstofffrei sein. Es sind entsprechende Techniken und Vorrichtungen für den Groutvorgang (Installationsphase) einzusetzen, die einen Eintrag von Groutmaterial in die Meeresumwelt weitestgehend verhindern.

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 Hindernisbefeuern, die Wahl geeigneter Lichtintensitäten und -spektralen 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 und sonstigen Energiegewinnungsanlagen 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 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 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 Vorhabensträger ist sowohl für die Ermittlung und Erkundung von Kampfmitteln als auch für alle daraus resultierenden Schutzmaßnahmen verantwortlich. Sofern keine eigenen Handlungsanweisungen vorliegen, kann auf den

Qualitätsleitfaden Offshore-Kampfmittelbeseitigung der Universität Leipzig zurückgegriffen werden. Die Auffindung ist unverzüglich zu dokumentieren und dem BSH zu melden. Im Falle des Aufnehmens von Kampfmitteln ist der Vorhabensträger 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, Plattformen und sonstigen Energiegewinnungsanlagen 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. Auf den Grundsatz 4.4.1.4 wird verwiesen.

4.4.2 Flächen und Windenergieanlagen auf See sowie sonstige Energiegewinnungsbereiche und -anlagen

Im Folgenden werden Planungsgrundsätze für Flächen, vornehmlich für die Errichtung und den Betrieb von WEA auf See sowie sonstige Energiegewinnungsbereiche und -anlagen, aufgeführt. Auf Kapitel 4.4.3, in dem Planungsgrundsätze für Plattformen, wie auch für Umspann- und Wohnplattformen, festgelegt werden, wird verwiesen. Planungsgrundsatz 4.4.2.4 ist nicht auf sonstige Energiegewinnungsbereiche anwendbar.

Zusammenfassung

- Beachtung von Naturschutzgebieten und Berücksichtigung gesetzlich geschützter Biotope
- Sparsame Flächeninanspruchnahme
- Abstände zwischen Flächen zueinander und zu WEA
- Abweichung der tatsächlich installierten Leistung von der zugewiesenen Netzanbindungskapazität

4.4.2.1 Beachtung von Naturschutzgebieten und Berücksichtigung gesetzlich geschützter Biotope

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

Auf § 45a Gesetz zur Ordnung des Wasserhaushalts (WHG)¹⁵ 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.

Zur Sicherstellung gebietsschutzrechtlicher Vorgaben können bei der Planung und Errichtung von WEA und sonstigen Energiegewinnungsanlagen auf See in räumlicher Nähe zu Naturschutzgebieten projektspezifisch Vermeidungs- und Verminderungsmaßnahmen erforderlich werden. Diese Maßnahmen, z.B. Schallminderungsmaßnahmen zum Schutz lärmempfindlicher Meeressäuger, werden auf Vorhabenebene unter Berücksichtigung der Besonderheiten des Projektgebiets und der Umstände des Einzelfalls projektbezogen festgelegt.

Je nach Standort und Gründungskonstruktion der Windenergieanlage auf See und sonstigen Energiegewinnungsanlage sowie je nach Schutzzweck des Naturschutzgebietes können weitergehende Überlegungen im Einzelfall zu größeren Abständen führen; insbesondere können zusätzliche Schutzmaßnahmen erforderlich werden. Die im Rahmen der strategischen Umweltprüfung durchgeführte Verträglichkeitsprüfung kommt zu dem Ergebnis, dass die Errichtung der WEA und sonstigen Energiegewinnungsanlagen 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 zu berücksichtigen. Jedoch ist zum jetzigen Zeitpunkt keine konkrete räumliche Zuordnung der genannten Strukturen möglich.

4.4.2.2 Sparsame Flächeninanspruchnahme

Die einzelnen Windenergieanlagen und sonstigen Energiegewinnungsanlagen 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.

Dies entspricht auch der Wertung der Erfordernisse 2.2.1 (2) und 2.4.1 (5) des sich in Aufstellung befindenden ROP-E 2021.

Für die im FEP zentrale Vorentwicklung von Flächen ist nach § 4 Abs. 2 Nr. 2 WindSeeG vor allem das Ziel der geordneten und flächensparsamen

¹⁵ Gesetz vom 31. Juli 2009, BGBl. I S. 2585, zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 19. Juni 2020, BGBl. I S. 1408

men Stromerzeugung aus WEA auf See relevant. Diese Zielvorgabe sollte sich nicht nur auf die großräumlichen Festsetzungen insgesamt beziehen, sondern sich 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 und sonstige Energiegewinnungsanlagen haben einen Abstand von mindestens dem fünffachen Rotordurchmesser zu Windenergieanlagen benachbarter Flächen einzuhalten.

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

Eine Errichtung von WEA ist nur innerhalb der festgelegten Flächen und von sonstigen Energiegewinnungsanlagen nur in sonstigen Energiegewinnungsbereichen 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. Gleiches gilt auch für den Fall von dem gleichen Vorhabensträger bei zwei nebeneinander liegenden Flächen.

Hinsichtlich zwei nebeneinander liegenden Flächen, die im gleichen Jahr durch die Bundesnetzagentur ausgeschrieben werden und daher die Planung durch die jeweiligen Vorhabensträger im gleichen Zeitraum erfolgt, ist in gutnachbarschaftlicher Zusammenarbeit eine frühzeitige enge Abstimmung zwischen den Vorhabensträgern 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 ausgeschriebenen, jedoch noch nicht genehmigten Fläche liegt, so ist es aufgrund der zeitlich unterschiedlichen Planungsfortschritte dem sich bereits im Zulassungsverfahren befindlichen Vorhaben nicht möglich, auf die Planungen der zeitlich später ausgeschriebenen Fläche Rücksicht zu nehmen. Grundvoraussetzung für die Erstellung der Planfeststellungsunterlagen der zeitlich späteren Fläche sind daher die Übermittlung der Planungen der früher ausgeschriebenen 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

Bei einer Abweichung der tatsächlich installierten Leistung von der zugewiesenen Netzanbindungskapazität darf die maximal zulässige Erwärmung des Sediments durch Seekabelsysteme nicht überschritten werden. Sofern der Umfang der Erhöhung der installierten Leistung einen Anteil von 10 % der zugewiesenen Netzanbindungskapazität nicht überschreitet, ist durch den bezuschlagten Bieter kein zusätzlicher Nachweis zur Einhaltung des 2 K-Kriteriums für den Bereich der Anbindungsleitung des ÜNB erforderlich.

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, ob und in welchem Maße zusätzliche Anlagen über die zugewiesene Netzanbindungskapazität hinaus installiert werden sollen.

Die Erhöhung der installierten Leistung über die zugewiesene Netzanbindungskapazität hinaus dient dem Ausgleich von elektrischen Verlusten und der Nichtverfügbarkeit einzelner WEA. Beim Nachweis der Einhaltung des 2 K-Kriteriums durch den zuständigen ÜNB erfolgt grundsätzlich keine Berücksichtigung der Nichtverfügbarkeit einzelner WEA, der Netzanbindung oder von Maßnahmen durch Einspeisemanagement sowie der elektrischen Verluste der parkinternen Verkabelung. Durch den konservativen Ansatz des Nachweisverfahrens sind damit Maßnahmen zur Erhöhung der installierten Leistung über die zugewiesene Netzanbindungskapazität hinaus innerhalb eines gewissen Rahmens abgedeckt. Sofern der Umfang der Erhöhung der installierten Leistung einen Anteil von 10 % der zugewiesenen Netzanbindungskapazität nicht überschreitet, ist durch den bezuschlagten Bieter kein zusätzlicher Nachweis zur Einhaltung

des 2 K-Kriteriums im Bereich des gesamten Netzanbindungssystems erforderlich.

Die Einhaltung des 2 K-Kriteriums im laufenden Betrieb des Anbindungssystems soll unter Verwendung modellhafter Verfahren (z. B. TCM II) insbesondere bei einer Erhöhung der tatsächlich installierten Leistung über die zugewiesene Netzanbindungskapazität hinaus durch den ÜNB überprüft werden.

Für den Bereich der parkinternen Verkabelung ist durch den bezuschlagten Bieter weiterhin ein Erwärmungsgutachten unter Berücksichtigung der zusätzlich installierten Leistung einzureichen.

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

4.4.3 Plattformen

Im Folgenden werden Planungsgrundsätze für Plattformen aufgeführt. Plattformen umfassen i.d.R. Konverterplattformen, Sammelpattformen, Umspannplattformen, Wohnplattformen sowie sonstige Plattformen, die in Gebieten oder sonstigen Energiegewinnungsbereichen liegen.

Zusammenfassung

- Beachtung von Naturschutzgebieten und Berücksichtigung gesetzlich geschützter Biotope
- Flächenbedarf sowie zusätzlich Mä-növrierraum
- 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

Bekannt 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.

Die Festlegung beruht auf § 5 Abs. 3 Satz 2 Nr. 5 WindSeeG. 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 den geschützten Lebensraum oder geschützte Arten.

Zur Sicherstellung gebietsschutzrechtlicher Vorgaben können bei der Planung und Errichtung von Plattformen in räumlicher Nähe zu Naturschutzgebieten projektspezifisch Vermeidungs- und Verminderungsmaßnahmen erforderlich werden. Diese Maßnahmen, z.B. Schallminderungsmaßnahmen zum Schutz lärmempfindlicher Meeressäuger, werden auf Vorhabenebene unter Berücksichtigung der Besonderheiten des Projektgebiets und der Umstände des Einzelfalls projektbezogen festgelegt.

Je nach Standort und Gründungskonstruktion der Plattformen sowie je nach Schutzzweck des Naturschutzgebietes 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 zu berücksichtigen. 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 der Spannungsebene 320 kV ist eine Fläche von 100 m x 200 m vorzusehen, für Plattformen der Spannungsebene 525 kV eine Fläche von 150 m x 250 m. Für die Umspannplattform ist eine Fläche von 100 m x 100 m vorzusehen. Bei nebeneinander angeordneten Plattformen ist zusätzlicher Manövrierraum vorzusehen. Um die Plattformen herum ist ausreichend Platz zum Heranführen und zum Einzug der Kabelsysteme vorzusehen.

Nach den bisherigen Erkenntnissen ist davon auszugehen, dass für eine Konverterplattform bezüglich einer sicheren Errichtung und eines verlässlichen Betriebs eine Grundfläche von

100 m x 200 m bei einer Spannungsebene von bis zu 320 kV erforderlich ist. Für Konverterplattformen der Spannungsebene 525 kV wird mit einer Grundfläche von ca. 150 m bis 250 m gerechnet. Für Umspannplattformen ist 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 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, die Abwasserbehandlung sowie die Belange des Arbeitsschutzes einschließlich von Rettungswegen und –mitteln zu berücksichtigen.

Die Einhaltung dieses Planungsgrundsatzes ist im Einzelzulassungsverfahren in einem Konzept darzulegen.

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

Die nachträgliche Installation von Wohneinheiten, welche nicht in dem Konzept hinsichtlich der bereits bei der Planung der Plattform berücksichtigten Wohneinheiten 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, Verbindungen untereinander und Seekabelsysteme für sonstige Energiegewinnungsanlagen. Für Seekabelsysteme der parkinternen Verkabelung auch von sonstigen Energiegewinnungsbereichen 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;
- 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 Parallelführung anzustreben ist. Zudem soll die Trassenführung möglichst parallel zu vorhandenen Strukturen und baulichen Anlagen gewählt werden.

Dies entspricht auch der Wertung des Erfordernisses 2.2.3 (5) des sich in Aufstellung befindenden ROP-E 2021.

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 Navigationsequipment 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 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 Verkehrstrennungsbereichen, 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 vorzuse-

hen. 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 schadhaften 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 entsprechend des Planungsmaßstabes von 1:400.000 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. 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 bis O-V zu führen.

Grenzüberschreitende Seekabelsysteme sind zudem durch die an der Grenze zur AWZ

und der 12 sm-Zone festgelegten Grenzkorridore N-VI bis N-XV 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. Dies entspricht auch der Wertung der Erfordernisse 2.2.3 (3) und 2.2.3 (4) des sich in Aufstellung befindenden ROP-E 2021.

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. Dies entspricht auch der Wertung des Erfordernisses 2.2.3 (6) des sich in Aufstellung befindenden ROP-E 2021.

Zur Minimierung der gegenseitigen Beeinträchtigung von Schifffahrt und Netzinfrastuktur 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. Zudem kann eine Konfliktminimierung dadurch erfolgen, dass die Seekabelsysteme ausreichend tief verlegt werden. Auf den Planungsgrundsatz 4.4.4.7 wird verwiesen.

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.

Diese Festlegung entspricht auch den Wertungen des Grundsatz 2.2.3(5) des ROP-E 2021.

Die Ausgestaltung des Kreuzungsbauwerkes hat in Abhängigkeit der Bodenverhältnisse möglichst umweltschonend zu erfolgen. Die beiden sich kreuzenden Kabelsysteme sind hierbei in der Regel mechanisch voneinander zu trennen. Dies geschieht üblicher Weise durch die Errichtung eines Kreuzungsbauwerkes. Beim Bau von Kreuzungen wird in der Regel mit Hilfe von Hartsubstrat ein technisches Bauwerk auf dem Boden errichtet. Unter den Aspekten der Minimierung des Eingriffs in die Meeresumwelt sollten daher Kreuzungsbauwerke von vornherein soweit wie möglich vermieden werden. Sollte eine Kreuzungsbauwerksfreie Verlegung bereits bei der Planung des später zu kreuzenden Systems technisch, z.B. durch ausreichend tiefe Verlegung im erwarteten Kreuzungsbereich, möglich sein, ist eine bauwerksfreie Kreuzung insbesondere bei zu erwartenden großen Kreuzungsbauwerken zu bevorzugen.

Wenn Kreuzungsbauwerke nicht vermieden werden können, sollte die Kreuzung nach dem jeweiligen Stand der Technik möglichst rechtwinklig ausgeführt werden. Ist dies technisch nicht möglich, darf der Kreuzungswinkel 45° nicht unterschreiten. Durch diesen Grundsatz wird die Größe des Kreuzungsbauwerkes reduziert. Innerhalb des Kreuzungsbauwerkes 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 Kreuzungsbauwerkes 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 schadstofffreien und inerten natürlichen Materialien erfolgen und überfischbar bleiben.

Zudem sind insbes. bei Kreuzungen die Biegeradien des Seekabels mit zu berücksichtigen. Bei Kreuzungen von vorhandenen Kabeln ist sicherzustellen, dass die Biegeradien der neu kreuzenden Seekabelsysteme nicht im Bereich des Kreuzungsbauwerks liegen, um dieses nicht zu vergrößern.

Die Trasse zwischen Umspannplattform und Konverter ist grundsätzlich kreuzungsfrei vorzusehen, die parkinterne Verkabelung des OWP ist entsprechend auszulegen. Dies gilt bei Direktanbindungen an den Konverter (66kV) auch für die Gleichstromsysteme des ÜNB.

Im Fall von Kreuzungen sind mit den Eigentümern von betroffenen, verlegten bzw. genehmigten Unterwasserkabeln und Rohrleitungen die Bedingungen von geplanten Kreuzungen vertraglich zu vereinbaren.

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. Dieser Planungsgrundsatz

entspricht auch den Wertungen des Grundsatzes 2.2.3(8) des ROP-E 2021.

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 Biototypen 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 abzuliegen. 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.

Dieser Planungsgrundsatz findet sich auch im Grundsatzes 2.2.3 (5) des ROP-E 2021 wieder und präzisiert diesen. 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.

Die Festlegung der Überdeckung für Seekabelsysteme in der Ostsee erfolgt im Einzelverfahren auf Grundlage der 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.

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.

Die Festlegung zur Sedimenterwärmung entspricht der Wertung des Grundsatzes 2.2.3 (8) des ROP-E 2021.

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 Wissensstandes 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 Seekabelsys-

teme 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. Für grenzüberschreitende Seekabelsysteme ist aufgrund des unterschiedlichen Betriebsmodus eine dauerhafte Volllast des Kabels für die Nachweisführung anzuwenden.

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.

Es hat sich gezeigt, dass das Nachweisverfahren grundsätzlich geeignet ist, die maximale Temperaturerhöhung über einen Zeitraum von mehreren Jahren abzubilden. Darüber hinaus 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 (bzw. die Überdeckung) 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. Bei Vorliegen von Messwerten zum Wärmewiderstand, die jeweils individuell auf der Trasse gemessen wurden, ist für die Nachweisführung jedoch auch eine Abweichung vom genannten Standardwert möglich.

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 einer transienten Höchstlast über einen Zeitraum von 7 Tagen überlagert wird, bevor erneut für einen Zeitraum von 45 Tagen die Vorlast angesetzt wird. Ein solches Stufenlastprofil ist gut geeignet, um selten auftretende Kabelbelastungen bei Starkwindphasen abzubilden. Zudem wird mit einem Stufenlastprofil, das auf einem langjährigen Starkwindfall beruht, die Nachweisführung dahingehend vereinfacht, dass keine historische

Zeitreihe über einen Zeitraum von beispielsweise 25 Jahren mit konkreten Annahmen zum betrachteten OWP und Seekabelsystem ausgewertet werden muss. In vergangenen Zulassungsverfahren wurde dieses Stufenlastprofil auf Grundlage von langfristigen Windmessdaten der FINO1-Plattform in der AWZ der Nordsee mit den Werten 77%/99%/77% gebildet und angewendet. Eine grundsätzliche Übertragbarkeit dieser Größenordnung 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.

Es hat sich gezeigt, dass dieses Lastprofil auch für künftige Windparks geeignet ist. Zwar kann durch die Installation zusätzlicher, über die zugewiesene Kapazität hinausgehende Leistung (siehe Planungsgrundsatz 4.4.2.4) die Einspeisecharakteristik eines OWP verändert werden. Gleichzeitig wird hierdurch die Verfügbarkeit eines OWP erhöht, sodass von einer stärkeren Annäherung der tatsächlichen Einspeisung an das angenommene Lastprofil ausgegangen werden kann. Aktuelle Auswertungen auf Grundlage von realen Einspeisezeitreihen bestätigen diese Schlussfolgerung.

Eine Einhaltung des 2-K-Kriteriums im laufenden Betrieb soll durch die ÜNB unter Verwendung von modellhaften Verfahren, wie z. B. TCM II, überprüft werden.

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 ist. 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.

Bekannt 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. Diese Regelungen entsprechend auch den Wertungen des Grundsatz 2.2.3 (8) des ROP-E 2021.

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

Die Verlegung von Seekabelsystemen sowie deren Betreiben, Instandhalten und deren etwaiger Verbleib nach Aufgabe des Betriebes oder Rückbau 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 zu berücksichtigen. 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.

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-Vorhabensträger 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 den Zielen nach § 4 Abs. 1 ROG und damit der über den Raumordnungsplan gegebenen Verpflichtung zur Beachtung bei raumbedeutsamen Planungen ist eine Abweichung nur unter den dort genannten Voraussetzungen 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 Fällen 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.

Vorhabensträger, die einen Antrag auf Errichtung und Betrieb von WEA auf See einschließlich entsprechender Nebenanlagen, sonstiger Energiegewinnungsanlagen, Anbindungsleitungen, Verbindungen untereinander oder grenzüberschreitender Seekabelsysteme beim BSH stellen, können in begründeten Fällen 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
- Berücksichtigung der sparsamen und schonenden Inanspruchnahme der Fläche im Sinne des § 4 Abs. 2 WindSeeG

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

WindSeeG: 20 GW bis 2030

Der Planungshorizont orientiert sich an dem Ziel des WindSeeG, in dem ein Ausbaupfad von 20 Gigawatt für Windenergie auf See bis 2030 vorgesehen ist. Zudem sieht das WindSeeG ein Langfristziel von 40 GW bis 2040 vor.

Im Rahmen dieser Fortschreibung/Änderung des FEP erfolgen Festlegungen zu Gebieten bis einschließlich der Zone 3 der ausschließlichen Wirtschaftszone. Es sind Festlegungen zu Flächen zur Umsetzung von 20 GW bis 2030 vorgesehen. Die Festlegung von Gebieten und Flächen sichert einen ausreichenden, planbaren Ausbaupfad bis ca. 2035.

Szenariorahmen 2021-2035

Der am 26. Juni 2020 durch die BNetzA genehmigte Szenariorahmen 2021-2035 (siehe Kapitel 2.5.1) enthält drei wahrscheinliche Pfade (sog. Szenarien) für eine Entwicklung des Ausbaus von Windenergie auf See. Das mittlere Szenario

B 2035 des Szenariorahmens 2021-2035 sieht einen Ausbau der Windenergie auf See in Höhe von 30 GW bis zum Jahr 2035 vor. Mit dem Szenario B 2040 enthält der Szenariorahmen einen Ausblick über das Jahr 2035 hinaus bis zum Jahr 2040, wobei das Szenario hinsichtlich des Ausbaus bis zum Jahr 2035 auf dem Szenario B 2035 basiert. Das Szenario B 2040 sieht einen Ausbau der Windenergie auf See in Höhe von 40 GW bis 2040 vor. Im Anhang (Kapitel 14) wird informatorisch ein Langfristszenario dargestellt, das einen Ausblick auf die nach dem Zieljahr 2030 verfügbaren Flächen in den Gebieten N-11 bis N-13 gibt.

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 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 und -feststellung der jeweiligen Fläche nach § 12 Abs. 5 WindSeeG. Daher kann die im Rahmen der Voruntersuchung festgestellte zu installierende Leistung 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, deren voraussichtlich zu installierende Leistung in vielen Fällen durch die verfügbaren Anbindungskapazitäten bestimmt wird, gelten für die Gebiete in Zone 3 der AWZ in der Nordsee gesonderte Bedingungen. Hier besteht ein verhältnismäßig großer Planungsspielraum, gleichzeitig handelt es sich um deutlich größere Gebiete, 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.

Aus dem WindSeeG lassen sich die folgenden konkurrierenden Ziele bei der Ermittlung der voraussichtlich zu installierenden Leistung ableiten:

- Steigerung der installierten Leistung und Zielerreichung: Ziel des WindSeeG gemäß § 1 Abs. 2 ist die Steigerung der installierten Leistung von Windenergieanlagen auf See zur Erreichung der Ausbauziele. Das WindSeeG sieht als Ausbauziel für das Jahr 2030 die Erreichung von 20 GW sowie für das Jahr 2040 die Erreichung von 40 GW vor. Vor dem Hintergrund der begrenzten Flächenverfügbarkeit in der deutschen AWZ ist bei der Festlegung der voraussichtlich zu installierenden Leistung zu berücksichtigen, dass diese Ausbauziele mit den verfügbaren Flächen erreicht werden können. Zudem trifft der FEP gemäß § 4 Abs. 2 Nr. 2 WindSeeG 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 Verluste durch Nachlaufeffekte.

- **Kosteneffizienz:** Gemäß § 1 Abs. 2 soll der Ausbau der Windenergie auf See kosteneffizient erfolgen. Eine geringere Leistungsdichte führt zu einer Verringerung der Verluste durch Nachlaufeffekte innerhalb und in angrenzenden Windparks und damit in einem gewissen Bereich zu einer Verringerung der Stromgestehungskosten. Aus Sicht der Kosteneffizienz ist daher innerhalb einer gewissen Spannweite eine geringere Leistungsdichte vorteilhaft.
- **Effizienz der Netzanbindung:** Ziel der Festlegung der Flächen im FEP ist nach § 5 Abs. 4 WindSeeG ebenfalls die effiziente Nutzung und Auslastung der Offshore-Anbindungsleitungen. Bei Ermittlung der voraussichtlich zu installierenden Leistung sind demnach Ineffizienzen zu vermeiden, wie z.B. Restkapazitäten auf Netzanbindungssystemen oder gebietsübergreifende Anbindungen. Für die Gebiete in Zone 3 hat dies zur Folge, dass sich die Festlegung der voraussichtlich zu installierenden Leistung insbesondere bei den Flächen in Zone 3 an der Standardleistung der Netzanschlussysteme orientiert.

Für Flächen in Zone 1 und 2 entspricht die in Kapitel 4.7.2 beschriebene Methodik dem Verfahren, welches bereits im FEP 2019 dargestellt wurde. Vor dem Hintergrund der besonderen Bedingungen sowie der aktuellen Erkenntnisse zu weiträumigen Nachlaufeffekten in Zone 3 wird für dort liegende Flächen ein abweichendes Verfahren vorgeschlagen (siehe Kapitel 4.7.3).

4.7.2 Methodik der Leistungsermittlung für Zone 1 und 2

Die Leistungsdichte eines Windparks (ausgedrückt in MW/km²) 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.

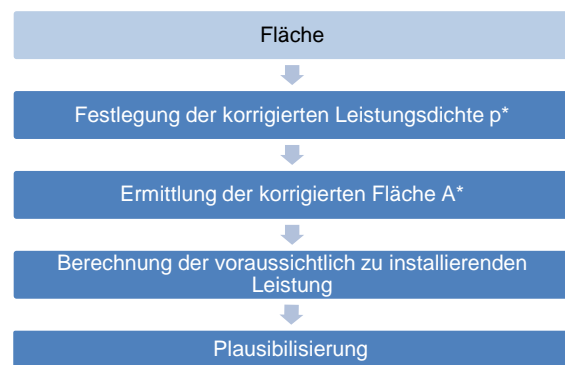


Abbildung 6: Schematische Darstellung der Methodik der Leistungsermittlung

4.7.2.1 Festlegung der korrigierten Leistungsdichte

Um eine Vergleichbarkeit von Flächen unterschiedlicher Geometrie und Größe zu ermöglichen, wurde (Borrmann, Rehfeldt, Wallasch, & Lüers, 2018) 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 zugeschnittene 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).

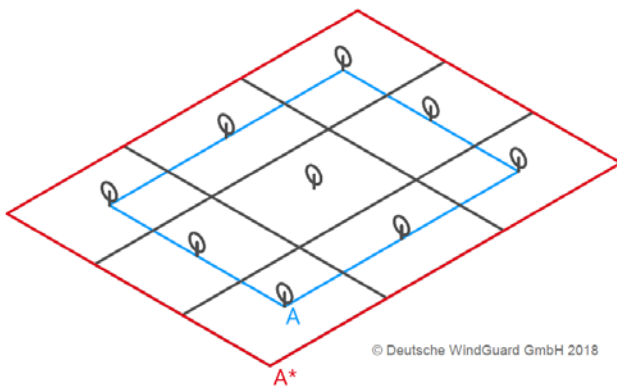


Abbildung 7: Darstellung der korrigierten Fläche A* im Verhältnis zur nominellen Fläche A (Prognos, 2019)

Die Methodik zur Ermittlung der voraussichtlich zu installierenden Leistung war wesentlicher Bestandteil der Konsultation des FEP 2019. Bereits hier wurde deutlich, dass die Methodik eine differenzierte Betrachtung der Flächen in Zone 1 und 2 sowie Zone 3 ermöglichen sollte.

4.7.2.2 Leistungsdichte in Zone 1 und 2

Die Festlegung der Leistungsdichte erfolgt unter Abwägung der unter 4.7.1 dargestellten Ziele. 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 wurde aus diesem Grund tendenziell eine höhere korri-

gierte Leistungsdichte von 10 MW/km² angenommen. Herrscht im Einzelfall eine starke Abschattung durch umliegende Windparks vor, kann die korrigierte Leistungsdichte auf 9,5 MW/km² reduziert werden.

4.7.2.3 Ermittlung der korrigierten Fläche

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/m²) 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 ² Rotorfläche
p^*	korrigierte Leistungsdichte in MW/km ²

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 ver-

hältnismäßig 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/m². 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/m² festgelegt. Die Annahmen für die Berechnung der korrigierten Fläche sind in der folgenden Tabelle zusammenfassend dargestellt:

Tabelle 3: Eingangsparameter zur Berechnung der korrigierten Fläche

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

Je nach Kategorisierung gemäß Tabelle 2 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.

4.7.2.4 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.

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 3 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.

4.7.3 Methodik der Leistungsermittlung für Zone 3

Die in Zone 3 der AWZ der Nordsee liegenden Gebiete N-9 bis N-13 werden vollständig im Rahmen des Zielsystems entwickelt.

Gegenüber der Darstellung im FEP 2019 wurden die Gebiete N-9 bis N-13 deutlich in nordwestliche Richtung vergrößert. Auf das Kapitel 5.1 wird verwiesen. Es handelt sich hierbei somit um sehr große Gebiete mit einer Vielzahl von Windenergieanlagen, welche zumeist in einem

Stück mit vergleichbarer Anlagentechnik entwickelt werden. Im Vergleich zu den Gebieten in Zone 1 und 2 fallen damit die Verluste durch Nachlaufeffekte der Anlagen deutlich schwerer ins Gewicht.

Die Methodik der Leistungsermittlung für die Flächen in Zone 3 war Gegenstand umfangreicher Konsultationen im Rahmen dieser Fortschreibung des FEP. Dabei stellte sich heraus, dass die Gebiete in Zone 3 sich von denen in Zone 1 und 2 im Hinblick auf die Bestimmung der voraussichtlich zu installierenden Leistung von Flächen stark unterscheiden, sodass eine Übertragung eines universellen Ansatzes zur Leistungsermittlung wie für die Flächen in Zone 1 und 2 nicht zweckmäßig ist. Vielmehr sollte eine individuelle Festlegung der voraussichtlich zu installierenden Leistung unter Abwägung der unter 4.7.1 genannten Ziele erfolgen.

Zielerreichung

Das WindSeeG sieht als Ausbauziel für das Jahr 2030 die Erreichung von 20 GW sowie für das Jahr 2040 die Erreichung von 40 GW vor. Vor dem Hintergrund der begrenzten Flächenverfügbarkeit in der deutschen AWZ ist bei der Festlegung der voraussichtlich zu installierenden Leistung zu berücksichtigen, dass diese Ausbauziele mit den verfügbaren Flächen erreicht werden können.

Grundlage für diese Überprüfung sind die im Rahmen des ersten Planentwurfs für die Fortschreibung der Raumordnungspläne für die deutsche AWZ enthaltenen Vorrang- und Vorbehaltsgebiete für Windenergie auf See.

Unter der Annahme, dass die Gebiete in Zone 3 ohne weitere Einschränkungen durch andere Belange wie im FEP 2020 festgelegt zur Verfügung stehen, sollte für Zone 3 mindestens eine voraussichtlich zu installierende Leistung in Höhe von 14 GW festgelegt werden, um das langfristige Ausbauziel in Höhe von 40 GW bis 2040 zu erreichen. Dies gilt insbesondere, da die Gebietskulisse in Zone 4 und 5 noch größeren

Unsicherheiten bezüglich der tatsächlichen Verfügbarkeit in Abwägung mit anderen Belangen unterliegt.

Eine Festlegung von Flächen mit einer Leistung von insgesamt 6 GW in den Gebieten N-9 und N-10 ist ausreichend, um das Ausbauziel von 20 GW bis 2030 zu erreichen und berücksichtigt zudem das Ziel des flächensparsamen Ausbaus gemäß § 4 Abs.2 Nr. 2 WindSeeG. Darüber hinaus wäre die Festlegung von zusätzlich mindestens 8 GW in den Gebieten N-11 bis N-13 für die Zielerreichung bis 2040 erforderlich. Hier besteht jedoch weiterer Untersuchungsbedarf bzgl. des Zusammenhangs zwischen der Leistungsdichte auf diesen Flächen und der zu erwartenden Verluste durch Nachlaufeffekte, daher werden diese Aspekte ein Schwerpunkt der kommenden FEP-Fortschreibung sein.

Effiziente Netzanbindung

Vor dem Hintergrund der effizienten Planung, Errichtung, Inbetriebnahme, Nutzung und Auslastung von Offshore-Anbindungsleitungen ist eine Erschließung der Flächen in Zone 3 mit dem Standard-Anbindungskonzept mit 2 GW Übertragungskapazität zu bevorzugen.

Die Festlegung der voraussichtlich zu installierenden Leistung innerhalb der jeweiligen Gebiete sollte sich daher an der Kapazität der Standardanbindungssysteme (2 GW) orientieren. Auf den Sinn und Zweck der standardisierten Technikgrundsätze in Kapitel 4.1 wird verwiesen. Dieses Vorgehen dient insbesondere der koordinierten sowie systematischen Gesamtplanung und der stark begrenzte Raum für die Führung von Anbindungsleitungen im Küstenmeer kann effizient genutzt werden.

Kosteneffizienz

Eine geringere Leistungsdichte führt zu einer Verringerung der Verluste durch Nachlaufeffekte innerhalb und in angrenzenden Windparks und damit zu einer Verringerung der Stromgestehungskosten. Aus Sicht der Kosteneffizienz ist

daher innerhalb einer gewissen Spannbreite eine geringere Leistungsdichte vorteilhaft.

Aus aktuellen Forschungsarbeiten lässt sich ableiten, dass bei einem großskaligen Ausbau der Offshore-Windenergie in der deutschen AWZ eine Zunahme der Ertragsverluste durch Abschattungseffekte zu erwarten ist (Schneemann, Rott, Dörenkämper, Steinfeld, & Kühn, 2020).

Für eine verlässliche Abschätzung des Einflusses weiträumiger Nachlaufeffekte auf den Energieertrag besteht weiterer Forschungsbedarf. Es besteht ein wesentlicher Zusammenhang zwischen der Höhe der Ertragsverluste durch Nachlaufeffekte und der Größe des Windparks sowie dem Abstand der Anlagen zueinander. Je größer die Fläche bzw. deren Leistungsdichte (d.h. die Anzahl der Anlagen pro Flächeneinheit), desto größer ist die Menge an kinetischer Energie, welche der Luftströmung entzogen wird und damit nicht für die Stromproduktion zur Verfügung steht.

Ergebnisse aus internen Berechnungen sowie laufenden Forschungsvorhaben zeigen, dass bereits bei einer Leistungsdichte von 8 MW/km², wie sie der Festlegung von 6 GW in den Gebieten N-9 und N-10 zugrunde liegt, eine deutliche Erhöhung der Ertragsverluste durch Abschattungseffekte im Vergleich zu heute in Betrieb befindlichen Offshore-Windparks zu erwarten ist. Grund für diese erhöhten Verluste sind vor Allem die Größe der Gebiete in Zone 3 sowie die Beeinflussung der Gebiete untereinander.

Gegenüber den Flächen in den Zonen 1 und 2 wird daher die Leistungsdichte in den Gebieten N-9 und N-10 reduziert, um die erhöhten Verluste durch Abschattung zu kompensieren. Bei der Festlegung von 4 GW in Gebiet N-9 bzw. 2 GW in Gebiet N-10 liegt die korrigierte Leistungsdichte bei ca. 8 MW/km².

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.

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 5.2 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 erforder-

lichen 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.¹⁶

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.

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 4 genannte Netzanbindungssystem vorgesehen ist, bevorzugt ausgeschrieben werden sollen.

Tabelle 4: Bestehende oder im O-NEP vorbehaltlos bestätigte Netzanbindungssysteme mit Inbetriebnahme bis Ende 2025 und verfügbarer Übertragungskapazität

Name	Jahr der Inbetriebnahme	Verfügbare Übertragungskapazität
Nordsee		
NOR-3-3 (Dol-Win6/kappa)	2023	658,25 MW
Ostsee		
--		

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 Anbindungsstrasse, insbesondere durch das Küstenmeer, zu berücksichtigen.

¹⁶ BT-DrS. 18/8860 vom 21. Juni 2016, Gesetzentwurf der Fraktionen der CDU/CSU und SPD, Entwurf eines Geset-

zes zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien, S. 275.

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 sowie der Netzentwicklungsplan. 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 8 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.

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. 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. Hinsichtlich der Raumordnung wurden neben dem gültigen Raumordnungsplan 2009 auch der ROP-E 2021 in der Abwägung berücksichtigt, insbesondere, um eine möglichst widerspruchsfreies Planungsregime für die AWZ zu erreichen. Nähere Informationen sind unter Kapitel 2.6.1.2 zu finden.

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 8 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. Alle Gebiete wurden an die Vorgaben des Raumordnungsplans 2009 dahingehend angepasst, dass zur AWZ-Grenze sowie zu den ausgewiesenen Schifffahrtsrouten ein

Abstand von 500 m eingehalten wird, um die Einrichtung einer Sicherheitszone um die zukünftigen OWPs innerhalb der deutschen AWZ sicherzustellen. Für die Schifffahrtsrouten SN10 und SN15 wurde deren geänderter Zuschnitt im Entwurf zur Fortschreibung der Raumordnungspläne berücksichtigt. Hierdurch verkleinern sich einige Gebiete geringfügig ggü. der bisherigen Festlegung im FEP 2019. Auf Kapitel 2.6.1.2 wird verwiesen.

Eine Ausdehnung der Gebiete N-9, N-10, N-12 und N-13 in das Vorbehaltsgebiet Schifffahrt des ROP 2009 bedarf einer besonderen Rechtfertigung: Aktuelle Verkehrsanalysen auf Basis von AIS-Daten zeigen, dass die dem ROP 2009 zugrundeliegenden Annahmen zu den Verkehrsströmen in der AWZ den tatsächlichen Gegebenheiten nicht (mehr) voll entsprechen. Insbesondere ist der Verkehr auf SN 10 durch Transitverkehre geprägt, die sich aus dem niederländischen Verkehrstrennungsgebiet East Friesland bis zur Einfahrt in die dänischen Verkehrstrennungsgebiete nördlich Skagen erstrecken. Dabei lassen sich im Wesentlichen drei Verkehrsströme identifizieren, die in der Hauptsache im Vorranggebiet Schifffahrt des ROP 2009 und weiter westlich liegen. Das Vorbehaltsgebiet des ROP 2009 östlich des Vorranggebiets 10 ist deutlich weniger stark befahren. Seine Nutzung entspricht dem ROP-E 2021, in dessen Gegebenheiten und Erfordernisse sich der FEP nach der Beendigung der Fortschreibung einfügen soll. Auch die GDWS als zuständige Fachbehörde erhebt hier keine Einwände. Erste Ergebnisse aus einem Gutachtauftrag an DNV-GL und Nautitec zur Ermittlung des Risikos und der nautischen Situation in SN 10 bestätigen die Einschätzung, dass die Flächen N-9 bis N-13 nach Westen zu einem Teil in das Vorbehaltsgebiet Schifffahrt aus dem ROP 2009 erweitert werden können.

Tabelle 5: Übersicht Gebiete für Windenergie auf See

Gebiet	Größe [km ²]	Zoneneinteilung des O-NEP
Nordsee		
N-1	ca. 79	1
N-2	ca. 223	1
N-3	ca. 308	1
N-4	ca. 148	1
N-5	ca. 124	2
N-6	ca. 249	2
N-7	ca. 163	2
N-8	ca. 124	2
N-9	ca. 453	3
N-10	ca. 195	3
N-11	ca. 355	3
N-12	ca. 494	3
N-13	ca. 270	3
Ostsee		
O-1	ca. 129	1
O-2	ca. 82	1
O-3	ca. 28	1

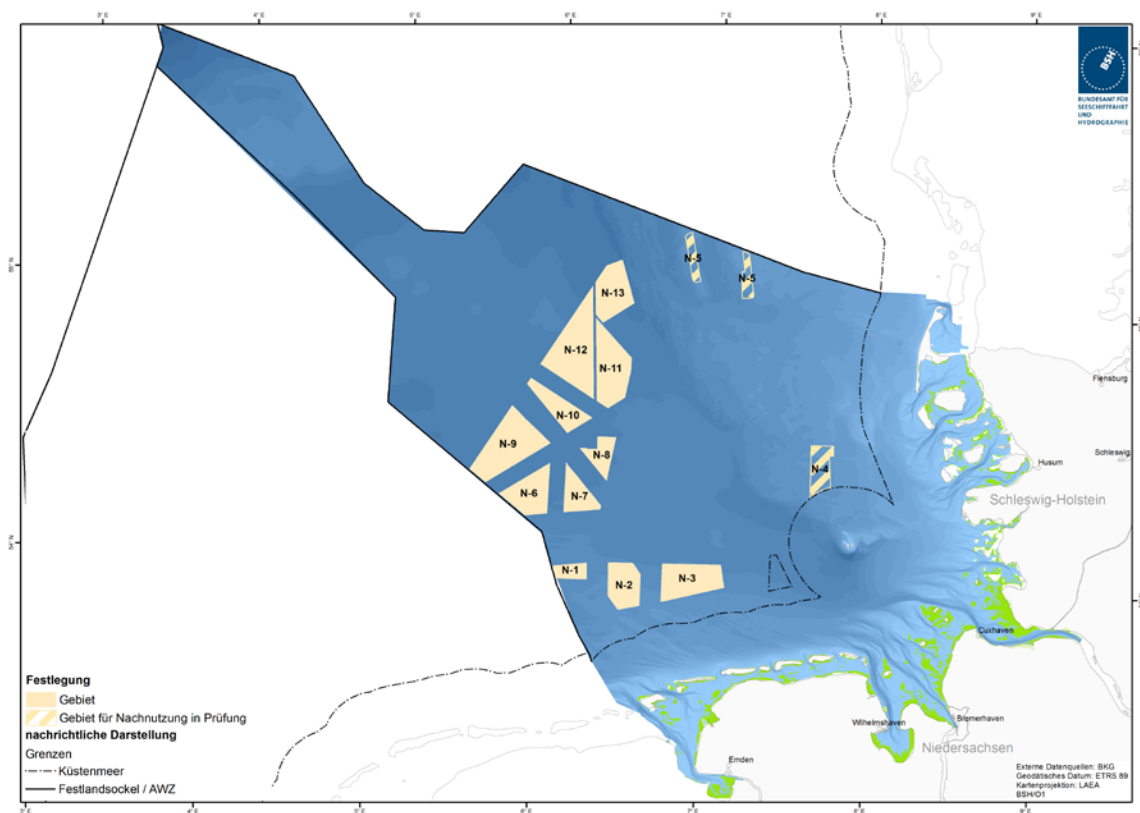


Abbildung 8: Gebiete in der deutschen AWZ der Nordsee

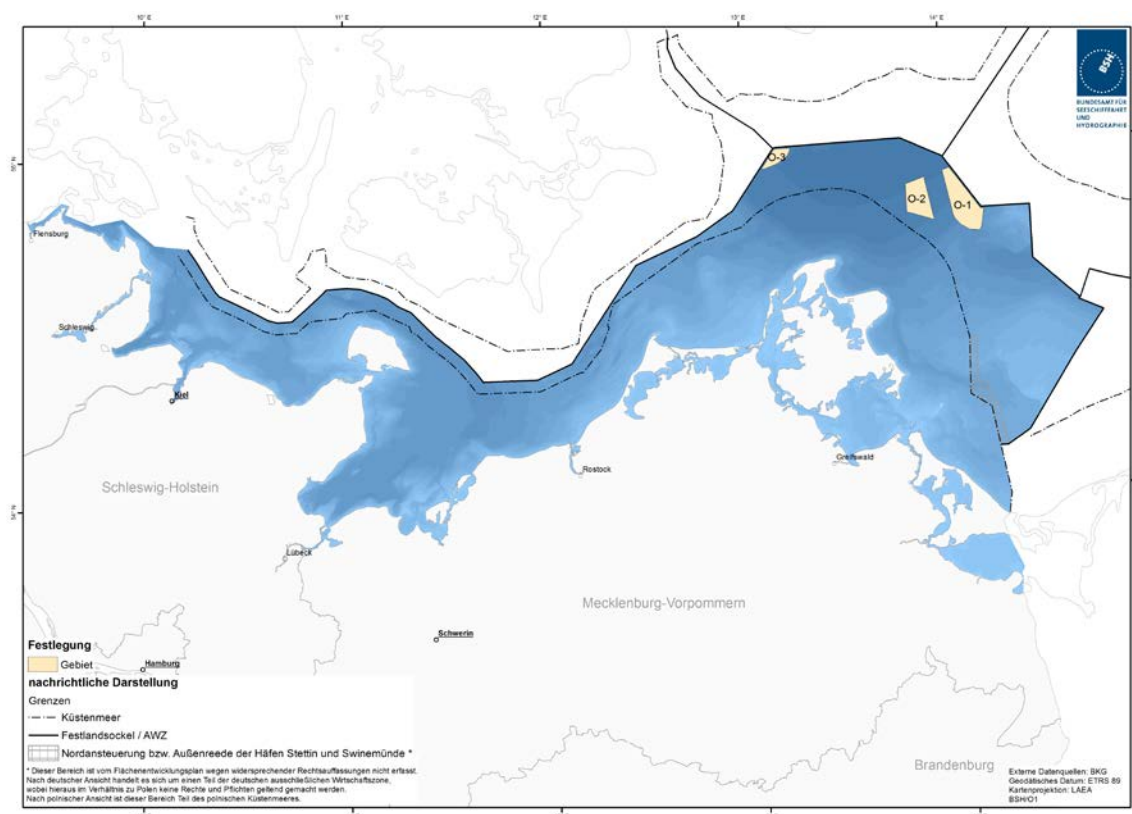


Abbildung 9: Gebiete in der deutschen AWZ der Ostsee

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 33). Für die AWZ der Ostsee findet der Raumordnungsplan, der mit Verordnung vom 10. Dezember 2009 erlassen wurde, Anwendung (siehe Abbildung 35). 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 der Vorgehensweise des Raumordnungsplans 2009 wurden keine Gebiete für Windenergie in Naturschutzgebieten oder Übungsgebieten der Marine festgelegt (siehe Abbildung 39 und Abbildung 40). Neben dem gültigen Raumordnungsplan 2009 wurden auch die Änderungen zugrunde gelegt, die sich aus dem im September 2020 veröffentlichten und konsultierten Entwurf zur Fortschreibung der Raumordnungspläne (ROP-E 2021) ergeben. Nähere Informationen sind unter Kapitel 2.6.1.2 zu finden.

Ferner bauen die Festlegungen der Gebiete auf den in den Bundesfachplänen Offshore bestimmten Clustern auf, indem diese im Wesentlichen fortgelten.¹⁷ Bereits im Bundesfachplan Offshore Nordsee 2012 wurden 13 Cluster für

¹⁷ Abrufbar unter https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Bundesfachplaene_Offshore/bundesfachplaene-offshore_node.html.

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, die Ausbauziele nach § 1 Abs. 2 S. 1 WindSeeG zu erreichen (20 GW bis 2030 und 40 GW bis 2040), 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 Gebietes 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.

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 identifizierten Cluster ergeben, so dass einer Festlegung im FEP auf Grundlage der derzeit vorliegenden Informa-

tionen nichts entgegensteht; oder zusätzliche erhebliche erkennbare Gesichtspunkte bzw. Aktualisierungen und Vertiefungen der Prüfung haben die Ausweisung der Cluster des BFO bestätigt. Lediglich die Gebiete N-9 bis N-13 wurden entsprechend der Festlegungen des ROP-E 2021 nach aktuellen Erkenntnissen angepasst. Hierzu wird auf Kap. 8.3 verwiesen.

Im Hinblick auf Gebiet N-4 und N-5 wird auf die nachfolgenden Ausführungen, auf Kapitel 4.6.1, 4.12.4, 5.2 und 6.3.2.2 des Umweltberichts Nordsee sowie auf den FEP 2019 und die Umweltberichte zum FEP 2019 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 zur 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 des ROP 2009 eine deutliche Verlängerung der jeweils notwendigen Anbindungssysteme. Zudem wäre der Bereich

nordwestlich der Schifffahrtsroute 10 des ROP 2009 hinsichtlich der Eignung für Windenergie zu prüfen.

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 des ROP 2009 bzw. SN3 der ROP-E 2021. 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“ des ROP 2009 bzw. im Vorranggebiet EN1 des ROP-E 2021. 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 des ROP 2009 bzw. Vorranggebiete für Schifffahrt des ROP-E 2021 begrenzt. Entsprechendes gilt für die östliche Seite. Das Gebiet liegt in dem im ROP 2009 raumordnerisch festgelegten Vorranggebiet für Windenergie „Nördlich Borkum“ bzw. im Vorranggebiet EN2 des ROP-E 2021. 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“ des ROP 2009 bzw. des Vorbehaltsgebietes LN2 des ROP-E 2021. Die westliche Hälfte des Gebietes liegt im raumordnerisch festgelegten Vorranggebiet für Windenergie „Nördlich Borkum“ des ROP 2009, das komplette Gebiet liegt im Vorranggebiet Windenergie EN3 des ROP-E 2021. Durch das

Gebiet verläuft in nordöstlicher Richtung die Rohrleitung „Europipe 1“, die durch entsprechende Vorrang- und Vorbehaltsgebiete Rohrleitungen im ROP 2009 gesichert ist bzw. das Vorbehaltsgebiet Leitungen LN3 des ROP-E 2021. Das Gebiet ist voraussichtlich bis Ende 2025 teilweise bebaut, auf Abbildung 11 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 liegt innerhalb des im ROP 2009 festgelegten Vorranggebietes Windenergie „Südlich Amrumbank“ bzw. des im ROP-E 2021 festgelegten Vorbehaltsgebietes Windenergie EN4. Das Gebiet liegt zu großen Teilen im Hauptkonzentrationsgebiet der Seetaucher und im Hauptverbreitungsgebiet für Schweinswale. Das Gebiet ist voraussichtlich bis Ende 2025 vollständig bebaut.

Nach aktuellem Kenntnisstand hat das Gebiet N-4 eine saisonal hohe Bedeutung für Seetaucher. Daher wird von einer Festlegung des Gebietes N-4 weiterhin abgesehen und dieses für eine Nachnutzung unter Prüfung gestellt. Auf die Ausführungen in Kapitel 8.3 und 8.4 sowie auf die Kapitel 4.12.4, 5.2 und 6.3.2.2 des Umweltberichts Nordsee und auf die Ausführungen zu Gebiet N-5 sowie auf den FEP 2019 und die Umweltberichte zum FEP 2019 wird verwiesen.

Das **Gebiet N-5** liegt westlich von Sylt im bzw. am Rand des Naturschutzgebietes „Sylter Außenriff – Östliche Deutsche Bucht“. Das Gebiet liegt vollständig im Hauptkonzentrationsgebiet der Seetaucher und im Hauptverbreitungsgebiet für Schweinswale. Das Gebiet liegt innerhalb des im ROP-E 2021 festgelegten Vorbehaltsgebietes Windenergie EN5.

Auf die Ausführungen unter 5.2.2, 8.4 sowie Kapitel 4.6 und 5.2. im Umweltbericht Nordsee wird verwiesen.

Das Prüfungserfordernis des Gebietes 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. 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 Gebietes 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 des ROP 2009 bzw. das Vorranggebiet SN12 des ROP-E 2021 und in nördlicher Richtung durch die Schifffahrtsroute 6 bzw. SN6 begrenzt. Westlich des Gebietes verläuft die AWZ-Grenze zu den Niederlanden. Das Gebiet liegt vollständig innerhalb des Vorranggebietes Windenergie EN6 des ROP-E 2021 und ist voraussichtlich bis Ende 2025 teilweise bebaut, auf Abbildung 11 wird verwiesen.

Gebiet N-7 liegt nördlich des VTG „German Bight Western Approach“. Es wird westlich durch das Vorbehaltsgebiet Schifffahrt 12 (ROP 2009) bzw. Vorranggebiet Schifffahrt SN12 (ROP-E 2021) und nordöstlich durch das Vorbehaltsgebiet für Rohrleitungen „Norpipe“ gem. ROP 2009 bzw. LN1 gem. ROP-E 2021 begrenzt. Das Gebiet entspricht dem Vorranggebiet Windenergie EN7 des ROP-E 2021 und ist voraussichtlich bis

Ende 2025 teilweise bebaut, auf Abbildung 11 wird verwiesen.

Gebiet N-8 liegt innerhalb des im Raumordnungsplan festgelegten Vorranggebietes Windenergie „Östlich Austerngrund“ des ROP 2009 bzw. des Vorranggebietes Windenergie EN8 des ROP-E 2021. Südwestlich wird das Gebiet durch das Vorbehaltsgebiet für Rohrleitungen („Europipe 1“) des ROP 2009 bzw. LN1 des ROP-E 2021 begrenzt, östlich durch die Schifffahrtsroute 5 (ROP 2009) bzw. SN5 (ROP-E 2021). Nach Norden wird das Gebiet durch die bestehenden Windparks begrenzt. Im nördlichen Bereich des Gebietes erfolgt die Abgrenzung nach Westen entlang des Interkonnektors NorNed. Das Gebiet ist vollständig bebaut, auf Abbildung 11 wird verwiesen.

Gebiet N-9 wird durch die Schifffahrtsrouten 6 und 10 des ROP 2009 bzw. SN6 und SN10 des ROP-E 2021 sowie das Vorbehaltsgebiet für Rohrleitungen („Norpipe“) bzw. LN1 abgegrenzt und entspricht dem Vorranggebiet Windenergie EN9 des ROP-E 2021. Für die Schifffahrtsroute SN10 (siehe Hintergrundinformationen in Kapitel 2.6.1.2) wird hierbei die Lage aus dem veröffentlichten und konsultierten Entwurf zur Fortschreibung der Raumordnungspläne zugrunde gelegt.

Gebiet N-10 liegt zwischen den Schifffahrtsrouten 4, 6 und 10 des ROP 2009 bzw. SN4, SN6 und SN10 des ROP-E 2021 sowie dem Vorbehaltsgebiet Rohrleitung („Europipe 1“) des ROP 2009 bzw. LN1 des ROP-E 2021. Das Gebiet entspricht dem Vorranggebiet Windenergie LN10 des ROP-E 2021. Für die Schifffahrtsroute SN10 (siehe Hintergrundinformationen in Kapitel 2.6.1.2) wird hierbei die Lage aus dem veröffentlichten und konsultierten Entwurf zur Fortschreibung der Raumordnungspläne zugrunde gelegt.

Gebiet N-11 wird durch die Schifffahrtsrouten 4, 5 und 6 des ROP 2009 bzw. SN4, SN5 und SN6 des ROP-E 2021, das grenzüberschreitende Seekabelsystem „NorNed“ sowie das Natur-

schutzgebiet „Sylter Außenriff – Östliche Deutsche Bucht“ begrenzt. Das Gebiet entspricht dem Vorranggebiet Windenergie EN 11 des ROP-E 2021.

Gebiet N-12 wird durch die Schifffahrtsrouten 4 und 10 des ROP 2009 bzw. SN4 und SN 10 des ROP-E 2021 und das grenzüberschreitende Seekabelsystem „NorNed“ abgegrenzt. Das Gebiet entspricht dem Vorranggebiet Windenergie EN 12 des ROP-E 2021. Für die Schifffahrtsroute SN10 (siehe Hintergrundinformationen in Kapitel 2.6.1.2) wird hierbei die Lage aus dem veröffentlichten und konsultierten Entwurf zur Fortschreibung der Raumordnungspläne zugrunde gelegt.

Gebiet N-13 wird durch die Schifffahrtsroute 10 (ROP 2009) bzw. SN10 (ROP-E 2021) und das Naturschutzgebiet „Sylter Außenriff – Östliche Deutsche Bucht“ sowie das Hauptkonzentrationsgebiet für Seetaucher¹⁸ begrenzt und liegt zu großen Teilen innerhalb des Hauptverbreitungsgebietes für Schweinswale. Das Gebiet entspricht dem Vorranggebiet Windenergie EN 13 des ROP-E 2021. Für die Schifffahrtsroute SN10 (siehe Hintergrundinformationen in Kapitel 2.6.1.2) wird hierbei die Lage aus dem veröffentlichten und konsultierten Entwurf zur Fortschreibung der Raumordnungspläne zugrunde gelegt.

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 gem. ROP 2009 bzw. SO1 gem. ROP-E 2021 angesiedelt. Westlich des Gebietes liegt das Vorranggebiet Schifffahrt 20 des ROP 2009 bzw. SO2 des ROP-E 2021, auf der östlichen Seite verläuft die AWZ-Grenze zu Dänemark. Das Gebiet beinhaltet das raumordnerisch

festgelegte Vorranggebiet „Westlich Adlergrund“ des ROP 2009 bzw. liegt innerhalb des Vorranggebietes Windenergie EO1 des ROP-E 2021. Die Auswirkungen auf den Vogelzug zwischen Rügen und Schonen sind im weiteren Verlauf zu prüfen. Das Gebiet ist voraussichtlich bis Ende 2025 teilweise bebaut, auf Abbildung 3 und Abbildung 12 wird verwiesen.

Gebiet O-2 („ArkonaSee“) liegt nordöstlich der Insel Rügen. Das Gebiet wird im Norden und Osten durch die Vorranggebiete Schifffahrt 19 und 20 des ROP 2009 bzw. SO1 und SO2 des ROP-E 2021 begrenzt. Die südliche Grenze des Gebietes ergibt sich durch den Verlauf des Datenkabels „Baltica Segment 3“. Im Westen grenzt das Gebiet an ein Vorranggebiet für Forschung (FoO3 des ROP-E 2021). Die Auswirkungen auf den Vogelzug zwischen Rügen und Schonen sind im weiteren Verlauf zu prüfen. Im nördlichen Bereich des Gebietes befindet sich zudem eine MARNET-Station. Das Gebiet liegt innerhalb des Vorbehaltsgebietes Windenergie EO2 des ROP-E 2021 und ist voraussichtlich bis Ende 2025 teilweise bebaut, auf Abbildung 3 und Abbildung 12 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 im Norden durch die schwedische AWZ-Grenze, im Westen durch die dänische AWZ-Grenze begrenzt, zu denen jeweils ein Abstand von 500m eingehalten wird. Im Süden wird das Gebiet durch das Vorranggebiet Schifffahrt 19 des ROP 2009 bzw. SO1 des ROP-E 2021 begrenzt und im Osten durch U-Boottauchgebiete der NATO, welche teilweise bereits mit dem Windpark „EnBW Baltic 2“ überlappen. Die Auswirkungen auf den Vogelzug zwischen Rügen und Schonen sind im weiteren Verlauf zu prüfen. Dieses Gebiet umschließt das raumordnerisch festgelegte

¹⁸ Zum Schutz der Seetaucher entspricht der Abstand zum Hauptkonzentrationsgebiet dem vergrämnungsbedingten Habitatverlust von 5,5 km. Auf Kapitel 8.3 wird verwiesen.

Vorranggebiet für Windenergie „Kriegers Flak“ des ROP 2009 und liegt innerhalb des Vorranggebietes EO3 des ROP-E 2021 und ist vollständig bebaut. Auf die Zulässigkeitsprüfung unter Kapitel 8.3 wird ergänzend verwiesen.

Tabelle 6: Zusammenfassende Übersicht der Gebiete

Gebiet	Ausweisung Cluster im BFO	Derzeit zusätzliche erhebliche erkennbare Gesichtspunkte gegenüber Ausweisung der Cluster im BFO (§ 5 Abs. 3 Satz 3 WindSeeG) und ROP* Derzeit erkennbare Nutzungskonflikte
Nordsee		
N-1	Ja	Nein
N-2	Ja	Nein
N-3	Ja	Nein
N-4 (Nachnutzung unter Prüfung)	Ja	Lage im Hauptkonzentrationsgebiet Seetaucher. Lage im Hauptverbreitungsgebiet Schweinswale.
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. Lage im Hauptverbreitungsgebiet Schweinswale.
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	Lage teilweise im Hauptverbreitungsgebiet Schweinswale. Verkleinerung in östliche Richtung zum Hauptkonzentrationsgebiet Seetaucher
Ostsee		
O-1	Ja	Prüfung Auswirkung Vogelzug.
O-2	Ja	Prüfung Auswirkung Vogelzug. Nutzungskonflikte mit Forschungseinrichtungen.
O-3	Ja	Gebiet wurde im FEP 2019 im Vergleich zum ausgewiesenen Cluster verkleinert. Prüfung Auswirkung Vogelzug.

* Der Raumordnungsplan wird derzeit überarbeitet. Der ROP-E 2021 legt die o.g. Gebiete als Vorrang- und Vorbehaltsgebiete fest, siehe hierzu auch 5.1.2 und 2.6.1.2.

** Die Gebiete wurden im Vergleich zu den ausgewiesenen Clustern nach Nordwesten vergrößert.

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). § 5 Abs. 5 WindSeeG sieht vor, dass die Gebiete sowie die Flächen und die zeitliche Reihenfolge so festgelegt werden, dass zum Gebotstermin nach § 17 WindSeeG Flächen ausgeschrieben werden können mit einer voraussichtlich zu installierenden Leistung von

- etwa 1 Gigawatt pro Jahr in den Jahren 2021 bis 2023,
- etwa 3 Gigawatt im Jahr 2024 und
- etwa 4 Gigawatt im Jahr 2025,

wobei Abweichungen zulässig sind, solange das Ausbauziel für 2030 erreicht wird.

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 2025 in Betrieb genommen werden, und des Planungshorizonts bis 2030 zunächst nur Flächen in den Gebieten N-3, N-6, N-7, N-9, N-10 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 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 7: Übersicht Flächen für Windenergie auf See

Gebiet	Fläche	Flächen- größe [km ²]	Anbindungs- konzept
Nordsee			
N-1	-	-	-
N-2	-	-	-
N-3	N-3.5	ca. 29	66 kV
	N-3.6	ca. 33	66 kV
	N-3.7	ca. 17	155 kV ¹⁾
	N-3.8	ca. 23	155 kV ¹⁾
N-4 ²⁾	-	-	-
N-5 ²⁾	-	-	-
N-6	N-6.6	ca. 44	66 kV
	N-6.7	ca. 16	66 kV
N-7	N-7.2	ca. 58	66 kV
N-8	-	-	-
N-9	N-9.1	ca. 100	66 kV
	N-9.2	ca. 104	66 kV
	N-9.3	ca. 105	66 kV
	N-9.4	ca. 99	66 kV
N-10	N-10.1	ca. 95	66 kV
	N-10.2 ³⁾	ca. 93	66 kV
Ostsee			
O-1	O-1.3	ca. 25	66 kV
O-2	O-2.2 ⁴⁾	ca. 20	-
O-3	-	-	-

¹⁾ 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.

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

³⁾ Die Fläche N-10.2 ist nicht in vollem Umfang für die Erreichung von 20 GW erforderlich.

⁴⁾ Die Festlegung der Fläche O-2.2 ist in Prüfung. Auf Kapitel 5.1.2, 5.2.2 und 8 wird verwiesen.

Nordsee

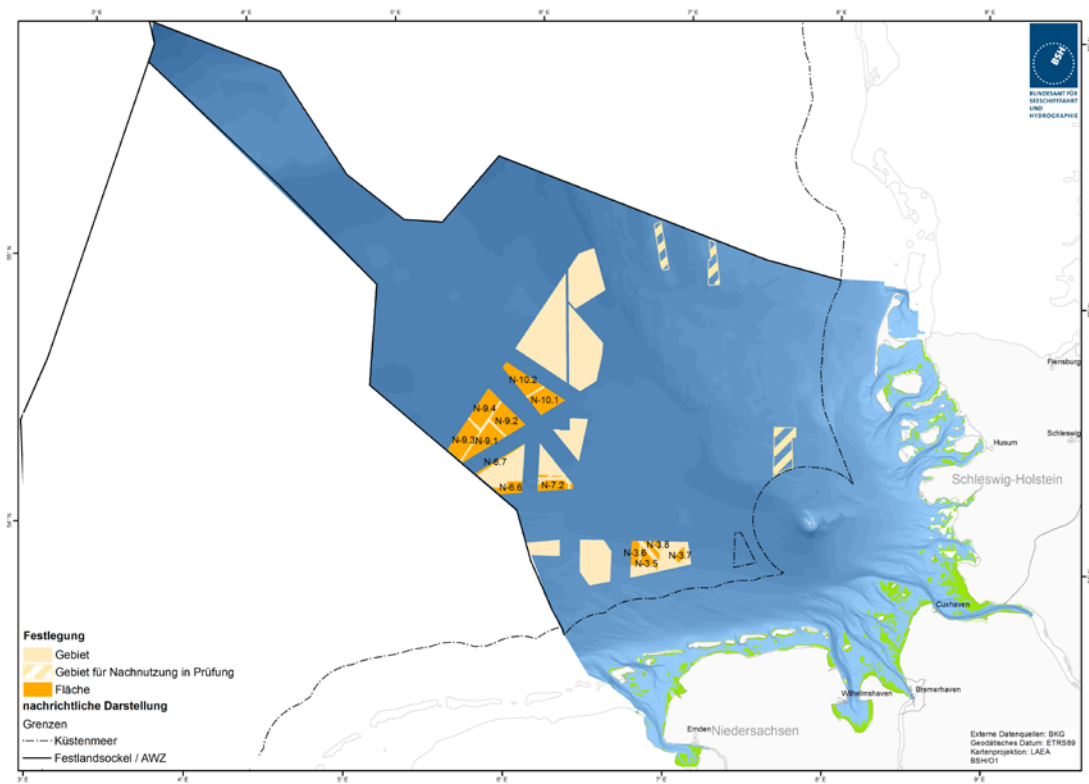


Abbildung 10: Flächen in der deutschen AWZ der Nordsee

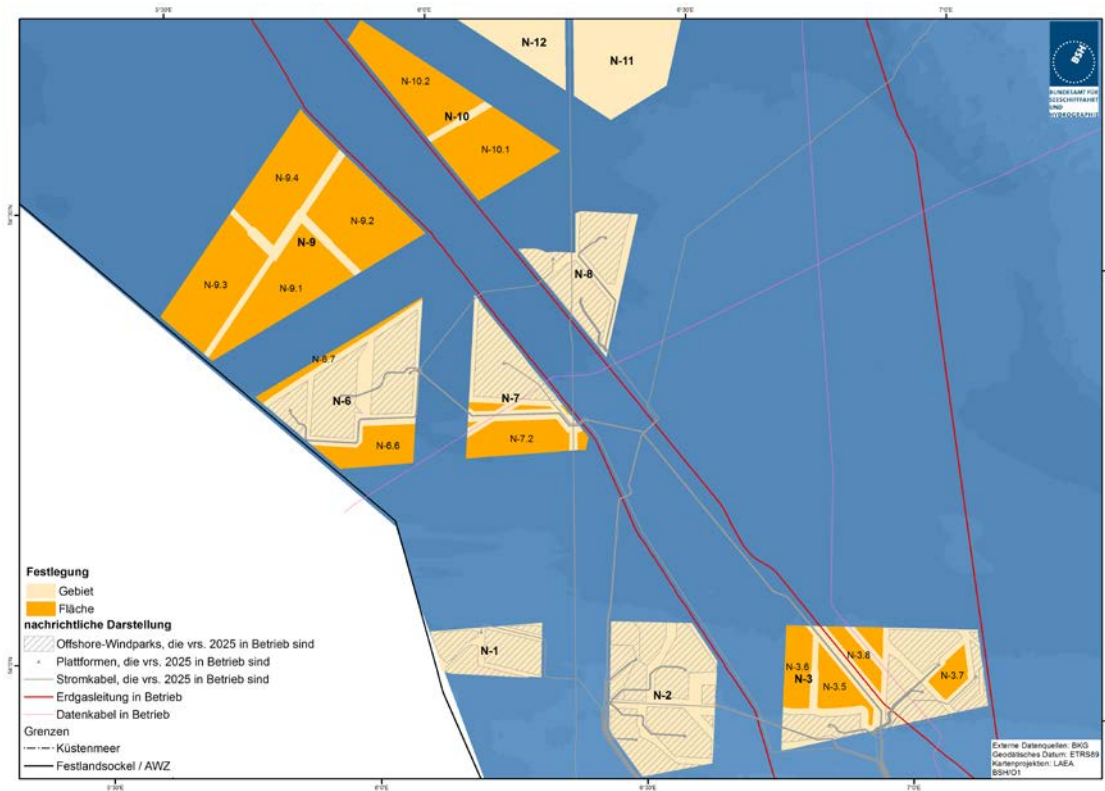


Abbildung 11: Flächen in den Gebieten N-3, N-6, N-7, N-9 und N10 in der deutschen AWZ der Nordsee

In Gebiet N-3 werden vier Flächen festgelegt. Die Fläche N-3.6 wird durch die Vorbehaltsgebiete Schifffahrt Nr. 2 und 11 des ROP 2009 bzw. Vorranggebiete Schifffahrt SN2 und SN11 des ROP-E 2021, den errichteten Windpark „Nordsee One“ sowie die Fläche N-3.5 begrenzt. Westlich der „Europipe 1“ bzw. der Anbindungssysteme „BorWin1“ und „BorWin2“ (bzw. des Vorbehaltsgebietes LN3 des ROP-E 2021) befindet sich zudem die Fläche N-3.5. Der An- und Abflugkorridor der Plattform NOR-3-2 wird aufgrund der anderen in Gebiet N-3 bestehenden Korridore der Umgebung vrs. zwischen den Flächen N-3.5 und N-3.6 verlaufen. Diese sind bei der Beplanung der Flächen durch den jeweiligen OWP-Vorhabensträger zu berücksichtigen. Auf den Planungsgrundsatz 4.4.1.3 wird hingewiesen. Zudem wird für N-3.5 auf den zukünftigen An- und Abflugkorridor der Umspannplattform von N-3.8 hingewiesen. Östlich angrenzend an die „Europipe 1“ bzw. das Vorbehaltsgebiet LN3 des ROP-E 2021 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. Bezüglich der Fläche N-3.7 wird auf die bestehenden An- und Abflugkorridore von „Gode Wind 01“ und „Gode Wind 02“ hingewiesen, die zu berücksichtigen sind. Auf den Planungsgrundsatz 4.4.1.3 wird hingewiesen.

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 Gebietes und wird südlich und östlich durch Vorbehaltsgebiete Schifffahrt des ROP 2009 bzw. Vorranggebiete Schifffahrt des ROP-E 2021 begrenzt. In nördlicher Richtung liegen die drei bereits errichteten Windparks „Deutsche Bucht“, „Veja Mate“ und „BARD Offshore 1“. Aufgrund der bereits vorhandenen Infrastrukturen und Einrichtungen in dem Gebiet kann ein An- und Ab-

flugkorridor der Plattform NOR-6-3 vrs. nur südlich des OWP „BARD Offshore 1“ verlaufen. Die An- und Abflugkorridore von NOR-6-3 sind bei der Beplanung der Fläche durch den OWP-Vorhabensträger der Fläche N-6.6 zu berücksichtigen. Auf den Planungsgrundsatz 4.4.1.3 wird hingewiesen. Im nördlichen Bereich des Gebietes, nördlich der bereits errichteten Windparks, begrenzt durch Vorbehaltsgebiete Schifffahrt des ROP 2009 bzw. Vorranggebiete Schifffahrt des ROP-E 2021, wird die Fläche N-6.7 festgelegt.

Im südlichen Bereich des Gebietes 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. Die An- und Abflugkorridore der Plattformen NOR-6-3 und NOR-7-2 sind bei der Beplanung der Fläche N-7.2 zu berücksichtigen. Auf den Planungsgrundsatz 4.4.1.3 wird hingewiesen.

In Gebiet N-9 werden im Rahmen dieses Plans vier etwa gleich große Flächen festgelegt. Die Fläche N-9.1 liegt im südwestlichen Bereich des Gebietes N-9 und wird nach Süden durch die Schifffahrtsroute 6 des ROP 2009 bzw. SN6 des ROP-E 2021 begrenzt. Nördlich daran schließt sich die Fläche N-9.2 an, die bis zum Vorbehaltsgebiet Leitungen „Norpipe“ gem. ROP 2009 bzw. LN1 des ROP-E 2021 reicht. Die Flächen N-9.3 und N-9.4 werden nach Süden durch die Flächen N-9.1 und N-9.2 begrenzt, nach Nordwesten durch die im ROP-E 2021 gegenüber dem ROP 2009 verschobene Schifffahrtsroute SN10 und nach Norden durch die „Norpipe“. Die zukünftigen An- und Abflugkorridore der Konverterplattformen NOR-9-1 und NOR-9-2 sind bei der Beplanung der Flächen in Gebiet N-9 von dem

jeweiligen OWP-Vorhabensträger zu berücksichtigen. Auf den Planungsgrundsatz 4.4.1.3 wird hingewiesen.

Für das Gebiet N-10 ist ebenfalls die Festlegung von zwei Flächen in diesem Plan erfolgt. Das Gebiet wird dabei in zwei etwa gleich große Flächen zerteilt. N-10.1 liegt im südlichen Bereich des Gebietes, und wird durch die „Europipe 1“ und die Schifffahrtsrouten 4 und 6 des ROP 2009 bzw. SN4 und SN9 sowie LN1 des ROP-E 2021 begrenzt. N-10.2 wird im Westen durch die

„Europipe 1“ bzw. das Vorbehaltsgebiet Leitungen LN1 des ROP-E 2021, im Nordwesten durch die verschobene Schifffahrtsroute SN10 des ROP-E 2021 und im Norden durch die Schifffahrtsroute 4 des ROP 2009 bzw. SN4 des ROP-2021 begrenzt. Die zukünftigen An- und Abflugkorridore der Konverterplattform NOR-10-1 sind bei der Beplanung der Flächen in Gebiet N-10 zu berücksichtigen. Auf den Planungsgrundsatz 4.4.1.3 wird hingewiesen. Es wird darauf hingewiesen, dass die Fläche N-10.2 nicht in vollem Umfang für die Erreichung von 20 GW erforderlich ist.

Ostsee

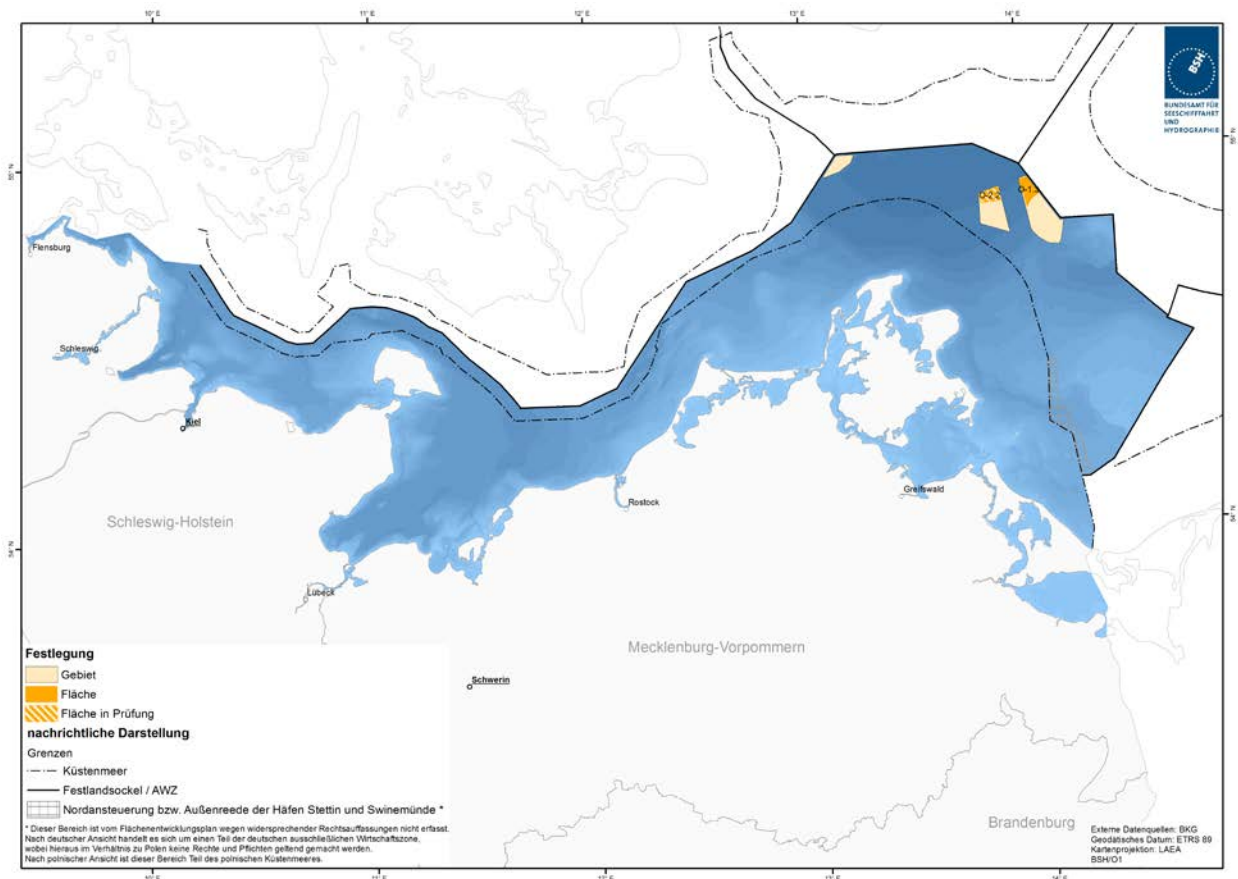


Abbildung 12: Flächen in der deutschen AWZ der Ostsee

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. Die bestehenden, umgebenden An-

und Abflugkorridore sowie der An- und Abflugkorridor der Umspannplattform von OST-1-4 sind bei der Beplanung der Fläche O-1.3 von dem OWP-Vorhabensträger zu berücksichtigen. Auf den Planungsgrundsatz 4.4.1.3 wird hingewiesen.

In Gebiet O-2 steht die Festlegung der Fläche O-2.2 im nördlichen Bereich unter Prüfung. Auf Kapitel 5.1.2, 5.2.2 und 8 wird verwiesen. Auch diese Fläche wird durch Schifffahrtsrouten und den Windpark „Baltic Eagle“ begrenzt. Zudem wird die Fläche nach Westen von einem Vorbehaltsgebiet Forschung (FoO3 des ROP-E 2021) 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 8 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 Entwürfen der Umweltberichte (Kap. 9.3.2) und den Umweltberichten (Kap. 9.3.2) des FEP 2019 wird verwiesen. Auf die Entwürfe der Umweltberichte im Rahmen der Fortschreibung und Änderung des FEP wird hingewiesen.

Flächen in Gebiet N-5

Die Ausweisung der im Vorentwurf des FEP 2019 und den Entwürfen des FEP 2019 bezeichneten Fläche N-5.4 kommt aufgrund von naturschutzfachlichen und umweltrechtlichen Belangen nicht in Betracht.

Auf Kapitel 5.1.2 und 8.4 des FEP, die Kapitel 4.12.4 und 5.2.2.1, 6.3.2.2 des Umweltberichts Nordsee sowie auf den FEP 2019 und die entsprechenden Umweltberichte wird verwiesen.

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.

Für die Fläche O-1.3 wurde die Eignung mit der 1. WindSeeV vom 15.12.2020 festgestellt. Auf diese wird verwiesen.

Fläche in Gebiet O-2

Für das Gebiet O-2 wird aufgrund von Nutzungskonflikten (Kriterium 4, siehe Kapitel 4.8.2.4) geprüft, ob die Fläche O-2.2 festgelegt wird. In diesem Zusammenhang wird ergänzend auf Kapitel 4.2.2 des BFO-O 13 verwiesen. Zudem wird geprüft, ob und unter welchen Bedingungen eine Verlegung der innerhalb der Fläche befindlichen MARNET-Station technisch möglich ist. Auf Kapitel 4.12.5 und 9.3.2 des Umweltberichts Ostsee sowie des Umweltberichts für die Ostsee des FEP 2019 wird verwiesen.

Bezüglich der tatsächlichen Bebaubarkeit (Kriterium 5, siehe Kapitel 4.8.2.5) sind zwar 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 ent-

sprechende Gründungen für WEA und Anbindungsleitungen derzeit 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. U.a. wird die Prüfung, ob eine Festlegung von Maßnahmen zur Vermeidung eines etwaigen signifikant erhöhten Kollisionsrisikos für Zugvögel (wie z.B. eine zeitweise Abschaltung der Windenergieanlagen auf See bei Ereignissen mit sehr hoher Zugintensität) erforderlich ist, Gegenstand des Verfahrens sein.

Diese Ausführungen bestehen ebenso für den sonstigen Energiegewinnungsbereich SEO-1. Auf das Kapitel 7.3 und 8 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 8 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 8: Übersicht voraussichtlich zu installierende Leistung auf den Flächen für Windenergieanlagen auf See

Gebiet	Fläche	Vrs. zu installierende Leistung [MW]
Nordsee		
N-3	N-3.5	420
	N-3.6	480
	N-3.7	225 ²⁾
	N-3.8	433 ²⁾
N-6	N-6.6	630
	N-6.7	270
N-7	N-7.2	930
N-9	N-9.1	1.000
	N-9.2	1.000
	N-9.3	1.000
	N-9.4	1.000
N-10	N-10.1	1.000
	N-10.2 ¹⁾	1.000 ¹⁾
Ostsee		
O-1	O-1.3	300 ²⁾

¹⁾ Die Fläche N-10.2 ist nicht in vollem Umfang für 20 GW erforderlich.

²⁾ Auf die 1. WindSeeV vom 15.12.2020 wird hingewiesen.

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 sowie die Umsetzbarkeit im Hinblick auf mögliche Windpark-Layouts. Tabelle 8 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 zum einen die vorgesehene Anbindungsleitung eine höhere Leistung nicht zulässt. Die Errichtung einer zusätzlichen AC-Anbindungsleitung ist aufgrund räumlicher Restriktionen und unter Einhaltung der Planungsgrundsätze nicht möglich. Eine zusätzliche Anbindungsleitung würde überdies nicht effizient genutzt und ausgelastet werden. Dies würde dem Zweck des FEP gemäß § 4 Abs. 2 Nr. 3 WindSeeG widersprechen, wonach der FEP Festlegungen mit dem Ziel trifft, eine geordnete und effiziente Nutzung und Auslastung der Offshore-Anbindungsleitungen zu gewährleisten. Zudem stellt auch die Kapazität der DC-Anbindungsleitung mit 900 MW eine Begrenzung dar, welche bereits im sog. Übergangssystem in Betrieb genommen werden wird.

Die voraussichtlich zu installierende Leistung der Fläche N-3.8 ist auf 433 MW aufgrund der Kapazität der DC-Anbindungsleitung mit 900 MW begrenzt. Diese wird bereits im sog. Übergangssystem in Betrieb genommen.

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.

Die Leistung von Fläche N-7.2 wurde auf 930 MW begrenzt, da dies der aktuell verfügbaren Kapazität am vorgesehenen Netzverknüpfungspunkt entspricht. Gemäß Stellungnahme der ÜNB sei eine Erhöhung der Übertragungskapazität des entsprechenden Netzanbindungssystems NOR-7-2 technisch möglicherweise zu gewährleisten, jedoch würden die erforderlichen Anpassungen eine fristgerechte Fertigstellung des Netzanbindungssystems im Jahr 2027 voraussichtlich gefährden. Darüber hinaus würde

durch eine Erhöhung der insgesamt am NVP Büttel angeschlossenen Erzeugungskapazität von mehr als 3 GW das sog. UCTE-Kriterium (Regelwerk der Entso-E policy 1) verletzt. Für den Anschluss von mehr als 3 GW Erzeugungsleistung wären bauliche Maßnahmen zur Trennung der Netzanschlüsse erforderlich, welche am Standort Büttel aufgrund der vorhandenen Platzverhältnisse nicht umsetzbar erscheinen.

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 mit maximal 120 MW bzw. 40% der Leitungskapazität bei Annahme einer 300 MW Anbindungsleitung abgesehen. Dies würde dem Zweck des FEP gemäß § 4 Abs. 2 Nr. 3 WindSeeG widersprechen, wonach der FEP Festlegungen mit dem Ziel trifft, eine geordnete und effiziente Nutzung und Auslastung der Offshore-Anbindungsleitungen zu gewährleisten. Auf die umwelt- und naturschutzfachlichen Auswirkungen sowie die Kosten einer zusätzlichen Anbindungsleitung, die in diesem Fall nicht effizient genutzt und ausgelastet wäre, wird hingewiesen. Eine Installation zusätzlicher, über die zugewiesene Anbindungskapazität hinausgehender Windenergieanlagen ist unter den in Planungsgrundsatz 4.4.2.4 beschriebenen Rahmenbedingungen möglich.

Eine alternative Umsetzung von OST-1-4 in Gleichstrom erscheint nicht mit einer Inbetriebnahme in 2026 möglich, da u.a. die gemäß der Stellungnahme der ÜNB vom 20. Juli 2020 die Gesamtrealisierungsdauer eines DC-Netzanbindungssystems ca. 11 Jahre beträgt. Demnach könnte OST-1-4 in Gleichstrom erst nach 2030 in Betrieb gehen. Des Weiteren beträgt die Standardübertragungsleistung für DC-Netzanbindungssysteme in der deutschen AWZ der Nordsee für die Zonen 1 und 2 900 MW. Eine solche Netzanbindung wäre nicht einmal zur Hälfte ausgelastet. Dies würde auch dem Zweck des FEP

gemäß § 4 Abs. 2 Nr. 3 WindSeeG widersprechen, wonach der FEP Festlegungen mit dem Ziel trifft, eine geordnete und effiziente Nutzung und Auslastung der Offshore-Anbindungsleitungen zu gewährleisten.

Zudem wird auf den Sinn und Zweck von standardisierten Technikgrundsätzen hingewiesen, die nach § 5 Abs. 1 Nr. 11 WindSeeG festzulegen sind. Die Festlegung von standardisierten Technikgrundsätzen ist zwingende Voraussetzung für die konkrete Ermittlung des Raumbedarfs der gesamten Netztopologie im Rahmen des FEP. Ziel der Festlegung standardisierter Technikgrundsätze 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 und effizient nutzen. Standardi-

sierte Technikgrundsätze dienen auch der Kosteneffizienz und dem bedarfsgerechten Ausbau von Anbindungsleitungen, was im volkswirtschaftlichen Interesse liegt. Ferner dienen sie dazu, Planungssicherheit für Netz- und Windparkbetreiber sowie Zulieferer zu schaffen. Als Ausgangspunkt für die Festlegung der standardisierten Technikgrundsätze dient das technische Netzanbindungskonzept. Der Festlegung von standardisierten Technikgrundsätzen liegt bereits eine Abwägung möglicherweise betroffener öffentlicher Belange und Rechtspositionen zugrunde, so dass die Festlegung von standardisierten Technikgrundsätzen zudem bereits eine „Vorprüfung“ möglicher Alternativen beinhaltet.

Auf die Hinweise in Kapitel 5.2.2 zum nördlichen Bereich des Gebietes O-1 wird verwiesen.

Tabelle 9: Plausibilisierung der ermittelten Leistung

Flächenbezeichnung	Korrigierte Leistungsdichte [MW/km ²]	Ermittelte Leistung gemäß Kap. 4.7 [MW]	Anpassung der Leistung aufgrund Plausibilisierung
Nordsee			
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 und der DC-Anbindungsleitung) ¹⁾
N-3.8	9,5	ca. 440	Reduktion auf 433 MW (max. Kapazität der DC-Anbindungsleitung) ¹⁾
N-6.6	10	ca. 630	-
N-6.7	10	ca. 470	Reduktion auf 270 MW (Plausibilisierung des Layouts)
N-7.2	10	ca. 1.050	Reduktion auf 930 MW (max. Kapazität der DC-Anbindungsleitung bzw. NVP Büttel)
N-9.1	ca. 8	1.000	-
N-9.2	ca. 8	1.000	-
N-9.3	ca. 8	1.000	-
N-9.4	ca. 8	1.000	-
N-10.1	ca. 8	1.000	-
N-10.2	ca. 8	1.000	-
Ostsee			
O-1.3	10	ca. 420	Reduktion auf 300 MW (max. Kapazität des Anbindungssystems) ¹⁾

¹⁾ Auf die 1.WindSeeV vom 15.12.2020 wird hingewiesen.

5.4 Festlegungen für das Küstenmeer

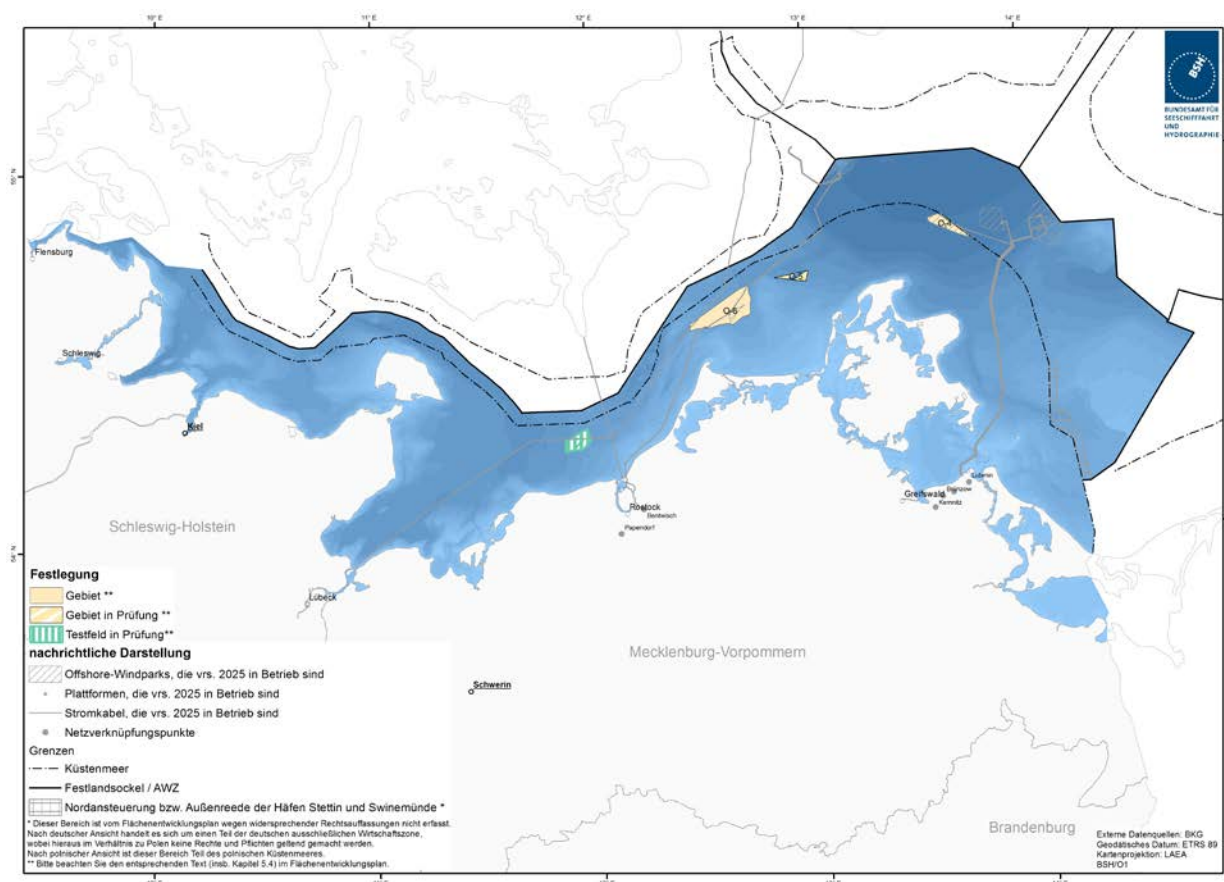


Abbildung 13: Von Mecklenburg-Vorpommern zur Ausweisung übermittelte Gebiete und das Testfeld im Küstenmeer

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 stellt das Land dem BSH die jeweils dafür erforderli-

chen 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 liegenden Planungs- und Einzelzulassungsverfahren.

Bereits im Rahmen des Aufstellungsverfahrens des FEP 2019 wurde zwischen dem Bund, vertreten durch das BSH, und dem Land Mecklenburg-Vorpommern eine Verwaltungsvereinbarung geschlossen.

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 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. Im Übrigen wird auf das nachfolgende Kapitel 5.4.4 verwiesen.

5.4.4 Festlegungen zum Testfeld

Der FEP kann nach § 5 Abs. 2 Satz 1 WindSeeG 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 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 angebonden werden sollen.

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

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

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

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

Testfeld

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

Eine Festlegung des östlichen Teils als Testfeld widerspricht gemäß der Aussage des Landes M-V nicht den Festlegungen des LEP M-V 2016.

Die Zweiteilung des Bereichs spiegelt die Festlegungen des LEP M-V 2016 wider.

Die Festlegung des Testfeldes ist davon abhängig, ob die in der Konsultation zum Vorentwurf des FEP 2020 von Konsultationsteilnehmenden aufgeworfenen Fragen zum Thema Schifffahrt geklärt werden können. Durch das Land M-V wurde ein Gutachten zu nautischen Gesichtspunkten beauftragt. Die Ergebnisse liegen mittlerweile vor. Die Diskussionen auf dem Erörterungstermin zum FEP am 18.11.2020 lassen vermuten, dass die Bewertung des Gutachtens noch nicht abgeschlossen ist und weiterhin offene Fragen bestehen. Nach abschließender Klärung der aufgeworfenen Fragestellungen durch M-V und die weiteren zuständigen Stellen kann eine Festlegung des Testfeldes in einer gesonderten Teilfortschreibung des FEP zügig erfolgen.

Testfeld-Anbindungsleitung

Darüber hinaus kann der FEP ab dem Jahr 2021 nach § 5 Abs. 2 Nr. 1b) WindSeeG 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 die Kapazität der entsprechenden Testfeld-Anbindungsleitung festlegen.

Der NEP 2019-2030 bestätigt die Testfeldanbindung (OST-7-1) mit dem geplanten Zeitpunkt der Fertigstellung in 2024 unter dem Vorbehalt einer zukünftigen Festlegung des konkreten räumlichen Umrisses des Testfeldes in einer Fortschreibung des FEP. Der zuständige Übertragungsnetzbetreiber hat in seiner Stellungnahme zum Entwurf zum FEP 2020 mitgeteilt, dass eine Inbetriebnahme der Testfeld-Anbindungsleitung im Jahr 2024 mittlerweile nicht mehr erreicht werden kann.

Aufgrund der o.g. offenen Fragen zum Thema Schifffahrt erfolgt im FEP 2020 keine Festlegung einer Testfeld-Anbindungsleitung. Auch die ent-

sprechenden Festlegungen zur Testfeld-Anbindungsleitung können in der oben angesprochenen Teilfortschreibung erfolgen.

Die technischen Gegebenheiten der Testfeldanbindungsleitung würden denen von Standard-Anbindungsleitungen in der Ostsee entsprechen. 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.

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.

§ 5 Abs. 5 WindSeeG sieht vor, dass die Gebiete sowie die Flächen und die zeitliche Reihenfolge so festgelegt werden, dass zum Gebotstermin nach § 17 WindSeeG Flächen ausgeschrieben werden können mit einer voraussichtlich zu installierenden Leistung von

- etwa 1 Gigawatt pro Jahr in den Jahren 2021 bis 2023,
- etwa 3 Gigawatt im Jahr 2024 und
- etwa 4 Gigawatt im Jahr 2025,

wobei Abweichungen zulässig sind, solange das Ausbauziel für 2030 erreicht wird. Die Festlegungen im FEP sollen sicherstellen, dass in den Gebotsterminen ab dem Jahr 2026 Flächen ausgeschrieben werden, die einen stetigen Zubau gewährleisten. Zwischen dem Kalenderjahr der Ausschreibung für eine Fläche und dem Kalenderjahr der Inbetriebnahme der bezuschlagten Windenergieanlagen auf See auf dieser Fläche müssen mindestens so viele Monate liegen,

dass die Realisierungsfristen nach § 59 Wind-SeeG eingehalten werden können.

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.

Betreffend der Festlegung der Kalenderjahre einschließlich des Quartals im jeweiligen Kalenderjahr, in denen auf den festgelegten Flächen jeweils die bezuschlagten WEA auf See in Betrieb genommen werden sollen, wird ergänzend auf Kapitel 5.6 verwiesen.

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 wird die in

Tabelle 10 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.

Betreffend NOR-7-2 und NOR-3-2 wird auf den FEP 2019, Kapitel 5.5.2, sowie auf den NEP 2019-2030 verwiesen. Demzufolge wird die Fläche N-7.2 vor den Flächen N-3.5 und N-3.6 gereiht.

Tabelle 10: Übersicht zeitliche Reihenfolge der auszuschreibenden Flächen unter Anwendung der Kriterien 1 bis 8

Kalenderjahr Ausschreibung	Kalenderjahr der Inbetriebnahme ³⁾	Flächenbezeichnung	Netzanbindungssystem	Vrs. zu installierende Leistung [MW]	Summe vrs. zu installierende Leistung [MW]
2021	2026	N-3.7	NOR-3-3 ¹⁾	225 ⁴⁾	958
		N-3.8	NOR-3-3 ¹⁾	433 ⁴⁾	
		O-1.3	OST-1-4 ¹⁾	300 ⁴⁾	
2022	2027	N-7.2	NOR-7-2 ¹⁾	930	930
2023	2028	N-3.5	NOR-3-2 ¹⁾	420	900
		N-3.6	NOR-3-2 ¹⁾	480	
2024	2029	N-6.6	NOR-6-3 ¹⁾	630	2.900
		N-6.7	NOR-6-3 ¹⁾	270	
		N-9.1	NOR-9-1 ¹⁾	1.000	
		N-9.2	NOR-9-1 ¹⁾	1.000	
2025	2030	N-9.3	NOR-9-2 ¹⁾	1.000	4.000
		N-9.4	NOR-9-2 ¹⁾	1.000	
		N-10.1	NOR-10-1 ¹⁾	1.000	
		N-10.2 ²⁾	NOR-10-1 ¹⁾	1.000	
Summe Zielsystem					9.688
Voraussichtlicher Bestand 2025					10.800
Voraussichtlicher Bestand 2030					20.488

¹⁾ Auf die Bestätigung des Netzentwicklungsplans 2019-2030 sowie auf die Erstellung, Prüfung und Bestätigung des Netzentwicklungsplans 2021-2035 wird verwiesen.

²⁾ Die Fläche N-10.2 ist nicht in vollem Umfang für 20 GW erforderlich.

³⁾ Auf das Kapitel 5.6 bezüglich der Festlegung des Kalenderjahres einschließlich des Quartals im jeweiligen Kalenderjahr, in denen die entsprechende Offshore-Anbindungsleitung in Betrieb genommen werden soll, wird verwiesen.

⁴⁾ Auf die 1.WindSeeV vom 15.12.2020 wird hingewiesen.

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 der NEP 2019-2030, Angaben der Küstenländer sowie 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 vor.

Generelle Hinweise

Gemäß der Darstellung im zweiten Entwurf des NEP 2019-2030, aber auch der Stellungnahme

vom 20. Juli 2020 zum Vorentwurf des FEP 2020 beträgt die Gesamtrealisierungsdauer eines DC-Netzanbindungssystems ca. 11 Jahre und eines AC-Netzanbindungssystems 9,5 Jahre. Jedoch zeigt die Bestätigung des NEP 2019-2030, dass für konkrete Anbindungsleitungen die Dauer darunterliegen kann. Die ÜNB wiesen in ihrer Stellungnahme vom 20. Juli 2020 darauf hin, dass dies nur in Ausnahmefällen möglich sei.

Gemäß der Stellungnahme der ÜNB vom 29. August 2018 im Rahmen des Aufstellungsverfahrens des FEP 2019, aber auch der Stellungnahme vom 20. Juli 2020 zum Vorentwurf des FEP 2020, könne ein ÜNB grundsätzlich max. eine Offshore-Anbindungsleitung pro Jahr realisieren. Diese Planungsprämisse wird seitens der ÜNB in der Stellungnahme vom 20. Juli 2020 bestätigt. Zur Erreichung des Ausbauziels von 20 GW bis 2030 sind dagegen im Jahr 2030 zwei Anbindungssysteme durch einen ÜNB zu realisieren. Diesbezüglich wird auf die Vereinbarung zwischen Bund, Küstenländern und ÜNB (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2020) sowie die Erstellung, Prüfung und Bestätigung des NEP 2019-2030 verwiesen. Zudem wird auf die Stellungnahme der ÜNB vom 20. Juli 2020 verwiesen, in der darauf hingewiesen wird, dass dies eine Sonderlösung und ein Beitrag der TenneT zur Ermöglichung der Erreichung von 20 GW Offshore-Erzeugungsleistung bis 2030 darstelle, der seitens TenneT mit erheblichem Aufwand einhergehe.

Hinweise über Anbindungsleitungen, Netzverknüpfungspunkte sowie die Planung und den tatsächlichen Ausbau von Netzen an Land

Folgende Hinweise zu Anbindungsleitungen und NVP, die zur Anbindung der in Kapitel 5.2 festgelegten Flächen zur Verfügung stehen, und deren früheste mögliche Fertigstellung liegen vor.

Nordsee

Der NEP 2019-2030 bestätigt für die deutsche AWZ der Nordsee – teilweise unter Vorbehalt einer zukünftigen Berücksichtigung der zu erschließenden Flächen in einer Fortschreibung des FEP – sechs Anbindungsleitungen mit einer Fertigstellung bis einschließlich 2030. Darüber hinaus bestätigt der NEP 2019-2030 drei Offshore-Anbindungssysteme mit einer geplanten Fertigstellung nach 2030 unter dem Vorbehalt, dass die potenziellen Flächen, die durch die entsprechenden Anbindungssysteme erschlossen werden sollen, in einer Fortschreibung des FEP als Flächen festgelegt werden. Es wird auf die weiteren Ausführungen im NEP 2019-2030 hingewiesen. Auf die Abbildung 14 und Abbildung 15 wird verwiesen.

Gemäß der Stellungnahme der ÜNB vom 20. Juli 2020 zum Vorentwurf des FEP 2020 kann im Jahr 2027 das Netzanbindungssystem NOR-7-2 mit einer Übertragungsleistung von 930 MW mit dem NVP Büttel realisiert werden.

Gemäß der Stellungnahme der ÜNB vom 20. Juli 2020 zum Vorentwurf des FEP 2020 kann im Jahr 2029 das Netzanbindungssystem NOR-9-1 mit einer Übertragungsleistung von 2 GW mit dem NVP Unterweser realisiert werden.

Gemäß der Stellungnahme der ÜNB vom 20. Juli 2020 zum Vorentwurf des FEP 2020 kann weiterhin im Jahr 2030 das Netzanbindungssystem NOR-10-1 mit einer Übertragungsleistung von 2 GW mit dem NVP Unterweser realisiert werden.

Gemäß der Stellungnahme der ÜNB vom 20. Juli 2020 zum Vorentwurf des FEP 2020 kann das Netzanbindungssystem NOR-9-2 anstelle des im NEP 2030 (2019) vorbehaltlich bestätigten Netzanbindungssystems NOR-12-1 im Jahr 2030 mit einer Übertragungsleistung von 2 GW mit dem NVP Wilhelmshaven II realisiert werden.

Ostsee

Der NEP 2019-2030 bestätigt für die deutsche AWZ der Ostsee eine Anbindungsleitung mit einer Fertigstellung bis einschließlich 2030. Auf die Abbildung 14 wird verwiesen. Bezüglich der Testfeldanbindung wird auf Kapitel 5.4.4 verwiesen.

Es wird darauf hingewiesen, dass im Rahmen des FEP keine NVP für Netzanbindungssysteme festgelegt werden. Die Angabe der vrs. NVP dient im Rahmen der Fortschreibung 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.

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

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

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

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

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

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

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

Abbildung 15: Auszug der Bestätigung des NEP 2019-2030, Seite 13

Überprüfung der zeitlichen Reihenfolge unter Berücksichtigung der Verfügbarkeit von Offshore-Anbindungsleitungen, NVP und des Netzausbaus an Land

Die Überprüfung der zeitlichen Reihenfolge unter Berücksichtigung der Verfügbarkeit von Offshore-Anbindungsleitungen, NVP und des Netzausbaus an Land kommt zu dem Ergebnis, dass eine Anpassung der zeitlichen Reihenfolge auf Grundlage der derzeit vorliegenden Informationen nicht erforderlich erscheint.

Betreffend NOR-7-2 und NOR-3-2 wird auf den FEP 2019, Kapitel 5.5.2, sowie auf den NEP 2019-2030 verwiesen.

5.6 Kalenderjahr einschließlich des Quartals im jeweiligen Kalenderjahr der Inbetriebnahme für Windenergieanlagen auf See und Anbindungsleitungen

Nach § 5 Abs. 1 Nr. 4 WindSeeG trifft der FEP Festlegungen über die Kalenderjahre ein-

schließlich des Quartals im jeweiligen Kalenderjahr, in denen die auf den festgelegten Flächen jeweils bezuschlagten WEA auf See und die entsprechende Offshore-Anbindungsleitung in Betrieb genommen werden sollen sowie die Quartale im jeweiligen Kalenderjahr, in welchen der Kabeleinzug der Innerparkverkabelung der bezuschlagten Windenergieanlagen auf See an die Konverter oder die Umspannplattform erfolgen soll. Darüber hinaus kann der FEP wesentliche Zwischenschritte für den gemeinsamen Realisierungsfahrplan nach § 17d Abs. 2 EnWG vorgeben.

Es sei bezüglich dieser Festlegung auf die Realisierungsfristen des § 59 Abs. 2 WindSeeG hingewiesen. Demnach müssen bezuschlagte Bieter

- zum verbindlichen Fertigstellungstermin gegenüber der Bundesnetzagentur den Nachweis erbringen, dass die technische Betriebsbereitschaft mindestens einer Windenergieanlage auf See einschließlich der zugehörigen parkinternen Verkabelung hergestellt worden ist,

- und innerhalb von sechs Monaten nach dem verbindlichen Fertigstellungstermin der Off-shore-Anbindungsleitung gegenüber der BNetzA den Nachweis erbringen, dass die technische Betriebsbereitschaft insgesamt hergestellt worden ist.

Zudem regelt § 17 d EnWG die Umsetzung des NEP und des FEP.

5.6.1 Festlegung der Kalenderjahre einschließlich des Quartals im jeweiligen Kalenderjahr

Im Rahmen der Konsultation des FEP 2020 wurde das Zusammenspiel der Inbetriebnahme der Anbindungsleitung und der Inbetriebnahme der Windenergieanlagen auf See konsultiert.

Dabei wurde der in Abbildung 16 vereinfacht dargestellte Prozess identifiziert. Auf dieser Grundlage wurden die folgenden Festlegungen getroffen. Für weitergehende Informationen wird auf das Kapitel 9.12 verwiesen.

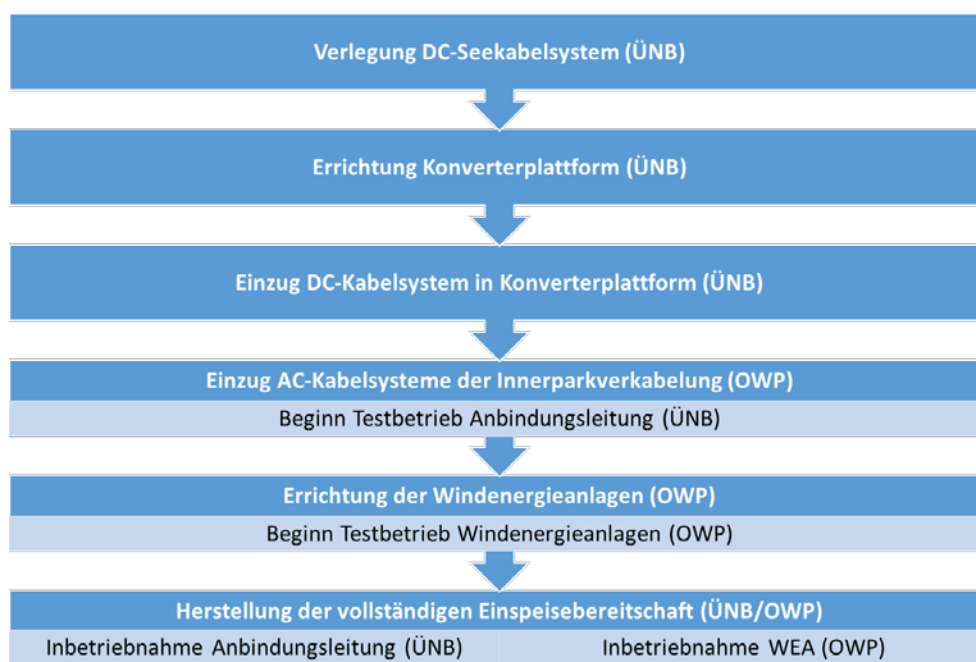


Abbildung 16: Vereinfachte Darstellung des Prozesses der Errichtung und Inbetriebnahme von Anbindungssystem und OWP

Einzug der Innerparkverkabelung der bezuschlagten Windenergieanlagen auf See in die Plattform des ÜNB

Insbesondere beim Direktanschluss der Windenergieanlagen an die zukünftigen Konverterplattformen nach dem 525kV-Standard besteht ein erhöhter Koordinierungsbedarf zwischen OWP-Betreiber und ÜNB. Um die Inbetriebnahme der Windenergieanlagen auf See und der

zugehörigen Netzanbindungen im gleichen Quartal zu ermöglichen, wurde im Rahmen der Konsultation des Entwurfs des FEP 2020 der Einzug der Innerparkverkabelung in die Plattform des ÜNB als wesentlicher Meilenstein identifiziert, der frühzeitig festzulegen sei. Auch § 5 Abs. 1 Nr. 4 WindSeeG sieht diese Festlegung vor.

Soweit mehrere Flächen innerhalb eines Kalenderjahres an eine Plattform angeschlossen werden sollen, werden die Kabeleinzugsfenster aufeinander folgend festgelegt.

Der Beginn des für die jeweiligen Flächen bzw. Netzanbindungssysteme festgelegten Quartals für den Einzug der Innerparkverkabelung stellt den Zeitpunkt dar, ab dem der ÜNB alle notwendigen Voraussetzungen, welche für den Einzug der Innerparkverkabelung erforderlich sind, abgeschlossen haben muss.

Der Einzug der Innerparkverkabelung in die Plattform des ÜNB erfolgt durch den bezuschlagten Bieter innerhalb des im FEP festgelegten Quartals. Auf die Ausführungen zur Schnittstelle in Kap. 4.2.2.2 wird verwiesen. Der Einzug der Innerparkverkabelung für sämtliche bezuschlagten Windenergieanlagen ist zum Ende des im FEP festgelegten Quartals abzuschließen. Der ÜNB hat zum Ende des jeweils für die Fläche festgelegten Quartals alle zugehörigen AC-Kabel der Innerparkverkabelung so weit in Betrieb zu nehmen, dass eine vollständige Inbetriebnahme aller anzuschließenden bezuschlagten WEA einer Fläche möglich ist.

Die Fragestellung, wann der Einzug der Innerparkverkabelung in die Plattform erfolgen sollte, damit eine Inbetriebnahme der bezuschlagten Windenergieanlagen zum entsprechenden Quartal gewährleistet werden kann, wurde im Rahmen der Konsultation des Entwurfs des FEP 2020 diskutiert. Vor diesem Hintergrund wird bei einem Anschluss von zwei Flächen an eine Netzanbindung in der Regel jeweils das erste bzw. zweite Quartal festgelegt. Beim Anbindungssystem NOR-3-3 erfolgt keine Direktanbindung der bezuschlagten Windenergieanlagen auf See an die Konverterplattform, sondern über eine Umspannplattform des zukünftigen OWP-Vorhabensträgers. Dementsprechend erfolgt für die entsprechenden Flächen keine Festlegung des Quartals für den Einzug der Innerparkverkabelung. Die abweichende Festlegung des dritten Quartals für das Anbindungssystem NOR-7-2

ergibt sich aus dem fortgeschrittenen Planungsstand für das Anbindungssystem, der eine Installation der Konverterplattform bis einschließlich dem zweiten Quartal 2027 vorsieht. Demzufolge kann der Einzug der Innerparkverkabelung erst im dritten Quartal 2027 erfolgen.

Kalenderjahr einschließlich des Quartals im jeweiligen Kalenderjahr der Inbetriebnahme der Anbindungsleitungen

Grundlage für die Festlegung des Kalenderjahrs der Inbetriebnahme für die Offshore-Anbindungsleitungen sind u. a. die in Kapitel 5.5 aufgeführten Hinweise. Die Fragestellung, zu welchem Quartal des jeweiligen Kalenderjahrs die Inbetriebnahme der Netzanbindung frühestmöglich erfolgen kann, wurde im Rahmen der Konsultation des Entwurfs zum FEP 2020 umfänglich diskutiert. Vor diesem Hintergrund wird in der Regel das dritte Quartal des jeweiligen Kalenderjahrs für die Inbetriebnahme der Offshore-Anbindungsleitung festgelegt. Der anbindungsverpflichtete Übertragungsnetzbetreiber beauftragt gemäß § 17 d Abs. 2 S. 1 EnWG die Offshore-Anbindungsleitung so rechtzeitig, dass die Fertigstellungstermine in den im Flächenentwicklungsplan dafür festgelegten Kalenderjahren einschließlich des Quartals im jeweiligen Kalenderjahr liegen.

Abweichend dazu wird das Quartal der Inbetriebnahme für das Anbindungssystem NOR-7-2 auf das vierte Quartal des entsprechenden Kalenderjahres festgelegt. Dies begründet sich durch das fortgeschrittene Planungsstadium dieses Anbindungssystems.

Auf den NEP 2019-2030 sowie die Erstellung, Prüfung und Bestätigung des NEP 2021-2035 wird verwiesen.

Kalenderjahr einschließlich des Quartals im jeweiligen Kalenderjahr der Inbetriebnahme der bezuschlagten Windenergieanlagen auf See

Das Kalenderjahr, in welchem die auf den festgelegten Flächen jeweils bezuschlagten WEA

auf See in Betrieb genommen werden sollen, ergibt sich aus der zeitlichen Reihenfolge gemäß Kapitel 5.5.1.

Um eine vollständige Inbetriebnahme der auf den festgelegten Flächen jeweils bezuschlagten Windenergieanlagen auf See im jeweiligen Kalenderjahr zu gewährleisten, erfolgt die Inbetriebnahme der bezuschlagten Windenergieanlagen und der Offshore-Anbindungsleitung parallel. Das Quartal der Inbetriebnahme für die jeweils bezuschlagten Windenergieanlagen auf See wird daher analog zur Festlegung der Off-

shore-Anbindungsleitung in der Regel ebenfalls auf das dritte Quartal festgelegt.

Abweichend dazu erfolgt eine Festlegung des Quartals der Inbetriebnahme für die Fläche N-7.2 auf das vierte Quartal. Dies ergibt sich aus dem fortgeschrittenen Planungsstadium für das Anbindungssystem NOR-7-2, der eine Installation der Konverterplattform bis einschließlich dem zweiten Quartal 2027 vorsieht. Demzufolge kann der Einzug der Innerparkverkabelung erst im dritten Quartal 2027 erfolgen.

Tabelle 11: Übersicht Kalenderjahre einschließlich des Quartals im jeweiligen Kalenderjahr der Inbetriebnahme für Windenergieanlagen auf See und Offshore-Anbindungsleitungen

Netzanbindungssystem	Übertragungskapazität [MW]	Inbetriebnahme Netzanbindung	Flächenbezeichnung	Einzug Innerparkverkabelung der bezuschlagten WEA in Plattform	Inbetriebnahme der auf den Flächen jeweils bezuschlagten WEA
NOR-3-3	900	n/a	N-3.7	n/a	3. Quartal 2026
			N-3.8	n/a	3. Quartal 2026
OST-1-4	300	3. Quartal 2026	O-1.3	2. Quartal 2026	3. Quartal 2026
NOR-7-2	930	4. Quartal 2027	N-7.2	3. Quartal 2027	4. Quartal 2027
NOR-3-2	900	3. Quartal 2028	N-3.5	1. Quartal 2028	3. Quartal 2028
			N-3.6	2. Quartal 2028	3. Quartal 2028
NOR-6-3	900	3. Quartal 2029	N-6.6	1. Quartal 2029	3. Quartal 2029
			N-6.7	2. Quartal 2029	3. Quartal 2029
NOR-9-1	2.000	3. Quartal 2029	N-9.1	1. Quartal 2029	3. Quartal 2029
			N-9.2	2. Quartal 2029	3. Quartal 2029
NOR-9-2	2.000	3. Quartal 2030	N-9.3	1. Quartal 2030	3. Quartal 2030
			N-9.4	2. Quartal 2030	3. Quartal 2030
NOR-10-1	2.000	3. Quartal 2030	N-10.1	1. Quartal 2030	3. Quartal 2030
			N-10.2	2. Quartal 2030	3. Quartal 2030

¹⁾ Es wird darauf hingewiesen, dass der NEP 2019-2030 für das Kalenderjahr der Inbetriebnahme 2030 zwei Anbindungsleitungen (NOR-10-1 und NOR-12-1) für die deutsche AWZ der Nordsee unter Vorbehalt einer zukünftigen Berücksichtigung der zu erschließenden Flächen in einer Fortschreibung des FEP bestätigt hat. Da jedoch Flächen in den erweiterten Gebieten N-9 und N-10 festgelegt werden sollen, wären die Anbindungsleitungen NOR-9-2 und NOR-10-1 erforderlich. Auf die Erstellung, Prüfung und Bestätigung des NEP 2021-2035 wird verwiesen.

5.6.2 Festlegung von Schaltfeldern und J-Tubes für Plattformen und Flächen

Eine wesentliche technische Voraussetzung für den Einzug der Seekabelsysteme (Innerparkverkabelung) auf der Plattform sind J-Tubes, für den Einzug der Seekabel am Fuß der Plattform, und Schaltfelder, die dem elektrischen Anschluss dienen. Der Übertragungsnetzbetreiber ist entsprechend der standardisierten Technikgrundsätze 4.3.1.5 und 4.3.1.6 für Gleichstromsysteme bzw. 4.3.2.3 für das Drehstromsystem zur Vorhaltung von Schaltfeldern und J-Tubes verpflichtet. Maßgebliche Größe für die Anzahl von Schaltfeldern und J-Tubes ist die jeweils anzuschließende Leistung der jeweiligen Flächen. Da sich diese teilweise unterscheidet, wird in Tabelle 12 konkret die Anzahl vorzuhaltender Schaltfelder und J-Tubes je Plattform für die jeweiligen Flächen festgelegt.

Die Abweichung bei dem Anbindungssystem NOR-7-2 gegenüber dem standardisierten Technikgrundsatz 4.3.1.5 liegt in dem fortgeschrittenen Planungsstadium begründet. Zudem erlaubt die Festlegung bzw. die aktuelle Planung des zuständigen ÜNB im Ergebnis den Einzug und Anschluss von 14 Seekabeln auf der Konverterplattform.

Insbesondere im Fall des Anschlusses von mehr als einer Fläche an eine Plattform ist zudem eine frühzeitige Festlegung der dem Anschluss dienenden Schaltfelder und J-Tubes pro Fläche erforderlich. Daher wird in Tabelle 12 zusätzlich und in Abhängigkeit der voraussichtlich zu installierenden Leistung pro Fläche die Anzahl der Schaltfelder und J-Tubes festgelegt.

Aufgrund räumlicher Restriktionen zur Anbindung der Fläche N-6.7 an die Konverterplattform NOR-6-3 wird die Anzahl der Schaltfelder und J-Tubes in diesem Fall auf drei reduziert.

Von den in Tabelle 12 dargestellten Festlegungen kann im Einvernehmen zwischen zuständigem ÜNB und OWP-Vorhabensträger unter Berücksichtigung der Netzanschlussregeln abgewichen werden. Sofern der OWP-Vorhabensträger die in der Tabelle dargestellte Anzahl nicht vollständig ausschöpft, so kann ggf. ein weiterer OWP-Vorhabensträger, dessen Fläche bzw. bezuschlagte WEA an die gleiche Plattform angeschlossen wird, in Abstimmung mit dem zuständigen ÜNB diese ungenutzten Schaltfelder bzw. J-Tubes zum Anschluss nutzen.

Tabelle 12: Übersicht Festlegung von Schaltfeldern und J-Tubes für Plattformen und daran anzuschließende Flächen bzw. bezuschlagte WEA

Netzanbindungssystem	Übertragungskapazität [MW]	Schaltfelder/ J-Tubes zum Anschluss der auf den Flächen bezuschlagten WEA	Flächenbezeichnung	Vrs. zu installierende Leistung	Schaltfelder/ J-Tubes zum Anschluss der auf den Flächen bezuschlagten WEA
NOR-3-3	900	n/a	N-3.7	225 MW	n/a
			N-3.8	433 MW	n/a
OST-1-4	300	5	O-1.3	300 MW	5
NOR-7-2	930	12/14 ¹⁾	N-7.2	930 MW	12/14 ¹⁾
NOR-3-2	900	14	N-3.5	420 MW	7
			N-3.6	480 MW	7
NOR-6-3	900	14	N-6.6	630 MW	11
			N-6.7	270 MW	3
NOR-9-1	2.000	28	N-9.1	1.000 MW	14
			N-9.2	1.000 MW	14
NOR-9-2	2.000	28	N-9.3	1.000 MW	14
			N-9.4	1.000 MW	14
NOR-10-1	2.000	28	N-10.1	1.000 MW	14
			N-10.2	1.000 MW	14

¹⁾ Auf der Konverterplattform NOR-7-2 werden zum Anschluss von auf den Flächen jeweils bezuschlagten WEA 14 J-Tubes und 12 Schaltfelder durch den ÜNB installiert. Zwei dieser Schaltfelder erlauben im Bedarfsfall die Möglichkeit zum Einzug von zwei Kabelsystemen zu einem Schaltfeld (sog. „Drei-Bein-Konzept“).

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.

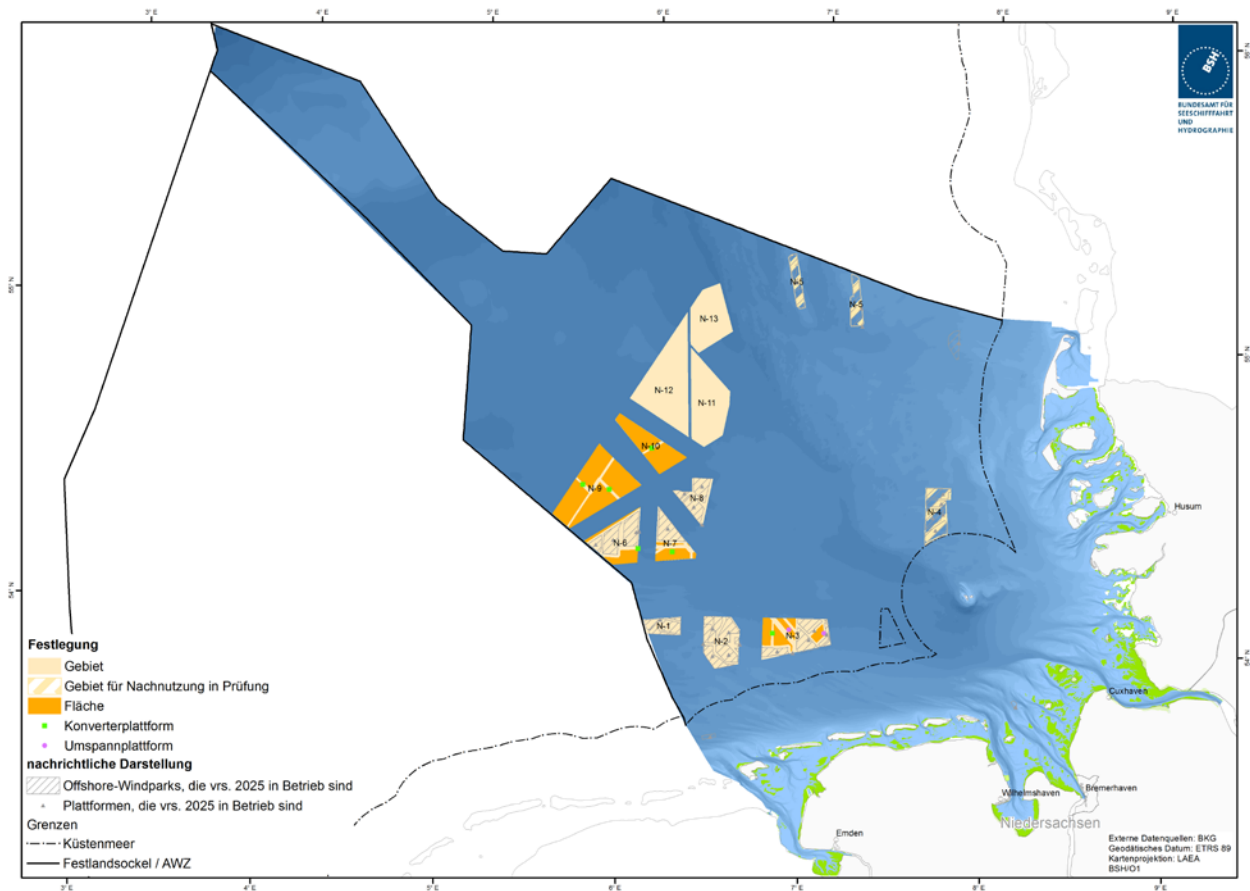


Abbildung 17: Plattformstandorte in der deutschen AWZ der Nordsee

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/DolWin 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. Gegenüber dem FEP 2019 erfolgte eine Verschiebung der Plattform um ca. 1,3 km nach Norden, um einen Standort außerhalb einer dort verlaufenden eiszeitlichen Rinne festzulegen.

In Gebiet N-6 wird abweichend vom FEP 2019 auch für die Flächen N-6.6 und N-6.7 eine Anbindung mit dem 66 kV-Anbindungskonzept vorgesehen. Die Konverterplattform NOR-6-3 ist am östlichen Rand des Gebietes zwischen dem Windpark „BARD Offshore 1“ und der Fläche N-6.6 vorgesehen.

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, indem 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 zwischen den Flächen N-9.1 und N-9.2 geplant. Die Konverterplattform NOR-9-2 ist mittig zwischen den Flächen N-9.3 und N-9.4 vorgesehen.

In Gebiet N-10 ist eine Konverterplattform, NOR-10-1, mittig zwischen den beiden Flächen des Gebietes geplant.

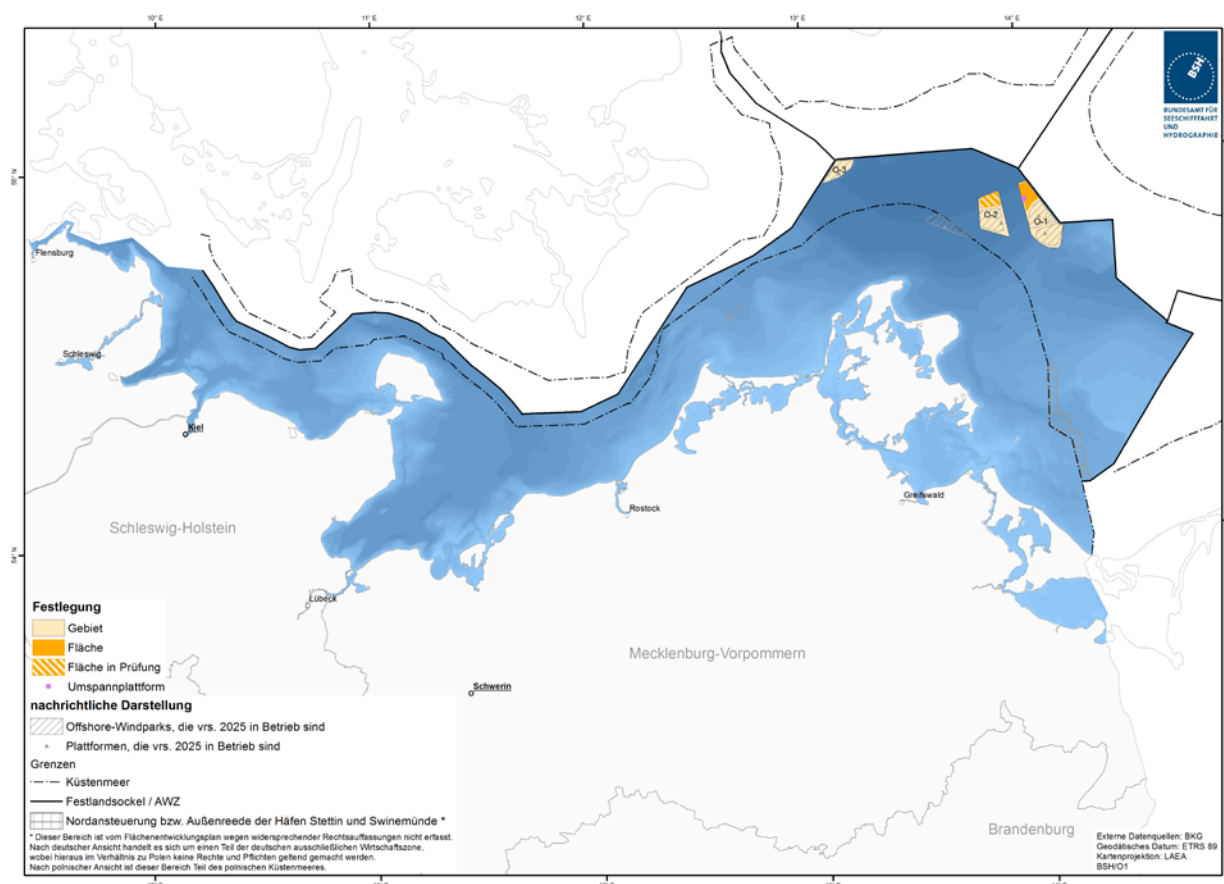


Abbildung 18: Plattformstandorte in der deutschen AWZ der Ostsee

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 eine Festlegung eines möglichen Plattformstandorts erst bei Aufhebung des Prüfvorbehalts.

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.

Es wird auf den Planungsmaßstab 1:400.000 und die damit verbundenen Ungenauigkeiten der zeichnerischen Festlegungen hingewiesen. Daher werden mögliche Biegeradien der Seekabelsysteme und die damit verbundenen Schleppradien der Verlegefahrzeuge bei der Festlegung der Trassen nicht exakt dargestellt. Dies erfolgt in den jeweiligen Zulassungsverfahren.

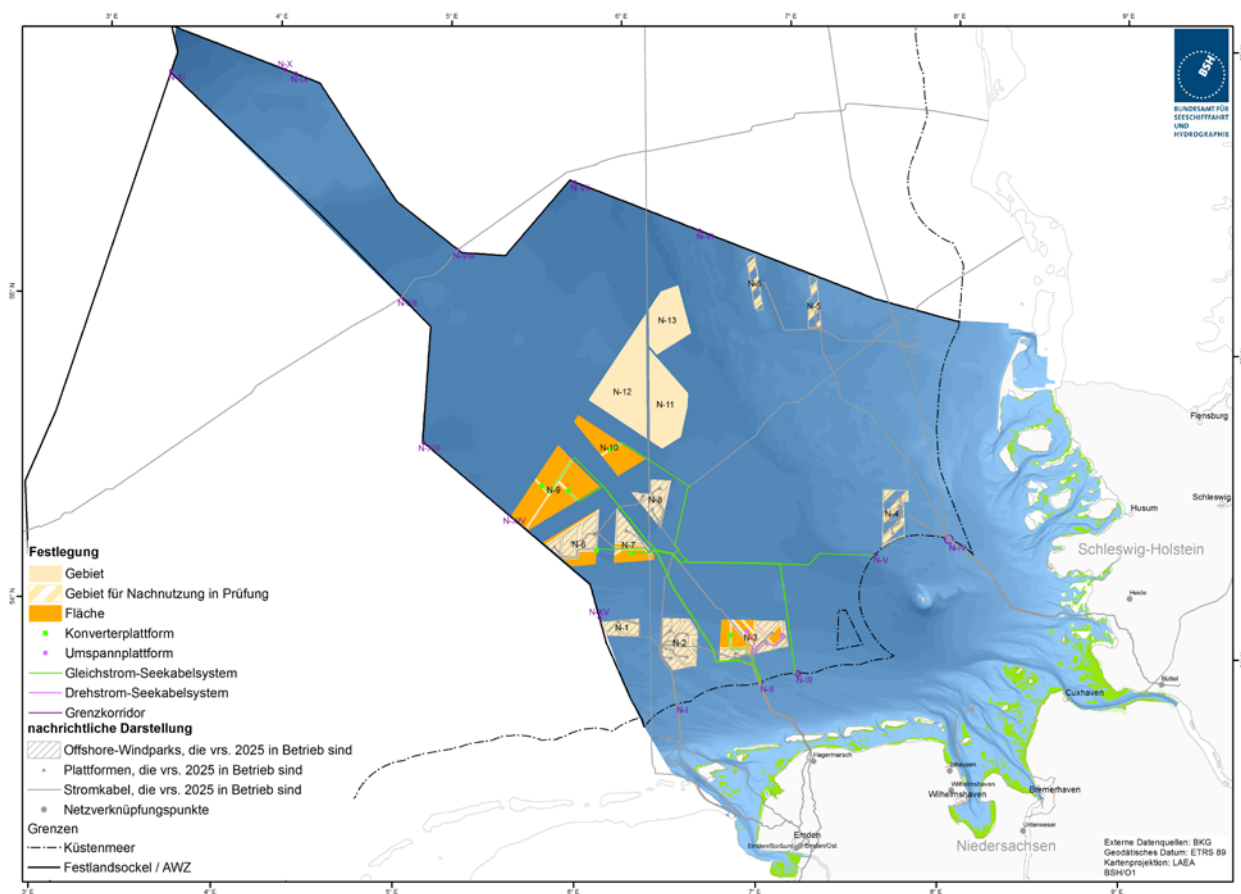


Abbildung 19: Netzanbindungssysteme in der deutschen AWZ der Nordsee

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. Die Fläche N-3.7 wird mit einer separaten Umspannplattform und einem separaten AC-Seekabelsystem an DoWin kappa/NOR-3-3

angeschlossen. Hinsichtlich der Anbindung der Vorhaben „Gode Wind III“, „Gode Wind 04“ sind Einzelheiten dem Kapitel 5.8 des FEP 2019 zu entnehmen.

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/DoWin beta und

NOR-3-3/DolWin kappa und von dort parallel zu diesen Anbindungen zu Grenzkorridor N-II.

Die Gleichstrom-Anbindungsleitung NOR-6-3 führt vom Konverter in Gebiet N-6 beginnend auf kürzestem Weg durch die Schifffahrtsroute 12 des ROP 2009 bzw. SN12 des ROP-E 2021. 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 des ROP 2009 bzw. SN2 des ROP-E 2021 zu Grenzkorridor N-V.

Die Gleichstromanbindung NOR-9-1 der Flächen N-9.1 und N-9.2 führt von der Konverterplattform beginnend geradlinig zu Schifffahrtsroute 6 des ROP 2009 bzw. SN6 des ROP-E 2021 und von dort parallel zu Gebiet N-9 zur

Rohrleitung „Norpipe“. Von dort erfolgt eine Parallelführung auf der Ostseite zu dieser bis zur Schifffahrtsroute 2 bzw. SN2. Dort verläuft NOR-9-1 parallel zu NOR-7-2 bis zur „Europipe 2“ und verläuft dann parallel zu dieser zu Grenzkorridor N-III.

Das Gleichstromanbindungssystem NOR-9-2 erschließt die Flächen N-9.3 und N-9.4. Von der Konverterplattform beginnend verläuft es zuerst parallel mit der Verbindung untereinander der Plattformen NOR-9-1 und NOR-9-2 nach Süden und anschließend zwischen den Flächen N-9.2 und N-9.4 nach Osten. Nach Kreuzung der Rohrleitung „Norpipe“ verläuft das System auf der östlichen Seite der Pipeline parallel zu den Systemen NOR-7-1 und NOR-6-3 bis zur Schifffahrtsroute 1 bzw. SN1 und von dort nach Osten zu Grenzkorridor N-II.

In Gebiet N-10 ist ein Gleichstromanbindungssystem zur Erschließung der Flächen N-10.1 und N-10.2 vorgesehen. Dieses System NOR-10-1 führt von der geplanten Konverterplattform nach Osten an den Rand des Gebietes. Von dort führt es parallel zur Schifffahrtsroute 4 des ROP 2009 bzw. SN4 des ROP-E 2021 bis zum „Cobra-Cable“ und dann parallel zu diesem bis zur „Europipe 1“. Von dort verläuft NOR-10-1 parallel zu NOR-9-1 zu Grenzkorridor N-III.

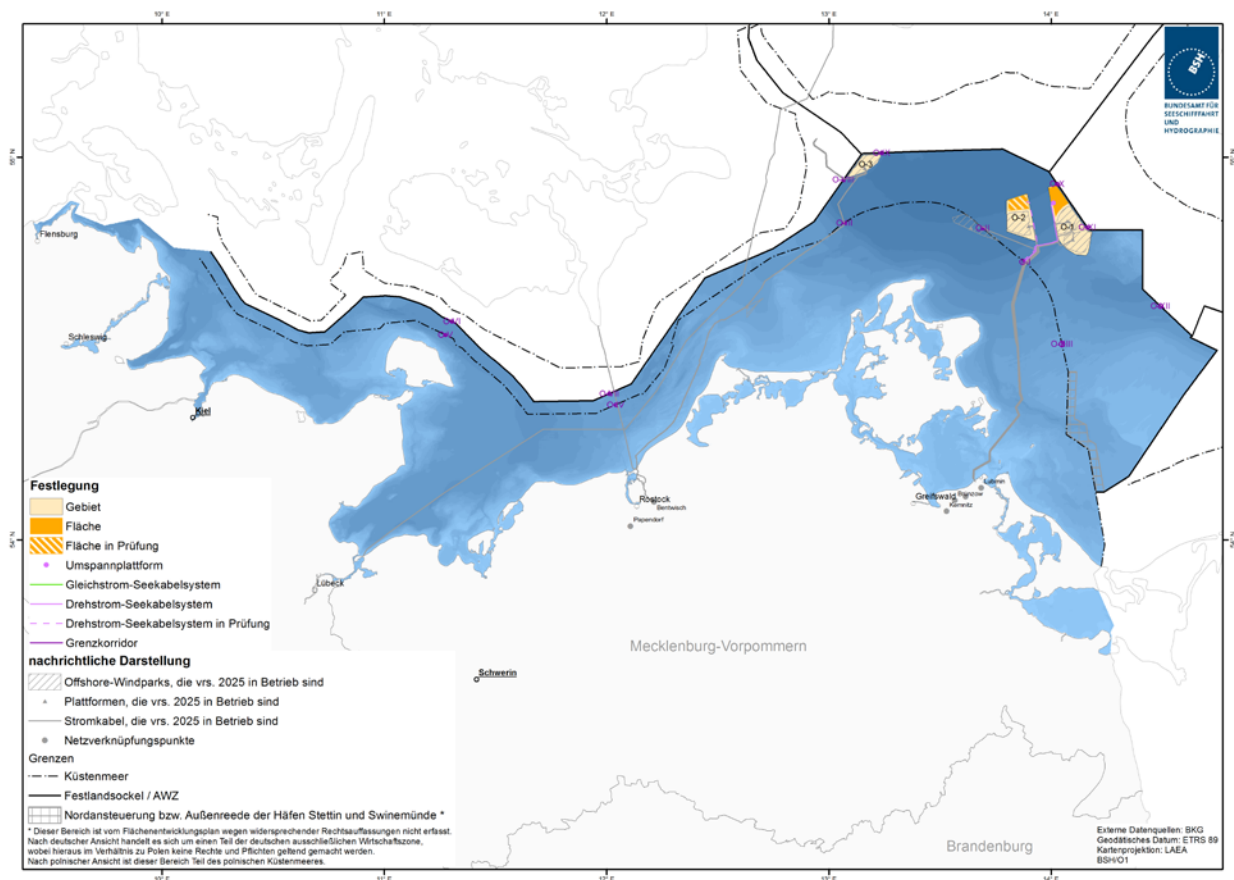


Abbildung 20: Netzanbindungssysteme in der deutschen AWZ der Ostsee

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 des ROP 2009 bzw. SO2 des ROP-E 2021 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.

Für die unter Prüfung stehende Fläche O-2.2 wird ein ebenfalls unter Prüfung stehendes Drehstromsystem vorgesehen, welches am östlichen Rand des Gebietes parallel zu den dort bereits bestehenden Systemen zu Grenzkorridor O-I läuft.

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, wobei sich die zukünftig geplanten Seekabelsysteme in das bestehende System einfügen 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 2021-2035 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 2017¹⁹ 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, was auch für die Verlegung von 525kV-Systemen vorgesehen wird, da der hierbei erforderliche dritte Leiter entsprechend der Stellungnahme der ÜNB vom 4.11.2020 unterhalb der bisherigen zwei Leiter verlaufen soll. Für die sog. Jade-Trasse, betreffend Grenzkorridor N-III, existiert eine landesplanerische Feststellung für das „NorGer“-Seekabelsystem; der Korridor, der für bis zu 3 Systeme vorgesehen war, wird jedoch teilweise schon von der Anbindung des Windparks „Nordergründe“ belegt. Für eine weitere Trasse, beginnend an Grenzkorridor N-III, wurde am 19.11.2019 eine Antragskonferenz durchgeführt und am 30.04.2020 der Untersuchungsrahmen festgelegt. Für diese Trasse, die für bis zu 13 Kabelsysteme geprüft wird, ist ein Raumordnungsverfahren vorgesehen, welches Anfang 2021 eingeleitet und im gleichen Jahr abgeschlossen werden soll. Des Weiteren wird derzeit das LROP fortgeschrieben. Auf die Ausführungen unter 2.6.2 wird verwiesen.

Im Nordsee-Küstenmeer Schleswig-Holsteins ist im LEP S-H 2010 die sog. Büsum-Trasse (Grenzkorridor N-IV) festgeschrieben. Der LEP S-H wird derzeit fortgeschrieben. Entsprechend des zweiten Entwurfs zur Fortschreibung des LEP S-H 2010 ist die Trassenführung von NOR-7-2 im Küstenmeer auf einem Korridor vorgesehen.

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-V²⁰ Vorbehaltsgebiete

¹⁹ Verordnung zur Änderung der Verordnung über das Landes-Raumordnungsprogramm Niedersachsen (LROP)

²⁰ Landesraumentwicklungsprogramm Mecklenburg-Vorpommern (LEP) vom Juni 2016

Leitungen zu den Grenzkorridoren O-I und O-III ausgewiesen worden. Zusätzlich erfolgte die Festlegung eines Vorbehaltsgebietes 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 hinausgehende 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.

Im 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-9-2 zu diesem Grenzkorridor geführt. Es wird entsprechend der Stellungnahme der ÜNB vom 04.11.2020 davon ausgegangen, dass ein 525 kV-Kabelsystem bei der Inselquerung nicht mehr Platz benötigt als die bisher vorgesehenen 320 kV-Systeme, da der metallische Rückleiter unterhalb der beiden bisherigen Leiter verlegt werden soll.

Zur Erreichung des Ausbauziels von 20 GW bis 2030 ist darüber hinaus aufgrund zeitlicher Beschränkungen bei der Inselquerung die Führung der Anbindungssysteme NOR-9-1 und NOR-10-1 zu Grenzkorridor N-III erforderlich. Hinsichtlich

der Zulässigkeit dieser Planung wird auf Kapitel 5.9.1 und 2.6.2 verwiesen. Im Bereich des Grenzkorridors N-III werden zudem im Rahmen dieses Plans drei grenzüberschreitende Seekabelsysteme vorgesehen (siehe Kapitel 5.10). In der Gesamtplanung werden derzeit bis zu 14 Systeme über den Grenzkorridor N-III geplant. Auf die Ausführungen unter 5.9.1 wird verwiesen.

Zum Nordsee-Küstenmeer Schleswig-Holsteins wird der Grenzkorridor N-V südwestlich des Gebietes N-4 festgelegt. Der im FEP 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. Zudem wird der Grenzkorridor möglicherweise für weitere zukünftige Systeme in Richtung Schleswig-Holstein benötigt.

Auf die Abbildung 19 wird verwiesen.

Ostsee

In der Ostsee werden am Übergang zum Küstenmeer Mecklenburg-Vorpommerns die Grenzkorridore O-I, O-II, O-III, O-IV und O-XIII festgelegt. Am Übergang zum Küstenmeer Schleswig-Holsteins wird der Grenzkorridor O-V festgelegt.

Im Bereich des Grenzkorridors O-I werden im Rahmen dieses Plans über die bestehenden Systeme hinaus zwei weitere Anbindungsleitungen sowie zwei grenzüberschreitende Seekabelsysteme vorgesehen (siehe Kapitel 5.10). Zudem wird eine mögliche Trasse für den sonstigen Energiegewinnungsbereich SEO-1 mit dargestellt.

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).

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 18 wird verwiesen.

Tabelle 13: 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-9-2
N-III	(1) NOR-9-1 (2) NOR-10-1 (1) Seekabelsystem nach Norwegen (2) Seekabelsystem nach Großbritannien (3) 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
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) OST-2-4 (unter Prüfung) (9) Seekabelsystem nach Dänemark (10) Seekabelsystem nach Dänemark (11) Seekabelsystem zur Erschließung des sonstigen Energiegewinnungsbereichs SEO-1
O-II	(1) OST-2-1
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 das Vorhaben „COBRACable“ zur Verbindung zwischen den Niederlanden und Dänemark in Betrieb. Zudem verläuft durch die deutsche AWZ das in Betrieb 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 neun zusätzliche grenzüberschreitende Stromleitungen festgelegt. Es werden davon drei Verbindungen mit einer Anlandung in Deutschland geplant. Alle drei beginnen am Grenzkorridor N-III in Niedersachsen.

Das an Grenzkorridor N-III beginnende grenzüberschreitende Seekabelsystem nach Norwegen verläuft parallel zur „Europipe 2“, zur Schifffahrtsroute 4 bis zur Schifffahrtsroute 10 und von dort an der Grenze der Gebiete N12 und N13 weiter zu Grenzkorridor N-VI.

Die anderen beiden in Deutschland anlandenden grenzüberschreitenden Seekabelsysteme führen Richtung Großbritannien. Beide Routen beginnen am Grenzkorridor N-III und führen dann parallel zur „Europipe 2“ in nördliche Richtung bis zum südlichen Rand der Schifffahrtsroute 2. Hier trennen sich die beiden Trassenverläufe. Von dort führt eine Trasse nach Westen bis zur Querung der „Europipe 1“ und anschließend parallel zur Rohrleitung „Norpipeline“ bzw. entlang der westlichen AWZ-Grenze zum Grenzkorridor N-XI. Die andere Trasse führt nördlich der Gebiete N-1, N-2 und N-3 weiter nach Westen zum Grenzkorridor N-XV.

Ein grenzüberschreitendes System ist geplant, um die Konverterplattform im Gebiet N-1 mit benachbarten OWP in den Niederlanden verbinden zu können. Dieser führt von der Konverterplattform im Gebiet N-1 nach Westen durch Grenzkorridor N-XV.

Zudem sind vier weitere grenzüberschreitende Seekabelsysteme vorgesehen, die die deutsche AWZ nur queren und die Niederlande mit Dänemark oder Norwegen verbinden können. Drei Trassen verlaufen beidseitig der Schifffahrtsroute 10 und verbinden die Grenzkorridore N-VI und N-XIV sowie N-VII und N-XIII. Ein System ist parallel zu „Viking Link“ vorgesehen. Ein weiteres System verbindet die Grenzkorridore N-X und N-XIII. Dieses verläuft größtenteils parallel zur „Norpipe“ und führt dann entlang der AWZ-Grenze zum Grenzkorridor N-XIII.

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 „Kon-tek“ (O-IV zu O-VII) vorgesehen. Ein weiteres System nach Dänemark führt von Grenzkorridor O-III zu Grenzkorridor O-VIII. Ebenfalls im Grenzkorridor O-III beginnen zwei Systeme in Richtung Schweden, die parallel zum Windpark „EnBW Windpark Baltic 2“ zum 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. Vom 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.

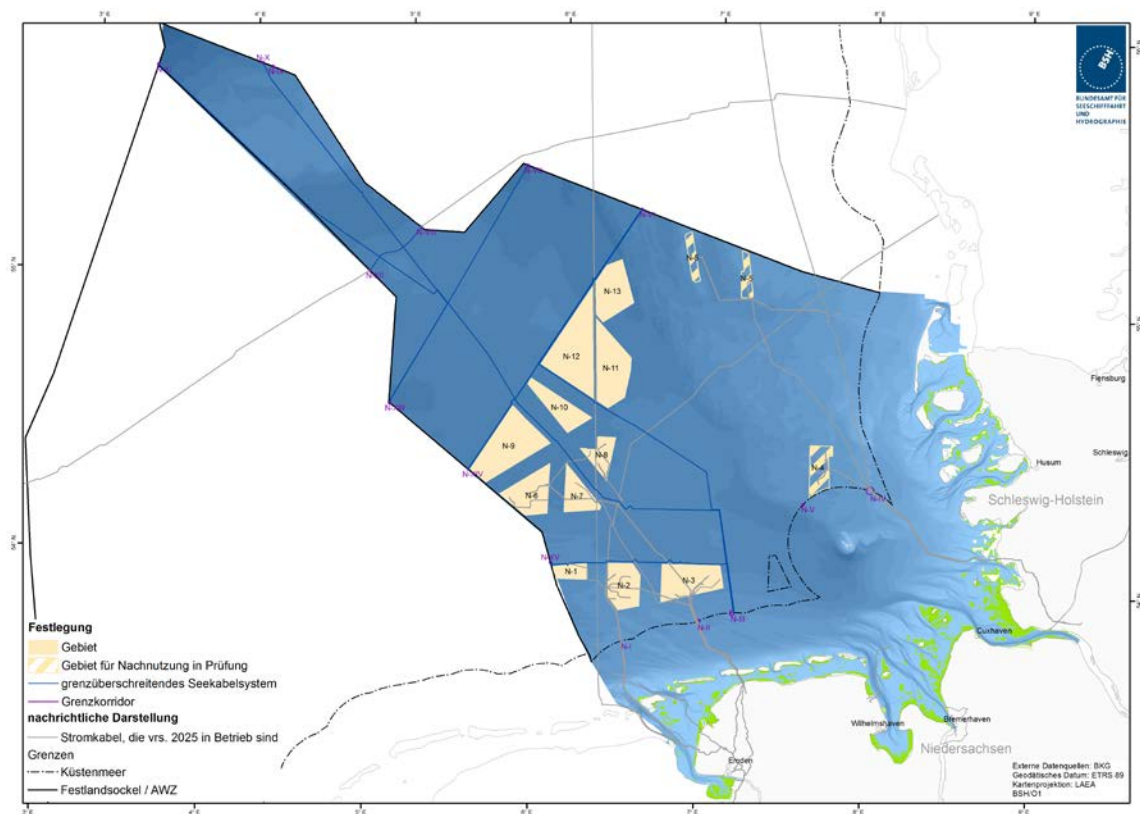


Abbildung 21: grenzüberschreitende Seekabelsysteme in der deutschen AWZ der Nordsee

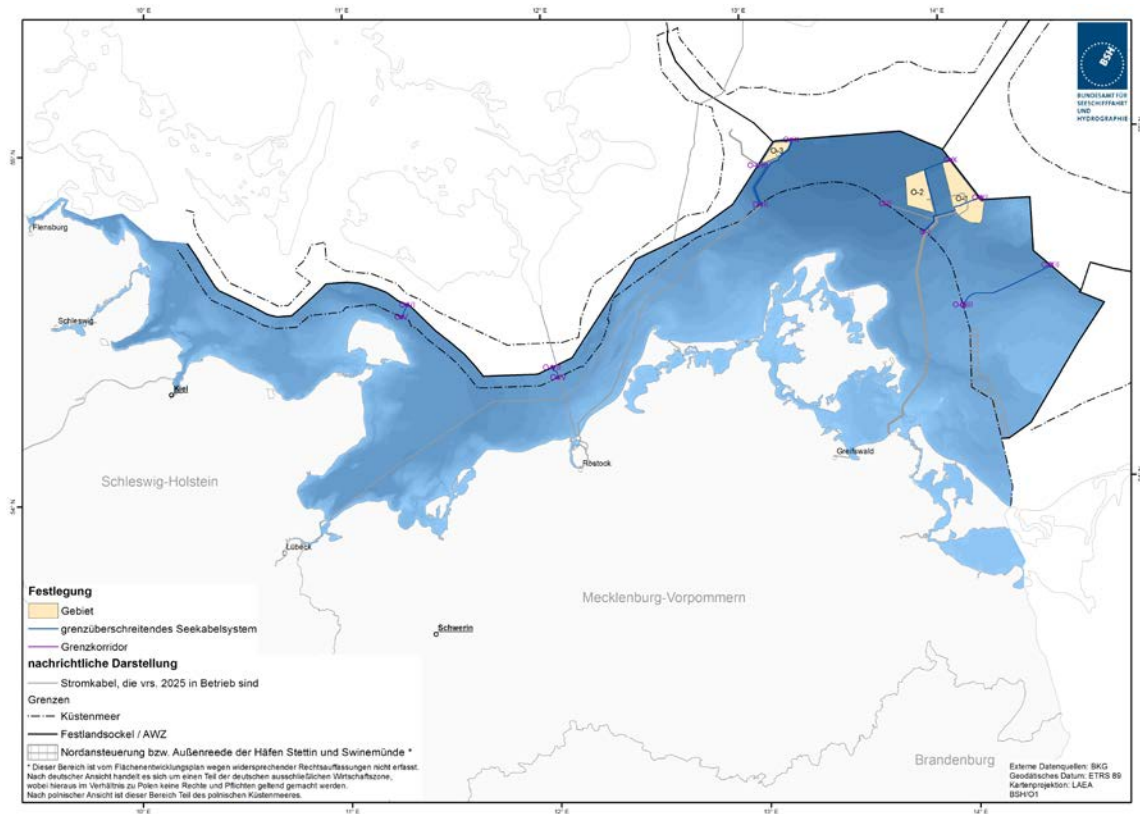


Abbildung 22: grenzüberschreitende Seekabelsysteme in der deutschen AWZ der Ostsee

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-XV 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-XV 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-XV sowie O-VI bis O-XIII für grenzüberschreitende Seekabelsysteme mit den Anrainerstaaten soll im Rahmen von Fortschreibungen des FEP, der jeweiligen Raumordnungspläne oder der jeweiligen Genehmigungsverfahren erfolgen.

Auf die Abbildung 21 und Abbildung 22 wird verwiesen.

Tabelle 14: Übersicht der im FEP festgelegten Grenzkorridore und Trassen für grenzüberschreitende Stromleitungen

Grenzkorridor A	Grenzkorridor B	Land A	Land B
Nordsee			
N-III	N-VI	Deutschland	Norwegen
N-III	N-XI	Deutschland	Großbritannien
N-III	N-XV	Deutschland	Großbritannien
N-VI	N-XIV	Dänemark / Norwegen	Niederlande
N-VII	N-XIII	Dänemark / Norwegen	Niederlande
N-VIII	N-XII	Dänemark	Großbritannien
N-X	N-XIII	Norwegen	Niederlande
NOR-1-1	N-XV	Deutschland, Gebiet N-1	Niederlande
Ostsee			
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 sichert lediglich die räumlichen Voraussetzungen für etwaige 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, und steht insbesondere unter der Maßgabe der Wirtschaftlichkeit.

Die räumlichen Voraussetzungen für Verbindungen untereinander sind für neue Netzanbindungen ab Zone 3, beginnend mit der Netzanbindung NOR-9-1, zu sichern. Auf Kapitel 4.3.1.7 wird hingewiesen. In der Regel werden diese Verbindungen untereinander in der Nordsee mit zwei Seekabelsystemen geplant.

Grundlage für die im Vergleich zum FEP 2019 deutlich reduzierte Anzahl der festgelegten Verbindungen zwischen Plattformen ist eine umfassende und individuelle Prüfung der bislang festgelegten Verbindungen. Dabei wurden auch Erkenntnisse aus dem den FEP begleitenden Gutachten zur Wirtschaftlichkeit solcher Verbindungen berücksichtigt. Die Ergebnisse wurden im Rahmen eines Berichts festgehalten und dieser

auf der Internetseite des BSH veröffentlicht. Außerdem wurden tatsächliche Gegebenheiten auf den bestehenden und geplanten Plattformen auf Grundlage einer Mitteilung der Übertragungsnetzbetreiber berücksichtigt. So hat sich beispielsweise gezeigt, dass die tatsächliche Realisierung von Verbindungen untereinander in Zone 1 und 2 in vielen Fällen dadurch erschwert bzw. verhindert wird, dass auf den betreffenden Plattformen keine erforderlichen Voraussetzungen, wie etwa Schaltfelder und J-Tubes, vorhanden sind. Eine Nachrüstung ist meist nicht möglich, da sich die Plattformen bereits in Betrieb oder fortgeschrittenem Planungsstadium befinden. Zusätzlich fanden bei der Prüfung räumliche Auswirkungen insbesondere auf benachbarte Flächen bzw. bestehende oder geplante Vorhaben Eingang in die Bewertung.

Im Ergebnis zeigt sich, dass für die in Zone 1 und 2 der Nordsee sowie in der Ostsee noch im FEP 2019 festgelegten Verbindungen untereinander keine weitere Festlegung im FEP erfolgen sollte. Bei den in Zone 3 vorgesehenen Netzanbindungen mit einer Standardübertragungsleistung von 2 GW könnten dagegen Verbindungen zwischen Plattformen bis zu einer Trassenlänge von ca. 20 km sinnvoll sein. Neben der im Vergleich zu den Verbindungen in Zone 1 und 2 deutlicher erkennbaren Wirtschaftlichkeit spricht die mögliche frühzeitige Berücksichtigung von Verbindungen untereinander in Zone 3 für ein solches Vorgehen. Diesbezüglich wird auf den standardisierten Technikgrundsatz 4.3.1.7 verwiesen, nach dem entsprechende Voraussetzungen auf den Plattformen vorzusehen sind.

In Zone 3 der Nordsee wird daher zwischen den derzeit vorgesehenen Konverterplattformen NOR-9-1 und NOR-9-2 räumlich eine Verbindung untereinander mit zwei parallel verlaufenden Seekabelsystemen gesichert. Diese Trasse verläuft von NOR-9-1 zwischen den Flächen N-9.1 und N-9.2 in nördliche Richtung, knickt dann nach Westen ab, wo sie zwischen den Flächen N-9.1 und N-9.4 verläuft und dann zwischen den

Flächen N-9.3 und N-9.4 zum Konverter NOR-9.2 führt.

Tabelle 15: Übersicht der im FEP festgelegten Trassen für Verbindungen zwischen Anlagen

Plattform A	Plattform B
Nordsee	
NOR-9-1	NOR-9-2
Ostsee	
-	-

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 werden²¹.

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 stattfindet²².

6.1 Verfügbare Netzanbindungskapazitäten

Die nach § 70 Abs. 2 WindSeeG für Pilotwindenergieanlagen verfügbaren Netzanbindungskapazitäten sind in Tabelle 16 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 im Rahmen der Aufstellung des FEP konkretere Aussagen getroffen. Demnach kann die in Tabelle 16 dargestellte Leistung auch für die AC-Anbindungsleitungen an die Konverterplattformen NOR-2-2/DolWin1/alpha und NOR-2-3/DolWin3/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/DolWin6/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

²¹ 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 Gesetzentwurf der Bundesregierung – Drucksachen 18/8832, 18/8972 –, S. 372.

²² 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 Gesetzentwurf der Bundesregierung – Drucksachen 18/8832, 18/8972 –, S. 373.

an allen drei angeschlossenen Umspannplattformen angeschlossen werden.

Die in der Ostsee dargestellten, für Pilotwindenergieanlagen verfügbaren Netzanbindungskapazitäten wurden von den ÜNB in ihrer Stellungnahme vom 19.12.2018 bestätigt.

Tabelle 16: Für Pilotwindenergieanlagen verfügbare Netzanbindungskapazitäten

Anbindungsleitung	Verfügbare Netzanbindungskapazitäten für Pilotwindenergieanlagen
Nordsee	
NOR-2-2 /DoWin1/alpha	88 MW
NOR-2-3 /DoWin3/gamma	50 MW
NOR-4-2 /HelWin2/beta	15 MW ¹⁾
NOR-6-2 /BorWin2/beta	14,4 MW
Ostsee	
OST-1-3	5 MW
OST-2-1	3 MW
OST-2-3	23,75 MW

¹⁾ Da die auf dem Anbindungssystem NOR-4-2 (HelWin2/beta) verfügbare Kapazität in Höhe von 45 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 15 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 8.5 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 See²³.

²³ 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

Gesetzentwurf der Bundesregierung – Drucksachen 18/8832, 18/8972 –, S. 373

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-Vorhabensträger 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 Dritten vorzulegen ist. Dritte umfasst beispielsweise den OWP-Vorhabensträger, in dessen Vorhaben die Pilotwindenergieanlagen räumlich sowie technisch integriert werden

sollen, aber auch benachbarte OWP-Vorhabensträger (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 formalen Schnittstellen. Hinsichtlich der konkreten Umsetzung ist demzufolge absehbar, dass eine frühzeitige Klärung der technischen und formalen 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 Vorhabensträger 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-Vorhabensträgers erforderlich.

7 Sonstige Energiegewinnungsbereiche

Gemäß § 5 Abs. 2a WindSeeG kann der FEP sonstige Energiegewinnungsbereiche außerhalb von Gebieten festlegen.

Ein sonstiger Energiegewinnungsbereich ist gemäß § 3 Nr. 8 WindSeeG ein Bereich außerhalb von Gebieten, auf denen Windenergieanlagen auf See und sonstige Energiegewinnungsanlagen, die jeweils nicht an das Netz angeschlossen werden, in räumlichem Zusammenhang errichtet werden können und die dem Zulassungsverfahren unterliegen. Nach § 4 Abs. 3 WindSeeG ist Ziel der Festlegung, die praktische Erprobung und Umsetzung von innovativen Konzepten für nicht an das Netz angeschlossene Energiegewinnung räumlich geordnet und flächensparsam zu ermöglichen.

§ 5 Abs. 2a WindSeeG sieht vor, dass sonstige Energiegewinnungsbereiche für insgesamt 25 bis 70 Quadratkilometer festgelegt werden können. Zudem können räumliche sowie technische Vorgaben für sonstige Energiegewinnungsanlagen, für Leitungen oder Kabel, die Energie oder Energieträger aus diesen abführen, gemacht oder bei einer Knappheit der Trassen solche Leitungen oder Kabel ausgeschlossen werden.

Im Küstenmeer können sonstige Energiegewinnungsbereiche nur festgelegt werden, wenn das zuständige Bundesland die sonstigen Energiegewinnungsbereiche als möglichen Gegenstand des FEP ausgewiesen hat. Auf die Verwaltungsvereinbarung zwischen dem BSH und dem Bundesland Mecklenburg-Vorpommern zu Festlegungen im Küstenmeer wird hingewiesen²⁴.

Wird ein sonstiger Energiegewinnungsbereich tatsächlich nicht oder in nur unwesentlichem

Umfang genutzt, kann ein späterer FEP die Festlegung des sonstigen Energiegewinnungsbereichs aufheben und stattdessen Gebiete und Flächen festlegen (vgl. § 5 Abs. 2a Satz 3 WindSeeG).

7.1 Ausschreibung der Bereiche zur sonstigen Energiegewinnung

§ 67a WindSeeG sieht vor, dass das BSH innerhalb von im FEP festgelegten sonstigen Energiegewinnungsbereichen in der AWZ gemäß den Vorgaben in der nach § 71 Nr. 5 WindSeeG zu erlassenden Rechtsverordnung den für die jeweiligen Bereiche Antragsberechtigten durch Ausschreibung ermittelt.

Gemäß § 71 Nr. 5 WindSeeG wird das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie ermächtigt, durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrats für die Ausschreibung von sonstigen Energiegewinnungsbereichen oder deren Teilbereichen und zur Sicherstellung der Errichtung von sonstigen Energiegewinnungsanlagen ein Verfahren für die Vergabe nach objektiven, nachvollziehbaren, diskriminierungsfreien und effizienten Kriterien, wobei insbesondere Mindestanforderungen an die Eignung der Teilnehmer und den Nachweis der Erfüllung der Anforderungen zu regeln sind, zu regeln.

7.2 Planfeststellung von sonstigen Energiegewinnungsanlagen

Für den Antrag auf Durchführung des Planfeststellungsverfahrens zur Errichtung und zum Betrieb von Windenergieanlagen auf See und sonstigen Energiegewinnungsanlagen, die jeweils nicht an das Netz angeschlossen werden, ist nach § 46 Abs. 1 S.2 WindSeeG eine Antragsberechtigung nach § 67a WindSeeG erforderlich.

²⁴ Abrufbar unter: [https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan/_An-](https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan/_Anlagen/Downloads/FEP/Flaechenentwicklungsplan_Verwaltungsvereinbarung_BSH_Mecklenburg_Vorpommern.html?nn=1653366)

[lagen/Downloads/FEP/Flaechenentwicklungsplan_Verwaltungsvereinbarung_BSH_Mecklenburg_Vorpommern.html?nn=1653366](https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan_Verwaltungsvereinbarung_BSH_Mecklenburg_Vorpommern.html?nn=1653366)

Mit der Antragsberechtigung können Anträge auf Planfeststellung für den sonstigen Energiegewinnungsbereich 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) die in § 47 Abs. 1 WindSeeG enthaltenen Angaben umfassen.

Das BSH kann nach § 48 Abs. 3 Satz 2 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.

Ein Planfeststellungsbeschluss für eine Windenergieanlage auf See oder für eine Anlage zur sonstigen Energiegewinnung, die jeweils nicht an das Netz angeschlossen werden, 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 Planfeststellungen bedürfen des Einvernehmens der Wasserstraßen- und Schifffahrtsverwaltung des Bundes (WindSeeG).

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

7.3 Festlegung von sonstigen Energiegewinnungsbereichen

Im Rahmen dieses Plans werden zwei sonstige Energiegewinnungsbereiche festgelegt. Bei diesen handelt es sich um Bereiche, die für eine eigene Netzanbindung zu klein sind. Aufgrund der Küstennähe sollten die Flächen in den Entfernungszonen 1 bis 3 zunächst der leitungsgebundenen Energiegewinnung vorbehalten bleiben.

Längerfristig und unter Berücksichtigung der Fortschreibung der Raumordnung kann geprüft werden, ob auch z.B. in Zone 4 und 5 die Ausweisung weiterer Bereiche möglich ist (vgl. Hintergrundinformationen in Kapitel 2.6.1.2). Aufgrund der begrenzten Räume in der AWZ kann sich eine Konkurrenz zwischen leitungsgebundener und leitungsungebundener Energiegewinnung ergeben.

Die sonstigen Energiegewinnungsbereiche sind zur besseren Übersicht mit den Buchstaben SEN bzw. SEO für sonstiger Energiegewinnungsbereich in der Nord- bzw. Ostsee benannt und mit Ziffern durchnummeriert.

SEO-1 wird als sonstiger Energiegewinnungsbereich ausgewiesen. Die derzeit noch nicht abschließend bewertbaren Fragen zum Vogelzug sind im Einzelzulassungsverfahren zu klären. Sollten in dem Bereich Windenergieanlagen errichtet werden, könnten voraussichtlich (weitgehende Maßnahmen) zur Vermeidung und Verminderung der Auswirkungen auf den Vogelzug erforderlich werden. Auf die Ausführungen zum Gebiet O-2 bzw. zur Fläche O-2.2 (unter Prüfung) in Kapitel 5.2.2 sowie Kapitel 8.4 wird verwiesen. Die Klärung dieser Fragen im Einzelzulassungsverfahren erscheint sachgerecht.

Tabelle 17: Übersicht Festlegung von sonstigen Energiegewinnungsbereichen

Name	Lage	Größe	Küstenentfernung
SEN-1	AWZ Nordsee	ca. 27,5 km ²	Zone 2
SEO-1	AWZ Ostsee	ca. 7,6 km ²	Zone 1

Nordsee



Abbildung 23: Sonstiger Energiegewinnungsbereich in der AWZ der Nordsee

SEN-1 grenzt nordöstlich an die Offshore-Windparks „EnBW Hohe See“, „Albatros“ und „Global Tech 1“. Etwa mittig durch den Bereich verläuft zudem der Interkonnektor „NorNed“. Nach Westen, Norden und Osten wird der Bereich zudem durch Schifffahrtsrouten begrenzt. An der östlichen Ecke des südwestlichen Bereichs verläuft der An- und Abflugkorridor des Windparks „Albatros“, der zu berücksichtigen ist. Auf den Planungsgrundsatz 4.4.1.3 wird hingewiesen.

Die Errichtung eigener Kabel und Pipelines zur Abführung von Energie oder Energieträgern aus einem sonstigen Energiegewinnungsbereich in der deutschen AWZ der Nordsee wird für den hier festgelegten sonstigen Energiegewinnungsbereich SEN-1 ausgeschlossen. Gründe hierfür

sind u.a., dass die Möglichkeit der Errichtung eines eigenen Stromkabels z.B. zum Anschluss einer landseitigen Elektrolyse-Anlage an den sonstigen Energiegewinnungsbereich im Verhältnis zur Kapazität einer Standard-Anbindung in der Nordsee mit 2 GW Übertragungsleistung eine aus räumlicher Sicht ineffiziente Anbindungsmöglichkeit darstellt. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund der begrenzten Anzahl möglicher Trassenkorridore in der Nordsee bei der Querung des Küstenmeers. Zur Erreichung der mittel- und langfristigen Ausbauziele für die Windenergie auf See sollten die verfügbaren Trassenkorridore insbesondere in der Nordsee der leitungsgebundenen Windenergie vorbehalten bleiben. Dies gilt in größerem Maße auch für die Errichtung einer privaten Rohrlei-

tung mit vergleichsweise geringer Durchleitungskapazität, welche aufgrund der größeren

Abstandsvorgaben einen noch größeren Raum beanspruchen würde.

Ostsee

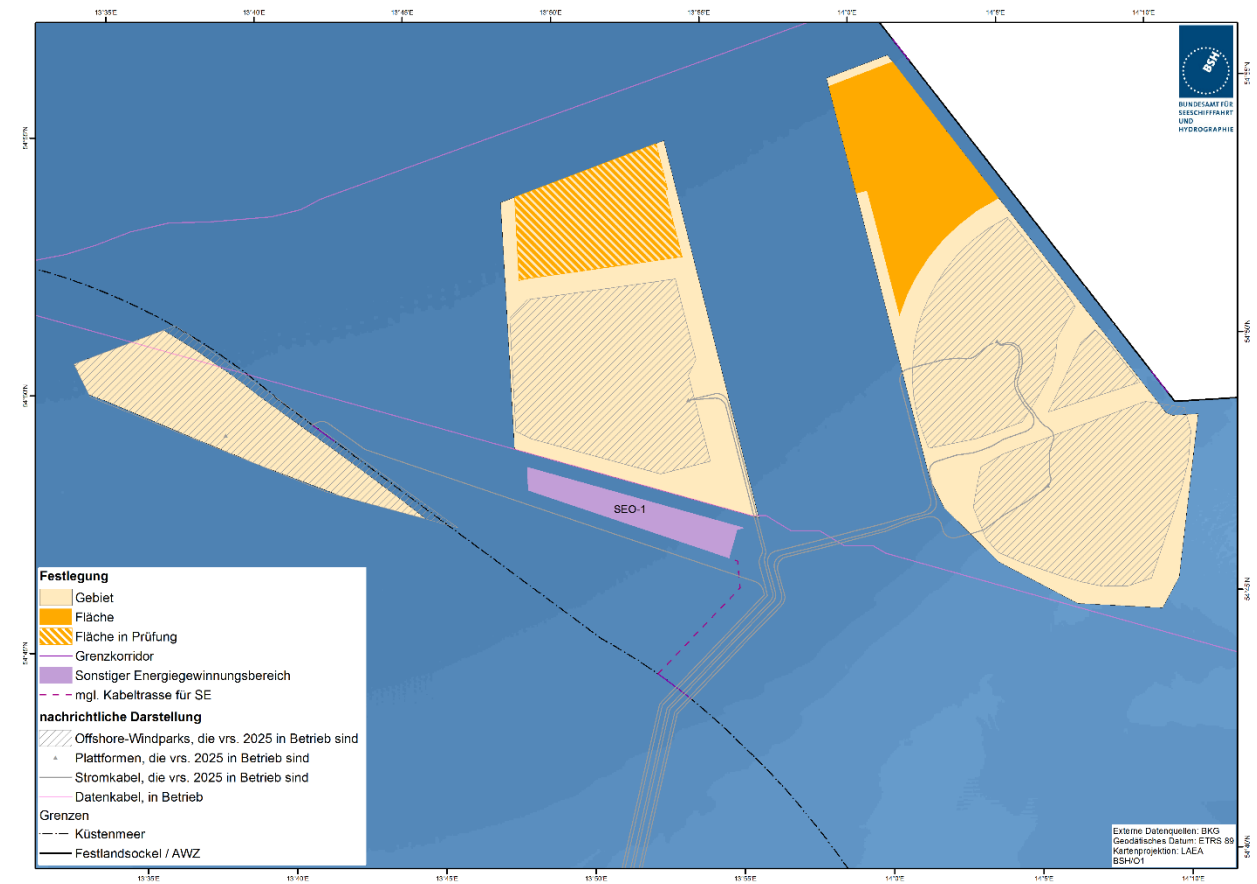


Abbildung 24: Sonstiger Energiegewinnungsbereich in der AWZ der Ostsee

SEO-1 wird im Norden durch das Datenkabel „Baltica Segment 3“, im Osten durch das unter Prüfung stehende Anbindungssystem OST-2-4, im Süden durch eine Schifffahrtsroute und im Westen durch ein Vorbehaltsgebiet Forschung begrenzt. Im nordöstlichen Bereich ist eine Überschneidung mit einem An- und Abflugkorridor von „Baltic Eagle“ möglich. Auf den Planungsgrundsatz 4.4.1.3 wird hingewiesen.

Mögliche Nutzungskonflikte im Hinblick auf naturschutzfachliche Belange, insbesondere den Vogelzug, sind im Einzelzulassungsverfahren zu klären. Auf die Ausführungen zum Gebiet O-2 bzw. zur Fläche O-2.2 (unter Prüfung) in Kapitel 5.2.2 wird verwiesen.

Für den Fall, dass der Bereich SEO-1 mit einem Seekabelsystem angebunden werden soll, wird eine mögliche Trasse zur Erschließung des Bereichs räumlich gesichert. Diese wäre entsprechend der gesetzlichen Vorgaben durch den Betreiber des sonstigen Energiegewinnungsbereichs zu errichten und zu betreiben.

8 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.²⁵ 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 M-V verwiesen.

8.1 Gesetzliche Ausschlussgründe

8.1.1 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 Ostsee²⁶ 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

²⁵ Vgl. BT DrS 18/8860 vom 21. Juli 2016, Gesetzentwurf der Fraktionen 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.

²⁶ 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.

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 und sonstigen Erfordernisse berücksichtigen.

Die Raumordnungspläne für die ausschließliche Wirtschaftszone werden aktuell fortgeschrieben. Der erste Planentwurf wurde am 25. September 2020 veröffentlicht. Die in diesem Rahmen getroffenen Festlegungen werden bei der Fortschreibung des FEP beachtet bzw. berücksichtigt, siehe zur Fortschreibung auch Kapitel 2.6.1.2. Hiermit verbunden ist eine Erweiterung der Gebiete N-9 bis N-13 in das Vorbehaltsgebiet Schifffahrt der Schifffahrtsroute 10 aus dem ROP 2009. Hierzu wird auf die Ausführungen unter 5.1 und 8.3 verwiesen.

8.1.2 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 Gebietschutz, sowie die Prüfungen hinsichtlich voraussichtlich erheblicher Umweltauswirkungen im Rahmen der Strategischen Umweltprüfung.

Auf die Karten in Kapitel 2 wird für die Gebietsdarstellung verwiesen.

Aufgrund des Art. 1 Gesetz zur Neuregelung des Rechts des Naturschutzes und der Landschaftspflege (BNatSchG)²⁷ wurden gemäß § 56 Abs. 1

BNatSchG alle naturschutzrechtlichen Instrumente (mit Ausnahme des Kapitels 2: Landschaftsplanung) auf den Bereich der deutschen AWZ und des Festlandssockels erstreckt. Das heißt, es sind insbesondere die Vorgaben des gesetzlichen Biotopschutzes (§ 30 BNatSchG), des europäischen Gebietschutzes (§ 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 8.3 bis 8.5, die Umweltberichte sowie auf bereits vorhergehende Fachplanungen zurückgehende Festlegungen, die Kapitel 7.3 bis 7.6 des FEP 2019, die Umweltberichte zum FEP 2019 sowie die Umweltberichte zum Bundesfachplan Offshore, insbesondere den Umweltbericht zum BFO-N 2012 – 17 und BFO-O 2012 – 17, verwiesen.

8.1.3 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 den im BFO für die Nord- und Ostsee bereits festgelegten Clustern übernommen. Bei der Festlegung der Cluster wurden die Vorgaben der Raumordnungspläne beachtet bzw. berücksichtigt. Änderungen der im BFO festgelegten Cluster ergeben sich vor Allem aus der veröffentlichten und konsultierten Konzeption zur Fortschreibung der Raumordnungspläne sowie dem Entwurf des Raumordnungsplans für die deutsche AWZ der Nord- und Ostsee hinsichtlich der Änderung der

²⁷ Bundesnaturschutzgesetz vom 29. Juli 2009 (BGBl. I S. 2542), zuletzt geändert durch Artikel 290 der Verordnung vom 19. Juni 2020 (BGBl. I S. 1328).

Schifffahrtsroute 10. Da mit der Schifffahrt und dem Luftverkehr zusammenhängende Belange ansonsten bereits im Rahmen der Aufstellung und Fortschreibung des BFO geprüft wurden, ist bis auf die Festlegung der Gebiete N-9 bis N-13 und 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.

Für die Prüfung der räumlich geänderten Gebiete N-9 bis N-13 wird auf Kapitel 8.3, 2.6.1 sowie außerdem auf das Verfahren der Fortschreibung der Raumordnungspläne für die AWZ verwiesen.

8.1.4 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 den 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.

8.1.5 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 den in den BFO für die Nord- und Ostsee bereits festgelegten Clustern übernommen. Festlegungen von Gebieten und Flächen in Naturschutzgebieten werden daher nicht vorgenommen.

8.2 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 voraussichtlichen, tatsächlichen

Bebaubarkeit, zeitlichen Reihenfolge und die voraussichtlich zu installierende Leistung Eingang in die Festlegungen des FEP. Auf Kapitel 4.8.2 wird verwiesen.

Die Interessen bestehender Projekte, die keinen Zuschlag in den Ausschreibungsverfahren erhalten haben, sind keine privaten oder öffentlichen Belange, die einer Festlegung entgegenstehen.²⁸ 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. Hierzu wird auf Kapitel 7.2 und 8.9 des FEP 2019 verwiesen.

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 sowie sonstige Energiegewinnungsbereiche (siehe Kapitel 4.4).

8.3 Zulässigkeit der Festlegung der Gebiete

Die Festlegungen der Gebiete in der Nord- und Ostsee wurden weitgehend von den 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.

Dies betrifft vor allem die Festlegung der Gebiete N-9 bis N-13 entsprechend den in Kapitel 5.1 und 2.6.1.2 vorgenommenen Ausführungen.

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 Gefahrengeländen, 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 bzw. als Vorrang- oder Vorbehaltsgebiet Windenergie im ROP-E 2021 dargestellt sind 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.

²⁸ Vgl. BT DrS 18/8860 vom 21. Juni 2016, Gesetzentwurf der Fraktionen CDU/CSU und SPD, Entwurf eines Geset-

zes zur Einführung von Ausschreibungen aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien, S. 273.

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. 5 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 2009. Zusätzlich umfasst das Gebiet im Vergleich zur Ausweisung des Clusters 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 und 8.4 verwiesen.

Für die Gebiete N-9 bis N-13 bestehen Änderungen gegenüber den im BFO entsprechend des ROP 2009 festgelegten Clustern vor allem aus der veröffentlichten und konsultierten Konzeption zur Fortschreibung der Raumordnungspläne sowie dem veröffentlichten und konsultierten Entwurf des Raumordnungsplans für die deutsche AWZ der Nord- und Ostsee hinsichtlich der Änderung der Schifffahrtsroute 10, vgl. hierzu Kapitel 2.6.1.2.

Die durch den FEP festgelegten Gebiete reichen in das durch den ROP 2009 festgelegte Vorbehaltsgebiet Schifffahrt 10 hinein. Die damalige Festlegung entsprach im Jahr 2009 den besten verfügbaren Daten und Erkenntnissen. Allerdings haben sich nach aktuellen Betrachtungen des Schiffsverkehrs aufgrund von AIS-Daten, die durch erste Erkenntnisse eines schifffahrtspolizeilichen Fachgutachtens bestätigt wurden, in diesem Bereich neue Einsichten gezeigt. Auf die Ausführungen in Kapitel 5.1 wird verwiesen.

Die o.g. aktuellen Auswertungen des Schiffsverkehrs sowie die Ergebnisse des schifffahrtspolizeilichen Fachgutachtens zeigen überdies, dass

mit der Festlegung keine Beeinträchtigung der Sicherheit und Leichtigkeit des Schiffsverkehrs nach § 5 Abs. 3 Satz 2 Nr. 3 WindSeeG verbunden ist.

Hinsichtlich der Festlegung der Gebiete N-11 und N-13 wurden im Rahmen der Aufstellung des FEP 2019 Bedenken geäußert, die während der Konsultation zum Vorentwurf 2020 wiederholt wurden.

Da der Ausbau der Gebiete in Zone 3 erforderlich wird, um den Ausbaupfad umzusetzen, wurde dies im Rahmen der Festlegungen in der Fortschreibung/Änderung des FEP berücksichtigt, indem zunächst nur für die Gebiete N-9 und N-10 auch Flächen festgelegt werden. Das Gebiet N-13 wurde im Vergleich zum FEP 2019 dahingehend angepasst, dass zum Schutz der Seetaucher der Abstand zum Hauptkonzentrationsgebiet Seetaucher dem vergrämsungsbedingten Habitatverlust von 5,5 km entspricht. Die Angemessenheit dieses Abstandes wird im Rahmen des Monitorings weiter geprüft. Von einer Gefährdung der Meeresumwelt wird nicht ausgegangen (siehe Umweltbericht Kapitel 4.5.1, 4.6.1, 4.12.4, 5.1.2, 5.2.2 und 6). Das Gebiet N-13 liegt in Teilen innerhalb des im Entwurf des Raumordnungsplanes AWZ vom 25.09.2020 festgelegten Vorbehaltsgebietes Schweinswale.

Auf den Grundsatz (6) des ROP-E 2021 unter Kapitel 2.2.2. wird hingewiesen.

Unter 4.4.1.1 wird zur Vermeidung bzw. Verminderung kumulativer Auswirkungen die zeitliche Gesamtkoordinierung der Errichtungs- und Verlegearbeiten als Planungsgrundsatz festgelegt. Dies beinhaltet auch die Reduzierung des Schiffsverkehrs für den Bau und den Betrieb auf ein Mindestmaß durch optimale Bau- und Zeitplanung.

Darüber hinaus sichert der Planungsgrundsatz der Schallminderung (vgl. 4.4.1.8) die Umsetzung von Schallschutzmaßnahmen nach dem Stand der Wissenschaft und Technik und Anwendung des Schallschutzkonzepts für die

Nordsee (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2013).

Insbesondere während der sensiblen Jahreszeit können zusätzliche Vermeidungs- und Minderungsmaßnahmen vor allem in Bezug auf impulshaltige Schalleinträge bei den Errichtungsarbeiten ergriffen werden. Dies entspricht auch der aktuellen Genehmigungspraxis im BSH. Daher ist nicht von einer Gefährdung der Meeresumwelt durch die Festlegung des Gebietes N-13 auszugehen (vgl. auch Kap. 4.5.1 des Umweltberichts für die Nordsee).

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.

8.4 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 8.3 verwiesen.

Eine Erweiterung des Gebietes 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 2019 in Prüfung dargestellte Fläche N-5.4 ist nach aktuellem Kenntnisstand mit naturschutzrechtlichen Erwägungen nicht möglich

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.

Dies gilt auch vor dem Hintergrund der nun vorliegenden unabhängigen Studie zu Seetauchern in der deutschen Nordsee im Auftrag des Bundesverbandes Windenergie Offshore (BIOCONSULT SH et al., 2020). Die Studie bestätigt die für den FEP 2019 zugrundeliegenden Erkenntnisse aus Forschung und Monitoring zur funktionalen Bedeutung des Hauptkonzentrationsgebietes und zum Ausmaß der Meideeffekte auf Seetaucher durch Offshore-Windparkvorhaben (GARTHE et al. 2018) Eine Verlagerung des Seetauchervorkommens in den zentralen Bereich des Hauptkonzentrationsgebietes seit Bau der Windparks wurde ebenfalls in dieser Studie bestätigt. Zudem sind berechnete Bestandszahlen bzw. -entwicklungen qualitativ und quantitativ vergleichbar zu den Bestandsberechnungen des FTZ (SCHWEMMER H, 2019). Unterschiede können auf unterschiedliche Methodiken bei der Bestandsberechnung sowie abgewandelte Datengrundlagen zurückgeführt werden. Beide Studien bestätigen die insgesamt hohe und besondere funktionale Bedeutung des Hauptkonzentrationsgebietes als Habitat für Seetaucher in der deutschen Nordsee. Die Erkenntnisse aus der Studie des FTZ im Auftrag von BfN und BSH werden somit von einer unabhängigen Studie bestätigt. Im Ergebnis bleibt die artenschutzrechtliche Bewertung der Fläche N-5.4 aus dem Umweltbericht zum FEP 2019 bestehen.

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.

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. 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 2019 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 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 2019 in Prüfung dargestellte 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, 5.2.2 des FEP und Kap. 4.12.4, 5.2.2.1 und 6.3.2.2 des Umweltberichts Nordsee sowie auf den FEP 2019 und die entsprechenden Umweltberichte verwiesen.

Hinsichtlich der Fläche O-1.3 wurden von der GDWS in ihrer Stellungnahme zum FEP 2019 und zum Vorentwurf des FEP 2020 Bedenken bezüglich einer möglichen Gefährdung der Schifffahrt geäußert. Diese konnten über weitere Untersuchungen einer Klärung zugeführt werden. Dies wurde im Rahmen der Eignungsprüfung dargestellt und bewertet. Demzufolge ist eine Gefährdung der Schifffahrt nicht zu besorgen.

Die Festlegung der Fläche O-2.2 wird derzeit noch geprüft. Hier bedarf es einer Klärung von derzeit noch nicht abschließend bewertbaren Fragen zum Vogelzug (siehe Kapitel 5.2.2 und Umweltbericht für die Ostsee Kapitel 4.12.5 und 5.2.2.1). Im FEP 2019 war die Fläche zudem auch mit dem Hinweis auf eine Gefährdung der Schifffahrt unter Prüfung gestellt. Zu der Frage, ob bei der Fläche O-1.3 eine erhebliche Beeinträchtigung der Sicherheit und Leichtigkeit des Schiffsverkehrs gegeben ist, hat das BSH im Rahmen der Voruntersuchung ein Gutachten zur verkehrlich schifffahrtspolizeilichen Eignung von Flächen in der AWZ der Nord- und Ostsee in Auftrag gegeben. Die Risikoanalyse ergab laut Gutachter keine der Eignung der Fläche entgegenstehenden Ergebnisse. Auf Grundlage der Ergebnisse kann abgeleitet werden, dass eine Risikoanalyse für die Fläche O-2.2 voraussichtlich zu vergleichbaren Ergebnissen kommen würde. Eine statistische Wiederholungsrate von unter 100 Jahren, die zulassungskritisch wäre, ist nicht zu erwarten. Zur abschließenden Bewertung wäre jedoch ein Fachgutachten im Rahmen der Flächenvoruntersuchung erforderlich.

Bezüglich des Vogelzugs wurden im Rahmen der Flächenvoruntersuchung der Fläche O-1.3 ein über das StUK 4 hinausgehendes zusätzliches Monitoring der tagziehenden Landvögel mit

Schwerpunkt Kranich, Greifvögel und Gänse in Auftrag gegeben. Auf Basis der Erkenntnisse aus diesen Untersuchungen und der weiteren Kenntnislage kam das BfN als zuständige Bundesfachbehörde zu der Einschätzung, dass eine Verwirklichung des Tötungs- und Verletzungsverbots gemäß § 44 Abs. 1 Nr. 1 für einzelne Arten bzw. Artgruppen nicht mit der erforderlichen Sicherheit ausgeschlossen werden könne. In die Eignungsfeststellung der Fläche O-1.3 wurde daher für einzelne Arten bzw. Artgruppen eine Vorgabe aufgenommen, wonach vom Vorhabensträger geeignete Maßnahmen zu ergreifen sind, um den Vogelzug in der Umgebung der Fläche zu beobachten und den Eintritt eines signifikanten Kollisionsrisikos zu vermeiden.

Für die Fläche O-2.2 liefern die Erkenntnisse aus den Untersuchungen zur Fläche O-1.3 und der Eignungsfeststellung wertvolle Hinweise. Auf Grund der Lage der Fläche O-2.2 weiter westlich und damit näher am zentralen Bereich des Kranichzugkorridors zwischen Rügen und Schonen sind unter anderem die Erkenntnisse aus dem Planfeststellungsverfahren zum benachbarten Vorhaben „Baltic Eagle“ essentiell. Die Fläche O-2.2 bleibt daher weiterhin in Prüfung. Hinsichtlich des sonstigen Energiegewinnungsbereich SEO-1 wird auf die Ausführungen unter 7.3 verwiesen.

8.5 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, standardisierte Technik- und Planungsgrundsätze sowie Testfelder und sonstige Energiegewinnungsbereiche 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 Gebietes 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 Nordsee Kapitel 6.2.1). 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 See²⁹.

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).

Die Festlegung des Testfeldes im Küstenmeer von Mecklenburg-Vorpommern ist davon abhängig, ob die in der Konsultation zum Vorentwurf des FEP 2020 von Konsultationsteilnehmenden aufgeworfenen Fragen zum Thema Schifffahrt geklärt werden können. Auf Kapitel 5.4.4 und 9.11 wird hingewiesen.

Hinsichtlich des sonstigen Energiegewinnungsbereich SEO-1 wird auf die Ausführungen unter 7.3 verwiesen.

²⁹ 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 Gesetzentwurf der Bundesregierung – Drucksachen 18/8832, 18/8972 –, S. 373

9 Zusammenfassende Abwägung

In diesem Kapitel werden zusammenfassend die wesentlichen Ergebnisse der Konsultation im Rahmen des Verfahrens zur Fortschreibung/Änderung des FEP, einschließlich des Anhörungstermins am 11.08.2020 und des Erörterungstermins am 18.11.2020, dargestellt.

Im Rahmen des Fortschreibungsverfahrens 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 Fortschreibungsverfahrens haben die Dokumente nach Durchführung der jeweiligen Konsultation immer wieder Änderungen erfahren. Die nachfolgende Abwägung bezieht sich i.d.R. 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.

9.1 Allgemeines zum Hintergrund des Flächenentwicklungsplans

9.1.1 Gesetzliche Grundlagen, Ausbaupfad

Im Verfahren wurde vor allem seitens der Verbände sowie der ÜNB gefordert, dass ein langfristiger Ausbaupfad von 40 GW bis 2040 berücksichtigt werden solle.

Um die Ergebnisse des zurzeit parallel laufenden Verfahrens der Fortschreibung der Raumordnungspläne für die ausschließliche Wirtschaftszone einzubeziehen, ist im Rahmen dieser Fortschreibung nur eine Festlegung von Flächen für 20 GW vorgesehen.

Auf die am 11. Mai 2020 zwischen dem Bund, den Küstenbundesländern und den Übertragungsnetzbetreibern 50Hertz, Amprion und TenneT unterzeichnete Vereinbarung zur Umsetzung von 20 GW Windenergie auf See bis 2030 wird hingewiesen.

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 Szenariorahmen 2021-2035 im Anhang

informativ einen erhöhten Ausbaupfad von etwa 30 GW dar.

9.2 Schnittstellen mit anderen Instrumenten der Netzplanung

Von einigen Konsultationsteilnehmenden wurde vorgebracht, dass die Instrumente der Netzplanung 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.

9.3 Bestehende Raumordnung und Fachplanung

Eine Stellungnahme stellte auf aktuelle Entwicklungen zum LEP S-H ab. Im Rahmen des Plans können allerdings nur veröffentlichte Stände des LEP S-H berücksichtigt werden. Insoweit wird, da der FEP 2020 vor dem LEP S-H veröffentlicht wird, auch nur ein Verweis auf die laufende Fortschreibung des LEP S-H möglich sein. Gleiches gilt für den laufenden Fortschreibungsprozess des LROP in Niedersachsen sowie für die ebenfalls geplante Raumordnungsverfahren zu Trassenkorridoren beginnend bei Grenzkorridor N-III. Auch für M-V können nur die derzeit gültigen Pläne und das laufende Raumordnungsverfahren berücksichtigt werden.

9.4 Anbindungskonzepte

9.4.1 Nordsee

Das Anbindungskonzept für die Nordsee wurde im Rahmen des Aufstellungsverfahrens zum FEP 2019 ausführlich diskutiert. Im FEP 2020

erfolgen dagegen hinsichtlich des Anbindungskonzepts lediglich Anpassungen bei der Festlegung der Schnittstelle zwischen Übertragungsnetzbetreiber und Offshore-Windpark-Vorhabensträger.

Zu Beginn des Fortschreibungsverfahrens wiesen die ÜNB darauf hin, dass neben dem im FEP 2019 festgelegten Direkteinzugsverfahren bis zur gasisolierten Schaltanlage auch die Nutzung einer Steckverbindung als Schnittstelle zwischen OWPV und ÜNB geprüft werden sollte. Im Vorentwurf zum FEP 2020 wurden daraufhin entsprechende Konsultationsfragen aufgenommen. In den Antworten der Konsultationsteilnehmenden wurde darauf hingewiesen, dass die Alternative einer Steckverbindung nachvollziehbar sei, diese jedoch lediglich als Option zum Direkteinzugsverfahren festgelegt werden sollte. Diesem Vorschlag wurde mit der Festlegung nachgekommen.

Neben diesem Aspekt schlugen die ÜNB ebenfalls vor, abweichend vom FEP 2019 eine Mindestlänge für den Kabeleinzug in Höhe von 15 m festzulegen. Ein Konsultationsteilnehmer wies darauf hin, dass dies abzulehnen sei und begründete dies insbesondere mit logistischen Herausforderungen u.a. bei den geplanten 2 GW-Plattformen und einer entsprechend hohen Anzahl einzuziehender Seekabel. Zudem gäbe es mit der Festlegung einer Mindestlänge unkalkulierbare Risiken für den OWP-Entwickler. Ein weiterer Konsultationsteilnehmer sprach sich dafür aus, neben der Maximal- auch eine Mindestlänge festzulegen. Für den Entwurf wurde diesem Vorschlag zunächst gefolgt, aufgrund der dazu eingegangenen Äußerungen zum Erörterungstermin jedoch eine weitere Anpassung vorgenommen und diese zur Diskussion gestellt. Im Ergebnis der Diskussion zeigte sich, dass eine Begrenzung der freien nutzbaren Länge des Seekabels auf 15 m entsprechend der Festlegung des FEP 2019 sinnvoll erscheint, während eine Mindestlänge nicht festgelegt wird.

9.4.2 Ostsee

Auch beim Anbindungskonzept für die Ostsee, das auf der Drehstromtechnologie beruht, gibt es mit Ausnahme der Schnittstellenfestlegung keine wesentlichen Änderungen gegenüber dem FEP 2019.

Die ÜNB hatten hinsichtlich der Schnittstelle in der Ostsee frühzeitig angeregt, das Kabeleinzugsverfahren in der Ostsee abweichend von der Nordsee nicht zu spezifizieren, da dies in der Ostsee nicht erforderlich sei. Außerdem sei durch den Verzicht auf die Festlegung des Einzugsverfahrens auch keine erforderliche Maximallänge für den Kabeleinzug festzulegen. Im Entwurf des FEP 2020 wurde die Festlegung der Schnittstelle zunächst entsprechend angepasst, jedoch mit Konsultationsfragen versehen. In der Antwort zu den Konsultationsfragen wurde von einem Konsultationsteilnehmer vorgebracht, dass dieser Verzicht auf eine Festlegung nicht hinnehmbar und stattdessen die Festlegung einer Maximallänge für den Kabeleinzug erforderlich sei. Sofern aufgrund des Plattformdesigns die Kabel bei 15 m Länge nicht bis zur GIS geführt werden könnten, sei die Option der Steckverbindung analog zur Nordsee zu wählen. Ein weiterer Konsultationsteilnehmer wies darauf hin, dass eine Begrenzung der maximalen Kabellänge in der Ostsee aufgrund der dortigen besonderen Begebenheiten nicht erforderlich sei. Sofern eine Festlegung erfolgen müsse, sei eine Länge von mindestens 50 m vorzusehen. Auf Grundlage dieser eingegangenen Äußerungen wurde zum Erörterungstermin vorgeschlagen, die Festlegung der Schnittstelle analog zur Festlegung in der Nordsee zu treffen. Dies wurde damit begründet, dass eine Vergleichbarkeit in Nord- und Ostsee anzustreben sei. Zudem sind die vorgebrachten Gründe zum Verzicht auf eine Spezifizierung des Kabeleinzugsverfahrens und der Maximallänge in der Ostsee gegenüber den dadurch schwer kalkulierbaren Kosten für potenzielle Bieter weniger plausibel. Im Ergebnis entspricht

die Schnittstellenfestlegung in der Ostsee damit weitgehend derjenigen in der Nordsee.

9.5 Standardisierte Technikgrundsätze

9.5.1 Nordsee

Die zu den standardisierten Technikgrundsätzen für die Nordsee eingegangenen Stellungnahmen befassten sich im Wesentlichen mit dem neuen Anbindungskonzept mit einer Übertragungsspannung von 525 kV.

Einige Konsultationsteilnehmer wiesen darauf hin, dass aufgrund der neuen Technologie die Machbarkeit und die Auswirkungen auf die Meeresumwelt zum aktuellen Zeitpunkt unsicher seien. Grundsätzlich haben die ÜNB in der Vereinbarung zwischen Bund, Küstenländern und ÜNB vom 11.05.2020 zugesagt, die 525 kV Anbindungssysteme mit einer Übertragungsleistung von 2 GW beginnend mit dem Jahr 2029 in Betrieb nehmen zu können. Auch die vom BSH beauftragten Gutachter kommen zu dem Ergebnis, dass eine Machbarkeit diesbezüglich voraussichtlich gegeben ist. Auf den Endbericht des Gutachtens, der auf der BSH-Internetseite veröffentlicht ist, wird verwiesen. Neben der grundsätzlichen Machbarkeit stehen jedoch detaillierte Fragen der Umsetzung im Raum, die beispielsweise auch von den Eigenschaften der eingesetzten Seekabel abhängen. Aus diesem Grund wurden die ÜNB mit einer Konsultationsfrage im Entwurf des FEP 2020 gebeten, voraussichtliche Kabelparameter zu benennen. Dem wurde mit der Stellungnahme der ÜNB zum Entwurf nachgekommen, auf diese wird diesbezüglich verwiesen. Auch hinsichtlich der einzusetzenden Verlegetechnik haben einige Konsultationsteilnehmer Zweifel erkennen lassen, ob das bislang eingesetzte schonende Verlegeverfahren mit Vibrationschwert auch für 525 kV Kabel genutzt werden kann. Die ÜNB nahmen dazu dahingehend Stellung, dass eine solche schonende

Verlegung angestrebt, jedoch im Moment noch geprüft werde. Grundsätzlich sei jedoch davon auszugehen, dass mit den bislang bekannten Verlegetechniken gearbeitet werden könne. Neben dem erhöhten Gewicht durch größere Kabel kommt durch den sogenannten metallischen Rückleiter bei 525 kV Anbindungssystemen ein weiteres im Bündel zu verlegendes Kabel hinzu. Die ÜNB wiesen diesbezüglich darauf hin, dass der metallische Rückleiter zwar den Verlegeaufwand erhöhe, jedoch erwartet werde, dass eine gemeinsame Verlegung im Bündel dennoch möglich sei. Dies sei auch Ergebnis einer Befragung von Kabellegeunternehmen. Gleichzeitig regten die ÜNB an, die Verwendung des metallischen Rückleiters nicht als standardisierten Technikgrundsatz festzulegen, um flexibler auf künftige Entwicklungen reagieren zu können. Da der metallische Rückleiter jedoch neben der Verlegung auch Auswirkungen auf das Plattformdesign sowie auf die zu erwartende Verfügbarkeit eines Anbindungssystems hat, wird dieser im FEP fest als standardisierter Technikgrundsatz festgelegt. Sofern sich im Rahmen des technischen Fortschritts ergeben sollte, dass auf den metallischen Rückleiter verzichtet werden kann oder sollte, so kann dies im Rahmen einer weiteren Fortschreibung des FEP behandelt und der standardisierte Technikgrundsatz entsprechend angepasst werden. Ähnliches gilt für den Vorschlag der ÜNB, auf die Festlegung der selbstgeführten Konvertertechnologie mit Blick auf mögliche künftige Veränderungen zu verzichten. Auch hier ist aus Sicht des BSH jedoch zum aktuellen Zeitpunkt der Vorteil einer Festlegung in der möglichst konkreten Standardisierung zu sehen, kann jedoch angesichts möglichen technischen Fortschritts in einer Fortschreibung erneut aufgegriffen werden.

Das Land Niedersachsen wies darauf hin, dass zu klären sei, ob sich der Platzbedarf bei der Inselquerung durch den Einsatz des metallischen Rückleiters erhöhe. In ihrer

Stellungnahme weisen die ÜNB darauf hin, dass geplant sei, den metallischen Rückleiter zwischen den beiden Polen und mit einer etwas größeren Tiefenlage zu verlegen, wodurch sich kein breiterer Korridor ergebe. Es sei demnach im Vergleich zu Trassen ohne metallischem Rückleiter von dem gleichen Platzbedarf bei der Inselquerung auszugehen.

Hinsichtlich der aufgeworfenen Frage der Veränderung magnetischer Felder weisen die ÜNB in ihrer Stellungnahme darauf hin, dass sich hinsichtlich magnetischer Felder kein Unterschied dieser durch den Einsatz des metallischen Rückleiters ergebe.

Neben der Frage der Umsetzbarkeit und Verlegung wiesen einige Konsultationsteilnehmer darauf hin, dass die Einhaltung des 2 K-Kriteriums auch für 525 kV Seekabelsysteme notwendig sei. Anhand von Untersuchungen im Rahmen des den FEP begleitenden Auftrags konnte während des Fortschreibungsprozesses dargelegt werden, dass eine Einhaltung des 2 K-Kriteriums in den Trassenbereichen in der AWZ voraussichtlich gegeben ist. Aufgrund strengerer naturschutzfachlicher Anforderungen im Küstenmeer besteht in diesen Bereichen hingegen voraussichtlich die Notwendigkeit zusätzlicher Maßnahmen bei dem Nachweis der Einhaltung des 2 K-Kriteriums. Diese Maßnahmen wurden im Rahmen der Arbeitsgruppe zum 2 K-Kriterium u.a. mit VertreterInnen der ÜNB sowie der Länder Niedersachsen und Schleswig-Holstein erarbeitet und fanden Eingang in die erwähnte Vereinbarung vom 11.05.2020.

Ein Konsultationsteilnehmer regte eine Überprüfung an, ob die Standardübertragungsleistung von 2 GW so unumstößlich festzulegen sei oder ob nicht eine flexiblere Festlegung bzw. eine Über- oder Unterschreitung möglich sei. Die Festlegung einer Standardleistung als standardisierter Technikgrundsatz dient jedoch der frühzeitigen Festlegung und ist u.a. auch Grundlage für die

effiziente Nutzung und Auslastung von Netzanbindungssystemen als ein Kriterium der Flächenfestlegung. Somit hat die Standardübertragungsleistung unmittelbar Auswirkungen auch auf räumliche Festlegungen, was eine frühzeitige Festlegung erfordert. Eine etwaige technische Weiterentwicklung, die zu einer Anpassung der Standardleistung führen kann, kann im Rahmen künftiger Fortschreibungsverfahren des FEP diskutiert werden.

Erstmals erfolgt im FEP 2020 die Festlegung von Schaltfeldern und J-Tubes zum Anschluss der Windenergieanlagen auf bezuschlagten Flächen. Diese Festlegung wird von den Konsultationsteilnehmern grundsätzlich begrüßt bzw. von den ÜNB sogar dringend angeregt, um eine frühzeitige Berücksichtigung auch für das Plattformdesign zu gewährleisten. Zunächst nur für das 525 kV Anbindungssystem schlugen die ÜNB zum Vorentwurf des FEP 2020 die Festlegung von je 12 Schaltfeldern und J-Tubes pro 1000 MW Anschlussleistung, mithin 24 Schaltfelder und J-Tubes pro Konverterplattform vor. Andere Konsultationsteilnehmer, insbes. seitens der Offshore-Windparks, wiesen jedoch darauf hin, dass aktuelle Untersuchungen bereits bei einer Anschlussleistung von 900 MW aufzeigten, dass 12 Schaltfelder und J-Tubes nicht ausreichend seien, weshalb mindestens 15 Schaltfelder und J-Tubes pro 1000 MW Anschlussleistung festgelegt werden sollten. Zum Erörterungstermin am 18.11.2020 wurde durch das BSH die Festlegung von jeweils 14 Schaltfeldern und J-Tubes, die durch den ÜNB vorzusehen sind, vorgeschlagen. Der Vorschlag fand weitgehende Zustimmung.

In ihrer Stellungnahme zum Entwurf regten die ÜNB an, neben der Festlegung für 525 kV Anbindungssysteme Schaltfelder und J-Tubes auch für die zuvor zu realisierenden 320 kV Anbindungssysteme festzulegen. Dem Vorschlag wird nachgekommen, jedoch abweichend der Stellungnahme der ÜNB mit der Festlegung von ebenfalls jeweils 14

Schaltfeldern und J-Tubes pro 900 MW bis 1000 MW Anschlussleistung mit der Ausnahme des Anbindungssystems NOR-7-2, bei dem abweichend nur 12 Schaltfelder festgelegt werden, von denen jedoch zwei über die Möglichkeit eines Anschlusses von jeweils zwei Seekabeln verfügen. Damit können auch auf der Plattform NOR-7-2 14 Seekabel zum Anschluss von Windenergieanlagen eingezogen werden.

9.5.2 Ostsee

Ein Konsultationsteilnehmer sprach sich in seiner Stellungnahme zum Vorentwurf dafür aus, die Übertragungsleistung der Netzanbindungssysteme in der Ostsee nicht pauschal, sondern projektspezifisch festzulegen. Dies habe sich in der Vergangenheit bei von den Offshore-Windparks selbst gebauten Netzanbindungen durchgesetzt. Eine Standardisierung der Plattformen sei bislang nicht erkennbar und stattdessen sei die Windparkgröße die entscheidende Größe für die Auslegung der Netzanbindung. Es sei zudem darzulegen, wie die Standardleistung in Höhe von 300 MW hergeleitet worden sei. Eine Einhaltung des 2 K-Kriteriums sei auch mit Leistungen über 300 MW möglich, sofern man ein Verfahren zur Leistungsbegrenzung, wie etwa TCM II anwende.

Eine projektspezifische Festlegung der Leistung einer Netzanbindung in der Ostsee erfolgt im FEP nicht. Insbesondere aufgrund der veränderten Zuständigkeit des ÜNB, der die komplette Netzanbindung inklusive der Plattform zu realisieren hat, sind frühzeitige Vorgaben zu den wichtigsten Größen zweckmäßig. Zudem weist der verantwortliche ÜNB in einem Schreiben an das BSH vom 13.11.2020 darauf hin, dass eine höhere Übertragungsleistung als die im FEP als Standardleistung festgelegten 300 MW aufgrund der individuellen Rahmenbedingungen sowie der meist sehr großen Trassenlängen von ca. 100 km unrealistisch sei. Sofern die anzubindende Leistung die Standardleistung übertrage, sei

eine Lösung mit mehreren Netzanbindungssystemen mit jeweils 300 MW umzusetzen. In seiner Stellungnahme zum Entwurf des FEP 2020 weist der projektspezifische Konsultationsteilnehmer darauf hin, dass im Fall der Anbindung OST-1-4 die festgelegte Standardleistung in Höhe von 300 MW ausreiche, um das Leistungsvolumen fast vollständig auszuschöpfen.

9.6 Planungsgrundsätze

9.6.1 Rückbaupflicht und Sicherheitsleistung

Hinsichtlich der Rückbaupflicht wurde vorgebracht, diese im Umfang auf die in § 48 Abs. 4 Nr. 1 bis 4 WindSeeG genannten Belange zu begrenzen. Bei einer zu verzeichnenden kontinuierlichen Lagestabilität solle von einem vollständigen Rückbau abgesehen werden. Zudem sei der Prüfzeitraum hinsichtlich eines möglichen Hindernisses für Schifffahrt und Fischerei auf 5 Jahre zu begrenzen. Zudem wurde vorgebracht, dass es bzgl. der Entsorgung der zurückgebauten Komponenten keiner Regelung bedürfe, da sich diese aus den dann gültigen Gesetzen ergeben würde.

Die Zielsetzung eines möglichst vollständigen Rückbaus wird im FEP verfolgt, um eine möglichst hohe Nachnutzbarkeit der Flächen und Trassen zu ermöglichen. Die Gründe für den Rückbau sind in Planungsgrundsatz 4.4.1.5 dargelegt. Eine Beschränkung der Prüfpflicht auf 5 Jahre erscheint in Anbetracht der Vorgaben des SRÜ zur dauerhaften Sicherstellung nicht ausreichend. Die Regelungen zur Entsorgung stehen nicht im Widerspruch zu gesetzlichen Regelungen, so dass eine Nennung unschädlich erscheint.

9.6.2 Berücksichtigung aller bestehenden, genehmigten und festgelegten Nutzungen

Der Planungsgrundsatz 4.4.1.6 leitet sich aus Zielen und Grundsätzen der Raumordnung (2009 und Entwurf 2021) ab. In Stellungnahmen wurde vorgebracht, die Belange der Fischerei deutlicher zu benennen, insbesondere die Kombinationsmöglichkeiten mit anderen Nutzungen. Diesbezügliche Regelungen sind im Entwurf des Raumordnungsplans 2021 zur Diskussion gestellt. Eine exakte Festlegung der möglichen Befahrensregelungen ist jedoch nur im Einzelverfahren möglich. Anbindungssysteme und Interkonnektoren sind so zu verlegen, dass eine Überfischung möglich ist.

Zudem wurde von einem Konsultationsteilnehmer die Aufnahme von Regelungen zu Tunnelbauwerken gefordert. Außerdem sei der Planungsgrundsatz 4.4.1.4. „Berücksichtigung bestehender, genehmigter und festgelegter Nutzungen“ entsprechend zu ergänzen. Der vom Konsultationsteilnehmer vorgeschlagene Mindestabstand von 1.000 m widerspricht jedoch den Vorgaben der Raumordnung hinsichtlich einer sparsamen Flächeninanspruchnahme und eines Bündelungsgebots, die sich beide auch in diesem Plan wiederfinden. Der Planungsgrundsatz wurde entsprechend ergänzt. Bezüglich der Bedenken hinsichtlich elektrischer und magnetischer Felder durch Gleichstrom-Stromkabel kompensieren sich die magnetischen Felder der Leiter zum großen Teil aufgrund der gebündelten Verlegung des Hin- und Rückleiters. Auf den Planungsgrundsatz 4.3.3.14.1.11 wird verwiesen. Die metallische Abschirmung der Seekabel führt dazu, dass nach außen kein elektrisches Feld vorhanden ist.

Auch hinsichtlich der Regelungen zu der Möglichkeit der Verringerung der Abstände zur Anbindung des eigenen OWP's zu AC-Leitungen, welche das Umspannwerk mit dem Konverter verbinden, wurden Bedenken

geäußert. Wie im Grundsatz dargelegt, erscheinen diese Vorgaben für OWPs bei verringerten Abständen erforderlich, um Mehrkosten für den Netznutzer zu vermeiden. In Anbetracht der zu erwartenden Anlagenabstände von über 1 km sollte zudem die Berücksichtigung eines entsprechenden Kabelkorridors, der bekannt ist, bevor die OWPs ausgeschrieben werden, bei der Planung des Parklayouts möglich sein. Nur mit diesen Auflagen lassen sich längere Ausfallzeiten der Netzanbindung und damit verbundenen Kosten für die Netznutzer vermeiden. Zudem sollte es im Interesse des angeschlossenen OWPs sein, die ihm zugewiesene Leitung möglichst schnell wieder nutzen zu können.

Auch hinsichtlich der Notwendigkeit einer Annäherungsvereinbarung sind Stellungnahmen eingegangen. Die Vorgabe der Annäherungsvereinbarung in jedem Fall wurde als unverhältnismäßig kritisiert. Allerdings zeigen die Erfahrungen aus den letzten Jahren, dass in den Einzelverfahren die vorgeschlagene kooperative Zusammenarbeit zwischen OWP und ÜNB herausfordernd ist. Die ebenfalls vorgetragene Verlagerung der Annäherungsvereinbarung vom Zeitpunkt der Genehmigung auf den Zeitpunkt der Bauausführungsplanung erscheint ebenfalls eher ungünstig. Im zentralen Modell sollte zum Zeitpunkt der Zulassung bereits das Parklayout so weit geklärt sein, dass ersichtlich ist, in welchen Bereichen der jeweilige Mindestabstand unterschritten wird, zumal sich die Netzanbindungen zum Zeitpunkt der Ausschreibung des OWPs vrs. bereits im Zulassungsverfahren befinden werden. Die Verschiebung des Zeitpunktes zum Vorliegen der Annäherungsvereinbarung von der Planfeststellung auf die Bauausführungsplanung mit der Begründung, dass erst zu diesem Zeitpunkt exakt feststände, ob eine Unterschreitung der Mindestabstände vorliegen würde, ist unter den Vorgaben des zentralen Modells nicht nachvollziehbar. Bereits heute finden sich zwischen den planfestgestellten Layouts und den tatsächlich

errichteten Anlagen in der Regel nur geringfügige Abweichungen, die sich mit der Bauungenauigkeit begründen lassen. Eine Verschiebung auf einen Zeitpunkt kurz vor Baubeginn des OWP würde also nur die Fragestellungen auf einen späteren Zeitpunkt verschieben und den zeitlichen Druck zum Abschluss einer Vereinbarung erhöhen.

9.6.3 Berücksichtigung von Kulturgütern

Hinsichtlich der Berücksichtigung der Vorgaben des Planungsgrundsatzes 4.4.1.7 wurde im Vorentwurf eine Konsultationsfrage gestellt und im Entwurf ein Abstand von 40 m zur äußeren bekannten Wrackposition vorgeschlagen. Hierzu äußerten sich die Denkmalämter mit der Bitte, einen Abstand von mindestens 200 m um die maximal bekannte Ausdehnung des Bodendenkmals zu berücksichtigen oder alle Wracks im Einzelfall zu betrachten. Gleichzeitig wurde darauf hingewiesen, dass eine fachgerechte archäologische Auswertung geophysikalischer Untersuchungen, ergänzt um Untersuchungen mit ROVs oder Tauchern, möglich sei. Gleichzeitig wurde von Vorhabensträgern vorgetragen, dass auch eine Führung von deutlich weniger als 40 m um Wracks möglich sei, solange die Position des Wracks bei der Planung bekannt sei, da die entsprechenden Verlegeprozeduren dann an dieser Stelle entsprechend angepasst werden könnten. Ebenfalls wurde vorgetragen, dass bei essentiellen Standorten eine Bergung geprüft werden solle.

Alle dem BSH bekannten Wracks wurden den Denkmalämtern zur Einzelfallprüfung übermittelt. Die räumliche Festlegung berücksichtigt das Ergebnis dieser Prüfung. Eine Umgehung von Wracks wird im Rahmen dieses Plans als möglich angesehen. Die Entscheidung über eine Bergung wäre im Einzelfall im jeweiligen Zulassungsverfahren zu prüfen.

9.6.4 Berücksichtigung von behördlichen Standards, Vorgaben bzw. Konzepten

Es wurde im Rahmen der Konsultation vorgeschlagen, den „Nationalen Strategieplan Aquakultur für Deutschland“ aufzunehmen. Dieser Bitte wird nicht nachgekommen, da Aquakultur die Strategie auch keine Vorgaben o.ä. für die Festlegungen des FEP enthält.

9.6.5 Emissionsminderung

Die ÜNB nahmen dahingehend Stellung, dass die nun enthaltene Notwendigkeit einer Emissionsvorstudie als Teil der Antragsunterlagen zum Zeitpunkt der Antragstellung ggf. nicht vollständig leistbar sei. Zudem sollte die Auseinandersetzung mit Vermeidungs- und Verminderungsmaßnahmen sowie mit kumulativen Wirkungen auch andernorts in den Antragsunterlagen, insbesondere an geeigneter Stelle in der Umweltfachlichen Stellungnahme, erfolgen können und nicht zwingend Teil der Emissions-Vorstudie sein.

Es wird darauf hingewiesen, dass bereits in derzeit laufenden Zulassungsverfahren Emissionsvorstudien eingereicht werden. Daher erscheint dies auch für zukünftige Vorhaben möglich. In der UVS bzw. UfS ist der Themenbereich auch zu beleuchten. D.h. die UVS soll auf die Inhalte der Emissionsvorstudie zurückgreifen und bewerten. Hier geht es v.a. auch um die formelle Festhaltung im Ablauf des Planfeststellungsverfahrens und den Prüfpunkt "Verschmutzung der Meeresumwelt" gem. WindSeeG.

9.6.6 Berücksichtigung von Fundstellen von Kampfmitteln

Im Rahmen der Stellungnahmen wurde darauf hingewiesen, dass die Munitionsbelastung in der AWZ unzureichend kartiert und eine belastbare Datengrundlage von öffentlicher Seite zu schaffen sei. Für die Erstellung des Plans ist gesetzlich die Auswertung vorhandener Daten

vorgesehen. Auf die Ausführungen zu Datengrundlagen im Planungsgrundsatz 4.4.1.12 wird verwiesen.

Zudem wurde vorgetragen, dass für die Bergung und Entsorgung von Munition analog zum Vorgehen im Küstenmeer der Bund verantwortlich sei oder zumindest die Kosten erstattungsfähig sein sollten. Entsprechend der gängigen Verwaltungspraxis und unter Anwendung der Vorgaben der DIN 4020 ist für die Kampfmittelfreiheit der Bauherr verantwortlich.

Es wurde zudem vorgebracht, dass der Hinweis auf den Qualitätsleitfaden Offshore-Kampfmittelbeseitigung der Universität Leipzig aufgrund inhaltlicher Schwächen zu streichen sei. Da es sich jedoch lediglich um einen Hinweis handelt und dieser im Rahmen des Erörterungstermins von einem anderen Konsultationsteilnehmenden befürwortet wurde, wird dieser Bitte nicht gefolgt, es wird jedoch darauf hingewiesen, dass eigene Handlungsanweisungen genutzt werden können.

9.6.7 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, konnten diese Forderungen nicht umgesetzt werden.

Hinsichtlich des Planungsgrundsatzes 4.4.2.2 wurde von einem Konsultationsteilnehmer vorgetragen, dass bei der Festlegung von Gebieten aktuelle Erkenntnisse zu Nachlaufeffekten von linksdrehenden Anlagen nicht ausreichend berücksichtigt seien. Das technische und

operative Optimierungspotential von bis zu 23% sei auszuschöpfen, um einen flächensparenden Ausbau wirksam umzusetzen. Nach Abschluss des peer-review-Verfahrens des betreffenden Artikels sind die erwähnten Quantifizierungen eines Ertragszuwachses durch linksdrehende Windenergieanlagen nicht mehr enthalten.

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.

9.6.8 Abweichung der tatsächlich installierten Leistung von der zugewiesenen Netzanbindungskapazität

Wesentliche Änderung des Planungsgrundsatzes gegenüber dem FEP 2019 ist, dass für eine Abweichung der tatsächlich installierten Leistung von der zugewiesenen Netzanbindungskapazität kein Nachweis zu erbringen ist, wenn diese einen Umfang von 10 Prozent der zugewiesenen Netzanbindungskapazität nicht überschreitet.

Seitens der Betreiberverbände wurde diese Konkretisierung des Planungsgrundsatzes begrüßt.

Seitens der ÜNB wurde darauf hingewiesen, dass die Netzanbindungssysteme auf die zugewiesene Leistung hin ausgelegt werden. Der Verzicht auf einen rechnerischen Nachweis berge damit das Risiko, dass das 2 K-Kriterium kurzfristig nicht eingehalten werden kann. Neben dem 2 K-Kriterium seien zusätzlich die thermischen Grenzen der eingesetzten Betriebsmittel zu beachten.

Die Erkenntnisse aus der Arbeitsgruppe zum 2 K-Kriterium lassen nach wie vor den Schluss zu, dass die im Rahmen des konservativen Berechnungsverfahrens getroffenen Annahmen zur Verfügbarkeit der Windparks Maßnahmen zur Erhöhung der installierten Leistung bereits mit abdecken. Um das Risiko einer kurzfristigen Überschreitung der thermischen Grenzen der Betriebsmittel oder des 2 K-Kriteriums zu vermeiden, soll der laufende Betrieb der Netzanbindungssysteme durch modellhafte Verfahren (z. B. TCM II) überprüft werden.

9.6.9 Unterkünfte auf Plattformen

Die ÜNB wiesen darauf hin, dass sich dieser Planungsgrundsatz nur auf die Phase der Inbetriebnahme des Offshore-Netzanbindungssystems beziehen würde. Wichtig aus Sicht der ÜNB wäre auch die Option, sog. Temporary/ Modular Living Quarters für den Fall von außerplanmäßigen und temporären Kampagnen und Maßnahmen während des Betriebes installieren und nutzen zu können.

Diese Einschätzung wird nicht geteilt. Der Planungsgrundsatz bezieht sich neben der Phase der Inbetriebnahme auch auf den Betrieb.

9.6.10 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. Im FEP 2019 und im vorliegenden FEP 2020 wurden diese Festlegungen fortgeführt. Im Rahmen der Stellungnahmen wurde darum gebeten, dass dieser Planungsgrundsatz auch für die parkinterne Verkabelung der Offshore-Windparkvorhaben gelten soll. Im Sinne einer möglicherweise künftig zugelassenen Fischerei innerhalb von Windparks wäre eine generelle Gültigkeit der Vorgaben zu begrüßen.

Diesbezüglich wird auf die jeweiligen Befahrensregelungen verwiesen. Sofern diese zukünftig allgemeingültig gefasst werden, wird eine Änderung dieses Planungsgrundsatzes im Rahmen einer Fortschreibung des FEP geprüft werden.

Aus einer Stellungnahme kam der Hinweis, dass die Überdeckung von Seekabeln durch eine ausreichende Verlegetiefe gewährleistet werden soll, so dass zusätzliche Steinschüttungen entfallen können. Gemäß Planungsgrundsatz 4.4.4.7 Überdeckung sollen bei der Festlegung der dauerhaft zu gewährleistenden Überdeckung von Seekabelsystemen u.a. die Belange der Fischerei berücksichtigt werden. Dazu wird im Bereich der AWZ der Nordsee eine Mindestüberdeckung von 1,5 m festgelegt.

9.6.11 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 ist. Während des aktuellen Fortschreibungsverfahrens wurde die Arbeit der während der Aufstellung des FEP 2019 eingerichteten Arbeitsgruppe 2 K-Kriterium fortgeführt. Eine zentrale Frage war dabei, ob die nun für die Zone 3 festgelegte Standardübertragungsleistung von 2 GW in allen

Trassenbereichen und demnach auch in Küstenmeerbereichen auch unter Berücksichtigung des 2 K-Kriteriums übertragen werden kann. Auf Grundlage von gutachterlichen Auswertungen im Rahmen des begleitenden Auftrags des BSH konnte ermittelt werden, dass eine Einhaltung des 2 K-Kriteriums im Bereich der AWZ voraussichtlich gewährleistet werden kann. In Küstenmeerbereichen Niedersachsens und Schleswig-Holsteins gelten jedoch teilweise andere Rahmenbedingungen. Die Maßnahmen für das Küstenmeer waren auch Bestandteil der Vereinbarung zwischen Bund, Küstenländern und ÜNB vom 11. Mai 2020. Ein Konsultationsbeitrag forderte demzufolge, diese Maßnahmen auch im Planungsgrundsatz im FEP zu benennen.

Eine Konkretisierung des Planungsgrundsatzes zu Maßnahmen zur Einhaltung in Bezug auf das Küstenmeer kann im FEP jedoch nicht erfolgen. Der FEP trifft keine Festlegungen für Küstenmeerbereiche, und die Planungsgrundsätze finden außerdem nur in der AWZ Anwendung. Mit den Ausführungen im Rahmen des standardisierten Technikgrundsatzes soll vielmehr deutlich werden, dass die hier festgelegte Standardübertragungsleistung voraussichtlich auch im Küstenmeer unter Einhaltung des 2 K-Kriteriums übertragen werden kann.

9.7 Möglichkeiten der Abweichung

Die ÜNB nahmen dahingehend Stellung, dass die Möglichkeit einer Abweichung von standardisierten Technikgrundsätzen insbes. in Bezug auf das Drehstromanbindungskonzept in der Ostsee aufgenommen werden sollte.

Dieser Forderung wird nicht gefolgt. Zum einen ist eine Abweichung von den standardisierten Technikgrundsätzen nur möglich, sofern in einem speziellen Einzelfall eine Abweichung notwendig oder aufgrund von neuen Erkenntnissen sinnvoll ist. Auf den Sinn und

Zweck von standardisierten Technikgrundsätzen wird hingewiesen (vgl. Kapitel 4.1). Die standardisierten Technikgrundsätze werden im Rahmen der Fortschreibungsverfahren des FEP geprüft und im Rahmen dieser bei Bedarf aktualisiert werden.

Des Weiteren äußerten die ÜNB, dass das Einzelzulassungsverfahren nur bedingt geeignet sei, um über Abweichungen zu entscheiden, da über diese bereits im Vorfeld etwa zur Ausschreibung des Netzanbindungssystems eine Entscheidung vorliegen müsse. Daher sollte im FEP die Möglichkeit aufgenommen werden, für Abweichungen eine gesonderte Abstimmung im Vorfeld des Einzelzulassungsverfahrens durchzuführen.

Dieser Forderung wird nicht gefolgt. Ziel der Festlegung von Planungsgrundsätzen ist es, eine Grundlage für eine systematische und koordinierte Gesamtplanung zu schaffen. Der Festlegung von Planungsgrundsätzen liegt bereits eine Abwägung möglicherweise betroffener öffentlicher und privater Belange zugrunde, so dass die Festlegung von Planungsgrundsätzen zudem bereits eine Prüfung möglicher Alternativen beinhaltet. Daher sollte die Einhaltung der Planungsgrundsätze für die Ausschreibung von Netzanbindungen zugrunde gelegt werden.

Sofern eine gleichzeitige Einhaltung aller nicht abweichungsfester Planungsgrundsätze nicht möglich ist, kann dies, wie in Kapitel 4.5.2 dargestellt, in das Einzelzulassungsverfahren eingebracht werden. Dies ist insbesondere aufgrund möglicher Betroffenheiten von öffentlichen und privaten Belangen und Interessen erforderlich.

9.8 Bestimmung der voraussichtlich zu installierenden Leistung

Die Methodik zur Bestimmung der voraussichtlich zu installierenden Leistung war Bestandteil umfangreicher Konsultationen zum

Vorentwurf des FEP. Insgesamt ergab sich bei Auswertung der eingegangenen Stellungnahmen zu den betreffenden Konsultationsfragen kein einheitliches Bild:

Die Küstenbundesländer sprachen sich dafür aus, dass bei der Feststellung der voraussichtlich zu installierenden Leistung die Effizienz der Netzanbindung gegeben sein sollte. Im Hinblick auf den begrenzten Trassenraum im Küstenmeer sollte eine Erschließung zukünftiger Flächen über das 2GW-Anbindungskonzept erfolgen.

Einige Konsultationsteilnehmer wiesen darauf hin, dass im Hinblick auf eine effiziente Flächennutzung und die Erreichung der Ausbauziele eine höhere Leistungsdichte vorteilhaft wäre.

Die Betreiberverbände sprachen sich dafür aus, die Leistungsermittlung am Standard-Anbindungskonzept auszurichten und die Ausweisung kleiner Teilflächen mit individuellen Anbindungskonzepten zu vermeiden, da diese wirtschaftlich nicht attraktiv seien. Auch die ÜNB würden eine Ausrichtung der Leistung am Standard-Anbindungskonzept begrüßen.

Das BSH hatte am 12.08.2020 zu einem Fachworkshop eingeladen, bei dem zunächst Ergebnisse aus laufenden und abgeschlossenen Forschungsvorhaben vorgestellt wurden und im Anschluss die aufgeworfenen Konsultationsfragen im Vorentwurf des FEP zu diesem Themenbereich diskutiert wurden.

Bei der Vorstellung der Forschungsergebnisse zeigte sich, dass seitens der Wissenschaftler ein weitestgehender Konsens darüber besteht, dass bei einem zunehmenden Ausbau der Offshore-Windenergie eine Steigerung der Verluste durch Nachlaufeffekte zu erwarten ist. Die Berechnungsmodelle erlauben jedoch aktuell keine verlässliche Quantifizierung insbesondere der durch weiträumige, d.h. gebietsübergreifende Nachlaufeffekte hervorgerufenen Verluste.

Die Teilnehmer der Diskussion sprachen sich dafür aus, bei den Gebieten in Zone 3 die Leistung tendenziell geringer anzusetzen. Aus Sicht einzelner Wissenschaftler wäre für eine effiziente Stromerzeugung sogar eine Reduktion der Leistungsdichte auf deutlich unter 8 MW/km² erforderlich. Es zeigte sich, dass insbesondere im Hinblick auf die Effizienz der Stromerzeugung in den großen zusammenhängenden Gebieten N-11 bis N-13 noch weiterer Untersuchungsbedarf besteht.

Grundsätzlich stellt sich bei der Abwägung der zuvor genannten Aspekte heraus, dass aufgrund der unterschiedlichen Voraussetzungen bei den verschiedenen Flächen die Anwendung eines universellen Ansatzes zur Leistungsermittlung an seine Grenzen stößt. Das BSH spricht sich daher dafür aus, die Leistung für die einzelnen Flächen unter Beachtung der jeweiligen Randbedingungen individuell festzulegen. Dementsprechend wird der FEP 2020 zunächst nur eine Festlegung für die Gebiete N-9 und N-10 treffen. Eine Erörterung der Leistungsermittlung für die Gebiete N-11 bis N-13 sollte im Rahmen des kommenden Fortschreibungsverfahrens unter Berücksichtigung der Fortschreibung der Raumordnungspläne für die deutsche AWZ, der Raumordnungspläne der Küstenbundesländer und unter Beachtung der weiteren Ergebnisse aus den laufenden Forschungsvorhaben erfolgen.

In den Stellungnahmen zum Vorentwurf wurde vorgeschlagen, bei Flächen, bei denen eine Reduzierung der voraussichtlich zu installierenden Leistung im Rahmen der Plausibilisierung aufgrund der Kapazität der Anbindungsleitung erfolgt, bereits im FEP ein Overplanting vorzusehen. Da jedoch die Festlegung der voraussichtlich zu installierenden Leistung eine Auswirkung auf die zugewiesene Netzanbindungskapazität und damit Auslegung der Anbindungsleitung hat, erfolgt dies nicht.

9.9 Gebiete und Flächen

9.9.1 Nordsee

9.9.1.1 N-4 und N-5

Eine Stellungnahme stellte dar, dass Aussagen zu einer Nachnutzung der Gebiete N-4 und N-5 weiterhin nicht, sondern lediglich der Hinweis auf eine weitere Prüfung, enthalten sind. Die Gebiete N-4 und N-5 stehen hinsichtlich naturschutzfachlicher Fragestellungen für die Nachnutzung unter Prüfung. Eine Nachnutzung dieser Gebiete ist jedoch erst nach Rückbau der derzeit dort errichteten OWPs zu erwarten, so dass eine Entscheidung über die Nachnutzung zum jetzigen Zeitpunkt nicht erforderlich ist.

Seitens des BWO und des BDEW wurden die Schlussfolgerungen aus der Studie im Auftrag des Bundesverbandes Windenergie Offshore (BIOCONSULT SH et al., 2020) im Umweltbericht kritisiert und vorgebracht, dass der Bestand der Seetaucher stabil und damit keine ermittelte statistisch signifikante Abnahme der Abundanz der Seetaucher im Hauptkonzentrationsgebiet vorhanden sei.

Hier liegt zunächst ein Missverständnis vor. Mit der im Umweltbericht angeführten statistisch signifikanten Abnahme der Abundanz ist nicht, wie in den Stellungnahmen ausgeführt, ein Bestandrückgang im Hauptkonzentrationsgebiet der Seetaucher gemeint, sondern die Entfernung, bis zu der eine statistisch signifikante Änderung, hier Abnahme, der Seetaucherdichten festgestellt wurde (10 km). Die Studie im Auftrag des BWO bestätigt die für den FEP 2019 zugrundeliegenden Erkenntnisse aus Forschung und Monitoring zum Ausmaß der Meideeffekte bzw. den Habitatverlust für Seetaucher durch Offshore-Windparkvorhaben, insbesondere im Seegebiet westlich vor Sylt, und die veränderte räumliche Verbreitung von Seetauchern im Hauptkonzentrationsgebiet seit Bau der Windparks. Auf Kapitel 8.4 wird verwiesen.

Andere Konsultationsteilnehmer begrüßen, dass Gebiet N-5 aus Gründen des Vogelschutzes in Frage gestellt werde. Es werde zu Recht auf Nutzungskonflikte hingewiesen.

In Bezug auf die im Vorentwurf und den Entwürfen des FEP 2019 bezeichnete Fläche N-5.4 unter Prüfung wurde erneut vorgetragen, dass diese in den FEP inkl. einer möglichen Netzanbindung aus rechtlichen und fachlichen Gründen aufzunehmen sei und voruntersucht werden solle. Hierbei wurde vorgetragen, dass die bisherigen Erkenntnisse keine Anwendung des Vorsorgeprinzips rechtfertigen würden und mit einem veränderten Flächenzuschnitt naturschutzfachliche oder umweltrechtliche Belange einer Ausweisung der Fläche N-5.4 für die Offshore-Windenergie nicht mehr entgegenstehen würden. Entsprechend solle die Fläche sowie ihre Netzanbindung bis zur endgültigen Klärung der naturschutzfachlichen und umweltrechtlichen Belange ausgewiesen werden.

Die Prüfung hat auf Grundlage 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. Dies gilt auch vor dem Hintergrund der nun vorliegenden Studie zu Seetauchern in der deutschen Nordsee im Auftrag des Bundesverbandes Windenergie Offshore und den Konsultationsbeiträgen (BIOCONSULT SH et al., 2020).

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.

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 den Gebieten 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 ein Vorhaben in Gebiet N-4, das unter die Regelungen des Übergangsregimes fällt. Die Behandlung dieser Thematik bleibt dem Zulassungsverfahren vorbehalten.

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.

Auf Kapitel 8.4 und 5.2.2 wird verwiesen. Da der in § 5 Abs. 3 Satz 3 Nr. 2 WindSeeG genannte Unzulässigkeitsgrund „Gefährdung der Meeresumwelt“ erfüllt ist, ist eine Festlegung – wie in Kapitel 8 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.

In einer Stellungnahme zum Vorentwurf des FEP 2020 wurde zudem eine Berücksichtigung von möglichen Layoutanpassungen der Fläche N-5.4 gefordert und ausgeführt, dass die Tragfähigkeitsgrenze für Seetaucher im Hauptkonzentrationsgebiet inklusive des möglichen Projekts auf der Fläche N-5.4 noch nicht erreicht werde. Die Prüfung verschiedener Layoutoptionen, die im Rahmen der Konsultation des FEP-Entwurfs 2019 mit Stellungnahme vom 12.04.2019 eingereicht

wurden, ergab einen zusätzlichen Flächenverlust im Hauptkonzentrationsgebiet von mindestens 100 km². Somit würde auch eine Anpassung des Layouts zu einer weiteren Flächeninanspruchnahme im Hauptkonzentrationsgebiet führen. Das in der Stellungnahme aufgeführte Argument, das Seetauchervorkommen im Hauptkonzentrationsgebiet konzentrierte sich im Osten des Gebietes in 50 km Entfernung zur Fläche N-5.4, sodass von einem Projekt auf dieser Fläche nur eine geringe Störwirkung im Vergleich zu anderen Bereichen ausgehen würde, ist vor dem Hintergrund der festgestellten kumulativen Verdrängung aller OWPs in den Gebieten N-4 und N-5 nicht nachvollziehbar. Die Schlussfolgerung der Stellungnahme hinsichtlich der Tragfähigkeitsgrenze für Seetaucher im Hauptkonzentrationsgebiet ist vor dem Hintergrund des beobachteten konstanten und nicht weiter zunehmenden Bestandes seit Bau der Windparks nicht nachvollziehbar. Zudem wurde bei der Vorstellung der Ergebnisse der Seetaucherstudie im Auftrag des BWO am 25.06.2020 ausgeführt, dass die Studie nicht zum Ziel hatte, die Frage zu beantworten, ob die Tragfähigkeitsgrenze des Hauptkonzentrationsgebiets erreicht worden sei, sondern ob sie überschritten wurde.

Wegen der Einzelheiten wird auf die Kapitel 5.1.2, 5.2.2 und 8.4 des FEP und Kapitel 4.6 und 4.12.4 des Umweltberichts Nordsee sowie auf den FEP 2019 und den entsprechenden Umweltbericht 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.

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. (vgl. Kapitel 9.3.2 und 9.3.3 des Umweltberichts Nordsee).

9.9.1.2 N-6

Im Rahmen der Konsultation des Vorentwurfs wurde von einem OWP-Betreiber erneut vorgetragen, dass aus seiner Sicht die Fläche N-6.7 ungeeignet und nicht wirtschaftlich sei. Bei der Ausweisung seien die Belange der angrenzenden bestehenden Windparks nicht hinreichend berücksichtigt, zudem benötige die 66kV-Anbindung eine Annäherungsvereinbarung mit den OWPs, da der Abstand zwischen den OWPs BARD Offshore 1 und Veja Mate zu gering sei. Aus diesen Gründen sei die Ausweisung der Fläche nicht zulässig.

Hinsichtlich der Leistung der Fläche N-6.7 und der grundsätzlichen Zulässigkeit der Ausweisung dieser Fläche wird auf die Abwägung des FEP 2019 verwiesen. Durch die Umstellung des Anbindungskonzeptes von 220 kV auf 66 kV ist zwischen den OWPs Veja Mate und BARD Offshore 1 die Verlegung von zwei Kabelsystemen von Amprion vorgeschlagen worden. Engstellen bestehen ausschließlich bei den äußeren Anlagen der beiden OWPs. Der Abstand zwischen 66kV-Kabel der Fläche N-6.7 und den bestehenden Windparks könnte sich an diesen Stellen ggf. auf 350 m reduzieren. Die bereits innerhalb der betroffenen OWPs liegenden Systeme zur Anbindung der beiden OWPs halten diesen Abstand von 350 m nicht ein. Da es sich lediglich um zwei punktelle

Unterschreitungen handelt, wird die Abstandsunterschreitung als möglich angesehen. Diese Einschätzung wurde in der Konsultation auch von anderen Konsultationsteilnehmern, auch aus dem Bereich der Offshore-Windparks, geteilt. Seitens der Betreiberverbände sowie der ÜNB wurde die Umstellung des Anschlusskonzepts für die Fläche N-6.7 auf das 66kV-Direktanschlusskonzept grundsätzlich begrüßt.

9.9.1.3 N-9, N-10, N-11, N-12 und N-13

Seitens der Übertragungsnetzbereiber und von Verbänden wurde vorgebracht, dass für die Gebiete N-11, N-12 und N-13 Flächen sowie Anbindungsleitungen festgelegt werden sollten. Jedoch besteht zum einen hinsichtlich der Ermittlung der voraussichtlich zu installierenden Leistung für die Gebiete N-11 bis N-13 noch weiterer Untersuchungsbedarf vor dem Hintergrund der Auswirkungen weiträumiger Nachlaufeffekte. Zudem ist für eine Bewertung des räumlichen Umrisses der Gebiete der Abschluss des aktuell laufenden Fortschreibungsverfahrens der Raumordnungspläne für die deutsche AWZ erforderlich.

Zudem wurde von einem Konsultationsteilnehmer vorgetragen, auf die Veränderung der Schifffahrtsroute 10 zu verzichten, da die Verlagerung des Verkehrs nur entstanden sei, weil dort keine Windparks die Route begrenzen würden und damit bereits begonnene Verfahren nicht weiter verfolgt werden könnten. Hinsichtlich der Schifffahrtsroute 10 wurde ein Gutachten beauftragt, welches sich mit den notwendigen Abmessungen der Schifffahrtsroute für die in § 5 Abs 3 Nr. 3 geforderte Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs auseinandersetzt. Die bisherigen Ergebnisse lassen nicht erkennen, dass die Festlegungen des FEP die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs beeinträchtigen. Hinsichtlich der nordwestlichen Kante der Schifffahrtsroute 10 wird auf die Fortschreibung der Raumordnung verwiesen. Der FEP weist in diesem Bereich keine Gebiete aus.

Außerdem ergibt sich aus der Konsultation, dass Bedenken im Hinblick auf die Bedeutung der Gebiete N-11 und N-13 für Seetaucher und Schweinswale bestehen, 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. Das BfN geht davon aus, dass die Forderung nach einem ausreichenden Pufferschutz um das Naturschutzgebiet „Sylter Außenriff – Östliche Deutsche Bucht“ und das Hauptkonzentrationsgebiet für Seetaucher für die weiteren Planungen von Clustern seitens des BSH umgesetzt wurde.

Im Rahmen der Änderung und Fortschreibung des FEP wurde ein Puffer von 5,5 km um das Hauptkonzentrationsgebiet der Seetaucher zugrunde gelegt. 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. Die Angemessenheit dieses Abstandes zum Hauptkonzentrationsgebiet Seetaucher wird im Rahmen des Monitorings weiter geprüft. Ein entsprechend großer Puffer um das Naturschutzgebiet „Sylter Außenriff – Östliche Deutsche Bucht“ ist aus Sicht des BSH fachlich nicht zu begründen. 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 für eine weitere Entwicklung in Betracht kommen. Außerdem kann über die Planungsgrundsätze der zeitlichen Gesamtkoordinierung von Errichtungs- und Verlegearbeiten sowie der Schallminderung und zusätzliche Vermeidungs-

und Minderungsmaßnahmen in der sensiblen Jahreszeit eine Gefährdung der Meeresumwelt sowie ein Vorliegen der artenschutzrechtlichen Verbotstatbestände ausgeschlossen werden.

Ein Naturschutzverband äußerte Bedenken hinsichtlich der Festlegungen der Gebiete N-9 bis N-13, da diese eine besonders hohe Bedeutung für Trottellummen besäßen. Zudem seien für Trottellummen, ähnlich wie für Seetaucher, signifikante Meideeffekte bis in 9 km Entfernung nachgewiesen worden. Hierzu wiederholt das BSH an dieser Stelle noch einmal die Ausführungen aus dem Eörterungstermin zum Entwurf des FEP 2020 am 18.11.2020, dass es sich bei Trottellummen, anders als bei Seetauchern, um eine Art mit ausgedehntem und sehr individuenstarkem Vorkommen innerhalb der Deutschen Bucht handelt. Vergleichbare räumliche Schwerpunkte wie bei Seetauchern westlich vor Sylt liegen für Trottellummen nicht vor. Aktuelle Erkenntnisse zum Meideverhalten von Trottellummen zeigen eine lokal unterschiedliche Ausprägung, die in fachwissenschaftlichen Veröffentlichungen mit lokalen Bedingungen in Zusammenhang gebracht wird (DIERSCHKE et al. 2016). Zudem gibt es Hinweise, dass es auch saisonale Unterschiede im Meideverhalten von Trottellummen gibt. Die in der Stellungnahme aufgeführten 9 km ergeben sich beispielweise aus Studien von MENDEL et al. (2018) und PESCHKO et al. (2020) im Bereich von Helgoland, in der saisonale Unterschiede zwischen Frühjahr und Sommer festgestellt wurden und von den Autor/-innen auf das Verhalten während der Brutzeit zurückgeführt werden. Aus fachlicher Sicht eignen sich die Erkenntnisse aus den genannten Studien daher nicht für eine AWZ-weite und saisonübergreifende Betrachtung, unabhängig vom räumlichen Vorkommen der Art. Es liegen keine Erkenntnisse vor, die eine Festlegung der Gebiete N-9 bis N-13 in Bezug auf Trottellummen in Frage stellen.

9.9.2 Ostsee

Ein Konsultationsteilnehmer trug vor, dass die Festlegung von Gebieten in der AWZ nur erfolgen dürfe, wenn eine vielfältige Bewirtschaftung des Raumes möglich bliebe und die Häfen Rostock, Stralsund und Mukran uneingeschränkt erreichbar bleiben. Diese Gebietsfestlegung des FEP findet sich in der Gebietsfestlegung des ROP-E 2021 wieder. Die Abwägung beinhaltet sämtliche öffentlichen und privaten Belange. Die Sicherheit und Leichtigkeit des Schiffsverkehrs ist durch die Festlegungen des FEPs weiterhin sichergestellt. Nach § 5 Abs. 3 S. 2 Nr. 3 WindSeeG darf die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs ohnehin nicht beeinträchtigt werden.

Konsultationsteilnehmende fordern, dass weitere mögliche Potentiale in der Ostsee über die Fläche O-1.3 hinaus im Bereich der Gebiete O-1, O-2 und O-3 berücksichtigt werden sollten. Die Gebietsfestlegung des FEP berücksichtigt die Vorgaben des ROP 2009 und findet sich im ROP-E 2021 wieder. Eine Verschiebung oder Verringerung der Schifffahrtsroute wäre im Rahmen der derzeitigen Fortschreibung der Raumordnung vorzutragen. Das im Rahmen der Eignungsprüfung der Fläche O-1.3 erstellte Schifffahrtsgutachten deutet darauf hin, dass eine Vergrößerung des Gebietes O-1 in nördliche Richtung unwahrscheinlich ist. Die Schifffahrtsroute ist durch mehrere Verkehrstrennungsgebiete und Tiefwasserwege geprägt und wird stark genutzt.

Von mehreren Konsultationsteilnehmern wurde des Weiteren vorgetragen, dass der FEP bislang nicht das Kriterium einer ausgewogenen Verteilung des Ausbaus in Nord- und Ostsee erfülle. Es sollten weitere Gebiete (und Flächen) in der Ostsee festgelegt werden. Diesbezüglich wurde auch auf die „Baltic Sea Offshore Wind Joint Declaration of Intent“ hingewiesen.

Zum einen ist die deutsche AWZ der Ostsee um ein vielfaches kleiner als die der Nordsee. Das genannte Kriterium findet zudem für die

Festlegung der Flächen und die zeitliche Reihenfolge ihrer Ausschreibung Anwendung. Eine Festlegung von weiteren Flächen in der AWZ der Ostsee ist derzeit aufgrund von Nutzungskonflikten nicht möglich (vgl. Kapitel 5.2.2).

Darüber hinaus solle nach den Stellungnahmen des BfN und den Umweltverbänden aus naturschutzfachlichen Gründen von einem weiteren Ausbau der Offshore-Windenergie in der Ostsee vollständig abgesehen werden.

9.9.2.1 O-1

Hinsichtlich der festgelegten Fläche O-1.3 ist auf der Grundlage der bereit vorliegenden Erkenntnisse davon auszugehen, dass die Fläche für die Errichtung und den Betrieb von WEA geeignet ist. Es wird auf die Eignungsprüfung verwiesen, die aufgrund der besonderen Bedeutung für den Vogelzug für einzelne Arten bzw. Artgruppen artenschutzrechtliche Vorgaben vorsieht.

9.9.2.2 O-2

Die Fläche O-2.2 steht aus naturschutzfachlichen und umweltrechtlichen Gründen, insbesondere den Vogelzug, unter Prüfung. 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. In Gebiet O-2 befindet sich ein Vorhaben, das im Rahmen der zweiten Übergangsausschreibung einen Zuschlag erhalten hat. Etwaiger Erkenntnisgewinn aus dem zu führenden Planfeststellungsverfahren wird im Rahmen der Fortschreibung des FEP Berücksichtigung finden. U.a. wird die Prüfung, ob eine Festlegung von Maßnahmen zur Vermeidung eines etwaigen signifikant erhöhten Kollisionsrisikos für Zugvögel (wie z.B. eine zeitweise Abschaltung der Windenergieanlagen

auf See bei Ereignissen mit sehr hoher Zugintensität) erforderlich ist, Gegenstand des Verfahrens sein. Ebenso wird auf das Verfahren „Arcadis Ost 1“ im Küstenmeer hingewiesen.

Zu der Frage, ob bei der Fläche O-1.3 eine erhebliche Beeinträchtigung der Sicherheit und Leichtigkeit des Schiffsverkehrs gegeben ist, hat das BSH im Rahmen der Voruntersuchung ein Gutachten zur verkehrlich schiffahrtspolizeilichen Eignung von Flächen in der AWZ der Nord- und Ostsee in Auftrag gegeben. Die Risikoanalyse ergab laut Gutachter keine der Eignung der Fläche entgegenstehenden Ergebnisse. Auf Grundlage der Ergebnisse kann abgeleitet werden, dass eine Risikoanalyse für die Fläche O-2.2 voraussichtlich zu vergleichbaren Ergebnissen kommen würde. Eine statistische Wiederholungsrate von unter 100 Jahren, die zulassungskritisch wäre, ist nicht zu erwarten. Zur abschließenden Bewertung wäre jedoch ein Fachgutachten erforderlich.

Von den ÜNB wurde darüber hinaus vorgetragen, das westlich an das Gebiet O-2 angrenzende Forschungsgebiet für eine Nutzung von Windenergie freizugeben. Eine Umwidmung des Gebietes von einem Vorbehaltsgebiet Forschung zu einem Windenergiegebiet wäre im Rahmen der aktuellen Fortschreibung des Raumordnungsplans vorzuschlagen.

9.9.2.3 O-3

Hinsichtlich Gebiet O-3 wurde vorgetragen, dieses nach Osten und Süden zu erweitern, um eine Fläche mit einer Leistung von 400 MW ausweisen zu können und hierfür auf die Ausweisung der U-Boot-Tauchgebiete zu verzichten und die Schifffahrtsroute zu verschieben. Wie im FEP 2019 auch umfasst das Gebiet O-3 den errichteten Windpark „Baltic 2“. Östlich des Gebietes liegt ein U-Boot-Tauchgebiet, welches von der NATO genutzt wird. Gemäß § 5 Abs. 3 Nr. 4 WindSeeG sind

Ausweisungen unzulässig, wenn sie die Sicherheit der Landes- und Bündnisverteidigung beeinträchtigen. Dies wäre bei der von einigen Konsultationsteilnehmern vorgetragene Erweiterung nach Osten der Fall. Hinsichtlich einer Veränderung der Schifffahrtsroute wird auf die Ausführungen unter 9.9.2 verwiesen. Auf die Vorgaben des § 5 Abs. 3 Nr. 3 WindSeeG wird verwiesen. Der verbleibende Bereich zwischen dem ausgewiesenen Gebiet und der raumordnerisch festgelegten Schifffahrtsroute im Süden bzw. dem militärischen Übungsgebiet im Osten ist zudem durch die Kabeltrassen stark zerschnitten und umfasst nur etwa 6 km². Dies erscheint deutlich zu klein für den wirtschaftlichen Betrieb eines eigenständigen Windparks (vgl. Kapitel 4.8.2.6).

9.10 Voraussichtlich zu installierende Leistung

Bezüglich der Fläche O-1.3 wurde zu der Plausibilisierung der ermittelten Leistung Stellung genommen. Einige Konsultationsteilnehmer sprachen sich gegen die Reduzierung auf 300 MW aus. Die ÜNB schlugen vor, die gesamte ermittelte Leistung von ca. 400 MW abzuführen, indem zwei Drehstrom-Seekabelsysteme mit je 300 MW realisiert werden würden. Ein Verband hingegen äußerte, dass vor dem Hintergrund der einzuhaltenden Abstände zu den Anlagen benachbarter Windparks und der erwarteten Anlagentechnologie eine voraussichtlich zu installierende Leistung von 330 MW bis 350 MW umsetzbar erscheine. Überdies verwies der Verband auf die Möglichkeit des Overplantings und äußerte, dass von einer zusätzlichen Anbindungsleitung aufgrund der geringen Auslastung abgesehen werden sollte.

Die Festlegung der voraussichtlich zu installierenden Leistung i.H.v. 300 MW für die Fläche O-1.3 wurde beibehalten. Von der Errichtung einer zusätzlichen Anbindungsleitung wird aufgrund der geringen Auslastung mit

maximal 120 MW bzw. 40% der Leitungskapazität bei Annahme einer 300 MW Anbindungsleitung abgesehen. Dies würde dem Zweck des FEP gemäß § 4 Abs. 2 Nr. 3 WindSeeG widersprechen, wonach der FEP Festlegungen mit dem Ziel trifft, eine geordnete und effiziente Nutzung und Auslastung der Offshore-Anbindungsleitungen zu gewährleisten. Auf die umwelt- und naturschutzfachlichen Auswirkungen sowie die Kosten einer zusätzlichen Anbindungsleitung, die in diesem Fall nicht effizient genutzt und ausgelastet wäre, wird hingewiesen. Auf die weiteren Ausführungen in Kapitel 5.3.1 wird verwiesen.

9.11 Festlegungen im Küstenmeer

Zu möglichen Festlegungen im Küstenmeer sind einige Konsultationsbeiträge eingegangen.

Es wurde vorgebracht, dass im niedersächsischen Küstenmeer die Festlegung eines Testfeldes kritisch gesehen wird. Der begrenzte Raum im Küstenmeer und Nationalpark würde die Einrichtung eines solchen Testfeldes nicht zulassen.

Für eine Festlegung im Küstenmeer von Niedersachsen wäre eine Verwaltungsvereinbarung zwischen dem Bund, vertreten durch das BSH, und dem Bundesland Niedersachsen erforderlich. Derzeit kommt eine Verwaltungsvereinbarung mit Niedersachsen nicht in Betracht.

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).

Das Energieministerium M-V regt in seiner Stellungnahme die Darstellung der Anbindungen der Gebietskulisse im Küstenmeer in den Karten des FEP an. Eine solche Darstellung kann jedoch nur dann erfolgen, sofern eine Trasse genehmigt und durch M-V an das BSH gemeldet

wurde. Der FEP legt darüber hinaus keine Trassenkorridore im Küstenmeer fest.

Gebiete und Flächen

Auf der Grundlage einer Verwaltungsvereinbarung zwischen dem BSH und dem Land M-V werden insgesamt zwei Gebiete (Gebiet O-4 und O-6) für die Errichtung und den Betrieb von WEA festgelegt.

Die im 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 wurde das Verfahren (anders als bei vergleichbaren Verfahren in der AWZ) nicht beendet. Damit ist das Gebiet O-6 nicht frei von Rechten Dritter, so dass innerhalb dieses Gebietes derzeit keine Fläche in den FEP aufgenommen werden kann. Seitens verschiedener Konsultationsteilnehmer wurde darauf hingewiesen, dass das in dem Gebiet O-6 vorhandene Erzeugungspotential von bis zu 1 GW nicht ungenutzt bleiben sollte, insbesondere vor dem Hintergrund der erhöhten Ausbauziele. Bezüglich der fehlenden Rechtsgrundlage zur Aufnahme der Fläche in den FEP wurde in verschiedenen Stellungnahmen eine Änderung des WindSeeG vorgeschlagen, mit der eine Aufnahme der Fläche in den FEP ermöglicht würde. Da eine solche Änderung des WindSeeG jedoch nicht erfolgt ist, kann zum aktuellen

Zeitpunkt keine Festlegung der Fläche, auch nicht unter Vorbehalt, erfolgen.

Testfeld

Nach § 5 Abs. 2 Satz 1 WindSeeG kann der FEP küstennah außerhalb von Gebieten Testfelder für insgesamt 40 km², die Kalenderjahre für die Inbetriebnahme der Pilot-Windenergieanlagen sowie der Testfeldnetzanbindung einschließlich der Netzkapazität festlegen. Im FEP 2019 wurde der westliche Teil des ehemaligen Gebietes O-7 als Testfeld ausgewiesen. Entsprechend der Festlegung im LEP M-V wurde der östliche Teil als Gebiet ausgewiesen. Auf das Erfordernis eines gesonderten raumordnerischen Verfahrens des Landes M-V zur Klärung des räumlichen Umrisses des Testfelds wurde hingewiesen.

Das Energieministerium M-V hat nunmehr in seinen Äußerungen zur Fortschreibung darauf hingewiesen, dass ein solches raumordnerisches Verfahren nicht erforderlich sei und eine Festlegung auch des östlichen Teils als Testfeld nicht den Festlegungen des LEP M-V 2016 widerspräche. In Konsultationsbeiträgen zum Vorentwurf des FEP 2020 wurde jedoch von verschiedenen Stellen darauf hingewiesen, dass aus nautisch-schiffahrtspolizeilichen Gründen eine erneute Prüfung des Testfelds erforderlich sei. Dies hänge mit der geplanten Seekanalvertiefung zur Ansteuerung der Rostocker Häfen zusammen. In diesem Zusammenhang sei die Einrichtung einer Tiefwasserreedee mit einer Wassertiefe von ca. 19 m im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang zum Seekanal erforderlich. Nach Einschätzung der WSV befinde sich die hierfür vorgesehene Stelle jedoch innerhalb des im LEP M-V festgelegten Vorranggebietes für Windenergieanlagen für Testzwecke. Es wurde in dem Zusammenhang auch eine Verschiebung des Testfelds vorgeschlagen, welche jedoch von anderen Konsultationsteilnehmenden abgelehnt wird.

Ein Konsultationsteilnehmer wies darauf hin, dass die Eignung der Fläche für die Windenergienutzung durch das Land M-V im Rahmen des LEP abschließend abgewogen und mit Verordnungsrang festgelegt worden sei. Zudem sei ausweislich der Verwaltungsvereinbarung zwischen dem BSH und M-V eine gesonderte Zulässigkeitsprüfung der Festlegung von Gebieten, Flächen, Testfeldern und sonstigen Energieerzeugungsbereichen nur bei planübergreifenden Fragestellungen bzw. beim Vortrag neuer Aspekte erforderlich. Nach Ansicht des Konsultationsteilnehmers lägen jedoch gegenüber der Erstellung des LEP M-V keine neuen Argumente vor. Es wurde daher durch den Konsultationsteilnehmer eine Fortschreibung des FEP wegen Geringfügigkeit einer Änderung, die keine Auswirkungen auf das planerische Gesamtgefüge habe, angeregt.

Nachdem diese Aspekte auch im Rahmen des Anhörungstermins zum FEP 2020 am 11.08.2020 diskutiert wurden, kündigte das Energieministerium M-V die Beauftragung zweier Gutachten mit dem Ziel der Klärung des Sachverhalts an. Die Ergebnisse der Gutachten seien für Herbst 2020 geplant. Im Zuge der diesbezüglichen Äußerungen beim Erörterungstermin zum FEP 2020 am 18.11.2020 wies das Energieministerium M-V darauf hin, dass nunmehr eine Aktualisierung der im Rahmen des LEP M-V erstellten Kollisionsrisikoanalyse sowie ein nautisches Gutachten zur Tiefwasserreedere vorläge. Die GDWS wies darauf hin, dass zum aktuellen Zeitpunkt auf Grundlage der Gutachten noch keine abschließende Beurteilung des Sachverhalts erfolgen könne. Die durch M-V beauftragten Gutachten müssten noch bewertet werden, zudem arbeite auch die GDWS an einem eigenen nautischen Gutachten, welches voraussichtlich im Dezember 2020 vorliegen solle. Angesichts dieser Sachlage war zum Zeitpunkt der Bekanntmachung des FEP 2020 keine abschließende Klärung erkennbar, sodass im FEP 2020 keine vorbehaltfreie Festlegung eines Testfelds im Küstenmeer M-V erfolgt.

Das Energieministerium M-V wies in seiner Stellungnahme zum Entwurf des FEP darauf hin, dass das Testfeld eindeutig umrissen sei und die bestehenden Vorbehalte ggf. Auswirkungen auf die Art und Weise der Umsetzung im Rahmen der konkreten Vorhabenplanungen und Genehmigungsverfahren hätten. Demnach dienten auch die erwähnten, durch M-V beauftragten Gutachten lediglich einer Vorprüfung zur Vorhabenplanung, zielten jedoch nicht auf die Ebene des LEP M-V oder des FEP. Eine Festlegung im FEP erfolgt angesichts der vorgebrachten nautisch-schiffahrtspolizeilichen Vorbehalte nicht.

Der zur Anbindung des Testfelds verpflichtete Übertragungsnetzbetreiber wies in der gemeinsamen Stellungnahme der ÜNB zum Entwurf des FEP darauf hin, dass angesichts der aufgetretenen Verzögerungen eine Inbetriebnahme der Testfeldanbindungsleitung im Jahr 2024 nicht mehr möglich sei.

In ihrer Stellungnahme weist die IHK Rostock darauf hin, dass die Belange des Tourismus in der Gesamtplanung berücksichtigt werden sollten. Hierzu sollten beispielsweise im Rahmen des Genehmigungsverfahrens Visualisierungen der geplanten Anlagen auf dem Testfeld erfolgen sowie die Höhe der Anlagen auf ein optisch akzeptables Maß reduziert werden. Der FEP trifft diesbezüglich keine Festlegungen. Etwaige Beschränkungen bzw. Auflagen obliegen dem jeweiligen Zulassungsverfahren.

9.12 Zeitliche Reihenfolge und Kalenderjahr der Flächen und Anbindungsleitungen

Die Äußerungen zur zeitlichen Reihenfolge und zum 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 FEP 2019 dargestellt.

Im Rahmen der Konsultation des Vorentwurfs wurde neben der Festlegung der Fläche N-5.4 des Vorentwurfs/Entwürfe des FEP 2019 aufgrund des im Raume stehenden Eintrittsrechts im zentralen Modell gefordert, diese bevorzugt zu behandeln in Bezug auf die zeitliche Einordnung. Bezüglich der Nichtfestlegung einer Fläche in Gebiet N-5 wird auf 9.9 verwiesen. Da keine Festlegung einer Fläche erfolgt, resultiert demzufolge auch keine Festlegung einer zeitlichen Reihenfolge.

Des Weiteren wurde auf die Abweichung zur Bestätigung des NEP 2019-2030 bezüglich der Anbindungsleitungen NOR-9-2 und NOR-12-1 hingewiesen. Mit der Erforderlichkeit der Realisierung von NOR-9-2 statt des NOR-12-1 im Jahr 2030 dürften die vorbereitenden Maßnahmen für die Umsetzung von NOR-9-2 aufgrund der fehlenden Bestätigung von NOR-9-2 im NEP 2019-2030 nicht gefährdet werden. Seitens des BSH wird darauf hingewiesen, dass unter den gegebenen Rahmenbedingungen eine weitgehende Abstimmung der beiden Netzplanungsinstrumente stattfindet. Diese wird unter anderem dadurch sichergestellt, dass eine gegenseitige Beteiligung und Abstimmung in den Prozessen stattfindet.

Die Festlegungen zur Inbetriebnahme der bezuschlagten Windenergieanlagen auf See sowie der Anbindungsleitungen wurden gegenüber dem FEP 2019 deutlich erweitert. Dementsprechend waren diese Aspekte Gegenstand umfangreicher Konsultationen bei der Aufstellung des FEP 2020.

Seitens der Betreiberverbände wurde bestätigt, dass der Direktanschluss von OWP an 2 GW-Netzanbindungssysteme innerhalb eines Kalenderjahres einen erhöhte Koordinierung zwischen ÜNB und OWP-Betreiber erfordere. Die quartalsscharfe Festlegung der Inbetriebnahme und die Festlegung weiterer verbindlicher Meilensteine wie das Zeitfenster des Einzugs der Innerparkverkabelung werde daher ausdrücklich begrüßt.

Die ÜNB wiesen darauf hin, dass eine Konkretisierung der Prozesse im Rahmen des nach § 17d EnWG abzustimmenden Realisierungsfahrplans erfolgen solle. Eine Festlegung des Quartals der Inbetriebnahme abweichend vom 4. Quartal des jeweiligen Kalenderjahres erfordere eine Beschleunigung des gesamten Realisierungsprozesses. Darüber hinaus sei bei der Festlegung die Schnittstelle zum landseitigen Übertragungsnetz zu berücksichtigen.

Vor einer Festlegung im FEP wurden die Betreiberverbände und ÜNB im Rahmen von Konsultationsfragen zum Entwurf des FEP gebeten, die wesentlichen Zwischenschritte bei der Inbetriebnahme von OWP und Anbindungsleitung darzustellen. Im Folgenden wird dieser Prozess zusammenfassend dargestellt.

Vor dem Beginn der Inbetriebnahme der Windparks sei demnach die Errichtung der Konverterplattform sowie die Verlegung des Seekabelsystems des ÜNB einschließlich des Einzugs in die Plattform erforderlich. Ab diesem Zeitpunkt könne seitens der ÜNB-Plattform die für die Inbetriebnahme der Windenergieanlagen erforderliche Spannung bereitgestellt werden.

Anschließend könne der Einzug der 66kV-Innerparkverkabelung durch den OWP-Betreiber erfolgen. Als frühestmöglicher Zeitpunkt wurde seitens der ÜNB das 4. Quartal des Vorjahres der Inbetriebnahme genannt. Die Betreiberverbände schlugen dafür aufgrund der besseren zu erwartenden Wetterbedingungen die ersten beiden Quartale des jeweiligen Kalenderjahrs vor. Der Zeitbedarf für den Kabeleinzug wurde seitens der Betreiberverbände mit ca. 8 Wochen zuzüglich etwaiger wetterbedingter Verzögerungen für den Anschluss von 1 GW installierte Leistung angegeben. Der Anschluss zweier Windparks könne nicht parallel, sondern müsse in zwei aufeinanderfolgenden Kabeleinzugfenstern erfolgen. Maßgeblicher Grund für diese Einschränkung sei die Begrenzung des maximal auf der Plattform zulässigen Personals.

Ab dem Zeitpunkt des Einzugs der 66kV-Innenparkverkabelung könne mit dem Testbetrieb zur Inbetriebnahme des DC-Netzanbindungssystems begonnen werden. Die Installation der einzelnen Windenergieanlagen könne parallel dazu sukzessive erfolgen. Die Errichtung der WEA müsse aufgrund der vorherrschenden Wetterbedingungen im Frühjahr / Sommer bzw. in den Quartalen 2 und 3 erfolgen. Für die Tests zur Inbetriebnahme des Netzanbindungssystems sei gemäß Betreiberverbände die Betriebsbereitschaft von 10 bis 30 Prozent der angeschlossenen OWP-Leistung erforderlich.

Den verbindlichen Zeitpunkt zur Gewährleistung der vollständigen Leistungsübertragung des Netzanbindungssystems stelle der verbindliche Fertigstellungstermin gemäß § 17d Abs. 2 EnWG dar.

Zur vollständigen Inbetriebnahme des OWP seien nach Herstellung der Betriebsbereitschaft der einzelnen WEA weitere Schritte erforderlich, welche nach Aussage der OWP-Verbände bis zu 3 Monate in Anspruch nehmen können. Eine vollständige Inbetriebnahme des OWP zum gleichen Quartal wie die Netzanbindung sei aus Sicht der Betreiberverbände demnach möglich, wenn die jeweiligen AC-Anbindungsleitungen des OWP zum Ende des Kabeleinzugsfensters durch den ÜNB in Betrieb genommen würden. Auch aus Sicht der ÜNB sei eine vollständige Inbetriebnahme des OWP zum Quartal der Inbetriebnahme der Netzanbindung grundsätzlich möglich.

Hinsichtlich des Anbindungssystems NOR-7-2 wiesen die ÜNB darauf hin, dass die Festlegung des Quartals der Inbetriebnahme abweichend vom 4. Quartal 2027 aufgrund des fortgeschrittenen Projektstatus eine signifikante Beeinflussung des Vergabeprozesses und des ohnehin kritischen Realisierungsfahrplans bedeuten und zu einer Erhöhung der Kosten für das Netzanbindungssystem führen würde.

Von Seiten eines Umweltverbandes wurde bezweifelt, dass Verzögerungen bei der Errichtung von Anbindungssystemen künftig nicht mehr auftreten werden. Angesichts der genannten Problematiken sei nicht schlüssig, wie die erforderlichen Anbindungskabel für einen Zubau auf 20 GW bis 2030 zeitgerecht und insbesondere mit den Zielen und Grundsätzen der o.g. Schutzgebiete umsetzbar wären.

Hinsichtlich möglicher Verzögerungen durch die Kabelverlegung wird auf die lange Vorlaufzeit für Planung und Realisierung hingewiesen. Im Gegensatz zu bisherigen Anbindungssystemen erfolgt durch den FEP nun eine geordnete Ausbauplanung mit konkreten Festlegungen für die Kalenderjahre der Inbetriebnahme einzelner Seekabelsysteme. Auf dieser Grundlage kann eine detaillierte Zeitplanung frühzeitig erfolgen. Dennoch besteht stets die Möglichkeit von Verzögerungen, etwa aufgrund von unvorhersehbaren Umständen oder Ausfällen.

9.13 Räumliche Festlegungen der Seekabelsysteme, Grenzkorridore und Plattformen

9.13.1 Netzanbindungssysteme

Hinsichtlich der räumlichen Festlegung der Plattformstandorte wurden von den ÜNB Änderungen hinsichtlich des Standorts NOR-3-2 aufgrund von Baugrundeigenschaften vorgebracht. Der Standort wurde entsprechend verschoben, die Verschiebung wurde im Verfahren diskutiert. Darüber hinaus baten die ÜNB um Festlegung eines möglichen Umspannplattformstandortes für die Fläche O-2.2 (unter Prüfung), um eine anderweitige Überplanung zu verhindern. Im Gegensatz zur Kabeltrasse wird hier durch das BSH das Risiko einer Überplanung durch dritte Nutzungen, die eine Ausweisung der Fläche zu einem späteren Zeitpunkt ermöglichen, die Umspannplattform jedoch verhindern, nicht gesehen. Eine Ausweisung der Umspannplattform wäre zu

einem späteren Zeitpunkt in einer Fortschreibung des FEP möglich, wenn die Prüfung der Flächennutzung abgeschlossen ist.

Die von den ÜNB vorgetragenen Argumente hinsichtlich der Umsetzbarkeit von Winkeln in der Trassenführung unter Berücksichtigung der Schleppkurven wurden weitestgehend übernommen. Die Schleppkurven sollten dabei auf das technisch notwendige Minimum begrenzt werden, insbesondere in Bereichen, in denen große Schleppkurven die nachfolgenden Systeme behindern.

Zudem trugen die ÜNB zu allen festgelegten Netzanbindungssystemen Änderungswünsche vor. Soweit diese den Planungsgrundsätzen, insbesondere der rechtwinkligen Kreuzung vorhandener Systeme und der Vermeidung von Kreuzungen widersprachen oder zu einer Verlängerung des Seekabelsystems führten, wurden diese nicht übernommen. Auch ein Tausch von Systemen zur Verlagerung der Unsicherheiten im Küstenmeer von einer unter Prüfung stehenden Netzanbindung auf Interkonnektoren wurde nicht gefolgt. Es wurde versucht, ein „Legen auf Lücke“ soweit wie möglich zu vermeiden. Hinsichtlich des Systems NOR-7-2 wurde im Rahmen der Konsultation der alternative Trassenverlauf von TenneT zur Diskussion gestellt. Der von den Verbänden gewünschte Festlegung des Plattformstandortes und der Netzanbindung erst nach Feststehen des Parklayouts kann nicht entsprochen werden, da der FEP diese verbindlich vorgeben muss und diese auch Grundlage für die spätere Ausschreibung der Fläche sind. Auf die Ausschreibung und Vergabe der Anbindungsleitung vor Ausschreibung der jeweiligen Fläche wird diesbezüglich hingewiesen. Während sich die ÜNB für die von ihnen vorgeschlagenen Trasse aussprachen, befürwortete das BfN aufgrund der Trassenlänge bei gleicher Kreuzungsanzahl die Trassenführung des BSH. Das BSH schließt sich dem Wunsch des BfN an.

Auch der Bitte des Landes Mecklenburg-Vorpommern hinsichtlich der Darstellung zukünftiger Netzanbindungen im Küstenmeer kann nicht gefolgt werden, da dem BSH keine Informationen zu Trassen vorliegen. Grundsätzlich sind für die Raumordnungs- und Zulassungsverfahren im Küstenmeer die Länder zuständig. Im Rahmen des FEP können entsprechende Festlegungen der Länder nachrichtlich übernommen werden, soweit diese von den Ländern mitgeteilt wurden.

9.13.2 Grenzkorridore

Hinsichtlich der Grenzkorridore zum Küstenmeer wurden insbesondere durch die Umweltverbände Bedenken geäußert, diese in der bisherigen Form nutzen zu können, da dieses den Vorgaben der jeweiligen Landesplanung widerspräche. Die Länder sicherten zu, dass eine Nutzung in dem im FEP geplanten Umfang vorgesehen sei bzw. Gegenstand laufender Verfahren sei. Insbesondere widerspräche die Ausweisung von NOR-7-2 nach Schleswig-Holstein und die Ausweisung von NOR-9-1 und NOR-10-1 zu Grenzkorridor N-III nicht den derzeitigen Planungen der Länder. Hinsichtlich den Fragen zu Größe, Gewicht und geplanter Verlegung der zukünftigen 2 GW-Netzanbindungen wird auf die Stellungnahme der ÜNB vom 04.11.2020 verwiesen, die hierzu Ausführungen macht. Entsprechend der Stellungnahme der ÜNB vom 04.11.2020 ist durch den dritten Leiter der zukünftigen 2 GW-Netzanbindungen nicht davon auszugehen, dass sich hierdurch die Anzahl der möglichen Trassen verringere, da dieser unterhalb der anderen beiden bisher geplanten Leiter verlegt werden solle. Darüber hinaus wurden naturschutzfachliche Bedenken zur Erforderlichkeit eines dritten Korridors und zum Rückbau der Kabel geäußert. Zur Erreichung des Ausbauziels von 20 GW bis 2030 ist aufgrund zeitlicher Beschränkungen bei der Inselquerung die Führung der Anbindungssysteme NOR-9-1 und NOR-10-1 zu Grenzkorridor N-III erforderlich.

Die naturschutzfachliche Prüfung für das Küstenmeer obliegt dem Land Niedersachsen, auf die Stellungnahme des Landes hinsichtlich der Umsetzbarkeit dieser Trassen wird verwiesen.

9.13.3 Grenzüberschreitende Seekabelsysteme

Das Land Niedersachsen wies zudem darauf hin, dass die möglichen Trassen im Küstenmeer begrenzt seien und vorrangig für Netzanbindungen zu nutzen seien. Dies ist dem BSH bewusst. Die Ausweisung von Interkonnektoren im Flächenentwicklungsplan orientiert sich an der Langfristplanung der europäischen Übertragungsnetzbetreiber.

Die Aussage eines Konsultationsteilnehmenden, dass zur Vermeidung im Rahmen der künftigen Planung Trassenführungen für Netzanbindungssysteme vornehmlich unter dem Aspekt der Festlegung der Kalenderjahre der Inbetriebnahme definiert werden und hier auf eine größere Flexibilität hingearbeitet werden sollte wird nicht gefolgt. Die Ausbauziele sind gesetzlich vorgegeben, so dass hier keine Flexibilität besteht, vorhandene Netzverknüpfungspunkte aufgrund einer optimaleren Trassenplanung in der AWZ über Jahrzehnte ungenutzt zu lassen. Eine Nichtnutzung des vorhandenen Netzverknüpfungspunktes würde dazu führen, dass die gesetzlich vorgesehenen Ausbauziele nicht zu erreichen wären, da keine alternativen Netzverknüpfungspunkte zur Verfügung stehen. Zudem würden sich die Trassenlängen zu den Netzverknüpfungspunkten kaum unterscheiden, da Richtung Niedersachsen in den nächsten Jahren keine küstennahen Netzverknüpfungspunkte zur Verfügung stehen.

Von den ÜNB wurde zudem darum gebeten, die Grenzkorridore O-XII und O-XIII so zu erweitern, dass neben den beiden Rohrleitungen NordStream 1 und 2 zwei weitere Interkonnektoren verwirklicht werden könnten. Hierzu wurde

auf die „Baltic Sea Offshore Wind Joint Declaration of Intent“ verwiesen. Der Raum zwischen den beiden Rohrleitungen beträgt etwa 1 km und ist damit entsprechend der Planungsgrundsätze ausreichend für ein Seekabelsystem. Die Trasse verläuft zudem vollständig durch Naturschutzgebiete bzw. militärische Übungsgebiete. Eine Erweiterung über den durch die Rohrleitungen vorgesehenen Bereich hinaus wird darum nicht als möglich erachtet. Da Richtung Osten mit O-X und O-XI zwei weitere Grenzkorridore für Interkonnektoren verfügbar sind, wird zudem kein Widerspruch zur Baltic Sea Offshore Wind Joint Declaration of Intent gesehen.

Hinsichtlich des geplanten Interkonnektors zwischen den Grenzkorridoren O-V und O-VI wurde vorgetragen, dass der von der Fehmarnbeltquerung eingenommene Raum und sein Umfeld nicht für Interkonnektoren infrage kämen. Zukünftige Trassen hätten einen ausreichenden Abstand, der in der Stellungnahme mit mind. 1.000 m definiert wird, einzuhalten. Zudem sei der Tunnel nachrichtlich in der Karte darzustellen. Die mehrere Jahre dauernde Bauphase darf nach Auffassung des Stellungnehmers in keinem Fall behindert werden, so dass im kompletten Baufeld, dessen Ausdehnung mehrere hundert Meter betragen wird, alle anderen Arbeiten unzulässig seien. Die Notwendigkeit des Abstandes von mind. 1 km wird mit Ankerverbotzonen entlang des Tunnels, die noch nicht definiert sind, sowie möglichen elektrischen Interferenzen, begründet.

Beim FEP handelt es sich um einen Fachplan für insb. Windenergie auf See und Stromleitungen. Die räumliche Sicherung eines Tunnelbauwerks ist entsprechend der gesetzlichen Vorgaben nicht Bestandteil des Fachplans. Das in der Stellungnahme angesprochene grenzüberschreitende Seekabelsystem wurde bereits im FEP 2019 festgelegt. Im Sinne der Planungsgrundsätze 4.4.1.1, 4.4.1.6, 4.4.2.2, 4.4.4.1 und

4.4.4.2 wäre bei der Planung eines grenzüberschreitenden Seekabelsystems in diesem Bereich eine möglichst dichte Parallelführung zu bestehenden, genehmigten und festgelegten Nutzungen sowie eine zeitliche Koordinierung anzustreben. Diesbezüglich wäre eine Führung innerhalb des Tunnels unter raumordnerischen Gesichtspunkten zu bevorzugen. Der in der Stellungnahme geforderte Abstand von mind. 1.000 m würde dem Bündelungsgebot der Raumordnung sowie des FEP nicht gerecht werden. Bezüglich der Bedenken hinsichtlich elektrischen und magnetischen Feldern durch Gleichstrom-Stromkabel weise ich darauf hin, dass bei den derzeitigen Interkonnektoren sich die magnetischen Felder der Leiter zum großen Teil aufgrund der gebündelten Verlegung des Hin- und Rückleiters kompensieren. Auf den standardisierten Technikgrundsatz 4.4.1.11 wird verwiesen. Die darin festgelegte gebündelte Verlegung von Hin- und Rückleiter bei Gleichstromseekabeln führt dazu, dass die magnetische Flussdichte deutlich unterhalb der durchschnittlichen Stärke des Erdmagnetfelds liegt.

In der Nordsee bat ein Vorhabensträger darum, die von ihm untersuchte Trasse zu übernehmen, die von den Vorgaben und räumlichen Festlegungen des FEP 19 sowie des FEP 20 abweicht und die Planungsgrundsätze nur teilweise umsetzt. Auch dieser Forderung kann nicht gefolgt werden.

Ein weiterer Teilnehmender an der Konsultation aus Dänemark äußerte eine Berücksichtigung der Telekommunikationskabel „Elektra-Global-Connect 1 (GC1)“ und „GlobalConnect-KPN“ sowie des geplanten „Bornholm Subsea Cable“ bei den Festlegungen des FEP. Die in Betrieb genommenen Telekommunikationskabel werden bei den Festlegungen des FEP berücksichtigt. Die zuletzt genannte Planung befindet sich bisher nicht im Verfahren beim BSH und ist somit nicht planungsrechtlich verfestigt. Bei der Planung neuer Systeme müssen die Festlegungen

des FEP berücksichtigt werden. Die Festlegung von Datenkabeln ist zudem nicht Gegenstand des FEP.

9.13.4 Verbindungen untereinander

Während im FEP 2019 noch insgesamt fünf Verbindungen untereinander in der Nordsee und drei in der Ostsee festgelegt wurden, wird im FEP 2020 nunmehr lediglich eine Verbindung in der Nordsee festgelegt.

Bereits im Vorentwurf des FEP 2020 wurde dargelegt, dass eine Bewertung der im FEP 2019 festgelegten Verbindungen auf Grundlage verschiedener Aspekte zu dem Ergebnis kommt, dass eine Festlegung von Verbindungen untereinander in den Zonen 1 und 2 der Nord- und Ostsee nicht zielführend wäre. Ein wesentlicher Aspekt dieser Bewertung war eine Kosten-Nutzen-Analyse, die im Rahmen des begleitenden Auftrags des BSH durchgeführt wurde. Diese wirtschaftliche Analyse kommt zu dem Ergebnis, dass die im FEP 2019 festgelegten Verbindungen in den Zonen 1 und 2 nur in seltenen Fällen eine Wirtschaftlichkeit aufweisen. Neben der Kosten-Nutzen-Analyse wurden auch räumliche Auswirkungen auf benachbarte Flächen sowie die Voraussetzungen auf den betreffenden Plattformen berücksichtigt.

Das skizzierte Vorgehen der Streichung der Verbindungen untereinander mit Ausnahme einer Verbindung in Zone 3 wurde im Vorentwurf auch in einer Konsultationsfrage adressiert. Die Antworten hierzu fielen unterschiedlich aus. Während die Streichung von einem Konsultationsteilnehmer begrüßt wurde bzw. von anderen keine Gründe gegen eine Streichung erkannt werden konnten, sprachen sich zwei Konsultationsteilnehmer dafür aus, die Räume für Verbindungen untereinander mit Blick auf den Aufbau eines Offshore-Netzes frühzeitig zu sichern. Auch wenn aktuell keine Wirtschaftlichkeit erkennbar sei, sollten die erforderlichen Räume nicht verbaut werden. Eine solche

langfristige Sicherung der erforderlichen Räume erscheint zwar zweckmäßig, ist jedoch im Einzelfall gegenüber den damit möglicherweise einhergehenden Beschneidungen benachbarter Flächen für Windenergieanlagen auf See abzuwägen. Auch beim Anhörungstermin am 11.08.2020 wurde das Thema beleuchtet und im Ergebnis festgehalten, dass die Wirtschaftlichkeitsanalyse sowie die dieser zugrunde liegenden Daten und Annahmen durch das BSH transparent gemacht werden sollten. Diesem Wunsch wurde mit einem Fachgespräch unter Beteiligung der Gutachter am 22.09.2020 nachgekommen. Im Anschluss an das Fachgespräch sind diesbezüglich keine weiteren Äußerungen eingegangen. In einer Stellungnahme zum Entwurf des FEP 2020 wurde angeregt, ab dem Jahr 2030 die Konverterplattformen als sog. Multi-Terminal-DC System auszulegen, um eine spätere Vermaschung zu ermöglichen. Da die technische Verfügbarkeit solcher Systeme jedoch zum aktuellen Zeitpunkt noch unklar ist, kann diesbezüglich noch keine Festlegung erfolgen. Nach Aussage der ÜNB wird jedoch bereits im Rahmen des aktuell erarbeiteten 525 kV-Plattformdesigns die Möglichkeit eines Multi-Terminal-DC-Betriebs untersucht. Nach Abwägung aller eingegangenen Stellungnahmen und Äußerungen erfolgt keine Anpassung der bereits im Vorentwurf enthaltenen Festlegung nur einer Verbindung untereinander in Zone 3 der Nordsee.

9.14 Sonstige Energiegewinnungsbereiche

Einige Konsultationsteilnehmer wiesen auf die nationale Wasserstoffstrategie hin. Grundsätzlich wird im FEP der gesetzliche Rahmen des § 5 Abs. 2a WindSeeG zugrunde gelegt.

Hinsichtlich der Größe eines sonstigen Energiegewinnungsbereichs ergab sich kein einheitliches Meinungsbild. Die Mindestgröße

eines Bereichs wurde hierbei sehr unterschiedlich eingeschätzt und variiert zwischen 28,8 km² und 100 km². Jedoch auch zu SEO-1 mit einer Größe von etwa 7 km² gab es eine Befürwortung der Festlegung, sodass auch dieser kleine Bereich festgelegt wird. Auf die Ausführungen unter 7.3 wird verwiesen.

Überdies wurde das Thema der Einschränkung der Wirtschaftlichkeit durch mögliche An- und Abflugkorridore sowie durch Abschattungen von anderen Windenergieanlagen auf See angesprochen. Als weiterer Nachteil wurde die Zerteilung und fehlende Erweiterungsmöglichkeit gesehen. Volks- und betriebswirtschaftliche Aspekte finden im FEP Berücksichtigung, vgl. hierzu Kap. 8.2. Dennoch ist es keine Aufgabe des FEP, die betriebswirtschaftlich günstigste Planungsoption festzulegen.

Betreffend weiterer Festlegungen von sonstigen Energiegewinnungsbereichen in der deutschen AWZ sind die Ergebnisse des zurzeit parallel laufenden Verfahrens der Fortschreibung der Raumordnungspläne für die ausschließliche Wirtschaftszone einzubeziehen. Im Rahmen dieser Fortschreibung ist nur eine Festlegung von sonstigen Energiegewinnungsbereichen in den Zonen 1 und 2 vorgesehen.

Zudem schlugen Konsultationsteilnehmer die Festlegung von sonstigen Energiegewinnungsbereichen im Küstenmeer vor. Der FEP kann auch fachplanerische Festlegungen für sonstige Energiegewinnungsbereiche für das Küstenmeer nach Maßgabe einer Verwaltungsvereinbarung zwischen dem Bund, vertreten durch das BSH, und dem zuständigen Land treffen. Das Land M-V, mit dem eine entsprechende Verwaltungsvereinbarung besteht, hat dem BSH im Rahmen dieser Fortschreibung keinen Vorschlag für die Festlegung eines sonstigen Energiegewinnungsbereichs übermittelt.

Im Rahmen der Stellungnahmen gab es zur Nordsee Äußerungen, die den Ausschluss von Leitungen aufgrund der Trassenknappheit im

Küstenmeer befürworteten. Ebenso gab es gegenteilige Äußerungen. Für den sonstigen Energiegewinnungsbereich SEN-1 stellt eine eigene Anbindung – auch aufgrund der Größe des Bereichs - im Verhältnis zur Kapazität einer Standard-Anbindung in der Nordsee mit 2 GW Übertragungsleistung eine ineffiziente Anbindungsmöglichkeit dar. Vor dem Hintergrund der begrenzten Anzahl möglicher Trassenkorridore in der Nordsee bei der Querung des Küstenmeers sollen zur Erreichung der mittel- und langfristigen Ausbauziele für die Windenergie auf See die verfügbaren Trassenkorridore der leitungsgebundenen Windenergie vorbehalten bleiben. Demzufolge wird für SEN-1 an dem Ausschluss festgehalten.

Auch wurden die Möglichkeit einer indirekten Stromnetzanbindung an eine „konventionelle Netzanbindung“ oder vermaschte Lösungen vorgeschlagen. Eine solche Möglichkeit ist jedoch gesetzlich nicht vorgesehen.

Betreffend SEO-1 wurde mehrfach geäußert, dass dieser Bereich sehr klein und daher ohne ausreichende Förderung kaum wirtschaftlich zu entwickeln sei. Jedoch gab es auch Befürworter der Festlegung, sodass dieser Bereich festgelegt wird.

Ansonsten führte ein Konsultationsteilnehmer aus, dass wirtschaftliche Aspekte bei der Festlegung derzeit nicht beurteilt werden und nicht in die Entscheidungsfindung einfließen sollten. Zwar dienen die Festlegungen der praktischen Erprobung von sonstigen Energiegewinnungsanlagen, allerdings ist auch vor dem Hintergrund nicht vorhandener Förderungsmechanismen eine Realisierbarkeit maßgeblich, um Erfahrungen mit der Erprobung und Umsetzung innovativer Konzepte sammeln zu können.

9.15 Übereinstimmung der Festlegungen mit privaten und öffentlichen Belangen

Hier wurde vorgebracht, dass die Belange der Fischerei keine Berücksichtigung finden und unklar ist, wann die Annahme von Nutzungskonflikten i.S.d. § 5 Abs. 4 Satz 2 Nr. 4 WindSeeG zu einer zeitlichen Zurückstellung oder einem Ausschluss von Flächen führt. Festlegungen zur Fischerei sind Gegenstand des ROP 2009 sowie der Fortschreibung mit dem ROP-E 2021, die parallel zur Fortschreibung und Änderung des FEP erfolgt und konsultiert wird. Nicht jeder Nutzungskonflikt führt zu einer Zurückstellung oder einem Ausschluss von Flächen. Hierfür ist eine gewisse Schwere erforderlich, die im Einzelfall geprüft wird.

9.16 Internationale Stellungnahmen

Das Land Polen wurde, wie vereinbart (Vereinbarung vom 10. Oktober 2018 zwischen der Regierung der Bundesrepublik Deutschland und der Regierung der Republik Polen über Umweltverträglichkeitsprüfungen und Strategische Umweltprüfungen im grenzüberschreitenden Rahmen) beteiligt und reichte eine Stellungnahme 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 seien die Auswirkungen der Festlegungen auf Polen nicht hinreichend dargelegt. Mängel bestünden bei der Beschreibung der erwarteten Auswirkungen des FEP, so dass keine Möglichkeit bestünde, diese zu prüfen.

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. Dennoch wurde eine komplette Übersetzung des FEP sowie des Umweltberichts der Ostsee zur Verfügung gestellt.

Außerdem fordert das Land Polen eine Analyse der kumulativen Auswirkungen des FEP sowie des polnischen Raumordnungsplans und der Planungen der angrenzenden Länder auf die Umwelt, auch unter Berücksichtigung der in den polnischen FFH-Gebieten geschützten Schutzgüter sowie eine kumulative Berücksichtigung von Natura2000-Gebieten in einer Entfernung von gut 100 km von der deutschen AWZ. Eine entsprechende Prüfung des Raumordnungsplans wird auf der Ebene der deutschen Raumordnungsplanung vorgenommen. Aufgrund der Entfernung der Natura2000-Gebiete zu Festlegungen sind keine erheblichen Auswirkungen zu erwarten.

Polen bat zudem darum, alle aktuellen Ergebnisse aus den Begleitforschungen der OWPs sowie der Pläne und alle verfügbaren Informationen zum Schallschutz übermittelt zu bekommen, bevorzugt auf Polnisch. Soweit die Forschungen aus staatlichen Mitteln betrieben werden, werden die Ergebnisse dieser Forschungsvorhaben veröffentlicht und sind öffentlich zugänglich.

Zudem äußerte das Land Polen Bedenken hinsichtlich der Gefährdung der Erreichbarkeit der Häfen Stettin und Swinemünde mit Schiffen mit 15 m Tiefgang, wie es in den Ausbauplänen für die Häfen vorgesehen ist. Die Planungen des FEP 2020 betreffen hierbei vor allem die Route Ystad – Swinemünde. Die geforderte Sicherstellung der Leichtigkeit und Sicherheit des Schiffsverkehrs ist bereits gesetzlich vorgegeben. Durch die Gebiete O-1 und O-2 wird die benannte Schifffahrtsroute nicht in ihrer Befahrbarkeit gegenüber den raumordnerischen Vorgaben

eingeschränkt. Eine Beeinträchtigung der Route durch Seekabel ist ebenfalls auszuschließen, da diese entsprechend den Vorgaben des Plans eingegraben werden.

Estland bedauerte, dass keine vollständige Übersetzung aller Dokumente erfolgte und bat im Sinne des Schutzes der biologischen Vielfalt um stärkere Vorgaben hinsichtlich des Schallschutzes und des Vogel- und Fledermauszugs in den nachfolgenden Verfahren.

Schweden hat darum gebeten, zur Wahrung der Schutzziele der Natura2000-Gebiete die Begleitforschung der Gebiete deutlich auszuweiten und auch getrennt nach Jahreszeiten und Wetterbedingungen vorzunehmen. Hinsichtlich der Ostsee-Schweinswalpopulation wurde auf deren Bedeutung insbesondere in den Wintermonaten hingewiesen. Bauarbeiten und Sprengungen von Blindgängern sollten nur mit geeignetem wirksamen Schallschutz und koordiniert in allen Ländern erfolgen. Darüber hinaus seien auch seismische Arbeiten zu koordinieren um kumulative Auswirkungen auf Schweinswale auszuschließen, da Störungen zu veränderten Bewegungsmustern führen könnten. Zum Schallschutz werden im Rahmen des Plans umfangreiche Vorgaben gemacht. Eine Koordinierung der Bauarbeiten ist ebenfalls als Planungsgrundsatz verankert.

Hinsichtlich des Vogel- und Fledermauszugs wird ebenfalls auf die hohe Bedeutung der Gebiete hingewiesen. Insbesondere zum Fledermauszug würden weiterhin große Wissenslücken bestehen, die langjährige Untersuchungen erfordern würden. Die Ausführungen zu den Gebieten seien hinsichtlich ihrer Bedeutung für den Fledermauszug zu ergänzen. Zudem fehle es an Minderungsmaßnahmen für den Fledermauszug analog zu den vorgeschlagenen Maßnahmen zum Vogelzug. Die Erkenntnisse aus laufenden und zukünftigen Forschungen werden bei der Fortschreibung des Plans in die Prüfung und Bewertung der Gebiete einbezogen. Bisher liegen

keine belastbaren Erkenntnisse zum Zugverhalten vor. Die für den Vogelzug ergriffenen Maßnahmen dürften jedoch auch negative Einflüsse für Fledermäuse vermeiden.

Hinsichtlich des Schutzguts Fische wird auf die Bedeutung der östlichen und westlichen Ostsee als Laichgebiete des Dorschs hingewiesen. Es wird vorgeschlagen Rammarbeiten zwischen Mai und August in Laichgebieten zu vermeiden oder zumindest nur mit Schallschutzmaßnahmen zuzulassen. Schallschutzmaßnahmen sind unabhängig von der Jahreszeit über die Planungsgrundsätze vorgegeben. Hinsichtlich der Fischerei wies Schweden auf die Bedeutung der Gebiete für passive Fischerei sowie Fischerei mit Grundschieppnetzen und pelagischen Schleppnetzen hin. Die Auswirkung der Ausweisungen von Windparks und Kabeln auf die Fischerei sein im Rahmen der Raumordnung bzw. der nachfolgenden Zulassungsverfahren zu berücksichtigen. Hinsichtlich der schwedischen Schifffahrtswege und der Infrastruktur werden keine Auswirkungen gesehen.

Die Länder Schottland, Finnland und Litauen sehen durch die Festlegungen des Plans keine Gefährdung ihrer Meeresumwelt.

Dänemark bringt unter Bezugnahme auf ihre Stellungnahme zu N-3.7 und N-3.8 vor, dass bei den Kenntnislücken zu Seevögeln eine angemessene Analyse der Auswirkungen schwierig sei. Es sei daher schwierig, zu einem Ergebnis im Hinblick auf das Vorliegen einer Störung zu gelangen.

9.17 Umweltberichte

Aus der Konsultation wurde die Äußerung vorgebracht, dass der Untersuchungsraum auch das Küstenmeer umfassen solle und kumulierende Auswirkungen durch bereits bestehende andere Meeresnutzungen wie Schifffahrt oder Rohstoffabbau einzubeziehen seien. Das angrenzende Küstenmeer und die angrenzenden Bereiche der Anrainerstaaten sind nicht unmittelbar Gegen-

stand dieses Plans, sie werden jedoch im Rahmen der kumulativen und grenzüberschreitenden Betrachtung im Rahmen der SUP mit betrachtet. In den Umweltberichten wird der Fokus auf die kumulative Betrachtung gleichartiger Nutzungen gesetzt, nämlich solcher Nutzungen, für die der FEP Festlegungen trifft. Eine intersektorale kumulative Betrachtung erfolgt im Rahmen der SUP auf der übergeordneten Ebene des Raumordnungsplans für die AWZ. Das gewählte Vorgehen wird grundsätzlich als ausreichend angesehen und erfüllt die Anforderung nach § 39 Absatz 3 UVPG, Doppelprüfungen zu vermeiden. Alle im FEP festgelegten Gebiete für Windenergie auf See sind auch Gegenstand des Entwurfs des Raumordnungsplans AWZ ROP-E 2021.

Außerdem wurde von Konsultationsteilnehmende der schlechte Erhaltungszustand des Schweinswals und die Zunahme von Dauerschallereignissen vorgebracht.

Im Hinblick auf die Entwicklung der Offshore Windenergie gelten zum Schutz der einheimischen marinen Säugertierarten Schweinswal, Seehund und Kegelrobbe strenge Maßnahmen. Erhebliche Störung wäre nämlich zu erwarten bei ungedämmten Rammarbeiten für die Einbringung von Fundamenten. Durch die strenge Einhaltung von Grenzwerten für den Ramm-schall und übergeordnete Koordinierung von Bauarbeiten wird stets sichergestellt, dass ausreichend geeignete Habitats (Nahrungs- und Rastgründe) zur Verfügung stehen. Der Schutz von Habitats wird in der deutschen AWZ der Nordsee gemäß der Vorgaben aus dem Schallschutzkonzept des BMU (2013) sichergestellt. In der deutschen AWZ der Ostsee werden ebenfalls Bauarbeiten stets unter strengen Maßnahmen zum Schutz der besonders gefährdeten Subpopulation des Schweinswals der zentralen Ostsee durchgeführt. Aus dem Betriebsmonitoring, seit nunmehr als fünf Jahren bei 20 Off-

hore Projekte gibt es keine Hinweise einer Meidung oder sonstigen Störung der drei einheimischen Meeressäugerarten.

10 Zusammenfassende Umwelterklärung und Überwachungsmaßnahmen

10.1 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 und ggf. sonstige Energiegewinnungsbereiche und Testfelder. Der FEP wurde erstmalig aufgestellt und gemäß § 6 Abs. 8 WindSeeG zum 30. Juni 2019 bekannt gemacht. Wegen Gesetzesänderungen und insbesondere aufgrund des im WindSeeG enthaltenem erhöhten Ausbauzieles von 20 Gigawatt für Windenergie auf See bis 2030 ist die Fortschreibung und Änderung des FEP 2019 erforderlich. Bei der Fortschreibung und Änderung des FEP ist im Sinne des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG)³⁰ begleitend bzw. integriert eine strategische Umweltprüfung (SUP) durchgeführt worden.

Die Durchführung einer Strategischen Umweltprüfung mit der Erstellung eines Umweltberichts ergibt sich aus § 8 Abs. 4 Satz 3 WindSeeG, § 35 Abs. 1 Nr. 1 UVPG i.V.m. Nr. 1.17 des Anhangs 5, da der 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 11. August 2020 mit Vertretern von Behörden, Verbänden und Privaten diskutiert worden. Der Untersuchungsrahmen wurde am 1. September 2020 festgelegt. Auf Grundlage der Konsultation ist jeweils ein separater Umweltbericht für die beiden Meeresräume gemäß § 40 UVPG und den Kriterien des Anhang I der SUP-Richtlinie erstellt worden. Die Untersuchungsräume 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

³⁰ 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.

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 Ergebnisse der artenschutzrechtlichen Prüfung sowie der Verträglichkeitsprüfungen bezüglich der Naturschutzgebiete dargestellt.

Mit Rechtsverordnungen vom 22. September 2017 wurden die bereits bestehenden Vogelenschutz- 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 2020 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, Trassen für Seekabelsysteme und sonstigen Energiegewinnungsbereichen 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 sowie zur sparsamen Flächeninanspruchnahme.

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 Bestandteile 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 Änderung und Fortschreibung des FEP gemäß § 43 UVPG berücksichtigt worden (vgl. dazu im Einzelnen die zusammenfassende Abwägung unter Kap. 9).

Im Rahmen des Beteiligungsverfahrens wurden der Entwurf des FEP und die Entwürfe der Umweltberichte national und international konsultiert. Der Erörterungstermin fand am 18. November 2020 statt.

Schwerpunkte der Konsultation waren im Wesentlichen

- Anpassung der Prüfungsinhalte gegenüber der SUP aus 2019,
- für den Umweltbericht Nordsee neue Erkenntnisse hinsichtlich des Meideverhaltens der Seetaucher,
- für den Umweltbericht Nordsee die Meideeffekte von Trottellummen

Die Strategische Umweltprüfung zur Fortschreibung des FEP basiert auf den Umweltberichten aus 2019 und lehnt sich methodisch und inhaltlich eng an die bestehende SUP an. Vor allem die Vergrößerung der Gebiete N-9 bis N-13 sowie die Festlegung sonstiger Energiegewinnungsbereiche sind neu hinzugekommen.

Umweltbericht Nordsee

Die aktuellen Ergebnisse aus dem Betriebsmonitoring von OWP sowie aus Forschungsvorhaben, die zum Teil vom standardisierten Monitoring gemäß Standarduntersuchungskonzept (StUK) unabhängige Untersuchungsmethoden nutzen (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 Windpark-Vorhaben 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). Auch die nun vorliegenden Studie zu Seetauchern in der deutschen Nordsee im Auftrag des Bundesverbandes Windenergie Offshore (BIOCONSULT SH et al., 2020) bestätigt die für den FEP 2019 zugrundeliegenden Erkenntnisse aus Forschung und Monitoring zum Ausmaß der Meideeffekte bzw. den Habitatverlust für Seetaucher durch Offshore-Windparkvorhaben, insbesondere im Bereich des Hauptkonzentrationsgebietes und die veränderte räumliche Verbreitung von Seetauchern im Hauptkonzentrationsgebiet seit Bau der Windparks. Zudem sind berechnete Bestandszahlen bzw. -entwicklungen qualitativ und quantitativ vergleichbar zu den Bestandsberechnungen des FTZ (SCHWEMMER H, 2019). Für die Quantifizierung des Habitatverlustes wurde in frühen Entscheidungen zu Einzelzulassungsverfahren 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 Habitatverlustes 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 Habitatverlusts von nunmehr 5,5 km ergibt sich, dass durch die bereits realisierten und im Positionspapier berücksichtigten Windparkvorhaben 19 % des 7.036 km² 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, auch vor dem Hintergrund der nun vorliegenden Seetaucherstudie im Auftrag des BWO, nicht zulässig. Die Gebiete N-5 sowie N-4 wurden für eine etwaige Nachnutzung unter Prüfung gestellt (siehe Kapitel 5.1.1 und 5.2.2 des FEP).

Im Rahmen der Konsultation wurden Bedenken hinsichtlich der Festlegungen der Gebiete N-9 bis N-13 geäußert, da diese eine besonders hohe Bedeutung für Trottellummen besäßen. Zudem seien für Trottellummen, ähnlich wie für Seetaucher, signifikante Meideeffekte bis in 9 km Entfernung nachgewiesen worden. Hierzu

wiederholt das BSH an dieser Stelle noch einmal die Ausführungen aus dem Eörterungstermin zum Entwurf des FEP 2020 am 18.11.2020, dass es sich bei Trottellummen, anders als bei Seetauchern, um eine Art mit ausgedehntem und sehr individuenstarkem Vorkommen innerhalb der Deutschen Bucht handelt. Vergleichbare räumliche Schwerpunkte wie bei Seetauchern westlich vor Sylt liegen für Trottellummen nicht vor. Aktuelle Erkenntnisse zum Meideverhalten von Trottellummen zeigen eine lokal unterschiedliche Ausprägung, die in fachwissenschaftlichen Veröffentlichungen mit lokalen Bedingungen in Zusammenhang gebracht wird (DIERSCHKE et al. 2016). Zudem gibt es Hinweise, dass es auch saisonale Unterschiede im Meideverhalten von Trottellummen gibt. Die in der Stellungnahme aufgeführten 9 km ergeben sich beispielweise aus Studien von MENDEL et al. (2018) und PESCHKO et al. (2020) im Bereich von Helgoland, in der saisonale Unterschiede zwischen Frühjahr und Sommer festgestellt wurden und von den Autor*innen auf das Verhalten während der Brutzeit zurückgeführt werden. Aus fachlicher Sicht eignen sich die Erkenntnisse aus den genannten Studien daher nicht für eine AWZ-weite und saisonübergreifende Betrachtung, unabhängig vom räumlichen Vorkommen der Art. Es liegen keine Erkenntnisse vor, die eine Festlegung der Gebiete N-9 bis N-13 in Bezug auf Trottellummen in Frage stellt.

Die Prüfung der Verträglichkeit des FEP im Hinblick auf Gebiete, Flächen, Plattformen, Seekabelsysteme und sonstige Energiegewinnungsbereiche 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 Bestandteile 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. In den nachgeordneten Zulassungsverfahren werden zudem Regelungen zur Vermeidung und Verminderung von erheblichen kumulativen Auswirkungen bzw. Störungen des Bestands des Schweinswals, die durch impulshaltigen Schalleinträgen verursacht werden können, getroffen. Die Regelungen leiten sich aus den Konzept des BMU zum Schutz des Schweinswals in der deutschen AWZ der Nordsee ab. Die Ergebnisse aus dem Monitoring der Betriebsphase haben keine Hinweise auf Störung des Bestands des Schweinswals ergeben. Das Monitoring schließt auch die Untersuchung des betriebsbedingten Eintrags von Unterwasserschall ein.

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 Hauptkonzentrationsgebietes 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 sich aus § 5 Abs. 3 Satz 2 Nr. 5 WindSeeG ergibt. Danach ist die Realisierung von OWP in Naturschutzgebieten 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.

Umweltbericht Ostsee

Bezüglich des Vogelzugs wurden im Rahmen der Flächenvoruntersuchung der Fläche O-1.3 ein über das StUK 4 hinausgehendes zusätzliches Monitoring der tagziehenden Landvögel mit Schwerpunkt Kranich, Greifvögel und Gänse mittels Rangefinder in Auftrag gegeben. Auf Basis der Erkenntnisse aus diesen Untersuchungen und der weiteren Kenntnislage kam das BfN als zuständige Bundesfachbehörde zu der Einschätzung, dass eine Verwirklichung des Tötungs- und Verletzungsverbots gemäß § 44 Abs. 1 Nr. 1 für einzelne Arten bzw. Artgruppen nicht

mit der erforderlichen Sicherheit ausgeschlossen werden könne. In die Eignungsfeststellung der Fläche O-1.3 wurde daher für einzelne Arten bzw. Artgruppen eine Vorgabe aufgenommen, wonach vom Vorhabensträger geeignete Maßnahmen zu ergreifen sind, um den Vogelzug in der Umgebung der Fläche zu beobachten und den Eintritt eines signifikanten Kollisionsrisikos zu vermeiden.

Für die Fläche O-2.2 liefern die Erkenntnisse aus den Untersuchungen zur Fläche O-1.3 und der Eignungsfeststellung wertvolle Hinweise. Auf Grund der Lage der Fläche O-2.2 weiter westlich und damit näher am zentralen Bereich des Kranichzugkorridors zwischen Rügen und Schonen sind die Erkenntnisse aus dem Planfeststellungsverfahren zum benachbarten Vorhaben „Baltic Eagle“ unter anderem essentiell. Die Fläche O-2.2 bleibt daher weiterhin in Prüfung.

Zur Minimierung des Risikos sind die Anlagen zudem so zu konstruieren, dass bei Errichtung und Betrieb Lichtemissionen soweit wie möglich vermieden werden, soweit diese nicht durch Sicherheitsanforderungen des Schiffs- und Luftverkehrs sowie Anforderungen der Arbeitssicherheit geboten und unvermeidlich sind. Eine möglichst verträgliche Beleuchtung während des Betriebs der Umspann- bzw. Sammelplattformen zur weitestgehenden Reduzierung von Anlockeffekten umfasst Maßnahmen wie z. B. ein bedarfsgerechtes An- und Abschalten der Hindernisbefeuern, die Wahl geeigneter Lichtintensitäten und Lichtspektren oder Beleuchtungsintervalle.

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.

10.2 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 den 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 Monitoringergebnisse abfragen, die zur Wahrnehmung der Überwachungsmaßnahmen erforderlich sind.

Ergänzend sind – auch zur Vermeidung von Mehrfachprüfungen – Ergebnisse aus bestehenden nationalen und internationalen Überwachungsprogrammen zu berücksichtigen. Einzu beziehen 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 räumlichem und zeitlichem 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 Raumbbeobachtung (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.

10.2.1 Monitoring der potenziellen Auswirkungen der Gebiete und Flächen für Windenergieanlagen auf See, der Plattformen und der sonstigen Energiegewinnungsbereiche

Die Untersuchung der potenziellen Umweltauswirkungen von Gebieten und Flächen für Offshore Windenergie sowie sonstigen Energiegewinnungsbereichen 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 Rammschalls 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 möglicher 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.

10.2.2 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 (Marine-Life Investigator) gesammelt und archiviert.

11 Literaturverzeichnis

- Agora Energiewende et al. (2020). *Making the Most of Offshore wind: re-Evaluating the Potential of Offshore Wind in the German North Sea*.
- Berthold, P. (2000). *Vogelzug - Eine aktuelle Gesamtübersicht*. Darmstadt: Wissenschaftliche Buchgesellschaft.
- BIOCONSULT SH et al. (2020). Divers (*Gavia* spp.) in the German North Sea: Changes in Abundances and Effects of Offshore Wind Farms. Prepared for Bundesverband der Windparkbetreiber Offshore e.V.
- 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 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: 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.
- 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 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 abgerufen

- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. (11. Mai 2020). *Mehr Strom vom Meer -- 20 Gigawatt Offshore-Windenergie bis 2030 realisieren*. Von Vereinbarung zwischen dem Bund, den Küstenländern Hansestadt Bremen, Hansestadt Hamburg, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen und Schleswig-Holstein sowie den Übertragungsnetzbetreibern 50Hertz, Amprion und TenneT vom 11. Mai 2020: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/M-O/offshore-vereinbarung-mehr-strom-vom-meer.pdf?__blob=publicationFile&v=6 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 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.
- Schmälder, A. (2017). Kommentar zur Seeanlagenverordnung. In Danner/Theobald, *Energierrecht* (S. § 7 SeeAnIV). München: C.H.Beck.
- Schneemann, J., Rott, A., Dörenkämper, M., Steinfeld, G., & Kühn, M. (2020). Cluster wakes impact on a far-distant offshore wind farm's power. *Wind Energy Science*(5), S. 29-49. doi:<https://doi.org/10.5194/wes-5-29-2020>
- SCHWEMMER H, M. N. (2019). *Aktuelle Bestandsgröße und –entwicklung des Sterntauchers (Gavia stellata) in der deutschen Nordsee. Bericht für das Bundesamt für Seeschifffahrt und*

Hydrographie und das Bundesamt für Naturschutz. Veröffentlicht unter <http://www.ftz.uni-kiel.de/de/forsch>.

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.

12 Anhang: Karten (nachrichtlich)

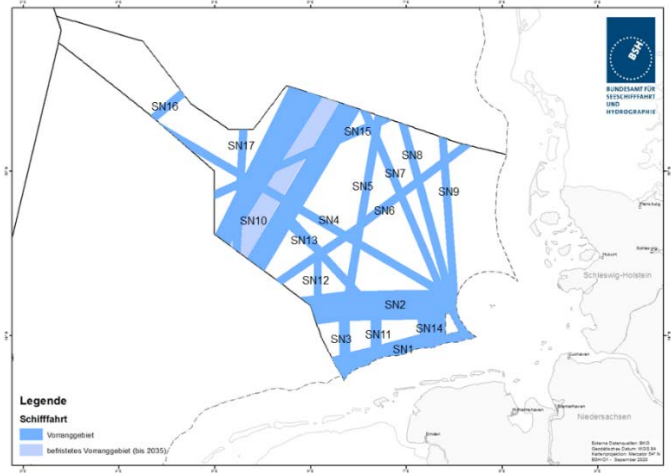
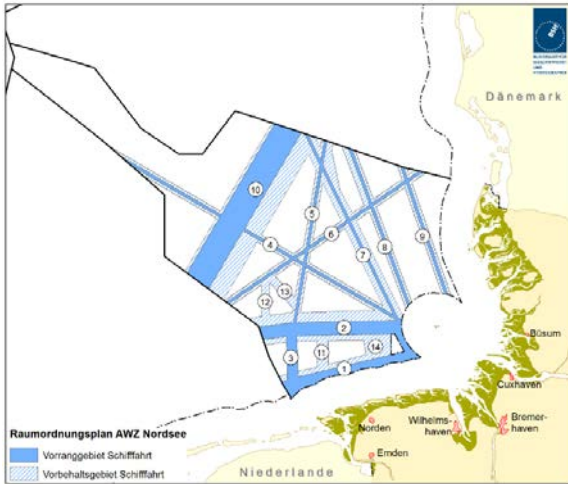


Abbildung 25: Schifffahrtsrouten des Raumordnungsplans 2009 AWZ Nordsee (links) und des Entwurfs des Raumordnungsplans (rechts)

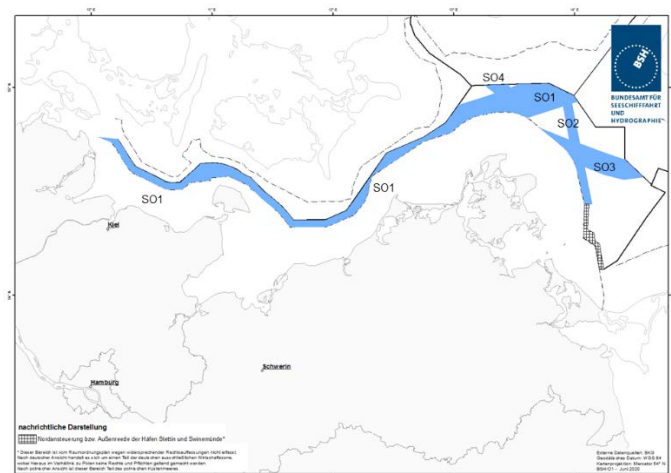
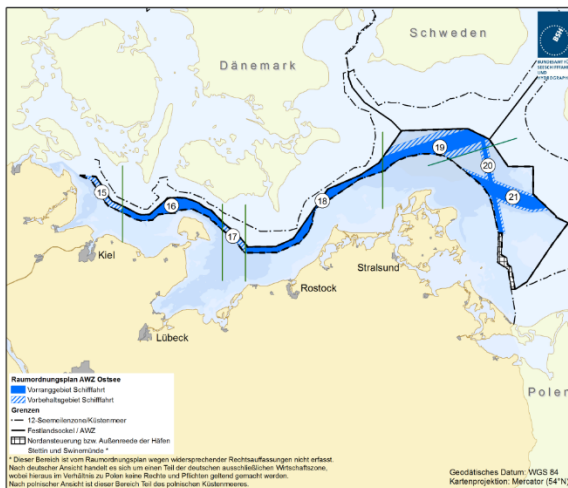


Abbildung 26: Schifffahrtsrouten des Raumordnungsplans 2009 AWZ Ostsee (links) und des Entwurfs des Raumordnungsplans (rechts)

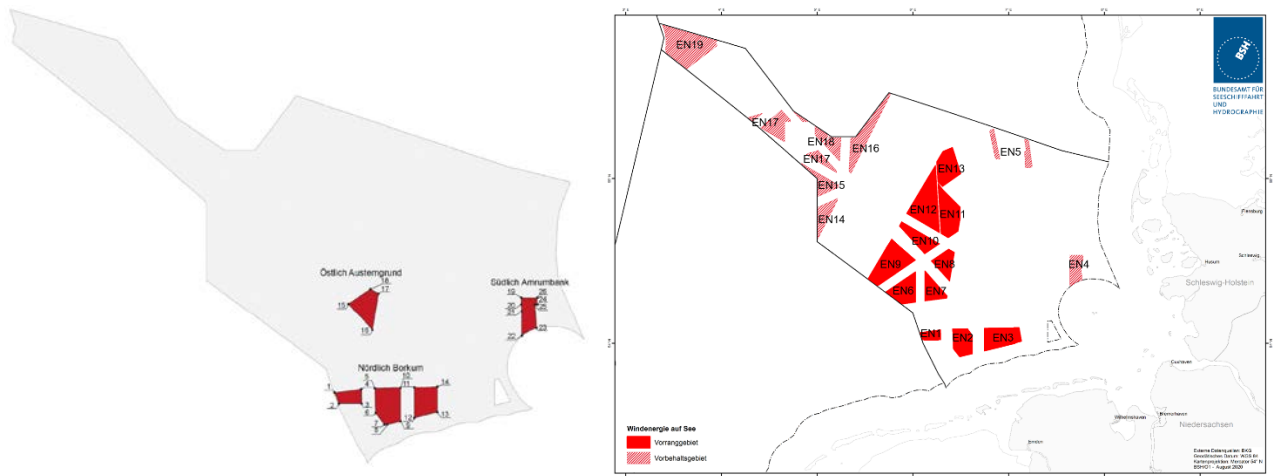


Abbildung 27: Windenergiegebiete des Raumordnungsplans 2009 AWZ Nordsee (links) und des Entwurfs des Raumordnungsplans (rechts)

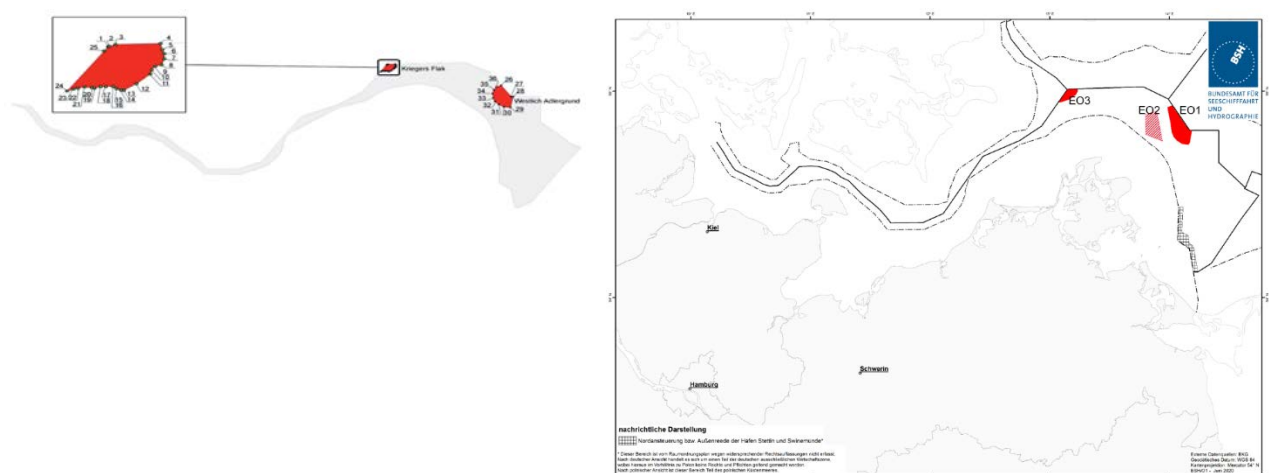


Abbildung 28: Windenergiegebiete des Raumordnungsplans 2009 AWZ Ostsee (links) und des Entwurfs des Raumordnungsplans (rechts)

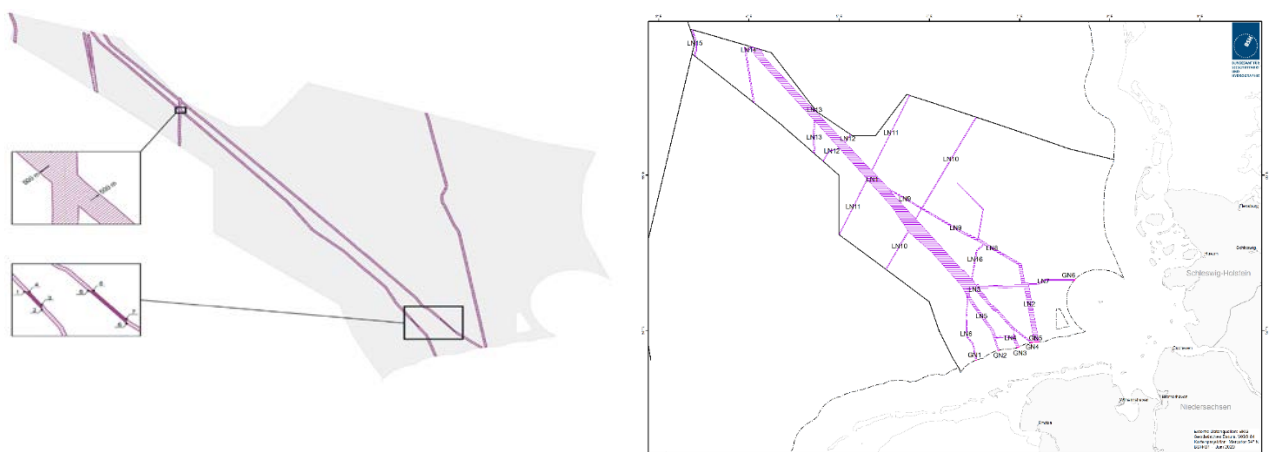


Abbildung 29: Leitungskorridore des Raumordnungsplans 2009 AWZ Nordsee (links) und des Entwurfs des Raumordnungsplans (rechts)

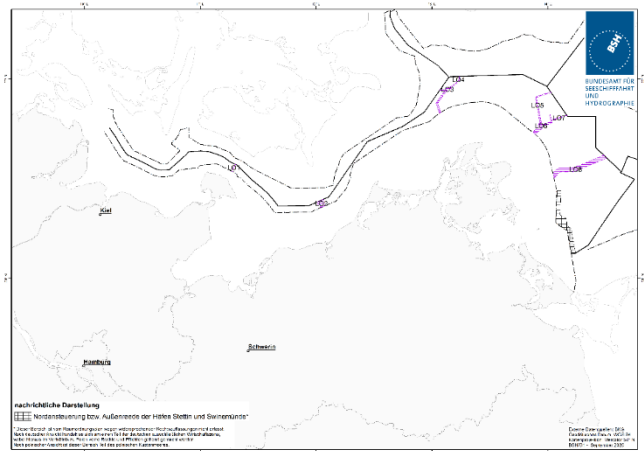


Abbildung 30: Leitungskorridore des Raumordnungsplans 2009 AWZ Ostsee (links) und des Entwurfs des Raumordnungsplans (rechts)

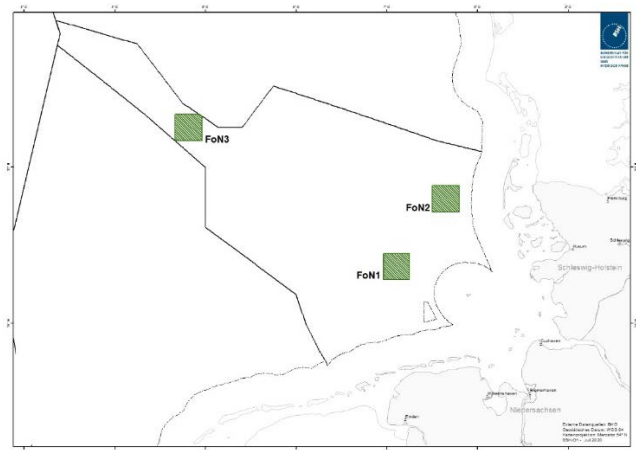
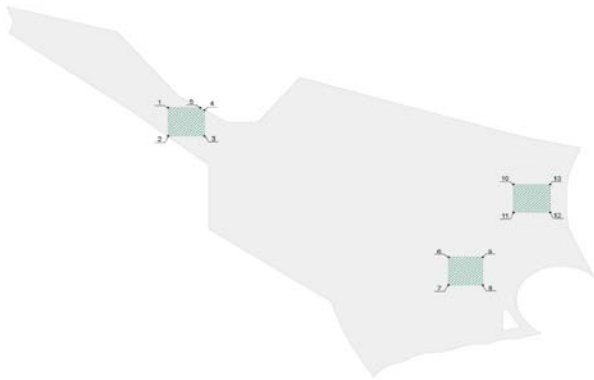


Abbildung 31: Forschungsgebiete des Raumordnungsplans 2009 AWZ Nordsee (links) und des Entwurfs des Raumordnungsplans (rechts)

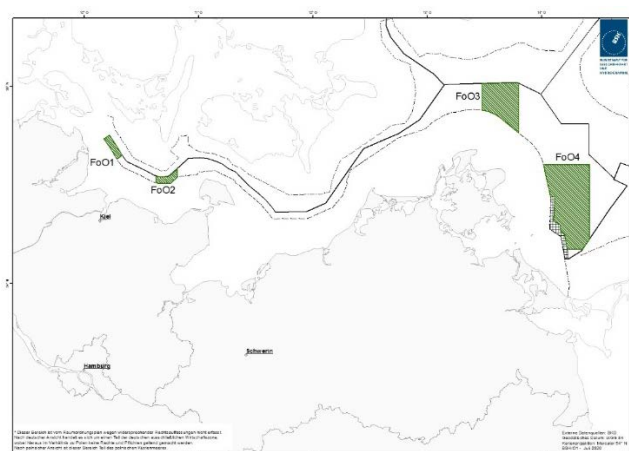


Abbildung 32: Forschungsgebiete des Raumordnungsplans 2009 AWZ Ostsee (links) und des Entwurfs des Raumordnungsplans (rechts)

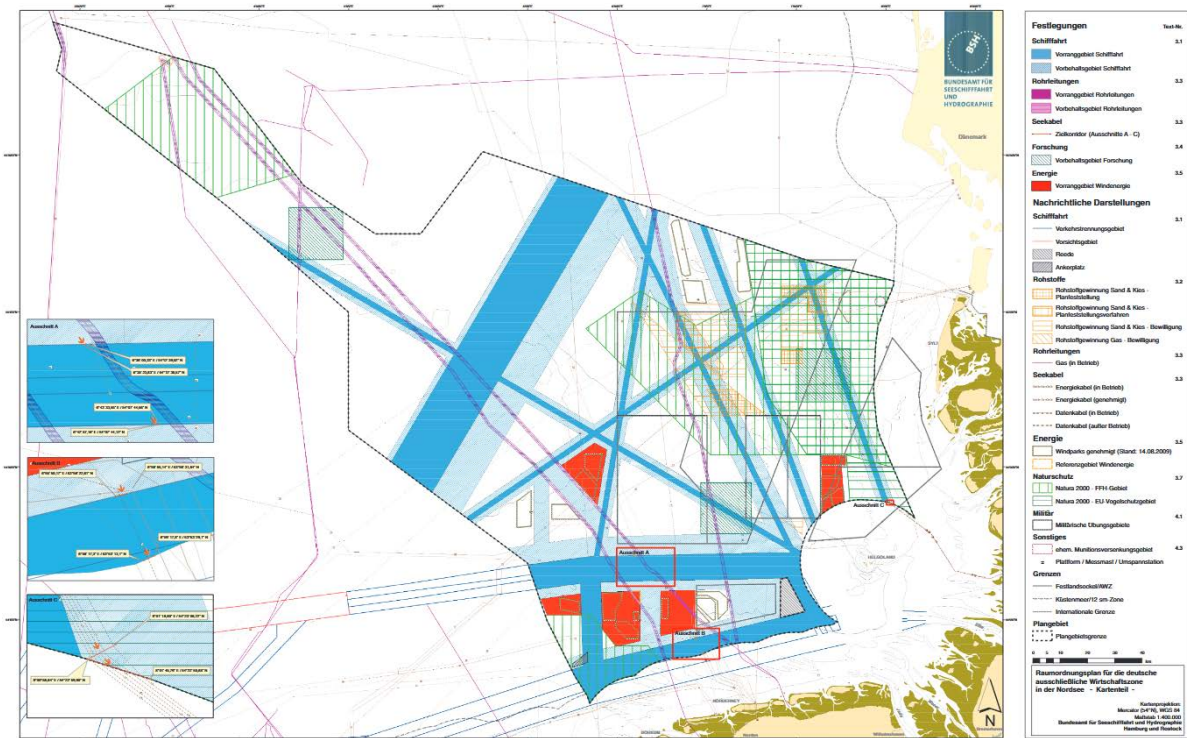


Abbildung 33: Raumordnungsplan 2009 AWZ Nordsee

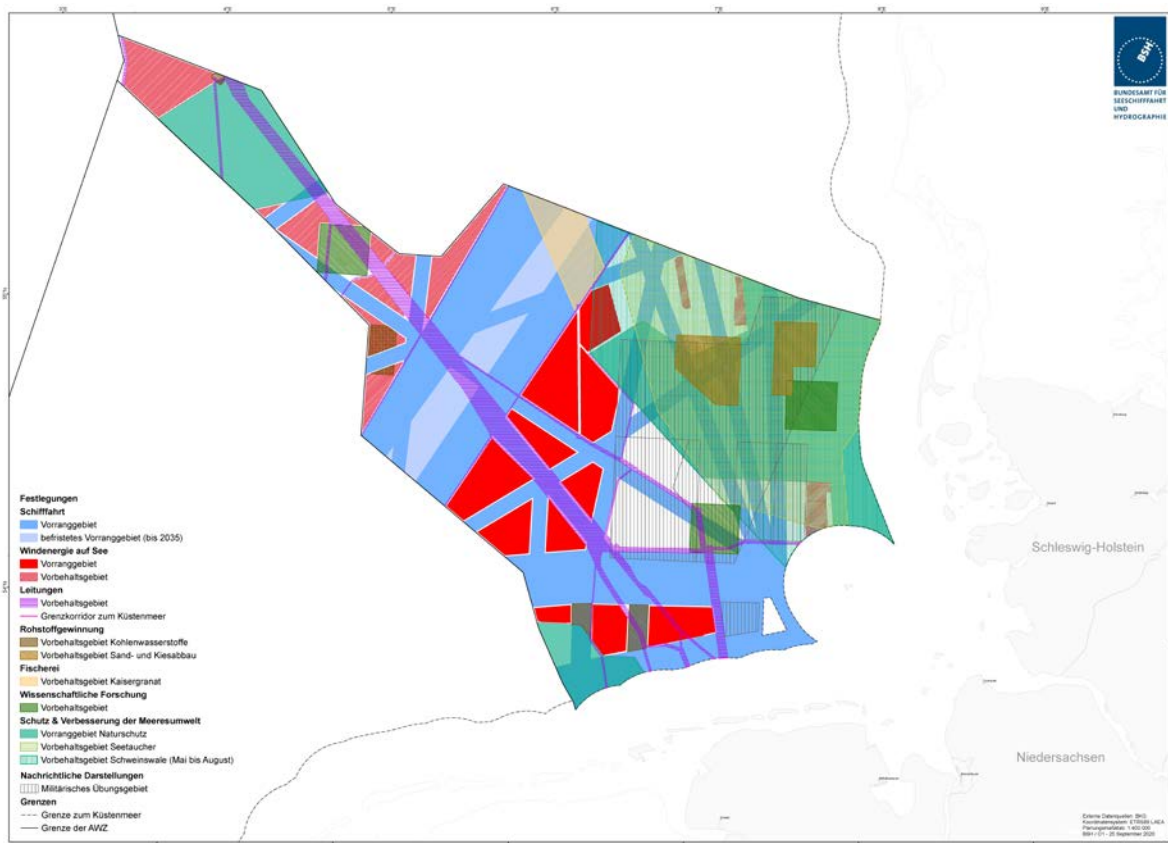


Abbildung 34: Entwurf Raumordnungsplan für die deutsche AWZ in der Nord- und Ostsee - Kartenteil Nordsee

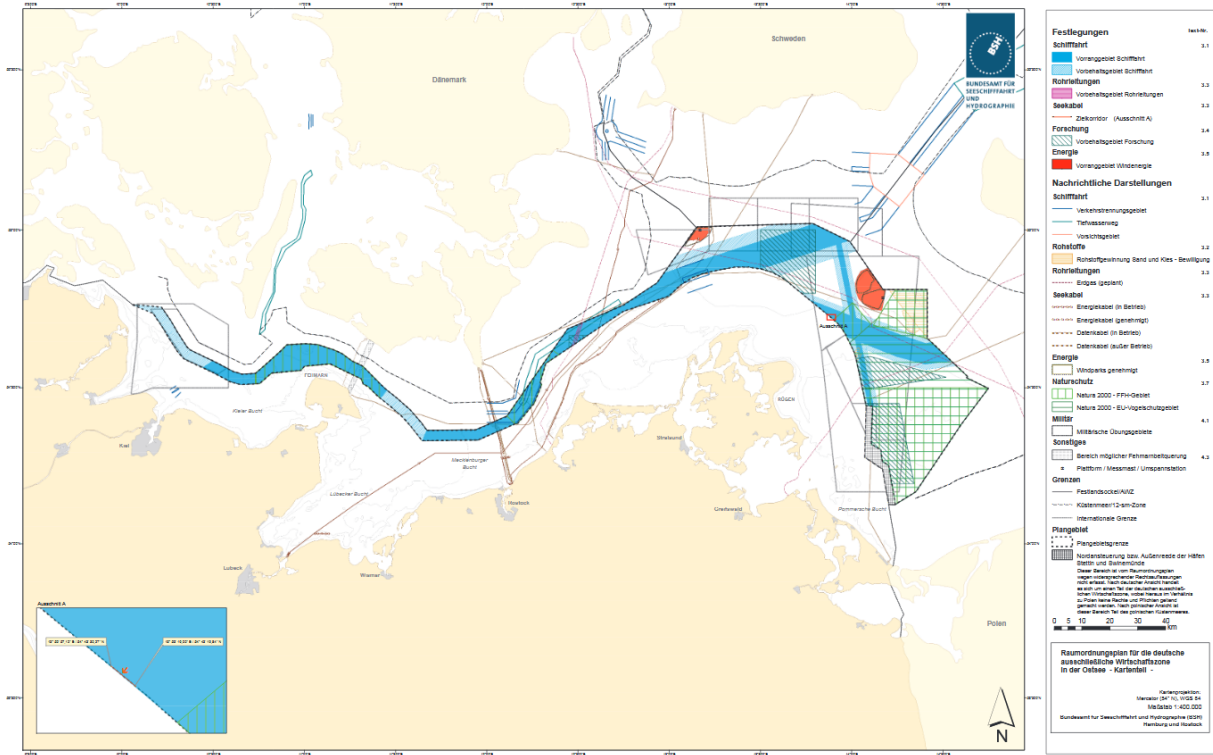


Abbildung 35: Raumordnungsplan 2009 AWZ Ostsee

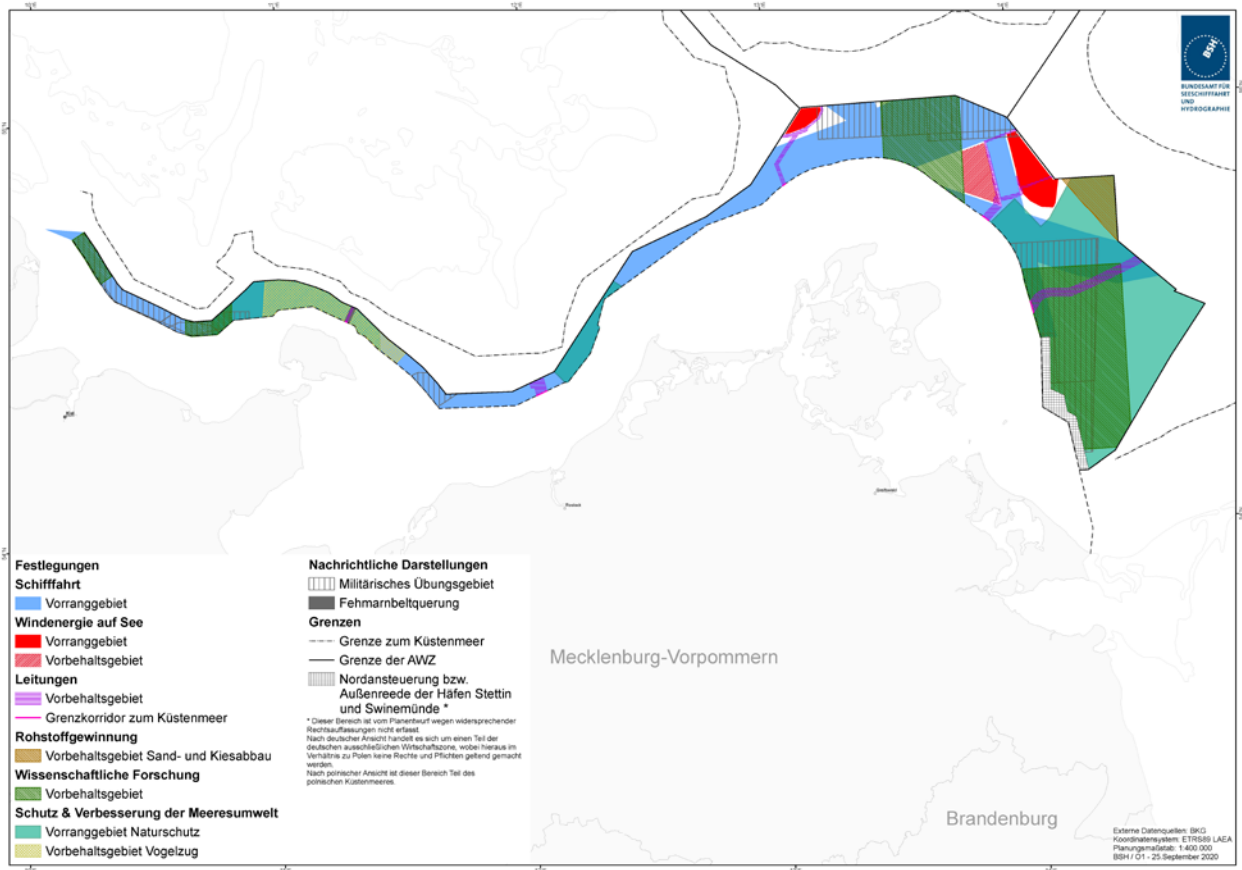


Abbildung 36: Entwurf Raumordnungsplan für die deutsche AWZ in der Nord- und Ostsee - Kartenteil Ostsee

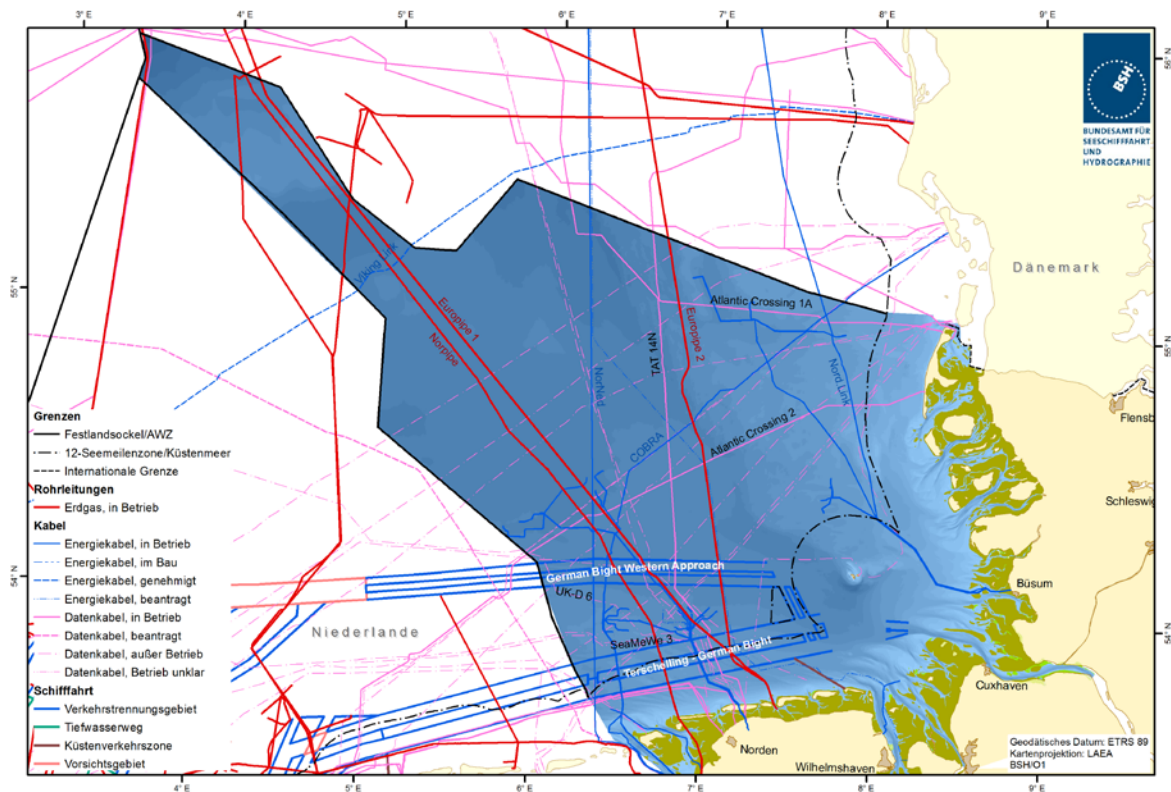


Abbildung 37: Bezeichnungen Seekabel, Rohrleitungen, Verkehrstrennungsgebiete (Nordsee)

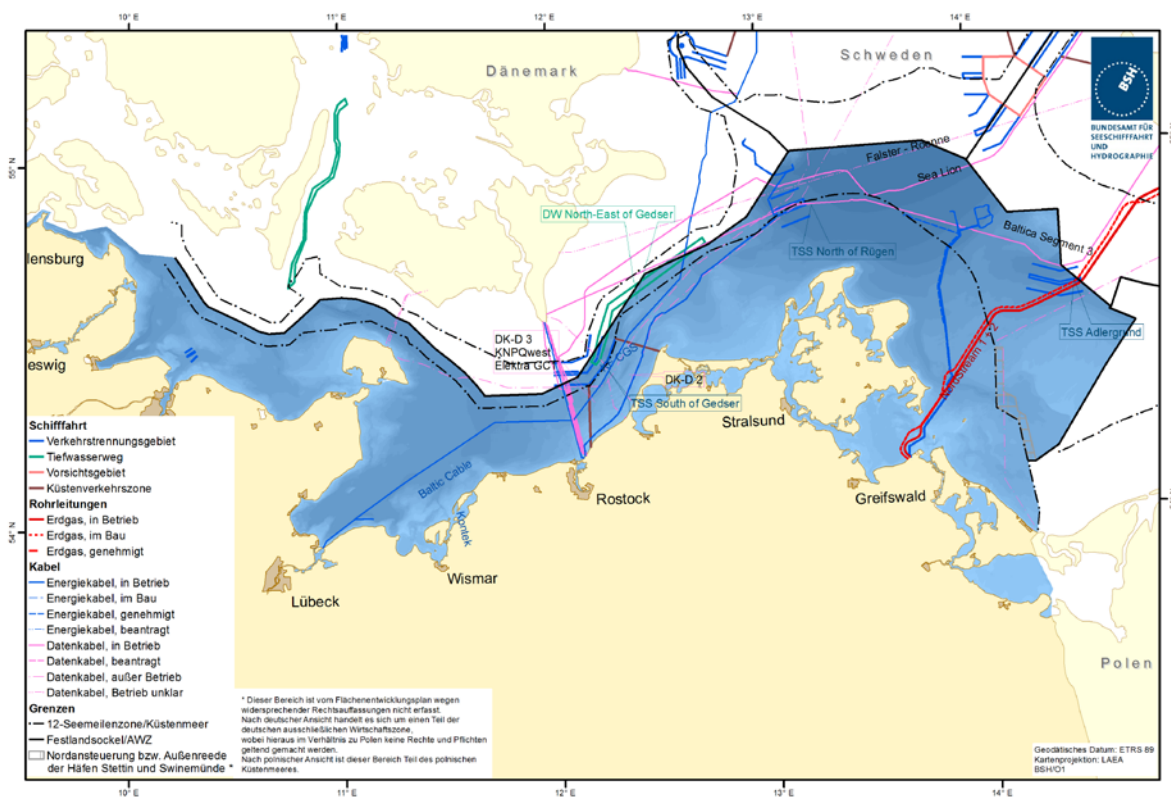


Abbildung 38: Bezeichnungen Seekabel, Rohrleitungen, Verkehrstrennungsgebiete (Ostsee)

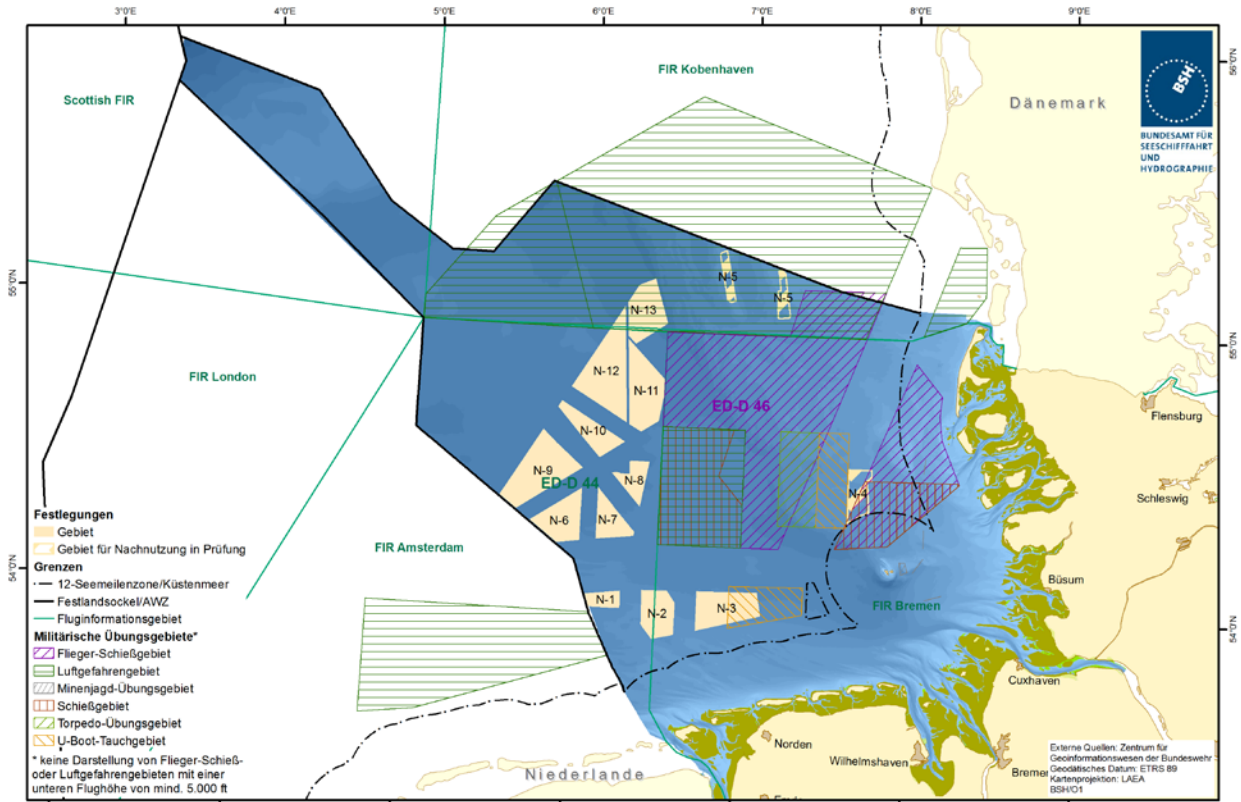


Abbildung 39: Gebiete der Landesverteidigung (Nordsee)

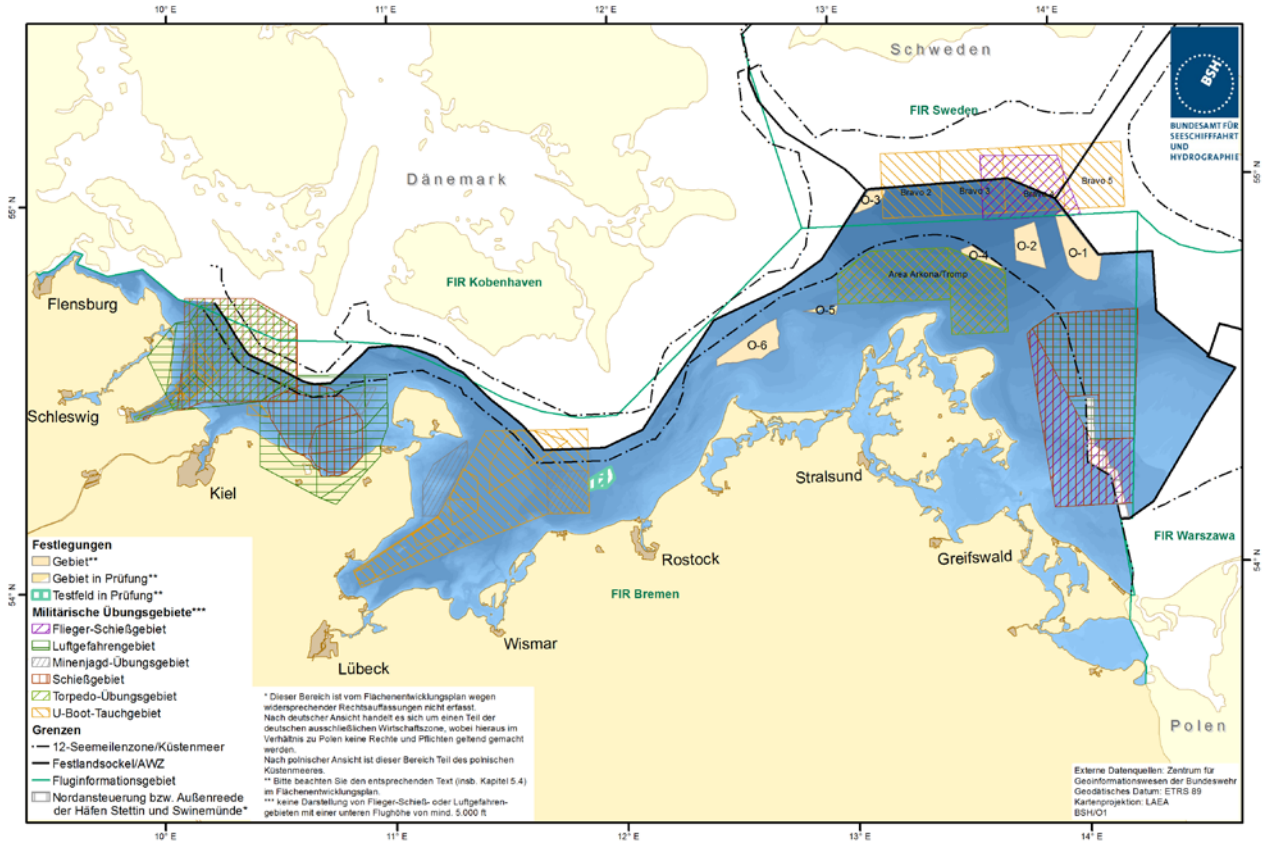


Abbildung 40: Gebiete der Landesverteidigung (Ostsee)

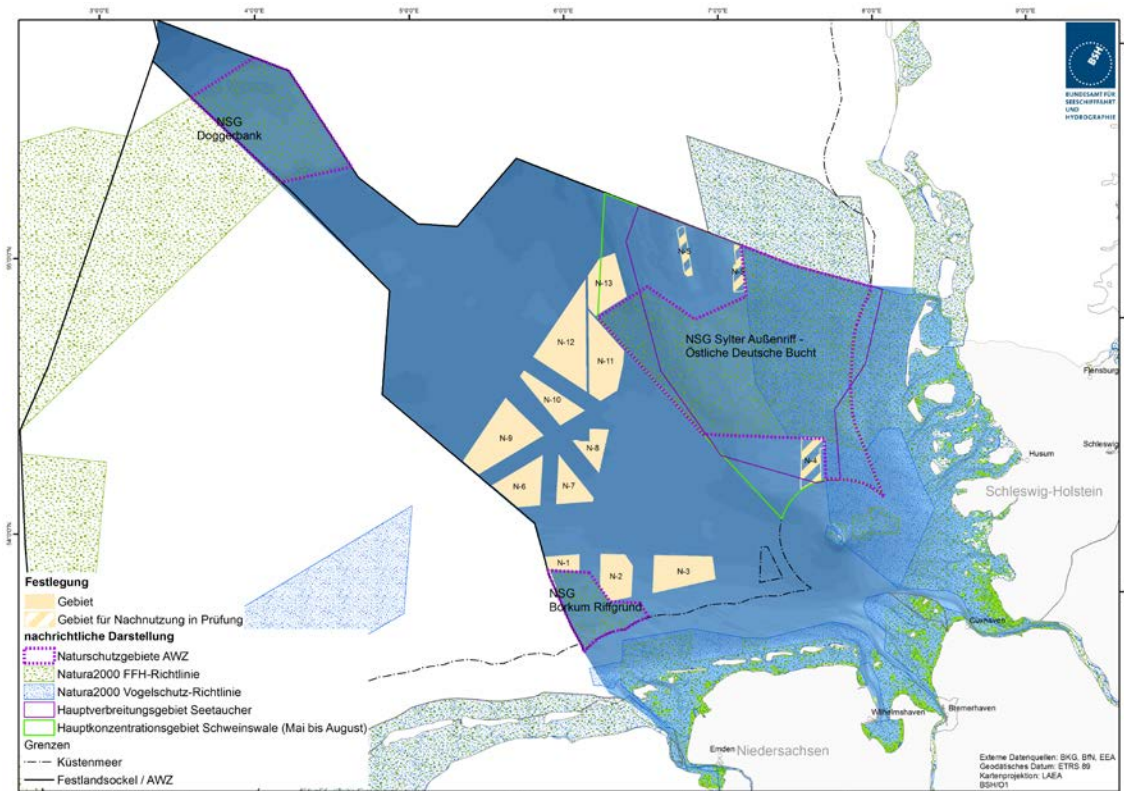


Abbildung 41: Gebiete für die Errichtung und den Betrieb von Windenergieanlagen auf See in der deutschen AWZ der Nordsee und Naturschutzgebiete.

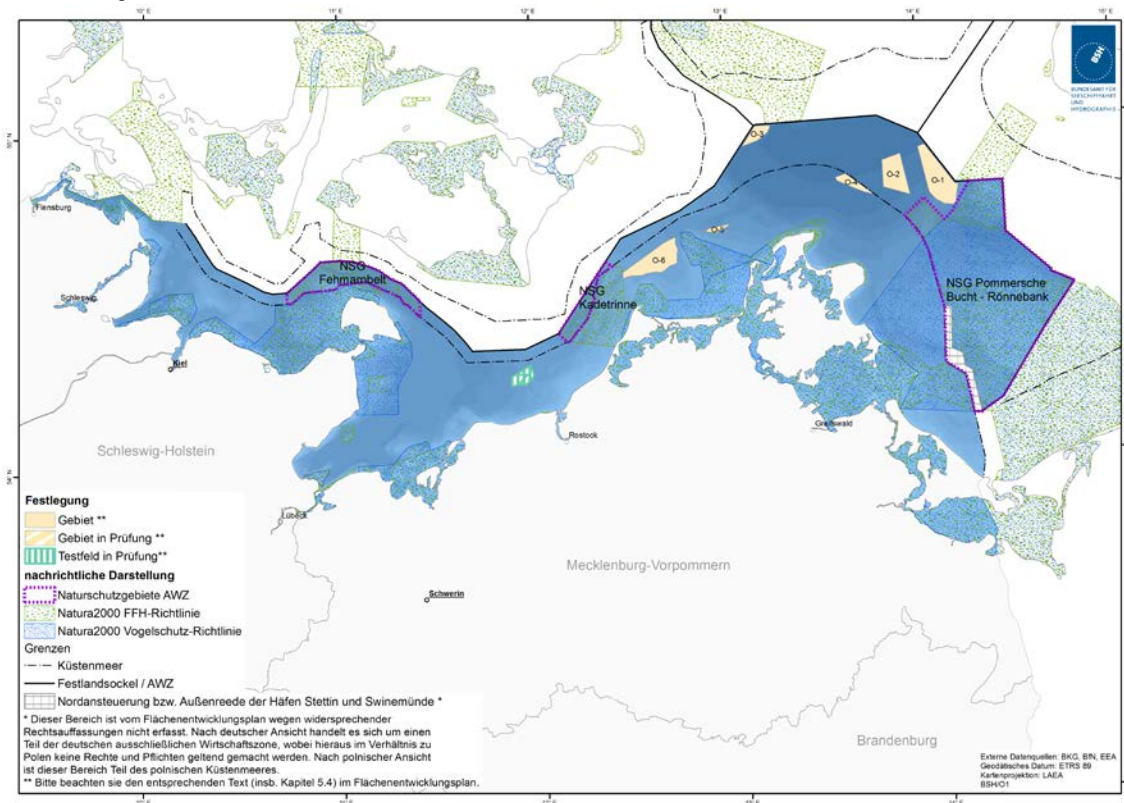


Abbildung 42: Gebiete für die Errichtung und den Betrieb von Windenergieanlagen auf See in der deutschen AWZ der Ostsee und Naturschutzgebiete

13 Anhang: Übersichtstabelle

Kalenderjahr Aus-schrei- bung	Flächen-be- zeichnung	Kalenderjahr & Quartal Ein- zug Inner- parkver-kabe- lung	Kalenderjahr & Quartal In- betrieb- nahme	Vrs. zu instal- lierende Leis- tung [MW]	Schaltfelder/ J-Tubes zum Anschluss der WEA	Summe vrs. zu instal- lierende Leis- tung [MW]	Netzanschlusssystem			
							Name	Kalenderjahr & Quartal (BN Übersicht)	Übertra- gungskapazi- tät [MW]	Anbindungs- konzept
2021	N-3.7	n/a	Q3 2026	225	n/a	958	NOR-3-3 ¹⁾	n/a	155 kV	n/a
	N-3.8	n/a	Q3 2026	433	n/a					
2022	O-1.3	Q2 2026	Q3 2026	300	5	930	NOR-7-2 ¹⁾	930	66 kV	12/14 ³⁾
	N-7.2	Q3 2027	Q4 2027	930	12/14 ³⁾					
2023	N-3.5	Q1 2028	Q3 2028	420	7	900	NOR-3-2 ¹⁾	900	66 kV	14
	N-3.6	Q2 2028	Q3 2028	480	7					
2024	N-6.6	Q1 2029	Q3 2029	630	11	2.900	NOR-6-3 ¹⁾	900	66 kV	14
	N-6.7	Q2 2029	Q3 2029	270	3					
2025	N-9.1	Q1 2029	Q3 2029	1.000	14	4.000	NOR-9-1 ¹⁾	2.000	66 kV	28
	N-9.2	Q2 2029	Q3 2029	1.000	14					
2025	N-9.3	Q1 2030	Q3 2030	1.000	14	4.000	NOR-9-2 ¹⁾	2.000	66 kV	28
	N-9.4	Q2 2030	Q3 2030	1.000	14					
2025	N-10.1	Q1 2030	Q3 2030	1.000	14	4.000	NOR-10-1 ¹⁾	2.000	66 kV	28
	N-10.2 ²⁾	Q2 2030	Q3 2030	1.000	14					
Summe Zielsystem						9.688				
Voraussichtlicher Bestand 2025						10.800				
Voraussichtlicher Bestand 2030						20.488				

¹⁾ Auf den NEP 2019-2030 sowie die Erstellung, Prüfung und Bestätigung des NEP 2021-2035 wird verwiesen.

²⁾ Die Fläche N-10.2 ist nicht in vollem Umfang für 20 GW erforderlich.

³⁾ Auf der Konverterplattform NOR-7-2 werden zum Anschluss von auf den Flächen jeweils bezuschlagten WEA 14 J-Tubes und 12 Schaltfelder durch den ÜNB instal- liert. Zwei dieser Schaltfelder erlauben im Bedarfsfall die Möglichkeit zum Einzug von zwei Kabelsystemen zu einem Schaltfeld (sog. „Drei-Bein-Konzept“).

14 Anhang: Informativische Darstellung eines langfristigen Ausbaupfads (Szenariorahmen 2021-2035)

Der am 26. Juni 2020 durch die BNetzA genehmigte Szenariorahmen zum NEP 2021-2035 enthält drei wahrscheinliche Pfade (sog. Szenarien) für eine Entwicklung des Ausbaus von Windenergie auf See. 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.

Das mittlere Szenario B 2035 des Szenariorahmens 2021-2035 sieht einen Ausbau der Windenergie auf See in Höhe von 30 GW bis zum Jahr 2035 vor. Mit dem Szenario B 2040 enthält der Szenariorahmen einen Ausblick über das Jahr 2035 hinaus bis zum Jahr 2040, wobei das Szenario hinsichtlich des Ausbaus bis zum Jahr 2035 auf dem Szenario B 2035 basiert. Das Szenario B 2040 sieht einen Ausbau der Windenergie auf See in Höhe von 40 GW bis 2040 vor.

Im Aufstellungsverfahren des FEP 2019 wurde bezugnehmend auf den Szenariorahmen 2019-2030 gefordert, dass der FEP bereits vor einer gesetzlichen Anpassung ein entsprechendes Szenario aufzeigen sollte. Um dieser Forderung auch in der Fortschreibung des FEP nachzukommen und zum Zwecke einer langfristigen Planung, wird an dieser Stelle **rein informativ** ein Langfristszenario dargestellt, das einen Ausblick auf die nach dem Zieljahr 2030 verfügbaren Flächen in den Gebieten N-11 bis N-13 gibt, ohne jedoch konkrete Ausschreibungs- oder Inbetriebnahmejahre zu benennen.

Wie in Kapitel 4.7.3 dargestellt, besteht hinsichtlich der Ermittlung der voraussichtlich zu installierenden Leistung für die Gebiete N-11 bis N-13 noch weiterer Untersuchungsbedarf vor dem Hintergrund der Auswirkungen weiträumiger

Nachlaufeffekte. Zudem ist für eine Bewertung des räumlichen Umrisses der Gebiete der Abschluss des aktuell laufenden Fortschreibungsverfahrens der Raumordnungspläne für die deutsche AWZ erforderlich. Im Rahmen dieser informativischen Darstellung wird daher zunächst von einer Bandbreite in Höhe von 8 bis 10 GW für die voraussichtlich zu installierende Leistung für die Gebiete N-11 bis N-13 ausgegangen. Zu Anbindung der entsprechenden Flächen wäre die Errichtung von vier bis fünf zusätzlichen Netzanbindungssystemen erforderlich. Auch wenn die

Tabelle 17 keine Aussage zur zeitlichen Reihenfolge enthält, würde voraussichtlich mit Flächen in Gebiet N-12 vor N-11 und N-13 begonnen werden.

Zur Abbildung des Szenariorahmens zum NEP 2021-2035 wären daher je nach Höhe der voraussichtlich zu installierenden Leistung in den Gebieten N-11 bis N-13 weitere Gebiete und Flächen erforderlich. Betreffend weiterer potenzieller Flächen in den Zonen 4 und 5 wird auf die Fortschreibung der Raumordnungspläne für die deutsche AWZ der Nord- und Ostsee verwiesen.

Auf die im FEP 2019 aufgeführten Herausforderungen bzw. Voraussetzungen bei der Umsetzung der Szenarien wird verwiesen.

In der Konsultation wurde die Bitte vorgetragen, weitere informativische Hinweise bezüglich der zukünftigen Anbindungsleitungen nach 2030 aufzunehmen. Um dieser nachzukommen, werden die folgenden Hinweise ergänzend aufgenommen:

Die Bestätigung des NEP 2019-2030 bestätigte unter Vorbehalt drei Anbindungsleitungen (NOR-11-1, NOR-11-2 und NOR-13-1) mit einer Fertigstellung nach 2030. Als Netzverknüpfungspunkte wurden für die Leitung NOR-11-1 der „Suchraum Gemeinden Ibbenbüren / Meetingen / Westerkappeln“, für NOR-11-2 „Wehrendorf“ und für NOR-13-1 „Heide/West“ angege-

ben. Es wird darauf hingewiesen, dass die Bestätigung des NEP 2019-2030 die Festlegungen des FEP 2019 zugrunde gelegt hat.

Diesbezüglich wird insbesondere auf die im Rahmen dieser Fortschreibung veränderten Gebietszuschnitte in Zone 3 und die damit voraussichtlich zusätzlichen Anbindungsleitungen hingewiesen.

Unter Berücksichtigung des derzeit gültigen LROP des Landes Niedersachsen, das eine Trassenführung im niedersächsischen Küstenmeer zu Grenzkorridor N-II als Ziel festlegt, erscheint es möglich, dass die beiden im NEP-2019-2030 unter Vorbehalt bestätigten Leitungen mit den Netzverknüpfungspunkten „Suchraum Gemeinden Ibbenbüren / Meetingen / Westerkappeln“ und „Wehrendorf“ zu Grenzkorridor N-II geführt werden würden. Auf den derzeit laufenden Fortschreibungsprozess des LROP

mit den darin enthaltenen Änderungen hinsichtlich der Trassenführung im Küstenmeer wird hingewiesen.

Die Führung der im NEP 2019-2030 unter Vorbehalt bestätigten Anbindungsleitung mit dem Netzverknüpfungspunkt „Heide/West“ erscheint nur über Grenzkorridor N-V möglich. Es wird darauf hingewiesen, dass diese Trassenführung weder im aktuellen LEP des Landes Schleswig-Holstein noch in dem im Dezember 2020 veröffentlichten zweiten Entwurf enthalten ist.

Die Festlegung der Trassen und Grenzkorridore der Anbindungsleitungen mit einer Inbetriebnahme nach 2030 erfolgt unter Berücksichtigung der jeweiligen Landesvorgaben und des Netzentwicklungsplans bei der Fortschreibung des FEP.

Des Weiteren wird auf die Erstellung, Prüfung und Bestätigung des NEP 2021-2035 verwiesen.

Tabelle 18: Informativische Darstellung der in den Zonen 1-3 über den Zeitraum 2030 hinaus möglicherweise verfügbaren Flächen auf Grundlage des Szenariorahmens 2021-2035 (30 GW bis 2035)

Kalenderjahr Ausschreibung	Kalenderjahr Inbetriebnahme	Flächenbezeichnung	Netzanbindungssystem	Vrs. zu installierende Leistung [MW]	Summe vrs. zu installierende Leistung [MW]
Nach 2025	Nach 2030	N-12.1/N-12.2	NOR-12-1	2.000	8.000-10.000
		N-12.3/N-12.4	NOR-12-2	2.000	
		N-11.1/N-11.2	NOR-11-1	2.000	
		N-13.1/N-13.2	NOR-13-1	2.000	
		ggf. N-11.3/N-12.5/N-13.3	ggf. NOR-11-2	ggf. 2.000	
Voraussichtliches Gesamtpotenzial in den Zonen 1-3					ca. 28.400-30.400 ¹⁾

¹⁾ Zusätzliches Potenzial könnte sich durch die Bebauung der freien Flächen in Gebiet O-6 ergeben. Dies steht jedoch unter dem Vorbehalt einer tatsächlichen Verfügbarkeit der Flächen.