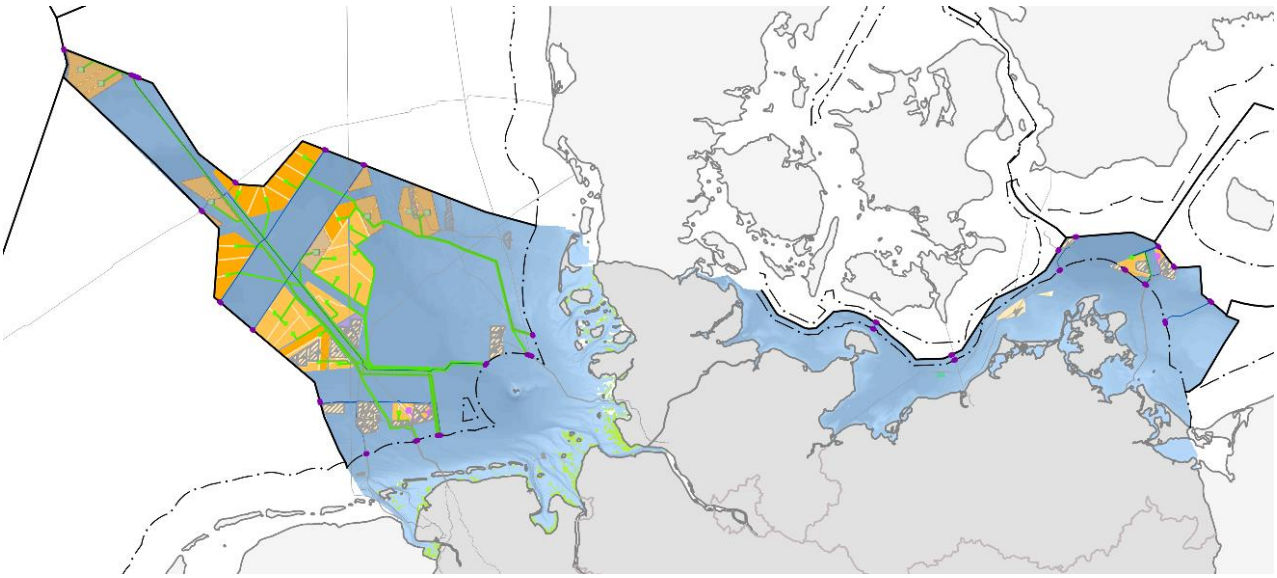
BUNDESAMT FÜR
SEESCHIFFFAHRT
UND
HYDROGRAPHIE

Vorentwurf
Flächenentwicklungsplan









Hamburg, 22. Oktober 2026

© Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie
Hamburg und Rostock 2026

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

I.	**Ziel**	**1**
II.	**Festlegungen**	**2**
1	Gebiete und Flächen	2
2	Beschleunigungsflächen	4
	2.1 Festlegung von Beschleunigungsflächen	4
	2.2 Minderungsmaßnahmen für Beschleunigungsflächen und Infrastrukturgebiete	5
3	Leitungen	6
	3.1 Grenzkorridore zum Küstenmeer	6
	3.2 Offshore-Netzanbindungssysteme	8
	3.3 Grenzüberschreitende Seekabelsysteme	9
	3.4 Verbindungen von Anlagen untereinander	9
4	Festlegungen für das Küstenmeer	10
5	Zentrale Voruntersuchung sowie Kalenderjahre der Ausschreibung und Inbetriebnahme	10
	5.1 Zentrale Voruntersuchung	11
	5.2 Kalenderjahre der Ausschreibung und Inbetriebnahme	12
6	Standardisierte Technikgrundsätze	14
	6.1 Standardkonzept Gleichstromsystem	14
	6.2 Schnittstelle zwischen ÜNB und OWP-Vorhabensträger	14
	6.3 Selbstgeführte Stromrichter	15
	6.4 Übertragungsspannung +/- 525 kV	15
	6.5 Standardleistung 2.000 MW	15
	6.6 Ausführung mit metallischem Rückleiter	16
	6.7 Anschluss auf der Konverterplattform / vorzuhaltende Schaltfelder	16
	6.8 Voraussetzungen für Verbindungen von Anlagen untereinander	16
	6.9 Direktanbindungskonzept	16
	6.10 Gebündeltes Seekabelsystem	16

	6.11 Grenzüberschreitende Seekabelsysteme: Berücksichtigung Gesamtsystem	16
	6.12 Zulässigkeit der Abweichung	16
7	Planungsgrundsätze	17
	7.1 Keine Gefährdung der Meeresumwelt	17
	7.2 Keine Beeinträchtigung der Sicherheit und Leichtigkeit des Schiffsverkehrs	27
	7.3 Keine Beeinträchtigung der Sicherheit und Leichtigkeit des Luftverkehrs	29
	7.4 Keine Beeinträchtigung der Sicherheit der Landes- und Bündnisverteidigung	30
	7.5 Beseitigung von Einrichtungen	30
	7.6 Ermittlung und Berücksichtigung von Objekten	31
	7.7 Berücksichtigung von Kulturgütern	31
	7.8 Behördliche Standards, Vorgaben bzw. Konzepte	32
	7.9 Kommunikation und Überwachung	32
	7.10 Berücksichtigung aller bestehenden, genehmigten und festgelegten Nutzungen	33
	7.11 Spezifische Planungsgrundsätze für Flächen und Windenergieanlagen	35
	7.12 Spezifische Planungsgrundsätze für Plattformen	36
	7.13 Spezifische Planungsgrundsätze für Seekabelsysteme	36
	7.14 Offshore Rettung	39
	7.15 Zulässigkeit der Abweichung	39
8	Pilotwindenergieanlagen	40
9	Sonstige Energiegewinnungsbereiche	41
III.	**Begründung**	**42**
1	Gebiete und Flächen	42
	1.1 Zielsetzung	42
	1.2 Gebiete	43
	1.3 Flächenanzahl je Gebiet	44

	1.4 Flächenanzahl je ONAS	45
	1.5 Flächenzuschnitte	45
	1.6 Voraussichtlich zu installierende Leistung und zuzuweisende Netzanbindungskapazität	46
	1.7 Zielerreichung und korrigierte Leistungsdichte	48
	1.8 Abschätzung des zu erwartenden Energieertrags	51
	1.9 Flächen im Einzelnen	52
2	Beschleunigungsflächen	55
	2.1 Festlegung von Beschleunigungsflächen	55
	2.2 Festlegung von Minderungsmaßnahmen für Beschleunigungsflächen und Infrastrukturgebiete	57
3	Leitungen	60
	3.1 Grenzkorridore zum Küstenmeer	60
	3.2 Offshore-Netzanbindungssysteme	63
	3.3 Grenzüberschreitende Seekabelsysteme	66
	3.4 Verbindungen von Anlagen untereinander	67
4	Festlegungen für das Küstenmeer	67
5	Zentrale Voruntersuchung sowie Kalenderjahre der Ausschreibung und Inbetriebnahme	68
	5.1 Zentrale Voruntersuchung	68
	5.2 Kalenderjahre der Ausschreibung und Inbetriebnahme	69
6	Standardisierte Technikgrundsätze	72
	6.1 Standardkonzept Gleichstromsystem	73
	6.2 Schnittstelle zwischen ÜNB und OWP-Vorhabensträger	73
	6.3 Selbstgeführte Technologie	74
	6.4 Übertragungsspannung +/- 525 kV	74
	6.5 Standardleistung 2.000 MW	75
	6.6 Ausführung mit metallischem Rückleiter	75
	6.7 Anschluss auf der Konverterplattform / vorzuhaltende Schaltfelder	75
	6.8 Voraussetzungen für Verbindungen untereinander	76
	6.9 Direktanbindungskonzept	76

	6.10 Gebündeltes Seekabelsystem	77
	6.11 Grenzüberschreitende Seekabelsysteme: Berücksichtigung Gesamtsystem	77
	6.12 Zulässigkeit der Abweichung	78
7	Planungsgrundsätze	78
	7.1 Keine Gefährdung der Meeresumwelt	78
	7.2 Keine Beeinträchtigung der Sicherheit und Leichtigkeit des Schiffsverkehrs	98
	7.3 Keine Beeinträchtigung der Sicherheit und Leichtigkeit des Luftverkehrs	100
	7.4 Keine Beeinträchtigung der Sicherheit der Landes- und Bündnisverteidigung	101
	7.5 Beseitigung von Einrichtungen	102
	7.6 Ermittlung und Berücksichtigung von Objekten	102
	7.7 Berücksichtigung von Kulturgütern	104
	7.8 Behördliche Standards, Vorgaben bzw. Konzepte	104
	7.9 Kommunikation und Überwachung	106
	7.10 Berücksichtigung aller bestehenden, genehmigten und festgelegten Nutzungen	108
	7.11 Spezifische Planungsgrundsätze für Flächen und Windenergieanlagen	112
	7.12 Spezifische Planungsgrundsätze für Plattformen	113
	7.13 Spezifische Planungsgrundsätze für Seekabelsysteme	114
	7.14 Offshore Rettung	117
	7.15 Zulässigkeit der Abweichung	117
8	Pilotwindenergieanlagen	118
9	Sonstige Energiegewinnungsbereiche	119
IV.	**Nachnutzung**	**120**
1	Gesetzliche Grundlage und rechtlicher Rahmen	120
2	Gebiete und Flächen zur Nachnutzung	121
3	Planung der Nachnutzung	125

	3.1 Ziele 125	
	3.2 Grundlagen für die Planung der Nachnutzung von Flächen	129
	3.3 Entwicklung von Szenarien zur Nachnutzung von Flächen	131
4	Arrondierte Flächen zur Nachnutzung im Einzelnen	133
	4.1 Gebiet N-1	133
	4.2 Gebiet N-2	135
	4.3 Gebiet N-3	136
	4.4 Gebiet N-4	138
	4.5 Gebiet N-6	140
	4.6 Gebiet N-7	141
	4.7 Gebiet N-8	143
	4.8 Gebiet O-1	144
	4.9 Gebiet O-2	146
	4.10 Gebiet O-3	148
	4.11 Ausblick Flächen N-6.8 und N-6.9, Gebiete N-9, N-10, N-11, N-12, Flächen N-13.1 und N-13.2	149
5	Zeitliche Gesamtschau und verstetigter Ausbaupfad	149
V.	**Übereinstimmung der Festlegungen mit privaten und öffentlichen Belangen**	**151**
VI.	**Übergangsregelung**	**151**
VII.	**Zusammenfassende Abwägung**	**151**
VIII.	**Zusammenfassende Umwelterklärung und Überwachungsmaßnahmen**	**151**
IX.	**Literaturverzeichnis**	**152**
X.	**Konsultationsfragen**	**158**
XI.	**Anhang**	**167**
1	Kartenteil	167
2	Übersichtstabelle zum Planungsgrundsatz 7.10 Berücksichtigung aller bestehenden, genehmigten und festgelegten Nutzungen	175

3 Gesamtdarstellung Betriebsdauern von OWP und ONAS in den arrondierten Flächen zur Nachnutzung 176

4 Übersichtstabellen 177

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Festlegungen zu Gebieten und Flächen in der AWZ der Nordsee 4

Abbildung 2: Festlegungen von Beschleunigungsflächen in der AWZ der Nordsee 5

Abbildung 3: Festlegungen zu Leitungen in der AWZ der Nordsee 10

Abbildung 4: Festlegungen zur zentralen Voruntersuchung von Flächen in der Nordsee 11

Abbildung 5: Offshore-Windparks der Gebiete N-1, N-2, N-3, N-4, N-6, N-7 und N-8 der Nordsee mit Namen und Inbetriebnahmejahr bzw. im FEP festgelegtes Jahr der Inbetriebnahme 122

Abbildung 6: Offshore-Windparks in den Gebieten der deutschen AWZ der Ostsee mit Namen und Inbetriebnahmejahr bzw. im FEP festgelegtes Jahr der Inbetriebnahme 123

Abbildung 7: Arrondierte Flächen zur Nachnutzung in der Nordsee und angenommene Spanne der voraussichtlich zu installierenden Leistung 127

Abbildung 8: Arrondierte Flächen zur Nachnutzung in der Ostsee und angenommene Spanne der voraussichtlich zu installierenden Leistung 127

Abbildung 9: Schematische, beispielhafte Darstellung der Planung einer Nachnutzung von Flächen 130

Abbildung 10: Karte arrondierte Fläche zur Nachnutzung N-1.N mit darauf befindlichen Offshore-Windpark und ONAS mit Namen und Inbetriebnahmejahr 134

Abbildung 11: Zeitstrahl: Laufzeiten von OWP (in dunkelblau) und ONAS (in rosa) auf der Fläche zur Nachnutzung N-1.N 134

Abbildung 12: Karte arrondierte Fläche zur Nachnutzung N-2.N mit darauf befindlichen Offshore-Windparks und ONAS mit Namen und Inbetriebnahmejahr 135

Abbildung 13: Zeitstrahl: Laufzeiten von OWP (in dunkelblau) und ONAS (in rosa) auf der Fläche zur Nachnutzung N-2.N 136

Abbildung 14: Karte Gebiet arrondierte Fläche zur Nachnutzung N-3.N mit darauf befindlichen Offshore-Windparks und ONAS mit Namen und Inbetriebnahmejahr bzw. im FEP festgelegtem Jahr der Inbetriebnahme 137

Abbildung 15: Zeitstrahl: Laufzeiten von OWP (in dunkelblau) und ONAS (in rosa) auf der Fläche zur Nachnutzung N-3.N 137

Abbildung 16: Karte arrondierte Fläche zur Nachnutzung N-4.N mit darauf befindlichen Offshore-Windparks und ONAS mit Namen und Inbetriebnahmejahr 139

Abbildung 17: Zeitstrahl: Laufzeiten von OWP (in dunkelblau) und ONAS (in rosa) auf der Fläche zur Nachnutzung N-4.N 139

Abbildung 18: Karte arrondierte Fläche zur Nachnutzung N-6.N mit darauf befindlichen Offshore-Windparks und ONAS mit Namen und Inbetriebnahmejahr bzw. im FEP festgelegtem Jahr der Inbetriebnahme 140

Abbildung 19: Zeitstrahl: Laufzeiten von OWP (in dunkelblau) und ONAS (in rosa) auf der Fläche zur Nachnutzung N-6.N 141

Abbildung 20: Karte arrondierte Fläche zur Nachnutzung N-7.N mit darauf befindlichen Offshore-Windparks und ONAS mit Namen und Inbetriebnahmejahr bzw. im FEP festgelegtem Jahr der Inbetriebnahme 142

Abbildung 21: Zeitstrahl: Laufzeiten von OWP (in dunkelblau) und ONAS (in rosa) auf der Fläche zur Nachnutzung N-7.N 142

Abbildung 22: Karte arrondierte Fläche zur Nachnutzung N-8.N mit darauf befindlichen Offshore-Windparks und ONAS mit Namen und Inbetriebnahmejahr 143

Abbildung 23: Zeitstrahl: Laufzeiten von OWP (in dunkelblau) und ONAS (in rosa) auf der Fläche zur Nachnutzung N-8.N 143

Abbildung 24: Karte arrondierte Fläche zur Nachnutzung O-1.N mit darauf befindlichen Offshore-Windparks und ONAS mit Namen und Inbetriebnahmejahr 145

Abbildung 25: Zeitstrahl: Laufzeiten von OWP (in dunkelblau) und ONAS (in rosa) auf der Fläche zur Nachnutzung O-1.N 145

Abbildung 26: Karte arrondierte Fläche zur Nachnutzung O-2.N mit darauf befindlichen Offshore-Windparks und ONAS mit Namen und Inbetriebnahmejahr bzw. im FEP festgelegtem Jahr der Inbetriebnahme 147

Abbildung 27: Zeitstrahl: Laufzeiten von OWP (in dunkelblau) und ONAS (in rosa) auf der Fläche zur Nachnutzung O-2.N 147

Abbildung 28: Karte arrondierte Fläche zur Nachnutzung O-3.N mit darauf befindlichem Offshore-Windpark und ONAS mit Namen und Inbetriebnahmejahr 148

Abbildung 29: Zeitstrahl: Laufzeiten von OWP (in dunkelblau) und ONAS (in rosa) auf der Fläche zur Nachnutzung O-3.N 149

Abbildung 30: Kumulierter Ausbau nach FEP-Vorentwurf sowie Rückbau und Neubau von OWP für die Szenarien A und B bei Annahme einer korrigierten Leistungsdichte von 6 bis 10 MW/km² für die Flächen zur Nachnutzung 150

Abbildung 31: Darstellung der Optionen für einen sonstigen Energiegewinnungsbereich in der AWZ der Nordsee 163

Abbildung 32: Festlegungen Nordsee 167

Abbildung 33: Festlegungen Ostsee 168

Abbildung 34: Unterscheidung der festgelegten Flächen hinsichtlich der Art ihrer Voruntersuchung in der AWZ der Ostsee 169

Abbildung 35: Informatorische Darstellung Flächen mit gemeinsamer ONAS-Anbindung 170

Abbildung 36: FEP Zonen 171

Abbildung 37: Informatorische Darstellung der potentiellen, geografischen Lage des Forschungsgebietes FoN3 im Rahmen einer Fortschreibung des ROP (2021) 172

Abbildung 38: Raumordnungsplan für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone in der Nordsee und in der Ostsee - Kartenteil Nordsee..... 173

Abbildung 39: Raumordnungsplan für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone in der Nordsee und in der Ostsee - Kartenteil Ostsee..... 173

Abbildung 40: Raumordnungsplan für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone in der Nordsee und in der Ostsee - Vorrang- und Vorbehaltsgebiete Schifffahrt in der Nordsee 174

Abbildung 41: Raumordnungsplan für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone in der Nordsee und in der Ostsee - Vorrang- und Vorbehaltsgebiete Schifffahrt in der Ostsee 174

Abbildung 42: Abbildungen zur Erläuterung einzuhaltender Abstände. 175

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Festlegungen zu Gebieten und Flächen 2

Tabelle 2: Zuordnung von Seekabelsystemen auf die Grenzkorridore zum Küstenmeer 7

Tabelle 3: Festlegungen für ONAS 8

Tabelle 4: Grenzkorridore und Trassen für grenzüberschreitende Seekabelsysteme 9

Tabelle 5: Kalenderjahre der Ausschreibung und Inbetriebnahme für WEA und der zugehörigen ONAS einschließlich der jeweiligen Quartale (QI - QIV) im Kalenderjahr 12

Tabelle 6: Korrigierte Leistungsdichte der Flächen 49

Tabelle 7: Minderungsmaßnahmen und Regeln für Minderungsmaßnahmen für Beschleunigungsflächen und Infrastrukturgebiete 58

Tabelle 8: Festlegungen zur Inbetriebnahme von ONAS im Vergleich zu den durch die ÜNB bekanntgemachten voraussichtlichen Fertigstellungsterminen nach § 17d Abs. 2 EnWG 71

Tabelle 9: Für Pilotwindenergieanlagen verfügbare Netzanbindungskapazitäten nach FEP 2025 118

Tabelle 10: Übersicht der betrachteten OWP in den Gebieten N-1, N-2, N-3, N-4, N-6, N-7 und N-8 in der Nordsee sowie O-1, O-2 und O-3 in der Ostsee mit für die Befristung der Zulassung relevanten Jahr der Inbetriebnahme und der zugehörigen ONAS einschließlich deren Inbetriebnahmejahre. Im FEP festgelegte Zeitpunkte für noch ausstehende Inbetriebnahmen sind in Klammern angegeben. 124

Tabelle 11: Übersicht arrondierte Flächen zur Nachnutzung 128

Tabelle 12: Übersicht analytische Szenarien für arrondierte Flächen zur Nachnutzung 130

Tabelle 13: Übersicht der OWP auf der arrondierten Fläche zur Nachnutzung N-1.N mit ONAS und Szenarien 134

Tabelle 14: Übersicht der OWP auf der arrondierten Fläche zur Nachnutzung N-2.N mit ONAS und Szenarien 136

Tabelle 15: Übersicht der OWP auf der arrondierten Fläche zur Nachnutzung N-3.N mit ONAS und Szenarien 138

Tabelle 16: Übersicht der OWP auf der arrondierten Fläche zur Nachnutzung N-4.N mit ONAS und Szenarien 139

Tabelle 17: Übersicht der OWP auf der arrondierten Fläche zur Nachnutzung N-6.N mit ONAS und Szenarien 141

Tabelle 18: Übersicht der OWP auf der arrondierten Fläche zur Nachnutzung N-7.N mit ONAS und Szenarien 142

Tabelle 19: Übersicht der OWP auf der arrondierten Fläche zur Nachnutzung N-8.N mit ONAS und Szenarien 144

Tabelle 20: Übersicht der OWP auf der arrondierten Fläche zur Nachnutzung O-1.N mit ONAS und Szenarien 145

Tabelle 21: Übersicht der OWP auf der arrondierten Fläche zur Nachnutzung O-2.N mit ONAS und Szenarien 147

Tabelle 22: Übersicht der OWP auf der arrondierten Fläche zur Nachnutzung O-3.N mit ONAS und Szenarien 149

Tabelle 23: Übersichtstabelle zum Planungsgrundsatz 7.10 Berücksichtigung aller bestehenden, genehmigten und festgelegten Nutzungen 175

Tabelle 24: Bestehende und neue Festlegungen zu Gebieten und Flächen 177

Tabelle 25: Zuordnung von Seekabelsystemen auf die Grenzkorridore zum Küstenmeer 179

Tabelle 26: Bestehende und neue Festlegungen für ONAS 181

Tabelle 27: Bestehende und neue Festlegungen für Grenzkorridore und Trassen für grenzüberschreitende Seekabelsysteme 182

Tabelle 28: Übersicht der Kalenderjahre der Ausschreibung und Inbetriebnahme für WEA und der zugehörigen ONAS einschließlich der jeweiligen Quartale (QI - QIV) im Kalenderjahr 183

Tabelle 29: Übersichtstabelle Festlegungen für Flächen und ONAS 185

Abkürzungsverzeichnis

a	Jahr
AC	Wechselstrom
AEP	Annual Energy Production (Jährliche Energieerzeugung)
AG	Arbeitsgruppe
AIS	Automatic Identification System (Automatisches Identifikationssystem)
APD	Acoustic Porpoise Deterrent
ASG	Artillerieschießgebiet
AWZ	Ausschließliche Wirtschaftszone
BAW	Bundesanstalt für Wasserbau
BBPlG	Bundesbedarfsplangesetz
BfN	Bundesamt für Naturschutz
BFO-N	Bundesfachplan Offshore Nordsee
BFO-O	Bundesfachplan Offshore Ostsee
BGBl	Bundesgesetzblatt
BMDV	Bundesministerium für Digitales und Verkehr
BMJ	Bundesministerium der Justiz
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz
BNatschG	Bundesnaturschutzgesetz
BNetzA	Bundesnetzagentur
BSH	Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie
BT-Drs.	Bundestagsdrucksache
cm	Zentimeter
CPS	Cable Protection System (Kabelschutzsystem)
DC	Gleichstrom
DDA	Dachverband Deutscher Avifaunisten
DSC	Digital Selective Calling
DUWHAS	Deutsches Unterwasserhindernisauskunftssystem
ebd.	ebenda
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ESCA	European Subsea Cables Association
EU	Europäische Union
FEP	Flächenentwicklungsplan
FFH-LRT	Lebensraumtypen nach Anhang I der Flora-Fauna-Habitat-Richtlinie
FIR	Flight Information Region
GABC	Kleiner Blasenschleier (Grout Annulus Bubble Curtain)
GDWS	Generaldirektion Wasserstraßen und Schifffahrt
GIS	Gasisolierte Schaltanlage
GW	Gigawatt
GWB	Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen
h	Stunde
HGÜ	Hochspannungsgleichstromübertragung
HKG	Hauptkonzentrationsgebiet
HSD	Hydroschall-Dämpfer (engl. Hydrosound Damper)

HSLD	Hubschrauberlandedeck
IALA	International Association of Lighthouse Authorities
ICPC	International Cable Protection Committee
i.V.m.	in Verbindung mit
K	Kelvin
KGS	Kies-, Grobsand- und Schillgründe
km	Kilometer
km^2	Quadratkilometer
kV	Kilovolt
m	Meter
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))
MHz	Megahertz
MSZ	Maritimes Sicherheitszentrum
MW	Megawatt
n.b.	nicht bestimmt
NEP	Netzentwicklungsplan Strom
NMS	Schallschutzsystem (Noise Mitigation System)
NSG	Naturschutzgebiet
NSGSylV	Verordnung über die Festsetzung des Naturschutzgebiets „Sylter Außenriff – Östliche Deutsche Bucht"
NVP	Netzverknüpfungspunkt
ONAS	Offshore-Netzanbindungssystem
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
PFAS	per- und polyfluorierte Chemikalien
PG	Planungsgrundsatz
QI, QII, QIII, QIV	Quartale eines Kalenderjahres
ROG	Raumordnungsgesetz
ROP	Raumordnungsplan
ROV	Raumordnungsverfahren
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SF6	Schwefelhexafluorid
sm	Seemeile
SMV	System Maritime Verkehrstechnik
SOLF	Standard Offshore-Luftfahrt für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone
SRÜ	Seerechtsübereinkommen der Vereinten Nationen
StUK	Standard "Untersuchung von Auswirkungen von Offshore-Windenergieanlagen"
SUP	Strategische Umweltprüfung
t	Tonne
TBT	Tributylzinn
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UVPG	Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung

VHF	Very High Frequency
VSC	voltage sourced converter (selbstgeführter Konverter)
VTG	Verkehrstrennungsgebiet
Wasser-stoffBG	Wasserstoffbeschleunigungsgesetz
WEA	Windenergieanlage
WHG	Wasserhaushaltsgesetz
WindSeeG	Windenergie-auf-See-Gesetz
WindSeeV	Verordnung zur Durchführung des Windenergie-auf-See-Gesetzes
WSV	Wasserstraßen- und Schifffahrtsverwaltung des Bundes

[Vorbemerkung: Der vorliegende Vorentwurf berücksichtigt den Entwurf eines Gesetzes zur Optimierung und Absicherung des Ausbaus der Windenergie auf See (Kabinettsbeschlusses vom 02.09.2026, im Folgenden bezeichnet mit **WindSeeG-E**)[1]; insb. mit Blick auf die künftige mögliche Anrechnung internationaler Kooperationsprojekte berücksichtigt dieser Vorentwurf zudem den Entwurf eines Gesetzes für einen planbaren, kosteneffizienten, netzverträglichen und marktorientierten Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor[2] (**EEG-E**). Die wesentlichen Neuerungen, die die Regelungsgegenstände des Flächenentwicklungsplans (FEP) betreffen, sollen bereits vor Abschluss des zugehörigen Gesetzgebungsverfahrens im Vorentwurf berücksichtigt werden, um die Planung möglichst vorausschauend, effizient und transparent zu gestalten. Aus den Änderungen, die dieser Entwurf zur Änderung des WindSeeG vorsieht, sind für das Fortschreibungsverfahren des FEP insbesondere folgende neue Inhalte relevant:

- Die Errichtung von internationalen Offshore-Anbindungsleitungen liegt neben der Errichtung von Windenergieanlagen auf See und Offshore-Anbindungsleitungen im überragenden öffentlichen Interesse und dient der öffentlichen Sicherheit. Ferner sehen die Kabinettsbeschlüsse vor, dass grenzüberschreitende Offshore-Kooperationen nach Maßgabe einer völkerrechtlichen Vereinbarung (Näheres dazu im EEG-E geregelt) aufgrund von § 5 Abs. 5 S. 5 EEG-E künftig auf das Ausbauziel nach § 1 Abs. 2 WindSeeG und die Ausschreibungsvolumina nach § 2a Abs. 1 WindSeeG angerechnet werden können.
- § 4 Abs. 1 Wasserstoffbeschleunigungsgesetz (WasserstoffBG) ist zu beachten, wonach die Errichtung und der Betrieb einer Anlage zur Erzeugung, zum Transport u.a.von Wasserstoff (genauer beschrieben in § 2 WasserstoffBG) bis zum Erreichen der Klimaneutralität 2045 im überragenden öffentlichen Interesse liegt.
- Die Ausschreibungsvolumen in § 2a WindSeeG-E sind angepasst. Im Jahr 2026 findet keine Ausschreibung statt und ab dem Jahr 2027 liegt das jährliche Ausschreibungsvolumen grundsätzlich zwischen 2.000 und 4.800 Megawatt. Dabei soll ab dem Inbetriebnahmejahr 2032 ein stetiger Ausbaupfad von im Durchschnitt 3.000 MW pro Jahr gewährleistet werden. Der Anteil des Ausschreibungsvolumens pro zur Ausschreibung kommender Fläche soll grundsätzlich 1.000 bis 1.200 MW betragen. Abweichungen innerhalb eines Korridors von 500 bis höchstens 2.400 Megawatt können in Ausnahmefällen aus fachplanerischen Gründen zulässig sein.
- Bei Sonstigen Energiegewinnungsbereichen ist auch eine Anbindung an das Stromnetz zulässig.
- Der FEP kann neben der zu installierenden Leistung eine (hiervon ggf. abweichende) zuzuweisende Netzanbindungskapazität festlegen.

[1] BT Drs. 21/8238, S.1, abrufbar unter: https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/Gesetz/2026/20260902-gesetzentwurf-ausbau-windenergie-auf-see.pdf?__blob=publicationFile&v=4

[2] BT Drs. 21/7867, S.1, abrufbar unter: https://dserver.bundestag.de/btd/21/078/2107867.pdf

- Der FEP kann Festlegungen für die Errichtung und den Betrieb von Einrichtungen[3] einschließlich deren Versorgung von Land treffen, um insbesondere den Schutz und die Gesundheit der Beschäftigten sicherzustellen.
- Planfeststellungsbeschlüsse und Plangenehmigungen, denen ein Zuschlag ab 2027 zugrundeliegt, werden in der Regel befristet auf 35 Jahre erteilt, es sei denn planerische Aspekte stehen dem entgegen.

Neben diesen dargestellten Inhalten können weitere im Gesetzentwurf vorgesehene Inhalte auch für den FEP relevant werden, die hier zur Übersichtlichkeit nicht alle dargestellt werden. Es ist zu erwarten, dass das Gesetz zur Optimierung und Absicherung des Ausbaus der Windenergie auf See bis zur Bekanntmachung eines Entwurfs des FEP in Kraft getreten ist; im Fortschreibungsverfahren des FEP wird dieser Gesetzentwurf einschließlich noch möglicher Änderungen stets berücksichtigt.]

[3] vgl. für den Begriff der "Einrichtung" die Definition in § 65 Abs. 1 WindSeeG.

I. Ziel

Das Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG)[4] sieht vor, dass in der Bundesrepublik Deutschland bis zum Jahr 2045 insgesamt mindestens 70 Gigawatt (GW) installierter Leistung von Windenergieanlagen auf See erreicht werden sollen. In den aktuellen Gesetzentwürfen des WindSeeG-E und in § 5 Abs. 5 S. 5 WindSeeG-E ist vorgesehen, dass dabei nach Maßgabe von internationalen Übereinkommen auch internationale Kooperationsprojekte angerechnet werden können. Die Errichtung von Windenergieanlagen (WEA) auf See und Offshore-Netzanbindungssystemen (ONAS) einschließlich internationaler Offshore-Anbindungsleitungen liegt im überragenden öffentlichen Interesse und dient der öffentlichen Gesundheit und Sicherheit (§ 1 Abs. 3 WindSeeG, § 1 Abs. 1 S. 2 Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG)). Um die vorgenannten Ausbauziele des WindSeeG zu erreichen, muss der Flächenentwicklungsplan (FEP) fortgeschrieben werden. Ziel dieser Fortschreibung ist unter anderem, Gebiete und Flächen mit den dazugehörigen ONAS westlich der Schifffahrtsroute SN10 festzulegen. Einige Flächen werden zusätzlich als Beschleunigungsflächen festgelegt und der FEP legt für Beschleunigungsflächen sowie für Infrastrukturgebiete Minderungsmaßnamen fest. Dieser FEP trifft darüber hinaus zeitliche Festlegungen für die Inbetriebnahme von Flächen und ONAS über das Inbetriebnahmejahr 2035 hinaus. In diesem Vorentwurf werden mögliche Festlegungen für Gebiete, Flächen und ONAS bis zum Jahr 2045 bzw. bis zur Erreichung des langfristigen Ausbauziels in Höhe von 70 GW dargestellt und konsultiert. Damit soll aufgezeigt werden, wie eine solche Zielerreichung nach aktuellem Kenntnisstand umgesetzt werden könnte. Gleichzeitig steigen mit dem Planungshorizont auch die Unsicherheiten. Konkret stellen sich beispielsweise Fragen bezüglich des Anteils der Wasserstofferzeugung an der auf See erzeugten Energiemenge oder dem Import von Strom über sogenannte Kooperationsprojekte mit Nachbarstaaten. Es ist daher beabsichtigt, am Ende dieses Fortschreibungsverfahren keine Festlegungen für einen Vollausbau zu treffen, sondern lediglich Flächen und ONAS bis zu einem Zieljahr festzulegen. Nach aktuellem Stand kommt dafür z.B. das Jahr 2038 in Frage. In diesem Fall bestünde ausreichend Planungssicherheit und Vorlauf für die zentrale Voruntersuchung. Gleichzeitig würden alle Flächen und ONAS in den Gebieten N-14 und N-16 festgelegt, sodass sich auch räumlich eine nachvollziehbare Abgrenzung ergibt. Es würden damit Festlegungen bis einschließlich 2038 getroffen, die zu einer insgesamt installierten Leistung in Höhe von 53,9 GW Ende 2038 führen würden. In den folgenden Kapiteln wird in Tabellen und Abbildungen im Festlegungsteil jeweils explizit der aktuell beabsichtigte Festlegungsumfang dargestellt, auf Konsultationsfragen F 1, F 3 und F 4 wird hingewiesen. Im Begründungsteil erfolgt keine Differenzierung nach Festlegungsumfang, dies wird im weiteren Verfahren entsprechend des resultierenden Festlegungsumfangs angepasst. Für die Konsultation dieses Vorentwurfs sind zudem in einzelnen Kapiteln im Teil Festlegungen kurze zusammenfassende Einordnungen vorangestellt.

Die Festlegungen des FEP bilden als Instrument der Bundesfachplanung die Grundlage für die Flächenvoruntersuchung nach §§ 9 ff. WindSeeG sowie für die Planfeststellung und Plangenehmigung nach

[4] Windenergie-auf-See-Gesetz vom 13. Oktober 2016 (BGBl. I S. 2258, 2310), das zuletzt durch Art. 6 des Gesetzes zur Beschleunigung der Verfügbarkeit von Wasserstoff und zur Änderung weiterer rechtlicher Rahmenbedingungen für den Wasserstoffhochlauf und weiterer energierechtlicher Vorschriften vom 29.3.2026 (BGBl. 2026 I Nr. 84) geändert worden ist.

§§ 66 ff. WindSeeG und sind damit für die geordnete Planung und Errichtung von WEA und ONAS erforderlich.

II. Festlegungen

§ 5 Abs. 1 S. 1 WindSeeG regelt, dass der FEP für den Zeitraum ab dem Jahr 2026 Festlegungen für die deutsche Ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ) und das Küstenmeer trifft. Im Einzelnen enthält der FEP Festlegungen zu den in § 5 Abs. 1 bis Abs. 2c WindSeeG genannten Punkten. Soweit eine Festlegung aus vergangenen Flächenentwicklungsplänen nicht geändert oder aufgehoben wird, gilt diese fort – jedoch werden aus Gründen der Übersichtlichkeit nunmehr nur noch diejenigen Festlegungen im Festlegungsteil dargestellt, die neu oder in geänderter Form im vorliegenden FEP festgelegt werden. Eine vollständige Übersicht zu allen bestehenden Festlegungen stellt der Anhang (Kapitel 18) dar.

1 Gebiete und Flächen

Zusammenfassung / Einordnung

- Für N-17 und N-5 wird zugunsten der Seevögel eine angepasste Gebietskulisse vorgeschlagen.
- Für alle Gebiete werden Flächen dargestellt.
- Die vrs. zu installierende Leistung beträgt im Regelfall 1.100 MW, die zuzuweisende Netzanbindungskapazität 1.000 MW, sodass eine Überbauung von 10 Prozent resultiert.
- Flächen mit Inbetriebnahme bis einschließlich 2038 sollen am Ende des Verfahrens festgelegt werden.
- Mit den Festlegungen und insbesondere der Überbauung können gegenüber vorherigen Planungen wesentliche Effizienzgewinne erzielt werden. Die korrigierte Leistungsdichte beträgt im Mittel für die neuen Flächen in den Zonen 4 und 5 7,3 MW/km^2.

Der FEP legt die in Tabelle 1 dargestellten Gebiete und Flächen fest. Tabelle 1 enthält darüber hinaus die Festlegungen der auf den Flächen voraussichtlich zu installierenden Leistung und erstmalig der zuzuweisenden Netzanbindungskapazität. Die Grundlage hierfür ist die in § 5 Abs. 1 S. 1 Nr. 5a WindSeeG-E eingeführte zusätzliche Festlegungskompetenz. Eine kartographische Darstellung für die Nordsee findet sich in Abbildung 1. Für die Ostsee erfolgt keine zusätzliche Festlegung von Gebieten und Flächen im Vergleich zum FEP 2025.

Tabelle 1: Festlegungen zu Gebieten und Flächen

Bezeichnung Gebiet	Grundfläche Gebiet [km^2]	Bezeichnung Fläche	Grundfläche Fläche [km^2]	vrs. zu installierende Leistung [MW]	zuzuweisende Netzanbindungskapazität [MW]
N-5	578	N-5.4	133	1.100	1.000
		N-5.5	131	1.100	1.000
		N-5.6	128	1.100	1.000
		N-5.7	128	1.100	1.000
N-6	543	N-6.8	110	1.000	1.000

Bezeichnung Gebiet	Grundfläche Gebiet [km²]	Bezeichnung Fläche	Grundfläche Fläche [km²]	vrs. zu installierende Leistung [MW]	zuzuweisende Netzanbindungskapazität [MW]
		N-6.9	131	1.000	1.000
N-9	782	N-9.5	146	1.100	1.000
N-12	965	N-12.4	90	1.000	1.000
		N-12.5	107	1.000	1.000
		N-12.6	100	1.000	1.000
		N-12.7	101	1.000	1.000
N-13	513	N-13.3	117	1.100	1.000
		N-13.4	100	1.100	1.000
		N-13.5	102	1.000	
N-14	557	N-14.1	112	1.100	1.000
		N-14.2	140	1.100	1.000
		N-14.3	139	1.100	1.000
		N-14.4	111	1.100	1.000
N-16	1.081	N-16.1	109	1.100	1.000
		N-16.2	128	1.100	1.000
		N-16.3	127	1.100	1.000
		N-16.4	126	1.100	1.000
		N-16.5	127	1.100	1.000
		N-16.6	126	1.100	1.000
		N-16.7	127	1.100	1.000
		N-16.8	105	1.100	1.000
N-17	284	N-17.1	128	1.100	1.000
		N-17.2	147	1.100	1.000
N-19	548	N-19.1	104	1.100	1.000
		N-19.2	134	1.100	1.000
		N-19.3	135	1.100	1.000
		N-19.4	107	1.100	1.000

Farbcodierung:
Festlegung in einem vorherigen FEP | Festlegung in einem vorherigen FEP mit Änderung | Neue Festlegung | Ausblick: voraussichtlich keine Festlegung in diesem Fortschreibungsverfahren

Es werden nur diejenigen Festlegungen dargestellt, die neu oder in geänderter Form im vorliegenden FEP festgelegt werden. Eine vollständige Übersicht zu allen bestehenden Festlegungen stellt der Anhang (Kapitel 18) dar. Zusätzlich erfolgt in farblicher Hervorhebung ein Ausblick, zu dem voraussichtlich keine Festlegung in diesem Fortschreibungsverfahren erfolgen wird.

Die im FEP 2025 erfolgte Festlegung des Gebiets in Prüfung N-20 wird aufgehoben.

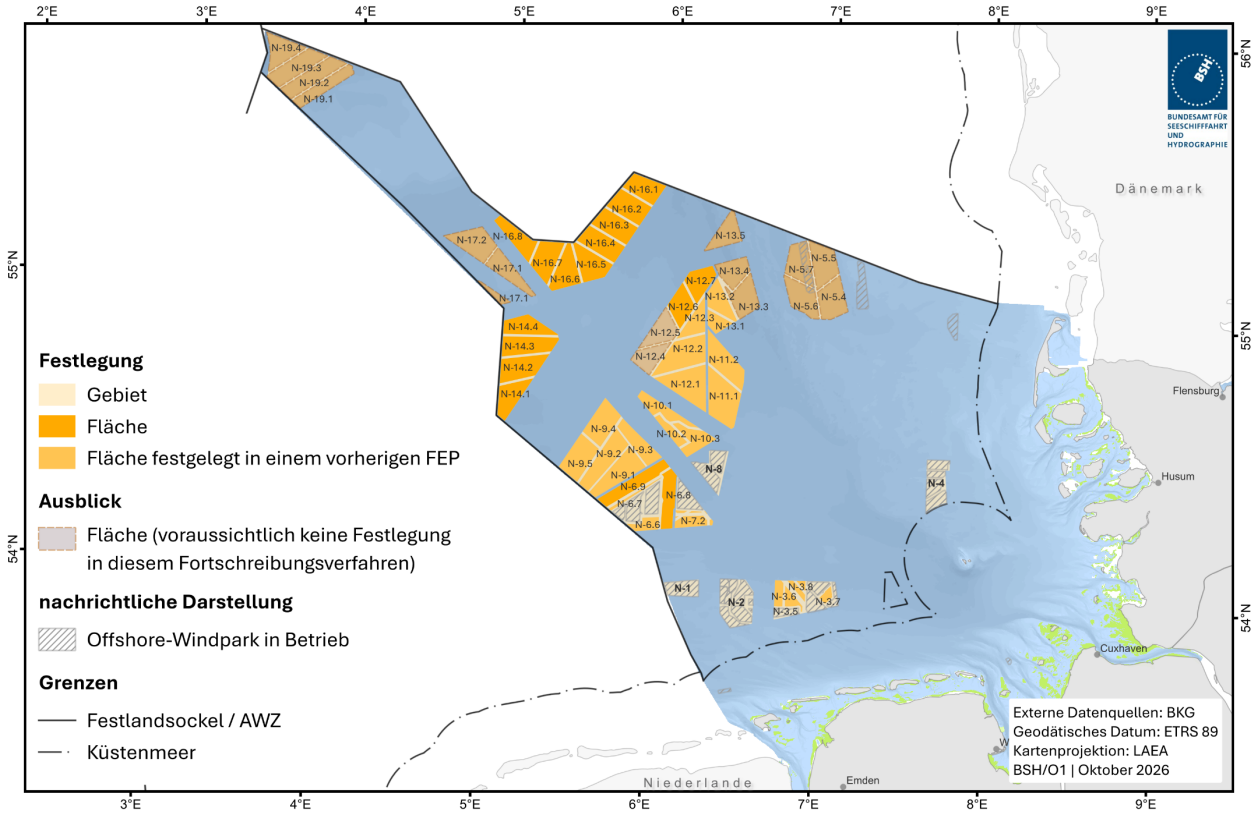


Abbildung 1: Festlegungen zu Gebieten und Flächen in der AWZ der Nordsee

2 Beschleunigungsflächen

Zusammenfassung / Einordnung

- Es werden fünf neue Beschleunigungsflächen festgelegt, die nunmehr neben den bestehenden gesetzlichen Beschleunigungsflächen einem beschleunigten Zulassungsregime unterfallen.
- Es handelt sich um Flächen, die für die Windenergie auf See besonders geeignet sind (§ 3 Nr. 1 WindSeeG) und die außerhalb von Bereichen liegen, für die § 5 Abs. 2b S. 7 WindSeeG die Ausweisung von Beschleunigungsflächen ausschliesst.
- Bei den festgelegten Beschleunigungsflächen liegt zudem kein atypischer Fall vor, der dem gebundenen Ermessen aus § 5 Abs. 2b S. 3 WindSeeG entgegensteht.
- Für das beschleunigte Verfahren der Zulassung wird nunmehr auch für die festgelegten Beschleunigungsflächen ein Katalog von Minderungsmaßnahmen in diesem FEP festgelegt.

2.1 Festlegung von Beschleunigungsflächen

Der FEP legt gemäß § 5 Abs. 2b WindSeeG die Flächen N-14.1, N-14.2, N-14.3,N-14.4 sowie N-10.3 (vgl. Abbildung 2) zusätzlich als Beschleunigungsflächen fest.

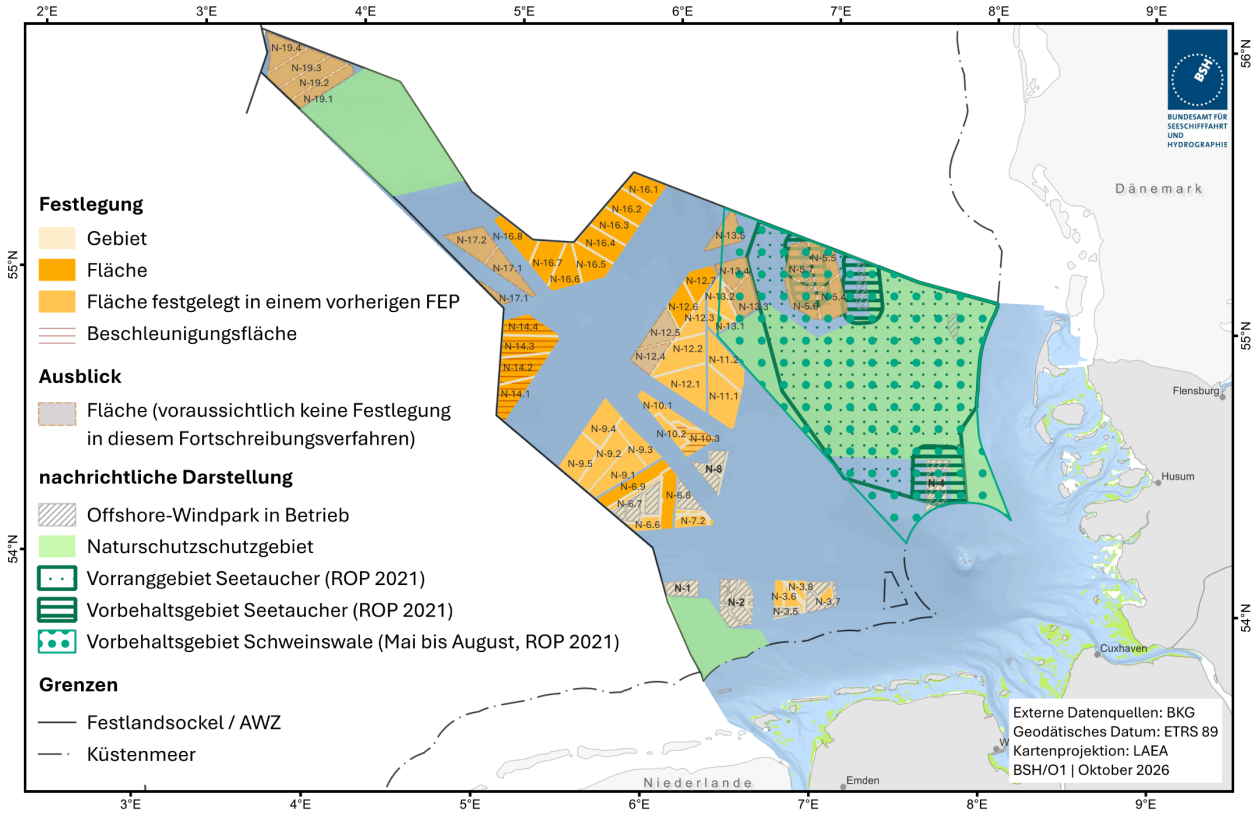


Abbildung 2: Festlegungen von Beschleunigungsflächen in der AWZ der Nordsee

Informatorisch wird darauf hingewiesen, dass gemäß § 8a WindSeeG die im FEP 2023 festgelegten Gebiete und Flächen in der Nordsee, für die bereits das Jahr der Ausschreibung festgelegt ist, mit Ausnahme des Gebiets N-3, (gesetzliche) Beschleunigungsflächen sind. Hiernach sind die folgenden Flächen Beschleunigungsflächen: N-6.6, N-6.7, N-7.2, N-9.1, N-9.2, N-9.3, N-10.1, N-10.2, N-11.1, N-11.2, N-12.1, N-12.2, N-12.3, N-13.1, N-13.2, N-21.1 (nunmehr N-6.8 und N-6.9).

2.2 Minderungsmaßnahmen für Beschleunigungsflächen und Infrastrukturgebiete

Der FEP legt nach § 5 Abs. 2c WindSeeG für Beschleunigungsflächen sowie für Infrastrukturgebiete wirksame und verhältnismäßige Minderungsmaßnahmen oder Regeln für Minderungsmaßnahmen fest, um mögliche negative Umweltauswirkungen zu vermeiden oder, falls dies nicht möglich ist, gegebenenfalls erheblich zu verringern. Diese Festlegungen gelten sowohl für die nach § 5 Abs. 2b WindSeeG festgelegten Beschleunigungsflächen als auch für die gesetzlichen Beschleunigungsflächen im Sinne des § 8a WindSeeG. Gleichermaßen sind die Minderungsmaßnahmen sowohl für die nach § 12j Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) in einem Infrastrukturgebieteplan ausgewiesenen Infrastrukturgebiete als auch für die gesetzlichen Infrastrukturgebiete nach § 70b Abs. 2 WindSeeG anzuwenden.

Für alle im FEP festgelegten Beschleunigungsflächen (d.h. N-14.1, N-14.2, N-14.3, N-14.4 und N-10.3) sowie für die gesetzlichen Beschleunigungsflächen nach § 8a WindSeeG werden die Minderungsmaßnahmen A bis S festgelegt. Diese sind in der Begründung unter III. 2.2. genauer erläutert.

Für alle ausgewiesenen und gesetzlichen Infrastrukturgebiete werden die Minderungsmaßnahmen A bis I, K, L, M sowie Q und S festgelegt. Parallel zu diesem FEP wird ein neuer Infrastrukturgebieteplan bekanntgemacht, in welchem neue Infrastrukturgebiete ausgewiesen werden. Auch für diese sind die vorgenannten Minderungsmaßnahmen einschlägig.

Die Minderungsmaßnahmen für Beschleunigungsflächen und Infrastrukturgebiete werden im Einzelnen in der Begründung unter III. 2.2 dargestellt.

Es wird darauf hingewiesen, dass die Minderungsmaßnahmen für das Überprüfungsverfahren nach §§ 70a Abs. 3 S. 1, 3, 70b Abs. 3 S. 1 WindSeeG zu berücksichtigen sind. Für das weitere Zulassungsverfahren sind jeweils alle Planungsgrundsätze des FEP und das sonstige Fachrecht verbindlich (vgl. §§ 70a Abs. 2 S. 4, 70b Abs. 1 S. 2 WindSeeG).

3 Leitungen

Zusammenfassung / Einordnung

- Für die Flächen werden entsprechende Netzanbindungen festgelegt.
- Voraussichtlich sechs Netzanbindungen mit Inbetriebnahme bis einschließlich 2038 sollen am Ende des Verfahrens festgelegt werden.
- Durch Optimierungsmaßnahmen kann die Anzahl der erforderlichen Netzanbindungen gegenüber bisherigen Planungen um fünf Netzanbindungen reduziert werden. Dies entspricht einer Einsparung in zweistelliger Milliardenhöhe. Zudem wird der Bedarf für Trassenkorridore vor allem in sensiblen Küstenmeerbereichen signifikant reduziert.
- Insgesamt kann mit den Festlegungen eine Netzanbindungskapazität von ca. 67 GW realisiert werden.
- Zwei weitere Trassen für grenzüberschreitende Seekabelsysteme mit Anlandung in Deutschland werden festgelegt.

3.1 Grenzkorridore zum Küstenmeer

Nach § 5 Abs. 1 S. 1 Nr. 8 WindSeeG trifft der FEP Festlegungen über Orte, an denen die ONAS die Grenze zwischen der AWZ und dem Küstenmeer überschreiten (sog. Grenzkorridore).

In Tabelle 2 sind die Grenzkorridore von der AWZ zum Küstenmeer für die Nordsee und Ostsee aufgeführt. Jedem Grenzkorridor sind zusätzlich bestehende und im FEP geplante bzw. festgelegte Seekabelsysteme zugeordnet, dies umfasst ONAS und grenzüberschreitende Seekabelsysteme.

Bereits im FEP 2025 wurde festgestellt, dass die aktuellen Grenzkorridore und ihre jeweils erwarteten Kapazitäten nicht ausreichend sind, um die zur Erreichung des gesetzlichen Ausbauziels von mindestens 70 GW bis 2045 erforderlichen Leitungen vorzusehen. Im Rahmen des vom Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) eingeleiteten und moderierten Abstimmungsprozesses zur Identifizierung weiterer Trassenkapazitäten bzw. Grenzkorridore im Küstenmeer der Nordsee (sog. AG Grenzkorridore) haben die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) das Gutachten “KüstenLink” beauftragt. Darin

werden anhand eines abgestimmten Kriterienkatalogs zahlreiche Trassenkorridore und Anlandungspunkte in Schleswig-Holstein und Niedersachsen bewertet.[5] Im Ergebnis ist zu erwarten, dass sowohl für Niedersachsen als auch für Schleswig-Holstein weitere, über die im FEP 2025 dargestellten Grenzkorridorkapazitäten hinausgehende Trassen ermittelt bzw. geführt werden müssen.

Im Vergleich zu den Festlegungen des FEP 2025 wird auf Grundlage der Zwischenergebnisse der KüstenLink-Studie mit dem Grenzkorridor N-VI ein neuer Grenzkorridor am Übergang der AWZ zum Küstenmeer Schleswig-Holsteins in der Nordsee festgelegt, zu dem die in Abbildung 3 dargestellte Trassenführung aus dem nördlichen Bereich der AWZ durch das Naturschutzgebiet (NSG) “Sylter Außenriff - Östliche Deutsche Bucht” erfolgt. Es wird erwartet, dass ausgehend von diesem Grenzkorridor die gemäß dem erwähnten Gutachten am besten geeigneten Trassenkorridore im Küstenmeer Schleswig-Holsteins gut erreichbar sind.

Tabelle 2: Zuordnung von Seekabelsystemen auf die Grenzkorridore zum Küstenmeer

Grenzkorridor	Seekabelsysteme
N-I	(5) I-NOR-12
N-III	(7) NOR-14-2 (8) NOR-16-3 (9) NOR-16-4
	(10) NOR-17-1 (11) NOR-19-1 (12) NOR-19-2 (13) NOR-12-3
N-IV	(5) NOR-12-4
N-V	(5) I-NOR-11 (Hansa Link)
N-VI	(1) NOR-16-1 (2) NOR-16-2
	(3) NOR-13-2 (4) NOR-5-2 (5) NOR-5-3

Farbcodierung:
Festlegung in einem vorherigen FEP mit Änderung | Neue Festlegung | Ausblick: voraussichtlich keine Festlegung in diesem Fortschreibungsverfahren

Es werden nur diejenigen Festlegungen dargestellt, die neu oder in geänderter Form im vorliegenden FEP festgelegt werden. Eine vollständige Übersicht zu allen bestehenden Festlegungen stellt der Anhang (Kapitel 18) dar. Zusätzlich erfolgt in farblicher Hervorhebung ein Ausblick, zu dem voraussichtlich keine Festlegung in diesem Fortschreibungsverfahren erfolgen wird.

[5] Die ÜNB, die die Studie „KüstenLink“ beauftragt haben, beabsichtigen eine Veröffentlichung der Studie Ende 2026 unter diesem Link: https://www.netztransparenz.de/de-de/Über-uns/Studien-und-Positionspapiere/KuestenLink

3.2 Offshore-Netzanbindungssysteme

Die in Tabelle 3 dargestellten ONAS werden festgelegt und dienen der Anbindung der in Kapitel II.1 festgelegten Flächen.

Tabelle 3: Festlegungen für ONAS

ONAS	Übertragungs-kapazität [MW]	Grenzkorridor	Netzverknüpfungspunkt (NVP) (Nachrichtlich auf Grundlage des 2. Entwurf des Netzentwicklungsplan Strom (NEP) 2025-2037/2045)
NOR-12-4	2.000	N-VI	Suchraum der Gemeinden Pöschendorf
NOR-14-1	2.000	N-V	Suchraum der Gemeinden Pöschendorf
NOR-14-2	2.000	N-III	Rommerskirchen
NOR-16-1	2.000	N-VI	Hardebek
NOR-16-2	2.000	N-VI	Suchraum BBS
NOR-16-3	2.000	N-III	Großenmeer
NOR-16-4	2.000	N-III	Rommerskirchen
NOR-17-1	2.000	N-III	n.b.
NOR-19-1	2.000	N-III	n.b.
NOR-19-2	2.000	N-III	n.b.
NOR-12-3	2.000	N-III	n.b.
NOR-13-2	2.000	N-VI	n.b.
NOR-5-2	2.000	N-VI	n.b.
NOR-5-3	2.000	N-VI	n.b.

Farbcodierung:
Festlegung in einem vorherigen FEP | Festlegung in einem vorherigen FEP mit Änderung | Neue Festlegung | Ausblick: voraussichtlich keine Festlegung in diesem Fortschreibungsverfahren

Es werden nur diejenigen Festlegungen dargestellt, die neu oder in geänderter Form im vorliegenden FEP festgelegt werden. Eine vollständige Übersicht zu allen bestehenden Festlegungen stellt der Anhang (Kapitel 18) dar. Zusätzlich erfolgt in farblicher Hervorhebung ein Ausblick, zu dem voraussichtlich keine Festlegung in diesem Fortschreibungsverfahren erfolgen wird.

Nach § 5 Abs. 1 S. 1 Nr. 6 WindSeeG trifft der FEP Festlegungen über Standorte von Konverterplattformen, Sammelplattformen und, soweit erforderlich, Umspannanlagen. Nach § 5 Abs. 1 S. 1 Nr. 7 WindSeeG trifft der FEP Festlegungen über Trassen oder Trassenkorridore für Offshore-Anbindungsleitungen.
Konverterplattformen sowie Kabeltrassen werden nur zur Anbindung der Flächen festgelegt, für die auch ein Quartal der Inbetriebnahme festgelegt wird. Einer Festlegung von Umspannplattformen bedarf es aufgrund des Direktanbindungskonzeptes nicht.

3.3 Grenzüberschreitende Seekabelsysteme

Unter grenzüberschreitenden Seekabelsystemen im Sinne dieses Plans sind Seekabelsysteme zu verstehen, welche durch das Staatsgebiet oder die AWZ mindestens eines anderen Nordsee- bzw. Ostseeanrainerstaates und die deutsche AWZ verlaufen.

Nordsee

Es werden mit I-NOR-11 und I-NOR-12 gegenüber dem FEP 2025 zwei zusätzliche Trassenkorridore für grenzüberschreitende Seekabelsysteme mit Anlandung in Deutschland festgelegt.

Tabelle 4 stellt die im FEP festgelegten Grenzkorridore und Trassen für grenzüberschreitende Seekabelsysteme dar.

Tabelle 4: Grenzkorridore und Trassen für grenzüberschreitende Seekabelsysteme

Seekabelsystem	Punkt A	Punkt B	Land A	Land B	Name (falls bekannt)
Nordsee					
Seekabelsysteme mit Anlandung in Deutschland					
I-NOR-11	N-V	N-XI	Deutschland	Großbritannien	Hansa Link
I-NOR-12	N-I	N-XV	Deutschland	Großbritannien / Niederlande	

Es werden nur diejenigen Festlegungen dargestellt, die neu oder in geänderter Form im vorliegenden FEP festgelegt werden. Eine vollständige Übersicht zu allen bestehenden Festlegungen stellt der Anhang (Kapitel 18) dar.

Ostsee

Gegenüber den Festlegungen des FEP 2025 erfolgen für die Ostsee keine neuen Festlegungen für grenzüberschreitende Seekabelsysteme.
[Auf Konsultationsfrage F 2 wird verwiesen.]

3.4 Verbindungen von Anlagen untereinander

Nach § 5 Abs. 1 S. 1 Nr. 10 WindSeeG kann der FEP Festlegungen für Trassen oder Trassenkorridore für mögliche Verbindungen von Offshore-Anlagen, für Anbindungsleitungen und grenzüberschreitende Seekabelsysteme sowie für Verbindungen von Konverterplattformen untereinander enthalten.

In diesem Plan werden keine Verbindungen von Anlagen untereinander festgelegt.

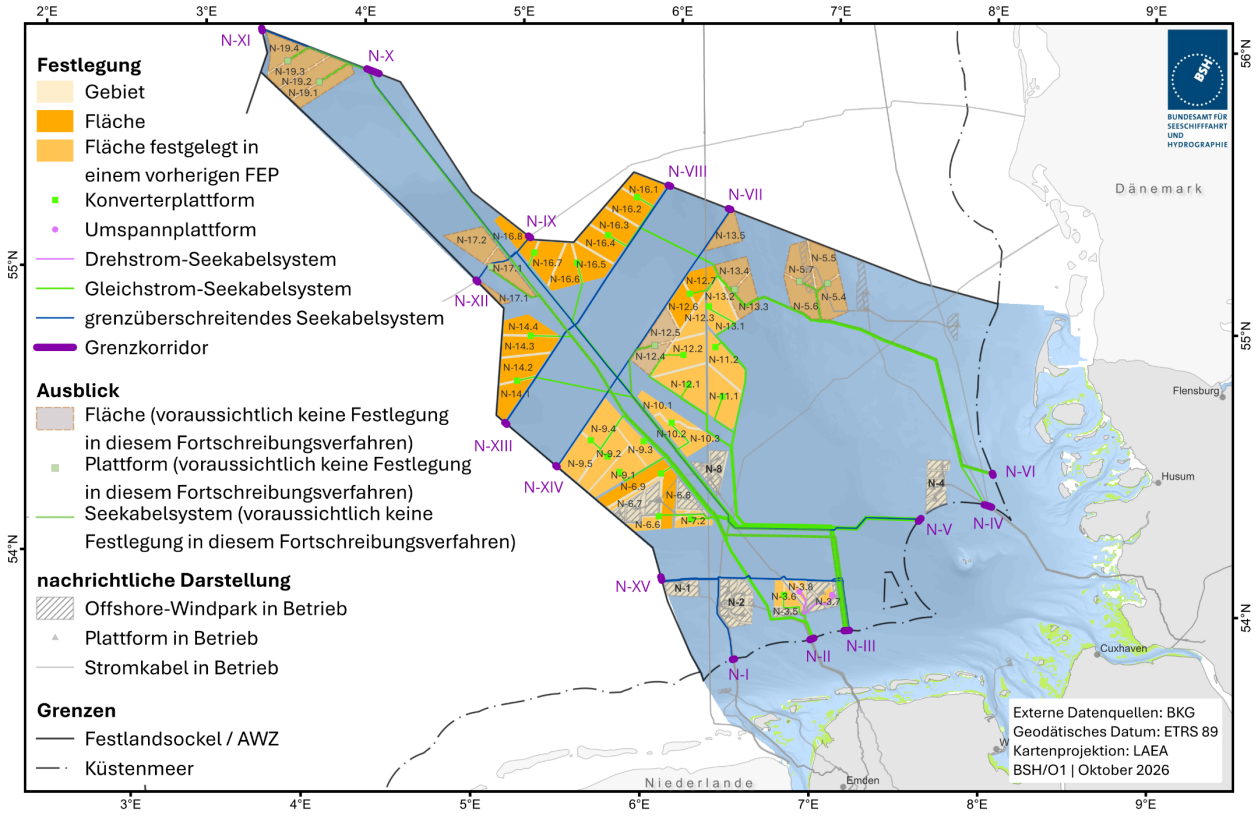


Abbildung 3: Festlegungen zu Leitungen in der AWZ der Nordsee

4 Festlegungen für das Küstenmeer

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 Inbetriebnahme und die voraussichtlich zu installierende Leistung sowie für Testfelder und sonstige Energiegewinnungsbereiche für das Küstenmeer treffen.

Gegenüber den Festlegungen des FEP 2025 erfolgen für das Küstenmeer keine neuen Festlegungen.

5 Zentrale Voruntersuchung sowie Kalenderjahre der Ausschreibung und Inbetriebnahme

Zusammenfassung / Einordnung

- Der überwiegende Teil der festgelegten Flächen wird nicht Beschleunigungsfläche und damit zentral durch das BSH voruntersucht.
- Ab dem Jahr 2035 sollen bis 2045 in jedem Jahr jeweils zwei Flächen mit insgesamt 2,2 GW in Betrieb genommen werden. In einigen wenigen Jahren ist die Inbetriebnahme von bis zu 4,4 GW vorgesehen, um einen stetigen Ausbau von durchschnittlich knapp 3 GW pro Jahr bis zur Erreichung der 70 GW zu gewährleisten.
- Festlegungen bis Inbetriebnahme einschließlich 2038 gewährleisten einerseits ausreichend Planungssicherheit für die kommenden Jahre und lassen andererseits genug Flexibilität für künftige Entwicklungen.

Der FEP trifft nach § 5 Abs. 1 S. 1 Nr. 3 WindSeeG Festlegungen über die zeitliche Reihenfolge, in der die festgelegten Flächen zur Ausschreibung kommen sollen, einschließlich der Benennung der jeweiligen Kalenderjahre, sowie die Festlegung, ob die Fläche zentral voruntersucht werden soll und nach Nr. 4 Festlegungen darüber, in welchem Quartal des jeweiligen Kalenderjahres die bezuschlagten WEA sowie das zugehörige ONAS in Betrieb genommen werden sollen.

Um einen Gleichlauf zwischen Offshore-Windpark (OWP) und ONAS zu gewährleisten, legt der FEP darüber hinaus das Quartal des jeweiligen Kalenderjahres fest, in welchem der Einzug der parkinternen Verkabelung des anzuschließenden OWP in die Konverterplattform des ÜNB erfolgen soll.

5.1 Zentrale Voruntersuchung

Der FEP legt gemäß § 5 Abs. 1 S.1 Nr. 3 WindSeeG fest, dass die Flächen N-12.4 und N-12.5, N-5.4, N-5.5, N-5.6 und N-5.7 sowie alle Flächen in den Gebieten N-16, N-17 und N-19 zusätzlich zu den Festlegungen des FEP 2025 zentral voruntersucht werden sollen. Tabelle 5 und Abbildung 4 stellen die Festlegung der Flächen zur zentralen Voruntersuchung dar.

Gegenüber den Festlegungen des FEP 2025 erfolgen für die Ostsee keine neuen Festlegungen.

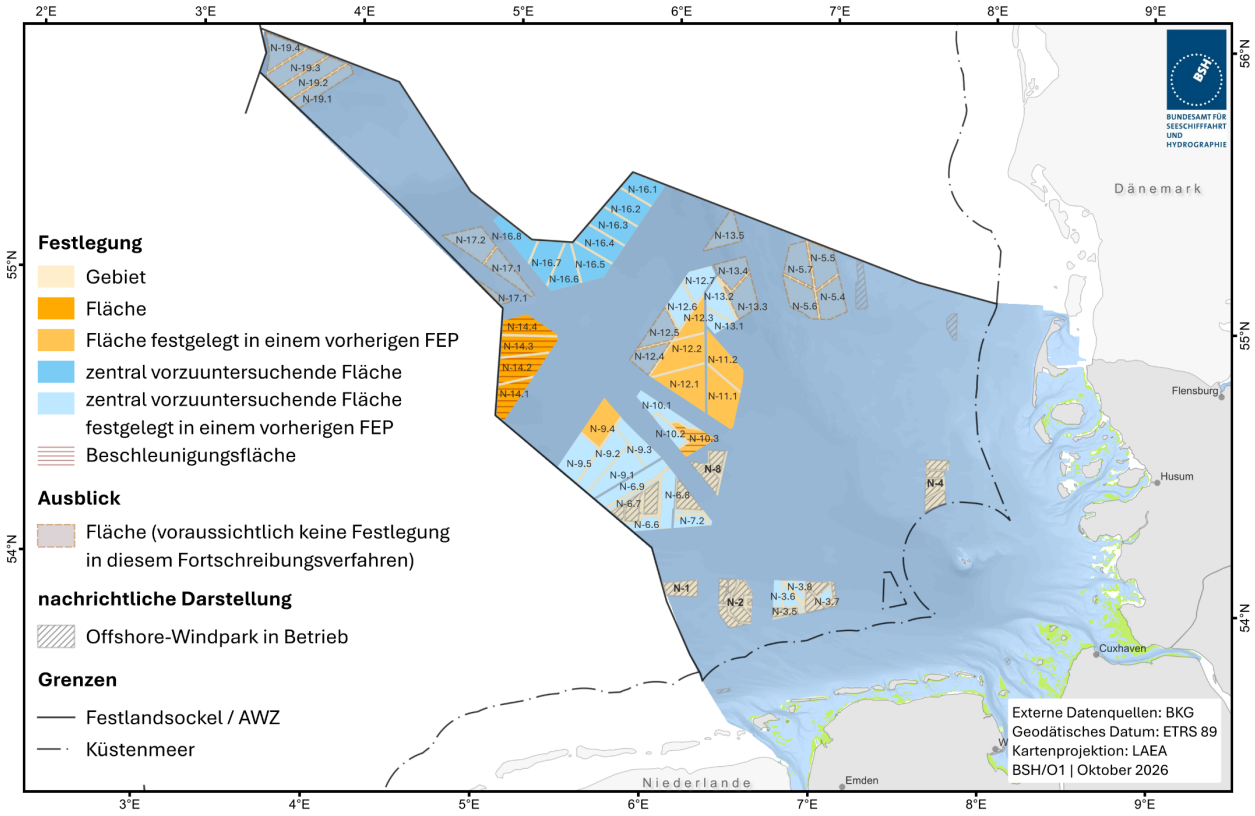


Abbildung 4: Festlegungen zur zentralen Voruntersuchung von Flächen in der Nordsee

5.2 Kalenderjahre der Ausschreibung und Inbetriebnahme

Tabelle 5 stellt die Festlegungen zur zeitlichen Reihenfolge der Ausschreibung und Inbetriebnahme der festgelegten Flächen und ONAS dar.

Tabelle 5: Kalenderjahre der Ausschreibung und Inbetriebnahme für WEA und der zugehörigen ONAS einschließlich der jeweiligen Quartale (QI - QIV) im Kalenderjahr

Bezeichnung Fläche	Vrs. zu installierende Leistung [MW] / zuzuweisende Netzanbindungskapazität [MW]	Ausschreibungsjahr	Inbetriebnahme der auf den Flächen jeweils bezuschlagten WEA	Einzug parkinterne Verkabelung der bezuschlagten WEA in Plattform	Bezeichnung ONAS	Inbetriebnahme ONAS
N-6.7	270	2023	2028 (QIV)[a)]	2028 (QIII)	NOR-6-3	2028 (QIV)[a)]
N-11.1	2.000	2023	2032 (QIV)[b)]	2032 (QI-II)	NOR-11-1	2032 (QIV)[b)]
N-12.1	2.000	2023	2030 (QIII)[c)]	2030 (QI-II)	NOR-12-1	2030 (QIII)[c)]
N-12.2	2.000	2023	2030 (QIV)[b)]	2030 (QI-II)	NOR-12-2	2030 (QIV)[b)]
N-11.2	1.500	2024	2031 (QIV)[d)]	2031 (QIII)	NOR-11-2	2031 (QIV)[d)]
N-9.2	2.000	2024	2031 (QIV)[e)]	2031 (QIII-IV)	NOR-9-2	2031 (QIV)[e)]
N-13.1	500	2027	2032 (QIII)	2031 (QIII-QIV)	NOR-11-2	2031 (QIV)[d)]
N-9.5	1.100 / 1.000	2028	2033 (QIII)	2033 (QII)	NOR-9-4	2033 (QIII)
N-14.1	1.100 / 1.000	2028	2035 (QIII)	2035 (QI)	NOR-14-1	2035 (QIII)
N-14.2	1.100 / 1.000	2028	2035 (QIII)	2035 (QII)	NOR-14-1	2035 (QIII)
N-12.6	1.000 / 1.000	2029	2034 (QIII)	2034 (QI)	NOR-12-4	2034 (QIII)
N-12.7	1.000 / 1.000	2029	2034 (QIII)	2034 (QII)	NOR-12-4	2034 (QIII)
N-14.3	1.100 / 1.000	2029	2036 (QIII)	2036 (QI)	NOR-14-2	2036 (QIII)
N-14.4	1.100 / 1.000	2029	2036 (QIII)	2036 (QII)	NOR-14-2	2036 (QIII)
N-6.8	1.000 / 1.000	2030	2035 (QIII)	2035 (QI)	NOR-6-4	2035 (QIII)
N-6.9	1.000 / 1.000	2030	2035 (QIII)	2035 (QII)	NOR-6-4	2035 (QIII)
N-16.1	1.100 / 1.000	2031	2036 (QIII)	2036 (QI)	NOR-16-1	2036 (QIII)
N-16.2	1.100 / 1.000	2031	2036 (QIII)	2036 (QII)	NOR-16-1	2036 (QIII)
N-16.3	1.100 / 1.000	2032	2037 (QIII)	2037 (QI)	NOR-16-2	2037 (QIII)
N-16.4	1.100 / 1.000	2032	2037 (QIII)	2037 (QII)	NOR-16-2	2037 (QIII)
N-16.5	1.100 / 1.000	2033	2038 (QIII)	2038 (QI)	NOR-16-3	2038 (QIII)
N-16.6	1.100 / 1.000	2033	2038 (QIII)	2038 (QII)	NOR-16-3	2038 (QIII)
N-16.7	1.100 / 1.000	2033	2038 (QIII)	2038 (QI)	NOR-16-4	2038 (QIII)
N-16.8	1.100 / 1.000	2033	2038 (QIII)	2038 (QII)	NOR-16-4	2038 (QIII)
N-17.1	1.100 / 1.000	2034	2039 (QIII)	2039 (QI)	NOR-17-1	2039 (QIII)
N-17.2	1.100 / 1.000	2034	2039 (QIII)	2039 (QII)	NOR-17-1	2039 (QIII)
N-19.1	1.100 / 1.000	2035	2040 (QIII)	2040 (QI)	NOR-19-1	2040 (QIII)
N-19.2	1.100 / 1.000	2035	2040 (QIII)	2040 (QII)	NOR-19-1	2040 (QIII)

Bezeichnung Fläche	Vrs. zu installierende Leistung [MW] / zuzuweisende Netzanbindungskapazität [MW]	Ausschreibungsjahr	Inbetriebnahme der auf den Flächen jeweils bezuschlagten WEA	Einzug parkinterne Verkabelung der bezuschlagten WEA in Plattform	Bezeichnung ONAS	Inbetriebnahme ONAS
N-19.3	1.100 / 1.000	2036	2041 (QIII)	2041 (QI)	NOR-19-2	2041 (QIII)
N-19.4	1.100 / 1.000	2036	2041 (QIII)	2041 (QII)	NOR-19-2	2041 (QIII)
N-12.4	1.000 / 1.000	2037	2042 (QIII)	2042 (QI)	NOR-12-3	2042 (QIII)
N-12.5	1.000 / 1.000	2037	2042 (QIII)	2042 (QII)	NOR-12-3	2042 (QIII)
N-13.3	1.100 / 1.000	2038	2043 (QIII)	2043 (QI)	NOR-13-2	2043 (QIII)
N-13.4	1.100 / 1.000	2038	2043 (QIII)	2043 (QII)	NOR-13-2	2043 (QIII)
N-5.4	1.100 / 1.000	2039	2044 (QIII)	2044 (QI)	NOR-5-2	2044 (QIII)
N-5.5	1.100 / 1.000	2039	2044 (QIII)	2044 (QII)	NOR-5-2	2044 (QIII)
N-5.6	1.100 / 1.000	2040	2045 (QIII)	2045 (QI)	NOR-5-3	2045 (QIII)
N-5.7	1.100 / 1.000	2040	2045 (QIII)	2045 (QII)	NOR-5-3	2045 (QIII)

Farbcodierung:
Festlegung in einem vorherigen FEP | Festlegung in einem vorherigen FEP mit Änderung | Neue Festlegung | Ausblick: voraussichtlich keine Festlegung in diesem Fortschreibungsverfahren | Blau hinterlegte Flächen werden zentral voruntersucht

Es werden nur diejenigen Festlegungen dargestellt, die neu oder in geänderter Form im vorliegenden FEP festgelegt werden. Eine vollständige Übersicht zu allen bestehenden Festlegungen stellt der Anhang (Kapitel 18) dar. Zusätzlich erfolgt in farblicher Hervorhebung ein Ausblick, zu dem voraussichtlich keine Festlegung in diesem Fortschreibungsverfahren erfolgen wird.

[a] Es liegen Hinweise des zuständigen ÜNB vor, dass sich die Inbetriebnahme des ONAS um voraussichtlich ca. drei bis sechs Monate gegenüber der hier dargestellten Festlegung verzögern wird.

[b] Es liegen Hinweise des zuständigen ÜNB vor, dass sich die Inbetriebnahme des ONAS um voraussichtlich ca. zwölf Monate gegenüber der hier dargestellten Festlegung verzögern wird. Der voraussichtliche Fertigstellungstermin nach § 17d Abs. 2 EnWG wurde noch nicht angepasst.

[c] Es liegen Hinweise des zuständigen ÜNB vor, dass sich die Inbetriebnahme des ONAS um voraussichtlich ca. drei Monate gegenüber der hier dargestellten Festlegung verzögern wird. Der voraussichtliche Fertigstellungstermin nach § 17d Abs. 2 EnWG wurde noch nicht angepasst.

[d] Es liegen Hinweise des zuständigen ÜNB vor, dass sich die Inbetriebnahme des ONAS um voraussichtlich ca. sechs Monate gegenüber der hier dargestellten Festlegung verzögern wird. Der voraussichtliche Fertigstellungstermin nach § 17d Abs. 2 EnWG wurde noch nicht angepasst.

[e] Es liegen Hinweise des zuständigen ÜNB vor, dass sich die Inbetriebnahme des ONAS um voraussichtlich ca. neun Monate gegenüber der hier dargestellten Festlegung verzögern wird. Der voraussichtliche Fertigstellungstermin nach §17d Abs. 2 EnWG wurde noch nicht angepasst.

[Auf Konsultationsfragen F 3 bis F 12 wird verwiesen.]

6 Standardisierte Technikgrundsätze

Zusammenfassung / Einordnung

- Für Netzanbindungen wird weiterhin von einem 2 GW-Standard ausgegangen
- Ab dem Jahr 2035 soll der Anschluss der Windenergieanlagen an der Konverterplattform per 132 kV Seekabel erfolgen

Nach § 5 Abs. 1 S. 1 Nr. 11 WindSeeG sind standardisierte Technikgrundsätze zum Zwecke der Planung im FEP festzulegen.

6.1 Standardkonzept Gleichstromsystem

Das Standardkonzept ist ein Gleichstromsystem.

6.2 Schnittstelle zwischen ÜNB und OWP-Vorhabensträger

Die primäre Schnittstelle[6] zwischen ÜNB und OWP-Vorhabensträger ist der Eingang der 132 Kilovolt (kV) oder 66 kV Seekabelsysteme auf der Konverterplattform (Kabelendverschluss der 132 kV oder 66 kV Seekabel).

(a) Die Zuständigkeit für die Anbindung der WEA an die Konverterplattform liegt bei dem OWP-Vorhabensträger.

(b) Der Einzug der 132 kV Seekabelsysteme auf der Plattform erfolgt nach dem Direkteinzugsverfahren (Direct-Pull-In Konzept)[7], nach dem die Seekabelsysteme durch den OWP-Vorhabensträger bis zur gasisolierten Schaltanlage (GIS) geführt werden.

(c) Zur Anbindung des 132 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.

(d) Optional kann der ÜNB als Ergebnis des Plattform-Designs die Schnittstelle an einer Steckverbindung festlegen. In diesem Fall werden die 132 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

[6] Unter Schnittstelle wird im Rahmen der standardisierten Technikgrundsätze des FEP grundsätzlich die Eigentumsgrenze zwischen ÜNB und OWP-Vorhabensträger verstanden.

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

Cable Hang-Off) von maximal 15 m bis zur Steckverbindung. Die Bekanntgabe des Konzepts erfolgt durch den ÜNB vor der Ausschreibung der jeweiligen Flächen.

(e) Der Beginn des für die jeweiligen Flächen bzw. ONAS festgelegten Quartals für den Einzug der parkinternen Verkabelung stellt den Zeitpunkt dar, bis zu dem der ÜNB alle notwendigen Voraussetzungen, welche für den Einzug der parkinternen Verkabelung erforderlich sind, abgeschlossen haben muss.

(f) Der Einzug sämtlicher Kabel der parkinternen Verkabelung, die in die Plattform des ÜNB eingezogen werden müssen, erfolgt durch den OWP-Vorhabensträger innerhalb des im FEP festgelegten Quartals unter Berücksichtigung der plattformspezifischen Rahmenbedingungen. Der Einzug der parkinternen Verkabelung für sämtliche bezuschlagte WEA ist zum Ende des im FEP festgelegten Quartals abzuschließen.

(g) Der ÜNB nimmt spätestens zum Ende des jeweils für die Fläche festgelegten Quartals (Einzug parkinterne Verkabelung) für alle auf die Plattform eingezogenen Wechselstrom (AC)-Kabel der parkinternen Verkabelung die erforderlichen plattformseitigen Schritte so weit vor, dass eine vollständige Inbetriebnahme aller anzuschließenden bezuschlagten WEA einer Fläche möglich ist.

(h) In allen Phasen haben sich alle Seiten über projektrelevante Entwicklungen zu informieren und Termine abzustimmen.

(i) Für die Installationen von Kommunikationstechnik der OWP-Vorhabensträger und damit verbundener Wartungs- und Servicearbeiten auf der Konverterplattform des ÜNB ist bei Bedarf eine bilaterale Vereinbarung zwischen ÜNB und OWP-Vorhabensträger zu treffen. Die räumlichen Anforderungen und die Stromversorgung der Kommunikationstechnik sollen die rechtzeitige Inbetriebnahme von ONAS nicht aufgrund von erheblichen nachträglichen Änderungen im Plattformdesign verzögern.

6.3 Selbstgeführte Stromrichter

Die bestehenden und im Rahmen des FEP geplanten ONAS werden mit selbstgeführten Stromrichtern ausgeführt, sogenannten Voltage Sourced Converter (VSC).

6.4 Übertragungsspannung +/- 525 kV

Für die im Rahmen des FEP geplanten ONAS wird eine Übertragungsspannung von +/- 525 kV festgelegt.

[Auf die Konsultationsfragen F 13 und F 14 wird verwiesen.]

6.5 Standardleistung 2.000 MW

Für die Hochspannungsgleichstromübertragungs-Systeme (HGÜ) wird eine Standardübertragungsleistung von 2.000 Megawatt (MW) festgelegt.

[Auf die Konsultationsfragen F 13 und F 14 wird verwiesen.]

6.6 Ausführung mit metallischem Rückleiter

ONAS und grenzüberschreitende Seekabelsysteme sind zum Zwecke der Erhöhung der Ausfallsicherheit sowie einer besseren Regelbarkeit als Bipol mit metallischem Rückleiter auszuführen.

[Auf Konsultationsfragen F 15, F 16 und F 17 wird verwiesen.]

6.7 Anschluss auf der Konverterplattform / vorzuhaltende Schaltfelder

(a) Für eine Anschlussleistung von 1.000 MW sind bei der Übertragungsspannung 132 kV jeweils acht Schaltfelder und J-Tubes vorzusehen und durch den ÜNB zur Verfügung zu stellen.

(b) Bei einer von 1.000 MW abweichenden Anschlussleistung ändert sich die Anzahl der vorzuhaltenden Schaltfelder und J-Tubes entsprechend in Abhängigkeit von der Anschlussleistung.

6.8 Voraussetzungen für Verbindungen von Anlagen untereinander

Zur Gewährleistung von Verbindungen zwischen Plattformen per Gleichstromübertragung sind die notwendigen Voraussetzungen bei der Planung für jedes ONAS, für das eine Verbindung festgelegt wurde, rechtzeitig mitzuberücksichtigen.

6.9 Direktanbindungskonzept

Für die Verbindung von WEA mit der Konverterplattform wird ab dem Jahr der Inbetriebnahme 2035 das 132 kV Direktanbindungskonzept als Standardanbindungskonzept festgelegt. Dabei werden die Anschlüsse in Drehstromtechnologie mit 50 Hz Netzfrequenz und mit einer Übertragungsspannung von 132 kV ausgeführt. Abweichend hiervon wird für das ONAS NOR-14-1 mit Inbetriebnahme 2035 der Anschluss der parkinternen Verkabelung mit einer Übertragungsspannung von 66 kV festgelegt.

[Auf Konsultationsfrage F 18 wird verwiesen.]

6.10 Gebündeltes Seekabelsystem

ONAS und grenzüberschreitende Seekabelsysteme mit Hin- und Rückleiter sind gebündelt in einem gemeinsamen Graben zusammen mit ausreichend dimensionierten Glasfaserleitungen zu verlegen.

6.11 Grenzüberschreitende Seekabelsysteme: Berücksichtigung Gesamtsystem

Planung und Errichtung von grenzüberschreitenden Seekabelsystemen haben die Festlegungen dieses Plans zu berücksichtigen.

6.12 Zulässigkeit der Abweichung

Eine Abweichung von den standardisierten Technikgrundsätzen ist grundsätzlich nicht zulässig.

Ausnahmen sind ausschließlich in begründeten Einzelfällen möglich, insbesondere sofern dies aufgrund von neuen Erkenntnissen oder durch absehbare technische Innovationen notwendig oder sinn-

voll ist. Aufgrund der höchstwahrscheinlich erheblichen Auswirkungen auf den Planungs- und Realisierungsprozess sowie die Schnittstelle zwischen ÜNB und OWP-Betreiber sind Abweichungen sehr frühzeitig einzubringen, zu begründen und mit allen Beteiligten abzustimmen.

7 Planungsgrundsätze

Gemäß § 5 Abs. 1 Nr. 11 WindSeeG enthält der FEP Festlegungen zu Planungsgrundsätzen.

Die Planungsgrundsätze gelten für den Bereich der deutschen AWZ und bauen auf § 5 WindSeeG sowie den Zielen und Grundsätzen des Raumordnungsplans (ROP) 2021 für die deutsche AWZ auf. Bei allen Planungsgrundsätzen ist das überragende öffentliche Interesse an der Errichtung von WEA und ONAS (einschließlich internationaler ONAS), sonstigen Energiegewinnungsanlagen und deren Leitungen sowie deren Bedeutung für die öffentliche Gesundheit und Sicherheit nach § 1 Abs. 3 WindSeeG, § 1 S. 2 Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) sowie § 4 WasserstoffBG im Rahmen von Abwägungsentscheidungen zu berücksichtigen. Bei der konkreten Anwendung der Planungsgrundsätze im Planfeststellungs- oder Plangenehmigungsverfahren ist das überragende öffentliche Interesse bei der Abwägung der Belange zu berücksichtigen. Die Planungsgrundsätze gelten auch für sonstige Energiegewinnungsbereiche und -anlagen.

7.1 Keine Gefährdung der Meeresumwelt

Die folgenden Grundsätze haben einen konkreten umwelt- und naturschutzfachlichen Bezug. Sie sind nicht als in diesem Sinne abschließend zu verstehen. Auch können sich Planungsgrundsätze, die unter anderen Unterpunkten aufgeführt sind, auf Belange des Umwelt- und Naturschutzes auswirken.

7.1.1 Beachtung von umwelt- und naturschutzrechtlichen Rahmenbedingungen

Bei der Standort- und Trassenwahl sowie im Rahmen der Errichtung, des Betriebs und Rückbaus von WEA, Plattformen, Seekabelsystemen und sonstigen Energiegewinnungsanlagen sind die umwelt- und naturschutzrechtlichen Rahmenbedingungen zu beachten.

Zudem sollen gemäß dem Grundsatz 2.2.1 (1) des ROP 2021 wirtschaftliche Nutzungen nachhaltig und möglichst flächensparend erfolgen.

Der Grundsatz 2.4 (6) des ROP 2021 zum Erfordernis von Vermeidungs- und Minderungsmaßnahmen innerhalb der ausgewiesenen Vogelzugkorridore gilt für diesen Fachplan entsprechend.

7.1.2 Zeitliche Gesamtkoordinierung der Errichtungs- und Verlegearbeiten sowie Wartungs- und Reparaturarbeiten

Zur Vermeidung bzw. Verminderung kumulativer Auswirkungen auf die Meeresumwelt soll unter Berücksichtigung der projektspezifischen Rahmenbedingungen eine zeitliche Gesamtkoordination der Errichtungs- bzw. Verlegearbeiten eines Einzelvorhabens[8] vorgesehen werden. 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 (vgl. hierzu auch Planungsgrundsatz 7.1.4).

Für die Errichtungsarbeiten von WEA, Plattformen sowie sonstigen Energiegewinnungsanlagen und die Verlegearbeiten von Seekabelsystemen verschiedener Vorhabensträger in räumlicher Nähe zueinander soll eine zeitliche Gesamtkoordinierung angestrebt werden, wenn es hierdurch zu keiner Verschiebung der Realisierungsfristen gemäß § 81 Abs. 2 WindSeeG bzw. des verbindlichen Fertigstellungstermins entsprechend § 17d Abs. 2 EnWG kommt. Die Träger von Vorhaben, die im räumlichen und zeitlichen Zusammenhang errichtet werden, sollen sich zur Koordinierung bi- bzw. trilateral informieren und abstimmen. Bei Rammarbeiten oder weiteren schallintensiven Aktivitäten ist Planungsgrundsatz 7.1.3 Buchstabe (g) zu beachten.

7.1.3 Schallreduktion bei Gründung und Betrieb

(a) Bei der Gründung und Installation einer WEA, Plattform oder sonstigen Energiegewinnungsanlage ist nach dem Stand der Technik oder nach dem Stand von Wissenschaft und Technik derjenige Errichtungsprozess und diejenige Arbeitsmethode anzuwenden, die nach den vorgefundenen Umständen so geräuscharm wie möglich ist. Wenn keine schallarme Gründungsmethode, also eine alternative Gründungsmethode mit geringeren Schalleinträgen als durch Impulsrammung an einem Standort möglich ist, ist dies im Zulassungsverfahren zu begründen.

(b) Wenn WEA, Plattformen oder sonstige Energiegewinnungsanlagen mittels Impulsrammung installiert werden, so ist während der Rammung der Fundamente der Einsatz von wirksamen technischen Schallminderungs- und Schallschutzmaßnahmen nach dem Stand der Technik oder nach dem Stand von Wissenschaft und Technik vorzusehen. Die Vorgaben aus dem Konzept für den Schutz der Schweinswale vor Schallbelastungen bei der Errichtung von OWPs in der deutschen Nordsee des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU, 2013) sind dabei einzuhalten.

(c) Vor der Durchführung von Rammarbeiten ist mittels eines konfigurierbaren Systems nach Stand der Technik oder nach dem Stand von Wissenschaft und Technik eine Vergrämung von Tieren aus dem Gefährdungsbereich durchzuführen. Bei Rammarbeiten soll die Rammenergie und damit die Schallintensität langsam gesteigert werden (Soft-Start).

[8] Soweit im FEP der Begriff Vorhaben verwendet wird, sind Einrichtungen iSd § 65 Abs. 1 WindSeeG gemeint, soweit dies nicht anderslautend ausgeführt wird.

(d) Bei Rammarbeiten ist die Dauer des Rammvorgangs einschließlich der Vergrämung auf ein Mindestmaß zu begrenzen. Die Dauer des Rammvorgangs wird vorhabenspezifisch konkretisiert und im nachgelagerten Zulassungsverfahren festgelegt.

(e) Der Entwurf des sog. Schallschutzkonzeptes eines konkreten Vorhabens ist dem BSH mindestens zwölf Monate vor Baubeginn vorzulegen. Die Auswahl der im Entwurf des Schallschutzkonzepts dargestellten geplanten Gründungsstruktur, des geplanten Errichtungsprozesses, der geplanten Arbeitsmethode, und der geplanten Schallminderungs- und Schallschutzmaßnahmen sind zu begründen. Die Ergebnisse der Schallprognose sind zu erläutern. Die Schallprognose hat die geplante Gründungsstruktur und den geplanten Errichtungsprozess zu berücksichtigen.

(f) Soweit geplante Maßnahmen zur Reduktion von Schall und zur Verhütung von Schäden an der Meeresumwelt noch nicht Stand der Technik sind und noch keine belastbaren, messtechnischen Ergebnisse aus vergleichbaren Offshore-Bedingungen vorliegen, sind diese beispielsweise im Rahmen von Test- und Referenzmessungen zu erproben. Sofern geplante Maßnahmen noch nicht Stand der Technik sind, sind rechtzeitig vor Baubeginn normkonforme oder vergleichbare Nachweise zu der Tatsache zu erbringen, dass diese Maßnahmen zur Reduktion von Schall und zur Verhütung von Schäden an der Meeresumwelt geeignet und für das konkrete Vorhaben erforderlich sind. Die Schallemissionen sind gemäß Messvorschriften des BSH (Müller & Zerbs, 2011) vorzulegen. Der Bericht zur Erprobung muss die arten- und gebietsschutzrechtlichen Auswirkungen darstellen und berücksichtigen.

(g) Zur Vermeidung bzw. Verminderung erheblicher kumulativer Auswirkungen und zur Einhaltung der Vorgaben des Schallschutzkonzeptes des BMU (BMU, 2013) haben die Träger des Vorhabens ihre Baustellenaktivitäten unter Berücksichtigung der projektspezifischen Rahmenbedingungen mit weiteren zeitgleich in der Errichtung befindlichen Vorhaben bzw. weiteren schallintensiven Aktivitäten anderer Vorhabensträger derart zu koordinieren, dass die schallintensiven Bautätigkeiten nach Möglichkeit nicht in einem zeitlichen und räumlichen Zusammenhang stattfinden. Insgesamt dürfen in der AWZ Nordsee maximal acht Rammstellen zeitgleich aktiv sein. Rammstellen können sowohl die Installation von Fundamenten für Windenergieanlagen als auch für Konverterplattformen oder sonstige Bauwerke von einem oder mehreren Vorhaben betreffen. Die Rammstellen können grundsätzlich in einer Fläche sein, oder sich auf mehrere Flächen verteilen bzw. auch außerhalb einer Fläche liegen, wie z.B. im Fall von Konverterplattformen. Für Vorhaben, deren Rammstellen (alle oder einzelne).

- innerhalb des Vorbehaltsgebiets Schweinswale des ROP 2021 (im Folgenden: Vorbehaltsgebiet Schweinswale) oder
- innerhalb eines 8 km Puffers um das Vorbehaltsgebiet Schweinswale oder
- innerhalb eines 8 km Puffers um das NSG “Doggerbank” oder NSG “Sylter Außenriff - Östliche Deutsche Bucht”

liegen, wird mit Blick auf die 1 Prozent-Regelung gemäß Schallschutzkonzept (BMU, 2013) eine Einzelfallentscheidung notwendig werden, ob eine Rammung während der schweinswalsensiblen Zeit (zwischen Mai und August) möglich ist.

Soweit erforderlich, kann eine zeitliche und räumliche Gesamtkoordination der Rammarbeiten mit anderen in Bau befindlichen Vorhaben im Rahmen des nachgeordneten Zulassungsverfahrens angeordnet werden. Mit Vorhaben in benachbarten Staaten, die in der Nähe der deutschen AWZ liegen, ist eine räumlich-zeitliche Gesamtkoordination anzustreben.

(h) Sprengungen sind grundsätzlich unzulässig. Sollten Sprengungen zur Beseitigung von nicht transportfähiger Munition in der Vorhabenfläche bzw. auf den Trassen der Anbindungsleitung unvermeidbar sein, ist dies dem BSH rechtzeitig vorab mitzuteilen, sodass von der zuständigen Behörde die Erforderlichkeit eines naturschutzrechtlichen Verfahrens (insbesondere zum Artenschutz) geprüft werden kann. Es ist unter anderem eine Schallprognose sowie ein Schallschutz- und Vergrämungskonzept rechtzeitig vorher vorzulegen. Dabei sind insbesondere die für die Bestandserhaltung der Meeressäuger besonders sensiblen Zeiten bereits durch den Vorhabensträger zu berücksichtigen.

(i) Der Träger des Vorhabens hat diejenige Anlagenkonstruktion zu wählen, die nach dem Stand der Technik oder nach dem Stand von Wissenschaft und Technik so betriebsschallarm wie möglich ist.

7.1.4 Verkehrslogistikkonzept

Für Vorhaben, deren schiffsbezogener Serviceverkehr im Vorrang- bzw. Vorbehaltsgebiet der Seetaucher, im Vorbehaltsgebiet des Schweinswals oder im NSG „Sylter Außenriff – Östliche Deutsche Bucht“ stattfindet, ist im Rahmen des Einzelzulassungsverfahrens ein Verkehrslogistikkonzept für den Serviceverkehr einzureichen und mit dem BSH abzustimmen. Dieser Planungsgrundsatz gilt sowohl für OWP-Vorhaben, ONAS als auch sonstige Energiegewinnungsbereiche. Das Logistikkonzept trifft u. a. Aussagen zu geplanten An- und Abfahrtsrouten und zur voraussichtlichen Frequenz der Fahrten von Serviceschiffen innerhalb von für See- und Rastvögel bzw. Schweinswale sensiblen Zeiträumen, und enthält zudem eine Auflistung der während des Baus und Betriebs beteiligten Schiffstypen sowie eine Darstellung der vorgesehenen Optimierungen hinsichtlich einer Reduzierung von Serviceverkehren. Wenn eine Querung der oben genannten Gebiete von vornherein ausgeschlossen werden kann, ist dies in den Planunterlagen darzulegen. In dem Falle gilt der Planungsgrundsatz für das entsprechende Vorhaben nicht.

Im Verkehrslogistikkonzept soll darüber hinaus die Einhaltung der folgenden Punkte dargelegt werden:

(a) Die oben genannten Gebiete sind möglichst langsam zu befahren.

(b) Um bau- und betriebsbedingte Beeinträchtigungen aufgrund des vorhabensbedingten Schiffsverkehrs zu minimieren, erfolgt der Schiffsverkehr so weit wie möglich in Bereichen ausgewiesener Schifffahrtsrouten (Vorranggebiete Schifffahrt) und im Nahbereich bestehender Windparks. Die Befahrung des NSG “Sylter Außenriff - Östliche Deutsche Bucht” und der Vorrrang- bzw. Vorbehaltsgebiete der Seetaucher und des Schweinswals wird nach Möglichkeit, insbesondere in den sensiblen Zeiträumen, vermieden oder auf ein Minimum reduziert. Anhand einer Karte sind die An- und Abfahrtsrouten vom Hafen bis zum Standort/ der Fläche des Vorhabens darzustellen. Wenn der Hafen/die Häfen noch nicht feststehen, sind die An- und Abfahrtsrouten je nach in Betracht kommendem Hafen darzustellen.

(c) Lärmintensive Tätigkeiten, insbesondere bei Schiffseinsätzen, z. B. Positionierungsarbeiten (Dynamic Positioning Mode) oder temporäre Anlegemanöver sind auf ein Mindestmaß zu reduzieren und nach Möglichkeit durch weniger Lärm verursachende Betriebsabläufe oder Schiffe so zu verbessern, dass die Lärmeinwirkungen zum Schutz der Schweinswale minimiert werden.

(d) Das Verkehrslogistikkonzept soll zu einer Verringerung der verkehrlichen Belastung der oben genannten Bereiche führen und ist regelmäßig zu aktualisieren.

Das Konzept ist der Schiffsführung der betroffenen Schiffe auszuhändigen. Die Durchführung des Konzepts ist von dem Vorhabensträger zu gewährleisten. Die sichere Schiffsführung darf durch das Verkehrslogistikkonzept nicht beeinträchtigt werden. In Notfällen kann von dem Konzept abgewichen werden.

7.1.5 Vermeidung und Verminderung von Emissionen

Allgemein

(a) Emissionen sind zu vermeiden oder, soweit sie unvermeidlich sind, zu vermindern.

(b) Im Vollzugsverfahren ist eine Emissionsstudie zur Erfassung der durch die jeweilige Konstruktions- und Ausrüstungsvariante auftretenden stofflichen Emissionen bzw. deren Vermeidung zu erstellen. Im Zulassungsverfahren genügt als Teil der Antragsunterlagen ein Emissionskonzept, da aufgrund der frühen Designphase die Anforderungen an eine Emissionsstudie in der Regel noch nicht vollständig erfüllt werden können.

(c) Bauliche Anlagen sind in einer Weise zu planen und umzusetzen, dass weder bei der Errichtung noch bei dem Betrieb nach dem Stand der Technik vermeidbare Emissionen verursacht werden oder, soweit die Verursachung von Emissionen durch die zur Erfüllung der Sicherheitsanforderungen etwa des Schiffs- und Luftverkehrs zwingend gebotenen Handlungen unvermeidlich ist, möglichst geringe Auswirkungen auf die Meeresumwelt hervorgerufen werden.

(d) Es ist eine möglichst umweltverträgliche Beleuchtung während des Betriebs zur weitestgehenden Reduzierung von Anlockeffekten unter Berücksichtigung der Anforderungen eines sicheren Schiffs- und Luftverkehrs und der Arbeitssicherheit vorzusehen, etwa ein bedarfsgerechtes An- und Abschalten der Hindernisbefeuerung, die Wahl geeigneter Lichtintensitäten und -spektren oder Beleuchtungsintervalle.

(e) Es sind möglichst umweltverträgliche Betriebsstoffe einzusetzen und biologisch abbaubare Betriebsstoffe, soweit verfügbar, zu bevorzugen.

(f) In Schaltanlagen, Kühl- und Klimasystemen sowie Brandschutzanlagen sollen Betriebsstoffe eingesetzt werden, die kein oder ein möglichst geringes Treibhausgaspotenzial besitzen. Die Vorgaben der Verordnung (EU) 2024/573 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 7. Februar

2024 über fluorierte Treibhausgase[9] sind einzuhalten. Die eingesetzten Betriebsstoffe sind auf ihre Klimawirksamkeit hin zu bewerten.

(g) Sämtliche eingesetzte technische Installationen sind durch bauliche Sicherheitssysteme und Sicherheitsmaßnahmen nach dem Stand der Technik so abzusichern und so zu überwachen, dass Schadstoffunfälle und Umwelteinträge vermieden werden und dass bei Schadensfällen der Träger des Vorhabens schnellstmöglich Gegenmaßnahmen ergreifen kann. Für Betriebsstoffwechsel und Betankungsmaßnahmen sind organisatorische und technische Vorsichtsmaßnahmen zu treffen, um Schadstoffunfälle und Umwelteinträge zu vermeiden.

Abfall

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

Korrosionsschutz

(i) Der eingesetzte Korrosionsschutz muss möglichst schadstofffrei und emissionsarm sein.

(j) An Gründungsstrukturen sind nach Möglichkeit Fremdstromsysteme als kathodischer Korrosionsschutz einzusetzen.

(k) Sollte der Einsatz von galvanischen Anoden unvermeidbar sein, ist dieser nur in Kombination mit Beschichtungen an den Gründungsstrukturen zulässig. Der Gehalt an Nebenbestandteilen der Anodenlegierungen, insbesondere von Zink, Cadmium, Blei, Kupfer und Quecksilber, ist so weit wie möglich zu vermindern.

(l) Der Einsatz von Zinkanoden ist untersagt.

(m) Die Verwendung von Bioziden zum Schutz der technischen Oberflächen vor der unerwünschten Ansiedlung von Organismen ist untersagt.

Anlagenkühlung

(n) Zur Anlagenkühlung soll ein geschlossenes Kühlsystem eingesetzt werden, bei dem es nicht zu Kühlwassereinleitungen oder sonstigen stofflichen Einleitungen (Anti-Fouling-Mittel bzw. Biozide) in die Meeresumwelt kommt.

Abwasser

(o) Abwasser aus sanitären Einrichtungen, Sanitätseinrichtungen, Küchen und Wäschereien ist grundsätzlich fachgerecht zu sammeln, an Land zu verbringen und dort nach den geltenden abfallrechtlichen Bestimmungen zu entsorgen.

---

[9] Verordnung (EU) 2024/573 des europäischen Parlaments und des Rates vom 7. Februar 2024 über fluorierte Treibhausgase, zur Änderung der Richtlinie (EU) 2019/1937 und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 517/2014, abrufbar unter: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX:32024R0573

(p) Abweichend von (o) kann bei dauerhaft oder zeitweise bemannten Plattformen ausnahmsweise eine Abwasserbehandlungsanlage eingesetzt werden. In der Abwasserbehandlungsanlage sind dann sämtliche auf der Plattform anfallenden Abwasser zu behandeln.

(q) Die Abwasserbehandlungsanlage muss dem Stand der Technik entsprechen. Dies beinhaltet unter anderem, dass sie mindestens den Vorgaben der MARPOL Resolution MEPC.227(64) „2012 GUIDELINES ON IMPLEMENTATION OF EFFLUENT STANDARDS AND PERFORMANCE TESTS FOR SEWAGE TREATMENT PLANTS“ Annex 22 Abs. Nr. 2.7. (MARPOL, 2012) entspricht und Stickstoff- und Phosphorverbindungen reduziert. Die Chlorierung von Abwässern ist nicht zulässig. Es müssen andere Techniken verwendet werden, die nachweislich umweltfreundlicher sind, etwa UV-Systeme oder Ultrafiltration. Zurückgehaltene Feststoffe müssen an Land entsorgt werden.

(r) Im Zulassungsverfahren ist in einem Abwasserkonzept nachzuweisen, dass die Abwasserbehandlungsanlage für die Beseitigung des anfallenden Abwassers ausreichend dimensioniert und geeignet ist.

(s) Zur Sicherstellung des ordnungsgemäßen Betriebs und zur Überprüfung der Reinigungsleistung und der Einleitwerte in der Betriebsphase ist das Abwasser regelmäßig zu beproben und zu analysieren. An der Abwasserbehandlungsanlage sind zu diesem Zweck geeignete Probenahmestellen an Zu- und Ablauf vorzusehen.

(t) Die Funktionsfähigkeit der Abwasserbehandlungsanlage ist auch bei diskontinuierlichem Betrieb dauerhaft aufrechtzuerhalten, etwa durch Zugabe von Nährlösungen.

Ölgehalt des Drainagewassers

(u) Drainagewasser darf bei der Einleitung einen Ölgehalt von 5 Milligramm je Liter nicht überschreiten.

(v) Der Ölgehalt des Drainagewassers ist im Ablauf mittels Sensoren kontinuierlich zu überwachen. Die mit den Sensoren gemessenen aktuellen Werte müssen aus der Ferne auslesbar sein.

(w) Bei Überschreiten des Grenzwerts von 5 Milligramm je Liter ist über den Einsatz entsprechender automatischer Ventile sicherzustellen, dass das Drainagewasser nicht in die Meeresumwelt eingeleitet wird. Stattdessen kann das Drainagewasser etwa in Sammeltanks geleitet oder rezirkuliert werden.

Löschmittel

(x) Nach Möglichkeit sollte eine Hubschrauberlandedeck eine passiv feuerhemmende Oberfläche (perforierte Oberfläche) aufweisen.

(y) Mittel zur Löschschaumproduktion dürfen - auch zum Einsatz auf Hubschrauberlandedecks - keine per- und polyfluorierten Chemikalien (PFAS) enthalten.

(z) Die Vorgaben der Verordnung 1907/2006 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 18. Dezember 2006 zur Registrierung, Bewertung, Zulassung und Beschränkung chemischer Stoffe

(REACH)[10] und der Verordnung 2019/1021 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 20. Juni 2019 über persistente organische Schadstoffe[11] sind einzuhalten.

(aa) An Hubschrauberlandedecks angeschlossene Drainagesysteme müssen Bypass-Systeme besitzen, die sicherstellen, dass anfallende wassergefährdende Flüssigkeiten (insbesondere Löschschäume) unter Umgehung der Ölabscheider automatisch in einen Sammeltank abgeleitet werden. Diese Flüssigkeiten dürfen nicht über das Drainagesystem in die Meeresumwelt eingeleitet werden.

(bb) Feuerlöschübungen auf Hubschrauberlandedecks sind ausschließlich mit Wasser durchzuführen.

Dieselgeneratoren

(cc) Auf Plattformen eingesetzte Dieselgeneratoren müssen bezüglich der Emissionsgrenzwerte nach Stufe III der MARPOL Anlage VI Regel 13 Absatz 5.1.1 oder nach Emissionsstandards, die den in der MARPOL Anlage VI Regel 13 Absatz 5.1.1 definierten Emissionsstandards entsprechen oder strenger sind, zertifiziert sein. Dies ist nachzuweisen.

(dd) Auf WEA ist der Einsatz von Dieselgeneratoren für die Notstromversorgung zu vermeiden.

(ee) Soweit der Betrieb von Dieselgeneratoren vorgesehen werden soll, ist Kraftstoff einzusetzen, der möglichst schwefelarm ist.

Groutverfahren und Groutmaterial

(ff) 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 so weit wie möglich verhindern.

Mikroplastik

(gg) Zur grundlegenden Verhinderung des Eintrags von Mikroplastik in die Meeresumwelt sollen möglichst langlebige Beschichtungssysteme und Rotorblattmaterialien eingesetzt werden.

---

[10] Verordnung (EG) Nr. 1907/2006 des europäischen Parlaments und des Rates vom 18. Dezember 2006 zur Registrierung, Bewertung, Zulassung und Beschränkung chemischer Stoffe (REACH), zur Schaffung einer Europäischen Chemikalienagentur, zur Änderung der Richtlinie 1999/45/EG und zur Aufhebung der Verordnung (EWG) Nr. 793/93 des Rates, der Verordnung (EG) Nr. 1488/94 der Kommission, der Richtlinie 76/769/EWG des Rates sowie der Richtlinien 91/155/EWG, 93/67/EWG, 93/105/EG und 2000/21/EG der Kommission. Abrufbar unter: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX:02006R1907-20241010

[11] Verordnung (EU) 2019/1021 des europäischen Parlaments und des Rates vom 20. Juni 2019 über persistente organische Schadstoffe. Abrufbar unter: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX:02019R1021-20241017

(hh) Während Instandhaltungsarbeiten und Reparaturen müssen geeignete Maßnahmen getroffen werden, um den Eintrag von Mikroplastik in die Meeresumwelt zu vermeiden oder, soweit er unvermeidlich ist, zu vermindern.

7.1.6 Minimierung von Kolk- und Kabelschutzmaßnahmen

(a) Kolkschutzmaßnahmen sind auf ein Mindestmaß zu reduzieren. Das Einbringen von Hartsubstrat ist auf das zur Herstellung des Schutzes der jeweiligen Anlage erforderliche Mindestmaß zu begrenzen. Als Kolkschutz an WEA, sonstigen Energiegewinnungsanlagen und Plattformen sind ausschließlich Schüttungen aus Natursteinen oder inerten und natürlichen Materialien einzusetzen. Der Einsatz von Alternativen aus Beton oder solchen, die auf Kunststoff basieren (z. B. geotextile Sandcontainer, mit Natursteinen befüllte Netze aus (recyceltem) Kunststoff, mit Kunststoff überzogene Betonmatratzen), ist als Kolkschutz an WEA, sonstigen Energiegewinnungsanlagen und Plattformen nicht zulässig.

(b) Soweit Kreuzungsbauwerke nicht vermieden werden können, sind diese auf ein Mindestmaß zu reduzieren. Das Einbringen von Hartsubstrat ist auf das zur Herstellung des Kreuzungsbauwerkes erforderliche Mindestmaß zu begrenzen. Kreuzungsbauwerke sind aus Natursteinen oder anderen natürlichen bzw. biologisch inerten Materialien herzustellen. Zur Trennung der kreuzenden Kabelsysteme innerhalb des Kreuzungsbauwerkes ist der Einsatz von Betonmatratzen zulässig und dabei auf das unbedingt notwendige Maß zu beschränken. Ein weiterer Einsatz von Betonmatratzen ist bei begründeter technischer Notwendigkeit zulässig und auf das unbedingt notwendige Maß zu beschränken. Bei einem unvermeidbaren Einsatz von Betonmatratzen ist auf Kunststoffummantelungen zu verzichten. Der Einsatz von Geotextilien ist auszuschließen.

(c) Als sonstiger Kabelschutz, etwa im Nahbereich von WEA und Plattformen, sind vorzugsweise Schüttungen aus Natursteinen oder inerten und natürlichen Materialien einzusetzen. Der Einsatz von Betonmatratzen oder Rockbags ist auf ein Mindestmaß zu begrenzen. Der Einsatz von Kabelschutzsystemen, die Kunststoff enthalten, ist nur im Einzelfall zulässig und auf ein Mindestmaß zu begrenzen. Rockbags dürfen nur dann eingesetzt werden, wenn diese aus natürlichen Fasern hergestellt, biologisch inert und nicht mit umweltschädlichen Additiven versehen sind, die sich im Meerwasser lösen.

(d) Der Einsatz von aus Kunststoffen bestehenden CPS (Cable Protection Systems, Kabelschutzsystemen) ist grundsätzlich nur bei Kreuzungsbauwerken und im Bereich des WEA- und Plattformeinzugs zulässig und auf das unbedingt notwendige Maß zu beschränken – insbesondere soweit diese offen auf dem Sediment aufliegen oder sich in der Wassersäule befinden.

7.1.7 Sedimenterwärmung

[Der Planungsgrundsatz wird gestrichen.]

7.1.8 Vogelkollisionsmonitoring

Zum Monitoring von Vogelkollisionen mit WEA sind in OWP grundsätzlich innerhalb aller im FEP festgelegten Flächen und sonstigen Energiegewinnungsbereiche Systeme zur Kollisionserfassung nach dem

Stand der Technik oder nach dem Stand von Wissenschaft und Technik zu installieren. Bezugnehmend auf § 77 Abs. 1 S. 1 Nr. 1 WindSeeG sowie § 77 Abs. 3 Nr. 1 WindSeeG findet diese Vorgabe auch außerhalb der im ROP ausgewiesenen Vogelzugkorridore Anwendung. In zeitlicher Hinsicht ist eine Laufzeit von zunächst zehn Jahren ab Inbetriebnahme der Anlagen anzunehmen. Die genaue Konfiguration des Kollisionsmonitorings, etwa die Standorte, Anzahl und technischen Spezifikationen der Erfassungsgeräte, ist verfahrens- und standortbezogen mit dem BSH abzustimmen. Die Methoden des Monitorings müssen geeignet sein, das standortspezifische Kollisionsrisiko in Relation zur standortbezogenen Zugintensität zu interpretieren und dies hinsichtlich der Auswirkungen von Wetterbedingungen und Betriebszustand der WEA auszuwerten bzw. dazu in Beziehung zu setzen. Bei der jeweiligen Konfiguration des Kollisionsmonitorings sollen, soweit sie dem Stand der Technik oder Stand von Wissenschaft und Technik entsprechen, folgende Anforderungen erfüllt werden:

(a) Es sind kombinierte Erfassungen des standortbezogenen Gesamtzuggeschehens, der Anzahl der durch den Rotorbereich fliegenden Vögel und detektierten Kollisionen von Vögeln, sowie Begleitdaten zu Wetter und Betriebszustand der WEA mit verschiedenen Systemen (z. B. mittels Radarsystemen, Kamerasystemen, Wettersensoren) durchzuführen.

(b) Es sind geeignete Methoden hinsichtlich einer kontinuierlichen und automatisierten Erfassung (Tag und Nacht), mindestens während der Hauptzugzeiten zu wählen.

(c) Die Anzahl und Lage der Messpunkte sind so zu wählen, dass das Artenspektrum und die Menge der Vögel repräsentativ erfasst werden können.

(d) Die Erfassungssysteme müssen kalibriert und die Kalibrierung dokumentiert sein.

(e) Es sind, soweit sie dem Stand der Technik entsprechen, spezialisierte Vogelradare zur Erfassung der Zugintensität und der Zugphänologie einzusetzen.

(f) Werden im Rahmen des Vogelkollisionsmonitorings Fledermäuse oder Kollisionen von Fledermäusen detektiert, sind diese Ereignisse zu dokumentieren und die Ergebnisse im Rahmen der Berichterstattung und im Vollzugsverfahren einzubeziehen.

7.1.9 Umweltfachliche Begleitforschung

In den im FEP festgelegten Flächen, sonstigen Energiegewinnungsbereichen sowie auf den im FEP festgelegten Plattformen soll grundsätzlich vom BSH oder Bundesamt für Naturschutz (BfN) beauftragte oder unterstützte umweltfachliche Begleitforschung durchgeführt werden können. Die Vorhabensträger ermöglichen die Begleitforschung auf/ an ihren WEA, Plattformen bzw. sonstigen Energiegewinnungsanlagen, soweit deren ordnungsgemäßer Betrieb sowie erforderliche Wartungsarbeiten aber auch laufendes ökologisches Betriebsmonitoring durch die Forschungshandlungen nicht beeinträchtigt werden. Nach Möglichkeit werden Begleitforschungsvorhaben bereits während der Planung der Vorhaben mit berücksichtigt.

7.2 Keine Beeinträchtigung der Sicherheit und Leichtigkeit des Schiffsverkehrs

Durch die Errichtung und den Betrieb von WEA, Plattformen, Seekabelsystemen und sonstigen Energiegewinnungsanlagen darf die Sicherheit und Leichtigkeit des Schiffsverkehrs nicht beeinträchtigt werden.

(a) Zur Gewährleistung der Sicherheit der Schifffahrt und / oder der Einrichtungen werden nach § 74 WindSeeG – insbesondere bei angrenzenden Vorrang- bzw. Vorbehaltsgebieten für die Schifffahrt – um die Anlagen Sicherheitszonen eingerichtet, in der Regel 500 m, gemessen von jedem Punkt des äußeren Randes, um die WEA, Plattform bzw. sonstige Energiegewinnungsanlage. Innerhalb der festgelegten Gebiete und außerhalb der festgelegten Flächen ist die Sicherheitszone so festzulegen, dass diese zusammenhängend ist und Lücken vermieden werden. Die Sicherheitszone ist außerhalb der Vorrang- und Vorbehaltsgebiete Schifffahrt (ROP 2021) einzurichten.

(b) OWP sowie sonstige Energiegewinnungsbereiche und ihre Sicherheitszonen sowie die Sicherheitszonen von Plattformen dürfen von Behördenfahrzeugen entsprechend den Grundsätzen der guten Seemannschaft befahren werden.

(c) Die WEA, Plattform oder sonstige Energiegewinnungsanlage muss nach dem Stand der Technik in einer Weise konstruiert sein und errichtet werden, dass im Fall der Schiffskollision der Schiffskörper so wenig wie möglich beschädigt wird und die Anlage nicht auf das Schiff stürzt; dies schließt die bei Errichtung und Betrieb eingesetzten Arbeitsfahrzeuge mit ein. Die Einhaltung des Stands der Technik wird vermutet, wenn die Anforderungen des „Standard Konstruktion – Mindestanforderungen an die konstruktive Ausführung von Offshore-Bauwerken in der AWZ“[12] (im Folgenden: Standard Konstruktion des BSH) erfüllt werden.

(d) Die Errichtung von Plattformen am Rand eines Gebiets 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.

(e) 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 Hauptschifffahrtsrouten. Bei ausreichender Einbringtiefe ist jedoch auch eine Planung am Rande jener Vorrang- und Vorbehaltsgebiete, die an die anzuschließenden OWP-Vorhaben angrenzen, möglich, soweit durch die Verlegung der Seekabelsysteme keine negative Auswirkung auf die Routen zu erwarten ist.

(f) WEA, Plattformen, sonstige Energiegewinnungsanlagen und sonstige relevante Hindernisse sind bis zu ihrer Entfernung aus dem Seegebiet nach dem Stand der Technik mit Einrichtungen zur Kennzeichnung auszustatten, die die Sicherheit des Schiffs- und Luftverkehrs gewährleisten. Bei der Errichtung von Plattformen odervon WEA auf weiteren Flächen oder sonstigen Energiegewinnungsbereichen unmittelbar angrenzend an den jeweiligen OWP hat der Träger des Vorhabens die Kennzeichnung zur Sicherheit des Schiffsverkehrs in Abstimmung mit den Trägern der angrenzenden Vorhaben entsprechend der gesamten Bebauungssituation im Verkehrsraum anzupassen.

---

[12] Abrufbar auf der BSH-Internetseite unter: https://www.bsh.de/DE/PUBLIKATIONEN/_Anlagen/Downloads/Offshore/Standards/Standard-Konstruktive-Ausfuehrung-von-Offshore-Windenergieanlagen-Aktualisierung-01-06-21.pdf

(g) Für Vorhaben auf Flächen und in sonstigen Energiegewinnungsbereiche sowie Plattformen ist eine Seeraumbeobachtung nach dem Stand der Technik durchzuführen.

(h) Zur Sicherung des Umfelds der Baustelle und zur Vermeidung von Kollisionen mit Schiffen ist ab Baubeginn und bis zum Abschluss der Errichtung von WEA, Plattformen und sonstigen Energiegewinnungsanlagen ein Verkehrssicherungsfahrzeug im Baustellenumfeld einzusetzen. Das Verkehrssicherungsfahrzeug ist ausschließlich zum Zweck der Verkehrssicherung einzusetzen. Das Verkehrssicherungsfahrzeug und seine Nutzung haben dem Stand der Technik zu entsprechen. Bis zur Aufnahme des Normalbetriebs der Kennzeichnung sind die WEA, Plattformen und sonstigen Energiegewinnungsanlagen nach dem Stand der Technik behelfsmäßig visuell und funktechnisch zu kennzeichnen. Das Baufeld der WEA oder der Plattform ist nach dem Stand der Technik durch Auslegung befeuerter Kardinaltonnen als allgemeine Gefahrenstelle zu kennzeichnen.

(i) Alle eingesetzten Arbeitsgeräte und Fahrzeuge einschließlich des Verkehrssicherungsfahrzeugs müssen in Bezug auf ihre Kennzeichnung und ihr Verkehrsverhalten der Verordnung zu den Internationalen Regeln von 1972 zur Verhütung von Zusammenstößen auf See vom 13. Juni 1977 (Bundesgesetzblatt (BGBl). I S. 813), die zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung vom 7. Dezember 2021 (BGBl. I S. 5188) geändert worden ist, entsprechen und in Bezug auf Ausrüstung und Besatzung den jeweiligen Sicherheitsanforderungen des Flaggenstaates genügen. Bei Fahrzeugen unter deutscher Flagge sind die Anforderungen der Dienststelle für Schiffssicherheit bei der Berufsgenossenschaft Verkehr zu berücksichtigen.

(j) Das BSH kann Maßnahmen, insbesondere die Vorhaltung zusätzlicher Schleppkapazität mit geeignetem Pfahlzug durch den Träger des Vorhabens, im Rahmen der Zulassungsentscheidung insbesondere für OWP, Plattformen und sonstige Energiegewinnungsanlagen anordnen, um das Risiko für die Sicherheit und Leichtigkeit des Schiffsverkehrs zu mindern.

(k) Vorrangig gegenüber Planungsgrundsatz 7.2 (j) sind die OWP-Vorhabensträger der Flächen in dem Verkehrsbereich der Schifffahrtsroute SN10 des ROP 2021 verpflichtet, sicherzustellen, dass für den dort vorherrschenden Schiffsverkehr und die Gefährdungslage ausreichend dimensionierte, zusätzliche Schleppkapazitäten im Einzugsbereich der Schifffahrtsroute SN10 ständig vor Ort vorgehalten werden, für den die zuständigen Behörden im Bedarfsfall eine Weisungsbefugnis und ein Zugriffsrecht besitzen. Die Träger der Vorhaben der Flächen im Einzugsbereich der Schifffahrtsroute SN10 sind in der Weise zur Vorhaltung der Schleppkapazitäten verpflichtet, dass jeder für die ganze Vorhaltung zu bewirken verpflichtet ist, diese jedoch nur einmal im Einzugsbereich der Schifffahrtsroute SN10 gefordert wird (Gesamtschuld). Die Verpflichtung tritt mit dem Zeitpunkt der ersten vollständigen Bebauung einer Fläche in den Gebieten N-11 oder N-12 ein. Etwaige Erfordernisse zur notwendigen Gestellung von weiteren zusätzlichen Schleppkapazitäten insbesondere in anderen Verkehrsbereichen bleiben von dieser Regelung unberührt.

(l) Im Zusammenhang mit Bau und Betrieb dürfen keine elektromagnetischen Wellen erzeugt werden, die geeignet sind, übliche Navigations- und Kommunikationssysteme sowie Frequenzbereiche der Korrektursignale in ihrer Funktionsfähigkeit zu stören.

7.3 Keine Beeinträchtigung der Sicherheit und Leichtigkeit des Luftverkehrs

Durch die Errichtung, den Betrieb und den Rückbau von WEA, Plattformen, Seekabelsystemen und sonstigen Energiegewinnungsanlagen darf die Sicherheit und Leichtigkeit des Luftverkehrs nicht beeinträchtigt werden.

7.3.1 Luftverkehrsbelange Dritter

(a) Bei der Errichtung und dem Betrieb von WEA, Plattformen, Seekabelsystemen und sonstigen Energiegewinnungsanlage ist sicherzustellen, dass die infrastrukturellen Luftverkehrsbelange etwaiger Dritter aus benachbarten Vorhaben, insbesondere in Bezug auf gegebenenfalls geplante, zugelassene oder realisierte Offshore-Flugplätze und deren jeweiligen Hindernisbegrenzungsflächen und -sektoren, beachtet werden. Hierzu ist eine möglichst gesamtheitliche, d. h. gebietsweite und gegebenenfalls gebietsübergreifende Herangehensweise zugrunde zu legen.

(b) Sofern flugsicherheitstechnisch vertretbar, sollen Hindernisbegrenzungsflächen und -sektoren von Hubschrauberlandedecks so geplant werden, dass Flächen oder sonstige Energiegewinnungsbereiche Dritter so wenig wie möglich beeinträchtigt werden. Sie dürfen nicht über die Grenzen der deutschen AWZ hinaus angelegt werden, sofern keine ausdrückliche Einwilligung des benachbarten Staates, dessen AWZ betroffen ist, vorliegt.

(c) Die Abstimmung mit den benachbarten Vorhaben hat in gutnachbarschaftlicher Zusammenarbeit zu erfolgen.

7.3.2 Anlage und Betrieb von Offshore-Luftverkehrsinfrastruktur

(a) Die Anlage und der Betrieb von Offshore-Luftverkehrsinfrastrukturen hat gemäß den Vorgaben des „Standard Offshore-Luftfahrt für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone“[13] (SOLF) des Bundesministeriums für Digitales und Verkehr (BMDV) in seiner entsprechend der Übergangsvorschrift jeweils geltenden Fassung zu erfolgen.

(b) Auf Hubschrauberlandedecks sind für die Wetterbeobachtung automatische Systeme zur Erfassung von Flugwetterdaten zu betreiben. Diese müssen mindestens die unter Nummer 1.7 im Teil 3 des SOLF spezifizierten Daten mit einer zeitlichen Auflösung von zehn Minuten erfassen. Zusätzlich sollen Wellenhöhe und -richtung mit einer zeitlichen Auflösung von 30 Minuten erfasst werden. Die Ergebnisse der Wetterbeobachtungen sind mit zugehöriger Zeitangabe unverzüglich dem Deutschen Wetterdienst zur Verfügung zu stellen. Das Datenformat und die Art der Übermittlung sind mit dem Deutschen Wetterdienst abzustimmen.

[13] Abrufbar unter: https://www.verwaltungsvorschriften-im-intenet.de/bsvwvbund_12082022_LF156116525.htm

7.4 Keine Beeinträchtigung der Sicherheit der Landes- und Bündnisverteidigung

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

(a) Im Zuge der Konfliktminimierung sollen bei der Wahl von Standorten für WEA, Plattformen und sonstigen Energiegewinnungsanlagen bzw. der Streckenführung von Seekabelsystemen die Belange der Landes- und Bündnisverteidigung berücksichtigt werden.

(b) Sofern die Errichtungs- oder Betriebsarbeiten im ROP 2021 festgelegte Vorbehaltsgebiete für die Verteidigung (militärische Übungs- oder Sperrgebiete) berühren oder der Einsatz von akustischen, optischen, optronischen, magnetsensorischen, elektrischen, elektronischen, elektromagnetischen oder seismischen Messgeräten sowie unbemannten Unterwasserfahrzeugen geplant ist, ist dies im Hinblick auf die aus § 77 Abs. 3 Nr. 3 WindSeeG resultierenden Pflichten im Regelfall mindestens 20 Werktage im Vorhinein dem Marinekommando unter Angabe der Koordinaten des jeweiligen Einsatzgebiets sowie des Einsatzzeitraums mitzuteilen. Der Einsatz von Messgeräten ist zudem auf das erforderliche Maß zu beschränken.

(c) OWP sowie sonstige Energiegewinnungsbereiche und ihre Sicherheitszonen sowie die Sicherheitszonen von ONAS dürfen von Fahrzeugen der Bundeswehr entsprechend den Grundsätzen der guten Seemannschaft befahren werden.

(d) An geeigneten Positionen der OWP, Plattformen und sonstigen Energiegewinnungsanlagen sind gemäß § 77 Abs. 3 Nr. 2 WindSeeG Sonartransponder zu installieren. Die Anordnung und Spezifikation der Sonartransponder ist den Anforderungen der Bundeswehr hinsichtlich der Funktionalität anzupassen. Der Einsatz von mobilen Sonartranspondern ist grundsätzlich ausgeschlossen.

(e) Der Bundeswehr soll es möglich sein, auf WEA, Plattformen und sonstigen Energiegewinnungsanlagen, insbesondere auf Plattformen, feste Einrichtungen wie Sende- und Empfangsanlagen zu installieren und zu betreiben. Dies gilt unter dem Vorbehalt, dass der Betrieb der militärischen Anlagen auf den WEA, Plattformen und sonstigen Energiegewinnungsanlagen aus militärischer Sicht zur Landes- und Bündnisverteidigung notwendig ist, und dass dadurch der Betrieb der WEA, Plattformen und sonstigen Energiegewinnungsanlagen so wenig wie möglich beeinträchtigt wird.

(f) Für alle Leitungen, die Vorbehaltsgebiete für die Verteidigung des ROP 2021 (militärische Übungs- oder Sperrgebiete) queren, hat der Betreiber einer Leitung den zuständigen Stellen der Bundeswehr Zugang zu gewähren.

7.5 Beseitigung von Einrichtungen

Wenn der Planfeststellungsbeschluss oder die Plangenehmigung unwirksam werden, sind die Einrichtungen gemäß § 80 Abs. 1 WindSeeG zu beseitigen. Die Einrichtungen sind mit dem Ziel zu beseitigen, die vollständige Nachnutzung der Fläche sowie die Wiederherstellung der Leistungs- und Funktionsfähigkeit der Fläche zu gewährleisten. Über den Umfang der Beseitigung entscheidet das BSH unter Berücksichtigung der in § 69 Abs. 3 S. 1 Nr. 1 bis 4 WindSeeG genannten Belange, des Stands der Wis-

senschaft und Technik zum Zeitpunkt der Entscheidung über die Beseitigung und der allgemeinen anerkannten internationalen Normen sowie der Anforderungen einer Rechtsverordnung nach § 96 Nr. 7 WindSeeG.

(a) Kann eine Leitung im Bereich einer Kreuzung nicht zurückgebaut werden, da die gekreuzte oder die kreuzende Leitung noch in Betrieb ist, baut der Betreiber der zuletzt zurückzubauenden Leitung das verbleibende Leitungsstück, soweit erforderlich einschließlich Kreuzungsbauwerk, im Rahmen der eigenen Rückbauarbeiten zurück.

(b) Nach einem Rückbau soll nach Möglichkeit eine Wiederverwendung der beseitigten Komponenten vor einem Recycling und dieses vor einer sonstigen, insbesondere energetischen Verwertung angestrebt werden oder ansonsten deren – nachweislich – ordnungsgemäße Beseitigung an Land umgesetzt werden.

7.6 Ermittlung und Berücksichtigung von Objekten

Als Grundlage für die Planung und Realisierung von WEA, Plattformen, Seekabelsystemen und sonstigen Energiegewinnungsanlagen ist eine Baugrunduntersuchung und Trassenerkundung[14] nach BSH Standard Baugrunderkundung durchzuführen und auszuwerten. In diesem Rahmen sind vorhandene Kabel, Leitungen, Wracks, Kulturgüter und Sachgüter sowie sonstige Objekte auf der Fläche, der Trasse, dem Plattformstandort oder dem sonstigen Energiegewinnungsbereich zu ermitteln.

(a) Bei der Standort- bzw. Trassenwahl sollen etwaige Fundstellen von Objekten berücksichtigt werden. Der Träger des Vorhabens ist für die resultierenden erforderlichen Maßnahmen (z. B. Anpassung von Parklayout, Schutzmaßnahmen oder Bergung und Beseitigung) verantwortlich.

(b) Wenn sich auf der Fläche, der Trasse, dem Plattformstandort oder dem sonstigen Energiegewinnungsbereich Fundmunition befindet, sind Schutzmaßnahmen zu ergreifen. Wird Fundmunition aufgefunden, ist gemäß den Hinweisen des BSH „UXO-Survey und Vorgehen bei Auffinden von Fundmunition im Bereich der deutschen AWZ der Nord- und Ostsee“[15] zu verfahren. Insbesondere sind die darin genannten Meldepflichten einzuhalten und Maßnahmen durchzuführen.

7.7 Berücksichtigung von Kulturgütern

Bei der Standort- bzw. Trassenwahl sollen bekannte Fundstellen von Kulturgütern berücksichtigt werden. Sollten bei der Planung oder Errichtung der WEA, Plattformen, Seekabelsysteme und sonstigen Energiegewinnungsanlagen bisher nicht bekannte im Meeresboden befindliche Schiffswracks von kulturhistorischem Wert aufgefunden werden, so soll eine Ausschlussfläche mit einem Radius von grundsätzlich 50 m um die Ausmaße der Fundstelle vorgesehen werden. Diese kann, soweit erforderlich,

---

[14] Abrufbar unter https://www.bsh.de/DE/PUBLIKATIONEN/_Anlagen/Downloads/Offshore/Standards/Standard-Baugrunderkundung-Offshore-Windenergieanlagen.pdf?__blob=publicationFile&v=13

[15] Abrufbar unter: https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Offshore-Vorhaben/_Anlagen/Downloads/Hinweise_Munition.pdf?__blob=publicationFile&v=2

auch für bekannte Schiffswracks festgelegt werden. In dieser Ausschlusszone dürfen keinerlei Einwirkungen auf den Meeresboden oder das vorgefundene Schiffswrack vorgenommen werden. Unter Wahrung des überragenden öffentlichen Interesses am Ausbau der Windenergie auf See sollen Maßnahmen zur Sicherung des Kulturgutes getroffen werden. Die für Denkmalpflege und Archäologie zuständigen Fachbehörden sollen frühzeitig beim Vorkommen von Fundstellen einbezogen werden.

7.8 Behördliche Standards, Vorgaben bzw. Konzepte

Bei der Planung, der Errichtung und dem Betrieb von WEA, Plattformen, Seekabelsystemen und sonstigen Energiegewinnungsanlagen sind behördliche Standards, Vorgaben und Konzepte unter Beachtung etwaiger Übergangsregelungen in ihrer jeweils aktuell geltenden Fassung unter Beachtung des überragenden öffentlichen Interesses der Errichtung von WEA und ONAS zu beachten. Stets ist das überragende öffentliche Interesse an der Errichtung von WEA und ONAS im Rahmen von Schutzgüterabwägungen zu berücksichtigen.

7.9 Kommunikation und Überwachung

Zur Gewährleistung deren Sicherheit und der Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs ist eine ausreichende Kommunikationsinfrastruktur und Überwachung im Umfeld von WEA, Plattformen und sonstigen Energiegewinnungsanlagen sicherzustellen.

(a) An geeigneten WEA oder sonstigen Energiegewinnungsanlagen innerhalb einer Fläche oder eines sonstigen Energiegewinnungsbereichs sind dem Stand der Technik entsprechende zur bidirektionalen Kommunikation mit der Schifffahrt zugelassene Anlagen für Küstenfunkstellen im mobilen Seefunkdienst aufzubauen und zu betreiben. Dies schließt die Erfassung und Weiterleitung von Automatic Identification System (AIS)-Daten ein. Für die Reichweitenanforderung an die Anlagen wird eine Abdeckung von mindestens 15 Seemeilen (sm) um die äußere Begrenzung der Fläche oder des sonstigen Energiegewinnungsbereichs, bei einer zu berücksichtigenden Schiffsantennenhöhe von 5 m, festgelegt. Weiterhin sind meteorologische Umweltdaten (Windrichtung, Windstärke, Wellenhöhe, Wellenrichtung, Temperatur und Sichtweite) zu erfassen und mit den oben genannten Daten zu übergeben. Die Daten sind für die Wasserstraßen- und Schifffahrtsverwaltung des Bundes (WSV) nach deren Spezifikationen auszusenden bzw. dieser zu übergeben.

(b) OWP-Vorhabensträger haben innerhalb einer Fläche und in einem Umfeld von 2 sm um die äußere Begrenzung der Fläche dafür Sorge zu tragen, dass ein dem Stand der Technik entsprechendes Mobilfunknetz betrieben wird.

(c) In der Nordsee haben OWP-Vorhabensträger der Flächen N-6.8, N-6.9, N-9.5, N-12.4, N-12.5, N-12.6, N-12.7, N-13.3, N-13.4, N-13.5, N-14.1, N-14.3, N-16.1, N-16.3, N-16.5, N-12.4, N-5.4, N-5.5, N-5.6 und N-5.7 an geeigneten eckständigen Strukturen der jeweiligen Fläche in der Regel jeweils eine Radaranlage nach dem Stand der Technik nebst den erforderlichen Nebeninstallationen (Kabelwege, Schaltschränke, Stromversorgung, etc.) zu installieren und zu betreiben. Die verbindliche Festlegung der Installationsorte der Radaranlagen erfolgt im Einzelzulassungsverfahren durch das BSH in Abstimmung mit der Generaldirektion Wasserstraßen und Schifffahrt (GDWS). Die Daten sind der WSV über eine geeignete Schnittstelle nach deren Spezifikation bereitzustellen.

(d) In der Ostsee ist durch den zuständigen ÜNB auf der Plattform OST-2-4 eine Radaranlage nach dem Stand der Technik zu installieren. Zusätzlich besteht Bedarf für eine Radaranlage im Bereich der Fläche O-1.3 bzw. der Umspannplattform OST-1-4. Die Daten sind der WSV über eine geeignete Schnittstelle nach deren Spezifikationen bereitzustellen.

(e) Werden im Rahmen des Vogelkollisionsmonitorings oder des Vogelzugmonitorings Drohnenflüge erfasst, deren durchführende Stelle nicht bekannt ist, ist dies umgehend, ggf. mit Hilfe von automatisierten Auswertungen, an die zuständigen Behörden und das Maritime Sicherheitszentrum (MSZ) zu melden.

(f) Werden im Rahmen von Tätigkeiten wie Reparatur- und Wartungsarbeiten Drohnenflüge oder unzulässiger Schiffsverkehr gesichtet, ist dies umgehend an die zuständigen Behörden und das MSZ zu melden.

Die Grundsätze (a) und (b) finden keine Anwendung, soweit eine Abdeckung des OWP sowie des umgebenden Verkehrsraums von Land aus gegeben ist.

7.10 Berücksichtigung aller bestehenden, genehmigten und festgelegten Nutzungen [16]

Auf bestehende und genehmigte Nutzungen sowie im Rahmen dieses Plans getroffene Festlegungen und weitere schützenswerte Belange ist gebührend Rücksicht zu nehmen. Soweit die Baugrundverhältnisse keine größeren Abstände erfordern, gelten folgende Grundsätze:

7.10.1 Allgemein

(a) Bei der konkreten Wahl von Standorten von WEA, Plattformen und sonstigen Energiegewinnungsanlagen sowie der Trassenführung von Seekabelsystemen ist Rücksicht auf andere Festlegungen sowie bestehende und genehmigte Nutzungen, Nutzungsrechte und weitere schützenswerte Belange zu nehmen.

(b) Die Planung, Errichtung und der Betrieb der WEA, Plattformen und Seekabelsysteme sind in enger Abstimmung zwischen dem ÜNB und dem OWP-Vorhabensträger durchzuführen.

(c) Zur Nutzung der Flächen für Windenergie, die sich ganz oder teilweise mit Vorbehaltsgebieten Rohstoffgewinnung des ROP 2021 in der AWZ der Nordsee überschneiden, sind die Belange der Rohstoffgewinnung besonders zu berücksichtigen. Nach Möglichkeit soll in den Überlagerungsbereichen eine Mehrfachnutzung gestattet werden.

7.10.2 Rohrleitungen

WEA, Plattformen, Seekabelsysteme und sonstige Energiegewinnungsanlagen haben zu Rohrleitungen Dritter grundsätzlich einen Abstand von 500 m einzuhalten. Sollen diese Abstände unterschritten wer-

[16] Es wird klargestellt, dass mit „genehmigt“ sämtliche Zulassungsverfahren gemeint sind.

den, ist dies im Zulassungsverfahren zu begründen und mit dem Vorhabensträger der Rohrleitung abzustimmen. Darüber hinaus ist sicherzustellen, dass dem Betreiber der Rohrleitung die uneingeschränkte Möglichkeit zum Betrieb, zur Wartung und der Reparatur erhalten bleibt.

7.10.3 Seekabel

(a) Zu Seekabelsystemen Dritter ist durch WEA, Plattformen und sonstige Energiegewinnungsanlagen ein Abstand von 500 m einzuhalten. Sollen diese Abstände unterschritten werden, ist dies im Zulassungsverfahren zu begründen und mit dem Vorhabensträger des Seekabelsystems abzustimmen. Darüber hinaus ist sicherzustellen, dass dem Betreiber des Seekabelsystems die uneingeschränkte Möglichkeit zum Betrieb, zur Wartung und der Reparatur erhalten bleibt.

(b) Die parkinterne Verkabelung von OWP bzw. sonstigen Energiegewinnungsbereichen ist derart auszugestalten, dass bestehende, genehmigte oder geplante Rohrleitungen sowie bestehende, genehmigte und im Rahmen dieses Plans festgelegte Leitungen möglichst nicht gekreuzt werden. Ist eine Kreuzung unvermeidbar, gelten die Vorgaben des Planungsgrundsatzes 7.13.4 zu Kreuzungen.

(c) Bei der Parallelverlegung von Seekabelsystemen ist zwischen den einzelnen Systemen im Wechsel ein Abstand von 100 m und nach jedem zweiten Kabelsystem ein Abstand von 200 m einzuhalten. Hierbei sind insbesondere in der Ostsee die konkreten Baugrundverhältnisse zu berücksichtigen. Die Abweichungen von der in diesem Plan festgelegten Trasse müssen im Zulassungsverfahren begründet werden. Abweichungen sollen auf das bautechnisch erforderliche Minimum beschränkt werden und bei Wendepunkten soll ein Verlegeradius von 250 m möglichst nicht überschritten werden.

7.10.4 Plattformen

In einem Schutzbereich von 1.000 m um den im FEP festgelegten Standort der Konverterplattform dürfen grundsätzlich keine WEA errichtet werden. Ausnahmen hiervon sind im Einvernehmen mit dem ÜNB in einem Bereich von 500 bis 1.000 m um den Standort möglich. Arbeiten innerhalb des gesamten Schutzbereichs von 1.000 m dürfen nur im Einvernehmen mit dem ÜNB erfolgen.

7.10.5 Windenergieanlagen und sonstige Energiegewinnungsanlagen

WEA und sonstige Energiegewinnungsanlagen haben einen ausreichenden Abstand zu WEA benachbarter Flächen bzw. sonstiger Energiegewinnungsbereiche einzuhalten.

(a) Zwischen WEA benachbarter Flächen oder sonstiger Energiegewinnungsbereiche ist grundsätzlich ein Abstand von mindestens dem Fünffachen des jeweils größeren Rotordurchmessers einzuhalten. Dies schließt WEA ein, die zugelassen sind oder sich in Planung befinden. Im Falle benachbarter OWP oder sonstiger Energiegewinnungsbereiche, welche sich im gleichen Zeitraum in Planung befinden, ist im Rahmen des Einzelzulassungsverfahrens ein Nachweis über die Abstimmung mit dem jeweiligen Vorhabensträger einzureichen.

(b) WEA haben grundsätzlich einen Abstand von mindestens dem Zweieinhalbfachen des Rotordurchmessers der innerhalb der jeweiligen Fläche oder sonstigen Energiegewinnungsbereiches eingesetzten WEA zu der Mittellinie, welche sich aus den Begrenzungen zweier benachbarter Flächen

oder sonstiger Energiegewinnungsbereiche oder den Begrenzungen einer Fläche und eines benachbarten sonstigen Energiegewinnungsbereichs ergibt, einzuhalten.

(c) WEA haben grundsätzlich einen Abstand von mindestens dem Fünffachen des jeweils größeren Rotordurchmessers zu zugelassenen WEA in ausschließlichen Wirtschaftszonen oder Küstenmeeren von Nachbarländern einzuhalten. Im Falle einer gleichzeitigen Planung von benachbarten Vorhaben soll eine Abstimmung zwischen den jeweiligen Vorhabensträgern zur Einhaltung eines entsprechenden Abstands erfolgen.

(d) WEA haben grundsätzlich einen Abstand von mindestens dem Zweieinhalbfachen des Rotordurchmessers der innerhalb der jeweiligen Fläche oder des sonstigen Energiegewinnungsbereiches eingesetzten WEA zur Grenze der deutschen AWZ mit einer AWZ oder einem Küstenmeer eines Nachbarlandes einzuhalten.

(e) Bei Festlegung eines OWP-Layouts und Entscheidung über die Auslegungslasten der WEA zur Standsicherheit hat der Vorhabensträger über geeignete Annahmen zu berücksichtigen, dass in benachbarten Flächen oder sonstigen Energiegewinnungsbereichen WEA unter Einhaltung eines Abstands von mindestens dem Fünffachen des Rotordurchmessers bzw. des sich aus (a) bis (d) ergebenden Abstandes errichtet werden können.

(f) Eine Errichtung von WEA und sonstigen Energiegewinnungsanlagen ist nur innerhalb der festgelegten Flächen bzw. in sonstigen Energiegewinnungsbereichen zulässig.

7.11 Spezifische Planungsgrundsätze für Flächen und Windenergieanlagen

Im Folgenden werden Planungsgrundsätze für Flächen, vornehmlich für die Errichtung und den Betrieb von WEA aufgeführt.

7.11.1 Abweichung der tatsächlich installierten Leistung von der zugewiesenen Netzanbindungskapazität

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

Sofern der Umfang der Erhöhung der installierten Leistung einen Anteil von fünfzehn Prozent der zugewiesenen Netzanbindungskapazität nicht überschreitet, sind durch den OWP-Vorhabensträger keine zusätzlichen Nachweise zu erbringen. Ist dagegen eine Erhöhung der installierten Leistung von über fünfzehn Prozent der zugewiesenen Netzanbindungskapazität durch den Bieter beabsichtigt, ist hinsichtlich der Einhaltung der maximalen Temperaturen der Betriebsmittel des ÜNB eine Freigabe des ÜNB erforderlich.

7.11.2 Umsetzung der Überbauung

Um die Ziele der Überbauung zu erreichen, ist für die spezifische Nennleistung der WEA grundsätzlich maximal ein Wert von 360 W/m^2 bezogen auf die Rotorfläche der eingesetzten WEA anrechenbar. Bis

zu diesem Wert wird die Leistung für die Erreichung der voraussichtlich zu installierenden Leistung angerechnet.

[Auf Konsultationsfragen F 19 und F 20 wird verwiesen.]

7.12 Spezifische Planungsgrundsätze für Plattformen

Im Folgenden werden Planungsgrundsätze für Plattformen aufgeführt. Plattformen umfassen in der Regel Konverterplattformen, Sammelplattformen, Umspannplattformen, Plattformen für sonstige Energiegewinnungsanlagen, Wohnplattformen sowie sonstige Plattformen, die in Gebieten oder sonstigen Energiegewinnungsbereichen liegen.

7.12.1 Planung und Auslegung von Plattformen

Bei Planung, Errichtung, Betrieb und Rückbau 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 beachten.

(a) Die Unterbringung von Personal auf Plattformen soll in dafür bereits bei der Planung der Plattform vorgesehenen Unterkünften erfolgen. Die nachträgliche Installation von Wohneinheiten, welche nicht in dem Konzept hinsichtlich der bereits bei der Planung der Plattform berücksichtigten Wohneinheiten vorgesehen wurden (sog. Temporary Living Quarters), ist zu vermeiden.

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

(c) Auf Plattformen kann eine Windenbetriebsfläche für Notfälle als Rettungsfläche eingerichtet werden. Ihre Nutzung ist grundsätzlich auf die Abwehr von Gefahren für Leib und Leben von Personen (Notfall) oder auf erforderliche hoheitliche Maßnahmen beschränkt; ein Regelzugang von Personen zur Plattform mittels Hubschrauberwindenbetrieb ist nicht gestattet.

(d) Bei der Bemessung der Rettungsmittel und Mittel zur Gefahrenabwehr sind die höheren Eintreffzeiten und maximalen Reichweiten (Hin- und Rückweg) durch die höheren Küstenentfernungen der Einsatzmittel und -kräfte zu berücksichtigen.

7.13 Spezifische Planungsgrundsätze für Seekabelsysteme

Im Folgenden werden Planungsgrundsätze für Seekabelsysteme aufgeführt, worunter im Sinne dieses Plans Stromkabelsysteme zu verstehen sind wie ONAS, grenzüberschreitende Seekabelsysteme, parkinterne Verkabelung von OWP sowie von sonstigen Energiegewinnungsbereichen und Verbindungen von Anlagen untereinander. Für Seekabelsysteme der parkinternen Verkabelung von OWP sowie auch von sonstigen Energiegewinnungsbereichen gelten die nachfolgenden Planungsgrundsätze mit Ausnahme von Planungsgrundsatz 7.13.2 und 7.13.3.

7.13.1 Bündelung

(a) Seekabelsysteme sollen, soweit möglich, gebündelt und im Sinne des Technikgrundsatzes 6.10 verlegt werden.

(b) Die Trassenführung soll möglichst parallel zu bestehenden Strukturen und baulichen Anlagen gewählt werden.

7.13.2 Führung durch Grenzkorridore

(a) 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--VI bzw. O--I bis O--V zu führen.

(b) Grenzüberschreitende Seekabelsysteme sind durch die festgelegten Grenzkorridore zu führen.

(c) Grenzüberschreitende Seekabelsysteme, die nicht in Deutschland anlanden, sollten nicht durch die an der Grenze zur AWZ und der 12 sm-Zone festgelegten Grenzkorridore geführt werden.

7.13.3 Kreuzung von Schifffahrtswegen

Seekabelsysteme sollen, sofern eine Parallelführung zu bestehenden baulichen Anlagen nicht möglich ist, auf möglichst kurzem Weg durch Verkehrstrennungsgebiete (VTG), deren Fortsetzungen sowie den Kiel-Ostsee-Weg geführt werden.

7.13.4 Kreuzungen

Kreuzungen sind auf das planerisch und technisch erforderliche Minimum zu begrenzen.

(a) Kreuzungen von Seekabelsystemen sollen sowohl untereinander als auch mit Rohrleitungen so weit wie möglich vermieden werden.

(b) Wenn Kreuzungen nicht vermieden werden können, sind diese nach dem jeweiligen Stand der Technik und möglichst rechtwinklig sowie in Abstimmung mit den Eigentümern der betroffenen verlegten oder genehmigten Seekabeln sowie Rohrleitungen auszuführen.

(c) Kreuzungen zwischen im FEP festgelegten Seekabelsysteme sind, sofern die lokalen geologischen Verhältnisse und technischen Möglichkeiten dies zulassen, möglichst bauwerksfrei, jedoch mindestens bauwerksarm auszuführen, z. B. durch eine ausreichend tiefe Verlegung des ersten zu kreuzenden Systems im erwarteten Kreuzungsbereich. Hierfür ist das erste Kabelsystem im Bereich bekannter zukünftiger Kreuzungen so tief zu verlegen wie technisch und geologisch mit dem vorgesehenen Verlegegerät realisierbar. Eine Tiefe von 3 m (Depths of Coverage) ist dabei anzustreben. Sofern aus technischen Gründen für die gesamte Trasse das gleiche Verlegegerät zum Einsatz kommt, ist dies so wählen, dass der Eingriff in Bezug auf die Gesamttrasse minimiert wird. Eine bauwerksfreie/ -arme Verlegung soll daher nicht zur Wahl eines insgesamt eingriffsintensiveren Verlegegerätes oder -verfahrens führen.

(d) Die Ausgestaltung des Kreuzungsbauwerks hat in Abhängigkeit der Bodenverhältnisse möglichst umweltschonend zu erfolgen (siehe auch Regelungen unter Planungsgrundsatz 7.1.6).

(e) Nach Möglichkeit sind Kreuzungsbauwerke so zu gestalten, dass der Bereich für die Fischerei, auch mit grundberührenden Schleppnetzen, überfischbar bleibt.

(f) Bei der Planung eines Kreuzungsbauwerks sind die Baugrundverhältnisse und die jeweiligen Verlegeradien der Kabel zu beachten.

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

(h) Bei einer Zerschneidung von stillgelegten Kabeln (sogenannte Out-of-Service-Kabel) sind die verbleibenden Kabel derart abzulegen und deren Kabelenden im Meeresboden derart zu fixieren, dass eine Beeinträchtigung der Schifffahrt und der Fischerei dauerhaft ausgeschlossen ist. Die Versiegelung des Meeresbodens durch die Fixierung muss auf das unbedingt erforderliche Maß beschränkt werden. Die fixierten Kabelenden sind zum vorgenannten Zweck exakt einzumessen und die Koordinaten sind gegenüber dem BSH zu dokumentieren. Die vom Meeresboden entfernten Kabel sind ordnungsgemäß an Land zu entsorgen. Auf Planungsgrundsatz 7.5 wird hingewiesen.

7.13.5 Schonendes Verlegeverfahren

Nach § 17d Abs. 1a EnWG können bei der Errichtung von ONAS alle technisch geeigneten Verfahren verwendet werden. Zum Schutz der Meeresumwelt soll von den jeweils zur Verfügung stehenden Verlegeverfahren ein möglichst schonendes gewählt werden, solange dies die parallele Verlegung mehrerer ONAS und die rechtzeitige Verlegung ermöglicht.

(a) Etwaige Ankerpositionen sollen so platziert werden, dass eine erhebliche Beeinträchtigung von gesetzlich geschützten Biotopen so weit wie möglich vermieden wird.

(b) Bei der Steinräumung sind flächige Beräumungen zu vermeiden. Als flächig gilt eine Räumung, bei der Steine auf einer zusammenhängenden Fläche von mehr als 1000 m^2 liegen. Die Steinräumung einzelner Steine hat maximal innerhalb einer 20 m breiten Wirkzone (jeweils 10 m rechts und links der Trasse) bzw. 30 m in Kurvenbereichen zu erfolgen. Die Steine sind unter Vermeidung der Hebung aus dem Wasserkörper so nah wie möglich an ihrem Bergungsort, maximal 20 m außerhalb des Arbeitsstreifens innerhalb der Biotope abzulegen. Flächige Beräumungen sowie Räumungen außerhalb der Wirkzone sind Bestandteil des Kabelfreigabeverfahrens des BSH.

(c) Bei Riffvorkommen ist dort, wo dies technisch und unter Berücksichtigung etwaiger Verlegeungenauigkeiten möglich ist, ein Mindestabstand von 10 m zzgl. der Breite des Verlegegeräts einzuhalten. Auf Planungsgrundsatz 7.1.1 wird hingewiesen.

(d) Die beim Pre-Lay-Grapnel-Run geborgenen nicht natürlichen Verlegehindernisse sind ordnungsgemäß an Land zu entsorgen. Der Nachweis ist dem BSH schriftlich vorzulegen. Natürliche Verlegehindernisse, insbesondere Steine und Findlinge, sind zu dokumentieren und soweit möglich am Ursprungsort zu belassen. Müssen sie versetzt werden, gelten die Regelungen zur Steinräumung unter (b) entsprechend.

(e) Der Pre-Lay-Grapnel-Run ist ausschließlich auf der späteren Kabeltrasse durchzuführen und muss sich innerhalb des Arbeitsstreifens der eigentlichen Kabelverlegung befinden. Sollten abweichend hiervon links und rechts der Trasse ergänzende Arbeitsvorgänge notwendig werden, so ist dieses Vorgehen auf Ausnahmefälle zu begrenzen und auf ein Mindestmaß zu reduzieren.

(f) Kommt es während der Verlegearbeiten zu einer unbeabsichtigten erheblichen Beeinträchtigung gesetzlich geschützter Biotope, ist das BSH unverzüglich zu informieren.

7.13.6 Überdeckung

Bei der Festlegung der dauerhaft zu gewährleistenden Überdeckung von Seekabelsystemen sollen unter Berücksichtigung des überragenden öffentlichen Interesses der Windenergie auf See im Rahmen von Abwägungsentscheidungen insbesondere die Belange der Schifffahrt, der Verteidigung, sowie der Systemsicherheit berücksichtigt werden.

(a) In der AWZ der Nordsee wird außerhalb von im FEP festgelegten Gebieten und sonstigen Energiegewinnungsbereichen eine Überdeckung von mindestens 1,5 m für alle Seekabelsysteme festgelegt.

(b) Die Festlegung der Überdeckung für Seekabelsysteme in der Ostsee erfolgt im Einzelverfahren auf Grundlage einer 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.

7.14 Offshore Rettung

Die Errichtung und der Betrieb einschließlich des Rückbaus von Einrichtungen im Sinne des § 65 Abs. 1 WindSeeG sind so auszuführen, dass der Schutz der Gesundheit der dort Beschäftigten sichergestellt ist. Die Anforderungen des Gemeinsamen Standards Offshore Rettung (BSH, Ministerium für Soziales, Jugend, Familie, Senioren, Integration und Gleichstellung Schleswig-Holstein, Staatliches Gewerbeaufsichtsamt Oldenburg (Niedersachsen), Landesamt für Gesundheit und Soziales MV, April 2026) sind zu erfüllen. Hierzu haben die Vorhabensträger von OWP, ONAS oder sonstigen Energiegewinnungsbereichen und sonstigen Energiegewinnungsanlagen die erforderlichen Maßnahmen zu treffen. Die erforderlichen Maßnahmen sind durch die Vorhabensträger jeweils einzeln oder – soweit zur Vermeidung von Doppelstrukturen zweckmäßig – gemeinschaftlich umzusetzen. Dabei ist eine dem Stand der Technik entsprechende und den Anforderungen des Gemeinsamen Standards Offshore-Rettung genügende Rettungsinfrastruktur vorzuhalten. Die Vorhabensträger haben ihre Maßnahmen so aufeinander abzustimmen, dass eine bedarfsgerechte Rettungsinfrastruktur gewährleistet und gegebenenfalls die Errichtung von Doppelstrukturen vermieden wird. Die Anforderungen gelten auch dann als erfüllt, wenn die erforderliche Rettungsinfrastruktur durch Dritte im Auftrag und auf Kosten der Vorhabensträger bereitgestellt wird.

[Etwaige Abweichungen vom Vorgenannten oder Ergänzungen bleiben der noch ausstehenden finalen Fassung des Gemeinsamen Standards Offshore Rettung vorbehalten. Dies wird für den Entwurf des FEP geprüft].

7.15 Zulässigkeit der Abweichung

Die Zulässigkeit der Abweichung von Planungsgrundsätzen richtet sich u. a. danach, ob den Planungsgrundsätzen verbindliche Regelungen aus dem Fachrecht zugrunde liegen. Soweit dem Fachrecht spezielle Vorgaben entnommen werden können, haben sich etwaige Abweichungen hieran zu messen. Von

zwingenden Regelungen z. B. des Rechts der erneuerbaren Energien oder Naturschutzrechts wie z. B. dem Windenergie-auf-See-Gesetz, dem Bundesnaturschutzgesetz (BNatschG) und weiteren nationalen Fachgesetzen sowie verbindlichen unionsrechtlichen Vorgaben sind Abweichungen nicht zulässig.

Hinsichtlich bestehender behördlicher Standards, Vorgaben und Konzepte trifft der FEP keine neuen Festlegungen, sondern verweist auf vorhandene Regeln. Dementsprechend trifft er auch keine Aussagen zu der in diesem Rahmen geregelten Zulässigkeit von Abweichungen.

Von Zielen im Sinn des § 3 Abs. 1 Nr. 2 Raumordnungsgesetz (ROG) sind Abweichungen nur unter den im ROG genannten Voraussetzungen im Rahmen eines Zielabweichungsverfahrens nach § 19 i. V. m. § 6 Abs. 2 ROG zulässig.

Darüber hinaus kann es in begründeten Fällen auf Antrag zulässig sein, 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 können, da sie teils gegenläufigen Belangen dienen und daher in einen Ausgleich gebracht werden müssen.

Soweit sich aus dem Fachrecht keine verbindlichen Vorgaben ergeben, ist für bereits antizipierbare (Einzel-) Fälle die Zulässigkeit der Abweichung in den jeweiligen Planungsgrundsätzen selbst vorgesehen.

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.

Bei der Ausgestaltung der Abweichungsentscheidung ist § 1 Abs. 3 WindSeeG zu berücksichtigen.

8 Pilotwindenergieanlagen

Zu den nach § 95 Abs. 2 WindSeeG für Pilotwindenergieanlagen verfügbaren Netzanbindungskapazitäten haben sich gegenüber dem FEP 2025 keine Änderungen ergeben.

Zur Vermeidung räumlicher Konflikte legt der FEP zudem die folgenden Vorgaben für den Netzanschluss von Pilotwindenergieanlagen auf See für den Bereich der deutschen AWZ fest:

(a) Entsprechend § 5 Abs. 2 WindSeeG dürfen Pilotwindenergieanlagen auf See nur in den im FEP festgelegten Gebieten oder Testfeldern errichtet werden.

(b) Zur Berücksichtigung von öffentlichen und privaten Belangen sind die Planungsgrundsätze unter II.7 einzuhalten.

[Auf Konsultationsfrage F 21 wird verwiesen.]

9 Sonstige Energiegewinnungsbereiche

In der AWZ der Nordsee wurde der sonstige Energiegewinnungsbereich SEN-1 im FEP 2023 und mit der 2. Änderung des FEP 2025 vom 08.10.2026 räumlich verkleinert festgelegt. Diese Fortschreibung trifft keine neuen Festlegungen für sonstige Energiegewinnungsbereiche im Vergleich zur 2. Änderung des FEP 2025.

Die Planungsgrundsätze des FEP und die Ziele und Grundsätze des ROP 2021 sind für Vorhaben im sonstigen Energiegewinnungsbereich sowie ggf. deren direktelektrischer Netzanbindung oder dem Abtransport des Energieträgers mittels Rohrleitung entsprechend einzuhalten.

Eine Anbindung des Bereichs SEN-1 an bestehende und geplante Rohrleitungen, die ausschließlich den finalen Energieträger (z. B. Wasserstoff) transportieren, ist verpflichtend. Bei einer Anbindung an eine bestehende Rohrleitung ist die erforderliche Stichleitung auf möglichst kurzem Wege innerhalb des sonstigen Energiegewinnungsbereiches zu planen und es sind Kreuzungen mit eigenen Kabeln sowie Kabeln Dritter so weit wie möglich zu vermeiden.

Es muss durch den Betreiber der Rohrleitung die Möglichkeit zum diskriminierungsfreien Anschluss weiterer sonstiger Energiegewinnungsbereiche, die von Dritten betrieben werden, gewährleistet sein, wenn der finale Energieträger durch eine solche abtransportiert wird.

[Auf Konsultationsfragen F 21 bis F 23 wird verwiesen.]

III. Begründung

Dem BSH obliegt die Änderung und Fortschreibung des FEP im Einvernehmen mit der BNetzA, § 8 Abs. 1, Abs. 4 S. 2 i. V. m. § 6 WindSeeG. Mit dem FEP 2023 wurden bereits Festlegungen für eine installierte Leistung von WEA, die an das Netz angeschlossen sind, von mindestens 30 GW getroffen. Für die langfristige Zielerreichung von insgesamt mindestens 70 GW bis zum Jahr 2045 nach § 1 Abs. 2 S. 1 WindSeeG, bedarf es daher weiterer Fortschreibungen. Durch Veränderungen, wie die der gesetzlichen Rahmenbedingungen, von Erkenntnissen oder Planungen, sind auch über diese Festlegungen hinaus Änderungen notwendig. Dem trägt die vorliegende Fortschreibung des FEP 2025 Rechnung.

1 Gebiete und Flächen

1.1 Zielsetzung

Die Ziele der Festlegungen im FEP sind in § 4 Abs. 2 WindSeeG definiert. Für die Festlegungen von Gebieten und Flächen einschließlich der voraussichtlich zu installierenden Leistung und der zuzuweisenden Netzanbindungskapazität sind die Erreichung der Ausbauziele nach § 1 Abs. 2 S. 1 WindSeeG (§ 4 Abs. 2 Nr. 1 WindSeeG) in Verbindung mit dem Ziel eines räumlich geordneten und flächensparsamen Ausbaus (§ 4 Abs. 2 Nr. 2 WindSeeG), welcher gleichzeitig kosteneffizient (§ 1 Abs. 2 S. 2 WindSeeG) erfolgen und eine effiziente Nutzung und Auslastung der Offshore-Anbindungsleitungen gewährleisten soll (§ 4 Abs. 2 Nr. 3 WindSeeG), von besonderer Relevanz.
Die begrenzte Flächenverfügbarkeit in der deutschen AWZ macht zur Erreichung der Ausbauziele eine im internationalen Vergleich hohe Leistungsdichte auf den für die Windenergienutzung zur Verfügung stehenden Flächen erforderlich. Die Leistungsdichte drückt dabei das Verhältnis aus installierter Leistung zur genutzten Fläche aus. Hohe Leistungsdichten dienen einem flächensparsamen Ausbau, indem die für die Zielerreichung erforderliche Gesamtfläche reduziert wird.
Einen wesentlichen Einflussfaktor der Kosteneffizienz einschließlich der Effizienz der Netzanbindung stellen die zu erwartenden Volllaststunden dar, welche neben weiteren Einflüssen wiederum maßgeblich durch die Leistungsdichte beeinflusst werden. Eine geringere Leistungsdichte führt bei sonst gleichbleibenden Annahmen zu einer Verringerung der Verluste durch Nachlaufeffekte innerhalb von Windparks und in angrenzenden Windparks und damit zu einer Erhöhung der Kosteneffizienz. Hinsichtlich der Kosteneffizienz ist daher innerhalb einer gewissen Spannbreite eine geringere Leistungsdichte vorteilhaft. Sofern es künftig zu einer vermehrten Anrechnung ausländischer Kapazitäten über internationale Kooperationsprojekte kommt, sollte die Leistungsdichte auf Flächen in der deutschen AWZ konsequenterweise weiter reduziert werden, um die Kosteneffizienz zu erhöhen.
Bei den Zielen Flächensparsamkeit und Kosteneffizienz handelt es sich somit in Teilen um konkurrierende Ziele. Zur bestmöglichen Erreichung beider Ziele wird in diesem FEP grundsätzlich von der Nutzung der gesamten unter Berücksichtigung aller weiteren Belange zur Verfügung stehenden Gebietskulisse ausgegangen und die Leistungsdichte bis auf das für die Zielerreichung notwendige Minimum reduziert.
Der FEP 2025 stellt im Anhang 3 den Ansatz einer Offshore-Optimierung vor, welche drei Maßnahmen zur Steigerung der Kosteneffizienz der Stromerzeugung durch Windenergie kombiniert:

- Erhöhung der Netzanbindungskapazität von ONAS von 2.000 MW auf bis zu 2.200 MW
- Absenkung der Leistungsdichte auf einzelnen Flächen zur Begrenzung von Abschattungseffekten
- Reduzierung der Netzanbindungskapazität im Verhältnis zur Windparkleistung, mit dem Ergebnis einer Überbauung der Netzanbindung durch die Windparkleistung

Die Maßnahmen der Offshore-Optimierung wurden weiter untersucht und werden für die Festlegungen der voraussichtlich zu installierenden Leistung und der zuzuweisenden Netzanbindungskapazität in diesem FEP berücksichtigt. Die Umsetzung der Maßnahmen wird an den entsprechenden Stellen innerhalb der nachfolgenden Kapitel näher erläutert.

1.2 Gebiete

Grundlage für die Festlegung von Gebieten in diesem FEP sind der ROP 2021 und die nachfolgenden FEP.

Zudem und teilweise vom ROP 2021 abweichend wird für N-17 und N-5 zugunsten der Seevögel eine angepasste Gebietskulisse (Dierschke, et al., 2024) festgelegt, da verschiedene Seevogelarten ein Meideverhalten gegenüber OWP zeigen (vgl. (Dierschke, et al., 2024), (Peschko, et al., 2024), (Szostek, et al., 2024)). Im Ergebnis wird der nordwestliche Bereich des im FEP 2025 festgelegten Gebiets N-17 in Richtung des südöstlichen Bereichs des Gebiets N-17 verschoben. Im Gegenzug erfolgt eine Erweiterung des küstennäheren Gebiets N-5 nach Westen, um das Zentrum des Vorranggebietes Seetaucher des ROP 2021 freizuhalten.

Im Folgenden werden die Gebietsanpassungen im Vergleich zu den Festlegungen des FEP 2025, zuletzt geändert durch die 2. Änderung vom 08.10.2026, beschrieben.

Das Gebiet N-5 wird an seiner südöstlichen Ecke verkleinert und hält nun vollständig einen Mindestabstand von 4,5 km zum NSG “Sylter Außenriff – Östliche Deutsche Bucht” ein. An der westlichen Seite wird das Gebiet N-5 erweitert. Der nördliche Teilbereich des Gebiets N-13 wird verkleinert, sodass sich ostseitig eine geradlinige Gebietsbegrenzung ergibt. Der im FEP 2025 als Gebiet in Prüfung festgelegte Teil von N-13 entfällt in diesem Zuge. Die Kombination der Anpassungen erlaubt eine räumliche Verlagerung und Verbreiterung der im ROP 2021 als Vorranggebiet Schifffahrt SN7 festgelegten Schifffahrtsroute ohne Beeinträchtigung der Sicherheit und Leichtigkeit des Schiffsverkehrs. [Ein entsprechend notwendiges Zielabweichungsverfahren zum ROP 2021 ist für den weiteren Verlauf des gegenständlichen Fortschreibungsverfahrens des FEP vorgesehen.] Die genaue Lage der angepassten SN7 wird bei einer Fortschreibung des Raumordnungsplans geprüft und festgelegt.

Das Gebiet N-16 wird geringfügig anders zugeschnitten. Das Gebiet wird im Bereich der Kabeltrassen Viking Link und I-NOR-9 im Vergleich zum FEP 2025 geschlossen, da fortan bei der Gebietsfestlegung auf die Freihaltung von Korridoren für querende Leitungstrassen verzichtet wird. Die Einhaltung der Abstandsvorgaben nach Planungsgrundsatz 7.10 gilt davon unabhängig fort.

Der nordwestliche Bereich des im FEP 2025 festgelegten Gebiets N-17 wird in Richtung des südöstlichen Bereichs des Gebiets N-17 verschoben. Dieser räumliche Zusammenschluss erleichtert die vollständige Netzanbindung des Gebietes mit dem standardisierten Anbindungskonzept. Der vormals nördliche Teilbereich des Gebiets N-14 (Vorbehaltsgebiet Windenergie EN-15 des ROP 2021) wird nun

dem Gebiet N-17 zugeordnet. Das geänderte Gebiet N-17 überschneidet sich teilweise mit dem im FEP 2025 festgelegten Gebiet in Prüfung N-20, welches mit diesem FEP entfällt. Durch die räumliche Anpassung des Gebietes N-17 kommt es zu einer teilweisen Überlagerung mit dem Vorbehaltsgebiet Forschung FoN3 des ROP 2021. Im Rahmen der Abwägung der Belange von Fischereiforschung und Windenergie überwiegt das überragende öffentliche Interesse der Windenergie auf See. Um die Belange der Fischereiforschung zu berücksichtigen, schlägt der FEP in Abstimmung mit dem Thünen-Institut eine nördliche Verschiebung des Forschungsgebietes, außerhalb des Gebietes N-17 vor (siehe Anhang Abbildung 37). Die Prüfung und Festlegung einer veränderten Lage des Forschungsgebietes wird bei einer Fortschreibung des Raumordnungsplans erfolgen.

Für das Gebiet N-19 wird aufgrund der Festlegung des grenzüberschreitenden Seekabelsystems I-NOR-11 eine kleinräumige Gebietsanpassung im Nordosten gegenüber dem FEP 2025 vorgenommen.

Für die Festlegung der Anzahl an ONAS und der voraussichtlich zu installierenden Leistung auf den Flächen in den Gebieten wird davon ausgegangen, dass über die hier festgelegten Gebiete hinaus auch zukünftig keine zusätzlichen Gebiete innerhalb der deutschen AWZ und des deutschen Küstenmeeres für die Erreichung der gesetzlichen Ausbauziele zur Verfügung stehen werden.

1.3 Flächenanzahl je Gebiet

Für die Festlegung der Flächen, der zuzuweisenden Netzanbindungskapazität sowie der voraussichtlich zu installierenden Leistung auf den einzelnen Flächen, ist die Standardübertragungskapazität der ONAS von Bedeutung.

Die Festlegung der Flächen, der zuzuweisenden Netzanbindungskapazität, der voraussichtlich zu installierenden Leistung und daraus folgend der ONAS erfolgt unter der Maßgabe der Zielerreichung der gesetzlichen Ausbauziele, der unter I aufgeführten Zielsetzung des WindSeeG sowie unter Berücksichtigung der Gebietskulisse. Dafür erscheint es zweckmäßig, dass in den einzelnen Flächen eine korrigierte Leistungsdichte von 10 MW/km^2 zur Reduzierung von Abschattungseffekten nach Möglichkeit nicht überschritten wird. Es wird im Mittel zwar eine korrigierte Leistungsdichte von 7 MW/km^2 angestrebt, allerdings ergeben sich aufgrund von bewussten Variationen zum Beispiel zwischen eher innen oder außen liegenden Flächen eines Gebiets verschiedene Leistungsdichten (siehe 1.5). Für die neu festgelegten Flächen in Zone 4 und 5 ergibt sich eine mittlere korrigierte Leistungsdichte von 7,3 MW/km^2. Die korrigierte Leistungsdichte wurde mit dem FEP 2020 eingeführt und drückt das Verhältnis aus voraussichtlich zu installierender Leistung zu korrigierter Fläche, welche die festgelegte Fläche um einen Puffer erweitert, aus. Dieser Ansatz unter Zuhilfenahme der Hilfsgröße korrigierte Fläche trägt dem Umstand Rechnung, dass WEA unter Beachtung der Abstandsvorgaben nach Planungsgrundsatz 7.10 grundsätzlich bis zum Rand der festgelegten Fläche geplant werden können, und macht Flächen unterschiedlicher Größe und Geometrie besser vergleichbar.

Die Festlegung der Flächen und der ONAS erfolgt mit dem Zweck des § 4 Abs. 2 Nr. 2 und 3 WindSeeG unter der Prämisse, dass gebietsübergreifende Anbindungen, d.h. die Anbindung von Flächen in unterschiedlichen Gebieten durch ein gemeinsames ONAS, im Sinne einer geordneten und effizienten Nutzung möglichst vermieden werden. Bei Gebieten mit mehreren räumlich getrennten Teilflächen, wie

etwa bei Gebiet N-17, kann zur vollständigen Ausnutzung des Gebiets die Führung von parkinternen Kabeln auch außerhalb des Gebiets erforderlich werden.

1.4 Flächenanzahl je ONAS

Nach § 2a Abs. 2 WindSeeG-E soll der Anteil des Ausschreibungsvolumens pro zur Ausschreibung kommender Fläche in der Regel 1.000 bis 1.200 MW betragen.

Für die Festlegung von Flächen in diesem FEP wird vorgeschlagen, dass mit einem ONAS mit einer Standardanbindungskapazität von 2.000 MW zwei Flächen mit einer zuzuweisenden Netzanbindungskapazität von je 1.000 MW angebunden werden. Grund für die Beschränkung der Flächenanzahl auf in der Regel zwei je ONAS mit einer voraussichtlich zu installierenden Leistung von in der Regel 1.100 MW je Fläche ist die damit einhergehende Erwartung einer gesteigerten Kosteneffizienz für die unterschiedlichen Phasen einer Fläche bzw. eines OWP von der Planung und Voruntersuchung über die Ausschreibung, die Zulassung, die Realisierung und den Betrieb bis hin zum Rückbau.

1.5 Flächenzuschnitte

Flächen, die in diesem FEP erstmals festgelegt werden, werden innerhalb der Gebiete mit einem Abstand von mindestens 1.000 m zu benachbarten Flächen geplant. Für die Abstände von WEA und sonstigen Energiegewinnungsanlagen zu WEA und sonstigen Energiegewinnungsanlagen benachbarter Flächen und sonstiger Energiegewinnungsbereiche gelten die Vorgaben nach Kapitel 7.10.5(a).

Der Flächenzuschnitt erfolgt unter der Prämisse, dass auf den festgelegten Flächen eine ähnliche korrigierte Leistungsdichte erreicht wird. Eine ähnliche korrigierte Leistungsdichte führt zu ähnlichen realisierbaren relativen Abständen zwischen WEA und schafft damit auch ähnliche Voraussetzungen für die Umsetzung einer Überbauung. Als Puffer zur Bestimmung der korrigierten Fläche wird ein Wert von 500 m gewählt, um die Überschneidung korrigierter Flächen untereinander und mit der Grenze der AWZ zu vermeiden. Aufgrund der individuellen räumlichen Gegebenheiten und planerischen Randbedingungen, insbesondere der Größe von Gebieten in Verbindung mit der Standardübertragungskapazität und damit Anzahl der ONAS, ergeben sich jedoch Unterschiede der korrigierten Leistungsdichte zwischen den Gebieten.

Abweichend vom Grundsatz einer ähnlichen korrigierten Leistungsdichte berücksichtigt der Flächenzuschnitt für Flächen am Rand eines Gebiets eine im Gebietsmittel etwas höhere korrigierte Leistungsdichte. Ertragsanalysen von Fraunhofer IWES (Dr. Vollmer & Dr. Dörenkämper, 2025) im Auftrag der ÜNB zeigen, dass die Konzentration von WEA und damit die Erhöhung der korrigierten Leistungsdichte auf Randflächen mit vergleichsweise freier Anströmung zu Gunsten einer geringeren korrigierten Leistungsdichte von innenliegenden, weniger frei angeströmten Flächen, zu einer Angleichung der auf den Flächen zu erwartenden Volllaststunden und im geringen Maße zu einer Erhöhung der insgesamt zu erwartenden Stromertrags führen kann. Aus diesem Grund wird beim Zuschnitt von Randflächen in Gebieten, innerhalb welcher in diesem FEP erstmals Flächen festgelegt werden und bei denen die Flächenanzahl größer als zwei ist, bei gleicher voraussichtlich zu installierender Leistung eine um 10 Prozent gegenüber dem Gebietsmittel reduzierte korrigierte Fläche angenommen, mit dem Ergebnis einer entsprechend erhöhten korrigierten Leistungsdichte auf diesen Flächen.

1.6 Voraussichtlich zu installierende Leistung und zuzuweisende Netzanbindungskapazität

Dieser FEP unterscheidet erstmals zwischen der auf den festgelegten Flächen voraussichtlich zu installierenden Leistung und der zuzuweisenden Netzanbindungskapazität für die jeweiligen Flächen. Grundlage ist die mit § 5 Abs. 1 S. 1 Nr. 5a WindSeeG-E eingeführte zusätzliche Festlegungskompetenz. Liegt die voraussichtlich zu installierende Leistung oberhalb der zuzuweisenden Netzanbindungskapazität, ergibt sich eine Überbauung der Netzanbindungskapazität. Ziel der Überbauung ist eine Steigerung der volkswirtschaftlichen Kosteneffizienz der Stromerzeugung durch Windenergie auf See durch Steigerung der Auslastung der einzelnen ONAS. Der Umfang der Überbauung wird als Überbauungsgrad bezeichnet und im FEP implizit durch die Festlegung der voraussichtlich zu installierenden Leistung und der zuzuweisenden Netzanbindungskapazität bestimmt. Der Überbauungsgrad ist dabei als der Anteil der voraussichtlich zu installierenden Leistung, der über die zuzuweisende Netzanbindungskapazität hinausgeht, im Verhältnis zur zuzuweisenden Netzanbindungskapazität definiert.

Auf freiwilliger Basis kann der OWP-Vorhabensträger auch weiterhin gemäß Planungsgrundsatz 7.11.1 eine von der zugewiesenen Netzanbindungskapazität nach oben abweichende tatsächliche Leistung im Rahmen des Zulassungsverfahrens beantragen, welche somit die voraussichtlich zu installierende Leistung übersteigen kann. Die tatsächlich installierte Leistung muss mindestens der festgelegten voraussichtlich zu installierenden Leistung gemäß Tabelle 1 bzw. Tabelle 24 entsprechen. Die installierte Leistung ist gemäß § 3 S.1 Nr. 31 EEG die elektrische Wirkleistung, die eine Anlage bei bestimmungsgemäßem Betrieb ohne zeitliche Einschränkungen unbeschadet kurzfristiger geringfügiger Abweichungen technisch erbringen kann. Temporäre Höherauslastungen, die lediglich in Abhängigkeit von bestimmten Temperaturbereichen oder anderen Bedingungen erbracht werden können, sind grundsätzlich zwar zulässig, werden zur Bestimmung der installierten Leistung jedoch nicht berücksichtigt. Die voraussichtlich zu installierende Leistung ist die auf der Summe der Nennleistung der Windenergieanlagen (rated power) unter Berücksichtigung der Nennwindgeschwindigkeit (rated wind speed) beruhende mindestens zu erreichende Leistung.

Die einer Fläche zuzuweisende Netzanbindungskapazität ergibt sich unmittelbar aus der Anbindungskapazität des die Fläche anbindenden ONAS in Verbindung mit der Anzahl der gemeinsam angebundenen Flächen.

Der Einfluss der Überbauung auf die Kosteneffizienz der Stromerzeugung durch WEA auf See wurde im Rahmen der Erarbeitung des Vorentwurfs im Auftrag des BMWE und unter Beteiligung von BSH und BNetzA untersucht (Krampe & Lohmann, 2026). Dabei wurden die Kosten für Windparks und Netzanbindungen bis zum landseitigen NVP annahmenbasiert für unterschiedliche Überbauungsgrade sowie unterschiedliche Gebiete und unterschiedliche Leistungsdichten betrachtet. Neben den Stromgestehungskosten wurde der (theoretische) Marktwert der übertragbaren sowie der durch Spitzenkappung nicht unmittelbar einspeisbaren Energie betrachtet. Die Studie entspricht in ihren Annahmen zu Flächen und ONAS nicht vollständig diesem Vorentwurf, da sich in der Zwischenzeit Änderungen am Plan ergeben haben. Die Ergebnisse sind dennoch übertragbar bzw. können als Grundlage angewendet werden. Die Studie hat die spezifischen ONAS in den Gebieten N-14 bis N-19 individuell betrachtet. Die Untersuchung kommt zu dem Ergebnis, dass für den Großteil der ONAS bei allen betrachteten Varianten unabhängig von den jeweiligen spezifischen Eigenschaften unter den betrachteten Überbauungsgraden ein Überbauungsgrad von 10 Prozent aus volkswirtschaftlicher Sicht die beste Kosteneffizienz

aufweist. Dieser Wert liegt am oberen Ende einer vergleichbaren Analyse im Auftrag der Verbände BWO und BDEW (Dr. Janssen, Braendle, Coordt, & Alscher, 2026), welche für den volkswirtschaftlich optimalen Überbauungsgrad eine Spanne von 5-10 Prozent identifiziert haben, wobei sich die ermittelten optimalen Überbauungsgrade je nach betrachtetem ONAS und Szenario innerhalb dieser Spanne unterscheiden.

Die Ermittlung eines optimalen Überbauungsgrads ist aufgrund der vielfach Jahrzehnte in die Zukunft reichenden Annahmen in jedem Falle stark annahmenabhängig und entsprechend mit Unsicherheiten behaftet. Außerdem bewegen sich Unterschiede zwischen einzelnen ONAS maximal im Bereich geringer einstelliger Prozentpunkte. In Anbetracht dessen, kann eine flächenbezogene Differenzierung des Überbauungsgrades allein dadurch nicht hinreichend begründet werden. Dies spricht dafür, dass eine Annahme des Überbauungsgrads auf Ebene der ONAS, an denen jeweils maximal zwei Flächen angeschlossen werden, passend ist. Da für beinahe alle ONAS das Optimum bei einem Überbauungsgrad von 10 Prozent liegt, ergibt sich im Ergebnis ein einheitlicher Überbauungsgrad für alle neu festgelegten Flächen. Für diese Wahl spricht außerdem, dass eine flächenspezifische Zuordnung der vollen Netzanbindungskosten aufgrund der sehr unterschiedlichen Kostenanteile für die landseitige Kabelstrecke bis zum NVP, welche primär durch die Planungen im NEP und weniger durch die Lage eines Gebietes innerhalb der AWZ determiniert sind, nicht sachgerecht erscheint.

Im Zuge der Offshore-Optimierung wird durch die ÜNB derzeit eine temporäre Höherauslastung der ONAS um bis zu 10 Prozent der Übertragungskapazität geprüft. Um das Potenzial einer solchen temporären Höherauslastung ausnutzen zu können, sollte der Überbauungsgrad mindestens in gleicher Höhe angenommen werden. Die Option einer temporären Höherauslastung ist in den genannten Studien zur Überbauung nicht berücksichtigt und ist im Falle einer Umsetzung geeignet, den Anteil der übertragbaren Energiemenge zu erhöhen.

Für die neuen Festlegungen wird unter Abwägung der aufgeführten Argumente grundsätzlich von einer Überbauung von 10 Prozent ausgegangen. Diese Planungsprämisse aktualisiert die in Anhang 3 des FEP 2025 für eine beispielhafte Ausbauvariante getroffene Annahme einer Überbauung von 20 Prozent (dort als Anbindungsverhältnis von 83 Prozent ausgedrückt).

Die auf einer Fläche voraussichtlich zu installierende Leistung ergibt sich entsprechend aus der ihr zuzuweisenden Netzanbindungskapazität zuzüglich einer Überbauung von grundsätzlich 10 Prozent.

Für Flächen in Zone 3 wird, mit Ausnahme der Flächen N-13.3 und N-13.4, zur Vermeidung zusätzlicher Abschattung auf die Festlegung einer Überbauung, die gegenüber den Festlegungen im FEP 2025 zu einer Erhöhung der korrigierten Leistungsdichte führen würden, verzichtet.

Für die Flächen N-9.4 und N-9.5 wurde im FEP 2025 im Planungsgrundsatz in Kapitel 7.11.1(b) bereits eine Überbauung von 20 Prozent festgelegt. Für die Fläche N-9.5 wird diese Festlegung durch die in diesem FEP festgelegte voraussichtlich zu installierende Leistung ersetzt. Für die bereits ausgeschriebene Fläche N-9.4 ist weiterhin die Regelung nach dem zum Zeitpunkt des Zuschlags für diese Fläche gültigen FEP 2025 anzuwenden.

Bezüglich der Konkretisierung der Überbauung wird auf Planungsgrundsatz 7.11.2 verwiesen.

1.7 Zielerreichung und korrigierte Leistungsdichte

Es werden für die Gebiete N-14 und N-19 jeweils vier Flächen bzw. für das Gebiet N-16 acht Flächen mit jeweils 1,1 GW voraussichtlich zu installierender Leistung und 1 GW Netzanbindungskapazität festgelegt, wodurch sich unter Berücksichtigung der Standardübertragungskapazität in N-14 und N-19 je zwei und in N-16 vier ONAS ergeben. Dies entspricht einer Einsparung von je einem ONAS für die Gebiete N-14 und N-19 sowie zwei ONAS für das Gebiet N-16 im Vergleich zu einer Planung ohne sogenannte Offshore-Optimierung (vgl. z.B. Entwurf FEP 2025 vom 07.06.2024). Als Ergebnis der veränderten Gebietskulisse entfällt ein Netzanbindungssystem in N-17 (vgl. FEP 2025, 3 Informatorische Darstellung einer Variante künftiger Festlegungen in Zone 4 und 5 der AWZ der Nordsee). Für das Gebiet N-5 sind aktuell vier Flächen mit einer voraussichtlich zu installierenden Leistung von je 1,1 GW und je 1 GW zuzuweisender Netzanbindungskapazität vorgesehen. Hieraus ergibt sich eine Anzahl von zwei ONAS mit Standardübertragungskapazität für dieses Gebiet. Für die Fläche N-13.5 mit einem Potenzial für eine Leistung von ca. 1.000 MW ist aktuell keine Netzanbindung vorgesehen. Insgesamt reduziert sich die Anzahl erforderlicher ONAS gegenüber der Bestätigung des NEP 2037/2045 um fünf auf elf ONAS. Unter Berücksichtigung der im Rahmen des NEP angenommenen pauschalen Kostenannahmen führt diese Reduktion zu einer Einsparung der Netzanbindungskosten um einen zweistelligen Milliardenbetrag. Die Nutzung der Windenergie auf See wird dadurch volkswirtschaftlich kosteneffizienter. Zudem wird der Bedarf für Trassenkorridore vor allem in sensiblen Küstenmeerbereichen signifikant reduziert.

Mit Tabelle 1 sowie den bestehenden Festlegungen gemäß Tabelle 24 im Anhang wird unter Berücksichtigung vorheriger und geplanter Festlegungen eine voraussichtlich zu installierende Leistung von insgesamt 58,2 GW durch den FEP ausgewiesen. Da der FEP erst ab dem Inbetriebnahmejahr 2026 Festlegungen trifft, ist im Hinblick auf das Ausbauziel u.a. der Bestand hinzuzurechnen (siehe Tabelle 29). Gemeinsam mit diesem nicht fachplanerisch im FEP festgelegten Bestand (ca. 11,3 GW) sowie dem in Realisierung befindlichen OWP Gennaker im Küstenmeer Mecklenburg-Vorpommerns (945 MW) kann damit abzüglich der Bestandswindparks in Gebiet N-5 (854 MW) eine installierte OWP-Leistung von insgesamt etwa 69 GW erreicht werden. Für die Ermittlung der Gesamtleistung der Bestandswindparks wird die Definition für die installierte Leistung gemäß Kapitel 1.6 herangezogen.

Die Gebiete und Flächen reichen damit für die Erreichung der Ausbauziele von mindestens 40 GW bis 2035 aus. Für die Erreichung des Ausbauziels von mindestens 70 GW bis 2045, auch unter Berücksichtigung erster Außerbetriebnahmen von Windparks nach Erreichen der Betriebsdauer, wird davon ausgegangen, dass zukünftig die Anbindung von Kapazitäten aus benachbarten Ausschließlichen Wirtschaftszonen oder Küstenmeeren im Umfang von mindestens 2 GW auf das Ausbauziel angerechnet werden kann (siehe Tabelle 29).

Tabelle 6: Korrigierte Leistungsdichte der Flächen

Bezeichnung Gebiet	Bezeichnung Fläche	Korrigierte Leistungsdichte[a)] in MW/km²
N-3	N-3.5	9,4
	N-3.6	10,2
	N-3.7	8,3
	N-3.8	10,1
N-5	N-5.4	7,0
	N-5.5	7,0
	N-5.6	7,2
	N-5.7	7,2
N-6	N-6.6	10,3
	N-6.7	6,5
	N-6.8	7,2
	N-6.9	6,0
N-7	N-7.2	10,2
N-9	N-9.1	10,6
	N-9.2	10,5
	N-9.3	11,3
	N-9.4	6,0 bzw. 7,2[b)]
	N-9.5	6,4
N-10	N-10.1	8,5
	N-10.2	7,9
	N-10.3	8,4
N-11	N-11.1	8,5
	N-11.2	8,0
N-12	N-12.1	8,8
	N-12.2	9,1
	N-12.3	9,7
	N-12.4	8,9
	N-12.5	7,6
	N-12.6	8,2
	N-12.7	8,2
N-13	N-13.1	7,7
	N-13.2	8,7
	N-13.3	7,6
	N-13.4	9,1
	N-13.5	7,9
N-14	N-14.1	8,0
	N-14.2	6,6
	N-14.3	6,6

Bezeichnung Gebiet	Bezeichnung Fläche	Korrigierte Leistungsdichte[a)] in MW/km²
	N-14.4	8,0
N-16	N-16.1	8,4
	N-16.2	7,2
	N-16.3	7,3
	N-16.4	7,3
	N-16.5	7,3
	N-16.6	7,2
	N-16.7	7,2
	N-16.8	8,4
N-17	N-17.1	6,3
	N-17.2	6,3
N-19	N-19.1	8,1
	N-19.2	6,6
	N-19.3	6,7
	N-19.4	8,2
O-1	O-1.3	7,9
O-2	O-2.2	7,3

Farbcodierung:
Festlegung in einem vorherigen FEP | Festlegung in einem vorherigen FEP mit Änderung | Neue Festlegung | Ausblick: voraussichtlich keine Festlegung in diesem Fortschreibungsverfahren

[a)] Für die in diesem FEP erstmals festgelegten Flächen sowie für alle bisherigen Festlegungen wurde für die Berechnung der korrigierten Leistungsdichte ein Pufferabstand von 500 m angenommen.

[b)] Angabe gilt für eine Leistungsannahme von 1.000 MW entsprechend der voraussichtlich zu installierenden Leistung bzw. für 1.200 MW unter Berücksichtigung einer um 20 Prozent über die zuzuweisende Netzanbindungskapazität hinausgehenden Leistung gemäß Kapitel 1.6.

Tabelle 6 stellt die korrigierte Leistungsdichte aller Flächen dar. Es wird deutlich, dass für neu festgelegte Flächen eine geringere Leistungsdichte im Vergleich zur vorherigen Planung, wie etwa im Entwurf des FEP vom 07.06.2024 dargestellt, erreicht wird. Die Umsetzung dieser Maßnahme der Offshore-Optimierung wird ohne Erweiterung der zur Verfügung stehenden Gesamtfläche in erster Linie durch Reduzierung der Annahmen für den zusätzlichen langfristigen Flächenbedarf erreicht: Es werden keine zusätzlichen Flächen mehr berücksichtigt, um Zeiten zu kompensieren, in denen durch den Rück- oder Neubau von Anlagen kein Strom erzeugt wird.

Zur besseren Vergleichbarkeit sowie der Vermeidung von Überschneidungen mit AWZ-Grenzen oder den korrigierten Flächen wird der Pufferabstand zur Berechnung der korrigierten Leistungsdichte ab diesem FEP vereinheitlicht. In der Vergangenheit sind die Pufferabstände in Abhängigkeit von konkreten Flächenabständen und Anlagentechnologien individuell bestimmt worden und lagen zwischen 500 und 630 m für die in der Tabelle 6 gezeigten Flächen. Da sich der Pufferabstand aus diesem Grund ab diesem FEP für einige Flächen verkleinert hat, steigen durch diesen konservativen Ansatz die korrigierten

Leistungsdichten geringfügig. Änderungen an den bisherigen Festlegungen gemäß Tabelle 1 ergeben sich hierdurch jedoch nicht. Um die Änderungen an der korrigierten Leistungsdichte aufgrund von geänderten Festlegungen hervorzuheben, sind nur diese in Tabelle 6 in blauer Farbe hervorgehoben. Die korrigierten Leistungsdichten, die sich wegen des Angleichs der Pufferabstände ergeben, werden weiterhin in grau als “Festlegung in einem vorherigen FEP“ in der Tabelle gezeigt.

1.8 Abschätzung des zu erwartenden Energieertrags

Zur Abschätzung der zu erwartenden Jahresenergieerzeugung und zur Bewertung der Einflüsse von Abschattungseffekten auf den Stromertrag wurden im Rahmen des zur Begleitung des Fortschreibungsverfahrens des FEP durch das BSH beauftragten wissenschaftlichen Gutachtens umfangreiche Modellierungen in verschiedenen Ausbauszenarien vorgenommen. Aktuelle Ergebnisse sind auf der Internetseite des BSH veröffentlicht (Vollmer, Steinfeld, & Dörenkämper, 2026). Die Ergebnisse berücksichtigen auch aktualisierte Annahmen für den Windenergieausbau in der AWZ der Niederlande. Aufgrund nicht bekannter Inbetriebnahmejahre der niederländischen Windparkflächen wird konservativ angenommen, dass alle berücksichtigten Flächen zum Startjahr 2033 bereits in Betrieb sind. Für die dänische AWZ wird der aktuelle Bestand an OWP berücksichtigt.

Die Ergebnisse dienen der Plausibilisierung der Leistungsermittlung und als Indikator für die zu erwartende Kosteneffizienz der Stromerzeugung. Es wird jedoch darauf hingewiesen, dass sich die Annahmen im Rahmen des sogenannten Szenario 32 teilweise von den Festlegungen in diesem Vorentwurf unterscheiden.

Im Vergleich zu den bisherigen Gutachten wurden für die aktuelle Fortschreibung neben dem Vollausbau auch zwei verschiedene Optionen für die zeitliche Ausbaureihenfolge berücksichtigt. Hierfür werden die Jahre von 2033-2045 in einzelnen Szenarien modelliert. Dies ermöglicht zum einen eine genauere Bewertung der Auswirkung der Inbetriebnahme einzelner Windparks auf Bestandwindparks, zum anderen können die beiden Optionen für die Ausbaureihenfolge hinsichtlich ihres Energieertrags direkt miteinander verglichen werden.

Da die Flächen in der deutschen AWZ begrenzt sind, ist die räumliche Flexibilität zur Minderung von Abschattungseffekten sehr gering. Mit den genannten Optionen hinsichtlich der Ausbaureihenfolge soll überprüft werden, ob eine zeitliche Flexibilität einen signifikanten Einfluss auf den zu erwartenden Energieertrag insbesondere in den modellierten Jahren bis 2045 haben kann. Neben dem Energieertrag sind auch andere Aspekte bei der weiterführenden Bewertung einer alternativen Ausbaureihenfolge zu berücksichtigen. Dazu gehören unter anderem verkehrliche Belange, die Frage der Umsetzbarkeit der rechtzeitigen Flächenvoruntersuchung, der Verfügbarkeit einer Rettungsinfrastruktur für küstenferne Bereiche und mögliche Auswirkungen auf die Meeresumwelt.

Die Annahme eines zunehmenden Ausbaus der Windenergie auf See in der deutschen AWZ sowie in den benachbarten AWZ führt insgesamt zu einer Verringerung der zu erwartenden Volllaststunden für die Windparks innerhalb der deutschen AWZ der Nordsee. Für den in den Szenarien betrachteten Vollausbau im Jahr 2045 ergeben die Abschätzungen Volllaststunden in einer Höhe von im Mittel etwa 3.497 h/a für die Nordsee unter Berücksichtigung der jeweiligen Netzanschlusskapazität. Auf Windparkebene

ohne Begrenzung durch die Netzanschlusskapazität (Spitzenkappung) ergeben sich etwa 3.580 h/a für die Nordsee. Für die Flächen in Zone 4 und 5 können hingegen im Mittel etwa 3.793 h/a (mit Spitzenkappung) bzw. 3.985 h/a (ohne Spitzenkappung) erwartet werden (Vollmer, Steinfeld, & Dörenkämper, 2026).

Bei der Bewertung der Ergebnisse der Ertragsabschätzung ist zu beachten, dass diese unter der Annahme einer vollständigen Verfügbarkeit von WEA und ONAS sowie ohne Betrachtung von elektrischen Verlusten ermittelt wurden. Dem gegenüber steht, dass im langjährigen Mittel voraussichtlich etwas höhere Erträge als für das in den Szenarien angenommene Referenzjahr 2006 erwartet werden können (Vollmer, Dörenkämper, & Borowski, 2023). Die Berechnungen der aktuellen Szenarien wird wie im FEP 2025 mit dem weiterentwickelten Modellierungsansatz mit WRF durchgeführt (vgl. FEP 2025, (Vollmer & Dörenkämper, 2025)). Die Ertragsabschätzungen sind annahmenabhängig und mit Unsicherheiten behaftet.

1.9 Flächen im Einzelnen

Im Folgenden werden besondere Merkmale und Hinweise sowohl zu erstmaligen Festlegungen von Flächen als auch zu geänderten Flächenzuschnitten im Vergleich zu jenen Festlegungen aus dem FEP 2025, zuletzt geändert durch die 2. Änderung des Flächenentwicklungsplans 2025 für die deutsche Nordsee und Ostsee vom 08.10.2026 (2. Änderung FEP 2025), beschrieben.

Flächen N-5.4, N-5.5, N-5.6 und N-5.7

Die Flächen N-5.4, N-5.5, N-5.6 und N-5.7 werden in diesem FEP neu festgelegt. In dem Gebiet N-5 sind in diesem FEP vier Flächen mit jeweils einer zuzuweisenden Netzanbindungskapazität in Höhe von 1.000 MW bzw. einer voraussichtlich zu installierenden Leistung in Höhe von 1.100 MW vorgesehen. Die Aufteilung des Gebiets in Nord-Süd-Richtung in zwei Teilbereiche, die jeweils durch eine Netzanbindung erschlossen werden, erfolgt um eine Netzanbindung des östlichen Teils ohne räumliche Überschneidung mit dem OWP Sandbank umzusetzen. Die weitere Unterteilung in jeweils eine nördliche und eine südliche Fläche pro ONAS berücksichtigt eine zentrale Führung der Anbindungsleitung außerhalb der Flächen mit möglichst kurzer Trasse zu den Konverter-Plattformen.

Der bestehende OWP Sandbank liegt im westlichen Teil des Gebiets, im Bereich der Flächen N-5.6 und N-5.7, welche durch ein ONAS angebunden werden. Die Flächen N-5.4 und N-5.5, welche sich ebenfalls eine Netzanbindung teilen, werden durch die bestehenden AC-Seekabelsysteme ausgehend vom OWP Sandbank zum bestehenden ONAS SylWin1 zur Konverterplattform SylWin alpha gequert.

Die westlichen Flächen N-5.6 und N-5.7 werden darüber hinaus von Norden nach Süden durch die Erdgaspipeline Europipe 2 gequert, die südlichen Flächen N-5.4 und N-5.6 von einem sich in Betrieb befindlichen Datenkabel. Der Großteil der Flächen N-5.6 und N-5.7 sowie Anteile der Flächen N-5.4 und N-5.5 liegen im Vorranggebiet Seetaucher des ROP 2021. Die übrigen Bereiche der genannten Flächen liegen im Vorbehaltsgebiet Seetaucher des ROP 2021.

Die vier Flächen werden zusätzlich vollständig durch das jahreszeitlich befristete Vorbehaltsgebiet Schweinswale überlagert. Durch die Lage im Hauptverbreitungsgebiet des Schweinswals ergeben sich in Bezug auf eine Nachnutzung auf den Flächen N-5.4 bis N-5.7 gemäß der Begründung zu Kapitel 2.4

(4) ROP 2021 insofern Einschränkungen, dass bei der Errichtung von WEA auf Zulassungsebene besonderes Augenmerk auf die Wirksamkeit von Vermeidungs- und Minderungsmaßnahmen insbesondere während der sensiblen Jahreszeit gelegt werden sollte (vgl. ROP 2021).

Die Zusammensetzung der Oberflächensedimente des Gebietes N-5 ist sehr heterogen.

Flächen N-6.8 und N-6.9

Die erstmals im FEP 2023 festgelegte Fläche N-6.8 (ehemals N-21.1) wird in die zwei Flächen N-6.8 und N-6.9 mit einer jeweils voraussichtlich zu installierenden Leistung von 1.000 MW aufgeteilt. Die Teilung der Flächen erfolgt entlang des Trassenkorridors der Netzanbindung NOR-6-4. Grund für die Aufteilung ist die Gesetzesänderung gemäß §2a Abs. 2 WindSeeG-E, nach der die voraussichtlich zu installierende Leistung auf zur Ausschreibung kommenden Flächen grundsätzlich 1.000 bis 1.200 MW betragen soll. Die Fläche N-6.8 wird durch mehrere Netzanbindungen der sich im westlichen Bereich von Gebiet N-6 befindlichen OWP, sowie ein in Betrieb befindliches Datenkabel gequert.

Flächen N-12.6 und N-12.7

Die erstmals im FEP 2025 festgelegte Fläche N-12.6 wird in die zwei Flächen N-12.6 und N-12.7 mit einer jeweils voraussichtlich zu installierenden Leistung von 1.000 MW aufgeteilt. Die Teilung der Flächen erfolgt parallel zu der Flächengrenze zwischen N-12.5 und N-12.6. Grund für die Aufteilung ist die Gesetzesänderung gemäß §2a Abs. 2 WindSeeG-E, nach der die voraussichtlich zu installierende Leistung auf zur Ausschreibung kommender Flächen grundsätzlich 1.000 bis 1.200 MW betragen soll. Durch den neuen Flächenzuschnitt überlagert sich die Fläche N-12.7 im östlichen Teil mit dem Vorbehaltsgebiet Kaisergranat des ROP 2021. Zwar ist der Fischerei auf Kaisergranat im Überlagerungsbereich der Fläche N-12.7 mit dem Vorbehaltsgebiet FiN1 ein besonderes Gewicht beizumessen, jedoch überwiegen hier die Belange der Windenergie, die im überragenden öffentlichen Interesse liegen und der öffentlichen Gesundheit und Sicherheit dienen. Bezüglich der Vereinbarkeit mit anderen Belangen wird auf die Begründung und die zusammenfassende Abwägung des FEP 2025 hingewiesen.

Flächen N-13.3 und N-13.4

Die erstmals im FEP 2023 festgelegte Fläche N-13.3 wird in die zwei Flächen N-13.3 und N-13.4 mit einer jeweils voraussichtlich zu installierenden Leistung von 1.100 MW aufgeteilt. Grund hierfür ist die Gesetzesänderung in §2a Abs. 2 WindSeeG-E, wonach die voraussichtlich zu installierende Leistung auf zur Ausschreibung kommenden Flächen grundsätzlich 1.000 bis 1.200 MW betragen soll.

Die im FEP 2025 festgelegte Fläche N-13.3 wurde zunächst um die ebenfalls im FEP 2025 festgelegte südliche Teilfläche von N-13.4 erweitert. In einem Folgeschritt wurde diese vergrößerte Fläche in die zwei Flächen N-13.3 und N-13.4 geteilt. Um den Flächenverlust durch die Vielzahl an kreuzenden ONAS zu kompensieren, ist die südliche Fläche N-13.3 etwas größer. Zusätzlich wurden die Flächen am westlichen Randbereich begrenzt, um die Abstandsvorgaben für die dort künftig verlaufenden ONAS NOR-16-1, NOR-16-2 und NOR-12-4 gewährleisten zu können. Zusätzlich kreuzen diese drei ONAS die Fläche N-13.3. Hintergrund ist die vorgesehene Trassenführung dieser ONAS durch das NSG “Sylter Außenriff - Östliche Deutsche Bucht” mit dem Ziel möglichst kurze Trassen zu planen zur Reduzierung von Kosten und Eingriffen in den Meeresboden. Durch den neuen Flächenzuschnitt überlagert sich die Fläche N-13.4 im Nordwesten kleinräumig mit dem Vorbehaltsgebiet Kaisergranat des ROP 2021. Zwar ist der

Fischerei auf Kaisergranat im Überlagerungsbereich der Fläche N-13.4 mit dem Vorbehaltsgebiet FiN1 ein besonderes Gewicht beizumessen, jedoch überwiegen hier die Belange der Windenergie, die im überragenden öffentlichen Interesse liegen und der öffentlichen Gesundheit und Sicherheit dienen. Bezüglich der Vereinbarkeit mit anderen Belangen wird auf die Begründung und die zusammenfassende Abwägung des FEP 2025 hingewiesen. Darüber hinaus wird N-13.4 an seiner nordöstlichen Ecke von einem sich in Betrieb befindlichen Datenkabel gekreuzt.

Die Flächen N-13.3 und N-13.4 liegen in einem sedimentologisch heterogenen Gebiet, wodurch sich ebenfalls heterogene Baugrundverhältnisse ergeben (vgl. Umweltbericht zum Flächenentwicklungsplan 2025 für die deutsche Nordsee).

Fläche N-13.5

Die im FEP 2025 erstmals festgelegte Fläche N-13.4 wird in diesem FEP als Fläche N-13.5 festgelegt.

Die Fläche N-13.5 wurde gegenüber der Festlegung im FEP 2025 um die südliche Teilfläche und im Osten verkleinert. Der Flächenzuschnitt von N-13.5 weist aktuell keine ausreichende Größe für ein standardisiertes 2.000 MW ONAS gem. Technikgrundsatz 6.5 auf. Daher wird für diese Fläche in diesem FEP kein ONAS festgelegt. Die Fläche N-13.5 überlagert sich im Westen mit dem Vorbehaltsgebiet Kaisergranat des ROP 2021. Zwar ist der Fischerei auf Kaisergranat im Überlagerungsbereich der Fläche N-13.5 mit dem Vorbehaltsgebiet FiN1 ein besonderes Gewicht beizumessen, jedoch überwiegen hier die Belange der Windenergie, die im überragenden öffentlichen Interesse liegen und der öffentlichen Gesundheit und Sicherheit dienen. Bezüglich der Vereinbarkeit mit anderen Belangen wird auf die Begründung und die zusammenfassende Abwägung des FEP 2025 hingewiesen. Darüber hinaus wird N-13.5 von einem sich in Betrieb befindlichen Datenkabel gequert.

Auch die Fläche N-13.5 liegt in einem sedimentologisch heterogenen Gebiet mit heterogenen Baugrundverhältnissen (vgl. Umweltbericht zum Flächenentwicklungsplan 2025 für die deutsche Nordsee).

Das im FEP 2025 festgelegte Teilgebiet in Prüfung der Fläche N-13.5 entfällt und die östliche Grenze der Fläche verläuft jetzt entsprechend der Gebietsfestlegung in Verlängerung der östlichen Grenze der Fläche N-13.4.

Flächen N-14.1 bis N-14.4

Für die Flächen N-14.3 und N-14.4 liegt eine teilweise Überschneidung mit dem im ROP 2021 festgelegten Vorbehaltsgebiet Kohlenwasserstoffe KWN2, welchem das Erlaubnisfeld NE3-0002-01 zugrunde lag, vor. Für die Flächen N-14.2 und N-14.3 liegt eine teilweise Überschneidung mit den im ROP 2021 festgelegten Vorbehaltsgebiet Kohlenwasserstoffe KWN3, welchem auch das Erlaubnisfeld NE3-0002-01 zugrunde lag, vor. Mit dem Erlöschen der Erlaubnis NE3-0002-01 (Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie, 2023) ist der unmittelbare Anlass für die räumliche Sicherung der Rohstoffgewinnung durch die Vorbehaltsgebiete KWN2 und KWN3 des ROP 2021 entfallen. In der niederländischen AWZ grenzt das Gebiet 6/7 (Windenergie gebied 6/7) unmittelbar an das Gebiet N-14. Nähere Informationen sind im Nordseeprogramm 2028-2033 zu finden (Ministerie van Infrastructuur en Waterstaat, 2026).

Fläche N-16.1

Die in diesem FEP neu festgelegte Fläche N-16.1 überlagert sich im Osten kleinräumig mit dem Vorbehaltsgebiet Kaisergranat des ROP 2021. Zwar ist der Fischerei auf Kaisergranat im Überlagerungsbereich der Fläche N-16.1 mit dem Vorbehaltsgebiet FiN1 ein besonderes Gewicht beizumessen, jedoch überwiegen hier die Belange der Windenergie, die im überragenden öffentlichen Interesse liegen und der öffentlichen Gesundheit und Sicherheit dienen. Bezüglich der Vereinbarkeit mit anderen Belangen wird auf die Begründung und die zusammenfassende Abwägung des FEP 2025 hingewiesen.

Fläche N-16.8

Die in diesem FEP neu festgelegte Fläche N-16.8 wird durch das bestehende grenzüberschreitende Seekabelsystem Viking Link sowie die geplante Interkonnektortrasse I-NOR-9 gequert.

Flächen N-17.1 und N-17.2

Die neu festgelegten Flächen N-17.1 und N-17.2 basieren auf der Anpassung des Gebietzuschnitts N-17 gemäß Kapitel 1.2. Die Fläche N-17.1 wird von Westen nach Osten durch das bestehende grenzüberschreitende Seekabelsystem Viking Link und die geplante Interkonnektortrasse I-NOR-9 gequert. Bezüglich des Forschungsgebietes FoN3 wird auf die Begründung in Kapitel 1.2 verwiesen.

Westlich des Gebiets N-17 wurde in der niederländischen AWZ das Suchgebiet 12 (Zoekgebied 12) mit einer Fläche von etwa 513 km^2 festgelegt. Der geringste Abstand zwischen dem Suchgebiet 12 und der westlichen Teilfläche von N-17.1 beträgt etwa 1,4 km. Das restliche Gebiet N-17 liegt ca. 10 km östlich von Suchgebiet 12. Nähere Informationen sind im Nordseeprogramm 2028-2033 zu finden (Ministerie van Infrastructuur en Waterstaat, 2026).

Die Fläche N-17.2 wird von Norden nach Süden durch die Erdgaspipeline Tyra Nogat gequert. Bezüglich des Forschungsgebietes FoN3 wird auf die Begründung in Kapitel 1.2 verwiesen.

Flächen N-19.1 bis N-19.4

Das Gebiet N-19 und damit die festgelegten Flächen N-19.1, N-19.2, N-19.3 und N-19.4 liegen vollständig innerhalb der durch das BfN an die Europäische Union (EU) gemeldeten FFH-LRT Sandbank „Doggerbank" und somit innerhalb eines gesetzlich geschützten Biotops. Darüber hinaus gibt es erste Hinweise über Vorkommen von Grobsedimenten, die möglicherweise als gesetzlich geschützter Biotoptyp Kies-, Grobsand- und Schillgründe (KGS) einzuordnen sind. Es wird davon ausgegangen, dass die KGS-Biotope so kleinräumig sind, dass diese bei der Detailplanung von OWP auf den Flächen N-19.1, N-19.2, N-19.3 und N-19.4 angemessen berücksichtigt bzw. umgangen werden können.

2 Beschleunigungsflächen

2.1 Festlegung von Beschleunigungsflächen

Die Flächen N-14.1, N-14.2, N-14.3, N-14.4 und N-10.3 werden gemäß § 5 Abs. 2b S. 1 WindSeeG zusätzlich als Beschleunigungsflächen festgelegt. Dies beruht auf folgenden gesetzlichen, naturschutzfachlichen und planerischen Grundlagen und Erwägungen:

2.1.1 Verfahrensrechtliche und planerische Auswahl von Flächen, die zur Festlegung als Beschleunigungsfläche in Frage kommen

Aus § 8a WindSeeG ergibt sich für eine Reihe von Flächen, die im FEP 2023 festgelegt waren, dass diese bereits gesetzlich Beschleunigungsflächen sind.

2.1.2 Ausschlussgründe und Ermessensvorgaben aus § 5 Abs. 2b WindSeeG

Eine Fläche soll gemäß § 5 Abs. 2b S. 3 WindSeeG als Beschleunigungsfläche festgelegt werden, wenn auf ihr durch die Errichtung und den Betrieb von WEA auf See voraussichtlich keine erheblichen Umweltauswirkungen zu erwarten sind. In diesem Rahmen sind als Umweltauswirkungen abweichend von den Regelungen des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG) ausschließlich Auswirkungen auf die Erhaltungsziele im Sinne des § 7 Abs. 1 Nr. 9 BNatSchG oder auf die besonders geschützten Arten nach § 7 Abs. 2 Nr. 13 BNatSchG zu prüfen (§ 5 Abs. 2b S. 4 WindSeeG). Zudem ist nach § 5 Abs. 2b S. 5 WindSeeG davon auszugehen, dass keine erheblichen Umweltauswirkungen vorliegen, soweit eine Beschleunigungsfläche nicht in einem der in § 5 Abs. 2b S. 7 Nr. 1-6 WindSeeG genannten Ausschlussgebiete liegt.

<u>Kein Ausschluss nach § 5 Abs. 2b S. 7 WindSeeG</u>

Folgende Flächen, die nach der in Kapitel 2.1 genannten Auswahl für die Festlegung als Beschleunigungsfläche nach § 5 Abs. 2b WindSeeG verbleiben, sind nach § 5 Abs. 2b S. 7 WindSeeG ausgeschlossen:

- Die Flächen N-5.4, N-5.5, N-5.6 und N-5.7 dürfen nach § 5 Abs. 2b S. 7 Nr. 1 i.V.m. § 5 Abs. 2b S. 8 WindSeeG nicht als Beschleunigungsfläche festgelegt werden, da diese innerhalb des Vorranggebietes Seetaucher und innerhalb des Vorbehaltsgebietes Schweinswale liegen. Weiterhin liegt das Gebiet N-5 an seiner südöstlichen Ecke im Abstand von 4,5 km zum NSG “Sylter Außenriff - Östliche Deutsche Bucht” und ist auch deshalb nach § 5 Abs. 2b S. 7 Nr. 5 i.V.m. § 5 Abs. 2b S. 7 Nr. 2 WindSeeG als Beschleunigungsfläche ausgeschlossen.
- Die Fläche N-12.7 liegt partiell in einem Abstand von weniger als 8 km vom Vorbehaltsgebiet Schweinswale des ROP 2021 entfernt. Daraus folgt gemäß § 5 Abs. 2b S. 7 Nr. 5 WindSeeG i.V.m. § 5 Abs. 2b S. 7 Nr. 2 WindSeeG ebenfalls ein Ausschluss für die Festlegung als Beschleunigungsfläche.
- Die Flächen N-13.3 und N-13.4 liegen im Vorbehaltsgebiet Schweinswale und sind somit ebenfalls gemäß § 5 Abs. 2c S. 7 Nr. 1 i.V.m. § 5 Abs. 2c S. 8 WindSeeG als Beschleunigungsfläche ausgeschlossen.
- Die Fläche N-13.5 liegt partiell innerhalb des im ROP 2021 ausgewiesenen Vorbehaltsgebietes Schweinswale, sodass eine Festlegung als Beschleunigungsfläche nach § 5 Abs. 2b S. 7 Nr. 1 WindSeeG i.V.m. § 5 Abs. 2b S. 8 WindSeeG ausgeschlossen ist.
- Die Flächen N-19.1 und N-19.2 sind wegen ihrer Lage innerhalb eines Puffers von 8 km zum NSG “Doggerbank”, welches zugleich im ROP 2021 als Vorranggebiet Naturschutz festgelegt ist, gemäß § 5 Abs. 2b S. 7 Nr. 5 WindSeeG ebenfalls als Beschleunigungsfläche ausgeschlossen.

Vermutung nach § 5 Abs. 2b S. 5 WindSeeG, verbleibendes Ermessen

Soweit die Gebiete und Flächen nicht in einem nach § 5 Abs. 2b S. 7 WindSeeG für Beschleunigungsflächen ausgeschlossenen Bereich liegen, greift die Vermutungsregel aus § 5 Abs. 2b S. 5 WindSeeG, wonach davon auszugehen ist, dass voraussichtlich keine erheblichen Umweltauswirkungen bei der Errichtung und dem Betrieb von Einrichtungen nach dem WindSeeG vorliegen und sie somit als Beschleunigungsflächen festgelegt werden sollen.

Bei Vorliegen der Vermutungsregelung verbleibt eine Prüfung, ob für einzelne Flächen ein atypischer Fall vorliegt, der die gesetzliche Vermutung aus § 5 Abs. 2b S. 5 WindSeeG widerlegt, d.h. wonach trotz der Lage von Flächen außerhalb der Ausschlussflächen aus § 5 Abs. 2b S. 7 WindSeeG erhebliche Anhaltspunkte vorliegen, die eine Abweichung von der gesetzlichen Vermutung erwarten lassen. Diese Prüfung ergibt für die verbleibenden, vom vorliegenden Vorentwurf des FEP festgelegten und nicht nach § 5 Abs. 2b S. 7 WindSeeG ausgeschlossenen Flächen folgende Bewertung:

- Für die Flächen innerhalb der Gebiete N-16 und N-17 sowie für die Flächen N-12.6, N-19.3 und N-19.4 ist derzeit von einem atypischen Fall gegenüber der Vermutung aus § 5 Abs. 2b S. 5 WindSeeG auszugehen, weil einer besonderen Geeignetheit dieser Flächen im Sinne des § 3 Nr. 1 WindSeeG möglicherweise die Bedeutung dieses Raumes für Hochseevögel entgegensteht. Auch für die Flächen N-12.4 und N-12.5 wird eine weitere Prüfung stattfinden, ob hier die besondere Geeignetheit für Windenergie im Sinne von § 3 Nr. 1 WindSeeG anzunehmen ist.
- Die Flächen N-14.1, N-14.2, N-14.3, N-14.4 werden zusätzlich als Beschleunigungsfläche festgelegt, da kein der gesetzlichen Vermutung aus § 5 Abs. 2 b WindSeeG entgegenstehender atypischer Fall vorliegt.
- Für das Gebiet N-10 und somit auch die Fläche N-10.3 gibt es ebenfalls keine Anhaltspunkte für einen atypischen Fall, der die gesetzliche Vermutung, dass keine erheblichen Umweltauswirkungen bei der Errichtung und dem Betrieb von Windenergieanlagen auf See vorliegen, widerlegen würde. § 9 Abs. 1 WindSeeG steht der Festlegung von N-10.3 nicht entgegen, da eine zentrale Voruntersuchung hier nicht zugleich festgelegt wird. Es wurde lediglich auf einem Teil der Fläche N-10.3 eine zentrale Voruntersuchung durchgeführt, deren Ergebnisse vom bezuschlagten Bieter genutzt werden können. Eine neue und vollständige zentrale Voruntersuchung wird für N-10.3 nicht stattfinden, da diese als nicht zentral voruntersuchte Fläche festgelegt wird.

2.2 Festlegung von Minderungsmaßnahmen für Beschleunigungsflächen und Infrastrukturgebiete

Der folgenden Tabelle 7 können die Minderungsmaßnahmen und Regeln für Minderungsmaßnahmen für Beschleunigungsflächen und Infrastrukturgebiete entnommen werden. Die Maßnahmen werden durch Verweise auf jeweils bestimmte Planungsgrundsätze im FEP konkretisiert. Welche Minderungsmaßnahmen und Regeln für Minderungsmaßnahmen jeweils für eine Beschleunigungsfläche oder ein Infrastrukturgebiet festgelegt sind, ergibt sich aus dem Festlegungsteil des FEP oder des Infrastrukturgebieteplans.

Tabelle 7: Minderungsmaßnahmen und Regeln für Minderungsmaßnahmen für Beschleunigungsflächen und Infrastrukturgebiete

Maßnahme/Regel für Maßnahme	Bezeichnung	Kurzbeschreibung	Beschreibung auffindbar unter:
A	Beachtung umwelt- und naturschutzrechtlicher Rahmenbedingungen	Weitestgehende Vermeidung einer Beeinträchtigung von gesetzlich geschützten Biotopen nach § 72 Abs. 2 WindSeeG; Vereinbarkeit der Festlegungen mit dem Schutzzweck der Naturschutzgebiete nach § 57 BNatSchG; möglichst flächensparende Planung und Umsetzung; Erfordernis von Vermeidungs- und Minderungsmaßnahmen innerhalb der ausgewiesenen Vogelzugkorridore	Planungsgrundsatz (PG) 7.1.1
B	Zeitliche Gesamtkoordinierung der Errichtungs- und Verlegearbeiten	Vermeidung und Verminderung kumulativer Effekte durch optimale Bau- und Zeitplanung	PG 0
C	Möglichst geräuscharmer Errichtungsprozess und Arbeitsmethode	Bei der Gründung und Installation einer Anlage ist nach dem Stand der Technik derjenige Errichtungsprozess und diejenige Arbeitsmethode anzuwenden, die nach den vorgefundenen Umständen so geräuscharm wie möglich ist	PG 7.1.3
D	Schallschutz bei der Gründung von Anlagen unter Beachtung des Schallschutzkonzepts des BMU	Einsatz von wirksamen technischen Schallminderungsmaßnahmen bei der Installation per Impulsrammung zur Sicherstellung, dass die Schallemissionen in einer Entfernung von 750 m für den Breitband-Einzelereignispegel SEL05[17] den Wert von 160 Dezibel und für den Spitzenschalldruckpegel[18] den Wert von 190 Dezibel nicht überschreiten	PG 7.1.3
E	Vergrämung	Vergrämung von Tieren aus dem Gefährdungsbereich vor Rammarbeiten	PG 7.1.3
F	Dauer des Rammvorgangs	Begrenzung der Dauer des Rammvorgangs einschließlich der Vergrämung auf ein Mindestmaß	PG 7.1.3

[17] Einzelereignispegel in dB re 1 μPa^2 s; dB = Dezibel; re = in reference to; 1 µPa = 1 MikroPascal; 1 μPa^2 s = 1 MikroPascal zum Quadrat * Sekunde; der Bezugspegel für Wasser ist 1 µPa.

[18] Spitzenschalldruckpegel in dB re 1 µPa; dB = Dezibel; re = in reference to; 1 µPa = 1 MikroPascal 1 μPa^2 s = 1 MikroPascal zum Quadrat * Sekunde; der Bezugspegel für Wasser ist 1 µPa.

G	Schallschutzkonzept mit Schallprognose	Vorlage des Schallschutzkonzeptes (Entwurf) mindestens zwölf Monate vor Baubeginn mit Begründung der geplanten Gründungsstruktur, des geplanten Errichtungsprozesses, der geplanten Arbeitsmethode, und der geplanten Schallminderungsmaßnahmen sowie der Schallprognose	PG 7.1.3
H	Koordination der Rammarbeiten	Zeitliche und räumliche Gesamtkoordination der Rammarbeiten im Rahmen des nachgeordneten Zulassungsverfahrens	PG 7.1.3
I	Schallschutz bei Munitionssprengung	Erfordernis Schallschutzkonzept für Sprengungen von nicht transportfähiger Munition, inkl. Vergrämungsmaßnahmen	PG 7.1.3
J	Schallschutz beim Betrieb der Anlagen	Diejenige Anlagenkonstruktion wählen, die nach dem Stand der Technik so betriebsschallarm wie möglich ist	PG 7.1.3
K	Verkehrslogistikkonzept	Reduzierung und Bündelung des Schiffverkehrs und anderer schiffsbezogener Maßnahmen im NSG “Sylter Außenriff - Östliche Deutsche Bucht”, im HKG der Seetaucher und im HKG des Schweinswals	PG 7.1.4
L	Vermeidung und Verminderung von stofflichen Emissionen	Vermeidung bzw. weitestmögliche Verminderung von Emissionen: Erstellung Emissionskonzept und später Emissionsstudie, Einsatz möglichst umweltverträglicher Betriebsstoffe, Absicherung und Überwachung sämtlicher technischen Installationen durch bauliche Sicherheitssysteme und Sicherheitsmaßnahmen, Vorgaben zum Korrosionsschutz, zur Anlagenkühlung, zur Abfall- und Abwasserentsorgung, zum Umgang mit Löschschaum, zum Einsatz von Dieselgeneratoren, zu Groutverfahren und Groutmaterial	PG 7.1.5
M	Vermeidung und Verminderung von Lichtemissionen	Möglichst naturverträgliche Beleuchtung während des Betriebs zur Reduzierung von Anlockeffekten, etwa ein bedarfsgerechtes An- und Abschalten der Hindernisbefeuerung, die Wahl geeigneter Lichtintensitäten und -spektren oder Beleuchtungsintervalle	PG 7.1.5
N	Minimierung von Kolkschutzmaßnahmen	Reduzierung Kolkschutz auf Mindestmaß; Minimierung Hartsubstrat; als Kolkschutz sind ausschließlich Schüttungen aus Natursteinen oder inerten und natürlichen Materialien einzusetzen	PG 7.1.6

O	Minimierung von Kabelschutzmaßnahmen	Reduzierung des Einbringens von Hartsubstrat auf Mindestmaß, natürlicher/ inerter Kabelschutz	PG 7.1.6
P	Vogelkollisionsmonitoring	Installation von Systemen zur Kollisionserfassung nach dem Stand der Technik zum Monitoring von Vogelkollisionen mit WEA	PG 7.1.8
Q	Berücksichtigung Objekte	Grundsätzliche Vermeidung von Sprengungen, ansonsten Schallschutzkonzept	PG 7.1.3
R	Reduzierung von Kreuzungsbauwerken	Reduzierung von Kreuzungsbauwerken auf technisch erforderliches Minimum, wenn möglich bauwerksfreie Kreuzungen	PG 7.13.4
S	Umweltfachliche Begleitforschung	Die Vorhabensträger sollen für die durchführende Einrichtung der Begleitforschung den Zugang nach Absprache ermöglichen, sowie die umweltfachliche Begleitforschung nach Möglichkeit während der Planung der Vorhaben berücksichtigen.	PG 7.1.9

3 Leitungen

3.1 Grenzkorridore zum Küstenmeer

Die im FEP festgelegten Trassen müssen sinnvoll durch das Küstenmeer bis zu den NVP geführt werden können (vgl. Planungsgrundsatz 7.13.2). 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. Auch diese obliegt den zuständigen Stellen in den dafür vorgesehenen Verfahren.

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 Restriktionen aufgrund der bereits genehmigten sowie bestehenden OWP, sodass die aus dem bestehenden Platzmangel resultierenden Konflikte durch Festlegungen in diesem Plan nicht ohne weiteres aufgelöst werden können. 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 einzufügen haben. Gleichzeitig sind im Küstenmeer die Planungen noch nicht so weit fortgeschritten, dass eine ausreichende Anzahl von Trassen für die Erreichung der Ausbauziele ausgewiesen worden ist. Daher werden die Grenzkorridore in diesem Plan in enger Abstimmung mit den Küstenländern festgelegt. Zur Identifikation weiterer Grenzkorridore bzw. weiterer Trassenkapazitäten

auf bestehenden Grenzkorridoren befindet sich das BSH in Abstimmung mit den zuständigen Küstenländern, der BNetzA, der GDWS und den ÜNB. Ziel dieser Abstimmung ist es, ausreichend Trassenkorridore bzw. Grenzkorridore für die dauerhafte Erreichung des gesetzlichen Ausbauziels von mindestens 70 GW bis zum Jahr 2045 zu identifizieren. Zusätzlicher Bedarf für Trassenkorridore und Grenzkorridore ergibt sich aus der Umsetzung weiterer Projekte zur internationalen Vernetzung zur Deckung des Importbedarfes von erneuerbarem Strom aus dem Ausland. Das durch die ÜNB beauftragte Projekt "Küstenlink" bewertet kriterienbasiert zahlreiche potenzielle Trassenkorridore im Küstenmeerbereich Schleswig-Holsteins und Niedersachsens. Die Ergebnisse werden bei der Wahl der tatsächlichen Trassenführung jedoch nur einen Teil der Entscheidungsgrundlage darstellen, da neben den Küstenmeerbereichen auch die Bereiche der AWZ und die erweiterten Anlandungsbereiche an Land sowie die landseitige Trassenführung bis zum NVP zu berücksichtigen sind. Demnach stellt die Neuausweisung des Grenzkorridors N-VI eine Festlegung dar, bei der sowohl die räumlichen Belange in der AWZ als auch die Zwischenergebnisse des Projekts "Küstenlink" eingeflossen sind. Insbesondere für die weit in der Zukunft liegenden ONAS über diesen Grenzkorridor ist die Ermittlung geeigneter NVP und damit die Führung an Land noch abzuschließen. Zentrales Instrument hierfür ist der NEP.

Die Grenzkorridore sind für Stromleitungen vorgesehen. Für Rohrleitungen sind hier keine Kapazitäten vorgesehen, sodass diese außerhalb der festgelegten Grenzkorridore zu führen sind.

Nordsee

Der Grenzkorridor N-I (Ems-Trasse) wurde im FEP 2025 als "vollständig belegt" eingeordnet und es erfolgte keine Festlegung von Trassen über diesen Grenzkorridor. Es ist jedoch absehbar, dass es künftig im westlichen Bereich der AWZ weiteren Bedarf für Trassen von grenzüberschreitenden Seekabelsystemen mit Anlandung in Deutschland geben wird, beispielsweise Stromleitungen in die Niederlande oder nach Großbritannien. Mit I-NOR-12 wird daher eine Trasse zu Grenzkorridor N-I geführt, auch wenn die Möglichkeit der Weiterführung im Küstenmeer zum aktuellen Zeitpunkt noch unklar ist. Insbesondere sind hier Belange der Schifffahrt im Zusammenhang mit der Zufahrt zur Ems relevant.

Der Grenzkorridor N-II (Norderney-Trasse) wird mit der Inbetriebnahme von NOR-6-4 vollständig belegt sein.

ONAS über den Grenzkorridor N-III sollen im Küstenmeer künftig – vorbehaltlich weiterer Prüfungen – über die beiden Inseln Baltrum und Langeoog geführt werden. Die Gesamtkapazität des Grenzkorridors N-III ist nicht abschließend bestimmt. Nach Erkenntnissen aus dem Vorhaben „Seetrassen 2030" ließe sich über diesen Grenzkorridor aus technischer Sicht mit den aktuell verfügbaren Methoden jedoch ggf. ein Potenzial von insgesamt 13 ONAS ableiten. Fünf dieser ONAS würden dann über die Insel Baltrum geführt und weitere acht ONAS über die Insel Langeoog. Eine landesplanerische Feststellung gibt es bislang lediglich für zwei ONAS über die Insel Baltrum. Nach einer Anzeige nach § 15 Abs.5 S. 2 ROG wurde für drei weitere ONAS über den landesplanerisch festgestellten Trassenkorridor der Verzicht auf Beantragung eines weiteren Raumordnungsverfahrens (ROV) angezeigt. Mit Schreiben vom 30.11.2022 hat die obere niedersächsische Landesplanungsbehörde bestätigt, dass für diese drei ONAS kein erneutes ROV erforderlich ist. Mit fünf ONAS wird die Kapazität des Baltrumkorridors ausgeschöpft sein. Für den Langeoogkorridor wurde seitens der oberen niedersächsischen Landesplanungsbehörde mit

Schreiben vom 07.05.2024 entschieden, dass für die dort geplanten insgesamt acht ONAS ebenfalls keine Durchführung einer Raumverträglichkeitsprüfung erforderlich ist.

Der Trassenkorridor über die Insel Baltrum steht früher zur Verfügung als der Trassenkorridor über die Insel Langeoog. Die im FEP 2023 bis einschließlich 2031 mit Grenzkorridor N-III festgelegten ONAS NOR-9-2, NOR-9-3, NOR-12-1, NOR-11-2 und NOR-13-1 werden aus diesem Grund räumlich über die Insel Baltrum geplant.

Nach Inbetriebnahme dieser fünf ONAS ist der Leitungskorridor über Baltrum ausgeschöpft und alle weiteren ONAS über den Grenzkorridor N-III werden über Langeoog geführt. Beginnend mit NOR-9-4 werden demnach die ONAS NOR-14-2, NOR-16-3, NOR-16-4, NOR-17-1, NOR-19-1, NOR-19-2 und das grenzüberschreitende Seekabelsystem I-NOR-10 über Langeoog geführt. Das grenzüberschreitende Seekabelsystem I-NOR-5 wurde bereits festgelegt und wird ohne Inselquerung über N-III geführt.

Das ONAS NOR-12-3, welches zeitlich als letztes ONAS über N-III gehen soll, wird ebenfalls über Grenzkorridor N-III geführt, allerdings am westlichen Ende in Parallellage zwischen NOR-9-3 und der Rohrleitung Europipe 2. Nach aktuellem Kenntnisstand steht für dieses ONAS keine Trasse mit Inselquerung im niedersächsischen Küstenmeer zur Verfügung. Auf Grundlage der Zwischenergebnisse des Projekts “Küstenlink” würde die beschriebene Trassenführung am Grenzkorridor N-III jedoch die Weiterführung über geeignete Trassenkorridore erlauben. Im Bereich der AWZ nördlich von N-III resultiert damit auf einer Länge von ca. 40 km ein Abstand von 300 m zwischen dem ONAS NOR-12-3 und der Rohrleitung Europipe 2.

Zum Nordsee-Küstenmeer Schleswig-Holsteins wird der Grenzkorridor N-V südwestlich des Gebiets N-4 festgelegt. Nach einer Prüfung der Kapazität über den sogenannten Büsum-Korridor im Küstenmeer Schleswig-Holsteins im Rahmen des Fortschreibungsverfahrens zum FEP 2023 konnte ermittelt werden, dass voraussichtlich zwölf Systeme über den Korridor geführt werden können, ohne dass eine Verlegung innerhalb des Fahrwassers erforderlich wird. Dies entspricht für den Grenzkorridor N-V einer Kapazität von acht ONAS, während die übrigen vier Systeme über den damit bereits vollständig ausgelasteten Grenzkorridor N-IV entfallen. Neu und zusätzlich festgelegt wird der Grenzkorridor N-VI nördlich des bestehenden Grenzkorridors N-IV. Die Position des Grenzkorridors N-VI bietet sich für die unter 3.2 beschriebene Trassenführung durch das NSG “Sylter Außenriff - Östliche Deutsche Bucht” an. Dies gilt insbesondere aufgrund der eingeschränkten räumlichen Situation am bestehenden Grenzkorridor N-IV. Zudem erlaubt die neue Festlegung die Weiterführung der Trassen im Küstenmeer Schleswig-Holstein über die gemäß den Zwischenergebnissen des Projekts “Küstenlink” als am besten geeignet eingestuften Trassenkorridore, z.B. Büsum (Nord).

Die beschriebenen Kapazitäten auf den Grenzkorridoren N-III, N-IV, N-V und N-VI sind ausreichend, um die in diesem Plan erstmals festgelegten ONAS durch das Küstenmeer der Nordsee an Land zu führen.

Ostsee

Der Grenzkorridor O-I dient der Küstenmeeranbindung der OWP in den Gebieten O-1 und O-2. Zusätzlich sind zwei grenzüberschreitende Seekabelsysteme vorgesehen (siehe Kapitel 3.3).

Grenzkorridor O-II ist kein Korridor zur Anbindung von OWP durch das Küstenmeer zum NVP im Sinne dieses Plans. Dieser Korridor dient ausschließlich der Anbindung des im Küstenmeer genehmigten OWP ARCADIS Ost I (Gebiet O-4).

Grenzkorridor O-III wird durch die bestehenden Systeme zum OWP EnBW Windpark Baltic 2 vorgegeben. Für diesen Korridor sind zwei grenzüberschreitende Seekabelsysteme geplant (siehe Kapitel 3.3).

Die Grenzkorridore O-IV, O-V und O-XIII dienen im Rahmen dieses Plans ebenfalls ausschließlich der Führung von grenzüberschreitenden Seekabelsystemen (siehe Kapitel 3.3).

3.2 Offshore-Netzanbindungssysteme

Gegenüber den Festlegungen des FEP 2025 werden in diesem Plan zwölf weitere ONAS mit dem Kalenderjahr der Inbetriebnahme ab 2035 festgelegt. Das neu festgelegte ONAS NOR-14-1 hat den gleichen Grenzkorridor und NVP wie das im FEP 2025 festgelegte ONAS NOR-12-3. Hintergrund dieser geänderten Festlegung ist die Änderung der zeitlichen Festlegungen der Flächen N-12.4 und N-12.5 im Rahmen der 2. Änderung des FEP 2025 vom 08.10.2026. Durch das Zurückstellen der Flächen wurde auch das zugehörige ONAS NOR-12-3 angepasst bzw. nicht mehr festgelegt. Unter Berücksichtigung der zeitlichen Randbedingungen wird anstelle des ehemaligen ONAS NOR-12-3 nunmehr NOR-14-1 festgelegt, jedoch weiterhin zu Grenzkorridor N-V geführt und dient der Anbindung der Flächen N-14.1 und N-14.2. Theoretisch denkbar war auch die Anbindung zweier Flächen in N-16. Im Vergleich zeigt sich jedoch, dass durch eine Trassenführung von N-V nach N-14 etwas mehr Kreuzungen erforderlich werden als bei einer Führung nach N-16, die Trasse in der AWZ jedoch insgesamt kürzer und damit kostengünstiger ist. Dies gilt auch bei einer unterstellten Trassenführung durch das NSG “Sylter Außenriff - Östliche Deutsche Bucht” zum neuen Grenzkorridor N-VI. Die anzubindenden Flächen N-14.1 und N-14.2 sollen zudem nach Tabelle 5 2028 ausgeschrieben werden, um 2035 in Betrieb gehen zu können. Nach Angaben aus dem 2. Entwurf des NEP 2025-2047/2045 steht jedoch für das Kalenderjahr der Inbetriebnahme 2035 kein neues ONAS zur Verfügung (50 Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW, 2026).

Die festgelegten ONAS dienen der Anbindung der festgelegten Flächen. Es werden nur für diejenigen Flächen ONAS festgelegt, für die auch ein Jahr bzw. Quartal der Ausschreibung und Inbetriebnahme festgelegt werden.

Im NEP werden unter Zugrundelegung der Festlegungen des FEP die ONAS mit dem Jahr der Inbetriebnahme und dem jeweiligen NVP durch die ÜNB vorgeschlagen und nach Prüfung durch die BNetzA bestätigt. Für die ONAS, die in den vorläufigen Prüfungsergebnissen (Bundesnetzagentur, 2026) als bestätigungsfähig eingestuft werden, fließt in die räumliche Festlegung der Trassen die Lage der NVP ein. Dies betrifft die ONAS bis einschließlich NOR-16-4 in Tabelle 3. Für die übrigen ONAS wird erwartet, dass im Rahmen des kommenden NEP eine weitere Konkretisierung und Benennung der NVP erfolgen wird. Für die ONAS NOR-5-2 und NOR-5-3 ist aus räumlicher Sicht eine Trassenführung in Richtung Schleswig-Holstein naheliegend. Geeignete NVP sind daher hierfür im Rahmen des NEP noch zu identifizieren.

Die Zuordnung von anzubindenden Flächen zu den ONAS bzw. zu nutzenden Grenzkorridoren erfolgt unter Berücksichtigung der räumlichen Lage der jeweiligen Flächen. Daher werden die ONAS, die im nördlichen Bereich der AWZ liegen, in Richtung Schleswig-Holstein zum neuen Grenzkorridor N-VI ge-

führt. Dies betrifft die ONAS NOR-12-4, NOR-16-1, NOR-16-2, NOR-13-2, NOR-5-2 und NOR-5-3. Kreuzungen mit den weiter südlich gelegenen ONAS, die zum Grenzkorridor N-III geführt werden, können dadurch vermieden werden. Zudem kann die Trassenlänge gegenüber einer Führung zu einem der bestehenden Grenzkorridore deutlich reduziert werden. Grundlage hierfür ist die unten ausgeführte Trassenführung durch das NSG “Sylter Außenriff - Östliche Deutsche Bucht”. Die weiteren in diesem Plan festgelegten ONAS NOR-14-2, NOR-16-3, NOR-16-4, NOR-17-1, NOR-17-2, NOR-19-1, NOR-19-2 und NOR-12-3 werden über den Grenzkorridor N-III nach Niedersachsen geführt. Die sich durch die Inselquerungen ergebene Begrenzung von fünf Leitungen über Baltrum und acht Leitungen über Langeoog auf in Summe 13 ONAS zuzüglich I-NOR-5 ohne Inselquerung wird damit um eine Leitung überschritten. Für das zeitlich letzte ONAS NOR-12-3 steht nach aktuellem Kenntnisstand keine Trasse mit Inselquerung im niedersächsischen Küstenmeer zur Verfügung. Auf Grundlage der Ergebnisse des Projekts “Küstenlink” würde die beschriebene Trassenführung am Grenzkorridor N-III jedoch die Weiterführung über geeignete Trassenkorridore erlauben. Im Bereich der AWZ nördlich von N-III resultiert damit auf einer Länge von ca. 40 km ein Abstand von 300 m zwischen dem ONAS NOR-12-3 und der Rohrleitung Europipe 2.

Die Standorte der Konverterplattformen in den anzubindenden Flächen waren bereits in vorangegangenen Änderungs- und Fortschreibungsverfahren des FEP Gegenstand der Konsultation. Im Ergebnis und nach Abwägung aller Stellungnahmen werden die Konverterplattformen grundsätzlich mittig innerhalb der anzubindenden Fläche positioniert. Werden an eine Konverterplattformen zwei oder mehr Flächen angebunden, wird die Konverterplattform möglichst mittig zwischen den Flächen positioniert. Dadurch kann die Gesamtlänge der parkinternen Verkabelung minimiert werden. Die zunehmende Größe von WEA geht mit größeren absoluten Abständen zwischen diesen einher. Dadurch entstehen wiederum weitere Möglichkeiten für die Einrichtung von Flugkorridoren für das Hubschrauberlandedeck der Plattform innerhalb der Flächen, ohne die Nutzung der Fläche wesentlich einzuschränken.

Für die festgelegten Standorte von Konverterplattformen kann im Rahmen der Detailplanung etwa aufgrund der Ergebnisse der Baugrunderkundung oder der Positionierung des Hubschrauberlandedecks an der Plattform eine auch über die Ungenauigkeit des Planungsmaßstabs hinausgehende kleinräumige Verschiebung des Standorts erforderlich werden. Solange sich hierdurch keine Änderung an dem von Planungsgrundsatz 7.10.4 definierten Schutzbereich von 1.000 m um den im FEP festgelegten Standort der Konverterplattform ergibt, in dem grundsätzlich keine WEA errichtet werden dürfen, wird davon ausgegangen, dass sich hieraus in der Regel keine erheblichen Auswirkungen auf den Vorhabensträger des OWP auf der jeweiligen Fläche ergeben.

Zu den räumlichen Festlegungen wird auf den Planungsmaßstab und die damit verbundenen Ungenauigkeiten der zeichnerischen Festlegungen hingewiesen. Die Darstellung von Wendepunkten von Kabeltrassen im FEP erfolgt grundsätzlich (recht-) winklig. Dies entspricht nicht den tatsächlichen, technisch bedingten Schlepp- bzw. Verlegeradien der Errichtungsschiffe, die auch abhängig von dem zu verlegenden Kabelsystem sind. Die exakte Darstellung der Verlegeradien erfolgt in den jeweiligen Zulassungsverfahren. Auf den Planungsgrundsatz 7.10.3 (c) wird hingewiesen. Es wird zusätzlich darauf hingewiesen, dass die sich daraus ergebenden Differenzen im Bereich der Wendepunkte im Einzelzulassungsverfahren nicht als Abweichung vom FEP zu werten sind.

Die ONAS NOR-12-4, NOR-16-1, NOR-16-2, NOR-13-2, NOR-5-2 und NOR-5-3 werden im aktuellen Vorentwurf durch das NSG „Sylter Außenriff – Östliche Deutsche Bucht“ geplant.

Zum Hintergrund: Im Rahmen des sog. ASG-Prüfverfahrens haben die ÜNB in ihrem “Bericht zur Alternativenprüfung zur Umgehung des Artillerieschießgebietes Nordsee” (50 Hertz, Amprion, TenneT, 2025) vorgeschlagen, ONAS in Richtung Schleswig-Holstein durch das NSG „Sylter Außenriff – Östliche Deutsche Bucht“ zu führen.

Wesentliche Argumente:

- Es ergeben sich erhebliche Mehrlängen und demzufolge Mehrkosten für zukünftige ONAS mit Anlandung in Schleswig-Holstein durch die erforderliche Umgehung des Artillerieschießgebiets (ASG) „Nordsee“.
- Aufgrund der erforderlichen Umgehung des ASG verbleibt nur ein verhältnismäßig schmaler Korridor innerhalb der AWZ (südlich des ASG) zur Führung aller zukünftigen ONAS in Richtung Küstenmeer.

Zur Vorbereitung des Vorentwurfs wurde die vorgeschlagene Trassierung durch das NSG „Sylter Außenriff – Östliche Deutsche Bucht“ umfangreich zwischen BSH, den zuständigen Fachbehörden BfN, Marinekommando und BNetzA und den ÜNB unter Moderation des BSH diskutiert.

Die BNetzA wies im Rahmen der erfolgten Vorab-Abstimmung auf den großen Kostendruck hin. Ziel der Trassenplanung im FEP solle es sein, im Sinne der Kostenreduktion insgesamt möglichst kurze Trassen zu planen bzw. Kostenbelange mit besonderer Aufmerksamkeit in etwaig erforderliche Abwägungen zu Entscheidungen von Trassenverläufen einzubeziehen.

Das Marinekommando bewertete den Vorschlag zur Trassenführung durch das NSG „Sylter Außenriff – Östliche Deutsche Bucht“ positiv. Der Gegenvorschlag des BfN, die Trassen am westlichen Rand des Naturschutzgebiets und damit unmittelbar nördlich bzw. nordöstlich des ASG „Nordsee“ zu führen, wurde vom Marinekommando abgelehnt.

Das BfN verwies darauf, dass aus naturschutzfachlicher Sicht eine Querung des NSG zu vermeiden sei. Die Meeresumwelt sei angesichts steigenden Nutzungsdrucks zunehmend in Bedrängnis, wie der aktuelle Zustandsbericht nach MSRL (2024) belege (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz (BMUV), 2024). Den Naturschutzgebieten komme damit eine immer größere Bedeutung zu, damit sie ihre Funktion als wirksame Rückzugs- und Ruheräume für Arten und Lebensräume erfüllen können. Daher sei eine detaillierte Prüfung von Trassenalternativen außerhalb des NSG erforderlich. Mindestens sei es aus Sicht des BfN notwendig zu prüfen, für welche Trassen eine Querung des NSG wirklich unumgänglich sei.

Im Sommer 2025 übermittelte das BfN eine fachliche Arbeitsgrundlage für die zu prüfende Führung von Kabeltrassen durch das NSG "Sylter Außenriff - Östliche Deutsche Bucht“, für den Fall einer Unvermeidbarkeit der Trassenführung durch das NSG. Diese berücksichtigt u.a. das Vorkommen gesetzlich ge-

schützter Biotope und FFH-Lebensraumtypen, ökologisch besonders wertvolle Bereiche, die für die Erreichung der Schutzgebietsziele nach EU-Biodiversitätsstrategie von hoher Relevanz sind, sowie die Ausschlussgebiete für die mobile grundberührende Fischerei.

Im Verlauf der Abstimmungen wurden die Trassenvorschläge insb. unter Berücksichtigung biotopschutzfachlicher Belange optimiert. Zu allen Trassenvorschlägen erfolgte im Auftrag der ÜNB parallel eine umweltfachliche Einschätzung durch Gutachter anhand der Eingriffsbilanzierung bzw. des erforderlichen Kompensationsbedarfs als Vergleichsgröße.

Die im vorliegenden Vorentwurf festgelegten Trassen durch das NSG „Sylter Außenriff – Östliche Deutsche Bucht“ führen im Bereich der deutschen AWZ zu einer Trasseneinsparung in Höhe von insgesamt rund 250 km und zu einer Kostenersparnis von rund 1,5 Milliarden € (Kostenannahme basierend auf NEP in Höhe von 6 Millionen €/ km ONAS).

Der im Vorentwurf aufgenommene Trassenkorridor ermöglicht eine deutliche Reduzierung der Länge der Netzanbindung bei möglichst geringen negativen Auswirkungen für das Schutzgebiet und die Meeresumwelt.

3.3 Grenzüberschreitende Seekabelsysteme

Durch den FEP sollen Trassen oder Trassenkorridore für mögliche grenzüberschreitende Seekabelsysteme 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 ONAS für OWP, einfügen. Es ist damit zu rechnen, dass die Umsetzung der europäischen und jeweiligen nationalen Ausbauziele weitere grenzüberschreitende Seekabelsysteme notwendig machen wird. In weiteren Fortschreibungen des FEP wird voraussichtlich die Festlegung weiterer Trassen für grenzüberschreitende Seekabelsysteme erfolgen.

Nordsee

Im Rahmen dieses Plans werden in der AWZ der Nordsee zwei Trassen für zusätzliche grenzüberschreitende Seekabelsysteme festgelegt. Für die übrigen grenzüberschreitenden Seekabelsysteme wird auf die Festlegung und Begründung vorangegangener FEP hingewiesen.

Neu festgelegt wird die Trasse für ein grenzüberschreitendes Seekabelsystem I-NOR-11 (Hansa Link), welche Großbritannien und Deutschland verbindet. Ebenfalls neu festgelegt wird mit I-NOR-12 eine Trasse von Grenzkorridor N-XV zur niederländischen AWZ bis zu Grenzkorridor N-I zum niedersächsischen Küstenmeer. Die Trasse dient einer frühzeitigen Berücksichtigung eines erwarteten Trassenbedarfs im westlichen Bereich der AWZ nach Großbritannien oder den Niederlanden. Wie in Kapitel 3.1 erwähnt, besteht für diese Trasse zum aktuellen Zeitpunkt keine Trasse im Küstenmeerbereich. Die bereits im FEP 2023 festgelegten Trassen für grenzüberschreitende Seekabelsysteme werden in ihrem Verlauf teilweise räumlich geändert.

Ostsee

Im Bereich der Ostsee erfolgen gegenüber dem FEP 2025 keine Änderungen oder Neufestlegungen für grenzüberschreitende Seekabelsysteme.

3.4 Verbindungen von Anlagen untereinander

Nach Darstellung der ÜNB können seeseitige Gleichstrom-Verbindungen von Konverterplattformen nur erfolgen, wenn diese landseitig nicht in einen Multi-Terminal-Hub eingebunden sind. Zudem sind Verbindungen von Konverterplattform nur bis zu einer begrenzten Distanz zwischen diesen zweckmäßig bzw. ökonomisch sinnvoll. Unter Zugrundelegung dieser Prämissen werden in diesem Plan keine Verbindungen von Anlagen festgelegt. Für die ONAS, für die in Tabelle 3 noch kein NVP dargestellt ist, besteht künftig unter Umständen die Möglichkeit einer Verbindung.

4 Festlegungen für das Küstenmeer

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 Inbetriebnahme und die voraussichtlich 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 S. 4 WindSeeG stellt das Land dem BSH die jeweils dafür erforderlichen Informationen und Unterlagen einschließlich derjenigen, die für die Strategische Umweltprüfung (SUP) erforderlich sind, zur Verfügung.

Bereits im Rahmen des Aufstellungsverfahrens des FEP 2019 wurde zwischen dem Bund, vertreten durch das BSH, und dem Land Mecklenburg-Vorpommern eine Verwaltungsvereinbarung[19] geschlossen.

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 Seekabelsysteme oder für mögliche Verbindungen von Anlagen, Trassen und Trassenkorridoren untereinander sowie
- Festlegungen von Orten, an denen die Offshore-Anbindungsleitungen die Grenze zwischen der AWZ und dem Küstenmeer überschreiten sowie
- standardisierte Technikgrundsätze und Planungsgrundsätze nach § 5 Abs. 1 Nr. 6 bis 11 WindSeeG.

[19] Abrufbar auf der BSH-Internetseite unter: https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/_Anlagen/Downloads/Flaechenentwicklungsplan_Verwaltungsvereinbarung_BSH_Mecklenburg_Vorpommern.pdf

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

Mit den Ländern Niedersachsen und Schleswig-Holstein wurde eine solche Verwaltungsvereinbarung nicht geschlossen. Es werden daher keine Festlegungen im Küstenmeer dieser Bundesländer getroffen.

Gebiete und Flächen für die Errichtung und den Betrieb von Windenergieanlagen auf See

Es wird auf die Begründung im FEP 2023 verwiesen.

Testfeld und Testfeld-Anbindungsleitung

Es wird auf die Begründung im FEP 2023 und FEP 2025 verwiesen.

5 Zentrale Voruntersuchung sowie Kalenderjahre der Ausschreibung und Inbetriebnahme

Zur Festlegung der Flächen im FEP sowie der zeitlichen Reihenfolge ihrer Ausschreibung gibt § 5 Abs. 4 WindSeeG anzulegende Kriterien vor. Übergeordnetes Ziel der Festlegungen ist es, dass der Ausbau der Windenergie auf See und der zugehörigen ONAS auf diesen Flächen im Gleichlauf erfolgt und zudem die bestehenden ONAS effizient genutzt und ausgelastet werden. Dadurch wird sichergestellt, dass alle WEA auf See rechtzeitig angeschlossen werden und ungenutzte Kapazität auf den ONAS 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 § 5 Abs. 4 S. 2 WindSeeG ist nicht abschließend.

Für eine detaillierte Beschreibung der Kriterien und deren Anwendung wird auf Kapitel 4.8 des FEP 2020 verwiesen.

Zwischen dem Kalenderjahr der Ausschreibung für eine Fläche und dem Kalenderjahr der Inbetriebnahme der bezuschlagten WEA auf dieser Fläche müssen mindestens so viele Monate liegen, dass die Realisierungsfristen nach § 81 WindSeeG eingehalten werden können.

Grundlage für die Festlegung der zeitlichen Reihenfolge der Flächen und ONAS ist zunächst die Erreichung der Ausbauziele gemäß § 1 Abs. 2 S. 1 WindSeeG. Darüber hinaus gibt § 2a Abs. 1 WindSeeG vor, wie hoch das Ausschreibungsvolumen in den einzelnen Kalenderjahren sein soll.

Entsprechend § 5 Abs. 1 Nr. 3 WindSeeG trifft der FEP zudem eine Festlegung, ob die jeweilige Fläche zentral voruntersucht und nach Teil 3 Abschnitt 4 WindSeeG ausgeschrieben werden soll oder ob eine Ausschreibung für nicht zentral voruntersuchte Flächen nach Teil 3 Abschnitt 5 WindSeeG erfolgen soll.

5.1 Zentrale Voruntersuchung

Gemäß § 5 Abs. 1 S. 1 Nr. 3 WindSeeG enthält der Flächenentwicklungsplan die Festlegung, ob die Fläche zentral voruntersucht werden soll.

Die zentrale Voruntersuchung von im Flächenentwicklungsplan festgelegten Flächen erfolgt außerhalb von Beschleunigungsflächen, § 9 Abs. 1 S 1. WindSeeG. Die Flächen, die zentral voruntersucht werden sollen, entsprechen den neu festgelegten Flächen, die nicht zusätzlich als Beschleunigungsflächen festgelegt werden. Die Flächen N-12.4 und N-12.5 sollen nun anders als im FEP 2025 zentral voruntersucht werden. Dies folgt daraus, dass diese im vorliegenden Plan nicht als Beschleunigungsfläche festgelegt werden. Zur Begründung zu den jeweiligen Flächen im Einzelnen wird auf die Begründung von Kapitel II.2.1verwiesen.

Für die Ostsee erfolgt keine zusätzliche Festlegung von Gebieten oder Flächen seit dem FEP 2023. Daher werden für die Ostsee auch keine weiteren Flächen zur zentralen Voruntersuchung festgelegt. Zu den bestehenden Festlegungen zur zentralen Voruntersuchung von Flächen vgl. Abbildung 34.

5.2 Kalenderjahre der Ausschreibung und Inbetriebnahme

Nach § 5 Abs. 1 Nr. 4 WindSeeG trifft der FEP Festlegungen über die Kalenderjahre einschließlich des Quartals im jeweiligen Kalenderjahr, in denen die auf den festgelegten Flächen jeweils bezuschlagten WEA und das entsprechende ONAS in Betrieb genommen werden sollen sowie die Quartale im jeweiligen Kalenderjahr, in welchen der Kabeleinzug der parkinternen Verkabelung der bezuschlagten WEA 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.

Im Rahmen der Konsultation des FEP 2020 wurde das Zusammenspiel der Inbetriebnahme des ONAS und der Inbetriebnahme der WEA konsultiert. Vor diesem Hintergrund wird bei einem Anschluss von zwei Flächen an ein ONAS in der Regel jeweils das erste bzw. zweite Quartal festgelegt. Wird nur eine Fläche an die Konverterplattform angebunden, wird der Zeitraum für den Kabeleinzug grundsätzlich auf das erste und zweite Quartal des jeweiligen Kalenderjahres festgelegt.

Gemäß § 5 Abs. 1 Nr. 4 WindSeeG legt der FEP für Flächen und ONAS zusätzlich zum Kalenderjahr der Inbetriebnahme das jeweilige Quartal im Kalenderjahr fest. Die Fragestellung, zu welchem Quartal des jeweiligen Kalenderjahrs die Inbetriebnahme des ONAS 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 des ONAS festgelegt.

[Auf Konsultationsfragen F 5 bis F 8 wird verwiesen.]

Der anbindungsverpflichtete ÜNB beauftragt gemäß § 17d Abs. 2 S. 1 EnWG das ONAS so rechtzeitig, dass die Fertigstellungstermine in den im FEP dafür festgelegten Kalenderjahren einschließlich des Quartals im jeweiligen Kalenderjahr liegen.[20]

---

[20] Veröffentlichung voraussichtlicher Fertigstellungstermine durch die ÜNB:
TenneT: https://netztransparenz.tennet.eu/de/strommarkt/transparenz/transparenz-deutschland/offshore-netzanschluesse/
Amprion: https://www.amprion.net/Strommarkt/Offshore/
50 Hertz: https://www.50hertz.com/de/Netz/Netzausbau/ProjekteaufSee

Die in Tabelle 5 dargestellten Kalenderjahre für Ausschreibung und Inbetriebnahme orientieren sich u. a. an den zur Anbindung der Flächen an das Netz zur Verfügung stehenden NVP. Die zeitliche Verfügbarkeit der NVP wird im Rahmen des NEP-Prozesses durch die ÜNB vorgeschlagen und durch die BNetzA geprüft. Für die im NEP bestätigten Maßnahmen, für die Festlegungen getroffen werden, ergibt sich eine Verteilung auf NVP in den Regelzonen der zuständigen ÜNB. Zur Vermeidung von Kreuzungen sowohl in der AWZ als auch im Küstenmeer fließt daher in die Abwägung ein, welche ONAS zur Anbindung von Flächen, die in dem für den NVP im NEP festgelegten Jahr sinnvoll über die Grenzkorridore nach Niedersachsen oder nach Schleswig-Holstein geführt werden können. Im Ergebnis kann es daher dazu kommen, dass benachbarte Flächen nicht im gleichen oder aufeinander folgenden Jahr ausgeschrieben bzw. in Betrieb genommen werden können, sondern sich aufgrund der Verfügbarkeit der NVP ein zeitlicher Versatz ergibt.

Bei der Festlegung der Kalenderjahre der Ausschreibung und Inbetriebnahme werden die unterschiedlichen zeitlichen Vorläufe für zentral voruntersuchte und nicht zentral voruntersuchte Flächen berücksichtigt.

Gegenüber den ursprünglichen Festlegungen haben sich bei einigen ONAS Verzögerungen bei der Realisierung ergeben. Somit ergeben sich Abweichungen für die betreffenden ONAS von den ursprünglichen Festlegungen zum Kalenderjahr und Quartal der Inbetriebnahme. Der FEP stellt diese Abweichungen in Form angepasster Festlegungen nur für diejenigen ONAS dar, für welche eine entsprechende Verzögerung im Rahmen der Veröffentlichung der voraussichtlichen Fertigstellungstermine gemäß § 17d Abs. 2 S. 3 EnWG durch die ÜNB bereits bekannt gemacht wurde. Die ursprünglichen Festlegungen und die teilweise abweichend davon bekanntgemachten voraussichtlichen Fertigstellungstermine nach § 17d Abs. 2 EnWG sind in Tabelle 8 je nach ONAS aufgeführt. Zur Begründung der Verzögerungen werden seitens der zuständigen ÜNB unterschiedliche Aspekte angeführt. In Teilen sind die Verzögerungen auf die im FEP 2025 dargestellte und mit der Entscheidung des BSH vom 15.05.2025 konkret gewordene Umtrassierung im Zuge des sog. “ASG-Prüfverfahrens” zurückzuführen. Jedoch ist bislang für nicht alle davon betroffenen ONAS eine Anpassung des voraussichtlichen Fertigstellungstermins erfolgt. Daneben wird zur Begründung auf Probleme in der Lieferkette aller wichtigen Komponenten eines ONAS (insbesondere Seekabel, Konverterplattform, Tiefbau) hingewiesen. Demnach sei es nicht möglich gewesen, mit den jeweiligen Lieferanten bzw. Dienstleistern Verträge für eine rechtzeitige Inbetriebnahme der ONAS abzuschließen oder es haben sich im Zuge der Realisierung Verzögerungen ergeben, die aufgrund gleicher Fertigungsstandorte teilweise Folgewirkungen für andere ONAS auslösen.

Tabelle 8: Festlegungen zur Inbetriebnahme von ONAS im Vergleich zu den durch die ÜNB bekanntgemachten voraussichtlichen Fertigstellungsterminen nach § 17d Abs. 2 EnWG

ONAS	Zuständiger ÜNB	Inbetriebnahme nach erstmaliger Festlegung im FEP	Durch ÜNB bekanntgemachter voraussichtlicher Fertigstellungstermin nach § 17d Abs. 2 EnWG
OST-1-4	50 Hertz	2026 (QIII)	30.09.2026
NOR-7-2	TenneT	2027 (QIV)	01.10.2027
NOR-3-2	Amprion	2028 (QIII)	31.08.2028
NOR-6-3	Amprion	2028 (QIV)	16.11.2028[a)]
NOR-9-1	Amprion	2029 (QIII)	~~16.09.2030~~ 15.09.2031
NOR-9-2	TenneT	2029 (QIII)	31.12.2031[e)]
NOR-9-3	TenneT	2029 (QIV)	31.12.2029
OST-2-4	50 Hertz	2030 (QIII)	31.05.2031
NOR-10-1	Amprion	2030 (QIII)	15.09.2031[b)]
NOR-11-1	50 Hertz	2030 (QIII)	31.12.2032[b)]
NOR-12-1	TenneT	2030 (QIII)	30.09.2030[c)]
NOR-12-2	TenneT	2030 (QIV)	31.12.2030[b)]
NOR-11-2	TenneT	2031 (QIII)	31.12.2031[d)]
NOR-13-1	TenneT	2031 (QIII)	~~30.09.2031~~ 30.09.2032
NOR-9-4	TenneT	2032 (QIII)	30.09.2033

[a)] Es liegen Hinweise des zuständigen ÜNB vor, dass sich die Inbetriebnahme des ONAS um voraussichtlich ca. drei bis sechs Monate gegenüber der hier dargestellten Festlegung verzögern wird.

[b)] Es liegen Hinweise des zuständigen ÜNB vor, dass sich die Inbetriebnahme des ONAS um voraussichtlich ca. zwölf Monate gegenüber der hier dargestellten Festlegung verzögern wird. Der voraussichtliche Fertigstellungstermin nach §17d Abs. 2 EnWG wurde noch nicht angepasst.

[c)] Es liegen Hinweise des zuständigen ÜNB vor, dass sich die Inbetriebnahme des ONAS um voraussichtlich ca. drei Monate gegenüber der hier dargestellten Festlegung verzögern wird. Der voraussichtliche Fertigstellungstermin nach §17d Abs. 2 EnWG wurde noch nicht angepasst.

[d)] Es liegen Hinweise des zuständigen ÜNB vor, dass sich die Inbetriebnahme des ONAS um voraussichtlich ca. sechs Monate gegenüber der hier dargestellten Festlegung verzögern wird. Der voraussichtliche Fertigstellungstermin nach §17d Abs. 2 EnWG wurde noch nicht angepasst.

[e)] Es liegen Hinweise des zuständigen ÜNB vor, dass sich die Inbetriebnahme des ONAS um voraussichtlich ca. neun Monate gegenüber der hier dargestellten Festlegung verzögern wird. Der voraussichtliche Fertigstellungstermin nach §17d Abs. 2 EnWG wurde noch nicht angepasst.

Erstmals werden in diesem Vorentwurf mögliche zeitliche Festlegungen für nahezu alle Flächen dargestellt. Lediglich für die Fläche N-13.5 erfolgt in diesem FEP keine zeitliche Festlegung, u.a. da für diese Fläche keine Netzanbindung festgelegt wird. Bei den dargestellten Festlegungen wurde die Vorgabe nach §2a Abs.1 Nr.3 WindSeeG-E berücksichtigt, wonach ab 2027 jährlich grundsätzlich zwischen

2.000 MW und 4.800 MW ausgeschrieben werden sollen. Unter Berücksichtigung der Standardübertragungskapazität der ONAS von 2 GW ist zudem zu berücksichtigen, dass ein struktureller Leerstand vermieden werden sollte. Erreicht werden kann dies, indem die jährlich in Betrieb zu nehmende Netzanbindungskapazität auch der jährlich zur Inbetriebnahme festgelegten zuzuweisenden Netzanbindungskapazität der OWP entspricht. Daher sollen in jedem Jahr Flächen und ONAS mit einer Gesamtnetzanbindungskapazität von 2 GW, 4 GW oder ggf. 6 GW (Vielfache von 2 GW) in Betrieb gehen. Würden andernfalls beispielsweise 3 GW jährlich ausgeschrieben und in Betrieb genommen, entstünde in jedem Jahr ein Leerstand von 1 GW, der erst mit der Inbetriebnahme eines weiteren OWP im Folgejahr behoben werden könnte. Mit Blick auf die Erreichung des langfristigen Ausbauziels in Höhe von mindestens 70 GW bis zum Jahr 2045 müssten im Sinne eines möglichst gleichmäßigen Zubaus ab dem Jahr 2035 durchschnittlich knapp 3 GW pro Jahr in Betrieb genommen werden. Ein jährlicher Zubau in Höhe von 2 GW würde demnach zu einer Verfehlung des Ausbauziels führen, ein Ausbau in Höhe von jährlich 4 GW jedoch dazu führen, dass der Vollausbau der deutschen AWZ bereits Anfang der 2040er Jahre abgeschlossen sein könnte. In diesem Fall würde eine mehrjährige Lücke im Ausbau entstehen, bevor ab dem Jahr 2045 vermehrt Rückbauaktivitäten und entsprechende Nachnutzungen erwartet werden. Um eine solche Lücke von mehreren Jahren auch mit Blick auf die Wertschöpfungskette zu verhindern, wurde der Ausbau so verstetigt, dass der Vollausbau erst 2045 erreicht wird, mithin bis dahin jährlich weitere OWP und ONAS in Betrieb genommen werden. Im Ergebnis kann mit den in Tabelle 5 dargestellten Festlegungen erstens in jedem Jahr bis einschließlich 2040 die Ausschreibung einer Kapazität von mindestens 2 GW erfolgen. Zweitens erfolgt bis 2045 ein sukzessiver, jährlicher Zubau, der zudem im Unterschied zu den Jahren 2030 bis 2032 keine signifikanten Ausschläge mit Jahren besonders hoher Zubauraten aufweist.

Um das langfristige Ausbauziel in Höhe von mindestens 70 GW bis zum Jahr 2045 zu erreichen, ist es vor dem Hintergrund der aktuell zur Verfügung stehenden Räume für die Windenergie auf See voraussichtlich erforderlich, dass die in Gebiet N-5 festgelegten Flächen in diesem Zeitraum vollständig bebaut werden. Dies beinhaltet auch eine unmittelbare Nachnutzung des bestehenden OWP Sandbank nach dem Ende der bestehenden Zulassung für die jüngste WEA des OWP Sandbank im Januar 2042 bereits im Jahr 2045. Eine Bebauung von Gebiet N-5 zur Nachnutzung ist nach aktuellem Kenntnisstand erst nach dem Rückbau des OWP Butendiek innerhalb der Teilfläche II des NSG Sylter Außenriff sowie des OPW DanTysk unmittelbar angrenzend an die Teilfläche II des NSG umsetzbar. Bei dem Bereich westlich Sylt, konkret dem Vorrang- und Vorbehaltsgebiet Seetaucher nach ROP 2021, handelt es sich um ein Gebiet von besonderer Bedeutung für die störungsempfindliche Artengruppe der Seetaucher. Es ist davon auszugehen, dass ein Rückbau der OWP Butendiek und Dan Tysk zu einer beträchtlichen Entlastung vorhabenbedingter Auswirkungen im Kernbereich des Vorranggebiets für Seetaucher führt. Eine vertiefte naturschutzfachliche Prüfung wird im Rahmen der strategischen Umweltprüfung zum Plan durchgeführt werden.

6 Standardisierte Technikgrundsätze

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.

6.1 Standardkonzept Gleichstromsystem

Als maßgeblich für die Wahl der geeigneten Übertragungstechnologie für den Netzanschluss von OWP erscheint grundsätzlich die Trassenlänge zur Anbindung einer Fläche bzw. eines Gebiets an den NVP an Land. Die Übertragungsverluste und der Bedarf zur Blindleistungskompensation steigen mit der Länge des Kabelsystems an. Diese fallen bei der HGÜ deutlich geringer aus. Für die AWZ sind Trassenlängen von mehr als 100 km, mit steigender Küstenentfernung auch deutlich darüber, erforderlich.

Gegenüber einer Anbindung mittels Drehstromtechnologie wird bei der HGÜ bei gleicher Übertragungskapazität eine deutlich geringere Anzahl von Kabelsystemen benötigt und somit der für die Kabelsysteme erforderliche Raum reduziert.

6.2 Schnittstelle zwischen ÜNB und OWP-Vorhabensträger

Bei dem Direktanbindungskonzept besteht ein erhöhter Abstimmungsbedarf bei der Vorbereitung und Durchführung der jeweiligen Einzelzulassungsverfahren. Durch die Mitnutzung der Konverterplattform aufgrund der Schnittstelle zwischen ÜNB und OWP-Vorhabensträger am Eingang der Drehstrom-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 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. Auf den Realisierungsfahrplan gemäß § 17d Abs. 2 EnWG wird verwiesen.

Der OWP-Vorhabensträger muss 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.

Die Konverterplattform bietet bei Anwendung des Direktanbindungskonzepts die einzige Möglichkeit einer zentralen Installation von Kommunikationstechnik des OWP. Alternativ müsste die Technik dezentral in den WEA installiert werden. Neben räumlichen Vorteilen spricht auch die Verfügbarkeit der Konverterplattform gegenüber der Verfügbarkeit einzelner WEA für eine zentrale Installation von Kommunikationseinrichtungen. Zudem könnte die Funktionsweise bei satellitengestützter Kommunikationstechnik im unteren Teil der WEA durch die Abschattung der Rotoren oder des Turms beeinträchtigt werden. Um die notwendige Technik an einem Ort zu bündeln, ist durch den zuständigen ÜNB auf der Konverterplattform ausreichend Raum für Kommunikationstechnik wie beispielsweise Mobilfunktechnik, Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA)-Systeme, Tetra- und Very High Frequency (VHF)-Systeme vorzusehen. Die Vereinbarung zwischen ÜNB und OWP-Vorhabensträger soll letzterem ein

Betretungsrecht für Wartung und Service einräumen. Außerdem ist darin die eindeutig zuordnungsfähige Stromversorgung der installierten Technik sowie die Haftung für Technik und Kommunikationsabläufe zu regeln.

6.3 Selbstgeführte Technologie

Bereits im Bundesfachplan Offshore Nordsee (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 wiederaufzubauen, im Normalbetrieb zu steuern und das umliegende Drehstromnetz zu stabilisieren. Für die weitere Begründung zur Festlegung der selbstgeführten Technologie wird auf Kapitel 5.1.2.2 des BFO-N 16/17 verwiesen.

6.4 Übertragungsspannung +/- 525 kV

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 Anschlusssysteme, 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 ONAS untereinander zu ermöglichen, wird 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, wurde bereits in vorherigen Plänen die Standardübertragungsspannung für ONAS mit Inbetriebnahme ab 2029 auf +/- 525 kV erhöht. Für die Begründung wird auf Kapitel 5.4 des FEP 2023 verwiesen.

[Auf die Konsultationsfragen F 13 und F 14 wird verwiesen.]

6.5 Standardleistung 2.000 MW

Die Festlegung einer standardisierten Übertragungsleistung der Gleichstrom-Anbindungssysteme bildet eine zentrale Grundlage. Grundsätzlich ist die Festlegung einer möglichst hohen Standardleistung sinnvoll, um die Anzahl und damit den Raum für Konverterplattformen und Trassen zur Abführung der Windenergieleistung insgesamt in Anspruch genommenen Raum zu minimieren. Zudem wurde davon ausgegangen, dass grundsätzlich mit höheren Übertragungsleistungen die spezifischen Übertragungskosten gesenkt werden können.

Nach aktueller Kenntnislage wird davon ausgegangen, dass das Gleichstromanbindungskonzept mit einer Übertragungskapazität von 2.000 MW langfristig Anwendung findet. Eine weitere Erhöhung der Übertragungskapazität, ihre technische Machbarkeit und Wirtschaftlichkeit vorausgesetzt, ist aus planerischer Sicht zu begrüßen.

6.6 Ausführung mit metallischem Rückleiter

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 Prozent 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 Kabel im Bündel zu verlegen sind.

[Auf Konsultationsfragen F 15, F 16 und F 17 wird verwiesen.]

6.7 Anschluss auf der Konverterplattform / vorzuhaltende Schaltfelder

Zum Anschluss von OWP an einer Konverterplattform sind durch den zuständigen ÜNB Schaltfelder und J-Tubes vorzusehen. Die Anzahl der Schaltfelder und J-Tubes wird in Abhängigkeit der zuzuweisenden Netzanbindungskapazität festgelegt.

Für die Übertragungsspannung 66 kV ergeben sich ausgehend von 14 Schaltfeldern und J-Tubes pro 1.000 MW Anschlussleistung z. B. sieben Schaltfelder und J-Tubes für 500 MW bzw. 28 Schaltfelder und J-Tubes für eine Anschlussleistung von 2.000 MW, die dem Anschluss von OWP dienen.

Beträgt die Übertragungsspannung 132 kV kann die erforderliche Anzahl von Schaltfeldern und J-Tubes gegenüber der Anbindung mit 66 kV deutlich reduziert werden. Entsprechend sind für eine Anschlussleistung von 1.000 MW acht, für 500 MW vier und für 2.000 MW 16 Schaltfelder und J-Tubes anzusetzen.

Die Anzahl der für den Anschluss von OWP an einer Konverterplattform vorhandenen J-Tubes und Schaltfelder sind häufig Gegenstand der Abstimmung zwischen OWP-Vorhabensträger und dem zuständigen ÜNB. 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.

Von den Festlegungen kann im Einvernehmen zwischen zuständigem ÜNB und Vorhabensträger des jeweiligen OWP unter Berücksichtigung der Netzanschlussregeln abgewichen werden. Sofern der OWP-Vorhabensträger die festgelegte Anzahl nicht vollständig ausschöpft, so kann ggf. ein weiterer

OWP-Vorhabensträger, dessen Fläche (bzw. darin liegenden WEA) an die gleiche Plattform angeschlossen wird, in Abstimmung mit dem zuständigen ÜNB diese ungenutzten Schaltfelder bzw. J-Tubes zum Anschluss nutzen.

6.8 Voraussetzungen für Verbindungen untereinander

Der FEP kann räumliche Festlegungen für Verbindungen zwischen Konverterplattformen treffen.

Verbindungen untereinander können zur Gewährleistung der Systemsicherheit beitragen. Grundsätzlich werden Verbindungen der ONAS per Gleichstromübertragung umgesetzt.

Um diese Verbindungen nutzen und zugehörige Seekabel auf der Konverterplattform einziehen zu können, sind die entsprechenden technischen Voraussetzungen zu schaffen (insbesondere ausreichend J-Tubes). Die Festlegung solcher Verbindungen kann mittlerweile aufgrund bestimmter Voraussetzungen wie der Distanz zwischen den Konverterplattformen sowie der Lage der NVP der betroffenen ONAS antizipiert werden. Aus diesem Grund ist eine pauschale Berücksichtigung für alle ONAS nicht angemessen, sondern kann auf die ONAS reduziert werden, für die tatsächlich eine Verbindung in Frage kommt bzw. festgelegt wird. Der Nutzen von seeseitigen Verbindungen wird im Einzelfall durch die ÜNB in Abstimmung mit BSH und BNetzA geprüft. Zeigen sich der netztechnische Nutzen und die volkswirtschaftliche Vorteilhaftigkeit solcher Verbindungen untereinander, sind in Abstimmung zwischen BSH, der BNetzA und den ÜNB die dafür notwendigen technischen Voraussetzungen bei der Planung der entsprechenden ONAS mitzuberücksichtigen.

6.9 Direktanbindungskonzept

Die Spannungsebene beim Direktanbindungskonzept nach dem standardisierten Technikgrundsatz 6.9 wird ab dem Jahr der Inbetriebnahme 2035 von 66 kV auf 132 kV erhöht. Eine Ausnahme stellt das ONAS NOR-14-1 dar, welches mit einer Übertragungsspannung für den Anschluss der parkinternen Verkabelung von 66 kV festgelegt wird. Hintergrund dieser Ausnahme ist der Umstand, dass sich die zugehörige Plattform (ehemals NOR-12-3) bereits in einem fortgeschrittenen Planungsstadium befindet, bei dem eine Anpassung auf 66 kV vorteilhaft ist. Das Jahr 2035 kann demnach als Zeitpunkt der Umstellung bezeichnet werden, da 2035 ein letztes ONAS mit 66 kV und ein erstes mit 132 kV in Betrieb gehen soll. Um die Verfügbarkeit der für die Umstellung auf 132 kV erforderlichen Komponenten – insbesondere auf Seiten der WEA – zu gewährleisten, wurde die Einführung von 132 kV gegenüber der ursprünglichen Festlegung im FEP 2023 verschoben.

Eine Anhebung der Spannungsebene beim Direktanbindungskonzept auf 132 kV ist aus verschiedenen Gründen erstrebenswert. Die höhere Spannungsebene 132 kV erlaubt gegenüber 66 kV für die gleiche Übertragungsleistung zunächst eine Reduzierung der erforderlich werdenden parkinternen Seekabelsysteme und damit auch eine Reduzierung bei Komplexität und Umfang beim Anschluss an die Konverterplattform (vgl. Begründung 6.7). Die geringere Kabelanzahl hat außerdem positive Auswirkungen auf die Meeresumwelt, u.a. da weniger Raum in Anspruch genommen wird. Es können zudem größere Distanzen zwischen Konverterplattform und WEA überbrückt werden. Insgesamt liegen die Vorteile für die Einführung der Spannungsebene 132 kV grundsätzlich auf der Hand, positive wirtschaftliche Auswir-

kungen werden nicht zuletzt auch auf Seiten der ÜNB erwartet. Auch wenn die tatsächlichen Auswirkungen projektspezifisch unterschiedlich sein können, wird aufgrund der kompakteren Bauweise der Konverterplattform im Allgemeinen eine Kostenreduktion im zweistelligen Millionenbereich erwartet. Zentrale Voraussetzung für die Einführung der Spannungsebene 132 kV ist die Möglichkeit des Anschlusses der WEA mit dieser Spannungsebene. Die Marktverfügbarkeit solcher WEA zum Zeitpunkt der Einführung 2035 kann aktuell nicht mit Sicherheit bewertet werden. Es wird jedoch erwartet, dass entsprechende Entwicklungen angestoßen worden sind oder werden, insbesondere, da bereits mit dem FEP 2023 erstmal die Spannungsebene 132 kV als Standard ab 2032 festgelegt worden ist. Zwar kam es seitdem zu zeitlichen Anpassungen bei der Einführung, die Umstellung auf 132 kV ist jedoch nach wie vor sinnvoll und soll nunmehr ab 2035 erfolgen.

Eine Verzögerung der Inbetriebnahme eines ONAS nach der erstmaligen Festlegung im FEP hat keinen Einfluss auf die anzuwendende Spannungsebene, es sei denn, es ist in Einzelfällen anders geregelt.

[Auf Konsultationsfrage F 18 wird verwiesen.]

6.10 Gebündeltes Seekabelsystem

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 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.

Im Sinne einer flächeneffizienten Nutzung der AWZ wird eine Vorgabe zur gebündelten Verlegung der Seekabelsysteme mit Glasfaserkabeln aufgenommen. Gleiches gilt für die Verlegung eines Kabelsystems in einem gemeinsamen Graben, da eine Verlegung in zwei Gräben weit mehr Platz in Anspruch nimmt.

6.11 Grenzüberschreitende Seekabelsysteme: Berücksichtigung Gesamtsystem

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

Im Verlauf der 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.

Die Möglichkeit, grenzüberschreitende Seekabelsysteme an Konverterplattformen anzuschließen, wird nicht ausgeschlossen.

6.12 Zulässigkeit der Abweichung

6.12Aufgrund der zeitlich unterschiedlichen Planungs- und Realisierungszeiträume der ONAS und des OWP bzw. der Fläche, die zur Ausschreibung kommt, ist eine Abweichung von den standardisierten Technikgrundsätzen grundsätzlich nicht zulässig. Andernfalls könnten zu einem späten Zeitpunkt, an dem die Umsetzung einzelner Elemente der ONAS bereits beauftragt ist, umfangreiche Auswirkungen beispielsweise auf die Schnittstellen zwischen ÜNB und OWP-Vorhabensträger entstehen.

Die konkrete Entscheidung hinsichtlich der Zulässigkeit einer Abweichung in begründeten Einzelfällen wird im Rahmen einer Einzelfallentscheidung getroffen. Hierfür ist die Erforderlichkeit der Abweichung zu begründen.

7 Planungsgrundsätze

7.1 Keine Gefährdung der Meeresumwelt

Die umwelt- und naturschutzfachlichen Planungsgrundsätze tragen dafür Sorge, dass die Meeresumwelt nicht gefährdet wird, § 5 Abs. 3 S. 2 Nr. 2 WindSeeG und Belange des Umwelt- und Naturschutzes konkretisiert und gewahrt werden. Sie stellen daher grundsätzlich Vermeidungs- und Verminderungsmaßnahmen im Sinne von § 40 Abs. 2 S. 1 Nr. 6 UVPG[21] dar.

7.1.1 Beachtung von umwelt- und naturschutzrechtlichen Rahmenbedingungen

Dieser Planungsgrundsatz konkretisiert die geltenden umwelt- und naturschutzrechtlichen Vorgaben. Diese umfassen insbesondere die folgenden Aspekte. Die Aufzählung ist nicht abschließend.

Eine erhebliche Beeinträchtigung von gesetzlich geschützten Biotopen im Sinne des § 30 Abs. 2 S. 1 BNatSchG soll nach § 72 Abs. 2 WindSeeG bei der Errichtung von Einrichtungen nach dem WindSeeG so weit wie möglich vermieden werden.

Gebiete, Flächen und sonstige Energiegewinnungsbereiche müssen mit dem Schutzzweck einer nach § 57 BNatSchG erlassenen Schutzgebietsverordnung vereinbar sein; Festlegungen sind dabei zulässig, wenn sie nach § 34 Abs. 2 BNatSchG nicht zu erheblichen Beeinträchtigungen der für den Schutzzweck der jeweiligen Schutzgebietsverordnung maßgeblichen Bestandteile des Gebiets führen können oder wenn sie die Anforderungen nach § 34 Abs. 3 bis 5 BNatSchG erfüllen.

[21] Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung in der Fassung der Bekanntmachung vom 18. März 2021 (BGBl. I S. 540), das zuletzt durch Artikel 10 des Gesetzes vom 23. Oktober 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 323) geändert worden ist.

Auf § 45a Gesetz zur Ordnung des Wasserhaushalts[22] (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 weiter zu konkretisieren.

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.

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

Bekannte Vorkommen gesetzlich geschützter Biotope nach § 30 BNatSchG sollen demnach auch bei der Verlegung von Seekabelsystemen gemäß § 72 Abs. 2 WindSeeG so weit wie möglich umgangen werden.

Zur Sicherstellung gebietsschutzrechtlicher Vorgaben können bei der Planung und Errichtung von WEA, Plattformen und sonstigen Energiegewinnungsanlagen auf See in räumlicher Nähe zu Naturschutzgebieten flächen- und projektspezifisch Vermeidungs- und Verminderungsmaßnahmen erforderlich werden. Diese sind auf der Ebene der Zulassung unter Berücksichtigung der spezifischen Planungen der Vorhabensträger zu konkretisieren. Für Beschleunigungsflächen sind solche Minderungsmaßnahmen im Rahmen des Katalogs von Minderungsmaßnahmen oder Regeln für Minderungsmaßnahmen (vgl. Kapitel II. 2.2 und III.2.2) sowie gegebenenfalls auch in Einzelzulassungsverfahren anzuordnen.

Je nach Standort und Gründungskonstruktion der WEA, Plattform und sonstigen Energiegewinnungsanlage sowie je nach Schutzzweck des Naturschutzgebiets können im Einzelfall zusätzliche oder spezifische Schutzmaßnahmen erforderlich werden.

Sollten Vorkommen von in § 30 BNatSchG genannten Strukturen bei näheren Untersuchungen im konkreten Einzelverfahren aufgefunden werden, werden diese analysiert und bei der Entscheidungsfindung berücksichtigt.

Die Verlegung von Seekabelsystemen sowie deren Betrieb, Wartung und etwaiger Verbleib nach Aufgabe des Betriebes oder Rückbau kann zu Beeinträchtigungen sensibler Lebensräume führen. Um potenzielle negative Auswirkungen auf sensible Lebensräume zu begrenzen und die Schutzzwecke der Naturschutzgebiete zu wahren, sollen Seekabelsysteme innerhalb der AWZ vorrangig außerhalb von

[22] Gesetz zur Ordnung des Wasserhaushalts vom 31. Juli 2009 (BGBl. I S. 2585), zuletzt geändert durch Art. 2 G zur Umsetzung von Vorgaben der RL (EU) 2018/2001 für Zulassungsverfahren nach dem Bundes-ImmissionsschutzG, dem WasserhaushaltsG und dem BundeswasserstraßenG vom 18.8.2021 (BGBl. I S. 3901).

Naturschutzgebieten geführt werden. Sollte dies nicht möglich sein, sind Auswirkungen auf die Schutz- und Erhaltungsziele der Naturschutzgebiete im Einzelzulassungsverfahren zu prüfen.

Im ROP 2021 wurden auf umfangreicher Datengrundlage Hauptvogelzugrouten als Vogelzugkorridore ausgewiesen. Im Rahmen der Zugereignisse ist innerhalb dieser Bereiche ein erhöhtes Kollisionsrisiko für Vögel, verglichen mit anderen Bereichen der AWZ, eher zu erwarten. Soweit Vögel innerhalb der Vogelzugkorridore des ROP 2021 vor einem signifikant erhöhten Kollisionsrisiko mit WEA durch andere Maßnahmen nicht geschützt werden können, stellt das Erfordernis von Vermeidungs- und Minderungsmaßnahmen – dies könnte etwa die Abschaltung der Anlagen bei Massenzugereignissen sein – einen zielführenden Schutz von Zugvögeln sicher. Dies ist zum Schutz der Meeresumwelt in Form der Vermeidung eines nachgewiesenen signifikant erhöhten Kollisionsrisikos von Vögeln mit WEA, das nicht anderweitig gemindert werden kann, geboten. Auf den Planungsgrundsatz 7.1.8 wird hingewiesen.

7.1.2 Zeitliche Gesamtkoordinierung der Errichtungs- und Verlegearbeiten sowie Wartungs- und Reparaturarbeiten

Die Festlegung entspricht den Vorgaben zur zeitlichen Gesamtkoordination im Grundsatz 2.2.3 (8) des ROP 2021.

Auf diese Weise können die Anzahl der Eingriffe reduziert und mögliche kumulative Auswirkungen vermieden bzw. vermindert werden.

7.1.3 Schallreduktion bei Gründung und Betrieb

Die Vorgabe dient der Vermeidung von Gefahren für die Meeresumwelt durch Schallemissionen. Insbesondere zur Sicherstellung der Einhaltung des Tötungs- und Verletzungsverbots nach § 44 Abs. 1 Nr. 1 BNatSchG und des Störungsverbots nach § 44 Abs. 1 Nr. 2 BNatSchG mit Blick auf die geschützte Art der Schweinswale sind durch entsprechende Maßnahmen Schallemissionen so weit wie möglich zu vermeiden und Tötungen oder erhebliche Störungen im Sinne der vorgenannten Vorschriften zu verhüten. Der Planungsgrundsatz entspricht auch der Wertung des Erfordernisses 2.2.2 (6) des ROP 2021.

Installationsverfahren und umweltverträglichste Arbeitsmethode (a) und (b)

Die Weiterentwicklung von geräuscharmen Installationsverfahren soll angeregt werden. Darüber hinaus soll die Weiterentwicklung von Schallschutz- und Schallminderungsmaßnahmen insbesondere für die Installation von Monopiles mit großen Durchmessern vorangetrieben werden, sodass auch weiterhin die im Schallschutzkonzept des BMU (BMU, 2013) festgelegten Grenzwerte verlässlich eingehalten werden können. Die weitere Konkretisierung der Schallschutz- und Schallminderungsmaßnahmen erfolgt projektspezifisch im Rahmen der Zulassungsverfahren.

Die beste Umweltpraxis gemäß den internationalen Übereinkommen zum Meeresschutz und der Stand von Wissenschaft und Technik soll berücksichtigt werden. Dies soll im Sinne des Vorsorgeprinzips eine (Weiter-) Entwicklung von schallarmen Gründungsmethoden bzw. eine Weiterentwicklung von schallreduzierenden Methoden anstoßen. Dabei werden keine Maßnahmen gefordert, deren Anwendung technisch nicht umsetzbar oder unter Berücksichtigung von Kosten-Nutzen-Verhältnissen nicht vertretbar ist. Aus diesem Grunde verweist der Planungsgrundsatz zusätzlich auf den Stand der Technik –

dies für den Fall, dass über den Stand der Technik hinausgehende Maßnahmen im Einzelfall als unverhältnismäßig einzustufen sind. Davon umfasst sind insbesondere Fälle, bei denen aus Gründen von Standsicherheit und ähnlichem bereits aus dem Fachrecht oder aus Verwaltungsvorschriften (wie dem Standard Konstruktion des BSH) eine Konstruktion entsprechend dem Stand der Technik erforderlich ist. Insoweit bleiben insbesondere fachrechtliche Klauseln sowie anerkannte Standards, z. B. aus Verwaltungsvorschriften, unberührt. Die Entscheidung über die Erforderlichkeit und Angemessenheit ist auf der Zulassungsebene zu treffen. Als Stand der Technik gilt der Entwicklungsstand fortschrittlicher Verfahren, Einrichtungen und Betriebsweisen, der nach herrschender Auffassung führender Fachleute das Erreichen des gesetzlich vorgegebenen Zieles gesichert erscheinen lässt. Verfahren, Einrichtungen und Betriebsweisen oder vergleichbare Verfahren müssen sich in der Praxis bewährt haben oder sollten – wenn dies noch nicht der Fall ist – möglichst in der Praxis mit Erfolg erprobt worden sein. Als Stand von Wissenschaft und Technik gilt der Entwicklungsstand fortschrittlichster Verfahren, Einrichtungen und Betriebsweisen, die nach Auffassung führender Fachleute aus Wissenschaft und Technik auf der Grundlage neuester wissenschaftlich vertretbarer Erkenntnisse im Hinblick auf das gesetzlich vorgegebene Ziel für erforderlich gehalten werden und das Erreichen dieses Ziels gesichert erscheinen lassen (BMJ, 2024).

Dabei ist das jeweils beste verfügbare Verfahren oder eine Kombination der besten verfügbaren Verfahren nach Stand der Technik oder nach dem Stand von Wissenschaft und Technik zur Reduktion des Eintrags von Unterwasserschall zur Einhaltung geltender Lärmschutzwerte während der Installation von Gründungspfählen zu verwenden; diese möglichen Verfahren umfassen insbesondere den großen Blasenschleier, Hüllrohr, Hydroschalldämpfer, impulsverlängernde Systeme, Einschränkung der Rammenergie und optimiertes Rammverfahren mit Echtzeit-Überwachung. Bei der Konzeptionierung von geeigneten Schallschutz- und Schallminderungssystemen sind die jeweiligen Baugrundverhältnisse zu berücksichtigen.

Entsprechend diesen Überlegungen und unter Berücksichtigung der erfolgreichen Erprobung bestimmter schallarmer Gründungsmöglichkeiten der letzten Jahre (insbesondere Einspülverfahren), ist von dem Vorhabensträger darzulegen, warum – sofern keine alternativen, schallarmen Gründungsmethoden zum Einsatz kommen – im konkreten Projekt auf deren Anwendung verzichtet wurde. Dies bedeutet zunächst nicht, dass eine Pflicht zur Anwendung dieser Verfahren besteht, sondern dient in einem ersten Schritt der Transparenz der Entscheidung des Vorhabensträgers und dem Erkenntnisgewinn der Zulassungsbehörde.

Neben dem eigentlichen Schallschutz- und Schallminderungssystem ist der Einsatz weiterer umfangreicher Maßnahmen und Überwachungsmaßnahmen, insbesondere durch Erfassung des Unterwasserschalleintrags sowie der Aktivität des Schweinswals während der Installation von Fundamenten, erforderlich.

Auf die Ausführungen unter 7.2 des Schallschutzkonzepts des BMU wird hingewiesen (BMU, 2013).

Der Träger des Vorhabens hat auf Grundlage der Umgebungsbedingungen den geräuschärmsten oder sonst nach den vorgefundenen Umständen umweltverträglichsten Errichtungsprozess zu wählen. Entsprechendes gilt für die Arbeitsmethode. Im Rahmen des Zulassungsverfahrens wird diese Vorgabe weiter konkretisiert.

Während der Rammarbeiten für Fundamente von WEA, Plattformen oder sonstigen Energiegewinnungsanlagen ist zur Wahrung artenschutz- und gebietsschutzrechtlicher Belange der Einsatz von wirksamen technischen Schallminderungs- und Schallschutzsystemen vorzusehen.

Zur Vermeidung der Tötung und Verletzung des Schweinswals (§ 44 Abs. 1 Nr. 1 BNatSchG) konkretisiert durch das Schallschutzkonzept des BMU (BMU, 2013) wird in den Einzelzulassungsverfahren regelmäßig angeordnet, dass durch ein geeignetes Schallschutzkonzept (siehe (e)) sicherzustellen ist, dass die Schallemissionen in einer Entfernung von 750 m für den Breitband-Einzelereignispegel SEL05[23] den Wert von 160 Dezibel und für den Spitzenschalldruckpegel[24] den Wert von 190 Dezibel nicht überschreiten. Maßnahmen zum Schallschutz, die u. a. technische Schallminderung, optimiertes Rammverfahren, Vergrämung und Überwachung der Effektivität miteinschließen, werden standortspezifisch und bezogen auf die eingesetzte Gründungskonstruktion im Einzelfall weiter konkretisiert. Eine Einschränkung des Gebots im Rahmen der Ausschreibung der jeweiligen Fläche hinsichtlich der Fundamentart und Installationsmethode soll damit nicht erfolgen. Es ist die nach dem Stand der Technik etablierte Arbeitsmethode oder die nach dem Stand von Wissenschaft und Technik begründete Methode anzuwenden, die nach den vorgefundenen Umständen so geräuscharm wie möglich ist.

Vergrämung (c)

Um von vornherein zu vermeiden, dass sich im Nahbereich von geplanten Rammarbeiten Tiere aufhalten, die durch Rammschall geschädigt werden könnten, ist vor Beginn von Rammarbeiten eine Vergrämung durchzuführen. Der Gefährdungsbereich beträgt nach aktuellem Stand mindestens einen Umkreis von 750 m Radius um die Rammstelle (vgl. Schallschutzkonzept des (BMU, 2013).

Die Vorgabe des Planungsgrundsatzes 7.1.3 unter (c) dient der Vermeidung eines Verstoßes gegen das artenschutzrechtliche Tötungs- und Verletzungsverbot nach § 44 Abs. 1 Nr. 1 BNatSchG. Diese Vorgaben dienen insbesondere der Vermeidung von Beeinträchtigungen für den Schweinswal, sie dient jedoch zugleich dem Schutz weiterer geschützter und möglicherweise betroffener Arten.

Zum aktuellen Zeitpunkt sind konfigurierbare Systeme zur Vergrämung nach Stand der Technik beispielsweise FaunaGuard oder Acoustic Porpoise Deterrent.

Im Schallschutzkonzept sind die geplanten Maßnahmen zur Verhütung von Schäden an der Meeresumwelt darzustellen. Im Rahmen des Zulassungsverfahrens wird zudem regelmäßig angeordnet, dass ein

---

[23] Einzelereignispegel in dB re 1 μPa^2 s; dB = Dezibel; re = in reference to; 1 µPa = 1 MikroPascal; 1 μPa^2 s = 1 MikroPascal zum Quadrat * Sekunde; der Bezugspegel für Wasser ist 1 µPa.

[24] Spitzenschalldruckpegel in dB re 1 µPa; dB = Dezibel; re = in reference to; 1 µPa = 1 MikroPascal 1 μPa^2 s = 1 MikroPascal zum Quadrat * Sekunde; der Bezugspegel für Wasser ist 1 µPa.

Konzept zur Überprüfung der Effizienz der Vergrämungs- und der schallreduzierenden Maßnahmen vorzulegen ist.

Dauer des Rammvorgangs (d)

Die Begrenzung der Dauer einzelner Rammvorgänge soll den Eingriff minimieren und dient der Vermeidung eines Verstoßes gegen das artenschutzrechtliche Störungsverbot, § 44 Abs. 1 Nr. 2 BNatSchG.

Nach aktuellem Kenntnisstand bestimmt neben der absoluten Lautstärke auch die Dauer der Schallemissionen die Störwirkung auf marine Säuger. Sowohl die räumliche Ausdehnung der Störung von Tieren als auch die Dauer der Störung bis zur Wiederherstellung von Anwesenheitsraten, die vergleichbar zu der Situation vor dem Impulsschalleintrag sind, hängen von der Dauer der Rammarbeiten einschließlich der Vergrämung ab: Je länger die Dauer der schallintensiven Arbeiten, umso länger dauert es, bis die Anwesenheitsraten in der Umgebung der Baustelle wiederhergestellt sind. Der temporäre Habitatverlust durch Meideverhalten kann sich durch langanhaltende Schallemission auch bei verminderter Lautstärke erheblich auswirken. Dem soll durch die Beschränkung der Dauer vorgebeugt werden, wobei die Wirksamkeit über das Monitoring überwacht werden kann.

Für alle Fundamentarten und -dimensionierungen gibt es eine maximale Rammdauer. Der Richtwert für die maximale Rammdauer liegt zum aktuellen Zeitpunkt bei 240 Minuten inklusive einer Vergrämdauer von 40 Minuten. Zur effektiven Abwehr einer Gefährdung der Meeresumwelt erfolgt auf Grundlage dieser Vorgabe eine weitere Spezifizierung durch das BSH im Zulassungsverfahren.

Der Vergrämung zeitlich nachgeordnet ist die Vorgabe, bei schallintensiven Rammarbeiten zu vermeiden, dass bereits mit Beginn der Rammarbeiten der höchstmögliche Schalleintrag erfolgt. Diese Festlegung dient dazu, sich weiterhin oder erneut in der Umgebung von Rammarbeiten aufhaltenden Tieren die Möglichkeit zu geben, sich von der Schallquelle zu entfernen, bevor sie der vollen Intensität des Schalls ausgesetzt sind. Zum aktuellen Zeitpunkt ist ein gängiges Verfahren zur Sicherstellung dieser Vorgabe die sogenannte Soft-Start Prozedur.

Entwurf Schallschutzkonzept (e)

Um sicherzustellen, dass im Rahmen von Installationsarbeiten die Grenzwerte zum Lärmschutz eingehalten werden, ist ein Schallschutzkonzept zu entwerfen und dem BSH vorzulegen.

Im Entwurf des Schallschutzkonzepts sind darzustellen:

- die Standortbedingungen,
- die geplante Gründungsstruktur,
- der geplante Errichtungsprozess,
- die geplante Arbeitsmethode,
- die geplanten Maßnahmen zur Reduktion von Schall und zur Verhütung von Schäden an der Meeresumwelt,
- die Schallprognose (inklusive des zu erwartenden Frequenzspektrums des Hammers),
- die Eignung der Schallschutz- und Schallminderungssysteme zur Reduktion des emittierten Schalls nach Stand der Wissenschaft und Technik sowie

- ein konkretes Konzept zur räumlich-zeitlichen Koordination mit parallelen Vorhaben zur Vermeidung kumulativer Effekte.

Der Entwurf muss dem BSH so rechtzeitig vorgelegt werden, dass eine Prüfung und erforderlichenfalls Anpassung der Planungen möglich ist, bevor die Arbeiten und das Schallminderungssystem in Auftrag gegeben werden. Im Rahmen des Zulassungsverfahrens wird regelmäßig angeordnet, das Schallschutzkonzept spätestens zwölf Monate vor Baubeginn einzureichen. Es wird dringend empfohlen, das Schallschutzkonzept vor Abschluss der entsprechenden Verträge einzureichen. Sichergestellt werden soll ferner, dass der Schallschutz bei der Konstruktion einbezogen wird und die vorgesehene Schallschutz- und Schallminderungsmaßnahme auf die geplante Tragwerkskonstruktion abgestimmt ist. So müssen insbesondere auch Hubschiffe und Krankapazitäten darauf ausgelegt sein, dass ggf. zusätzliche Schallminimierungs- bzw. Schallschutzmaßnahmen aufgenommen werden können.

Die Auswahl der geplanten Vorgehensweisen sowie die Schallprognose sind zu begründen.

Im Rahmen der Darstellung der geplanten Arbeitsmethode sind unter anderem die akustisch relevanten Eigenschaften des Rammhammers und die Möglichkeiten der Steuerung des Rammprozesses zu beschreiben.

Maßnahmen zur Reduktion von Schall sind schallmindernde Maßnahmen, die bereits den Schalleintrag betreffen (z. B. High frequency low energy, HiLo-Verfahren, dämpfende Einheiten am Rammhammer) und Schallschutzmaßnahmen einzeln oder in Kombination, jeweils nach dem Stand der Technik oder dem Stand von Wissenschaft und Technik. Begleitende Schallschutzmaßnahmen sind pfahlferne Maßnahmen (Blasenschleiersysteme) und, wenn erforderlich, pfahlnahe Schallminderungssysteme (z.B. HSD-Netz, IHC-NMS, AdBm, GABC). Maßnahmen zur Verhütung von Schäden sind insbesondere die Vergrämung. Dazu ist im Rahmen des Entwurfs des Schallschutzkonzepts ein Konzept vorzulegen.

Bei der Konzeptionierung der Vermeidungs- und Minderungsmaßnahmen sind der aktuelle Erkenntnisstand aus anderen Verfahren sowie Ergebnisse aus Untersuchungen im Rahmen der staatlichen ökologischen Begleitforschung und des Monitorings der Naturschutzgebiete zu berücksichtigen. Die Schallprognose hat alle relevanten Parameter zu berücksichtigen.

Im finalen Schallschutzkonzept sind auch die konkreten standort- und anlagenspezifischen Eigenschaften (Basic Design) zu berücksichtigen.

Im Rahmen des Zulassungsverfahrens wird regelmäßig angeordnet, spätestens sechs Monate vor Baubeginn einen Umsetzungsplan einzureichen, der das gültige Schallschutzkonzept konkretisiert und die Prozesse und Komponenten detailliert darlegt.

Erprobung (f)

Durch die Vorgabe der Erprobung der Schallschutz - und Schallminderungsmaßnahmen, sowie Schadensverhütungsmaßnahmen unter Offshore-Bedingungen soll sichergestellt werden, dass die im Schallschutzkonzept prognostizierte Schallreduktion erreicht werden kann. Insbesondere bei Einsatz eines Systems, welches noch nicht unter vergleichbaren Rahmenbedingungen zum Einsatz gekommen ist, ist dieses im Rahmen von Test- und Referenzmessungen zu erproben. Zur Prüfung der Geeignetheit sowie zum Schutz der Meeresumwelt sind normkonforme oder vergleichbare Nachweise einzureichen.

Sollte die Erprobung ergeben, dass das gewählte System die erforderliche Schallreduktion nicht erreichen kann, kann – soweit keine milderen, gleich geeigneten Mittel zur Verfügung stehen – auch ein Wechsel oder eine Ergänzung des Schallschutz- oder Schallminderungssystems erforderlich werden, um sicherzustellen, dass es nicht zu einer Verwirklichung artenschutzrechtlicher Verbotstatbestände kommt. Im Rahmen des Zulassungsverfahrens wird regelmäßig angeordnet, dass ein Konzept zur Überprüfung der Effizienz der schallreduzierenden Maßnahmen vorzulegen ist.

Zeitliche Koordination der Rammarbeiten (g)

Die Anordnung einer zeitlichen und räumlichen Gesamtkoordination der Rammarbeiten im Rahmen des nachgeordneten Zulassungsverfahrens kann sowohl aufgrund artenschutzrechtlicher als auch aufgrund gebietsschutzrechtlicher Anforderungen zur Anwendung kommen, soweit die Koordination zwischen den Vorhabensträgern nicht hinreichend ist. Ein Konzept zur räumlich-zeitlichen Koordinierung mit weiteren Bauvorhaben ist seitens der Vorhabensträger im Rahmen des Schallschutzkonzepts (e) einzureichen.

Im Schallschutzkonzept des BMU (BMU, 2013) ist dargelegt, dass es nach derzeitigem Kenntnisstand auch bei Einhaltung der Lärmschutzwerte zu schallbedingten Störungen von Schweinswalen in Form von Flucht- und Meideverhalten kommen kann.

In Kapitel 7.3.1 des Schallschutzkonzeptes des BMU heißt es hierzu: „Um populationsrelevante erhebliche Störungen in der deutschen Nordsee jetzt und künftig auszuschließen, müssen insbesondere ausreichend nicht durch Rammschall belastete Flächen für die Schweinswale zur Verfügung stehen." (BMU, 2013). Im Schutzkonzept wird davon ausgegangen, dass dies jedenfalls immer dann der Fall ist, wenn erstens nicht mehr als zehn Prozent der Fläche der AWZ der deutschen Nordsee innerhalb der Störradien der in Errichtung befindlichen Vorhaben liegen und zweitens der Grenzwert für impulshaften Schall aus dem Tötungs- und Verletzungsverbot eingehalten wird (ebd.).

Im Kapitel 7.3.2 des Schallschutzkonzeptes heißt es hinsichtlich des Störungsverbots während der besonders sensiblen Zeit (Fortpflanzungsphase): „Um dauerhaft ausreichende Ausweichmöglichkeiten für Schweinswale sicherzustellen und um die Störungen für die Population auf das fachlich vertretbare und rechtlich zulässige Maß zu begrenzen, ist es in der besonders sensiblen Phase zusätzlich erforderlich, das Hauptkonzentrationsgebiet von schallintensiven Baumaßnahmen freizuhalten, bei denen sich kumulativ mehr als 1 Prozent der Gebietsfläche innerhalb des Störradius befinden." Die Störradien sind abhängig von der Schallbelastung. Bei einem Schalleintrag von 160 dB in 750 m Entfernung bei Einhaltung des Grenzwertes ist gemäß Schallschutzkonzept (BMU, 2013) von einem Störradius von 8 km auszugehen. Dies entspricht einer mit störungsauslösendem Impulsschall belasteten Fläche von 201 km^2. Dies bedeutet, dass auch bei Einhaltung des Grenzwerts bei nur einer Rammstelle innerhalb des Vorbehaltsgebiets Schweinswale bereits mehr als 1 Prozent dieses Vorbehaltsgebiets (8.501 km^2) mit störungsauslösendem Impulsschall belastet wird. In der Praxis trat dieser Fall bei einem Vorhaben im Gebiet N-4 ein. In der schweinswalsensiblen Zeit (Mai bis August) kann daher nicht im Vorbehaltsgebiet Schweinswale konventionell gerammt werden, sofern nicht sichergestellt wird, dass weniger als 1 Pro-

zent des Vorbehaltsgebiet Schweinswale belastet wird. Dies wäre beispielsweise der Fall, wenn bei einer Impulsrammung ein Wert von 155 dB in 750m Entfernung nicht überschritten wird (entspricht einem Störradius von 5 km bzw. 78 km^2 beschallter Fläche).

Bei an das Vorbehaltsgebiets Schweinswale angrenzenden Vorhaben innerhalb des 8 km Puffers wird, gemäß Schallschutzkonzept (BMU, 2013), grundsätzlich zur Bestimmung der artenschutzrechtlich betroffenen Fläche (1 Prozent-Kriterium) des Vorbehaltsgebiets Schweinswale der geometrische Mittelpunkt des Vorhabens (OWP-Vorhaben bzw. Standort des Konverters) für die oben beschriebene Bewertung zugrunde gelegt. Für die konkrete Einzelfallentscheidung werden u. a. Parameter wie Pfahldurchmesser, Einbringverfahren, Gründungsmethode und Schallprognose berücksichtigt. Bei an die NSG "Sylter Außenriff - Östliche Deutsche Bucht" und "Doggerbank" angrenzenden Vorhaben und Flächen innerhalb des 8 km Puffers wird, gemäß Schallschutzkonzept (BMU, 2013), grundsätzlich zur Bestimmung der gebietsschutzrechtlich betroffenen Fläche (1 Prozent-Kriterium während der schweinwalsensiblen Zeit) der beiden NSG der geometrische Mittelpunkt des Vorhabens (OWP-Vorhaben bzw. Standort des Konverters) für die oben beschriebene Bewertung zugrunde gelegt. Für die konkrete Einzelfallentscheidung werden u. a. Parameter wie Pfahldurchmesser, Einbringverfahren, Gründungsmethode und Schallprognose berücksichtigt.

Zur Vermeidung von Störungen des Schweinswals als geschützte Art im Sinne des § 44 Abs. 1 Nr. 2 BNatSchG i. V. m. dem Schallschutzkonzept des BMU (BMU, 2013) kann eine geeignete Gesamtkoordination erforderlich sein, sodass zu jeder Zeit nicht mehr als 10 Prozent der Fläche der AWZ von störungsauslösendem Impulsschall belastet werden. Um den artenschutzrechtlichen Anforderungen nach § 44 BNatSchG Rechnung zu tragen, ist es erforderlich, dass dauerhaft ausreichende Ausweichmöglichkeiten für Schweinswale in der deutschen AWZ der Nordsee vorhanden sind und eine erhebliche Störung der lokalen Population mit der erforderlichen Sicherheit ausgeschlossen werden kann. Es ist zu erwarten, dass durch eine geeignete räumliche und zeitliche Koordination von parallelen Baustellen eine erhebliche Störung auch in den Jahren mit den höchsten Installationsraten, 2031 und 2032, (Tabelle 29 im Anhang) vermieden werden kann. [Diese Prognose ist im Rahmen der SUP zum Entwurf des FEP bzw. zum finalen FEP im Rahmen dieser Änderung/Fortschreibung zu überprüfen (vgl. Ausführungen in Kapitel 4.12.3 Umweltbericht Nordsee FEP 2023, sowie FEP 2025)].

Zur Einhaltung der gebietsschutzrechtlichen Anforderungen im Sinne des § 34 BNatSchG i. V. m. dem Schallschutzkonzept des BMU (BMU, 2013) kann eine geeignete Gesamtkoordination erforderlich sein, sodass zu jeder Zeit nicht mehr als 10 Prozent der Fläche eines der NSG in der AWZ von störungsauslösendem Impulsschall belastet wird. Bei der Umsetzung von Vorhaben, die an Bereich I des NSG „Sylter Außenriff – Östliche Deutsche Bucht" angrenzen oder im bzw. am HKG des Schweinswals liegen, gelten gemäß Schallschutzkonzept im Zeitraum 1. Mai bis 31. August strengere Anforderungen. Für die besonders sensible Zeit des Schweinswals (Mai bis August) ist es gemäß dem Schallschutzkonzept des BMU (BMU, 2013) in diesem Zeitraum zusätzlich erforderlich, den Bereich I des NSG „Sylter Außenriff - Östliche Deutsche Bucht" sowie das HKG des Schweinswals von schallintensiven Baumaßnahmen freizuhalten, bei denen sich kumulativ mehr als 1 Prozent der Gebietsfläche innerhalb des Störradius von 8 km befinden. Analog gilt dies für das NSG "Doggerbank". Damit soll den gebietsschutzrechtlichen

Anforderungen nach § 34 BNatSchG Rechnung getragen werden, indem sichergestellt wird, dass dauerhaft ausreichende Ausweichmöglichkeiten für Schweinswale vorhanden sind und eine Beeinträchtigung der Erhaltungsziele und des Schutzzwecks des NSG, für die NSG ”Doggerbank” sowie ”Sylter Außenriff - Östliche Deutsche Bucht” insbesondere der Reproduktionszwecks, mit der erforderlichen Sicherheit ausgeschlossen werden kann.

Wenn die Einhaltung des o. g. 1 Prozent-Kriteriums (Schutz in der sensiblen Phase im NSG „Sylter Außenriff - Östliche Deutsche Bucht“ sowie im Vorbehaltsgebiet Schweinswale und im NSG “Doggerbank”) oder des 10 Prozent-Kriteriums (Artenschutz) in den Einzelverfahren nicht technisch sichergestellt werden kann, käme – wie in den Jahren 2013 bis 2018 bereits umgesetzt – eine räumliche und zeitliche Koordination von parallelen Baustellen in Betracht. Dies bedeutet, dass auf der nachgelagerten Zulassungsebene ggf. Anordnungen hinsichtlich des zugelassenen Zeitraums für Rammarbeiten für einzelne Vorhaben, deren Rammarbeiten sich mit denen anderer Vorhaben überschneiden, erlassen werden können. Für einzelne Projekte können schallintensive Arbeiten ggf. zu bestimmten Zeiten nicht stattfinden.

Sprengungen (h)

Sprengungen sind aufgrund schädlicher Auswirkungen auf die Meeresumwelt, insbesondere schädlicher Schalldrücke, grundsätzlich unzulässig. Sollten Sprengungen zur Beseitigung nicht transportfähiger Munition in der Vorhabenfläche bzw. auf den Trassen der Anbindungsleitung unvermeidlich sein, ist dem BSH als Zulassungsbehörde ein Schallschutzkonzept rechtzeitig vorher vorzulegen. Die Vorgabe eines Schallschutzkonzepts ist erforderlich, um auch in dem hier geregelten Ausnahmefall einer Sprengung nicht transportfähiger Munition die Gefährdung der Meeresumwelt durch den Einsatz von geeigneten Schutzmaßnahmen, wie Vergrämung und Einsatz von Blasenschleiern, zu vermeiden.

Betriebsschall (i)

Zum Schutz der Meeresumwelt vor erheblichem Schalleintrag während des Betriebs ist es erforderlich, stets auf möglichst schallarme Anlagenkonstruktionen nach dem Stand der Technik oder nach dem Stand von Wissenschaft und Technik zu achten. Soweit fachrechtliche Anforderungen allein auf den Stand der Technik abstellen, ist allein dieser maßgeblich (bspw. § 68 Abs. 1 Nr. 5 WindSeeG). Nach aktuellem Kenntnisstand sind die WEA, die bisher zum Einsatz gekommen sind, im Betrieb sehr leise, sodass sich die Schallemission bereits in sehr kurzer Entfernung zu der Anlage nicht vom üblichen Umgebungsschall abhebt (Bellmann, Müller, Scheiblich, & Betke, 2023). Dies gilt für alle Typen von Anlagen seit 2009 (alpha ventus) bis heute in der deutschen AWZ der Nordsee und der Ostsee, und zwar unabhängig von Hersteller, Leistung, Größe, Fundamenttyp und Standort.

7.1.4 Verkehrslogistikkonzept

Dieser Planungsgrundsatz dient dem Zweck, Belastungen durch den Serviceverkehr auf See- und Rastvögel und den Schweinswal so weit wie möglich zu verringern. “Serviceverkehr“ umfasst Service Operation Vessel und Crew Transfer Vessel, autonome Servicefahrzeuge sowie wasserstoffbetriebene Schiffe zur Ausführung von planbaren Arbeiten (Wartung und Service). Schiffseinsätze zu nicht planbaren Fehlerbehebungszwecken fallen nicht darunter.

Der Planungsgrundsatz gilt ausdrücklich nur für Serviceverkehr, der innerhalb der Vorrang- und Vorbehaltsgebiete für Seetaucher, des Vorbehaltsgebiets des Schweinswals oder innerhalb des NSG „Sylter Außenriff – Östliche Deutsche Bucht“ stattfindet und kann auf sensible Zeiträume, konkret die Hauptrastzeit der Seetaucher vom 1. März bis 15. Mai bzw. die sensible Fortpflanzungsphase des Schweinswals vom 1. Mai bis 31. August, beschränkt werden. Das Verkehrslogistikkonzept zielt darauf ab, die vorgenannten Gebiete in sensiblen Zeiträumen durch eine Reduzierung von Fahrten möglichst selten und auf möglichst kurzem Wege zu queren. Mögliche Beispiele für zu prüfende Optimierungen könnten ein Rerouting, d.h. eine Umplanung der An- und Abfahrtswege, eine Bündelung von Routen, die Nutzung von Hotelschiffen anstelle von täglichem Transfer an Land oder das Vorsehen von Ankerpunkten anstelle der Nutzung des Dynamic Positioning Mode sein.

7.1.5 Vermeidung und Verminderung von Emissionen

Das Vermeidungs- und Verminderungsgebot stellt sicher, dass die Errichtung und der Betrieb von baulichen Anlagen nicht zu einer Verschmutzung der Meeresumwelt im Sinne des Art. 1 Abs. 1 Nr. 4 des Seerechtsübereinkommens und einer Gefährdung der Meeresumwelt gemäß §§ 5 Abs. 3 S. 2 Nr. 2, 69 Abs. 3 S. 1 Nr. 1 WindSeeG führt. Ergänzend müssen die Vorgaben der Verordnung über das umweltgerechte Verhalten in der Seeschifffahrt[25] eingehalten werden.

Dabei sind Emissionen unmittelbar oder mittelbar der Meeresumwelt zugeführte Stoffe oder Energie, etwa Wärme, Schall, Erschütterung, Licht, elektrische oder elektromagnetische Strahlung.

Zur Vermeidung von Verschmutzungen und Gefährdungen der Meeresumwelt dürfen bei Bau, Betrieb, Wartung und Rückbau grundsätzlich keine Stoffe in das Meer eingebracht werden. Sollte die Verursachung solcher anlagenspezifischen Emissionen in die Meeresumwelt aus technischen Gründen, etwa aufgrund sicherheitsrelevanter Vorgaben des Schiffs- oder Luftverkehrs, unvermeidbar sein, so ist dies unter Vorlage einer umweltfachlichen Einschätzung bei der Zulassungsbehörde im Rahmen des Zulassungsverfahrens darzustellen und zu begründen. Anlagenspezifische Alternativenprüfungen sind dabei durchzuführen und zu dokumentieren.

Es gilt das Minimierungsgebot für stoffliche Einleitungen.

Emissionsstudie

Die Erstellung einer Emissionsstudie zur Erfassung der durch die jeweilige Konstruktions- und Ausrüstungsvariante auftretenden stoffliche Emissionen bzw. deren Vermeidung ist zwingend erforderlich. Zur Erarbeitung der Emissionsstudie sind die Mindestvorgaben der vom BSH veröffentlichten Leitlinien „Leitlinie für die Emissionsstudie für Offshore-Plattformen in der deutschen AWZ“ bzw. „Leitlinie für die

[25] See-Umweltverhaltensverordnung vom 13. August 2014 (BGBl. I S. 1371), die zuletzt durch Artikel 3 der Verordnung vom 13. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2739) geändert worden ist.

Emissionsstudie für Offshore-Windenergieanlagen in der deutschen AWZ“ [26] in ihrer jeweils geltende Fassung zu berücksichtigen. Aufgrund der frühen Designphase können in der Regel die Anforderungen an eine Emissionsstudie im Zulassungsverfahren noch nicht vollständig erfüllt werden. Daher ist als Teil der Antragsunterlagen zunächst ein Emissionskonzept einzureichen. In dem Konzept hat sich der Vorhabensträger mit möglichst konkreten und vorhabenbezogenen Emissionen, den möglichen und angewendeten Vermeidungs- und Verminderungsmaßnahmen sowie den kumulativen Wirkungen der Anlage(n) auseinanderzusetzen. Die im Vollzugsverfahren einzureichende Emissionsstudie stellt die Grundlage für das 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“[27] in seiner jeweils geltenden Fassung zu berücksichtigen. Es sind Notfallpläne aufzustellen, unter anderem für Unfälle mit wassergefährdenden Stoffen während der Bau- und Betriebsphase sowie sonstige unerwartete Ereignisse, die eine Verschmutzung der Meeresumwelt besorgen lassen.

Lichtemissionen

Die Lockwirkung von künstlichem Licht auf Vögel, die nachts ziehen, ist seit langem bekannt und belegt (zusammengefasst in (Ballasus, Hill, & Hüppop, 2009; Dierschke, et al., 2021; Brayley, How, & Wakefield, 2022). Insbesondere bei schlechten Wetterbedingungen und geringen Sichtweiten werden Singvögel durch Licht an Leuchttürmen, Schiffen, Forschungsplattformen und Bohrinseln angelockt. Zum einen erhöht sich dadurch das Kollisionsrisiko (mit beleuchteten und unbeleuchteten Teilen der Bauwerke), zum anderen kann künstliches Licht zur Desorientierung der Vögel führen, welche mit Energieverlusten einhergehen kann (Ballasus, Hill, & Hüppop, 2009; Dierschke, et al., 2021).

Untersuchungen haben ergeben, dass sich die Lichtintensität, die Farbe des Lichtes und die Blinkfrequenz auf die Anlockwirkung von Zugvögeln auswirken können (Burt, et al., 2023). Aktuelle Forschungsergebnisse zeigen, dass, wenn ein komplettes Abschalten nicht möglich ist, rote Blinklichter, im Gegensatz zu anderen Farben und Dauerbeleuchtung, die geringste Lockwirkung auf nachts ziehende Vögel haben (Evans, Akashi, Altman, & Manville, 2007; Rebke, et al., 2019; Zhao, Zhang, Che, & Zou, 2020). Dabei werden lange Dunkelphasen mit kurzen Lichtphasen sowie die Synchronisierung des Blinkregimes aller WEA eines OWP empfohlen (Ballasus, Hill, & Hüppop, 2009; Dierschke, et al., 2021).

Maßnahmen zur Reduzierung von Lichtemissionen sind nur unter Berücksichtigung der Anforderungen eines sicheren Schiffs- und Luftverkehrs möglich.

---

[26] Die Leitlinien für die Emissionsstudie für Offshore-Plattformen (https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Offshore-Vorhaben/Windparks/_Anlagen/Downloads/Leitlinie_Emissionsstudie_fuer_Offshore_Plattformen_inkl_Annex.pdf) sowie Offshore-WEA (https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Offshore-Vorhaben/Windparks/_Anlagen/Downloads/Leitlinie_Emissionsstudie_fuer_Offshore_WEA.pdf) sind auf der BSH-Internetseite verfügbar.

[27] Das Rahmenkonzept ist verfügbar unter https://www.bsh.de/EN/TOPICS/Offshore/Offshore_projects/Wind_farms/_Anlagen/Downloads/Rahmenkonzept-Abfall-Betriebsstoffe.pdf

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

Betriebsstoffe

Das Minimierungsgebot umfasst auch, dass zum Betrieb möglichst umweltverträgliche Betriebsstoffe (etwa Öle, Schmierfette) einzusetzen und biologisch abbaubare Betriebsstoffe, soweit verfügbar, zu bevorzugen sind. Die Umweltverträglichkeit der eingesetzten Betriebsstoffe muss durch umfassende Alternativenprüfungen sichergestellt sein.

Fluorierte Treibhausgase in Schaltanlagen, Kühl- und Klimasystemen sowie Brandschutzanlagen

Da die Vorgaben der Verordnung (EU) 2024/573 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 7. Februar 2024 über fluorierte Treibhausgase einzuhalten sind, sind die in Schaltanlagen, Kühl- und Klimasystemen sowie Brandschutzanlagen eingesetzten Betriebsstoffe auf ihre Klimawirksamkeit hin zu bewerten. Es gelten die in dieser Verordnung genannten Übergangsregelungen.

Unter Beachtung der genannten Verordnung sind Betriebsstoffe zu verwenden, die kein oder ein möglichst geringes Treibhausgaspotenzial besitzen. Zusätzlich sind Anlagen mit möglichst niedrigen Leckageraten einzusetzen. Insbesondere Schwefelhexafluorid (SF_6) ist ein hoch klimawirksames Gas. Es ist zu prüfen, ob nach Stand der Technik SF_6 – sofern dessen Einsatz nach Maßgabe der vorgenannten Verordnung denn überhaupt zulässig wäre – durch eine weniger oder nicht klimawirksame Alternative ersetzt werden kann. Die Substitutionsprüfung und deren Ergebnis ist in den Zulassungsverfahren darzustellen und zu begründen.

Bauliche und betriebliche Vorsichts- und Sicherheitsmaßnahmen

Mögliche bauliche Sicherheitssysteme und -maßnahmen zur Vermeidung und Überwachung von Schadstoffunfällen und Umwelteinträgen umfassen u. a. Einhausungen, Doppelwandigkeit, Raum/ Türsülle, Auffangwannen, Drainagesysteme, Sammeltanks oder Leckage- und Fernüberwachung. Dies gilt insbesondere für Anlagen, die größere Mengen an Betriebsstoffen und/ oder wassergefährdenden Stoffen enthalten oder führen (z. B. Dieseltanks, Rohrleitungen, Transformatoren). Fehlauslösungen der Brandschutzanlagen auf Hubschrauberlandedecks sind unbedingt zu vermeiden.

Da im Offshore-Bereich von Betriebsstoffwechseln und Betankungsmaßnahmen ein erhöhtes Gefährdungspotenzial 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), um Schadstoffunfälle und Umwelteinträge zu vermeiden.

Abfall

Abfall ist an Land zu verbringen und dort nach den geltenden abfallrechtlichen Bestimmungen zu entsorgen. Die Regelungen dieses Planungsgrundsatzes zu einer im Einzelfall zulässigen Einleitung von ordnungsgemäß behandeltem Abwasser oder der Einleitung von Drainagewasser mit einem maximalen Ölgehalt von 5 Milligramm je Liter bleiben unberührt.

Korrosionsschutz

Sollte der Einsatz von galvanischen Anoden (Opferanoden), typischerweise bestehend aus Legierungen aus Aluminium-Zink-Indium, unvermeidbar sein, ist dieser nur in Kombination mit einer geeigneten Beschichtung der Gründungsstrukturen zulässig (vgl. Standard Konstruktion des BSH). Der Gehalt an Nebenbestandteilen der Anodenlegierungen, insbesondere von Zink, Cadmium, Blei, Kupfer und Quecksilber, ist so weit wie möglich zu reduzieren. Der zur Funktionalität der Anoden erforderliche Zinkanteil ist zudem auf ein technisch notweniges Mindestmaß zu begrenzen.

Das kathodische Korrosionsschutzsystem 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, sollen in den Innenbereichen der Gründungsstrukturen Fremdstromsysteme als kathodisches Korrosionsschutzsystem zum Einsatz kommen.

Die Mindestanforderungen für den Korrosionsschutz im Standard Konstruktion des BSH sind einzuhalten. Die Verwendung von Bioziden wie Tributylzinn (TBT) oder anderweitigen Anti-Fouling-Mitteln zum Schutz der technischen Oberflächen vor der unerwünschten Ansiedlung von Organismen ist untersagt.

Anlagenkühlung

Seewasserkühlsysteme mit Einleitungen im regulären Betrieb sind nur in begründeten Ausnahmefällen zulässig, etwa wenn die benötigte Kühlleistung mit geschlossenen Systemen oder Systemvarianten nachweislich nicht erreicht werden kann und auch keine geeigneten Alternativsysteme zur Verfügung stehen.

Antifouling-Mittel bzw. Biozide sind reaktive Substanzen und besitzen, abhängig von der Konzentration, abträgliche Auswirkungen auf die aquatische Umwelt. Um einer Verschmutzung der Meeresumwelt entgegenzuwirken ist der Einsatz von Antifouling-Mitteln bzw. Bioziden in Seewasserkühlsystemen durch eine bedarfsgerechte Behandlungsstrategie auf ein Mindestmaß zu begrenzen. Die Möglichkeit einer saisonalen Abschaltung der Zugabe von Antifouling-Mitteln bzw. Bioziden, unter Beachtung der zu erwartenden Stärke des marinen Bewuchses, ist zu prüfen. Sofern Verfahren mit Chlorierungen vorgesehen sind, ist die Konzentration am Auslass, also bei Einleitung in die Meeresumwelt, zu überwachen und eine maximale Einleitkonzentration von 0,2 ppm Total Residual Oxidant (TRO) grundsätzlich einzuhalten. Eine Überwachung der Bewuchsstärke ist in Betracht zu ziehen. Der Einsatz von Antifouling-Mittel bzw. Bioziden bedarf vorab einer umfassenden umweltfachlichen Bewertung.

Abwasser

Abwasserbehandlungsanlagen auf Plattformen sind grundsätzlich nicht zulässig und die im Planungsgrundsatz genannten Abwasser dürfen grundsätzlich nicht in die Meeresumwelt gelangen. Da auch mit der Einleitung von behandeltem Abwasser noch in einem gewissen Umfang stoffliche Einleitungen verbunden sind, ist das Abwasser grundsätzlich fachgerecht zu sammeln, an Land zu verbringen und dort nach den geltenden abfallrechtlichen Bestimmungen zu entsorgen.

Auf nicht durchgehend bemannten Plattformen ist grundsätzlich auf Lösungen zurückzugreifen, die nicht zu einer Einleitung führen, etwa durch Vorhaltung ausreichend dimensionierter Sammeltanks zum

fachgerechten Sammeln des Abwassers, um die nur in begrenztem Umfang anfallenden Abwassermengen an Land zu verbringen oder es ist auf anderweitige Lösungen zurückzugreifen (etwa „Verbrennungstoiletten“).

Auf dauerhaft oder nur zeitweise bemannten Plattformen kann eine Abwasserbehandlungsanlage ausnahmsweise zulässig sein, insbesondere dann, wenn die mit dem Verbringen des Abwassers an Land verbundenen negativen Auswirkungen auf die Meeresumwelt – etwa durch die erforderliche Anzahl an Schiffstransporten – die mit dem Einleiten des behandelten Abwassers verbundenen Auswirkungen übersteigen.

Die Chlorierung von Abwässern ist nicht zulässig, da durch Chlorierungsprozesse umweltbedenkliche halogenierte Sekundärverbindungen entstehen.

Im Zulassungsverfahren ist ein Abwasserkonzept vorzulegen, damit das BSH die Möglichkeit erhält, das Konzept zu prüfen und über die ordnungsgemäße Beseitigung des anfallenden Abwassers zu entscheiden.

Auf nur während Wartungsarbeiten bemannten Plattformen fallen nur zeitlich begrenzt Abwasser an. Abwasserbehandlungsanlagen sind im diskontinuierlichen Betrieb jedoch nur eingeschränkt effektiv, sodass es durch unzureichend behandeltes Abwasser zu über das vermeidbare Maß hinausgehenden Emissionen in die Meeresumwelt kommen kann. Aus diesem Grund ist die Funktionsfähigkeit der Abwasserbehandlungsanlagen zum Beispiel durch Zugabe von Nährlösungen dauerhaft aufrechtzuerhalten.“

Die Abwasserbehandlungsanlage muss dem Stand der Technik entsprechen. Dies beinhaltet unter anderem, dass nur eine Abwasserbehandlungsanlage zulässig ist, die mindestens gemäß den Vorgaben der MARPOL Resolution MEPC.227(64) „2012 Guidelines on Implementation of Effluent Standards and Performance Tests for Sewage Treatment Plants“ Annex 22 Abs. Nr. 2.7. (MARPOL, 2012) entspricht und Stickstoff- und Phosphorverbindungen reduziert.

Sind Abwasserbehandlungsanlagen im Einzelfall zulässig, so sind in diesen sämtliche auf der Plattform anfallenden Abwasser zu behandeln.

Die Chlorierung von Abwässern ist nicht zulässig, da durch Chlorierungsprozesse umweltbedenkliche halogenierte Sekundärverbindungen entstehen. Es müssen andere Techniken verwendet werden, die nachweislich umweltfreundlicher sind, etwa UV-Systeme oder Ultrafiltration. Zurückgehaltene Feststoffe müssen an Land entsorgt werden.

Zur Sicherstellung des ordnungsgemäßen Betriebs und zur Überprüfung der Reinigungsleistung und der Einleitwerte in der Betriebsphase ist das Abwasser regelmäßig zu beproben und zu analysieren. An Abwasserbehandlungsanlagen sind zu diesem Zweck geeignete Probenahmestellen an Zu- und Ablauf vorzusehen. Hierdurch sollen die Probenahme und eine nachgehende Analyse des Abwassers ermöglicht werden.

Eine Begründung für die Notwendigkeit einer Abwasserbehandlungsanlage ist für den jeweiligen Anwendungsfall im Rahmen des Zulassungsverfahrens darzulegen.

Ölgehalt des Drainagewassers

Soweit kein geschlossenes System zur Sammlung des Drainagewassers und anschließender Entsorgung an Land, sondern ein Ölabscheider verwendet wird, darf der Ölgehalt 5 Milligramm je Liter bei der Einleitung nicht überschreiten, um die Einleitung von im Drainagewasser enthaltenem Öl in die Meeresumwelt zu mindern. Die Festlegung des maximalen Ölgehalts auf 5 Milligramm je Liter beruht auf dem gegenwärtigen Stand der Umsetzung in bestehenden OWP und der technischen Verfügbarkeit dieser Systeme (etwa DIN EN 858-1).

Um die Einhaltung des maximalen Ölgehalts bei der Einleitung in die Meeresumwelt zu überwachen, ist der Ölgehalt im Drainagewasser nach dem Passieren des Ölabscheiders im Ablauf mittels Sensoren kontinuierlich zu überwachen.

Löschmittel

Aufgrund der unmittelbaren Nähe der installierten baulichen Anlagen zur Meeresumwelt ist der Einsatz potenziell menschen- und umweltgefährdender Chemikalien so weit wie möglich zu minimieren. Auf Hubschrauberlandedecks kann dies insbesondere durch die Installation einer passiv feuerhemmenden Aufsetz- und Abhebefläche (TLOF) erreicht werden, die große Mengen brennender Flüssigkeiten zügig ableitet und den Einsatz von ausschließlich Wasser (Frisch- oder Seewasser) anstelle eines Löschschaums im primären Brandbekämpfungssystem erlaubt. Auf die Vorgaben des SOLF Teil 3, wird verwiesen. Insbesondere PFAS, z. B. in Löschschäumen, sind ökotoxikologisch besonders kritische Stoffe, haben nachweislich negative Auswirkungen auf die Meeresumwelt und reichern sich als extrem langlebige Substanzen überall vorkommend an. Daher sind Löschmittel zu wählen, die die Vorgaben der Verordnungen (EG) 1907/2006 zur Registrierung, Bewertung, Zulassung und Beschränkung chemischer Stoffe (REACH) und der Verordnung (EU) 2019/1021 über persistente organische Schadstoffe einschließlich der Änderungen in Anhängen der zuvor genannten Verordnungen einhalten. Darüber hinaus gilt für Stoffe, die nicht unter die genannten Verordnungen fallen, dass Löschmittel zu wählen sind, die keine PFAS enthalten.

Der Einsatz von Bypass-Systemen stellt sicher, dass der anfallende Löschschaum in einen Sammeltank und nicht in die Meeresumwelt geleitet wird. Zudem sind Ölabscheidesysteme nicht zur Behandlung von Löschschäumen geeignet.

Mit der Vorgabe, dass Feuerlöschübungen ausschließlich mit Wasser durchzuführen sind, wird der allgemeine Grundsatz, dass Emissionen zu vermeiden oder soweit sie unvermeidlich sind, zu vermindern sind, konkretisiert.

Dieselgeneratoren

Mit dieser Vorgabe für Plattformen ist sichergestellt, dass ein ausreichendes Schutzniveau gewährleistet ist, während aus verschiedenen geeigneten Zertifizierungen gewählt werden kann.

Auf WEA ist der Einsatz von Dieselgeneratoren für die Notstromversorgung zu vermeiden. Der Einsatz von Dieselgeneratoren führt zu Luftemissionen. Hinzu kommt, dass für den Betrieb von Dieselgeneratoren umfangreiche Betankungsmaßnahmen und Treibstofflagerung erforderlich sind, durch die sich Risiken einer Umweltgefährdung durch Ölunfälle ergeben können. Daher sind zur vorübergehenden

Versorgung der WEA im Rahmen der Sicherstellung der allgemeinen Betriebssicherheit, wenn möglich, alternative Systeme einzusetzen. Sollte der Einsatz von Dieselgeneratoren für die Notstromversorgung im begründeten Einzelfall nicht vermieden werden können, müssen auch diese Dieselgeneratoren bezüglich der Emissionswerte nach MARPOL (Anhang VI) zertifiziert sein. Sollten diese Emissionswerte aufgrund zu geringer Leistung der Generatoren nicht anwendbar sein, so müssen anderweitig geltende Emissionsstandards herangezogen werden (z. B. EU-Norm 97/68/EG und dessen Novellierungen, dort: stage III/IV).

Um die Emissionen von Schwefeldioxid auf ein Mindestmaß zu reduzieren, muss unter Berücksichtigung der Lagerfähigkeit des jeweiligen Produkts möglichst schwefelarmer Kraftstoff verwendet werden (etwa schwefelarmes Heizöl nach DIN 51603-1 bzw. Diesel nach DIN EN 590 (sogenannter „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

Die Festlegung zu Groutverfahren dient der Verminderung des Eintrags von Groutmaterial während der Bauphase und von Schadstofffreisetzungen aus dem Groutmaterial in die Meeresumwelt.

Mikroplastik

Über die Lebensdauer der baulichen Anlagen sind durch Alterung, Abrieb und Abplatzungen Mikroplastikeinträge in die Meeresumwelt zu erwarten. Daher soll schon in der Design- und Planungsphase möglichst auf langlebige Materialien geachtet werden, die den Eintrag von Mikroplastik in die Meeresumwelt vermeiden oder, soweit er unvermeidlich ist, vermindern. Bei Rotorblättern ist dabei besonderes Augenmerk auf die Maßnahmen zum Vorderkantenschutz (Leading Edge Protection) zu legen. Der sich stetig weiterentwickelnde Stand der Technik ist dabei zu berücksichtigen. Die geplanten Maßnahmen zur Emissionsminimierung von Mikroplastik sind im Zulassungsverfahren im Rahmen des Emissionskonzepts darzustellen.

Zudem können Mikroplastikeinträge in der Betriebsphase insbesondere durch Instandhaltungsarbeiten an den Oberflächenbeschichtungen der baulichen Anlagen oder Reparaturen an Rotorblättern entstehen. Bei solchen Arbeiten müssen daher geeignete Schutzmaßnahmen zum Einsatz kommen, die den Eintrag von Mikroplastik in die Meeresumwelt so weit wie möglich verhindern. Dies gilt insbesondere bei exponierten Lagen (Außenbereich). Mögliche Schutzmaßnahmen können z. B. Einhausungen der betroffenen Bereiche, Absaugungen bei Schleifarbeiten und Auffangvorrichtungen sein. Die getroffenen Schutzmaßnahmen sind im Vorwege der Arbeiten im Ausführungskonzept festzuhalten.

7.1.6 Minimierung von Kolk- und Kabelschutzmaßnahmen

Für die dauerhafte Stand- bzw. Positionssicherheit von Bauwerken auf dem Meeresboden sind regelmäßig Maßnahmen zur Vermeidung von Kolkbildungen erforderlich. Im Zulassungsverfahren ist darzustellen, welche Maßnahmen zur Minimierung getroffen werden, um den Umfang des eingebrachten Ma-

terials konkret bezogen auf die vorgesehene Gründung und den Standort auf das Mindestmaß zu reduzieren. Die eingebrachte Menge an Kolkschutz ist insbesondere vor dem Hintergrund von Bedeutung, dass diese mit dem Durchmesser der Gründungspfähle ansteigen. Bei jeglichen Kolk- und Kabelschutzmaßnahmen ist das Einbringen von Hartsubstrat auf das zur Herstellung des Schutzes erforderliche Mindestmaß zu begrenzen, um den Eingriff in die Meeresumwelt so gering wie möglich zu halten. Es ist sicherzustellen, dass eine nautisch ausreichende Wassersäule über dem Kreuzungsbauwerk erhalten bleibt.

Sofern bei der Errichtung der Deckschicht von Kreuzungsbauwerken eine Verwendung von Natursteinen oder anderen inerten und natürlichen Materialien technisch nicht möglich ist, gibt es gegen einen Einsatz anderer inerter Materialien (z. B. kunst- und schadstofffreier Betonmatratzen) im begrenzten Umfang keine grundsätzlichen fachlichen Ausschlussgründe, sofern stoffliche Emissionen und eine Abrasion von Kunststoffpartikeln in die Wassersäule ausgeschlossen werden können.

Auch bei sonstigen Kabelschutzmaßnahmen, die etwa im Bereich des Einzugs von Kabeln in WEA oder die Plattform erforderlich werden, gibt es gegen einen Einsatz anderer inerter Materialien (z. B. kunst- und schadstofffreie Betonmatratzen) im begrenzten Umfang keine grundsätzlichen fachlichen Ausschlussgründe, sofern stoffliche Emissionen und eine Abrasion von Kunststoffpartikeln in die Wassersäule ausgeschlossen werden können.

7.1.7 Sedimenterwärmung

Auf Grundlage der Streichung des § 17d Abs. 1b EnWG im Rahmen des WindSeeG-E wird der Planungsgrundsatz Sedimenterwärmung gestrichen und nicht mehr festgelegt. Das sog. “2 K-Kriterium" wird fortan weder auf Planungs- noch auf Zulassungsebene angewendet.

7.1.8 Vogelkollisionsmonitoring

§ 77 Abs. 1 S. 1 Nr. 1 WindSeeG verpflichtet die nach § 78 WindSeeG verantwortlichen Personen sicherzustellen, dass während der Errichtung, während des Betriebs und nach einer Betriebseinstellung keine Gefahren für die Meeresumwelt ausgehen. Hierunter fällt auch, dass kein nachgewiesenes signifikant erhöhtes Kollisionsrisiko von Vögeln mit WEA besteht, das nicht durch Schutzmaßnahmen gemindert werden kann, vgl. § 69 Abs. 3 S. 1 Nr. 1b WindSeeG i. V. m. § 44 BNatschG. Diese Vorgabe entfaltet auch außerhalb der Vogelzugkorridore Wirkung. Daneben bestimmt § 77 Abs. 3 Nr. 1 WindSeeG, dass die verantwortlichen Personen während der Bauphase und während der ersten zehn Jahre des Betriebs der Anlagen ein Monitoring zu den bau- und betriebsbedingten Auswirkungen der Anlagen auf die Meeresumwelt durchzuführen und die gewonnenen Daten dem BSH und dem BfN unverzüglich zu übermitteln haben. Im Rahmen des umweltrechtlichen Vorsorgeprinzips zum Schutz von Zugvögeln soll bezüglich möglicher Kollisionen von Vögeln mit WEA grundsätzlich ein Vogelkollisionsmonitoring erfolgen. Das Vogelkollisionsmonitoring ist im Rahmen des Betriebsmonitorings grundsätzlich mit einem Zeitraum von zunächst zehn Jahren zu planen. Auf die Möglichkeiten nach § 79 Abs. 1 bis 3 i. V. m. § 69 Abs. 3 S. 1 Nr. 1b WindSeeG wird hingewiesen.

Um dafür zu sorgen, dass ein fachlich abgestimmtes Vogelkollisionsmonitoring durchgeführt wird, ist eine frühzeitige Einreichung eines Monitoringkonzeptes notwendig. Das Konzept ist von Fachexperten zu erstellen und mit dem BSH abzustimmen.

Ziel der Erfassung ist, das standortspezifische Kollisionsrisiko in Relation zur standortbezogenen Zugintensität zu interpretieren und hinsichtlich der Auswirkungen von Wetterbedingungen und Betriebszustand der WEA in Beziehung zu setzen bzw. auszuwerten. Hohe Zugraten gehen nicht zwangsläufig mit einem hohen Kollisionsrisiko (relativer Anteil der Kollisionen an der gesamten Anzahl ziehender Vögel im Bereich der untersuchten Fläche) einher. Einige Vögel können kleinräumig vor den Rotoren ausweichen (Micro-Avoidance). Auch bei geringen Zugraten kann es demgegenüber z. B. bei schlechten Wetterverhältnissen zu Kollisionen kommen.

Um die Anzahl von kollidierenden Vögeln mit den auf den Flächen betriebenen WEA zu erfassen, ist ein Kollisionsmonitoring mit für den marinen Bereich geeigneten Messsystemen, die die Gesamtbreite des zu erwartenden Artenspektrums erfassen können (auch kleine Singvögel), erforderlich. Hierfür ist nach derzeitigem Stand der Technik oder Stand von Wissenschaft und Technik eine kombinierte Erfassung mit Radarsystemen zur Erfassung der Zugphänologie und Intensität, Kamerasystemen (inkl. Infrarotkameras) zur Erfassung der Individuen im Rotorbereich und Wettersensoren erforderlich. Hinsichtlich der Erfassung von Wetterbedingungen sind die Parameter Niederschlag, Nebel/ Sichtweiten, Windgeschwindigkeit und Windrichtung aufzunehmen. Als weitere Begleitdaten ist der Betriebszustand der WEA (Stillstand, Trudelbetrieb, Umdrehungen pro Minute und Ausrichtung der Rotorblätter zur Zugrichtung) zu erfassen. Sind technische Systeme, die direkte Vogelkollisionen mit WEA in Echtzeit quantitativ und belastbar erfassen können (z. B. Vibrationssensoren), verfügbar, können diese nach Zustimmung des BSHs eingesetzt werden. Es ist insbesondere der Nachweis zu erbringen, wie Vogelkollisionen verlässlich detektiert werden und wie die Wartung der Sensoren im Betrieb der WEA erfolgt. Die direkte Erfassung von Kollisionen könnte in Ergänzung zu Kameraerfassungen voraussichtlich eine präzisere Messung der Kollisionssterblichkeit als eine alleinige kameragestützte Erfassung von Vögeln im Nahbereich der Rotorblätter liefern. Bei letzterer handelt es sich um eine konservative Methode, die die Anzahl von Kollisionen potenziell überschätzt und die abhängig von Sichtbedingungen ist.

Für Einzelheiten zu den Anforderungen an den “Stand der Technik” oder den “Stand von Wissenschaft und Technik” sowie zu Fällen, in denen beispielsweise bei gesetzlichen Anforderungen ggf. allein der Stand der Technik maßgeblich ist, vgl. die Begründung zu Planungsgrundsatz 7.1.3.

Sollte sich während der Laufzeit des Vogelkollisionsmonitorings die fachliche Notwendigkeit ergeben, kann im Rahmen der Verhältnismäßigkeit eine Anpassung oder Nachrüstung der verwendeten Systeme bzw. der Auswertungsmethodik erforderlich werden. Während der Zugperioden im Herbst und im Frühjahr überquert ein Großteil der Zugvögel die deutsche AWZ der Nordsee und Ostsee. Aus diesem Grund sind jedenfalls während der Hauptzugzeiten vom 1. März bis 31. Mai und vom 15. Juli bis 30. November kontinuierliche Erfassungen erforderlich. Um dies sicherzustellen, sind für den Fall eines Ausfalls eines oder mehrerer Systeme Ersatzgeräte bereit zu halten, um die Erfassung unverzüglich erneut aufnehmen zu können. Das BSH ist über etwaige Ausfälle in der Erfassung und unternommene Maßnahmen zur Wiederaufnahme der Erfassung unverzüglich zu unterrichten.

Anzahl und Standorte der mit Erfassungssystemen ausgestatteten WEA müssen geeignet sein, um für die jeweilige Fläche bzw. den sonstigen Energiegewinnungsbereich repräsentative Daten zu erheben. Im Rahmen eines Windparkverfahrens in der Ostsee wurde beispielsweise mit Systemen zur Erfassung auf der Umspannplattform sowie an fünf WEA geplant. Die Anzahl der Standorte mit Erfassungssystemen ist jeweils in Abhängigkeit des Windparklayouts, der Lage in Kontext mit anderen OWP und den jeweiligen Standortbedingungen festzulegen und kann auch von dieser Anzahl abweichen. Daten sind repräsentativ, wenn sie verlässliche Hochrechnungen von Kollisionsereignissen auf den gesamten Untersuchungsraum ermöglichen. Eine eindeutige Zuordnung der Individuen, die von Kollisionen betroffen sind, ist zumindest bis zur Artgruppe erforderlich. Daher muss gewährleistet sein, dass keine Kollisionen verpasst („false negatives“) und detektierte Kollisionen („true positives“) korrekt klassifiziert und quantifiziert werden können. Die eingesetzten Erfassungssysteme müssen technisch in der Lage sein und so positioniert werden, dass das allgemein zu erwartende Artenspektrum des Vogelzuges (beispielsweise auch sehr kleine und leichte Singvögel) zu jeder Zeit (auch bei schlechten Wetterbedingungen sowie Betrieb und Nicht-Betrieb der WEA) und im ganzen Rotorbereich (d. h. Abdeckung des Gefahrenbereichs zu 100 Prozent) erfasst wird. Das zu erwartende Artenspektrum kann aus Jahresberichten zu den Standarduntersuchungen für das Schutzgut Zugvögel, bzw. aus Fachliteratur zum Vogelzug über der deutschen AWZ entnommen werden. Werden mehrere Messsysteme (vom gleichen oder anderen Bautyp) zur ganzheitlichen Abdeckung des Rotorbereichs eingesetzt, muss gewährleistet werden, dass es zu keinen Mehrfachzählungen kommt, bzw. diese eindeutig zu erkennen sind und bei der Auswertung berücksichtigt werden.

Die Kalibrierung der eingesetzten Systeme ist die Voraussetzung für die Interpretation der Messdaten und ist methodisch detailliert im Untersuchungskonzept des Vogelkollisionsmonitorings darzulegen. Sie muss vor Betriebsbeginn abgeschlossen und vom BSH genehmigt sein. Die Dokumentation der Kalibrierung ist Teil der Berichterstattung an das BSH.

Um das Kollisionsrisiko in Relation zur standortbezogenen Zugintensität zu setzen, ist das Gesamtzuggeschehen mit Vogelradaren zu erfassen. Neben der kontinuierlichen Erfassung des Vogelzuges erlauben spezialisierte Vogelradarsysteme, Insekten sicher von Vogelsignalen zu unterscheiden sowie Artengruppen voneinander abzugrenzen. Dies ist für die Auswertung des Kollisionsrisikos erforderlich und bei den herkömmlichen und nicht für die Vogelerfassung entwickelten Schiffsradaren nicht möglich.

Das Vogelkollisionsmonitoring dient primär der Erfassung von Zugvögeln. Sollten die Erfassungssysteme jedoch Fledermäuse im Umfeld bzw. im Gefahrenbereich der Anlagen detektieren, sind diese Daten separat auszuwerten und in der Berichterstellung und im Vollzugsverfahren einzubeziehen.

7.1.9 Umweltfachliche Begleitforschung

Begleitforschungsvorhaben – beispielsweise des BfN, des BSH oder von durch diese Behörden beauftragten Forschungseinrichtungen – tragen dazu bei, die Wechselwirkungen zwischen der Nutzung von Windenergie auf See sowie sonstigen Energiegewinnungsanlagen und der Meeresumwelt besser zu verstehen und bewerten zu können. Insbesondere die Wechselwirkung zwischen verschiedenen Schutzgütern und Windparks sind noch nicht abschließend geklärt, ebenso wenig kumulative Effekte von zeitgleichen Bauarbeiten bzw. der Effekt zusammenhängender Flächen auf einzelne Schutzgüter, sowie

der Effekt zusammenhängender Flächen auf die Interaktionen zwischen den Schutzgütern und nicht zuletzt die Wirkung auf das Ökosystem. Somit dient der vorliegende Planungsgrundsatz dem Erkenntnisgewinn in Bezug auf Gefährdungen der Meeresumwelt und zur Weiterentwicklung und Effizienzkontrolle von Vermeidungs- und Minderungsmaßnahmen.

Die Vorhabensträger sollen der durchführenden Einrichtung die Begleitforschung ermöglichen und nach Absprache Zugang gewähren, soweit die Belange der Vorhabensträger nicht unverhältnismäßig beeinträchtigt werden. Dies meint nicht eine Pflicht zur Kostentragung, sondern bedeutet vielmehr die Aufforderung zur gutnachbarschaftlichen Zusammenarbeit. So könnten ggf. ungenutzte Plätze für einen Transfer zur Verfügung gestellt werden oder Messdaten könnten über Kommunikationsmittel des Vorhabensträgers weitergeleitet werden, sofern technisch und logistisch möglich oder es könnte ggf. ein Stromanschluss zur Verfügung gestellt werden. Die konkrete Ausgestaltung der Begleitforschung ist zwischen der die Begleitforschung durchführenden Einrichtung und den Vorhabensträgern abzustimmen.

7.2 Keine Beeinträchtigung der Sicherheit und Leichtigkeit des Schiffsverkehrs

Diese Festlegung leitet sich aus § 5 Abs. 3 Nr. 3 WindSeeG und dem Grundsatz 2.2.1 (3) des ROP 2021 ab, nach dem wirtschaftliche Nutzungen die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs so wenig wie möglich beeinträchtigen sollen.

Um WEA, Plattformen bzw. sonstige Energiegewinnungsanlagen wird durch das BSH regelmäßig eine gemeinsame Sicherheitszone eingerichtet. Diese 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. Auf die diesbezügliche Zuständigkeit der GDWS für das Aufstellen von etwaigen Befahrensregeln wird verwiesen. In den Bereichen, in denen im Rahmen der Zielabweichung vom ROP 2021 Gebiete und Flächen in Vorranggebieten Schifffahrt des ROP 2021 festgelegt werden, ist abweichend vom Planungsgrundsatz auch die Festlegung von Sicherheitszonen in Vorrang- und Vorbehaltsgebieten Schifffahrt erforderlich.

Bei Kabelsystemen ist durch die vorgegebene Überdeckung (vgl. Planungsgrundsatz 7.13.6) sowie die Kreuzungswinkel (vgl. Planungsgrundsatz 7.13.3) keine Beeinträchtigung der Schifffahrt zu erwarten.

Auf die Planungsgrundsätze 7.8 und 7.10 wird hingewiesen.

Nach aktuellem Kenntnisstand ist die Vorhaltung zusätzlicher Schleppkapazität von voraussichtlich mindestens einem weiteren Schlepper im Verkehrsraum der Schifffahrtsroute SN10 des ROP 2021 notwendige Voraussetzung, um die bei dem weiteren Ausbau von Flächen in der Zone 3 sowie im Bereich der Schifffahrtsroute SN10 verursachten Risiken für die Sicherheit und Leichtigkeit des Schiffsverkehrs zu minimieren. Zu diesem Ergebnis kommt die aus Anlass der Fortschreibung des FEP entwickelte Risikoanalyse im Fachgutachten „Verkehrlich-schifffahrtspolizeiliche Risikoanalyse der im Rahmen der Fortschreibung des FEP der deutschen AWZ der Nordsee festzulegenden Gebiete“ (DNV GL, 2021) vom April 2021 unter Berücksichtigung der durch die AG „Genehmigungsrelevante Richtwerte“ des BMDV im Zusammenhang mit der Risikoanalyse und -bewertung von OWP vorgegebenen Parameter, Kriterien und Akzeptanzgrenzwerte. Auch aktuelle Erkenntnisse des Schifffahrtsgutachtens für die zukünftige

Gestaltung der Schifffahrtsroute SN10 stützen unter Anwendung einer anderen Methodik die Annahme der Notwendigkeit zusätzlicher Schleppkapazität in dem oben genannten Verkehrsraum (ABL Group, MARIN, 2024). Die Pflicht zur Bereitstellung zusätzlicher Schleppkapazitäten trifft zunächst die OWP-Vorhabensträger östlich SN10 in den Gebieten N-9, N-10, N-11, N-12 und N-13 jeweils einzeln und gemeinschaftlich. Es bleibt den OWP-Vorhabensträgern überlassen, ein gemeinschaftliches Modell für den Betrieb zu entwickeln. Diese Anforderung ist auch dann erfüllt, wenn die Bereitstellung durch Dritte (z. B. Havariekommando, WSV) auf Kosten der OWP-Vorhabensträger erfolgt. Auf Grundlage der vorliegenden Schifffahrtsgutachten, insbesondere (DNV GL, 2021), ist zu erwarten, dass die Erforderlichkeit zusätzlicher Schleppkapazität ab dem Zeitpunkt der ersten vollständig abgeschlossenen Bebauung einer Fläche in den Gebieten N-11 oder N-12 eintritt.

Die Positionierung der zusätzlichen Schleppkapazität liegt voraussichtlich im Kreuzungsbereich der Schifffahrtsroute SN10 mit der Schifffahrtsroute SN4.

Die Anforderungen an die Schleppkapazität müssen den Begebenheiten des betreffenden Verkehrsraums entsprechen. Zudem sind Gerätschaften und Personal für eine ausreichende medizinische Erstversorgung vorzuhalten. Den Verkehrszentralen der WSV soll gegenüber den Schleppkapazitäten eine Weisungsbefugnis zukommen. Zudem ist ein Zugriffsrecht des Havariekommandos im Bedarfsfall und im Verteidigungsfall zuständiger Stellen der Bundeswehr erforderlich. Andere Lösungen für Vorhaltung und Betrieb der Schleppkapazitäten, die im Einvernehmen mit allen beteiligten Behörden entwickelt werden, sind durch den vorstehenden Planungsgrundsatz nicht ausgeschlossen.

Die zusätzliche Schleppkapazität bzw. der Schlepper muss derart ausgelegt sein, dass er auch bei widrigsten Wetterbedingungen in dem vorgesehenen Seegebiet einsatzfähig bleibt und eine für Notschleppeinsätze erforderliche Besatzungsstärke und geeignete Schleppausrüstung vorhält. Zudem muss der Schlepper eine vom vorgesehenen Positionierungsort abhängige Mindestgeschwindigkeit erreichen, um einen Havaristen im Einsatzfall möglichst schnell erreichen zu können. Der erforderliche Pfahlzug des Schleppers muss entsprechend der in dem Seegebiet vorherrschenden Verkehre festgelegt werden.

Mindestens ist die Erfüllung der Anforderungen an bestehende staatliche Notschleppkapazitäten zu gewährleisten (etwa Notschlepper Nordic, siehe auch Standards und Richtwerte für die Art, Dimensionierung Anzahl der an Bord mitzuführenden Bestandteile der Schleppausrüstung aus dem Konzept zur Schleppausrüstung der Mehrzweckschiffe des Havariekommandos). Das Notschleppen umfasst im Wesentlichen die Herstellung einer Schleppverbindung und das anschließende Halten in See oder Verschleppen („kontrolliertes Driften“) des treibenden Havaristen. Diese Maßnahmen werden durchgeführt, bis die Manövrierfähigkeit des Havaristen wiederhergestellt ist, kommerzielle Bergungsschlepper den Havaristen gefahrlos übernehmen können oder die Gefahr anderweitig beseitigt wurde.

Von dieser Festlegung zur Bereitstellung zusätzlicher Schleppkapazität im Einzugsbereich der Schifffahrtsroute SN10 durch die OWP (Planungsgrundsatz 7.2 (k)) bleibt die allgemeine Möglichkeit zur Anordnung von anteilig zu verantwortender Schleppkapazität gemäß Planungsgrundsatz 7.2 (j) unberührt. Danach kann das im Rahmen der Zulassungsverfahren für OWP, Plattformen und sonstige Energiegewinnungsanlagen zur Vorhaltung von Schleppkapazität, auch im Einzugsbereich der Schifffahrtsroute SN10, verpflichten. Planungsgrundsatz 7.2 (k) regelt insoweit lediglich eine Konkretisierung für einen

räumlich beschränkten Verkehrsbereich sowie eine auf die OWP-Vorhabensträger beschränkte Verantwortlichkeit. Die Notwendigkeit etwaiger darüber hinaus gehender Schleppkapazität wird in Abhängigkeit der weiteren Bebauung sowie der Verkehrsentwicklung im betreffenden Verkehrsraum oder anderer maßgeblicher Rahmenbedingungen zu bewerten sein und ist derzeit nicht ausgeschlossen.

7.3 Keine Beeinträchtigung der Sicherheit und Leichtigkeit des Luftverkehrs

Die in diesem Planungsgrundsatz enthaltenen Regelungen stellen sicher, dass die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs, hier des Luftverkehrs, nicht beeinträchtigt wird, § 5 Abs. 3 S. 1 Nr. 3 WindSeeG.
Die Hindernisfreiheit oberhalb der zum Schutz von Luftfahrzeugen im Fluge festgelegten Flächen stellt ein wesentliches Kriterium für einen sicheren Flugbetrieb an einem Offshore-Flugplatz dar. Deshalb muss verhindert werden, dass geplante, zugelassene oder realisierte Offshore-Flugplätze (derzeit in der AWZ ausschließlich Hubschrauberlandedecks) durch die Zunahme von Hindernissen in ihrer Umgebung unbenutzbar werden. Hierzu werden Hindernisbegrenzungsflächen und -sektoren festgelegt, mit denen Höhen spezifiziert werden, bis zu denen Objekte in den Luftraum hineinragen dürfen. Ihre jeweilige Dimensionierung und Ausrichtung wird durch die diesbezüglichen Vorgaben im SOLF, Teil 3 definiert.
Änderungen der Hinderniskulisse aufgrund der neu zu errichtenden oder wesentlich zu ändernden Einrichtungen können eine Anpassung oder Erweiterung der Hindernisbegrenzungsflächen und -sektoren geplanter, zugelassener oder realisierter Offshore-Flugplätze benachbarter Dritter auf dem oder in das Vorhabengebiet erforderlich machen. Dazu müssen vom Vorhabensträger die entsprechenden Hindernisbegrenzungsvorgaben des SOLF, Teil 3 bei der Planung beachtet werden.
Bei Vorhaben, bei denen es sich sowohl beim Vorhabensträger als auch bei den Dritten jeweils noch um Planungen handelt, müssen sich die betreffenden Vorhabensträger untereinander, unter Beachtung der diesbezüglichen Regelungen im SOLF, abstimmen. Sind hingegen Hindernisbegrenzungsflächen und -sektoren bereits zugelassener oder realisierter Offshore-Flugplätze betroffen, so muss deren Hindernisfreiheit gemäß SOLF vollumfänglich sichergestellt werden. Die betroffenen Dritten müssen hierzu vom Vorhabensträger entsprechend eingebunden werden.
Der Planungsgrundsatz dient der Flächensparsamkeit, etwa indem die Hindernisbegrenzungsflächen und -sektoren so weit wie möglich außerhalb von Flächen und sonstigen Energiegewinnungsbereichen geplant werden oder ohnehin von Bebauung freizuhaltende Bereiche wie Kabelkorridore für die Einrichtung der Luftverkehrsflächen genutzt werden.

Hindernisbegrenzungsflächen und -sektoren von Offshore-Flugplätzen dürfen grundsätzlich nicht über die Grenzen der deutschen AWZ hinaus angelegt werden, um zu verhindern, dass diese außerhalb der deutschen AWZ in ihrer Nutzung eingeschränkt oder unbenutzbar werden oder ihrerseits dortige Nutzungen einschränken. Es besteht außerhalb der deutschen AWZ-Grenzen kein Einfluss auf etwaige dort vorgesehene Nutzungen, sodass für diese Bereiche eine verlässliche Planung und die erforderliche Hindernisfreiheit gemäß Planungsgrundsatz (d) grundsätzlich nicht sichergestellt werden kann. Daher ist eine Abweichung von e) nur möglich, wenn der Vorhabensträger eine ausdrückliche Einwilligung des benachbarten Staates, dessen AWZ betroffen ist, vorlegt.

Im Vorhabengebiet wird regelmäßig Flugbetrieb stattfinden (z. B. medizinische Hubschraubernoteinsätze, Hubschrauberwindenbetrieb oder Hubschrauberbetrieb auf einem Hubschrauberlandedeck oder auf einem Hubschrauber-Bordflugplatz). Außerdem werden im Rahmen von Instandhaltungsmaßnahmen im Vorhabengebiet (z. B. Großkomponententausche an WEA, Wartungskampagnen an Konverterplattformen) regelmäßig zeitweilige Luftfahrthindernisse (Bauhilfsmittel, wie bspw. Errichterschiffe) errichtet werden. Die Errichtung solcher Hindernisse durch Dritte muss diesen somit grundsätzlich möglich sein. Sollten zudem Turmanstrahlungen für eine sichere Durchführung von Flugbetrieb auf einem HSLD eines Dritten im Vorhabengebiet erforderlich sein, muss es deren Betreiberin möglich sein, solche Systeme an den betreffenden WEA installieren und betreiben zu können.

Mit diesem Planungsgrundsatz sollen daher

- Zusammenarbeit und Kooperation mit benachbarten Vorhaben sichergestellt,
- etwaige Kollisionsrisiken zwischen den jeweiligen Flugvorhaben reduziert,
- die Flugsicherheit verbessert,
- etwaige Beeinträchtigungen von Offshore-Luftverkehrsinfrastrukturen vermieden sowie
- eine verlässliche Durchführung von Instandhaltungsmaßnahmen Dritter ermöglicht werden.

Dies kann durch gemeinsame organisatorische oder betriebliche Maßnahmen erfolgen (z. B. ein gegenseitiger Informationsaustausch, rechtzeitige Absprachen mit der Betreiberin einer Konverterplattform in Bezug auf geplante Großkomponententausche oder Absprachen in Bezug auf die Installation und den Betrieb einer Turmanstrahlung).

Das BMDV hat den SOLF am 12.08.2022 erlassen und dieser ist für das BSH verbindlich und im Rahmen der Zulassungen der Einrichtungen zu beachten. Mit diesem Planungsgrundsatz soll sichergestellt werden, dass der SOLF in seiner entsprechend der Übergangsvorschrift jeweils geltenden Fassung beachtet wird.

Der Planungsgrundsatz zur Übermittlung von Wetterdaten an den Deutschen Wetterdienst dient der Gewährleistung eines sicheren Flugbetriebes (u. a. im Rahmen von medizinischen Hubschraubernoteinsätzen) zu und von Hubschrauberlandedeck sowie zur Gewährleistung eines sicheren Startens und Landens auf diesen Hubschrauberlandedecks. Eine Spezifizierung der Anforderungen erfolgt im weiteren Verlauf des Verfahrens.

7.4 Keine Beeinträchtigung der Sicherheit der Landes- und Bündnisverteidigung

Die Festlegungen entsprechen § 5 Abs. 3 S. 2 Nr. 4 WindSeeG sowie dem Ziel 2.2.2 (5.1) und dem Grundsatz 2.2.2 (5.2) des ROP 2021.

Eine Ausweisung von Gebieten, Flächen, Plattformen und sonstigen Energiegewinnungsanlagen innerhalb von Vorbehaltsgebieten für die Verteidigung ist zu vermeiden. Soweit die spezifischen militärischen Anforderungen 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.

Die Festlegungen (c) und (e) entsprechen dem Ziel 2.2.2. (5.1) sowie dem Grundsatz 2.2.2 (5.2) des ROP 2021 und dienen der Gewährleistung einer effektiven Landes- und Bündnisverteidigung. Für die weitere Begründung wird auf den ROP 2021 verwiesen.

7.5 Beseitigung von Einrichtungen

Nach § 80 Abs. 1 S. 1 WindSeeG sind die Einrichtungen zu beseitigen, wenn der Planfeststellungsbeschluss oder die Plangenehmigung unwirksam werden, mit dem Ziel, die vollständige Nachnutzung sowie die Wiederherstellung der Leistungs- und Funktionsfähigkeit der Fläche zu gewährleisten. Das Ziel 2.2.1 (2) des ROP 2021 legt fest, dass feste Anlagen nach Ende der Nutzung zurückzubauen sind. Abweichende gesetzliche Regelungen bleiben unberührt.

In welchem Umfang die Einrichtungen zur Erreichung des Zieles aus § 80 Abs. 1 S. 1 WindSeeG (insbesondere die Fundamente) zu beseitigen sind, entscheidet das BSH zum Zeitpunkt des Verfahrens zum Rückbau. Dabei sind die in § 80 Abs. 1 WindSeeG genannten Belange und Normen zu berücksichtigen. Der Vorhabensträger soll die Beseitigung spätestens binnen zwölf Monaten nach Eintritt der Beseitigungsverpflichtung abschließen, § 80 Abs. 2 WindSeeG. Um die Erfüllung der Beseitigungspflicht sicherzustellen, kann das BSH nach § 80 Abs. 3 WindSeeG im Planfeststellungsbeschluss oder in der Plangenehmigung die Leistung einer geeigneten Sicherheit anordnen.

Im Bereich der AWZ gibt es eine Vielzahl von Kreuzungen sowohl zwischen Seekabelsystemen als auch mit Rohrleitungen, die zu unterschiedlichen Zeitpunkten in Betrieb gegangen sind bzw. noch gehen werden. Entsprechend fällt auch der Rückbau dieser Leitungen regelmäßig auseinander. Da mit Rückbauarbeiten im Umfeld von Kreuzungen eine potenzielle Gefährdung der gekreuzten bzw. der kreuzenden Leitung verbunden ist, wird ein Rückbau dort regelmäßig nicht möglich sein, wenn die jeweils andere Leitung noch in Betrieb ist. Daher baut der Betreiber der zuletzt zurückzubauenden Leitung das verbleibende, möglichst kurze Leitungsstück soweit erforderlich einschließlich Kreuzungsbauwerk im Rahmen der eigenen Rückbauarbeiten zurück. Damit soll verhindert werden, dass Teile von Leitungen und Kreuzungsbauwerken dauerhaft in situ verbleiben oder der Träger der zuerst zurückgebauten Leitung eine erneute Rückbaukampagne starten muss.

7.6 Ermittlung und Berücksichtigung von Objekten

Als Grundlage für die Planung und Realisierung der Anlagen ist eine Baugrunduntersuchung und Trassenerkundung nach BSH Standard Baugrunderkundung in der jeweils aktuell geltenden Fassung durchzuführen und auszuwerten. Bei zentral voruntersuchten Flächen kann auf die Ergebnisse der durchgeführten Baugrunduntersuchung zurückgegriffen werden.

In diesem Rahmen sind vorhandene Objekte, insbesondere Kabel, Leitungen, Wracks, Kulturgüter und Sachgüter sowie Steine und Blöcke auf Flächen, Trassen, Plattformen oder sonstigen Energiegewinnungsbereichen zu ermitteln.

Fundstellen von Objekten sollen bei der Planung von Standorten und Trassen berücksichtigt werden. Der Träger des Vorhabens ist für die resultierenden erforderlichen Maßnahmen (z. B. Anpassung von Parklayout, Schutzmaßnahmen oder Bergung und Beseitigung) verantwortlich.

Hinsichtlich etwaiger Fundmunition wurde im Jahr 2011 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 Millionen Tonnen und der deutschen Nordsee auf bis zu 1,3 Millionen Tonnen geschätzt. Es wird insgesamt auf eine unzureichende Datenlage hingewiesen, sodass 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 genannten Bericht aus dem Jahr 2011 (dort ergänzend auch Verdachtsflächen für munitionsbelastete Gebiete) zu entnehmen (Böttcher, et al., 2011)[28].

Es wird Trägern von Vorhaben empfohlen, im Rahmen der konkreten Planung eines Vorhabens eine eingehende historische Recherche zum etwaigen Vorhandensein von Kampfmitteln durchzuführen.

Nach DIN 4020 (Geotechnische Untersuchungen für bautechnische Zwecke) ist der Bauherr für die Kampfmittelfreiheit verantwortlich. Diese Aufgabe verbleibt als Gefahrenabwehrpflicht im Rahmen der allgemeinen Verkehrssicherungspflicht beim Träger des Vorhabens. Dieser hat Maßnahmen zum Schutz seiner Mitarbeitenden zu ergreifen.

Der jeweilige Träger des Vorhabens ist sowohl für die Ermittlung und Erkundung von Kampfmitteln als auch für alle daraus resultierenden Schutzmaßnahmen verantwortlich. In diesem Rahmen ist der Träger des Vorhabens auch für erforderliche Bergungen oder Beseitigungen von Fundmunition verantwortlich. Die Verantwortlichkeit des Trägers des Vorhabens umfasst auch seine Pflicht, die Kosten für Ermittlung, Erkundung, daraus resultierende Schutzmaßnahmen sowie für Bergung oder Beseitigung von Fundmunition zu tragen.

Wird Fundmunition aufgefunden, ist gemäß den Hinweisen des BSH „UXO-Survey und Vorgehen bei Auffinden von Fundmunition im Bereich der deutschen AWZ der Nord- und Ostsee“[29] zu verfahren. Insbesondere sind die darin genannten Meldepflichten einzuhalten und Maßnahmen durchzuführen.

Sofern keine eigenen Handlungsanweisungen vorliegen, kann auf den Qualitätsleitfaden Offshore-Kampfmittelbeseitigung der Universität Leipzig zurückgegriffen werden.

Sprengungen von Fundmunition sind grundsätzlich unzulässig, siehe auch Planungsgrundsatz 7.1.3.

Transportfähige Fundmunition darf nach einer Bergung nicht wieder verklappt werden, sondern ist in Absprache mit den zuständigen Kampfmittelräumdiensten der Länder ordnungsgemäß an Land zu entsorgen.

Die entsprechenden Einzelheiten zu ggf. erforderlich werdenden Schutzmaßnahmen werden im Einzelverfahren geregelt.

---

[28] Die Berichte der Bund-Länder-Arbeitsgruppe sind unter www.munition-im-meer.de verfügbar.

[29] Die Hinweise sind verfügbar unter https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Offshore-Vorhaben/_Anlagen/Downloads/Hinweise_Munition.pdf

Derzeit wird unter der Federführung des BfN der Leitfaden „Naturschutzrechtliche und -fachliche Anforderungen an die Beräumung/Beseitigung von Munitionsaltlasten in Nord- und Ostsee“ erarbeitet. Es obliegt den zuständigen Personen, sich über das Inkrafttreten des Leitfadens informiert zu halten.

7.7 Berücksichtigung von Kulturgütern

Diese Festlegung entspricht den Wertungen des Grundsatzes 2.2.1 (3) des ROP 2021, nach dem Beeinträchtigungen des kulturellen Erbes durch wirtschaftliche Nutzungen minimiert werden sollen.

Im Meeresboden können sich Kulturgüter von archäologischem Wert befinden, wie z. B. Bodendenkmale, Siedlungsreste oder historische Schiffswracks. Gemäß Art. 303 Seerechtsübereinkommen der Vereinten Nationen (SRÜ) haben Staaten die Pflicht, im Meer gefundene Gegenstände archäologischer oder historischer Art zu schützen, und zu diesem Zweck zusammenzuarbeiten.

Eine große Anzahl von Schiffswracks ist bekannt und in dem Deutschen Unterwasserhindernisauskunftssystem (DUWHAS) des BSH verzeichnet. Die bei den zuständigen Stellen vorhandenen Informationen sollten bei der Auswahl von Standorten für die Errichtung von WEA, Plattformen und sonstigen Energiegewinnungsanlagen bzw. der konkreten Trassenführung für Seekabelsysteme berücksichtigt werden. Zur Berücksichtigung im Rahmen der räumlichen Planung wurden bei der Festlegung der Vorbehaltsgebiete für Leitungen im ROP 2021 alle innerhalb dieser Vorbehaltsgebiete liegenden bekannten Wracks an die Landesdenkmalämter mit der Bitte um Prüfung und Einschätzung der erforderlichen Abstände übermittelt. Diese Einschätzungen der einzelfallbezogenen Prüfung werden für die räumliche Planung im FEP herangezogen. Im unmittelbaren, für den Denkmalschutz relevanten Umfeld der festgelegten Konverterstandorte sind keine Wracks bekannt. 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. Die für Denkmalpflege und Archäologie zuständigen Fachbehörden sollen frühzeitig bei Fundstellen einbezogen werden. Um diese Fundstellen nicht zu beschädigen, sollen im Falle von historischen Schiffswracks Ausschlusszonen um die Fundstellen festgelegt werden, soweit dadurch der zielgerechte Ausbau der Windenergie auf See nicht gefährdet wird. Die Vorgabe beruht auf § 5 Abs. 3 S. 2 Nr. 2 i. V. m. § 69 Abs. 3 S. 1 Nr. 1, § 8 WindSeeG und Art. 303 SRÜ. Die Größe der Ausschlusszone kann in Abhängigkeit von der Größe des Schiffswracks variieren. Die Beschränkung auf Schiffswracks beruht auf der Einschätzung, dass solche Kulturgüter gut detektiert und abgegrenzt werden können. Zudem sollen im Zulassungsverfahren unter Einbindung von Denkmalschutz- und Denkmalfachbehörden der Länder Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern und unter Wahrung des überragenden öffentlichen Interesses am Ausbau der Windenergie auf See im Rahmen von Abwägungsentscheidungen geeignete Sicherungsmaßnahmen durchgeführt werden.

7.8 Behördliche Standards, Vorgaben bzw. Konzepte

Dieser Planungsgrundsatz regelt, dass bei der Planung, der Errichtung und dem Betrieb von WEA, Plattformen, Seekabelsystemen und sonstigen Energiegewinnungsanlagen behördliche Standards, Vorgaben und Konzepte in ihrer jeweils aktuell geltenden Fassung entsprechend den jeweiligen Übergangsvorschriften unter Beachtung des überragenden öffentlichen Interesses der Errichtung von WEA und

ONAS im Rahmen von Abwägungsentscheidungen zu beachten sind. Dies dient einem zügigen Zulassungsverfahren und der sicheren und ordnungsgemäßen Errichtung sowie einem entsprechenden Betrieb der Anlagen. Zu beachten sind insbesondere

- der „Standard - Untersuchung der Auswirkungen von Offshore-Windenergieanlagen auf die Meeresumwelt (StUK)“ des BSH,
- der „Standard Baugrunderkundung - Mindestanforderungen an die Baugrunderkundung und -untersuchung für Offshore-Windenergieanlagen, Offshore-Stationen und Stromkabel“ des BSH,
- der „Standard Konstruktion - Mindestanforderungen an die konstruktive Ausführung von Offshore-Bauwerken in der AWZ“ des BSH,
- Gemeinsamer Standard zur Offshore-Rettung (BSH, Ministerium für Soziales, Jugend, Familie, Senioren, Integration und Gleichstellung Schleswig-Holstein, Staatliches Gewerbeaufsichtsamt Oldenburg (Niedersachsen), Landesamt für Gesundheit und Soziales MV, April 2026),
- der „SOLF - Standard Offshore-Luftfahrt für die deutsche AWZ“ des BMDV,
- die „WSV-Rahmenvorgaben Kennzeichnung Offshore-Anlagen“ der GDWS,
- die Durchführungs-Richtlinie „Seeraumbeobachtung Offshore-Windparks“ des BMDV,
- die „Richtlinie Offshore-Anlagen zur Gewährleistung der Sicherheit und Leichtigkeit des Schiffsverkehrs“ der GDWS,
- die Empfehlungen R0139 (Marking of man-made Offshore-Structures) und R0126 (Use of the AIS in Marine AtoN Services) sowie die Richtlinie G1162 (Marking of Offshore man-made Structures) der International Association of Marine Aids to Navigation and Lighthouse Authorities,
- das „Offshore Windenergie - Sicherheitsrahmenkonzept“ des BMDV,
- das „Rahmenkonzept Abfall- und Betriebsstoffe für OWP und deren Netzanbindungssysteme in der deutschen AWZ“ des BSH,
- die „Leitlinie für die Emissionsstudie für Offshore-Plattformen in der deutschen AWZ“ des BSH,
- die „Leitlinie für die Emissionsstudie für Offshore-Windenergieanlagen in der deutschen AWZ“ des BSH,
- die Hinweise „UXO-Survey und Vorgehen bei Auffinden von Fundmunition im Bereich der deutschen AWZ der Nord- und Ostsee“ des BSH,
- 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 (Schallschutzkonzept)“ des BMU,
- die BfN-Kartieranleitungen für die deutsche AWZ „Artenreiche Kies-, Grobsand- und Schillgründe im Meeres- und Küstenbereich - Definition und Kartieranleitung Kies-, Grobsand- & Schillgründe“.

Es wird darauf hingewiesen, dass bei Planung, Errichtung, Betrieb und Rückbau der WEA, Plattformen, Seekabelsysteme und sonstigen Energiegewinnungsanlagen die Belange des Arbeitsschutzes, der Rettung und medizinischen Versorgung der im Bereich der Offshore-Einrichtungen tätigen Personen im Bereich dieser Anlagen berücksichtigt werden müssen.

7.9 Kommunikation und Überwachung

Durch die Bündelung der Verkehre in der AWZ wegen der bestehenden und entstehenden Offshore-Anlagen ist es notwendig, Daten und Sprechfunkmöglichkeiten (Senden und Empfangen gleichermaßen) für die WSV zur Verfügung zu stellen und an Land zu übergeben. Die dafür erforderliche Schnittstelle soll alle technischen Anforderungen der WSV zur Kommunikation mit dem System Maritime Verkehrstechnik (SMV) erfüllen. Eine Anbindung der Daten an das SMV erfolgt über die Sicherheitszone des Übergabedienstes.

Die Errichtung sämtlicher Anlagen zur Kommunikation und Überwachung (Offshore bis zur Schnittstelle an Land) und deren Betrieb liegen in der Verantwortung des Vorhabensträgers. Die Beantragung und Erwirkung von Frequenzzuteilungsurkunden (falls erforderlich) liegt in dem Zuständigkeitsbereich des Vorhabensträgers. Stand der Technik ist nach jetzigem Stand: Für den mobilen Seefunkdienst sind Anlagen für geeignete Funkkanäle des UKW-Seefunkdienstes mit den Frequenzen des Kanals 16 (156,800 Megahertz (MHz); int. Not- und Anrufkanal), des Kanals 70 (156,525 MHz, Digital Selective Calling (DSC)) und je nach Verortung des Vorhabens einem oder mehreren durch die WSV zu bestimmenden Funkkanal bzw. Funkkanälen zur Abdeckung der Anforderungen der Verkehrszentralen der WSV im Frequenzbereich des mobilen Seefunkdienstes bereitzustellen. Zur Gewährleistung des AIS-Dienstes sind die Frequenzen der Kanäle (161,975 MHz, AIS 1) und (162,025 MHz, AIS 2) zu empfangen und zu übertragen.

Die Übergabe/Übernahme von Daten in das SMV erfolgt über IP-Adressen. Der Übertragungsweg liegt in der Verantwortung des Vorhabensträgers. Die Daten sind nach den Vorgaben der WSV zu verschlüsseln und über einen Virtual Private Network Tunnel bereitzustellen oder abzuholen.

Es ist ein geeigneter Anlagenaufbau und Übertragungsweg nach Vorgaben der WSV zu wählen, um im Regelbetrieb des Vorhabens die für die Seefunkanlagen geltende Verfügbarkeitsanforderung von 99,9 Prozent am Übergabepunkt sicherzustellen. Planbare Beeinträchtigungen und Unterbrechungen der Datenübermittlung im Fall von Wartungs- oder Reparaturarbeiten an Anlagen des Vorhabensträgers sind auf das unvermeidbare Mindestmaß zu reduzieren und dem „Leitfaden Verfügbarkeit“ (TF07) der WSV Rahmenvorgaben entsprechend rechtzeitig zu beantragen.

Das Mobilfunknetz dient der Sicherheit der Anlagen und des Verkehrs. Es bildet neben digitalen Funksystemen einen zweiten Kommunikationskanal. Mit der Festlegung dieses Grundsatzes soll eine durchgängige Mobilfunkabdeckung erreicht werden. Ein bestimmter Mobilfunkstandard soll dabei nicht vorgegeben werden, sondern das Mobilfunknetz soll dem Stand der Technik entsprechen. Die Nutzung des Mobilfunknetzes muss auch der Öffentlichkeit mit handelsüblichen Endgeräten möglich sein.

Ein Mobilfunknetz ermöglicht auch in küstenfernen Bereichen Kommunikation, die gerade dort von erheblicher sicherheitsrelevanter Bedeutung ist. So könnte z. B. auch eine telemedizinische Versorgung im Bedarfsfall sichergestellt werden, wenn andere Kommunikationswege nicht zur Verfügung stehen.

Zudem ist auch in weiter entfernten Parks von Gelegenheitsverkehr kleinerer Schiffe auszugehen, insbesondere von Freizeitseglern. Hier zeigt die Erfahrung, dass eine Erreichbarkeit über Mobilfunk zu einem erheblichen Sicherheitsgewinn führen kann. Weiterhin eröffnet der Zugang zu einem Mobilfunknetz die sonst nicht oder nur eingeschränkt bestehende Möglichkeit, umfassendere Sensordaten zur Umweltüberwachung an Land zu übermitteln. Aufgrund der ohnehin bestehenden Anbindung der Anlagen durch leistungsfähige Glasfaserkabel erscheint eine Verlegung zusätzlicher Kabel nicht erforderlich, wodurch der erforderliche Aufwand zum Aufbau eines Mobilfunknetzes reduziert wird.

Sofern es aus technischer oder wirtschaftlicher Sicht vorteilhaft und technisch umsetzbar ist, soll in Abstimmung mit dem zuständigen ÜNB Mobilfunktechnik für eine Fläche auch auf Plattformen des ÜNB installiert werden können. Die Kosten für die Installation und den Betrieb der Mobilfunktechnik sind vom OWP-Vorhabensträger zu tragen.

Für die Installation von Kommunikationstechnik auf Plattformen der ÜNB sind ergänzend die standardisierten Technikgrundsätze nach Kapitel 6.2 zu beachten.

Aktuelle Erkenntnisse aus der Auswertung von Verkehrsdaten zeigen, dass die bisher praktizierte Seeraumbeobachtung hauptsächlich mittels AIS als ausschließlich kooperierende Erfassungsmethode nicht mehr ausreichend ist. Vielmehr ist aus Gründen der Redundanz und Resilienz ein verlässlicher Lagebildabgleich mehrerer voneinander unabhängiger Quellen erforderlich. Vor diesem Hintergrund sind an geeigneten Standorten ausgewählter Vorhaben in der AWZ der Nordsee und Ostsee die durchzuführende Seeraumbeobachtung durch Radaranlagen als aktive und unabhängige Methode neben AIS durch die Vorhabensträger zu betreiben und die erhobenen Daten der jeweils zuständigen Verkehrszentrale der WSV zur Verfügung zu stellen. In der Nordsee betrifft dies die Fläche N-6.8 im südlichen Bereich der Fläche angrenzend an das VTG German Bight Western Approach. Im Bereich der Schifffahrtsrouten SN6 und SN7 sind die Flächen N-13.3 und N-5.4 sowie N-5.5 betroffen. Angrenzend an die SN10 sind die Flächen N-9.5, N-12.4, N-12.5, N-12.7, N-13.5, N-14.1, N-14.3, N-16.1, N-16.3, N-16.5 und N-16.6 betroffen. Liegt eine Fläche an verschiedenen Schifffahrtsrouten oder aus verkehrlichen Gründen ist eine entsprechende Abdeckung erforderlich, kann in Einzelfällen auch die Notwendigkeit bestehen, mehr als eine Radaranlage je Fläche zu installieren und zu betreiben. Es ist absehbar, dass auch für Flächen in den Gebieten N-17 und N-19 Radaranlagen erforderlich sind, die entsprechenden Festlegungen sollen in einer weiteren Fortschreibung des FEP erfolgen.

In der Ostsee betrifft die Anforderung einerseits die Konverterplattform OST-2-4 und andererseits den nördlichen Bereich des Gebiets O-1 mit der bereits zugelassenen Fläche O-1.3 (Windanker) und dem bereits planfestgestellten ONAS OST-1-4 (Ostwind 3).

Die Errichtung sämtlicher Radaranlagen (Offshore bis zur Schnittstelle an Land) und deren Betrieb liegen in der Verantwortung des jeweiligen Vorhabensträgers. Die Radarantenne, der Radar-Transceiver und die Radar-Signalverarbeitung müssen mindestens der Radar-Systemkonfiguration „Basic“ bzw. „X1“ aus der International Association of Lighthouse Authorities (IALA) Guideline G1111-3 entsprechen. Die genaue Spezifikation ist nach den nautischen Anforderungen im konkreten Einzelfall festzulegen und unterliegt einem Zustimmungsvorbehalt der WSV. Es muss sichergestellt werden, dass Einrichtungen der WSV durch den Betrieb der Radaranlagen nicht gestört werden. Die Übergabe/Übernahme von Daten erfolgt über IP-Adressen. Der Übertragungsweg liegt in der Verantwortung des Vorhabensträgers.

Die Daten sind nach den Vorgaben der WSV zu verschlüsseln und über einen Virtual Private Network Tunnel bereitzustellen oder abzuholen. Der Übergabepunkt wird im Einzelfall festgelegt.

Es ist ein geeigneter Anlagenaufbau und Übertragungsweg zu wählen, um im Regelbetrieb des Windparks bzw. der Plattform die für die Radaranlagen geltende Verfügbarkeitsanforderung von 99,75 Prozent am Übergabepunkt zu ermöglichen. Planbare Beeinträchtigungen und Unterbrechungen der Datenübermittlung im Fall von Wartungs- oder Reparaturarbeiten an Anlagen des Windparks oder der Plattform sind auf das unvermeidbare Mindestmaß zu reduzieren und dem „Leitfaden Verfügbarkeit“ (TF07) der WSV Rahmenvorgaben entsprechend rechtzeitig zu beantragen.

Um sowohl die Sicherheit und Leichtigkeit des Schiffsverkehrs, des Luftverkehrs als auch der Anlagen zu gewährleisten, sollen Aktivitäten unbekannter Akteure den zuständigen Behörden sowie dem MSZ gemeldet werden. Hierunter fallen sowohl Flugaktivitäten von Drohnen als auch unzulässiger Schiffsverkehr.

Drohnenflüge unbekannter Akteure können geeignet sein, die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs zu gefährden. Soweit im Rahmen des Vogelkollisionsmonitorings oder Vogelzugmonitorings entsprechende Drohnen detektiert werden, ist dies daher umgehend, ggf. mit Hilfe von automatisierten Auswertungen, an die zuständigen Behörden und das MSZ zu melden. Gleiches gilt, wenn entsprechende Flugaktivitäten im Rahmen von Tätigkeiten wie Wartungs- und Reparaturabeiten gesichtet werden. Ebenso ist unzulässiger Schiffsverkehr zu melden, wenn er bei diesen Tätigkeiten auffällt.

7.10 Berücksichtigung aller bestehenden, genehmigten und festgelegten Nutzungen

Dieser Planungsgrundsatz entspricht auch den Wertungen im ROP 2021, u. a. in den Erfordernissen 2.2.1 (3), 2.2.2 (3), 2.2.2 (4), 2.2.2 (5.1) und 2.2.2 (5.2).

7.10.1 Allgemein

Im Zuge der Konfliktminimierung sollten bei der Wahl von Standorten für WEA, Plattformen und sonstigen Energiegewinnungsanlagen, sowie der Streckenführung von Seekabelsystemen möglichst frühzeitig die Belange der Schifffahrt (vgl. Planungsgrundsatz 7.2), Belange der Landes- und Bündnisverteidigung (vgl. Planungsgrundsatz (b)) sowie bestehende und genehmigte Nutzungen, Nutzungsrechte (u. a. OWP) und weiterer schützenswerter Belange berücksichtigt werden. Eine Streckenführung außerhalb dieser Gebiete ist anzustreben, soweit durch die Verlegung der Seekabelsysteme eine negative Auswirkung auf die zuvor genannten Nutzungen und Belange zu erwarten ist.

Aufgrund der räumlichen Nähe zwischen OWP-Vorhaben und den ONAS 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 OWP-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, die Errichtung sowie die Inbetriebnahme der Plattform und der Seekabelsysteme, aber auch im Betrieb, bei etwaigen Repara-

tur– und Wartungsarbeiten und während des Rückbaus. Insbesondere die Errichtung ist in gutnachbarschaftlicher Zusammenarbeit frühzeitig abzustimmen und zu optimieren. Auf den standardisierten Technikgrundsatz 6.2 wird hingewiesen.

Bei Unterschreitungen der Mindestabstände in der Planungsphase des Vorhabens ist im Zulassungsverfahren in jedem Fall eine Annäherungsvereinbarung einzureichen (vgl. auch Übersicht der Abstände, Tabelle 23).

Das Fischen über Seekabelsysteme außerhalb der Sicherheitszonen wird i. d. R. durch eine ausreichende Überdeckung der Kabel sowie entsprechende Auflagen in den Einzelverfahren ermöglicht, auf die Vorgaben des Grundsatzes 7.13.6 wird verwiesen. Regelungen innerhalb von OWP-Flächen entsprechend der Grundsätze 2.2.2 (4) und 2.2.5 (2) des ROP 2021 sind im Einzelfall zu klären.

7.10.2 Rohrleitungen

Um das Risiko der Beschädigung von Rohrleitungen zu reduzieren und um die Möglichkeiten der Reparatur nicht zu beeinträchtigen, haben WEA, Plattformen, Seekabelsysteme und sonstige Energiegewinnungsanlagen zu Rohrleitungen Dritter grundsätzlich einen Abstand von 500 m einzuhalten. Maßgeblich für die Bestimmung des erforderlichen Abstands ist die Mittellinie der Rohrleitung.

Ausnahmen sind etwa bei Kreuzungen zulässig oder wenn durch die Einhaltung dieses Grundsatzes die Inbetriebnahme oder die Netzanbindung eines OWP nachweislich gefährdet oder deutlich erschwert ist. Zudem bedarf eine Unterschreitung des festgelegten Mindestabstands von 500 m der Abstimmung mit dem jeweiligen Betreiber.

7.10.3 Seekabel

Der FEP legt entsprechend seines Planungsmaßstabes 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. Dadurch können der Flächenbedarf und die Umweltauswirkungen bei Verlegung und Rückbau vermindert werden.

Der Abstand von 500 m zwischen Seekabelsystemen und WEA, Plattformen und sonstige Energiegewinnungsanlagen ist erforderlich, damit während des laufenden Betriebs an den Seekabelsystemen gearbeitet werden kann. Auch für den Fall, dass gleichzeitig an Kabelsystemen und z. B. OWP gearbeitet wird, muss genügend Raum für das Bauschiff der WEA und das Verlegeschiff zur Verfügung stehen. Maßgeblich für die Bestimmung des erforderlichen Abstands ist die Mittellinie des Seekabelsystems.

Bereits vorhandene Seekabel sind bei der Planung und Verlegung ebenfalls zu berücksichtigen. Entsprechend den Vorgaben des Grundsatzes ist zwischen Seekabeln ein Abstand von 100 m bzw. 200 m im Wechsel vorzusehen. Dies betrifft auch Abstände zu Datenkabeln und Interkonnektoren. Mit diesem Abstand wird bei den im beplanten Bereich geringeren Wassertiefen von bis zu 45 m ein im Vergleich zu entsprechenden international abgestimmten Industrie-Richtlinien, die etwa für Wassertiefen von bis zu 75 m gelten, geringerer Abstand festgelegt. Dieser Abstand wird vor allem für ein risikoarmes Arbeiten

an den Seekabelsystemen, bspw. im Falle möglicher Reparaturarbeiten benötigt. In Einzelfällen kann die Möglichkeit eines geringeren Abstands zwischen Seekabelsystemen in Parallellage auf bestimmten Trassenabschnitten geprüft werden.

Um eine flächeneffiziente Verlegung von (gebündelten) Seekabelsystemen zu gewährleisten, sind Abweichungen von der im FEP festgelegten Trasse auf das bautechnisch nötige Minimum zu beschränken. Dies gilt insbesondere für Trassen, die parallel zu anderen bestehenden, genehmigten und geplanten Kabeltrassen verlaufen (vgl. Planungsgrundsatz 7.13.1). Insbesondere an Wendepunkten haben größere Abweichungen von der im FEP festgelegten Trasse Auswirkungen auf benachbarte Kabelsysteme, sodass in der Folge entweder die gelten Abstände nicht mehr eingehalten werden können oder die insgesamt benötigte Fläche für die gebündelten Systeme vergrößert wird. Aus diesem Grund sollten die Verlegeradien so klein wie bautechnisch möglich gehalten werden und einen Radius von 250 m nicht überschreiten.

Wegen der Begründung der festgelegten Abstände zu Seekabeln wird auf die Begründung des Planungsgrundsatzes 6.4.2 im FEP 2023 verwiesen.

Der Planungsgrundsatz (c) gilt auch für Seekabel der parkinternen Verkabelung von Flächen und sonstigen Energiegewinnungsbereichen, sofern diese außerhalb von Gebieten, Flächen oder sonstigen Energiegewinnungsbereichen liegen.

7.10.4 Plattformen

Um das Risiko der Beschädigung während der Bau- und Betriebsphase der Plattformen zu reduzieren und um die Möglichkeiten der erforderlichen Instandhaltungs- und Wartungsarbeiten nicht zu beeinträchtigen, ist bei zukünftig geplanten Plattformen auf vorhandene und genehmigte Strukturen gebührend Rücksicht zu nehmen. 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 Bereich der 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 Konverterplattform geführt werden, ein Abstand von mindestens 1.000 m zwischen der Plattform und den nächstgelegenen WEA einzuhalten. Maßgeblich für den Abstand ist der Mittelpunkt der Plattform.

Darüber hinaus ist ein störungsfreier Betrieb von bestehenden Anlagen (z. B. Funk- oder Radaranlagen) zu gewährleisten.

7.10.5 Windenergieanlagen und sonstige Energiegewinnungsanlagen

Der Planungsgrundsatz dient der Begrenzung von Abschattungseffekten und von Anlagenbelastungen durch Turbulenzen zwischen WEA benachbarter Flächen und sonstiger Energiegewinnungsbereiche.

Der Mindestabstand in Höhe des Fünffachen des Rotordurchmessers der neu zu errichtenden Anlagen zu WEA des benachbarten OWP oder sonstiger Energiegewinnungsbereichs nach Kapitel 7.10.5 (a) bemisst sich zwischen den Mittelpunkten der Anlagen. Dabei ist der jeweils größere Rotordurchmesser zu

Grunde zu legen. Die Vorgaben zu Mindestabständen gelten nur in Bezug auf Anlagen benachbarter Vorhaben. Für die Abstände der WEA innerhalb eines Vorhabens findet dieser Absatz keine Anwendung. Gleiches gilt auch im Fall eines gleichen Vorhabensträgers oder wenn sich die jeweiligen Vorhabensträger auf eine abweichende Regelung geeinigt haben. Um eine aufeinander abgestimmte Planung benachbarter Vorhaben, welche sich im gleichen Zeitraum in Planung befinden, sicherzustellen, ist im Rahmen des Einzelzulassungsverfahrens ein Nachweis über die Abstimmung mit dem jeweiligen Vorhabensträger einzureichen. Bestehende Anlagen oder Anlagen, die bereits in Planunterlagen eines Zulassungsverfahrens zum Stand der ortsüblichen Bekanntmachung der Planauslegung festgelegt sind, beziehungsweise zugelassen wurden, sind zu berücksichtigen. Hinsichtlich zweier nebeneinanderliegender Vorhaben, auf welchen 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.

Der Abstand von mindestens dem Zweieinhalbfachen des Rotordurchmessers nach Kapitel 7.10.5 (b) bemisst sich vom jeweiligen Mittelpunkt der Anlage. Die geographische Lage der Mittellinie wird durch das BSH über das GeoSeaPortal zur Verfügung gestellt. Die Mittellinien sind keine Festlegungen des FEP, sondern werden informatorisch bereitgestellt. Diese Anforderung soll die Möglichkeit der Ausnutzung von benachbarten Flächen oder sonstigen Energiegewinnungsbereichen bei zeitlich verschiedenen Planungszeiträumen und Inbetriebnahmejahren angleichen. Der Abstand in Höhe des Fünffachen des Rotordurchmessers nach Absatz (a) gilt unabhängig vom Abstand zur Mittellinie weiter. Im Fall eines gleichen Vorhabensträgers benachbarter Flächen oder einer abweichenden Einigung zwischen den Vorhabensträgern findet dieser Absatz keine Anwendung.

Der Abstand von mindestens dem Fünffachen des Rotordurchmessers nach Kapitel 7.10.5 (c) bemisst sich zwischen den Mittelpunkten der Anlagen. Im Falle einer gleichzeitigen Planung von benachbarten Vorhaben soll in gutnachbarschaftlicher Zusammenarbeit eine frühzeitige enge Abstimmung zwischen den Vorhabensträgern hinsichtlich der Anlagenstandorte und Abstände unter Berücksichtigung der Rotordurchmesser erfolgen.

Der Abstand von mindestens dem Zweieinhalbfachen des Rotordurchmessers nach Kapitel 7.10.5(d) bemisst sich vom jeweiligen Mittelpunkt der Anlage. Die Vorgabe soll die Möglichkeit der Ausnutzung von Flächen oder sonstigen Energiegewinnungsbereichen bei benachbarten Vorhaben, mit zeitlich verschiedenen Planungszeiträumen und Inbetriebnahmejahren angleichen, wenn das benachbarte Vorhaben in einer AWZ oder einem Küstenmeer eines Nachbarlandes liegt. Die Abstandsvorgabe gilt unabhängig davon, ob bereits bekannt ist, dass in der betreffenden angrenzenden AWZ oder dem angrenzenden Küstenmeer ebenfalls Windparks geplant werden. Aufgrund der langen Planungshorizonte und der unterschiedlichen internationalen Planungssysteme kann nicht ausgeschlossen werden, dass zukünftig an Flächen oder sonstigen Energiegewinnungsbereiche innerhalb der deutschen AWZ angrenzende Windparks in der AWZ oder den Küstenmeeren eines Nachbarlandes entstehen könnten. Der Abstand in Höhe des Fünffachen des Rotordurchmessers nach Absatz (c) gilt unabhängig vom Abstand zur AWZ-Grenze weiter.

Die Vorgaben aus 7.10.5 (a) bis (d) finden kumulativ Anwendung.

Als Folge aus dem Abstand von mindestens dem fünffachen Rotordurchmesser zwischen WEA benachbarter Flächen oder sonstiger Energiegewinnungsbereiche, die in unmittelbarer räumlicher Nähe zueinander durch den FEP festgelegt sind, hat der Vorhabensträger bei der Auslegung von OWP und deren WEA über geeignete Annahmen zu berücksichtigen, dass auf benachbarten Flächen oder benachbarten Energiegewinnungsbereichen im entsprechenden Abstand WEA errichtet werden können. Dies stellt der mit dem FEP 2025 aufgenommene Absatz 7.10.5 (e) klar.

Bestehen seitens des Vorhabensträgers von zuvor zugelassenen WEA Bedenken, dass es durch den Betrieb von später zu errichtenden WEA in benachbarten Vorhaben trotz Einhaltung eines Mindestabstands in Höhe des Fünffachen des Rotordurchmessers nach den Kapiteln 7.10.5 (a) bis (d) zu Beeinträchtigungen der Standsicherheit der eigenen WEA kommen könnte und ist dies auf Umstände zurückzuführen, die bei der Auslegung des eigenen Vorhabens samt seiner WEA nicht absehbar waren, so ist beides durch ein von einem akkreditierten Zertifizierer geprüftes Gutachten nachzuweisen und im Zulassungsverfahren der WEA des benachbarten Vorhabens durch den Vorhabensträger des zuvor zugelassenen Vorhabens einzubringen. Weist das Gutachten eine Beeinträchtigung der Standsicherheit nach, können weitere Maßnahmen zur Gewährleistung der Standsicherheit angeordnet werden (etwa zur Anlagenführung). Sollten diese nachgewiesenermaßen nicht ausreichen, kann in einem letzten Schritt auch eine Vergrößerung des Abstandes im Rahmen der Verhältnismäßigkeit in Betracht kommen.

Maßgeblich für die Lage einer WEA innerhalb einer Fläche oder innerhalb eines sonstigen Energiegewinnungsbereichs nach Kapitel 7.10.5 (f) ist der Mittelpunkt der WEA. Bei sonstigen Energiegewinnungsanlagen sollen sich grundsätzlich alle Anlagenteile vollständig innerhalb des sonstigen Energiegewinnungsbereichs befinden.

7.11 Spezifische Planungsgrundsätze für Flächen und Windenergieanlagen

Im Folgenden werden Planungsgrundsätze für Flächen, vornehmlich für die Errichtung und den Betrieb von WEA, aufgeführt. Auf Kapitel 7.12, in dem Planungsgrundsätze für Plattformen wie auch für Umspann- und Wohnplattformen festgelegt werden, wird verwiesen.

7.11.1 Abweichung der tatsächlich installierten Leistung von der zugewiesenen Netzanbindungskapazität

Nach der Gesetzesbegründung zu § 24 Abs. 1 Nr. 2 WindSeeG besteht für den OWP-Vorhabensträger die Möglichkeit, zusätzliche WEA über die Gebotsmenge hinaus zu installieren, sofern der Planfeststellungsbeschluss dies zulässt. Überdies kann nach § 14a WindSeeG eine ergänzende Kapazitätszuweisung erfolgen.

Im Rahmen der Antragsstellung ist durch den OWP-Vorhabensträger darzulegen, ob und in welchem Maße zusätzliche Anlagen über die zu installierende Leistung hinaus installiert werden sollen.

Sollte die Erhöhung der installierten Leistung einen Anteil von fünfzehn Prozent der zugewiesenen Netzanbindungskapazität übersteigen, ist eine Zustimmung des zuständigen ÜNB hinsichtlich der Einhaltung der maximalen Temperaturen der Betriebsmittel erforderlich.

7.11.2 Umsetzung der Überbauung

Um das Ziel der Überbauung, die Steigerung der volkswirtschaftlichen Kosteneffizienz durch Steigerung der Netzauslastung, zu erreichen, ist es erforderlich, dass die Überbauung zu einer erhöhten Einspeisung im Teillastbereich führt. Dies ist insbesondere dann zu erwarten, wenn die Überbauung durch eine Steigerung der Anlagenanzahl in einem der Überbauung entsprechendem Umfang bei sonst gleicher Anlagenkonfiguration erreicht wird. Denkbar ist dagegen auch eine Erreichung einer höheren installierten Leistung bei gleichbleibender Anlagenanzahl und damit gleichbleibender Rotorfläche durch eine Erhöhung der Nennleistung der WEA. Eine solche Erreichung der Überbauung allein durch Steigerung der Nennleistung der eingesetzten WEA im Verhältnis zur überstrichenen Rotorfläche (spezifische Nennleistung), lässt jedoch aufgrund der in diesem Falle ausbleibenden Erhöhung der für die Energieumwandlung entscheidenden überstrichenen Gesamtrotorfläche keine erhöhte Einspeisung im Teillastbereich erwarten. Daher wird für die spezifische Nennleistung jeder einzelnen WEA ein anrechenbarer Grenzwert in Höhe von 360 W/m^2 festgelegt. Dies führt dazu, dass bei Anlagen mit einer höheren spezifischen Nennleistung als 360 W/m^2 die Differenz aus der spezifischen Nennleistung der vorliegenden WEA zum genannten Grenzwert nicht für die Erreichung der voraussichtlich zu installierenden Leistung berücksichtigt wird. Mit der Vorgabe soll erreicht werden, dass im Zuge der Überbauung auch die Anlagenanzahl und damit die Gesamtrotorfläche eines OWP gegenüber der zugewiesenen Netzanbindungskapazität steigt. Der Grenzwert in Höhe von 360 W/m^2 wird auf Grundlage der aktuell verfügbaren Turbinentechnologien sowie den bekannten Entwicklungen zukünftiger Anlagen festgelegt.

[Auf Konsultationsfragen F 19 und F 20 wird verwiesen.]

7.12 Spezifische Planungsgrundsätze für Plattformen

7.12.1 Planung und Auslegung von Plattformen

Bei Planung, Errichtung, Betrieb und Rückbau 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 beachten. Auf die Anforderungen des Planungsgrundsatzes 7.8 zu behördlichen Standards, Vorgaben bzw. Konzepten und des Planungsgrundsatzes 7.1.5 (Emissionsminderung) in Bezug auf die Ver- und Entsorgung sowie die Abwasserbehandlung wird verwiesen.

Die Umsetzung des Planungsgrundsatzes ist im Einzelzulassungsverfahren für die verschiedenen genannten Bereiche darzulegen.

Mit der nachträglichen Installation von Wohneinheiten zur Unterbringung von Personal sind regelmäßig große Herausforderungen verbunden. Daher sind diese zu vermeiden und Unterkünfte, soweit erforderlich, bereits bei der Planung der Plattform vorzusehen.

Im Flucht- und Rettungskonzept sind mindestens zwei Regelzugänge vorzusehen. Jede Anlage sollte mit einer Einrichtung ausgestattet werden (z. B. Boatlanding), die im Notfall Rettungskräften, die mit einem Schiff ohne wellenkompensierte Zugangssysteme an der Anlage anlegen, und über Bord gegangenen Personen den Aufstieg ermöglicht. Auf Plattformen wird neben dem Zugang mittels Boatlanding regelmäßig ein weiteres Zugangssystem (z. B. Hubschrauberlandedeck, Landungspunkt für wellenkompensierte Zugangssysteme) eingerichtet. Es sollen zwei verschiedene Verkehrssysteme genutzt werden können, sodass z. B. bei wetterbedingter Einschränkung des Zugangs mittels Crew-Transferschiff das Hubschrauberlandedeck oder der Landungspunkt für wellenkompensierte Zugangssysteme als alternative Zugangsmöglichkeit zur Verfügung steht. Auf einer Plattform kommt die Einrichtung einer Windenbetriebsfläche nur als Rettungsfläche für den Notfall in Betracht. Eine über Notfälle hinausgehende Nutzung der Windenbetriebsfläche auf einer Plattform ist ausnahmsweise zulässig, wenn bei einem technischen Störfall das Gefahrenpotenzial innerhalb eines kurzen Zeitraums reduziert werden muss, um den Eintritt eines Notfalls zu verhindern, eine Einflussnahme von Land aus nicht möglich ist oder eingeleitete Gegenmaßnahmen ohne Erfolg geblieben sind und temporär keine geeigneteren Zugangsmöglichkeiten zur Plattform zur Verfügung stehen.

Die Bemessungen der Rettungsmittel und Mittel zur Gefahrenabwehr müssen so kalkuliert sein, dass eine Überbrückung der Eintreffzeiten (z. B. Rettungseinsatz) sowie eine vollständige Abwehr der erdenklichen Gefahren (z. B. Brandbekämpfungseinsatz) gewährleistet ist. Bei Bedarf, insbesondere bei größeren Entfernungen zur Küste, sind hierzu geeignete Lande- und Betankungsmöglichkeiten für luftgebundene Rettungsmittel vorzuhalten. Hierbei darf auch der Fall einer komplexen Schadenslage bzw. komplexen Rettungssituation nicht außer Acht gelassen werden.

7.13 Spezifische Planungsgrundsätze für Seekabelsysteme

Im Folgenden werden die Begründungen für Planungsgrundsätze für Seekabelsysteme aufgeführt, worunter im Sinne dieses Plans Stromkabelsysteme zu verstehen sind wie ONAS, grenzüberschreitende Seekabelsysteme und Verbindungen von Anlagen untereinander. Für Seekabelsysteme der parkinternen Verkabelung auch von sonstigen Energiegewinnungsbereichen gelten die nachfolgenden Planungsgrundsätze mit Ausnahme von 7.13.2 und 7.13.3.

7.13.1 Bündelung

Diese Festlegung setzt den Grundsatz 2.2.3 (5) des ROP 2021 um.

Durch den Bündelungsgrundsatz sollen Auswirkungen auf andere Nutzungen sowie der Koordinierungsbedarf untereinander und mit anderen Nutzungen minimiert werden. Außerdem sollen dadurch möglichst wenig Zwangspunkte für künftige Nutzungen geschaffen werden. Eine Bündelung im Sinne einer Parallelführung reduziert zudem unerwünschte Zerschneidungseffekte.

Der Planungsgrundsatz gilt auch für Seekabel der parkinternen Verkabelung von Flächen und sonstigen Energiegewinnungsbereichen, sofern diese außerhalb von Gebieten, Flächen oder sonstigen Energiegewinnungsbereichen liegen.

7.13.2 Führung durch Grenzkorridore

Mit dieser Festlegung wird die Führung der Seekabelsysteme durch vorgegebene Grenzkorridore sichergestellt. Hierdurch werden die Leitungen an diesen Stellen so weit wie möglich konzentriert und zur weiteren Ableitung in Richtung Land gebündelt. Diese Festlegung setzt unter Modifikation das Ziel 2.2.3 (3) und den Grundsatz 2.2.3 (4) des ROP 2021 um. Die Festlegung erfolgt in enger Abstimmung mit den Küstenländern.

An den Außengrenzen der AWZ zu den Nachbarstaaten wurden Grenzkorridore festgelegt, von welchen eine Trassenführung innerhalb der deutschen AWZ möglich erscheint. Teilweise greifen diese bereits vorhandenen Infrastrukturen wie bereits verlegte Seekabelsysteme oder Rohrleitungen auf. Die Festlegung erfolgte in Abstimmung mit den Nachbarländern.

Aufgrund der nur begrenzt zur Verfügung stehenden Trassen im Küstenmeer sollen grenzüberschreitende Seekabelsysteme, die nicht in Deutschland anlanden, nicht durch die Grenzkorridore N-I bis N-VI geführt werden.

7.13.3 Kreuzung von Schifffahrtswegen

Diese Festlegung entspricht den Erfordernissen des Grundsatzes 2.2.3 (5) des ROP 2021.

Zur Minimierung der gegenseitigen Beeinträchtigung von Schifffahrt und Netzinfrastruktur ist es erforderlich, dass die Kabeltrassen die VTG, deren Fortsetzungen sowie den Kiel-Ostsee-Weg 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 ONAS, 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 7.13.6 wird verwiesen.

7.13.4 Kreuzungen

Diese Festlegung entspricht auch den Wertungen des Grundsatzes 2.2.3 (5) des ROP 2021.

Die Vorgabe dient dazu, Beschädigungen fremder Seekabelsysteme und Rohrleitungen sowie sonstiger Einrichtungen Dritter, die bereits verlegt, durch den FEP festgelegt oder zugelassen sind, zu vermeiden. Zudem sollen Kreuzungen von Leitungen möglichst vermieden werden, um Eingriffe in die Meeresumwelt durch das Einbringen von Hartsubstrat zu vermeiden. Empfehlungen für die Herstellung von Kreuzungsbauwerken sind z. B. in den Empfehlungen der European Subsea Cables Association (ESCA) und des International Cable Protection Committee (ICPC) niedergelegt.

Die beiden sich kreuzenden Leitungen sind in der Regel mechanisch voneinander zu trennen. Werden zwei sich kreuzende Seekabelsysteme neu verlegt, ist bei deren Planung eine bauwerksfreie Kreuzung prioritär vorzusehen, sofern die lokalen geologischen Verhältnisse dies zulassen und dies mit verhältnismäßigem technischen Aufwand möglich ist. Die Trennung der sich kreuzenden Seekabelsysteme kann so z. B. durch eine ausreichend tiefe Verlegung des ersten zu kreuzenden Systems erfolgen. Sollte

eine bauwerksfreie Kreuzung nicht möglich sein, geschieht die Trennung z.B.durch die Errichtung eines Kreuzungsbauwerkes. Sollte aufgrund der erforderlichen Sicherheitsabstände zwischen dem ersten und zweiten Kabel und der nötigen Überdeckung des oberen Kabels eine Kreuzung nicht komplett bauwerksfrei realisierbar sein, soll durch die möglichst tiefe Einbringung des ersten Seekabelsystems eine Reduktion der Bauwerksgröße (kleinere und flachere Steinschüttung, nach Möglichkeit Verzicht auf Betonmatratzen) erreicht werden. Beim Bau von Kreuzungen wird in der Regel mit Hilfe von Hartsubstrat ein technisches Bauwerk auf dem Boden errichtet.

Eine bauwerksfreie bzw. bauwerksarme Kreuzung ist insbesondere dann umzusetzen, wenn sich mehrere Seekabelsysteme in räumlicher Nähe zueinander kreuzen und die Auswirkungen auf die Meeresumwelt in der Gesamtabwägung voraussichtlich geringer sind als im Falle einer konventionellen Kreuzung.

Wenn Kreuzungsbauwerke nicht vermieden werden können, sollte die Kreuzung nach dem jeweiligen Stand der Technik möglichst rechtwinklig ausgeführt werden. Durch diese Festlegung soll die Größe des Kreuzungsbauwerkes und damit die Flächenversiegelung minimiert werden. In begründeten Fällen kann der Kreuzungswinkel auf bis zu 45 Grad verringert werden, wenn dies in der Gesamtschau zu einer geringeren Flächeninanspruchnahme führt und technisch umsetzbar ist. Dies betrifft insbesondere die Kreuzung von mehreren Kabeln in Parallellage mit Bestandskabeln, die zu deutlichen Mehrlängen der Kabel führen kann. Grundsätzlich darf der Kreuzungswinkel 45 Grad nicht unterschreiten. Innerhalb des Kreuzungsbauwerks werden die beiden sich kreuzenden Seekabelsysteme im Regelfall durch Betonmatratzen voneinander getrennt. Je enger der Kreuzungswinkel wird, desto länger wird das erforderliche Kreuzungsbauwerk. Innerhalb des Kreuzungsbauwerks ist es aufgrund dieser baulichen Maßnahmen nicht möglich, das untere Seekabelsystem zu reparieren. Bei Fehlstellen im unteren Seekabelsystem ist somit ggf. ein neues Kreuzungsbauwerk erforderlich. Auf 7.15 wird verwiesen.

Bei der Kreuzung eines Seekabelsystems über eine bestehende Rohrleitung ist es möglich, in Abhängigkeit von den individuellen Absprachen bzw. Kreuzungsverträgen zwischen Rohrleitungsbetreiber und Vorhabensträger der Seekabelsystems, die Kreuzung in Form einer Sinuskreuzung umzusetzen. Sollten auf der geplanten Trasse im Bereich der Kreuzung über eine Rohrleitung z. B. aufgrund von vorhandenen Anoden Abweichungen nötig sein, ist eine geringfügige Abweichung von einem 90 Grad Winkel möglich. Die räumliche Darstellung im FEP erfolgt für die Seekabelsysteme aufgrund des Planungsmaßstabs geradlinig, jedoch unter der Annahme, dass die Kreuzung kleinräumig rechtwinklig in Form einer Sinuskreuzung umgesetzt wird.

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

Wird die Zerschneidung von stillgelegten Kabeln (sog. Out-of-Service-Kabel) erforderlich, so sind diese Kabel derart abzulegen und deren Kabelenden im Meeresboden derart zu fixieren, dass eine Beeinträchtigung der Schifffahrt und der Fischerei dauerhaft ausgeschlossen ist. Die Versiegelung des Meeresbodens muss auf das unbedingt erforderliche Maß beschränkt werden.

7.13.5 Schonendes Verlegeverfahren

Die Festlegung entspricht den Wertungen des Grundsatzes 2.2.3 (6) des ROP 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. Der Einsatz der Verlegeverfahren soll eine möglichst geringe Beeinträchtigung der Sicherheit und Leichtigkeit des Schiffsverkehrs verursachen.

Der Pre-Lay-Grapnel-Run gehört zu den bauvorbereitenden Maßnahmen. Bei dem Pre-Lay-Grapnel-Run wird die Kabeltrasse von störenden Objekten, wie z. B. herrenlosen Fischernetzen und Metallseilen, befreit. Die für den Pre-Lay-Grapnel-Run erforderlichen Arbeiten beeinträchtigen den Meeresboden und sind daher auf den tatsächlichen Arbeitsstreifen der Kabeltrasse zu begrenzen.

7.13.6 Überdeckung

Dieser Planungsgrundsatz findet sich auch im Grundsatz 2.2.3 (5) des ROP 2021 und präzisiert diesen. Nach dem BFO-N 16/17 war zur Gewährleistung der Sicherheit und Leichtigkeit des Schiffverkehrs 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. 7.1.7In Bereichen, in denen sich festgelegte Flächen mit Vorbehaltsgebieten anderer Nutzung des ROP 2021 überschneiden und eine Mehrfachnutzung angestrebt wird, können abweichende Regelungen gelten. Diese werden in den jeweiligen Einzelzulassungsverfahren abgewogen und konkretisiert.

Die Festlegung der herzustellenden Überdeckung in der Ostsee erfolgte auf Grundlage des Planungsgrundsatzes 5.4.2.7 des Bundesfachplans Offshore Ostsee (BFO-O) 16/17 im Einzelzulassungsverfahren bzw. im Vollzugsverfahren auf Grundlage einer umfassenden Studie.

7.14 Offshore Rettung

[Die weitergehende Begründung zu diesem PG wird im Entwurf ausgeführt].

7.15 Zulässigkeit der Abweichung

Die konkrete Entscheidung hinsichtlich der Zulässigkeit einer Abweichung wird im Rahmen einer Einzelfallentscheidung bei einer Gesamtabwägung der widerstreitenden Interessen auf der Grundlage des jeweils einschlägigen Planungsgrundsatzes sowie der ggf. zugehörigen fachrechtlichen Regelungen getroffen.

8 Pilotwindenergieanlagen

Gemäß § 5 Abs. 2 Nr. 2 WindSeeG kann der FEP für Gebiete in der AWZ und im Küstenmeer verfügbare Netzanbindungskapazitäten auf vorhandenen oder in den folgenden Jahren noch fertigzustellenden Offshore-Anbindungsleitungen ausweisen, die nach § 95 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 ONAS erhöht werden.

Der FEP kann räumliche Vorgaben für die Errichtung von Pilotwindenergieanlagen auf See in Gebieten machen und die technischen Gegebenheiten der ONAS und die sich daraus ergebenden technischen Voraussetzungen für den Netzanschluss von Pilotwindenergieanlagen auf See benennen. Eine Flächenvoruntersuchung für Pilotwindenergieanlagen auf See findet nicht statt.

Seit der Bekanntmachung des FEP 2025 haben sich keine Änderungen ergeben.

Nach Tabelle 6 des FEP 2025 sind für Pilotwindenergieanlagen folgende Netzanbindungskapazitäten verfügbar:

Tabelle 9: Für Pilotwindenergieanlagen verfügbare Netzanbindungskapazitäten nach FEP 2025

Anbindungsleitung	Verfügbare Netzanbindungskapazitäten für Pilotwindenergieanlagen
Nordsee	
NOR-2-2 DolWin1/ alpha	38,44 MW
Ostsee	
OST-1-3	15 MW
OST-2-1	3 MW
OST-2-3	23,75 MW

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 ONAS, auf der Netzanbindungskapazität verfügbar ist, angebunden werden können. Ob und wo genau die Errichtung und der Betrieb von Pilotwindenergieanlagen auf See zulässig sind, entscheidet allein das später durchzuführende Zulassungsverfahren für die Pilotwindenergieanlagen auf See.

Bei den für Pilotwindenergieanlagen verfügbaren Netzanbindungskapazitäten handelt sich dabei um freie Kapazität auf Anbindungssystemen, 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 § 14a, § 23 oder § 34 WindSeeG erteilt wurde.

9 Sonstige Energiegewinnungsbereiche

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

Der FEP kann für sonstige Energiegewinnungsbereiche räumliche sowie technische Vorgaben für WEA und sonstige Energiegewinnungsanlagen, für Leitungen oder Kabel, die Energie oder Energieträger aus diesen abführen, und für deren Nebenanlagen machen (§ 5 Abs. 2a S. 1 WindSeeG).

Die Vorgabe, dass die Leitungen oder Kabel zur Anbindung von SEN-1 möglichst innerhalb der Vorbehaltsgebiete Leitungen geführt werden sollen, begründet sich durch den Grundsatz 2.2.3 (2) des ROP 2021.

[Der Kabinettsbeschluss zur Änderung des WindSeeG vom 02.09.2026 sieht vor, dass § 5 Abs. 2a S. 2 WindSeeG nach dem eine Ausweisung von Leitungen oder Kabeln zur Anbindung von sonstigen Energiegewinnungsbereichen in Trassen oder Trassenkorridoren für Offshore-Anbindungsleitungen nicht zulässig ist, entfällt. Die Festlegung von Trassen zur Anbindung von SEN-1 ist nicht vorgesehen.] Fragen hinsichtlich der Zugangsmöglichkeiten Dritter zu bestehenden und geplanten Rohrleitungen sind ausschließlich durch die jeweiligen Vorhabensträger zu klären.

Die Ausschreibung von sonstigen Energiegewinnungsbereichen kann in mehreren Teilbereichen erfolgen.

IV. Nachnutzung

[Vorbemerkung: Dieses Kapitel dient zur Vorbereitung und Diskussion möglicher zukünftiger Festlegungen zur Nachnutzung im FEP in den Gebieten N-1, N-2, N-3, N-4, N-6, N-7 und N-8 in der Nordsee sowie O-1, O-2 und O-3 in der Ostsee. Zum Zeitpunkt der Veröffentlichung des Vorentwurfs ist noch offen, ob und ggf. in welcher Form im laufenden Verfahren zur Änderung und Fortschreibung des FEP bereits Festlegungen zur Nachnutzung von Flächen in diesen Gebieten getroffen werden. Auf Grundlage der eingehenden Stellungnahmen wird das BSH entscheiden, ob im nächsten Verfahrensschritt (Entwurf) bereits einzelne Festlegungen im Plan vorgeschlagen werden.

Die Nachnutzung im neu zugeschnittenen Gebiet N-5 ist bereits in den Festlegungen von Kapitel II (Festlegungen) enthalten.

Vorbereitend zu Festlegungen im FEP-Änderungs- und Fortschreibungsverfahren hat das BSH durch Ramboll Fragestellungen im Kontext Rückbau und Nachnutzung von OWP und ONAS bearbeiten lassen. Einen Zwischenbericht (Schwarzkopf, et al., 2026) sowie den Endbericht (Schwarzkopf, et al., 2026) hat das BSH auf seiner Internetseite veröffentlicht. Die Inhalte der Berichte wurden jeweils in öffentlichen Online-Fachgesprächen vorgestellt und diskutiert.

Über den Umfang einer nachträglichen Verlängerung der Befristung von Bestands-OWP wird im Rahmen des jeweiligen Einzelzulassungsverfahrens entschieden. Mit den beabsichtigten Festlegungen zur Nachnutzung der Flächen wird jedoch der Rahmen für nachträgliche Verlängerungen begrenzt.]

1 Gesetzliche Grundlage und rechtlicher Rahmen

§ 8 Abs. 3 WindSeeG regelt, dass der FEP Festlegungen zur Nachnutzung von Flächen treffen kann.

Ausgangspunkt für die Planung der Nachnutzung sind die bestehenden OWP und deren jeweilige Zulassungsdauer, auf denen der FEP mit seinen geplanten Festlegungen zur Nachnutzung aufbaut. Nach WindSeeG in der derzeit geltenden Fassung bzw. zuvor nach SeeAnlV wurden Zulassungen für WEA in der Regel befristet auf 25 Jahre erteilt. Ab welchem Zeitpunkt der Lauf der Frist beginnt, unterscheidet sich abhängig vom jeweils zum Zeitpunkt der Zulassung geltenden Rechtsrahmen: Für OWP, die unter dem Regime des alten WindSeeG (Geltung bis 31.12.2022), zugelassen wurden, wird der Fristbeginn für jede WEA einzeln bestimmt und richtet sich nach der Inbetriebnahme der jeweiligen WEA. Seit dem Inkrafttreten des zum Jahr 2023 neu geregelten § 69 WindSeeG beginnt der Lauf der Frist für den gesamten OWP entsprechend § 69 Abs. 7 S. 2 WindSeeG zwölf Monate nach dem Eingang des Nachweises bei der BNetzA, dass mit der Errichtung der WEA auf See begonnen worden ist. Das WindSeeG-E sieht vor, dass Zulassungen zukünftig befristet auf 35 Jahre erteilt werden, es sei denn planerische Aspekte stehen dem entgegen.

Diese Befristungen können vom BSH, abhängig vom anzuwendenden Recht, wie folgt verlängert werden:

- Für die Verfahren, für die nach § 102 Abs. 1 WindSeeG in der aktuell geltenden Fassung weiterhin die SeeAnlV in ihrer letztgültigen Fassung anzuwenden ist, steht die Verlänge-

rungsoption im Ermessen des BSH. Denn das BSH hat sich diese Entscheidung in den Verfahren in ständiger Verwaltungspraxis in den Zulassungsentscheidungen vorbehalten. Das Ermessen ist auch nicht durch die SeeAnlV beschränkt, da diese keine explizite Regelung zur Laufzeitverlängerung vorsieht.

- Für die Verfahren, für die nach § 102 Abs. 3 und 4 WindSeeG in der aktuell geltenden Fassung das WindSeeG in der am 31.12.2022 geltenden Fassung anzuwenden ist, gilt nach § 48 Abs. 7 S. 2 WindSeeG in der am 31.12.2022 geltenden Fassung eine einmalige Verlängerungsoption um bis zu fünf Jahre, wenn der FEP keine unmittelbar anschließende Nachnutzung vorsieht.
- Für Verfahren nach dem WindSeeG in der aktuell geltenden Fassung besteht die Option einer Laufzeitverlängerung um bis zu zehn Jahre, vgl. § 69 Abs. 7 S. 4 WindSeeG, wenn der FEP keine unmittelbar anschließende Nachnutzung nach § 8 Abs. 3 WindSeeG vorsieht und die Betriebsdauer der zugehörigen Netzanbindung dies technisch und betrieblich ermöglicht.
- Für Verfahren nach dem WindSeeG-E soll nach § 69 Abs. 7 S. 5 WindSeeG-E zukünftig eine einmalige Verlängerungsoption um bis zu fünf Jahre möglich sein, wenn der FEP keine unmittelbar anschließende Nachnutzung nach § 8 Absatz 3 WindSeeG-E vorsieht und die Betriebsdauer der zugehörigen Netzanbindung dies technisch und betrieblich ermöglicht.

Festlegungen zur Nachnutzung im FEP begrenzen mithin den Rahmen für eine nachträgliche Verlängerung der Befristung von Zulassungen von WEA. Der FEP kann keine Festlegung zum Umfang von nachträglichen Verlängerungen von Bestandsvorhaben machen, vgl. § 5 WindSeeG. Die Festlegungen zur Nachnutzung im FEP sollen jedoch – soweit dies bereits möglich ist – technische und betriebliche Restriktionen für die Betriebsdauern von ONAS einbeziehen, da diese den möglichen Weiterbetrieb von OWP ggf. beschränken.

2 Gebiete und Flächen zur Nachnutzung

Für die Nachnutzung sollen in einem ersten Schritt die Gebiete N-1, N-2, N-3, N-4, N-6, N-7 und N-8 sowie O-1, O-2 und O-3 betrachtet werden. Da sich die Laufzeit der Verfahren, die in diesen Gebieten bereits in Betrieb sind, noch nach der Inbetriebnahme der einzelnen WEA richtet, wird in der nachfolgenden Betrachtung auf die Inbetriebnahme der letzten WEA des jeweiligen OWP abgestellt. Für die Vorhaben, die noch nicht in Betrieb sind, wird in der Regel das im FEP festgelegte Jahr der Inbetriebnahme angenommen.

Die Nachnutzung in Gebiet N-5 ist bereits in den Festlegungen von Kapitel II (Festlegungen) enthalten. Der Bau und Betrieb von OWP auf den Flächen N-6.8 und N-6.9 sowie der weiteren Flächen in den Gebieten N-9, N-10, N-11, N-12 und N-13 in der Nordsee liegt noch in der Zukunft. Eine Festlegung zur Nachnutzung aufgrund des großen Vorlaufs erscheint zum aktuellen Zeitpunkt nicht sinnvoll. Für diese Gebiete enthält Kapitel 13.11 ein Ausblick. Eine mögliche Nachnutzung von Flächen im Küstenmeer wird nicht betrachtet.

Bei den bestehenden OWP in den Gebieten N-1, N-2, N-3, N-4, N-6, N-7 und N-8 sowie O-1, O-2 und O-3, handelt es sich um solche, die mehrheitlich noch nicht Gegenstand der Fachplanung waren. Die damals fehlende zeitliche und räumliche Koordination des Offshore-Ausbaus resultierte in vielen Gebieten in einer kleinteiligen Zusammensetzung verschiedener OWP, die oftmals in großem zeitlichem Abstand in Betrieb gegangen sind bzw. noch gehen. Zudem teilen sich häufig mehrere OWP eine Netzanbindung, obwohl sie teilweise weder in Bezug auf ihre Betriebszeiten noch auf ihre räumliche Verteilung innerhalb der Gebiete nah beieinander liegen. Einzelne Netzanbindungssysteme sind als sogenannte Mutter-Tochter-Plattformen ausgestaltet, bei denen die ältere Konverterplattform Teile der Infrastruktur (z. B. das Hubschrauberlandedeck) für die Konverterplattform des jüngeren ONAS bereitstellt. Mit diesen Gegebenheiten muss die Planung der Nachnutzung umgehen.

Abbildung 5 zeigt die kleinteilige Struktur der OWP-Vorhaben sowie über den farblichen Verlauf die Verteilung der Inbetriebnahmejahre in den Gebieten N-1, N-2, N-3, N-4, N-6, N-7 und N-8 der Nordsee.

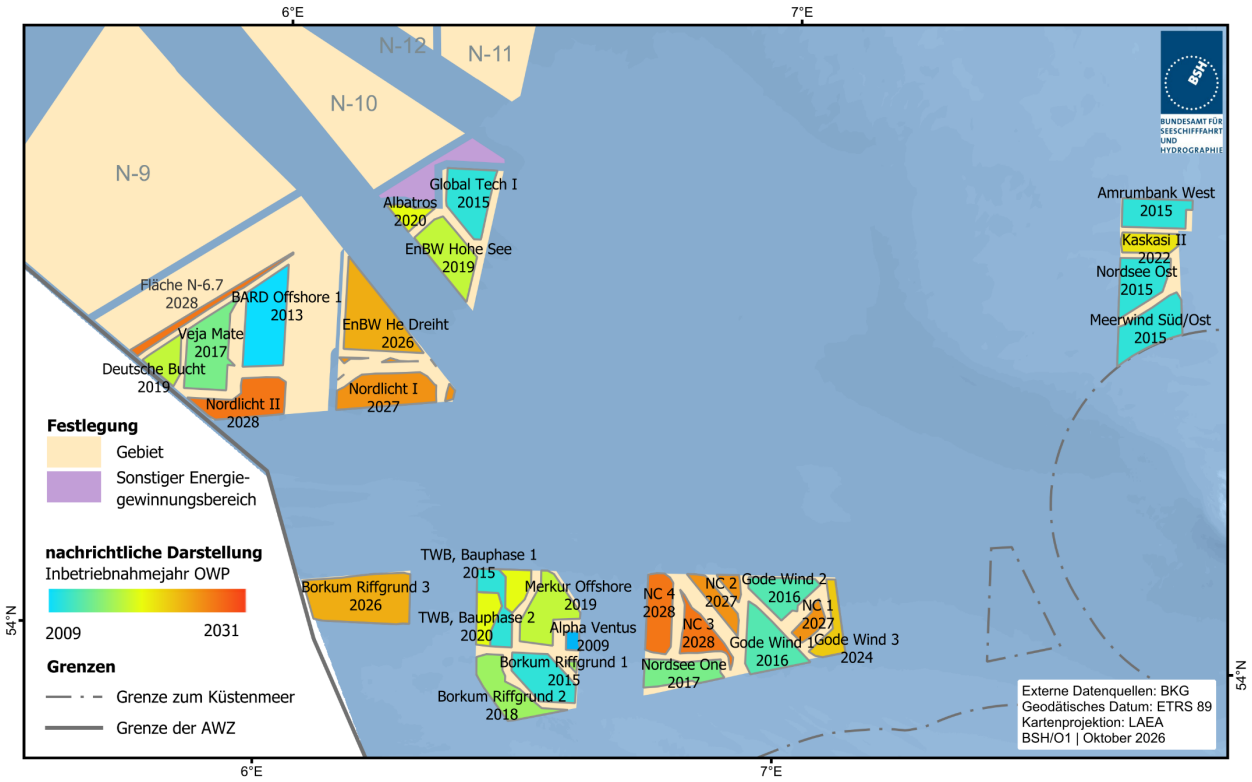


Abbildung 5: Offshore-Windparks der Gebiete N-1, N-2, N-3, N-4, N-6, N-7 und N-8 der Nordsee mit Namen und Inbetriebnahmejahr bzw. im FEP festgelegtes Jahr der Inbetriebnahme

In der Ostsee werden die in der AWZ liegenden Gebiete O-1, O-2 und O-3 für die Nachnutzung betrachtet. Ähnlich wie in der Nordsee zeigt sich auch hier teilweise eine kleinteilige Struktur der OWP in den Gebieten mit zeitlich auseinanderliegenden Inbetriebnahmejahren (siehe Abbildung 6).

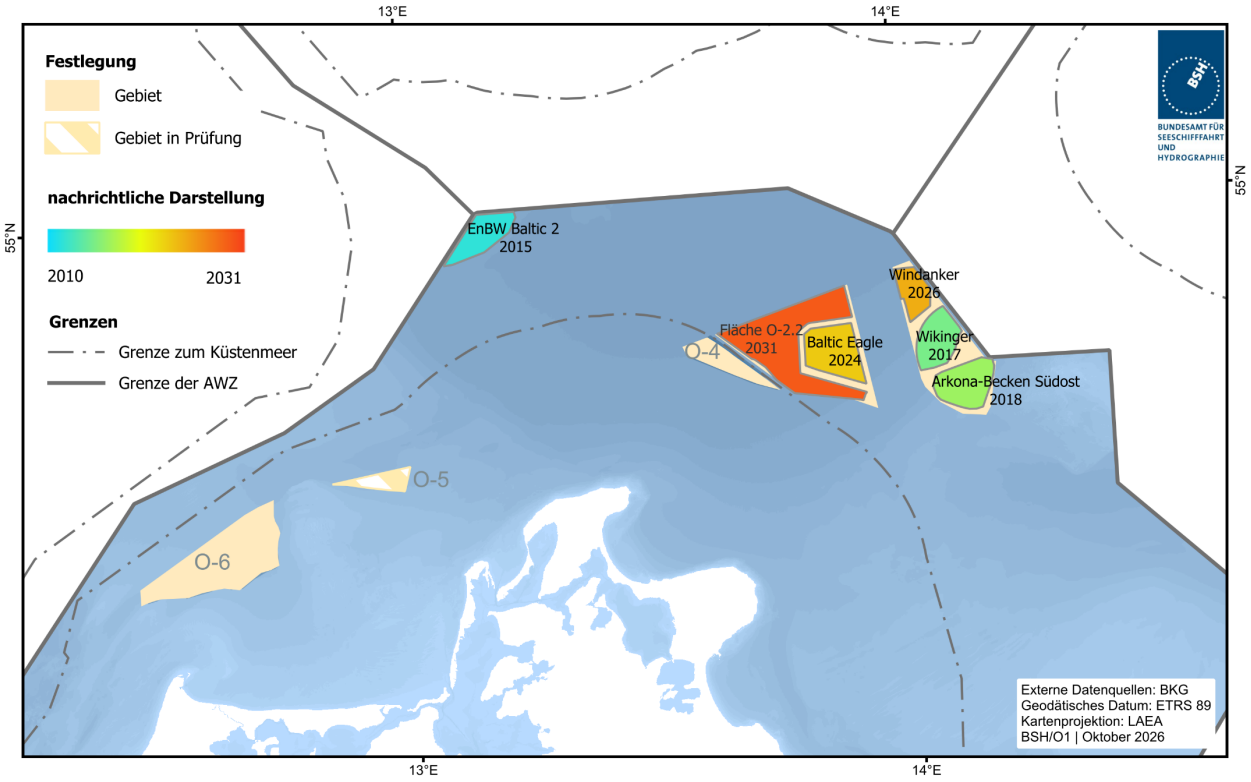


Abbildung 6: Offshore-Windparks in den Gebieten der deutschen AWZ der Ostsee mit Namen und Inbetriebnahmejahr bzw. im FEP festgelegtes Jahr der Inbetriebnahme

Zeitlich gesehen reicht die Spanne der Inbetriebnahmen bei den betrachteten Vorhaben vom OWP Alpha Ventus im Jahr 2009 bis zum OWP auf der Fläche O-2.2, der voraussichtlich im Jahre 2031 realisiert wird. Tabelle 10 listet alle OWP in den zur Nachnutzung betrachteten Gebieten nach dem jeweiligen Inbetriebnahmejahr auf. Der Großteil der betrachteten OWP teilt sich eine Netzanbindung mit ein bis zwei anderen OWP. Aus diesem Grund weicht das Inbetriebnahmejahr der Netzanbindung teilweise von dem Inbetriebnahmejahr des Windparks ab (siehe Tabelle 10).

Tabelle 10: Übersicht der betrachteten OWP in den Gebieten N-1, N-2, N-3, N-4, N-6, N-7 und N-8 in der Nordsee sowie O-1, O-2 und O-3 in der Ostsee mit für die Befristung der Zulassung relevanten Jahr der Inbetriebnahme und der zugehörigen ONAS einschließlich deren Inbetriebnahmejahre. Im FEP festgelegte Zeitpunkte für noch ausstehende Inbetriebnahmen sind in Klammern angegeben.

Bezeichnung Fläche	OWP-Name	Installierte Leistung OWP [MW]	Inbetriebnahme OWP (geplant)	Bezeichnung ONAS (ONEP/NEP)	ONAS-Name	Inbetriebnahme ONAS
-	Alpha Ventus	60	2009	NOR-2-1	alpha ventus	2009
-	BARD Offshore 1	400	2013	NOR-6-1	BorWin1	2010
-	Meerwind Süd/Ost	288	2015	NOR-4-1	HelWin1	2015
-	Nordsee Ost	295	2015	NOR-4-1	HelWin1	2015
-	EnBW Baltic 2	288	2015	OST-3-2	Baltic 2	2015
-	Global Tech I	400	2015	NOR-8-1	BorWin3	2019
-	Borkum Riffgrund 1	312	2015	NOR-2-2	DolWin1	2015
-	Trianel Windpark Borkum (TWB), Bauphase 1	200	2015	NOR-2-2	DolWin1	2015
-	Amrumbank West	302	2015	NOR-4-2	HelWin2	2015
-	Gode Wind 1	330	2016	NOR-3-1	DolWin2	2016
-	Gode Wind 2	252	2016	NOR-3-1	DolWin2	2016
-	Nordsee One	332	2017	NOR-3-1	DolWin2	2016
-	Veja Mate	402	2017	NOR-6-2	BorWin2	2015
-	Wikinger	354	2017	OST-1-1	Ostwind 1	2018
-	Arkona-Becken Südost	360	2018	OST-1-2	Ostwind 1	2019
				OST-1-3	Ostwind 1	2019
-	Borkum Riffgrund 2	465	2018	NOR-2-3	DolWin3	2018
-	Merkur Offshore	396	2019	NOR-2-3	DolWin3	2018
-	EnBW Hohe See	497	2019	NOR-8-1	BorWin3	2019
-	Deutsche Bucht	260	2019	NOR-6-2	BorWin2	2015

-	Trianel Windpark Borkum (TWB), Bauphase 2	203	2020	NOR-2-2	DolWin1	2015
-	Albatros	112	2020	NOR-6-2	BorWin2	2015
-	Kaskasi II	342	2022	NOR-4-2	HelWin2	2015
-	Baltic Eagle	476	2024	OST-2-2	Ostwind 2	2023
				OST-2-3	Ostwind 2	2024
-	Gode Wind 3	253	2024	NOR-3-3	DolWin6	2023
-	EnBW He Dreiht	960	2026	NOR-7-1	BorWin5	2025
-	Borkum Riffgrund 3	913	2026	NOR-1-1	DolWin5	2025
O-1.3	Windanker	294	(2026)	OST-1-4	Ostwind 3	2026
N-3.7	NC 1	225	(2027)	NOR-3-3	DolWin6	2023
N-3.8	NC 2	435	(2027)	NOR-3-3	DolWin6	2023
N-7.2	Nordlicht I	1020	(2027)	NOR-7-2	BorWin6	2027
N-3.5	NC 3	420	(2028)	NOR-3-2	DolWin4	2028
N-3.6	NC 4	480	(2028)	NOR-3-2	DolWin4	2028
N-6.6	Nordlicht II	660	(2028)	NOR-6-3	BorWin4	2028
N-6.7		270	(2028)	NOR-6-3	BorWin4	2028
O-2.2		1.000	(2031)	OST-2-4	Ostwind 4	2031

3 Planung der Nachnutzung

3.1 Ziele

Die Planung der Nachnutzung verfolgt mehrere Ziele, insbesondere:

- Arrondierung der kleinteiligen Struktur der OWP zu effizienten Flächen zur Nachnutzung
- Effiziente Nutzung bestehender Anlagen, sowohl von OWP als auch von ONAS
- Reduzierung energetischer Stillstandszeiten.

Diese Ziele müssen für eine Festlegung von Flächen zur Nachnutzung teilweise gegeneinander abgewogen und jeweils abhängig von den Gegebenheiten im Gebiet bezogen auf den Einzelfall gewichtet angewendet und in einen Ausgleich gebracht werden.

Zu den Zielen im Einzelnen:

3.1.1 Arrondierung zu effizienten Flächen zur Nachnutzung

Zentrales Ziel bei der Planung der Nachnutzung ist es, die gewachsene kleinteilige Windparkkulisse zu großen Flächen im Sinne von § 2a Abs. 2 WindSeeG zur Nachnutzung zu arrondieren. Regelmäßig sollen die bestehenden OWP eines gesamten Gebiets zusammengefasst und als große, zusammenhängende Flächen zur Nachnutzung festgelegt werden, die durch ein Standard-ONAS erschlossen werden kann. Damit sollen die Flächen kosteneffizient angebunden, gebietsübergreifende Netzanbindungen vermieden und gleichzeitig die Anzahl der Trassen durch das Küstenmeer verringert werden. Weiterhin wird eine zeitlich koordinierte Festlegung der Inbetriebnahme neuer Windparkflächen und Netzanbindungssysteme durch den FEP erfolgen, um eine effiziente Nutzung der Netzanbindung zu gewährleisten.

Abbildung 7 und Abbildung 8 zeigen die arrondierten Flächen innerhalb der im FEP festgelegten Gebiete in der AWZ der Nordsee und der Ostsee. Das BSH hält es nach dem aktuellen Stand für sinnvoll, die Flächen zur Nachnutzung bereits möglichst zeitnah sowohl räumlich als auch zeitlich in Hinblick auf das jeweilige Kalenderjahr der Inbetriebnahme festzulegen, um den zeitlichen Rahmen für eventuelle nachträgliche Verlängerungen von bestehenden Zulassungen mit Blick auf die Einschränkung nach § 69 Abs. 7 S. 4 2. HS 1. Alt. WindSeeG zu setzen. Darüber hinausgehende Festlegungen zur Netzanbindung, zur voraussichtlich zu installierenden Leistung oder zur Teilung in kleinere Flächen erscheinen zum aktuellen Zeitpunkt nicht erforderlich. Diese Festlegungen können anhand des dann aktuellen Stands – u.a. unter Berücksichtigung der dann relevanten Standardübertragungskapazität der ONAS – mit einem kürzeren Vorlauf von voraussichtlich etwa zehn bis 15 Jahren zur tatsächlichen Inbetriebnahme festgelegt werden.

Anstelle einer konkreten Leistung wird daher im Folgenden eine Leistungsspanne für jede arrondierte Fläche zur Nachnutzung aufgezeigt, die über die Annahme einer korrigierten Leistungsdichte in der Größenordnung von 6-10 MW/km^2 ermittelt wird (siehe Abbildung 7 und Abbildung 8 sowie Tabelle 11).

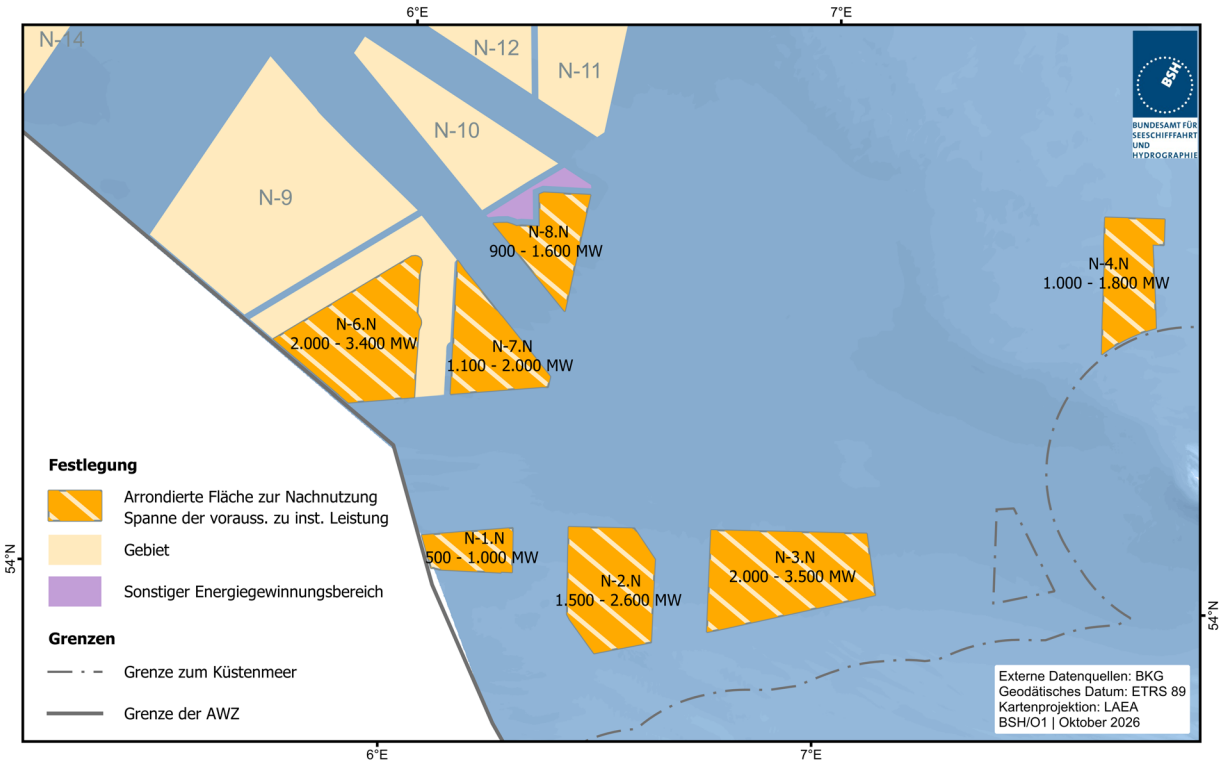


Abbildung 7: Arrondierte Flächen zur Nachnutzung in der Nordsee und angenommene Spanne der voraussichtlich zu installierenden Leistung

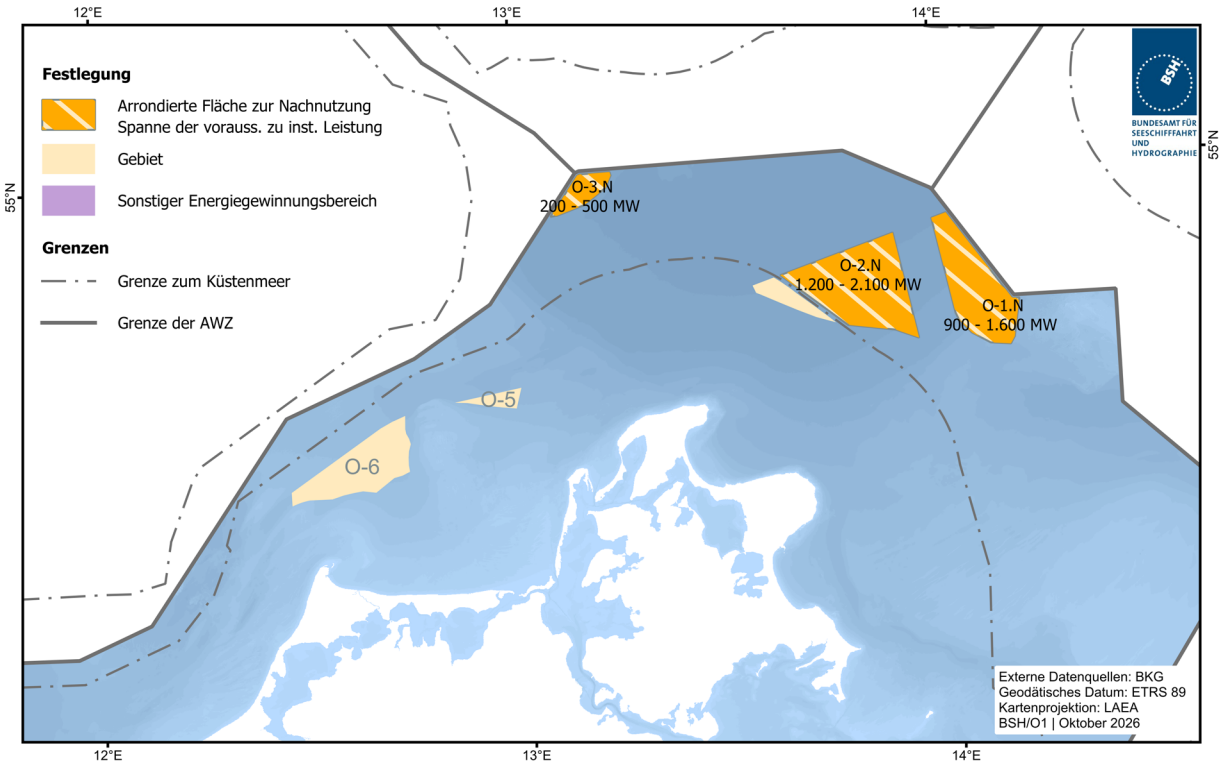


Abbildung 8: Arrondierte Flächen zur Nachnutzung in der Ostsee und angenommene Spanne der voraussichtlich zu installierenden Leistung

Tabelle 11: Übersicht arrondierte Flächen zur Nachnutzung

Bezeichnung Fläche Nachnutzung	Fläche [km²]	Summe der derzeit installierten Leistung [MW]	Spanne voraussichtlich zu installierende Leistung [MW]
N-1.N	79	959	500 – 1.000
N-2.N	223	1.645	1.500 – 2.600
N-3.N	308	2.730	2.000 – 3.500
N-4.N	148	1.227	1.000 – 1.800
N-6.N	297	2.008	2.000 – 3.400
N-7.N	163	1.980	1.100 – 2.000
N-8.N	124	1.009	900 – 1.600
O-1.N	129	1.053	900 –1.600
O-2.N	177	1.792	1.200 – 2.100
O-3.N	28	288	200 – 500
Summe	**2.134**	**16.791**	**11.300 –20.100**

3.1.2 Effiziente Nutzung von bestehenden OWP und ONAS

Grundsätzlich kann ein Weiterbetrieb von bestehenden OWP im Hinblick auf Ressourceneffizienz und Eingriffe in die Meeresumwelt aber auch wirtschaftlich und in Bezug auf Lieferketten und Offshore-Kapazitäten voraussichtlich regelmäßig vorteilhaft sein (Dr. Lorenz, Dr. Baumgärtner, Dr. Stoevesandt, Weis, & Kaczenski, 2025).

Eine zentrale Voraussetzung für einen sinnvollen Weiterbetrieb ist jeweils, dass das bestehende ONAS diesen technisch und betrieblich ermöglicht. Gleichzeitig besteht für Betreiber von OWP keine Verpflichtung, eine bestehende Zulassung zeitlich vollständig auszunutzen. Auch § 69 Abs. 7 S. 4 WindSeeG knüpft eine nachträgliche Verlängerung der Befristung nicht an eine zeitliche Ausnutzungsverpflichtung für den Träger des Vorhabens.

Im Hinblick auf die Betreiber von OWP ist davon auszugehen, dass ein hohes Interesse an einer Option auf einen Weiterbetrieb besteht und von dieser regelmäßig – abhängig von den zukünftig zu realisierenden Stromerlösen – auch Gebrauch gemacht werden soll (vgl. (BDEW, 2026) (BWO, 2026)). Um Betrieb, Wartung und Instandhaltung auf einen etwaigen Weiterbetrieb anzupassen, erscheint zudem eine möglichst frühzeitige Klarheit über den Umfang eines möglichen Weiterbetriebs erforderlich.

3.1.3 Reduzierung energetischer Stillstandszeiten

Die Räume für Windenergie auf See in der deutschen AWZ sind begrenzt. Kann auf einer Fläche aufgrund von Rückbau oder Neubau kein Strom erzeugt werden oder wird ein OWP vorzeitig außer Betrieb

genommen ergibt sich eine energetische Stillstandszeit für die betroffene Fläche. Dieses für die Stromerzeugung vorrübergehend fehlende Flächenpotenzial kann nach dem aktuellen Stand nicht an anderer Stelle kompensiert werden. Bei der Festlegung der Nachnutzung von Flächen ist daher wesentliches Ziel, die energetischen Stillstandszeiten soweit wie möglich zu reduzieren, damit die Flächen zur Umsetzung der gesetzlichen Ausbauziele beitragen können. Dies soll erreicht werden durch

- einen koordinierten Weiterbetrieb der zuerst in Betrieb gegangenen OWP mit dem Ziel einer zeitlich gebündelten Außerbetriebnahme aller OWP, die für eine gemeinsame Nachnutzung im Gebiet arrondiert werden sollen, sowie
- eine zügige erneute Bebauung der nachzunutzenden Flächen.

Zu diesen strukturbedingten energetischen Stillstandszeiten können Zeiten hinzukommen, in denen OWP von der Option auf einen Weiterbetrieb nicht oder nur teilweise Gebrauch machen. Dem kann über den FEP allenfalls vorsorglich über eine möglichst frühe Nachnutzung begegnet werden.

Um längere energetische Stillstandszeiten zu vermeiden, wird planerisch eine möglichst koordinierte Außerbetriebnahme der Windparks in einem Gebiet angestrebt. In Gebieten, in denen die Inbetriebnahmen der OWP und ONAS zeitlich weit gestreut sind (v. a. Gebiete N-3, N-6, O-1 und O-2), hat eine zeitgleiche Außerbetriebnahme aller OWP die Folge, dass für neuere ONAS und daran angeschlossene OWP regelmäßig kein Weiterbetrieb über die derzeit geltende genehmigungsrechtliche Befristung hinaus möglich ist, während die zuerst in Betrieb gegangenen OWP grundsätzlich – abhängig von der möglichen Betriebsdauer des ONAS – die Option auf einen relativ langen Weiterbetrieb haben.

3.2 Grundlagen für die Planung der Nachnutzung von Flächen

Die fachplanerischen Festlegungen zur Nachnutzung im FEP müssen auf den Befristungen der bestehenden OWP-Zulassungen aufbauen. Wie oben gesehen ist es darüber hinaus sinnvoll, die Option der nachträglichen Verlängerung der Befristung, um höchstens 10 Jahre und die Betriebsdauer des zugehörigen ONAS in die Planung mit einzubeziehen.

Analytisch ergibt sich hieraus ein Minimalszenario für eine koordinierte Außerbetriebnahme von OWP, wenn der jüngste an ein ONAS angeschlossene OWP seine 25-jährige Betriebsdauer erreicht hat. Als analytisches Maximalszenario steht dagegen eine koordinierte Außerbetriebnahme, wenn der zuerst in Betrieb gegangene OWP die maximale Betriebsdauer von 25 Jahren plus zehn Jahre nachträgliche Verlängerung erreicht hat.

Tabelle 12 zeigt die über die analytischen Szenarien ermittelten, koordinierten Außerbetriebnahmejahre für OWP in den arrondierten Flächen zur Nachnutzung. Es zeigt sich, dass für arrondierte Flächen, in denen OWP über einen Zeitraum von mehr als zehn Jahren hinweg in Betrieb genommen wurden, das analytische Maximalszenario unter dem Minimalszenario bleibt. Es ergeben sich in diesem Fall Zeiten, in denen der jüngste OWP die Mindestbetriebsdauer von 25 Jahren noch nicht erreicht, der älteste OWP aber schon die Maximaldauer von 35 Jahren überschritten hat. In arrondierten Flächen mit nur einem bestehenden OWP hingegen ergibt sich eine Spanne von exakt zehn Jahren zwischen den Szenarien.

Tabelle 12: Übersicht analytische Szenarien für arrondierte Flächen zur Nachnutzung

Bezeichnung Fläche Nachnutzung	Ende 25-jährige Betriebsdauer jüngster OWP	Ende 35-jährige Betriebsdauer ältester OWP	Spanne zwischen Szenarien [in a]
N-1.N	2051	2061	10
N-2.N	2045	2050	5
N-3.N	2053	2051	-2
N-4.N	2047	2050	3
N-6.N	2057	2048	-9
N-7.N	2052	2060	8
N-8.N	2045	2050	5
O-1.N	2051	2052	1
O-2.N	2055	2058	3
O-3.N	2040	2050	10

Für die Festlegung von Flächen zur Nachnutzung, sind anschließend an das Ende der Betriebsdauer der bestehenden OWP Zeiten für den Rückbau der Anlagen und den Neubau der nachnutzenden OWP zu berücksichtigen. Für die Dauer des Rückbaus nach dem Auslaufen der Zulassung regelt § 80 Abs. 2 WindSeeG, dass der Vorhabensträger die Beseitigung spätestens binnen zwölf Monaten abschließen soll.

Um die für Rück- und Neubau anzusetzenden Zeitdauern weiter zu quantifizieren, hat das BSH einen Auftrag vergeben. In dem veröffentlichten Endbericht (Schwarzkopf, et al., 2026) werden anhand verschiedener Szenarien Zeitdauern für die energetische Stillstandszeiten ermittelt. Diese unterscheiden sich etwa abhängig von der Größe der zurück- und neuzubauenden Windparks, dem Umfang des Rückbaus sowie deren Küstenentfernung.



Abbildung 9: Schematische, beispielhafte Darstellung der Planung einer Nachnutzung von Flächen

Im Folgenden wird für die Planung der Nachnutzung von Flächen im FEP in einem ersten Schritt pauschal, vereinfachend angenommen, dass die Festlegung des Kalenderjahrs der Inbetriebnahme der auf einer Fläche zur Nachnutzung jeweils bezuschlagten WEA im FEP im fünften Kalenderjahr nach dem

Ende der Zulassung des letzten OWP in einem Gebiet erfolgt. Es wird darauf hingewiesen, dass sich der hier zugrunde gelegte Zeitraum gegenüber dem Bezugszeitraum für die Angabe der Zeitdauern im Ramboll-Bericht, der die Inbetriebnahme der letzten Anlage eines OWP in Bezug nimmt, unterscheidet.

Die angenommenen fünf Jahre zwischen dem Ende der Zulassung des letzten OWP und der Inbetriebnahme des nachnutzenden OWP beinhalten wesentlich die Annahme, dass auf einer Fläche nicht parallel Rück- und Neubauarbeiten stattfinden sollen, die Entwicklung der Fläche zur Nachnutzung einschließlich (ggf. zentraler) Voruntersuchung und Ausschreibung jedoch bereits vor dem Abschluss des Rückbaus von bestehenden OWP starten kann (siehe Abbildung 9). Gleichzeitig soll die Abfolge von Rück- und Neubau nicht zu eng aufeinanderfolgend geplant werden, um das Risiko zu reduzieren, dass Verzögerungen beim Rückbau bestehender Anlagen den Neubau des nachnutzenden OWP behindern.

Im weiteren Verfahren zur Änderung und Fortschreibung des FEP wird angestrebt, zukünftige Festlegungen für Flächen zur Nachnutzung auf Quartale zu konkretisieren. Die Inbetriebnahme der auf den Flächen jeweils bezuschlagten WEA wird im FEP regelmäßig für das dritte bzw. vierte Quartal eines Jahres festgelegt. Für die nachträgliche Verlängerung der Befristung von OWP erscheint es im Sinne eines effizienten Weiterbetriebs und Rückbaus sinnvoll, für alle WEA eines OWP eine einheitliche Frist zu bestimmen. Aufgrund der Restriktionen für Offshore-Arbeiten in den Wintermonaten, könnte ein entsprechendes Fristende grundsätzlich im Frühjahr, etwa Ende des ersten Quartals, liegen. Damit könnte über die Wintermonate noch Strom erzeugt werden. Die Rückbauarbeiten könnten dann unmittelbar anschließend ab dem zweiten Quartal und über den Sommer hinweg durchgeführt werden.

Der genaue Zeitraum zwischen dem Ende der Zulassung des letzten OWP in einem Gebiet und der Inbetriebnahme des OWP auf der Fläche zur Nachnutzung ist abhängig von dem genauen Zeitpunkt der Zulassung des jeweiligen Bestands-OWP.

3.3 Entwicklung von Szenarien zur Nachnutzung von Flächen

Die Arrondierung von Flächen in einem Gebiet soll über einen individuellen Weiterbetrieb von OWP und ONAS und eine im Hinblick auf den Zeitpunkt der Nachnutzung zeitlich koordinierte Außerbetriebnahme erreicht werden. Je nach Gebiet besteht hierfür ausgehend von der bestehenden OWP-Struktur eine unterschiedliche Spanne von möglichen Inbetriebnahmejahren der Fläche zur Nachnutzung, die eine zeitlich abgestimmte Außerbetriebnahme ermöglichen, vgl. Tabelle 12. Zusätzlich zu den zulassungsrechtlichen Befristungen der OWP muss auch berücksichtigt werden, dass die Betriebsdauer der zugehörigen ONAS den Weiterbetrieb technisch und betrieblich ermöglicht. Auf diesen Grundannahmen setzen die entwickelten Szenarien A und B auf.

Ziel für die Festlegung zur Nachnutzung ist zunächst, zwischen einer effizienten Nutzung der bestehenden OWP und ONAS durch einen gewissen Weiterbetrieb zum einen und der Vermeidung energetischer Stillstandszeiten, in denen auf Flächen vorrübergehend keine Stromerzeugung möglich ist, zum anderen abzuwägen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass zu den Stillstandszeiten von Flächen, die aus diesen Festlegungen resultieren (z. B. wenn die Inbetriebnahmen in einem Gebiet mehr als zehn Jahre auseinanderliegen) auch ungeplante Stillstandszeiten hinzukommen können, etwa wenn OWP die Option auf einen Weiterbetrieb aufgrund von technischen und/ oder wirtschaftlichen Gründen ganz oder teil-

weise nicht nutzen, oder ONAS früher als zum Zeitpunkt der Festlegung zur Nachnutzung im FEP erwartet nicht mehr betrieben werden können. Mit den Festlegungen zur Nachnutzung soll ein ausgewogenes Verhältnis zwischen den Chancen eines Weiterbetriebs einerseits und der Vermeidung von Stillstandszeiten und Kosten für den Weiterbetrieb der ONAS andererseits gefunden werden.

Hierfür ist nach aktueller Einschätzung regelmäßig der Weiterbetrieb von ONAS über die bisher, aufgrund der Befristungen der angeschlossenen OWP, vorgesehene Betriebsdauer hinaus erforderlich. Im Folgenden werden ausgehend von einer regelmäßig möglichen Mindestbetriebsdauer der ONAS von etwa 30 Jahren beispielhaft Szenarien entwickelt. Diese sollen dazu dienen, sich den Möglichkeiten zum Weiterbetrieb und der Festlegung der Nachnutzung anhand von Restriktionen der ONAS anzunähern. Wesentlich für eine Bewertung und letztlich Festlegung sind die auf die jeweiligen ONAS bezogenen technischen ggf. auch betrieblichen Einschätzungen der ÜNB. Es wird erwartet, dass die ÜNB diese Einschätzungen über ihre Stellungnahme zum Vorentwurf in das Verfahren zur Änderung und Fortschreibung des FEP einbringen und diese als Grundlage für die weiteren Planungen einbezogen werden können.

Es wird bewusst keine Betrachtung von Extremszenarien (frühestmögliche/ spätestmögliche Außerbetriebnahmen) verfolgt, sondern es werden konkrete Umsetzungsvorschläge zur Konsultation gestellt. Dies soll bezogen auf die jeweils arrondierte Fläche zur Nachnutzung eine erste Annäherung an eine mögliche Festlegung der koordinierten Außerbetriebnahme erlauben und erfordert die Mitwirkung der ÜNB im Hinblick auf die möglichen Betriebsdauern der ONAS:

Szenario A legt einen Schwerpunkt auf die Vermeidung energetischer Stillstandszeiten:

- Die koordinierte Außerbetriebnahme aller bestehenden OWP in einer arrondierten Fläche zur Nachnutzung erfolgt nach einer Betriebsdauer von 30 Jahren des ältesten ONAS in der arrondierten Fläche.
- Wenn damit nicht für alle OWP die zugelassene Betriebsdauer von 25 Jahren abgedeckt ist, bestimmt die Betriebsdauer des jüngsten OWP von 25 Jahren den Zeitpunkt für die koordinierte Außerbetriebnahme aller bestehenden OWP in der arrondierten Fläche zur Nachnutzung.

Szenario B legt einen Schwerpunkt auf die effizientere Nutzung bestehender OWP und ONAS:

- Die koordinierte Außerbetriebnahme aller bestehenden OWP in einer arrondierten Fläche zur Nachnutzung erfolgt nach einer Betriebsdauer von 30 Jahren des jüngsten ONAS in der arrondierten Fläche.
- Wenn der älteste OWP dann eine Betriebsdauer von 35 Jahren überschreitet, bestimmt die Betriebsdauer des ältesten OWP von 35 Jahren den Zeitpunkt für die koordinierte Außerbetriebnahme aller bestehenden OWP in der arrondierten Fläche zur Nachnutzung.

Die Szenarien sollen als Ausgangspunkt für die Planung der Nachnutzung dienen. Weitere Ziele, wie etwa eine möglichst konstante Stromerzeugung oder die zeitliche Streuung der Offshore-Aktivitäten von Rück- und Neubau sollen im nächsten Schritt für eine Festlegung von Inbetriebnahmenjahren von Flächen zur Nachnutzung zusätzlich einbezogen werden.

4 Arrondierte Flächen zur Nachnutzung im Einzelnen

Im Folgenden erfolgt eine Analyse der einzelnen arrondierten Flächen zur Nachnutzung in den Gebieten N-1, N-2, N-3, N-4, N-6, N-7 und N-8 in der Nordsee sowie O-1, O-2 und O-3 in der Ostsee und eine Anwendung der oben genannten Szenarien unter Berücksichtigung der jeweiligen lokalen Gegebenheiten.

Der räumliche Umfang der Gebiete folgt weiterhin den Festlegungen des ROP 2021 einschließlich der im Rahmen der Verfahren zur Änderung und Fortschreibung des FEP geführten Zielabweichungsverfahren, in dem die Gebiete für Windenergie wesentlich durch die festgelegten Schifffahrtsrouten strukturiert werden. Für die Gebiete N-1, N-2 und N-3 wurde überschlägig geprüft, ob diese für die Windenergie auf See unter Einbeziehung der Erfordernisse der Schifffahrt optimiert werden könnten. Dies ist jedoch aufgrund der zeitlichen auseinanderfallenden OWP-Vorhaben, der sich daraus ergebenden komplexen Umsetzung und der zusätzlichen Stillstandszeiten von Flächen nicht möglich.

Die Festlegung der arrondierten Flächen zur Nachnutzung erfolgt unter der Annahme, dass die größeren Flächen noch geteilt und die voraussichtlich zu installierende Leistung und die Erschließung durch ONAS mit einem kürzeren Vorlauf von zehn bis 15 Jahren bis zur Inbetriebnahme unter Kenntnis der dann geltenden Rahmenbedingungen festgelegt wird. Ggf. werden aufgrund der Größe von einzelnen Flächen zur Nachnutzung auch ONAS mit gegenüber dem aktuellen Standard abweichender Netzanbindungskapazität sinnvoll sein.

Für Gebiet N-5 sind mit dem FEP 2025 bereits Festlegungen zur Nachnutzung erfolgt und auch im gegenständlichen Verfahren Festlegungen vorgesehen, hierzu wird auf die entsprechenden Kapitel II. 1 und II.5.1 einschließlich Begründung verwiesen.

4.1 Gebiet N-1

Abbildung 10 und Abbildung 11 zeigen den sich im Gebiet N-1 befindlichen OWP und das ONAS einschließlich ihrer Inbetriebnahmejahre und der Übertragungskapazität des ONAS. Das Gebiet N-1 ist relativ klein und nur durch einen OWP genutzt. Analog dazu soll als Fläche zur Nachnutzung die Fläche N-1.N in Gebiet N-1 festgelegt werden (siehe Tabelle 13).

Durch die aktuelle Bebauung des Gebiets N-1 mit nur einem OWP bestehen für die Planung der Nachnutzung wenige Restriktionen. Da das Gebiet nur durch ein ONAS erschlossen wird, ergibt sich bei Anwendung der Szenarien A und B jeweils das Jahr 2060 als Inbetriebnahmejahr der Nachnutzung für die Fläche N-1.N. Ein möglicher Weiterbetrieb des ONAS NOR-1-1 ermöglicht somit unmittelbar auch einen entsprechenden Weiterbetrieb des angeschlossenen OWP Borkum Riffgrund 3. Ein Weiterbetrieb des ONAS NOR-1-1 ist daher anzustreben, zumindest bis zum Jahr 2055.

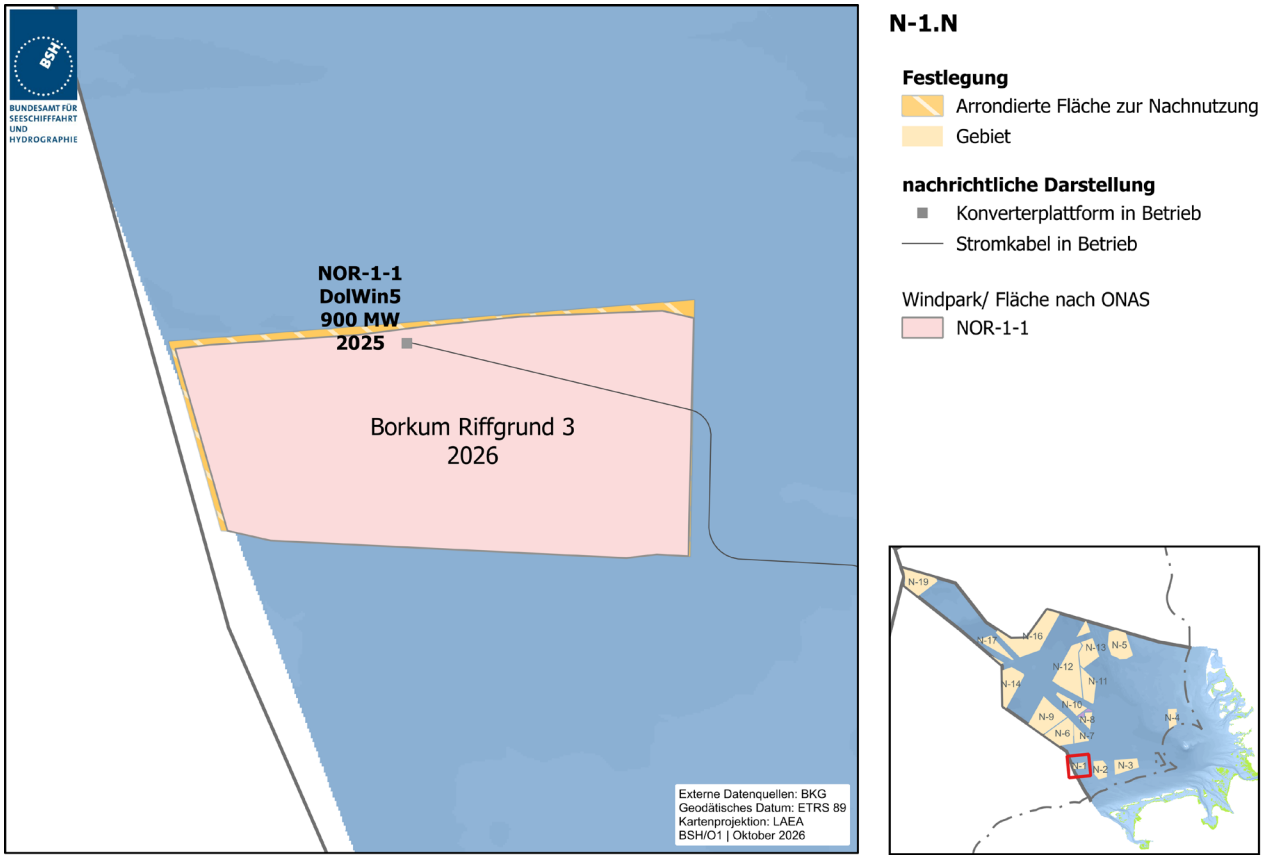


Abbildung 10: Karte arrondierte Fläche zur Nachnutzung N-1.N mit darauf befindlichen Offshore-Windpark und ONAS mit Namen und Inbetriebnahmejahr

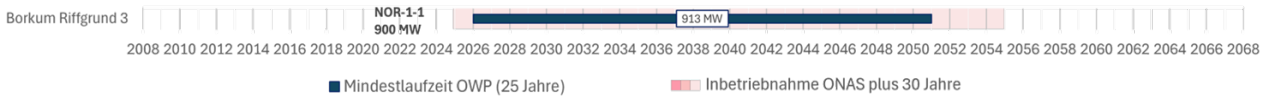


Abbildung 11: Zeitstrahl: Laufzeiten von OWP (in dunkelblau) und ONAS (in rosa) auf der Fläche zur Nachnutzung N-1.N

Tabelle 13: Übersicht der OWP auf der arrondierten Fläche zur Nachnutzung N-1.N mit ONAS und Szenarien

OWP-Name	Inbetriebnahme OWP plus 25 Jahre	Bezeichnung ONAS	Inbetriebnahme ONAS plus 30 Jahre	Bezeichnung Fläche Nachnutzung	Ende 25-jährige Betriebsdauer jüngster OWP	Ende 35-jährige Betriebszeit ältester OWP	Jahr der Nachnutzung Szenario A*	Jahr der Nachnutzung Szenario B*
Borkum Riffgrund 3	2051	NOR-1-1	2055	N-1.N	2051	2061	2060 (2055)	2060 (2055)

*) in Klammern: Jahr der spätesten koordinierten Außerbetriebnahme der bestehenden OWP

4.2 Gebiet N-2

Abbildung 12 und Abbildung 13 zeigen die sich im Gebiet N-2 befindlichen OWP und ONAS einschließlich ihrer Inbetriebnahmejahre und der Übertragungskapazität der ONAS. Die Inbetriebnahme der OWP liegt zeitlich bis zu etwa fünf Jahren auseinander. Die Arrondierung zu der Fläche zur Nachnutzung N-2.N erfolgt auf Gebietsebene und umfasst alle bestehenden OWP-Vorhaben in N-2 (siehe Tabelle 14).

Der OWP Alpha Ventus wurde aufgrund seiner geringen Größe, dem frühen Jahr der Inbetriebnahme und der eigenen Netzanbindung bei der Ermittlung der Szenarien nicht berücksichtigt. Für die Szenarien A und B ergeben sich die um drei Jahre auseinanderliegenden koordinierten Außerbetriebnahmen im Jahr 2045 bzw. im Jahr 2048. Ein Weiterbetrieb des ONAS NOR-2-3 bis zum Jahr 2045, wie für Szenario A erforderlich, ist grundsätzlich anzustreben. Für Szenario B wäre ein Weiterbetrieb der ONAS NOR-2-2 bis und NOR-2-3 zum Jahr 2048 erforderlich.

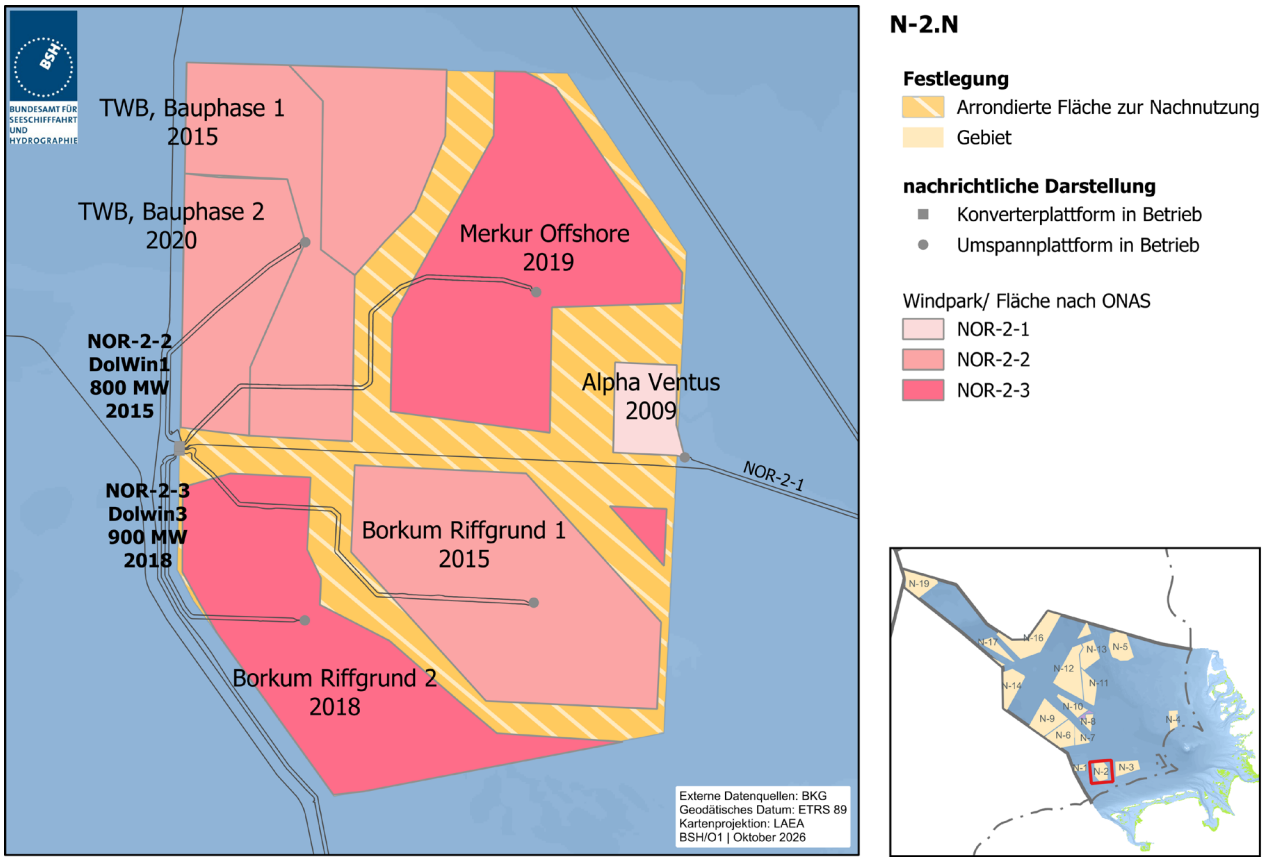


Abbildung 12: Karte arrondierte Fläche zur Nachnutzung N-2.N mit darauf befindlichen Offshore-Windparks und ONAS mit Namen und Inbetriebnahmejahr

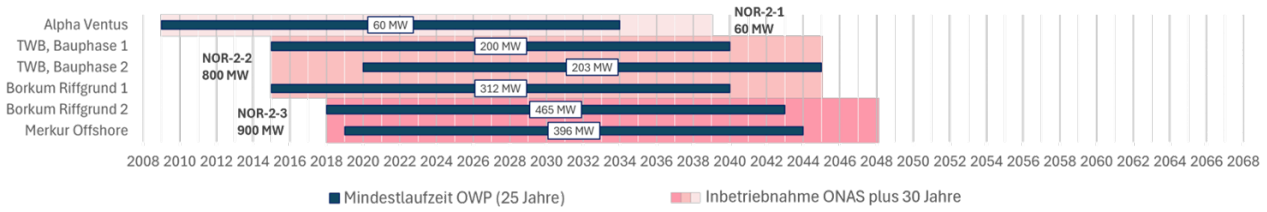


Abbildung 13: Zeitstrahl: Laufzeiten von OWP (in dunkelblau) und ONAS (in rosa) auf der Fläche zur Nachnutzung N-2.N

Tabelle 14: Übersicht der OWP auf der arrondierten Fläche zur Nachnutzung N-2.N mit ONAS und Szenarien

OWP-Name	Inbetriebnahme OWP plus 25 Jahre	Bezeichnung ONAS	Inbetriebnahme ONAS plus 30 Jahre	Bezeichnung Fläche Nachnutzung	Ende 25-jährige Betriebsdauer jüngster OWP	Ende 35-jährige Betriebszeit ältester OWP	Jahr der Nachnutzung Szenario A*	Jahr der Nachnutzung Szenario B*
Alpha Ventus	2034	alpha ventus	2039	N-2.N	Nicht berücksichtigt in Szenarien			
Trianel Windpark Borkum, Bauphase 1	2040	NOR-2-2	2045		2045	2050	2050 (2045)	2053 (2048)
Trianel Windpark Borkum, Bauphase 2	2045							
Borkum Riffgrund 1	2040							
Borkum Riffgrund 2	2043	NOR-2-3	2048					
Merkur Offshore	2044							

*) in Klammern: Jahr der spätesten koordinierten Außerbetriebnahme der bestehenden OWP

4.3 Gebiet N-3

Abbildung 14 und Abbildung 15 zeigen die sich im Gebiet N-3 befindlichen OWP und ONAS einschließlich ihrer Inbetriebnahmejahre und der Übertragungskapazität der ONAS. Die Inbetriebnahme der OWP liegt zeitlich bis zu etwa zwölf Jahren auseinander. Die räumliche und zeitliche Strukturierung der Inbetriebnahmen von OWP in diesem Gebiet ist sehr heterogen. Eine sinnvolle Aufteilung des Gebiets in zwei Flächen zur Nachnutzung die in zeitlichem Abstand zueinander in Betrieb gehen, bietet sich nicht an. Es soll daher zum jetzigen Zeitpunkt eine Arrondierung aller bestehenden OWP-Vorhaben auf Gebietsebene auf die Fläche N-3.N erfolgen (siehe Tabelle 15).

Der große zeitliche Abstand zwischen der Inbetriebnahme des ersten und des letzten OWP im Gebiet resultiert sowohl für Szenario A als auch für Szenario B in einer koordinierten Außerbetriebnahme der OWP im Jahr 2053. Daraus ergibt sich als Inbetriebnahmejahr der Nachnutzung für die Fläche N-3.N

das Jahr 2058 (siehe Tabelle 15). Ein Weiterbetrieb der ONAS NOR-3-1 bis zum Jahr 2051 (35 Jahre Betrieb Gode Wind 1/ Gode Wind 2) und NOR-3-3 bis zum Jahr 2053 ist anzustreben.

Für die Vorhaben NC 1 und NC 2 ist die Inbetriebnahme abweichend von der in diesem Vorentwurf berücksichtigten FEP-Festlegung ggf. bereits für das Jahr 2026 zu erwarten. Die tatsächliche Inbetriebnahme wird dann in der weiteren Planung entsprechend berücksichtigt.

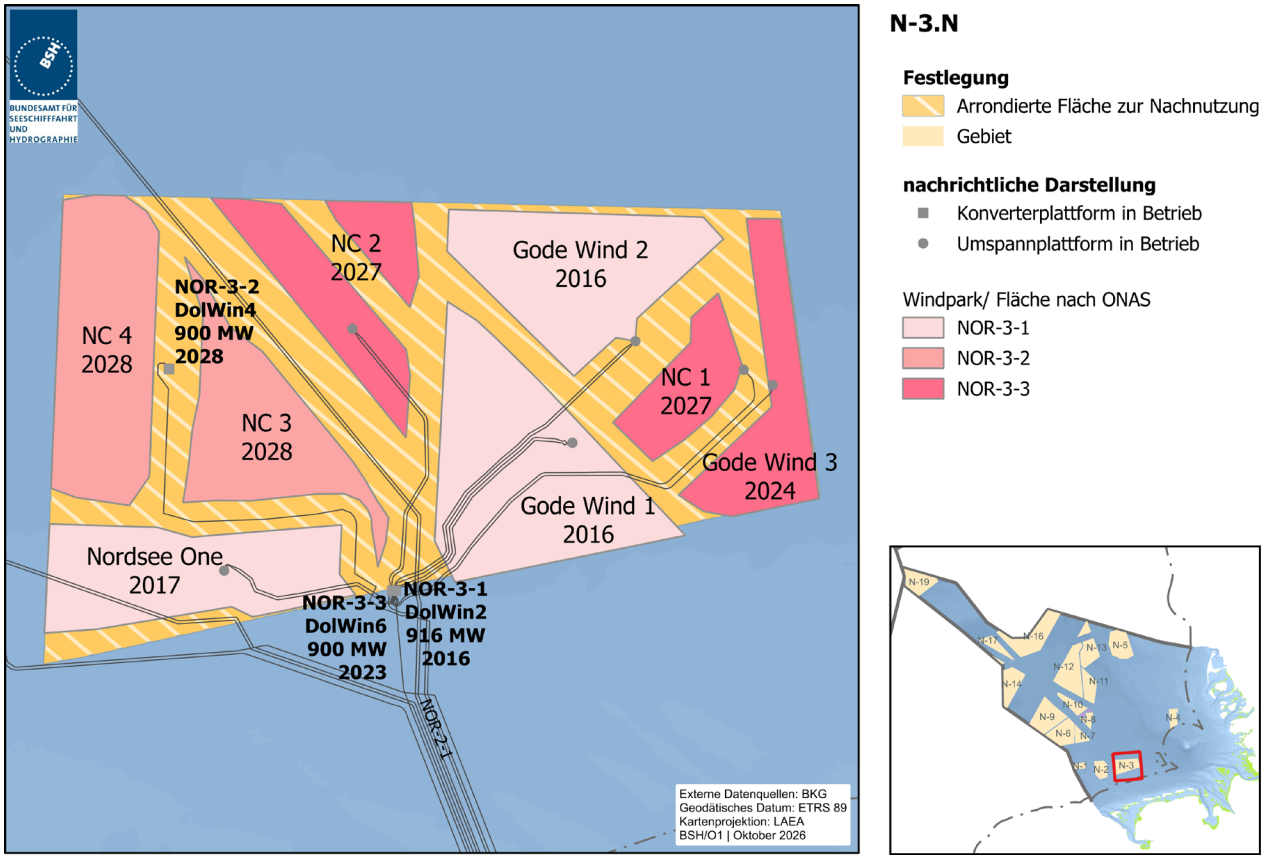


Abbildung 14: Karte Gebiet arrondierte Fläche zur Nachnutzung N-3.N mit darauf befindlichen Offshore-Windparks und ONAS mit Namen und Inbetriebnahmejahr bzw. im FEP festgelegtem Jahr der Inbetriebnahme

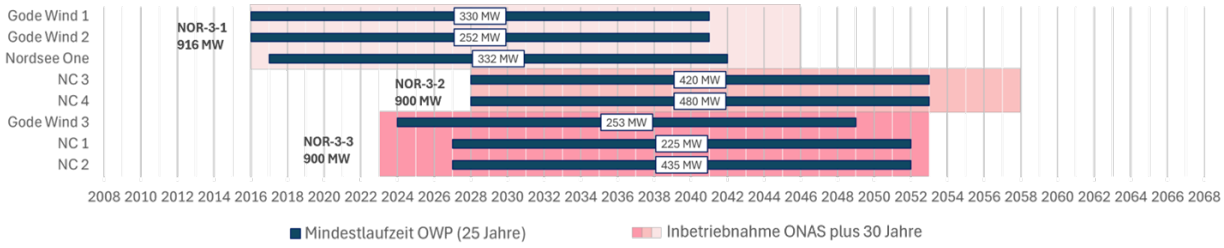


Abbildung 15: Zeitstrahl: Laufzeiten von OWP (in dunkelblau) und ONAS (in rosa) auf der Fläche zur Nachnutzung N-3.N

Tabelle 15: Übersicht der OWP auf der arrondierten Fläche zur Nachnutzung N-3.N mit ONAS und Szenarien

OWP-Name	Inbetriebnahme OWP plus 25 Jahre	Bezeichnung ONAS	Inbetriebnahme ONAS plus 30 Jahre	Bezeichnung Fläche Nachnutzung	Ende 25-jährige Betriebsdauer jüngster OWP	Ende 35-jährige Betriebszeit ältester OWP	Jahr der Nachnutzung Szenario A*	Jahr der Nachnutzung Szenario B*
Gode Wind 1	2041	NOR-3-1	2046	N-3.N	2053	2051	2058 (2053)	2058 (2053)
Gode Wind 2	2041							
Nordsee One	2042							
Gode Wind 3	2049	NOR-3-3	2053					
NC_1	2052							
NC_2	2052							
NC_3	2053	NOR-3-2	2058					
NC_4	2053							

*) in Klammern: Jahr der spätesten koordinierten Außerbetriebnahme der bestehenden OWP

4.4 Gebiet N-4

Abbildung 16 und Abbildung 17 zeigen die sich im Gebiet N-4 befindlichen OWP und ONAS einschließlich ihrer Inbetriebnahmejahre und der Übertragungskapazität der ONAS. Die Inbetriebnahme der OWP liegt zeitlich bis zu etwa sieben Jahren auseinander. Die Arrondierung zu der Fläche zur Nachnutzung N-4.N erfolgt auf Gebietsebene und umfasst alle bestehenden OWP-Vorhaben in N-4 (siehe Tabelle 16).

Der große zeitliche Abstand zwischen der Inbetriebnahme des ersten und des letzten OWP im Gebiet N-4 resultiert sowohl für Szenario A als auch für Szenario B in einer koordinierten Außerbetriebnahme der OWP im Jahr 2047. Daraus ergibt sich als Inbetriebnahmejahr der Nachnutzung für die Fläche N-4.N das Jahr 2052. Ein Weiterbetrieb der ONAS NOR-4-1 und NOR-4-2 bis zum Jahr 2047 ist anzustreben.

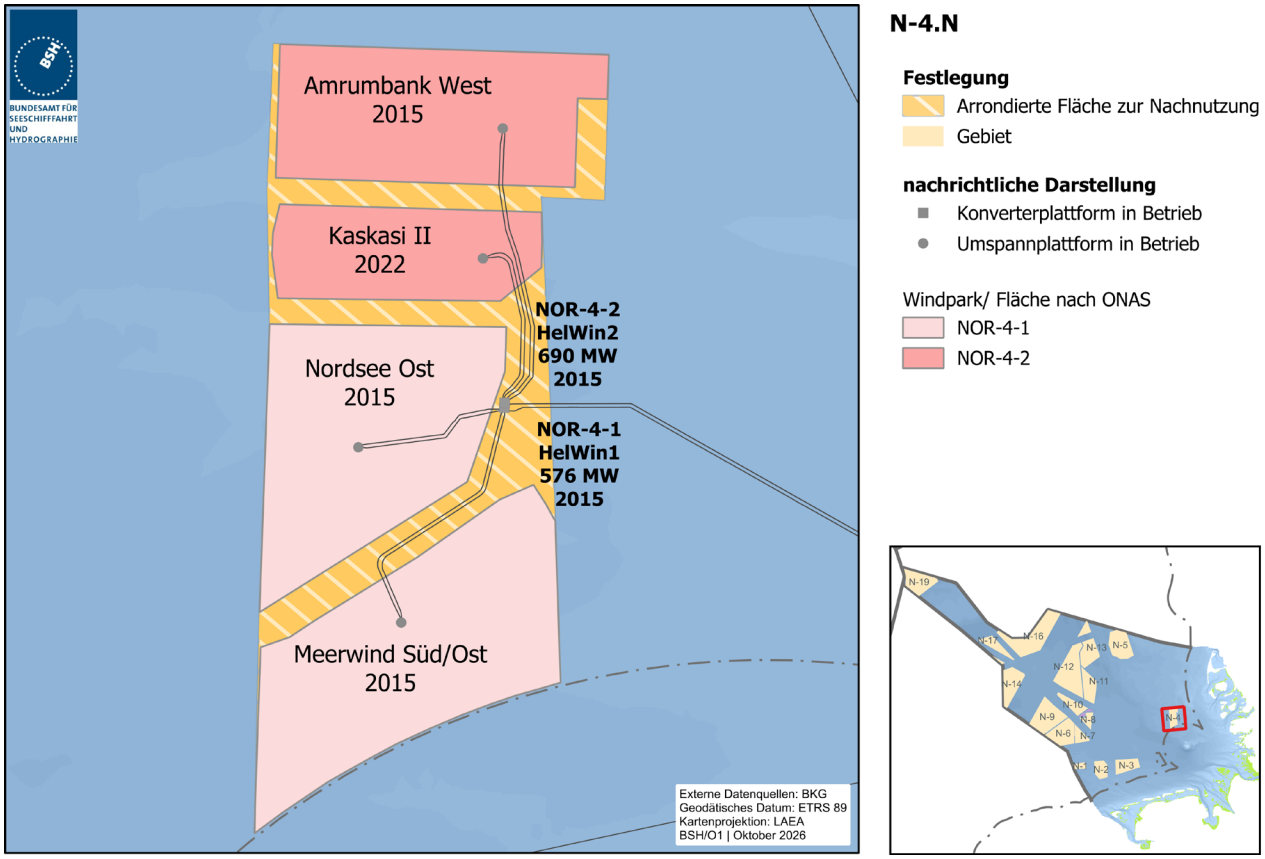


Abbildung 16: Karte arrondierte Fläche zur Nachnutzung N-4.N mit darauf befindlichen Offshore-Windparks und ONAS mit Namen und Inbetriebnahmejahr

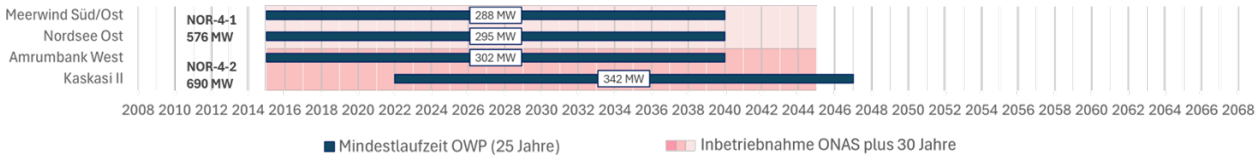


Abbildung 17: Zeitstrahl: Laufzeiten von OWP (in dunkelblau) und ONAS (in rosa) auf der Fläche zur Nachnutzung N-4.N

Tabelle 16: Übersicht der OWP auf der arrondierten Fläche zur Nachnutzung N-4.N mit ONAS und Szenarien

OWP-Name	Inbetriebnahme OWP plus 25 Jahre	Bezeichnung ONAS	Inbetriebnahme ONAS plus 30 Jahre	Bezeichnung Fläche Nachnutzung	Ende 25-jährige Betriebsdauer jüngster OWP	Ende 35-jährige Betriebszeit ältester OWP	Jahr der Nachnutzung Szenario A*	Jahr der Nachnutzung Szenario B*
Meerwind Süd/Ost	2040	NOR-4-1	2045	N-4.N	2047	2050	2052 (2047)	2052 (2047)
Nordsee Ost	2040							
Amrum-bank West	2040	NOR-4-2	2045					
Kaskasi II	2047							

*) in Klammern: Jahr der spätesten koordinierten Außerbetriebnahme der bestehenden OWP

4.5 Gebiet N-6

Abbildung 18 und Abbildung 19 zeigen die sich auf der arrondierten Fläche zur Nachnutzung befindlichen OWP und ONAS einschließlich ihrer Inbetriebnahmejahre und der Übertragungskapazität der ONAS. Zusätzlich ist der OWP Albatros aus Gebiet N-8 an das ONAS NOR-6-2 angebunden. Die Inbetriebnahmen der OWP liegen zeitlich bis zu etwa 15 Jahren auseinander. Auch die räumliche Verteilung der OWP in Bezug auf ihr ONAS ist wenig einheitlich. Die Arrondierung zu der Fläche zur Nachnutzung N-6.N umfasst alle OWP in Gebiet N-6, die bereits in Betrieb oder projektiert sind (siehe Tabelle 17). Die Flächen N-6.8 und N-6.9 werden nicht in die Arrondierung einbezogen.

Der große zeitliche Abstand zwischen der Inbetriebnahme des ersten und des letzten OWP im Gebiet resultiert sowohl für Szenario A als auch für Szenario B in einer koordinierten Außerbetriebnahme der OWP im Jahr 2053. Daraus ergibt sich als Inbetriebnahmejahr der Nachnutzung für die Fläche N-6.N das Jahr 2058. Ein Weiterbetrieb des ONAS NOR-6-1 bis zum Jahr 2048 (35 Jahre Betrieb BARD) und NOR-6-2 bis zum Jahr 2052 (35 Jahre Betrieb OWP Veja Mate) ist anzustreben.

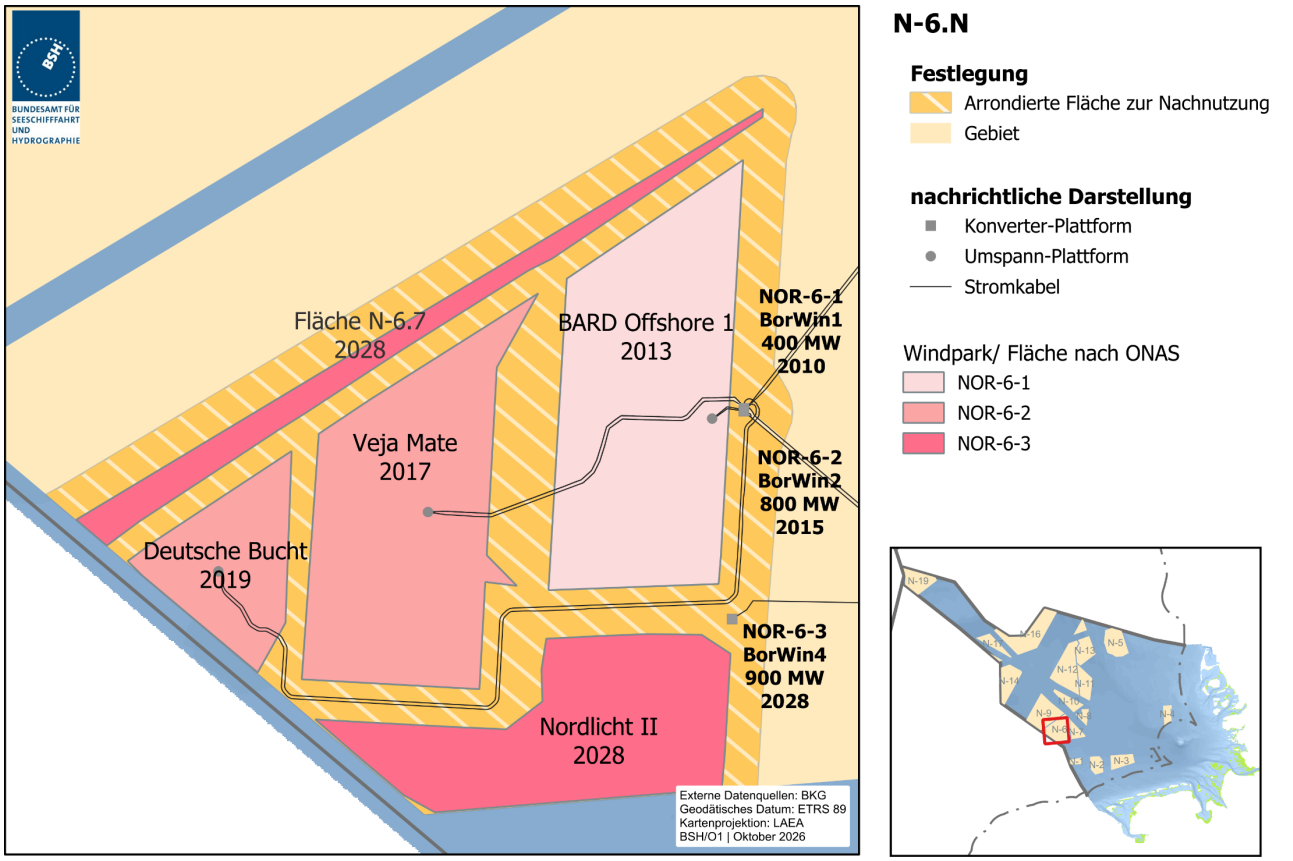


Abbildung 18: Karte arrondierte Fläche zur Nachnutzung N-6.N mit darauf befindlichen Offshore-Windparks und ONAS mit Namen und Inbetriebnahmejahr bzw. im FEP festgelegtem Jahr der Inbetriebnahme

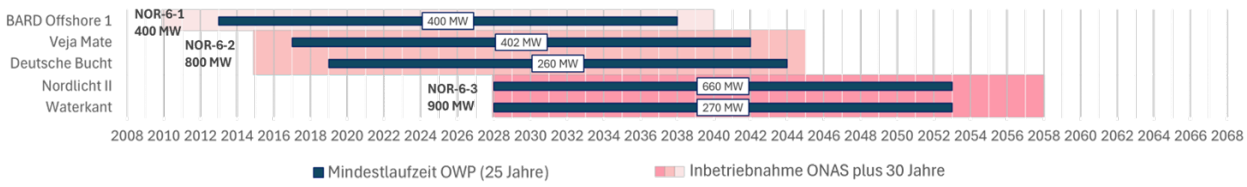


Abbildung 19: Zeitstrahl: Laufzeiten von OWP (in dunkelblau) und ONAS (in rosa) auf der Fläche zur Nachnutzung N-6.N

Tabelle 17: Übersicht der OWP auf der arrondierten Fläche zur Nachnutzung N-6.N mit ONAS und Szenarien

OWP-Name	Inbetriebnahme OWP plus 25 Jahre	Bezeichnung ONAS	Inbetriebnahme ONAS plus 30 Jahre	Bezeichnung Fläche Nachnutzung	Ende 25-jährige Betriebsdauer jüngster OWP	Ende 35-jährige Betriebszeit ältester OWP	Jahr der Nachnutzung Szenario A*	Jahr der Nachnutzung Szenario B*
BARD Offshore 1	2038	NOR-6-1	2040	N-6.N	2057	2048	2058 (2053)	2058 (2053)
Veja Mate	2042	NOR-6-2	2045					
Deutsche Bucht	2044							
Nordlicht II	2053	NOR-6-3	2058					
(N-6.7)	2053							
Albatros	2045	NOR-6-2	2045	siehe Gebiet N-8				

*) in Klammern: Jahr der spätesten koordinierten Außerbetriebnahme der bestehenden OWP

4.6 Gebiet N-7

Abbildung 20 und Abbildung 21 zeigen die beiden sich im Gebiet N-7 befindlichen OWP und ONAS einschließlich ihrer Inbetriebnahmejahre und der Übertragungskapazität der ONAS. Die Inbetriebnahme der beiden OWP liegt zeitlich etwa zwei Jahre auseinander. Die Arrondierung zu der Fläche zur Nachnutzung N-7.N erfolgt auf Gebietsebene und umfasst alle bestehenden OWP-Vorhaben in N-7 (siehe Tabelle 18).

Für die Szenarien A und B ergeben sich die um zwei Jahre auseinanderliegenden koordinierten Außerbetriebnahmen im Jahr 2055 bzw. im Jahr 2057. Ein Weiterbetrieb des ONAS NOR-7-1 bis zum Jahr 2052 (25 Jahre Betrieb OWP Nordlicht I) ist anzustreben. Für einen Weiterbetrieb entsprechend der Szenarien A und B wäre ein Weiterbetrieb der ONAS NOR-7-1 und NOR-7-2 bis zum Jahr 2055 bzw. 2057 erforderlich.

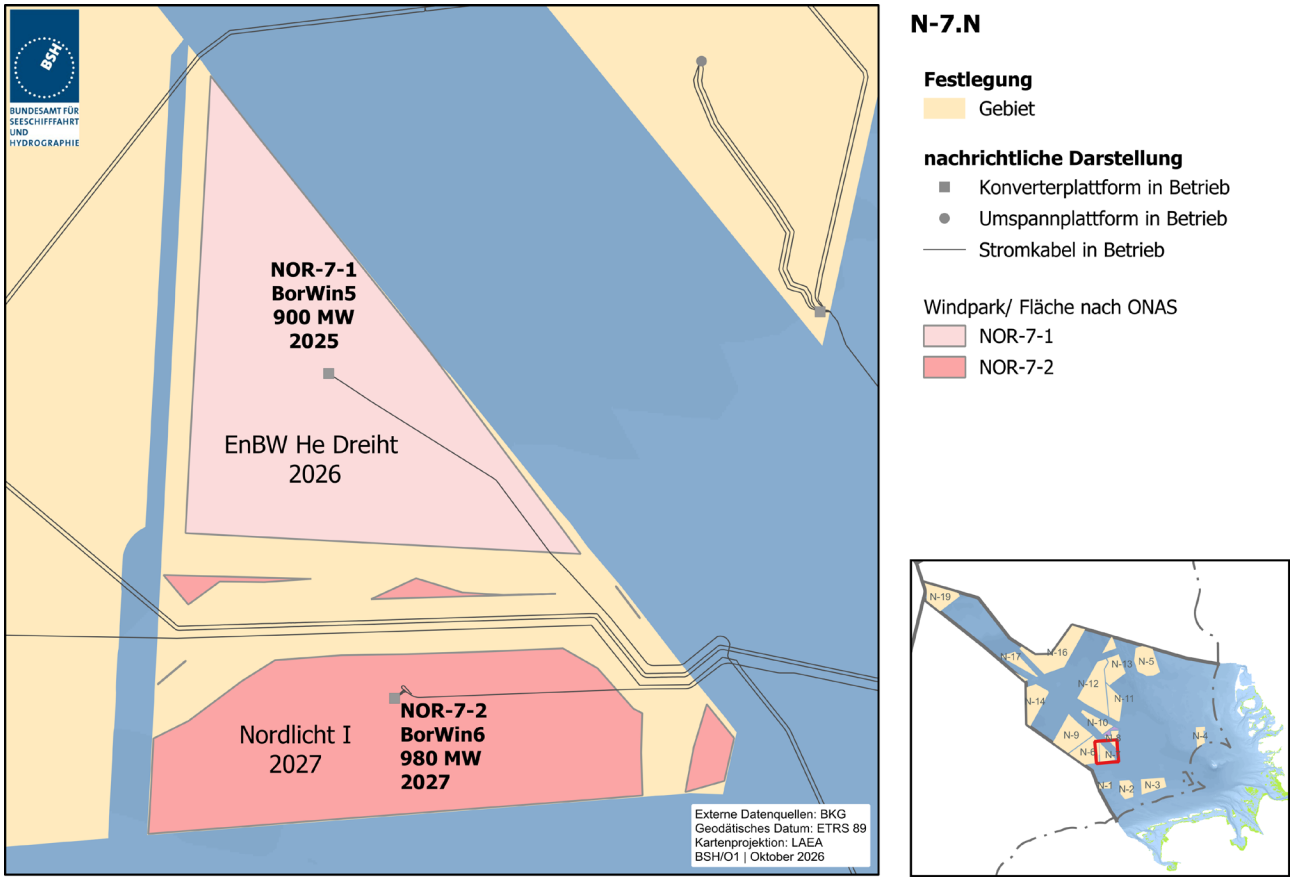


Abbildung 20: Karte arrondierte Fläche zur Nachnutzung N-7.N mit darauf befindlichen Offshore-Windparks und ONAS mit Namen und Inbetriebnahmejahr bzw. im FEP festgelegtem Jahr der Inbetriebnahme

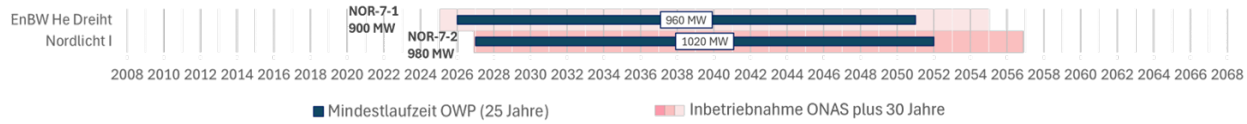


Abbildung 21: Zeitstrahl: Laufzeiten von OWP (in dunkelblau) und ONAS (in rosa) auf der Fläche zur Nachnutzung N-7.N

Tabelle 18: Übersicht der OWP auf der arrondierten Fläche zur Nachnutzung N-7.N mit ONAS und Szenarien

OWP-Name	Inbetrieb-nahme OWP plus 25 Jahre	Bezeich-nung ONAS	Inbetrieb-nahme ONAS plus 30 Jahre	Bezeich-nung Flä-che Nach-nutzung	Ende 25-jährige Betriebs-dauer jüngster OWP	Ende 35-jährige Betriebs-zeit ältes-ter OWP	Jahr der Nachnut-zung Sze-nario A*	Jahr der Nachnut-zung Sze-nario B*
EnBW He Dreiht	2051	NOR-7-1	2055	N-7.N	2052	2060	2060 (2055)	2062 (2057)
Nordlicht I	2052	NOR-7-2	2057					

*) in Klammern: Jahr der spätesten koordinierten Außerbetriebnahme der bestehenden OWP

4.7 Gebiet N-8

Abbildung 22 und Abbildung 23 zeigen die sich im Gebiet N-8 befindlichen OWP und ONAS einschließlich ihrer Inbetriebnahmejahre und der Übertragungskapazität der ONAS. Der OWP Albatros ist über das in Gebiet N-6 gelegene ONAS NOR-6-2 angebunden. Die Inbetriebnahmen der OWP liegen zeitlich bis zu etwa 5 Jahre auseinander. Die Arrondierung zu der Fläche zur Nachnutzung N-8.N erfolgt auf Gebietsebene und umfasst alle bestehenden OWP-Vorhaben in N-8 (siehe Tabelle 19).

Für die Szenarien A und B ergeben sich die um vier Jahre auseinanderliegenden koordinierten Außerbetriebnahmen im Jahr 2045 bzw. im Jahr 2049. Ein Weiterbetrieb des ONAS NOR-8-1 bis zum Jahr 2052 im Gleichlauf mit der angestrebten Betriebsdauer des ONAS NOR-6-2 ist anzustreben (vgl. Kapitel 13.5).

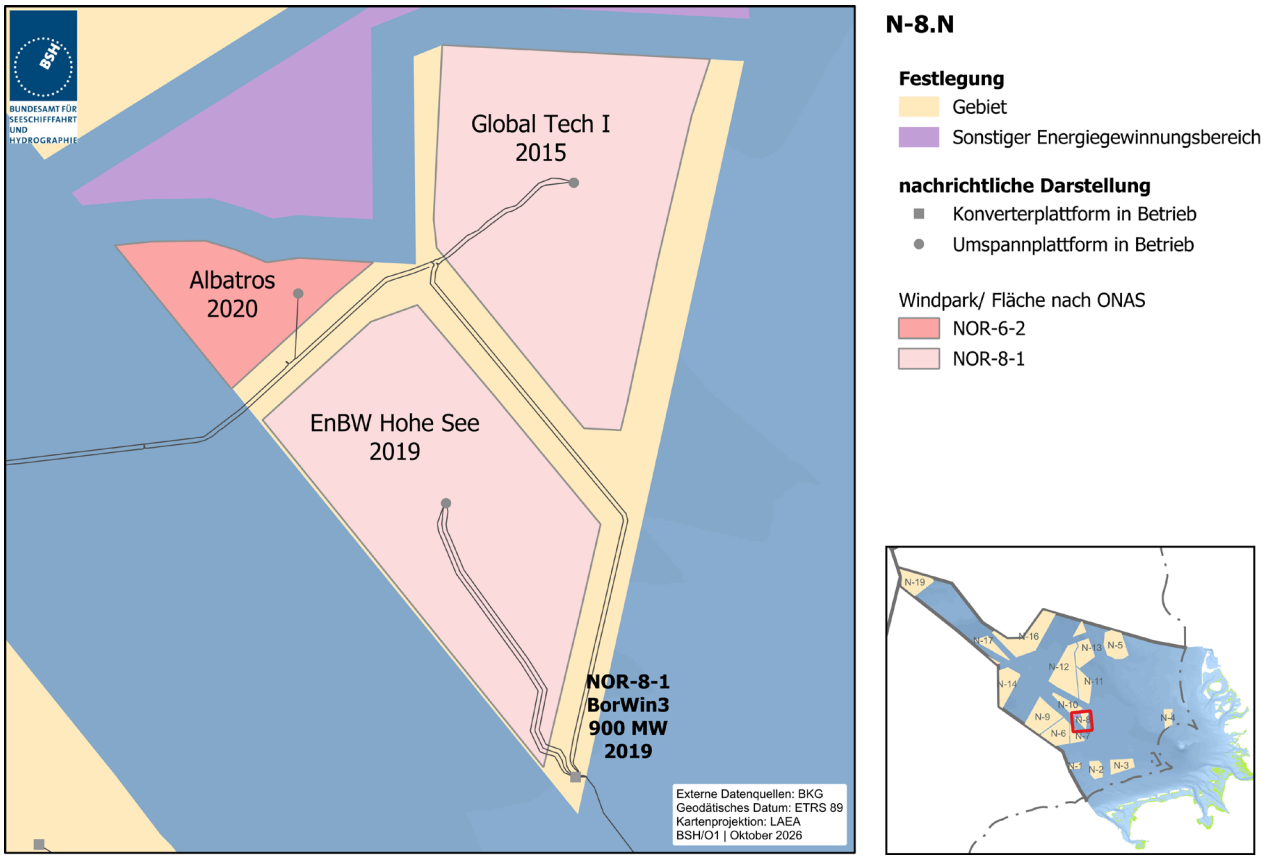


Abbildung 22: Karte arrondierte Fläche zur Nachnutzung N-8.N mit darauf befindlichen Offshore-Windparks und ONAS mit Namen und Inbetriebnahmejahr

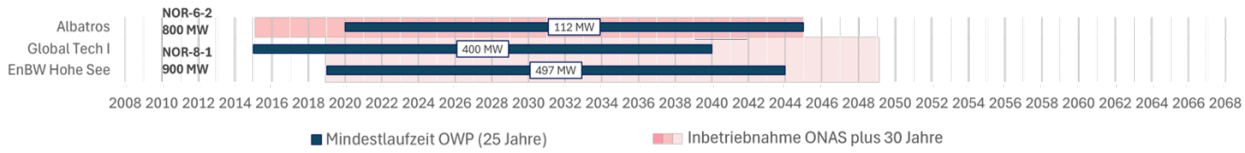


Abbildung 23: Zeitstrahl: Laufzeiten von OWP (in dunkelblau) und ONAS (in rosa) auf der Fläche zur Nachnutzung N-8.N

Tabelle 19: Übersicht der OWP auf der arrondierten Fläche zur Nachnutzung N-8.N mit ONAS und Szenarien

OWP-Name	Inbetriebnahme OWP plus 25 Jahre	Bezeichnung ONAS	Inbetriebnahme ONAS plus 30 Jahre	Bezeichnung Fläche Nachnutzung	Ende 25-jährige Betriebsdauer jüngster OWP	Ende 35-jährige Betriebszeit ältester OWP	Jahr der Nachnutzung Szenario A*	Jahr der Nachnutzung Szenario B*
Global Tech I	2040	NOR-8-1	2049	N-8.N	2045	2050	2050 (2045)	2054 (2049)
EnBW Hohe See	2044							
Albatros	2045	NOR-6-2	2045					

*) in Klammern: Jahr der spätesten koordinierten Außerbetriebnahme der bestehenden OWP

4.8 Gebiet O-1

Abbildung 24 und Abbildung 25 zeigen die sich im Gebiet O-1 befindlichen OWP und ONAS einschließlich ihrer Inbetriebnahmejahre und der Übertragungskapazität der ONAS. Die Inbetriebnahme der OWP liegt zeitlich bis zu etwa 9 Jahre auseinander. Die Arrondierung zu der Fläche zur Nachnutzung O-1.N erfolgt auf Gebietsebene und umfasst alle bestehenden OWP-Vorhaben in O-1 (siehe Tabelle 20).

Für die Szenarien A und B ergeben sich die um ein Jahr auseinanderliegenden koordinierten Außerbetriebnahmen im Jahr 2051 bzw. im Jahr 2052. Ein Weiterbetrieb der ONAS OST-1-1, OST-1-2 und OST-1-3 bis zum Jahr 2051 (25 Jahre Betrieb Windanker) ist anzustreben. Für einen Weiterbetrieb entsprechend des Szenarios B wäre ein Weiterbetrieb aller ONAS im Gebiet bis zum Jahr 2052 erforderlich.

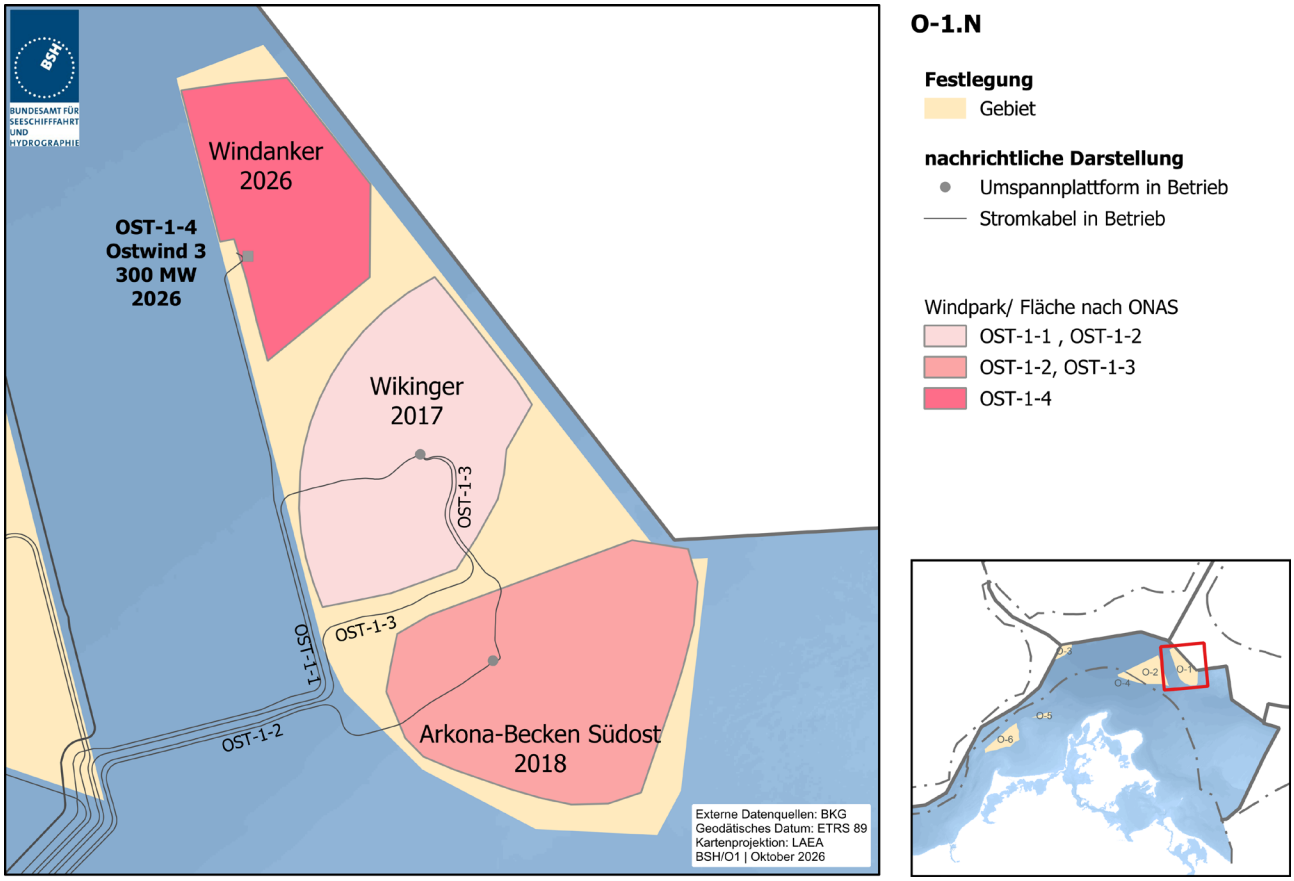


Abbildung 24: Karte arrondierte Fläche zur Nachnutzung O-1.N mit darauf befindlichen Offshore-Windparks und ONAS mit Namen und Inbetriebnahmejahr

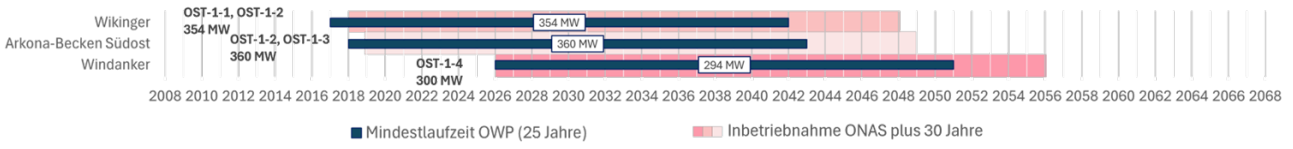


Abbildung 25: Zeitstrahl: Laufzeiten von OWP (in dunkelblau) und ONAS (in rosa) auf der Fläche zur Nachnutzung O-1.N

Tabelle 20: Übersicht der OWP auf der arrondierten Fläche zur Nachnutzung O-1.N mit ONAS und Szenarien

OWP-Name	Inbetrieb-nahme OWP plus 25 Jahre	Bezeich-nung ONAS	Inbetrieb-nahme ONAS plus 30 Jahre	Bezeich-nung Flä-che Nach-nutzung	Ende 25-jährige Betriebs-dauer jüngster OWP	Ende 35-jährige Betriebs-zeit ältes-ter OWP	Jahr der Nachnut-zung Sze-nario A*	Jahr der Nachnut-zung Sze-nario B*
Wikinger	2042	OST-1-1	2048	O-1.N	2051	2052	2056 (2051)	2057 (2052)
		OST-1-2	2049					
	2043							

Arkona-Becken Südost		OST-1-3	2049					
Windan-ker	2051	OST-1-4	2056					

*) in Klammern: Jahr der spätesten koordinierten Außerbetriebnahme der bestehenden OWP

4.9 Gebiet O-2

Abbildung 26 und Abbildung 27 zeigt die sich im Gebiet O-2 befindlichen OWP und ONAS einschließlich ihrer Inbetriebnahmejahre und der Übertragungskapazität der ONAS. Die Inbetriebnahme der OWP liegt zeitlich bis zu etwa 7 Jahre auseinander. Die Arrondierung zu der Fläche zur Nachnutzung O-2.N erfolgt auf Gebietsebene und umfasst alle bestehenden OWP-Vorhaben in O-2 (siehe Tabelle 21).

Für die Szenarien A und B ergeben sich die um drei Jahre auseinanderliegenden koordinierten Außerbetriebnahmen im Jahr 2056 bzw. im Jahr 2059. Ein Weiterbetrieb der ONAS OST-2-2 und OST-2-3 bis zum Jahr 2056 (25 Jahre Betrieb OWP auf der Fläche O-2.2) ist anzustreben. Für einen Weiterbetrieb entsprechend der Szenarien A und B wäre ein Weiterbetrieb der ONAS OST-2-2 und OST-2-3 bis zum Jahr 2061 bzw. 2064 erforderlich.

Unmittelbar an Gebiet O-2 grenzt das im Küstenmeer von Mecklenburg-Vorpommern gelegene Gebiet O-4 an, in dem seit 2023 der OWP Arcadis Ost 1 in Betrieb ist. Ggf. kann Gebiet O-4 auch in die Nachnutzung von Gebiet O-2 einbezogen werden.

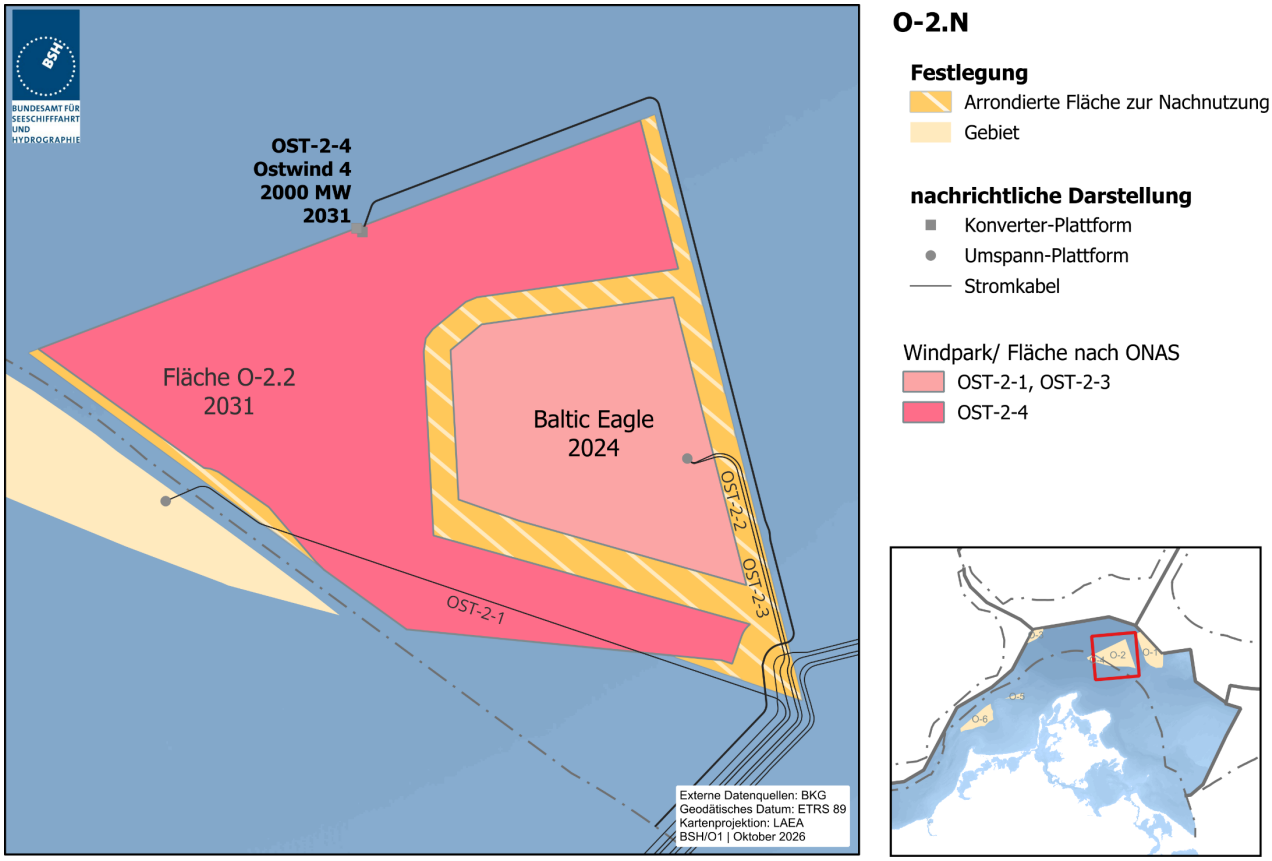


Abbildung 26: Karte arrondierte Fläche zur Nachnutzung O-2.N mit darauf befindlichen Offshore-Windparks und ONAS mit Namen und Inbetriebnahmejahr bzw. im FEP festgelegtem Jahr der Inbetriebnahme

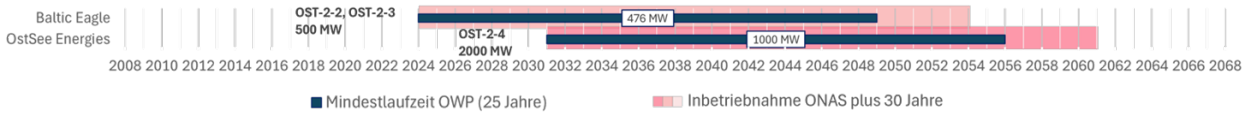


Abbildung 27: Zeitstrahl: Laufzeiten von OWP (in dunkelblau) und ONAS (in rosa) auf der Fläche zur Nachnutzung O-2.N

Tabelle 21: Übersicht der OWP auf der arrondierten Fläche zur Nachnutzung O-2.N mit ONAS und Szenarien

OWP-Name	(Voraussichtliche) Inbetriebnahme OWP plus 25 Jahre	Bezeichnung ONAS	Inbetriebnahme ONAS plus 30 Jahre	Bezeichnung Fläche Nachnutzung	Ende 25-jährige Betriebsdauer jüngster OWP	Ende 35-jährige Betriebszeit ältester OWP	Jahr der Nachnutzung Szenario A*	Jahr der Nachnutzung Szenario B*
Baltic Eagle	2049	OST-2-2	2053	O-2.N	2055	2059	2061 (2056)	2064 (2059)
		OST-2-3	2054					
(O-2.2)	2056	OST-2-4	2061					

Arcadis Ost 1	2048	OST-2-1	

*) in Klammern: Jahr der spätesten koordinierten Außerbetriebnahme der bestehenden OWP

4.10 Gebiet O-3

Abbildung 28 und Abbildung 29 zeigen den sich im Gebiet O-3 befindlichen OWP und das ONAS einschließlich ihrer Inbetriebnahmejahre und der Übertragungskapazität des ONAS. Das Gebiet O-3 ist sehr klein und nur durch einen OWP genutzt. Analog ist soll als Fläche zur Nachnutzung die Fläche O-3.N in Gebiet O-3 denkbar(siehe Tabelle 22). Aufgrund der geringen Größe ist eine sinnvolle Nachnutzung im Gebiet fraglich.

Da das Gebiet nur durch ein ONAS erschlossen wird, ergibt sich bei Anwendung der Szenarien A und B jeweils das Jahr 2046 als Inbetriebnahmejahr der Nachnutzung für die Fläche O-3.N. Ein möglicher Weiterbetrieb der ONAS OST-3-2 ermöglicht somit grundsätzlich einen entsprechenden Weiterbetrieb des angeschlossenen OWP EnBW Baltic 2 wobei die Kopplung mit der Netzanbindung des im Küstenmeer gelegenen OWP EnBW Baltic 1 zu berücksichtigen ist.

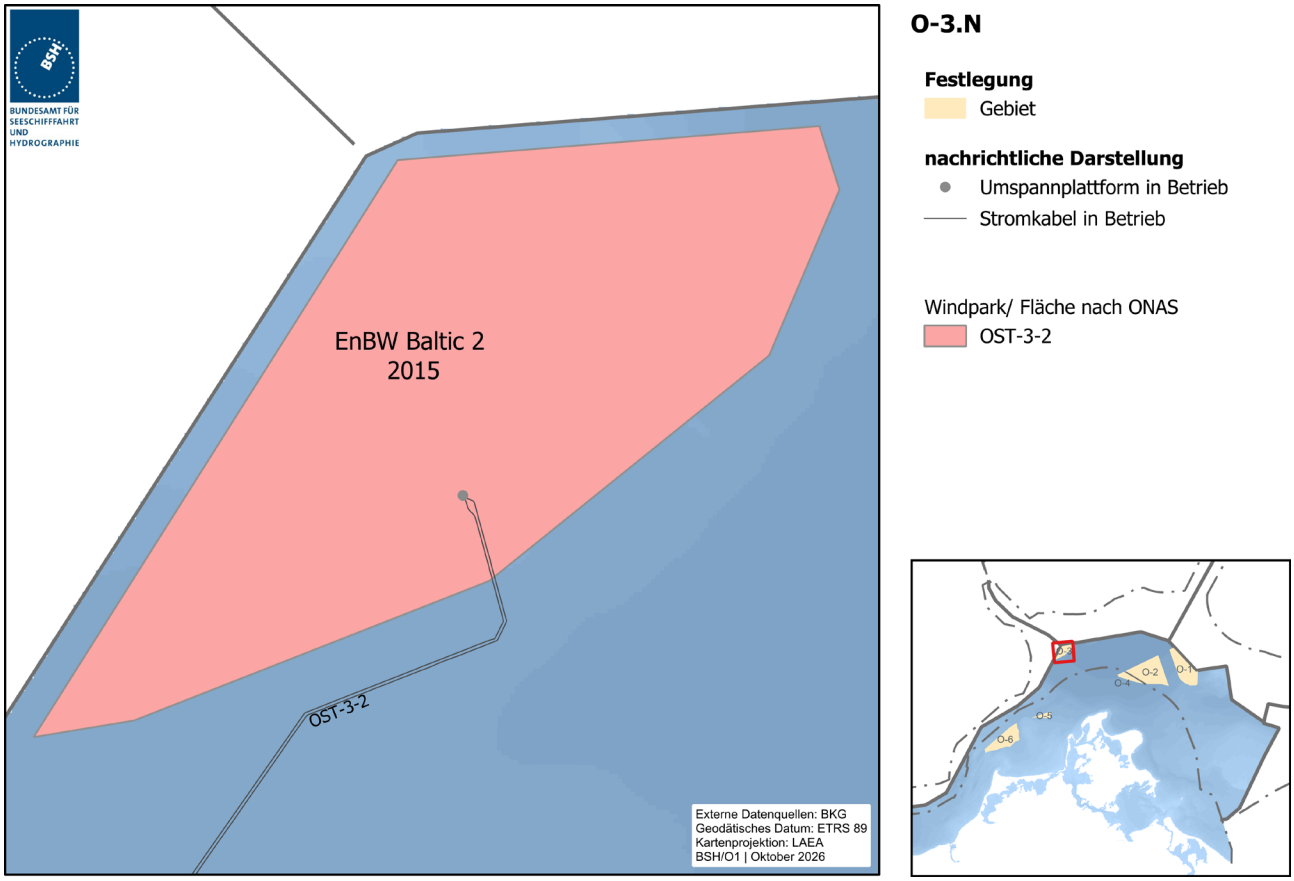


Abbildung 28: Karte arrondierte Fläche zur Nachnutzung O-3.N mit darauf befindlichem Offshore-Windpark und ONAS mit Namen und Inbetriebnahmejahr

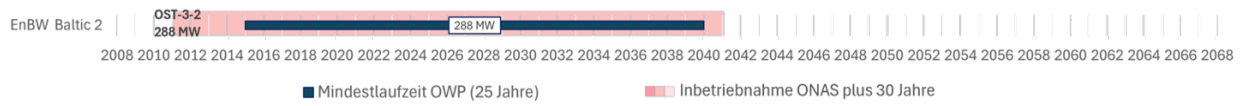


Abbildung 29: Zeitstrahl: Laufzeiten von OWP (in dunkelblau) und ONAS (in rosa) auf der Fläche zur Nachnutzung O-3.N

Tabelle 22: Übersicht der OWP auf der arrondierten Fläche zur Nachnutzung O-3.N mit ONAS und Szenarien

OWP-Name	Inbetriebnahme OWP plus 25 Jahre	Bezeichnung ONAS	Inbetriebnahme ONAS plus 30 Jahre	Bezeichnung Fläche Nachnutzung	Ende 25-jährige Betriebsdauer jüngster OWP	Ende 35-jährige Betriebszeit ältester OWP	Szenario A*	Szenario B*
EnBW Baltic 2	2040	OST-3-2	2041	O-3.N	2040	2050	2046 (2041)	2046 (2041)

*) in Klammern: Jahr der spätesten koordinierten Außerbetriebnahme der bestehenden OWP

4.11 Ausblick Flächen N-6.8 und N-6.9, Gebiete N-9, N-10, N-11, N-12, Flächen N-13.1 und N-13.2

Für Flächen, die zukünftig ausgeschrieben werden, wird mit dem WindSeeG-E voraussichtlich Planungssicherheit geschaffen, dass zukünftige Vorhaben in der Regel über eine Dauer von 35 Jahren betrieben werden können. Die Befristung soll einmalig um höchstens fünf Jahre nachträglich verlängert werden können.

Für Vorhaben, denen ein Zuschlag in den Ausschreibungsjahren 2023 bis 2025 zugrunde liegt, soll weiterhin gelten, dass die Zulassung befristet auf 25 Jahre erteilt wird und eine nachträgliche Verlängerung um höchstens zehn Jahre einmalig möglich ist, § 102 Abs. 8 WindSeeG-E. Für diese Flächen in den Gebieten N-9 (N-9.1, N-9.2, N-9.3, N-9.4), N-11 (N-11.1, N-11.2) und N-12 (N-12.1, N-12.2, N-12.3) ist nach den derzeit zu erwartenden Umständen aufgrund der Größe, Lage zueinander und Inbetriebnahme in relativem zeitlichem Zusammenhang der Flächen aus planerischer Perspektive davon auszugehen, dass eine Verlängerung der Betriebszeiträume in Frage kommt. Inwiefern die ONAS verlängerte Betriebszeiträume ermöglichen, soll im weiteren Verfahren zur Änderung und Fortschreibung des FEP konkretisiert werden.

[Auf die Konsultationsfrage F 34 wird verwiesen.]

5 Zeitliche Gesamtschau und verstetigter Ausbaupfad

Die in Kapitel 13 dargestellten zeitlichen Zusammenhänge der Betriebsdauern von OWP und Laufzeiten der ONAS in den arrondierten Flächen zur Nachnutzung sind im Abschnitt 17 im Anhang als Gesamtüberblick dargestellt.

Abhängig von den Inbetriebnahmejahren und der zu installierenden Leistungen der zur Nachnutzung arrondierten Flächen ergeben sich Auswirkungen auf die jeweils zur Verfügung stehende installierte Leistung und den Ausbaupfad im Ganzen. Abbildung 30 zeigt die Auswirkungen der oben beschriebe-

nen Szenarien für den Ausbaupfad der Offshore-Windenergie. Grundlage sind der derzeitigen Ausbaustand sowie die Planung des gegenständlichen FEP-Vorentwurfs zur zukünftigen Inbetriebnahme. Nach der jeweiligen koordinierten Außerbetriebnahme entsprechend der Szenarien A (gelb) und B (blau) wird eine energetische Stillstandszeit für Rückbau und Neubau von 5 Jahren angenommenen. Die neuen Inbetriebnahmen auf den arrondierten Flächen zur Nachnutzung werden jeweils mit den in Tabelle 11 angenommenen Spannen der zu installierenden Leistung bei Annahme einer korrigierten Leistungsdichte von 6 bis 10 MW/km² (schraffierter Bereich) berücksichtigt.

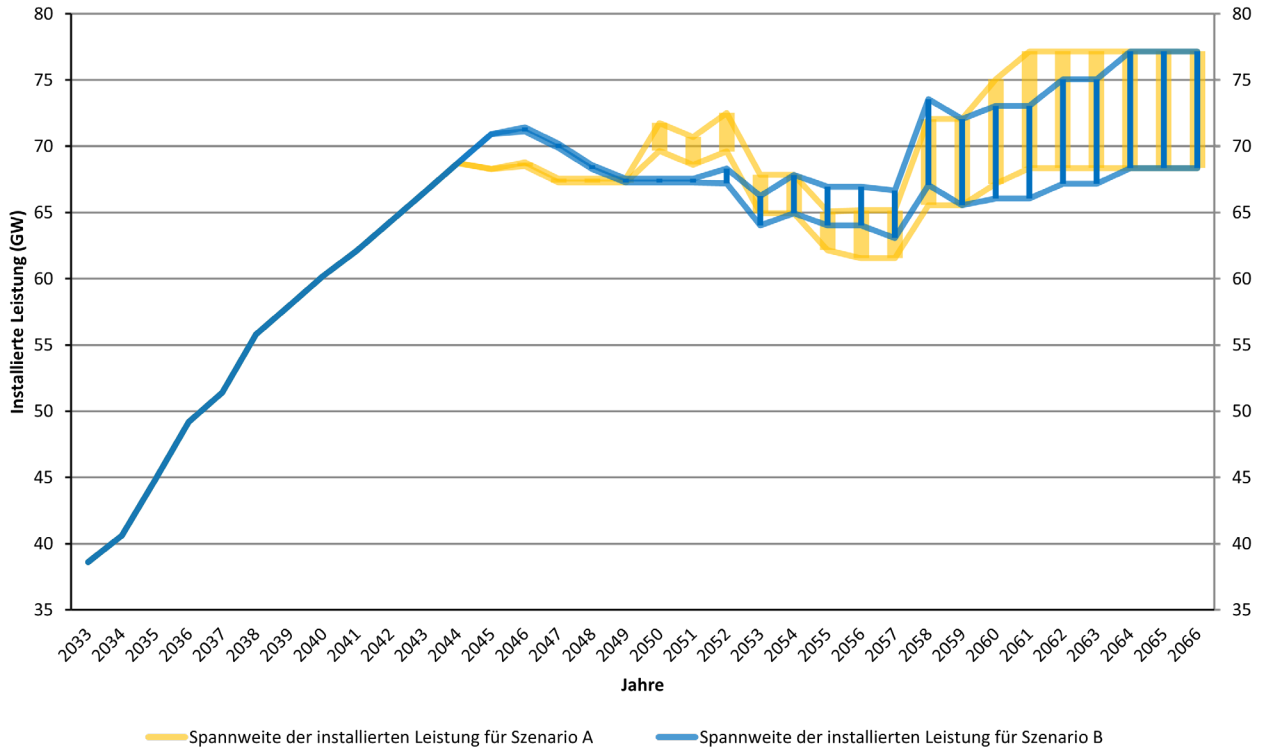


Abbildung 30: Kumulierter Ausbau nach FEP-Vorentwurf sowie Rückbau und Neubau von OWP für die Szenarien A und B bei Annahme einer korrigierten Leistungsdichte von 6 bis 10 MW/km² für die Flächen zur Nachnutzung

Teilweise ergeben sich dabei Jahre, in denen mehrere OWP und ONAS außer Betrieb gehen, sodass Rückbau und ggf. auch Neubau in verschiedenen Gebieten parallel stattfinden müssten. Um die Ballung paralleler Arbeiten zu vermeiden und eine möglichst gleichbleibende Stromerzeugung zu erreichen, erscheint es sinnvoll, durch die zusätzliche Berücksichtigung der zeitlichen Gesamtschau bei den Festlegungen zur Nachnutzung gegenzusteuern. Hierzu müsste jedoch voraussichtlich für ganze Flächen zur Nachnutzung oder einzelne bestehende Vorhaben von grundsätzlich angewendeten Szenarien abgewichen und individuelle Festlegungen getroffen werden, die im Sinne einer effizienteren Gesamtplanung zu individuell kürzeren oder längeren Betriebsdauern führen könnten. Dies sollte anhand objektiver Kriterien erfolgen, wie etwa den zu erwartenden Auswirkungen auf den Gesamtleerstand oder im Hinblick auf das Alter der bestehenden OWP.

V. Übereinstimmung der Festlegungen mit privaten und öffentlichen Belangen

[wird nach der Konsultation ausgeführt]

VI. Übergangsregelung

[wird nach der Konsultation ausgeführt]

[Auf Konsultationsfrage F 29 wird verwiesen.]

VII. Zusammenfassende Abwägung

[wird nach der Konsultation ausgeführt]

VIII. Zusammenfassende Umwelterklärung und Überwachungsmaßnahmen

[wird nach der Konsultation ausgeführt]

IX. Literaturverzeichnis

50 Hertz, Amprion, TenneT. (2025). *BERICHT DER ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER ZUR ALTERNATIVEN-PRÜFUNG ZUR UMGEHUNG DES ARTILLERIESCHIEßGEBIETES NORDSEE*. https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan_2025/_Anlagen/Downloads_FEP2025/Bericht_der_UENB.html.

50 Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW. (2026). *Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2025 - Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber*. https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NEP/Strom/2025-2037/NEP_2037_2045_V2025_2_Entwurf_1.pdf.

ABL Group. (2022). *Expert's study on shipping traffic flows in the North and Baltic Seas and options to enhance the safety of shipping in the future*. London: https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresraumplanung/Raumordnungsplan_2021/_Anlagen/Downloads/Schifffahrtsgutachten/Bericht_Verkehrsanalyse.pdf.

ABL Group, MARIN. (2024). *SN10 Phase II Navigational Risk Modelling: ABL and MARIN Joint Technical Memo*. Von https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan_2025/Anlagen/Downloads_FEP2025/Gutachten_Schifffahrtsrouten_Nordsee.html abgerufen

Ballasus, H., Hill, K., & Hüppop, O. (2009). Gefahren künstlicher Beleuchtung für ziehende Vögel und Fledermäuse. *Berichte zum Vogelschutz, 46*, S. 127–157.

BDEW. (2026). *Positionspapier Regulatorische Anpassungen für den Weiterbetrieb von Offshore-Windparks und Netzanbindungssystemen*. Berlin: https://www.bdew.de/media/documents/2026_04_15_BDEW-Positionspapier_Regulatorische_Anpassungen_Offshore_.pdf.

Bellmann, M., Müller, T., Scheiblich, K., & Betke, K. (2023). *Erfahrungsbericht Betriebsschall: Projektübergreifende Auswertung und Bewertung der Unterwasserschallmessungen aus der Betriebsphase von Offshore-Windparks*. itap Bericht Nr. 3926.

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: Bund/Länder-Messprogramm für die Meeresumwelt von Nord- und Ostsee.

Brayley, O., How, D., & Wakefield, D. (2022). Biological effects of light pollution on terrestrial and marine organisms. *International Journal of Sustainable Lighting, 24*, S. 13-38.

BSH. (2020a). *Umweltbericht Nordsee zum Flächenentwicklungsplan 2020*. Von https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan/_

Anlagen/Downloads/Downloads_Publikationsslider/FEP_2020_Umweltbericht_Nordsee.html abgerufen

BSH. (2020b). *Umweltbericht Ostsee zum Flächenentwicklungsplan 2020*. Von https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan/_Anlagen/Downloads/Downloads_Publikationsslider/FEP_2020_Umweltbericht_Ostsee.html abgerufen

BSH. (2021a). *Umweltbericht zum Raumordnungsplan für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone in der Nordsee*. Von https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresraumplanung/Raumordnungsplan_2021/_Anlagen/Downloads/Umweltbericht_Nordsee_Endfassung.pdf abgerufen

BSH. (2021b). *Umweltbericht zum Raumordnungsplan für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone in der Ostsee*. Von https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresraumplanung/Raumordnungsplan_2021/_Anlagen/Downloads/Umweltbericht_Ostsee_Endfassung.pdf abgerufen

BSH. (2023a). *Umweltbericht zum Flächenentwicklungsplan 2023 für die deutsche Nordsee*. Von https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan/_Anlagen/Downloads/FEP_2023_1/Umweltbericht_Nordsee_FEP_2023.html abgerufen

BSH. (2023b). *Umweltbericht zum Flächenentwicklungsplan 2023 für die deutsche Ostsee*. Von https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan/_Anlagen/Downloads/FEP_2023_1/Umweltbericht_Ostsee_FEP_2023.html abgerufen

BSH, Ministerium für Soziales, Jugend, Familie, Senioren, Integration und Gleichstellung Schleswig-Holstein, Staatliches Gewerbeaufsichtsamt Oldenburg (Niedersachsen), Landesamt für Gesundheit und Soziales MV. (April 2026). *Entwurf des Gemeinsamen Standards Offshore-Rettung – Mindestanforderungen an die Rettung von Personen auf Einrichtungen im Sinne des Windenergie-auf-See-Gesetzes in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone*.

Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, Ministerium für Soziales, Jugend, Familie, Senioren, Integration und Gleichstellung Schleswig-Holstein, Staatlichen Gewerbeaufsichtsamt Oldenburg (Niedersachsen), Landesamt für Gesundheit und Soziales MV. (April 2026). *Entwurf des Gemeinsamen Standards Offshore-Rettung*. Von https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Flaechenvoruntersuchung/_Anlagen/Externe_Links/AG_Offshore_Rettung/Anlagen/Downloads/Standard_Offshore-Rettung.pdf?__blob=publicationFile&v=2 abgerufen

Bundesministerium der Justiz. (2024). *Handbuch der Rechtsförmlichkeit, 4. Auflage*.

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 Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz (BMUV). (2024). *Zustand der deutschen Nordseegewässer 2024. Aktualisierung der Anfangsbewertung nach § 45c, der Beschreibung des guten Zustands der Meeresgewässer nach § 45d und der Festlegung von Zielen nach §45e des Wasserhaushaltsgesetzes zur Umsetzung der MSRL*. https://mitglieder.meeresschutz.info/de/presseinfo-zustandsbewertung-msrl.html.

Bundesnetzagentur. (2026). *Vorläufige Prüfungsergebnisse der Bundesnetzagentur*. Bonn: https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NEP/Strom/2025-2037/NEP_Konsultationsdokument.pdf.

Burt, C., Kelly, J., Trankina, G., Silva, C., Khalighifar, A., & Jenkins-Smith, H. (2023). The effects of light pollution on migratory animal behavior. *Trends in Ecology & Evolution, 38*, S. 355–368.

BWO. (2026). *Weiterbetrieb von Offshore-Windparks: Für einen klaren regulatorischen Rahmen und wirtschaftliche Tragfähigkeit*. Berlin: https://bwo-offshorewind.de/wp-content/uploads/2026/06/BWO_Verbandsposition_Weiterbetrieb.pdf.

Carbon Trust. (2025). *Transition to 132 kV offshore wind farms: industry update*. https://www.carbontrust.com/our-work-and-impact/guides-reports-and-tools/transition-to-132-kv-offshore-wind-farms-industry-update.

Dierschke, V., Borkenhagen, K., Enners, L., Garthe, S., Mercker, M., Peschko, V., . . . Markones, N. (2024). Sensitivität von Seevögeln gegenüber Offshore-Windparks in der deutschen Nordsee im Hinblick auf Lebensraumverluste durch Meidung. *Die Vogelwelt, 142*, S. 59-74.

Dierschke, V., Rebke, M., Hill, K., Weiner, C., Aumüller, R., & Hill, R. (2021). Auswirkungen der Beleuchtung maritimer Bauwerke auf den nächtlichen Vogelzug über dem Meer. *Natur und Landschaft, 96*, S. 282–292.

DNV GL. (2021). *Verkehrlich- schifffahrtspolizeiliche Risikoanalyse der im Rahmen der Fortschreibung des FEP der deutschen AWZ der Nordsee festzulegenden Gebiete*. Hamburg: DNV GL. Von https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Fortschreibung/_Anlagen/Downloads/Gutachten_Schifffahrtsroute_10.pdf abgerufen

Dörenkämper, M., Meyer, T., Baumgärtner, D., Borowski, J., Deters, C., Dietrich, E., . . . Zotieieva, H. (2023). *Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen zur Planung von Windenergieanlagen auf See und Netzanbindungssystemen - Endbericht*. Bremerhaven: https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan/_Anlagen/Downloads/FEP_2023_1/Endbericht_FEP_2023_Beratung.html.

Dr. Janssen, M., Braendle, G., Coordt, L., & Alscher, L. (2026). *Analyse einer volkswirtschaftlich optimalen Überbauung von Offshore Wind Netzanbindungen - Eine Studie für den Bundesverband der Windenergie Offshore (BWO) und den Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW)*. Berlin: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2026-03/20251219_NEP_Optimierung_IWES.pdf.

Dr. Lorenz, T., Dr. Baumgärtner, D., Dr. Stoevesandt, B., Weis, S., & Kaczenski, J. (2025). *Evaluation verschiedener Weiterbetriebs- und Nachnutzungsszenarien von Offshore-Windparks und Offshore-Netzanbindungssystemen in der deutschen Bucht*. Bremerhaven: https://www.bdew.de/media/documents/20250924_BDEW_Fraunhofer_IWES_Evaluation_Weiterbetriebs_Nachnutzungsszenarien__h9kWzJ4.pdf.

Dr. Vollmer, L., & Dr. Dörenkämper, M. (2025). *Optimierung der Verteilung von Offshore-Netzanbindungssystemen und Windparkleistung für den Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 (Version 2025)*. Oldenburg: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2026-03/20251219_NEP_Optimierung_IWES.pdf.

Evans, W., Akashi, Y., Altman, N., & Manville, A. (2007). Response of night-migrating songbirds in cloud to colored and flashing light. *North American Birds, 60*, S. 476-488.

Krampe, L., & Lohmann, M. (14. 10 2026). *Offshore Netzoptimierung - Berechnung des volkswirtschaftlich optimalen Überbauungsgrads des Netzanschlusses*. Von - https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Laufende_Fortschreibung_Flaechenentwicklungsplan/Anlagen/Downloads/Ergebnisse_Offshore_Netzoptimierung.html abgerufen

Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie. (2023). *Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2022*. Hannover: https://nibis.lbeg.de/doi/DOI.aspx?doi=10.48476/geober_49_2023.

MARPOL. (2012). *ANNEX 22 RESOLUTION MEPC.227(64) 2012 GUIDELINES ON IMPLEMENTATION OF EFFLUENT STANDARDS AND PERFORMANCE TESTS FOR SEWAGE TREATMENT PLANTS*. https://wwwcdn.imo.org/localresources/en/KnowledgeCentre/IndexofIMOResolutions/MEPCDocuments/MEPC.227(64).pdf.

Mercker, M., Peschko, V., Borkenhagen, K., Markones, N., Schwemmer, H., Dierschke, V., & Garthe, S. (2026). Beyond Local Footprints: Disentangling Large-Scale Redistribution and Local Abundance Responses to Offshore Wind Farms. *Ecology and Evolution*, 16, no. 3: e73256. doi:https://doi.org/10.1002/ece3.73256

Ministerie van Infrastructuur en Waterstaat. (2026). *Notitie Reikwijdte en Detailniveau Programma Noordzee 2028 – 2033*. Den Haag: https://www.platformparticipatie.nl/programmanoordzee-2/documenten-programmanoordzee-2/handlerdownloadfiles.ashx?idnv=3242800.

Müller, A., & Zerbs, C. (Oktober 2011). *Offshore-Windparks: Messvorschrift für Unterwasserschallmessungen*. Von Auftraggeber: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie: https://www.bsh.de/DE/PUBLIKATIONEN/_Anlagen/Downloads_Suchausschluss/Offshore/Anlagen-DE/Messvorschrift_Unterwasserschallmessungen.pdf?__blob=publicationFile&v=2 abgerufen

Peschko, V., Mercker, M., Schwemmer, H., Markones, N., Dierschke, V., Holtmanns, L., & Garthe, S. (2025). Offshore wind farms in German waters: Cumulative effects on different seabird species range from attraction to strong avoidance. *SSRN*, preprint.

Peschko, V., Schwemmer, H., Mercker, M., Markones, N., Borkenhagen, K., & Garthe, S. (2024). Cumulative effects of offshore wind farms on common guillemots (Uria aalge) in the southern North Sea - climate versus biodiversity? *Biodiversity and Conservation*, 33(3): 949-970. doi:10.1007/s10531-023-02759-9

Rebke, M., Dierschke, V., Weiner, C., Aumüller, R., Hill, K., & Hill, R. (2019). Attraction of nocturnally migrating birds to artificial light: The influence of colour, intensity and blinking mode under different cloud cover conditions. *Biological Conservation, 233*, S. 220-227.

Schwarzkopf, M.-A., Amiot, P., Scheffler, R., Mignot, I., Kurpiers, H., Krabbel, H., . . . Keaton, L. (2026). *Rückbau und Nachnutzung im Flächenentwicklungsplan - Untersuchung energetischer Stillstandszeiten zwischen Rückbau und Nachnutzung von Offshore-Windparks in der deutschen Nord- und Ostsee - Endbericht*. Hamburg: https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Laufende_Fortschreibung_Flaechenentwicklungsplan/Anlagen/Downloads/Endbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=3.

Schwarzkopf, M.-A., Keaton, L., Amiot, P., Scheffler, R., Mignot, I., Ahijon, F., & Peterson, R. (2026). *Rückbau und Nachnutzung im Flächenentwicklungsplan - Stillstandszeiten zwischen Rückbau und Nachnutzung von Offshore-Windparks in der deutschen Nord- und Ostsee - Zwischenbericht*. Hamburg: https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Laufende_Fortschreibung_Flaechenentwicklungsplan/Anlagen/Downloads/Zwischenbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=1.

Szostek, L., Vilela, R., Bauch, C., Burger, C., Diederichs, A., Freund, A., & Braasch, A. (2024). *Auks in the German North Sea: Effects of Offshore Wind Farms. A study into Common Guillemot (Uria aalge) and Razorbill (Alca torda) distribution based on aerial and ship survey data in the German North Sea*. V0.1. IBL Umweltplanung, BioConsult SH. Mit Unterstützung der BWO - Bundesverband Windenergie Offshore e.V.

Vollmer, L., & Dörenkämper, M. (2023). *Ad-Hoc Analyse, Modellierung des Ertrags eines weiteren langfristigen Ausbauszenarios für den Flächenentwicklungsplan 2023 - Revision 1*. Bremerhaven: https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan/_Anlagen/Downloads/Annex_Begleitgutachten_FEP2023_Revision1.html.

Vollmer, L., & Dörenkämper, M. (2024a). *Ad-Hoc Analyse: Ertragsmodellierung der Ausbauszenarien 16 bis 21*. Bremerhaven: https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Laufende_Fortschreibung_Flaechenentwicklungsplan/Anlagen/Downloads/Adhoc_Analyse_Ertragsmodellg.html.

Vollmer, L., & Dörenkämper, M. (2024b). *Ad-Hoc Analyse: Ertragsmodellierung der Ausbauszenarien 22 und 23*. Bremerhaven: https://bsh-

preview.service.res.bund.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Laufende_Fortschreibung_Flaechenentwicklungsplan/Anlagen/Downloads_Entwurf_FEP/Adhoc_Analyse_Ertragsmodellg_22_23.html.

Vollmer, L., & Dörenkämper, M. (2025). *Ad-Hoc Analyse: Ertragsmodellierung der Ausbauszenarien 24 und 25*. Von https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan_2025/Anlagen/Downloads_FEP2025/Gutachten_Schifffahrtsrouten_Nordsee.html abgerufen

Vollmer, L., & Dörenkämper, M. (2025). *Ad-Hoc Analyse: Ertragsmodellierung der Ausbauszenarien 24 und 25*. Bremerhaven: https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan_2025/_Anlagen/Downloads_FEP2025/Adhoc_Analyse_Ertragsmodellg_24_25.html.

Vollmer, L., Dörenkämper, M., & Borowski, J. (2023). *Ad-Hoc Analyse: Modellierung der Langzeitstatistiken und des Einflusses eines kontinuierlichen Ausbaus auf die Windenergieerträge in deutschen AWZ der Nordsee*. Bremerhaven: https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan/_Anlagen/Downloads/Ad-HocAnalyse_FEP_Langzeitstatistik_kontinuierlicherAusbau.html.

Vollmer, L., Dörenkämper, M., & Borowski, J. (2023). *Ad-Hoc Analyse: Modellierung der Langzeitstatistiken und des Einflusses eines kontinuierlichen Ausbaus auf die Windenergieerträge in deutschen AWZ der Nordsee*. Bremerhaven: https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan/_Anlagen/Downloads/Ad-HocAnalyse_FEP_Langzeitstatistik_kontinuierlicherAusbau.html.

Vollmer, L., Steinfeld, G., & Dörenkämper, M. (10 2026). *Ertragsmodellierung Ausbauszenario 32*. Von - https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Laufende_Fortschreibung_Flaechenentwicklungsplan/Anlagen/Downloads/Bericht_Ertragsmodellierung_32.html abgerufen

Zhao, X., Zhang, M., Che, X., & Zou, F. (2020). Blue light attracts nocturnally migrating birds. *The Condor, 122*, S. 1-12.

X. Konsultationsfragen

In diesem Vorentwurf werden mögliche Festlegungen für Gebiete, Flächen und ONAS bis zum Jahr 2045 bzw. bis zur Erreichung des langfristigen Ausbauziels in Höhe von 70 GW dargestellt und konsultiert. Damit soll aufgezeigt werden, wie eine solche Zielerreichung nach aktuellem Kenntnisstand umgesetzt werden könnte.

F 1 Bis zu welchem Jahr der Inbetriebnahme bzw. Ausschreibung sollten am Ende dieses Fortschreibungsverfahrens Festlegungen getroffen werden? Bitte begründen Sie Ihre Einschätzung, gerne auch anhand konkreter räumlicher oder planerischer Aspekte.

3.3 Grenzüberschreitende Seekabelsysteme

F 2 Besteht über die in diesem Vorentwurf dargestellten Trassen weiterer Bedarf für Trassen für grenzüberschreitende Seekabelsysteme (Bitte mit der Angabe von geeigneten Grenzkorridoren)?

5.2 Kalenderjahre der Ausschreibung und Inbetriebnahme

Die in Tabelle 5 dargestellten zeitlichen Festlegungen von Flächen und ONAS basieren auf verschiedenen Randbedingungen. Maßgeblich sind hier insbesondere die gesetzlichen Vorgaben zum jährlichen Ausschreibungsvolumen nach §2a Abs. 1 S. 1 Nr. 3 WindSeeG-E sowie das Ziel eines möglichst stetigen Ausbaus von durchschnittlich 3 GW pro Jahr zwischen 2035 und 2045. Daneben fließt als Randbedingung der aktuelle Stand des Netzentwicklungsplans ein, nach dessen vorläufigen Prüfungsergebnissen der BNetzA bis 2037 sechs weitere, noch nicht im FEP festgelegte ONAS bestätigt werden sollen (Bundesnetzagentur, 2026). Nicht zuletzt ist zu berücksichtigen, dass für die rechtzeitige zentrale Voruntersuchung von Flächen durch das BSH ausreichend Vorlaufzeit benötigt wird. Im Ergebnis zeigt Tabelle 5, dass das Ziel von durchschnittlich 3 GW pro Jahr in den Jahren 2035 bis 2038 leicht überschritten wird, während für den Zeitraum danach eine Unterschreitung erkennbar wird.

F 3 Sind die dargestellten zeitlichen Festlegungen nachvollziehbar und sinnvoll oder sehen Sie den Bedarf bzw. die Möglichkeit, die Festlegungen weiter zu verstetigen um einen noch stärker geglätteten Ausbaupfad zu erreichen?

F 4 Ist es möglich, die Inbetriebnahme weiterer Flächen, beispielsweise N-16.7 und N-16.8, auf einen späteren Zeitpunkt zu verschieben, um eine weitere Glättung und Verstetigung des Ausbaupfads zu erreichen?

<u>Kabeleinzug:</u>

Bereits zum FEP 2020 hat es eine umfangreiche Konsultation zum Thema Kabeleinzug und Inbetriebnahme gegeben. Aufgrund aktueller Projektentwicklungen stellt sich die Frage nach Anpassungsbedarf an den Festlegungen. Die folgenden Ausführungen beziehen sich insbesondere auf den künftig erwarteten Regelfall mit zwei Flächen, die an ein 2 GW-ONAS anschließen.

Die aktuelle Basisplanung sieht folgendes für den Kabeleinzug in die Plattform des ÜNB vor:

- QI-II bei Anschluss eines OWP an ein ONAS,
- QI und QII bei Anschluss von zwei OWP an ein ONAS und

- QIII für die IBN der OWP und des ONAS.

F 5 Ist diese zeitliche Reihung Ihrer Ansicht nach weiterhin umsetzbar?

F 6 Ist es aus Ihrer Sicht möglich, bei einem ONAS mit zwei anzuschließenden Windparks, den Kabeleinzug des einen OWP im selben Quartal wie die IBN des anderen OWP und ggf. des ONAS durchzuführen?

F 7 Ist ein Quartal für den Kabeleinzug eines OWP mit Netzanschlusskapazität von ca. 1.000 MW ausreichend bemessen?

F 8 Für die optimale Verzahnung des Prozesses der Inbetriebnahme von Windpark und ONAS könnte die Festlegung weiterer Meilensteine neben dem Quartal der Inbetriebnahme erforderlich sein. Gibt es aus Ihrer Sicht auf Ebene des FEP die Erforderlichkeit der Festlegung weiterer Meilensteine und wenn ja welche und weshalb? In welchem zeitlichen Zusammenhang (Angabe von Quartalen) stehen diese Meilensteine mit dem Quartal des Kabeleinzugs der parkinternen Verkabelung des OWP und der Inbetriebnahme der Netzanbindung?

Alternativer Ausbaupfad:

Neben dem in diesem Vorentwurf skizzierten Vollausbau für die deutsche AWZ wurde durch Fraunhofer IWES im Rahmen des Szenario 32 auch der Weg bis zu diesem Vollausbau im Jahr 2045 mit einer Ertragssimulation berechnet. Neben der in Tabelle 5 dieses Vorentwurfs dargestellten zeitlichen Reihenfolge (Option 1) wurde dabei auch ein alternativer Ausbaupfad untersucht (Option 2). Diese Option 2 zeichnet sich im Wesentlichen dadurch aus, dass der Ausbau räumlich verteilter angenommen wird, Flächen werden also nicht von küstennah nach küstenfern sukzessive bebaut, sondern der Fokus liegt auf einer möglichst langen freien Anströmung von Flächen bis zum Vollausbau. Beispielsweise liegt die Inbetriebnahme von Flächen in Gebiet N-19 in der Option 2 zeitlich vor der Inbetriebnahme in Option 1.

Die Ergebnisse des Fraunhofer IWES zeigen, dass sich die VLS mit einem solchen alternativen Ausbaupfad gegenüber den Festlegungen in Tabelle 5 auf vielen Flächen im betrachteten Zeitraum verbessern. Dies betrifft insbesondere die Jahre 2036-2041, da sich hier für die beiden betrachteten Optionen die Ausbaureihenfolgen unterscheiden. Über alle Flächen in Zone 4 und 5 hinweg sind die VLS für Option 2 insgesamt um ca. 4,5 Prozent höher. Auch beim berechneten jährlichen Energieertrag spiegeln sich die Ergebnisse so wider. Zwar ergibt sich in der Gesamtansicht im betrachteten Zeitraum ein etwas höherer jährlicher Energieertrag für Option 1, jedoch ist das dem etwas versetzten Ausbau in Option 2 geschuldet, in der in den Jahren 2038 und 2039 eine um je 2,2 GW reduzierte installierte Leistung betrachtet wurde. Bei einem Vergleich der Erträge bei gleichen Ausbauzuständen wird ein signifikanter Mehrertrag, insbesondere für die Flächen in Zone 4 und 5, erreicht. Insgesamt sind in dieser Betrachtung innerhalb eines Zeitraums von vier Jahren ca. 8,8 TWh für den gesamten deutschen Offshore-Bereich und davon ca. 7,7 TWh für die Zonen 4 und 5 in Option 2 als Mehrertrag berechnet worden.

Je nach Annahme für die ökonomische Bewertung dieser Energiemenge könnte diese zu einem Mehrertrag in Höhe von mehreren hundert Millionen Euro führen. Hierbei müssen jedoch die Unsicherheiten der Simulation sowie etwaiger Kostenannahmen berücksichtigt werden.

Aus der Perspektive des Energieertrags ergeben sich somit deutliche Vorteile bei einer alternativen Ausbaureihenfolge durch die Reduktion von Abschattungseffekten. Bei der weiteren Bewertung eines alternativen Ausbaupfads müssen jedoch weitere Belange geprüft und Eingang in die Abwägung finden. Hierzu zählen unter anderem die zentrale Voruntersuchung, die umwelt- und naturschutzfachliche Bewertung, die Belange des Schiffverkehrs sowie Offshore-Rettung. Möglicherweise ergeben sich durch die alternative Reihenfolge auch jeweils höhere Kosten, die dem potenziellen Mehrertrag gegenübergestellt werden müssten.

F 9 Sollte ein zu in diesem FEP festgelegten Ausbaupfad abweichender Ausbaupfad (wie z.B. in Option 2 untersucht) festgelegt werden? Welche Argumente dafür oder dagegen spielen aus Ihrer Sicht eine besondere Rolle und warum? Welche Chancen und Risiken sollten aus Ihrer Sicht mit in die Abwägung einbezogen werden?

F 10 Ist der in Option 2 des Berichts des Fraunhofer IWES dargestellte Ausbaupfad Ihrer Meinung nach geeignet oder sollten konkrete Anpassungen unter Berücksichtigung der gesetzlichen Vorgaben vorgenommen werden? Wenn ja, nennen Sie diese bitte und begründen Sie Ihre Aussagen.

F 11 Wie bewerten Sie die aus einem alternativen Ausbaupfad resultierenden potenziellen Auswirkungen auf die Meeresumwelt?

F 12 Welche zusätzlichen Kosten stehen dem Einsparpotenzial aus den Mehrerträgen gegenüber und wie schätzen Sie diese zusätzlichen Kosten ein?

6.4 Übertragungsspannung +/- 525 kV

Vor dem Hintergrund der geringeren Flächeninanspruchnahme und Kosten sowie geringerer Umweltauswirkungen, ist für die ONAS eine Standardisierung auf 2 GW mit einer Übertragungsspannung von +/- 525 kV festgelegt worden.

Im Zuge der Umsetzung dieses Standards zeigen sich mittlerweile Herausforderungen in der Lieferkette, die zu Verzögerungen und Kostensteigerungen führen und die mit Schwierigkeiten bei den Werftkapazitäten hinsichtlich der Konverterplattformen sowie der Verfügbarkeit von Verlegeschiffen für 2 GW Kabelsysteme mit drei Kabeln (Hin- und Rückleiter sowie metallischer Rückleiter) begründet werden. Auch die Integration ins landseitige Netz gestaltet sich aufgrund der hohen Anschlussleistung zunehmend schwierig.

Bevor das Standardkonzept auf 2 GW bei +/- 525 kV angepasst wurde, lag die festgelegte Übertragungsspannung für ONAS bei +/- 320 kV und die Übertragungskapazität bei 900 MW. Stand heute könnten die ONAS mit einer Übertragungsspannung von +/- 320 kV tendenziell höher ausgelastet werden, bis zu einer Übertragungskapazität von 1,4 GW pro ONAS. Dies ist nach dem aktuellen Kenntnisstand die maximal annehmbare Auslastung bei einer Übertragungsspannung von +/- 320 kV.

Unter der Annahme, dass diese maximale Auslastung realisiert werden kann und die Berechnung rein auf der Gesamtleistung der neu festgelegten ONAS basiert, würden vier zusätzliche ONAS benötigt werden, wenn eine Übertragungsspannung von +/- 320 kV statt +/- 520 kV für alle Systeme verwendet wird. Für die weitere Planung müssten neben der Zuordnung der ONAS zu den Gebieten und Flächen auch

der Trassenverlauf durch die verbleibenden Kabelkorridore der AWZ und die Übergabe der ONAS ins Küstenmeer betrachtet werden.

F 13 Was spricht Ihrer Ansicht nach unter Berücksichtigung der folgenden Aspekte für oder gegen die Beibehaltung des +/- 525 kV Standards und wie bewerten Sie die Vor- und Nachteile?

- Kosteneffizienz inklusive zu erwartender Entwicklungen
- Termingerechte Umsetzung
- Verfügbarkeit der notwendigen Ressourcen (z.B. Personal sowie Material und Schiffe)
- Raumbedarf, insbesondere an Engstellen wie den Grenzkorridoren zum Küstenmeer
- Daraus resultierende Umweltauswirkungen
- Systembetrieb
- Nationale und internationale Kapazitäten im Konverterplattformbau sowie deren Installation

F 14 Wäre es praktikabel und vorteilhaft, ONAS mit einer Übertragungsspannung von +/- 525 kV und +/- 320 kV zukünftig nebeneinander für jeweils unterschiedliche Systeme festzulegen? Wie könnte dies planerisch ausgestaltet werden?

6.6 Ausführung mit metallischem Rückleiter

Im Zuge der Standardisierung auf 2 GW Systeme mit einer Übertragungsspannung von +/- 525 kV wurde aus Gründen der Regelbarkeit und Ausfallsicherheit eine Ausführung mit metallischem Rückleiter (DMR) festgelegt. Dem gegenüber stehen höhere Kosten und Aufwand aufgrund eines weiteren Kabels, das produziert, transportiert und installiert bzw. verlegt sowie im Bedarfsfall repariert werden muss.

F 15 Sollte Ihrer Meinung nach der metallische Rückleiter unter folgenden Gesichtspunkten als Festlegung beibehalten werden?

- Technische Notwendigkeit des metallischen Rückleiters (Regelung, Ausfallrisiken, Primärreserve, etc.)
- Kosten(-entwicklung)
- Verfügbarkeit von Verlegeschiffen und anderen notwendigen Ressourcen

F 16 Ist aus Ihrer Sicht eine projektspezifische Entscheidung durch den ÜNB denkbar?

F 17 Welche Alternativen sehen Sie zur Ausführung mit DMR und was wären die Vor- und Nachteile der möglichen Alternativen?

6.9 Direktanbindungskonzept

Für das Direktanbindungskonzept wurde nach eingehender Konsultation im FEP 2023 erstmals eine Spannungsebene von 132 kV festgelegt. Laut des aktualisierten Carbon-Trust-Reports (Carbon Trust, 2025) sollten Anfang der 2030er Jahre die notwendigen Technologien einzeln verfügbar sein.

F 18 Stehen einer Einführung von 132 kV ab dem Jahr 2035 Hindernisse entgegen und wenn ja, welche?

7.11.2 Umsetzung der Mehrbebauung

Um die Ziele der Mehrbebauung zu erreichen, wird der Planungsgrundsatz 7.11.2 neu festgelegt. Nähere Informationen sind im Begründungsteil in Kapitel 7.11.2 zu finden.

F 19 Gibt es aus Ihrer Sicht neben der spezifischen Nennleistung andere Ansatzpunkte, um die Ziele der Überbauung (vor allem Erhöhung der Einspeisung im Teillastbereich) zu erreichen?

F 20 Wie bewerten Sie die Einführung und die Höhe des Grenzwerts der spezifischen Nennleistung in Höhe von 360 W/m^2?

9 Sonstige Energiegewinnungsbereiche

Die Festlegung des FEP 2023 zu SEN-1 wurde in der 2. Änderung zum FEP 2025 so geändert, dass die Fläche von 101,61km^2 auf 32 km^2 reduziert wurde. SEN-1 liegt 81 km von einem möglichen Übergabepunkt ins Küstenmeer entfernt.

F 21 Welche der in Abbildung 22 dargestellten Bereiche ist aus Ihrer Sicht besonders geeignet für einen weiteren sonstigen Energiegewinnungsbereich? Bitte erläutern Sie die Vorteile und Nachteile der Vorschläge.

- **Option 1** liegt im Bereich der aktuellen FEP-Fläche N-13.5. Die Fläche beträgt 102 km^2. Zum Vergleich könnte dort ein OWP mit rund 800 MW Leistung entstehen (Annahme 8 MW/km^2). Die Distanz bis zu einem möglichen Übergabepunkt ins Küstenmeer beträgt 159 km.
- **Option 2** liegt im Bereich des aktuellen Gebiets N-17. Dort könnte sich die westlich separat liegende Teilfläche eignen. Die Fläche beträgt 20 km^2. Zum Vergleich könnte dort ein OWP mit 160 MW Leistung entstehen (Annahme 8 MW/km^2). Die Distanz bis zu einem möglichen Übergabepunkt ins Küstenmeer beträgt 178 km. Die Fläche N-17.1 hätte danach eine Grundfläche von 108 km^2, wodurch sich bei gleichbleibender voraussichtlich zu installierender Leistung eine korrigierte Leistungsdichte von 8 MW/km^2 ergibt.

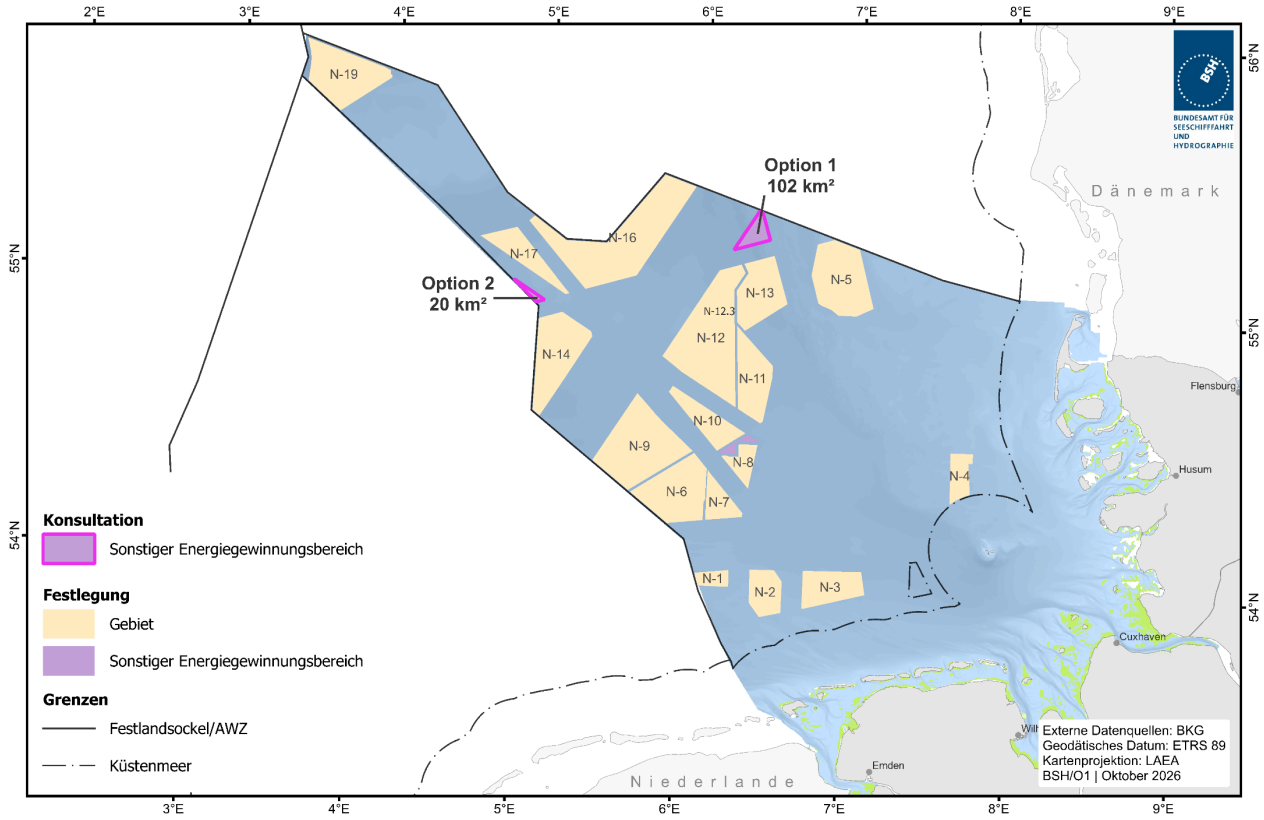


Abbildung 31: Darstellung der Optionen für einen sonstigen Energiegewinnungsbereich in der AWZ der Nordsee

Die auf SEN-1 erzeugte Energie soll potentiell auch über sogenannte hybride Anbindungen (sowohl Stromkabel als auch Rohrleitung) abtransportiert werden können. Ein technisches Konzept für den Anschluss ist derzeit nicht festgelegt. Vorschläge zur technischen Umsetzung dessen wurden in verschiedenen Beiträgen im Rahmen der Konsultation zur 2. Änderung des FEP 2025 eingebracht. Demnach könnten ein bis zwei Elektrolyseure mit jeweils bis zu 250 MW errichtet werden. Für einen Stromnetzanschluss wurde vorgeschlagen, pro Elektrolyseur mit 250 MW ein 66 kV Stromkabel mit einer Übertragungsleistung von 80 MW bis 100 MW vorzusehen.

F 22 Wie schätzen Sie die Potentiale und Herausforderungen von hybriden Anbindungen insbesondere hinsichtlich Betriebsweise und Auslegung ein?

F 23 Halten Sie das beschriebene – in der Konsultation vorgeschlagene – Konzept auch weiterhin für geeignet oder sehen Sie Anpassungsbedarf?

IV. Nachnutzung

Planung der Nachnutzung

Für die Festlegung der Inbetriebnahmejahre für die Nachnutzung ist es erforderlich, die Dauer des Rückbaus von WEA und ONAS sowie für deren Neubau zu quantifizieren. Im vorliegenden FEP-Vorentwurf wurde die Gesamtdauer pauschal auf 5 Jahre festgelegt. Eine Analyse von Ramboll (2026) zeigt aber anhand von Szenarien, wie die Dauer der Installations- und Deinstallationsprozesse variieren kann - je nach Größe des Windparks, Distanz zur Küste sowie der technischer Ausgestaltung von WEA und ONAS.

F 24 Sollte die Dauer zwischen Außerbetriebnahme des bestehenden und Inbetriebnahme des nachnutzenden Windparks individuell (je Gebiet/ Fläche) angepasst werden, um die jeweiligen Gegebenheiten einzubeziehen und energetische Stillstandszeiten nach Möglichkeit zu reduzieren wie etwa für die Nachnutzung des bestehenden OWP Sandbank in Gebiet N-5 vorgesehen?

F 25 Erwarten Sie gegenüber den auf der Basis des aktuellen Kenntnisstands ermittelten Zeitdauern in (Schwarzkopf, et al., 2026) deutlich andere Zeitdauern für Rück und-Neubau, wenn diese ab den 2040er/ 2050er-Jahren relevant werden?

F 26 Für die dargestellten Szenarien wurde eine pauschale Dauer von fünf Kalenderjahren zwischen dem Jahr der Außerbetriebnahme des letzten OWP eines Gebiets und der Inbetriebnahme der WEA auf der nachnutzenden Fläche angenommen. Halten sie diese Annahme für geeignet? Sollte die Annahme weiter konkretisiert werden z.B. auf eine Verlängerung von Zulassungen auf Ende des 1. Quartals und Inbetriebnahme in der zweiten Jahreshälfte (drittes/ viertes Quartal)? Falls nein, welche alternative Annahmen für die Zeitdauern werden mit welcher Begründung vorgeschlagen?

F 27 Sollte die Planung für die Nachnutzung von Flächen zu erwartende parallele Offshore-Arbeiten für Rückbau und Nachnutzung berücksichtigen und dafür im Sinne einer effizienteren Gesamtplanung ggf. auch einzelne OWP in Bezug auf einen möglichen Weiterbetrieb besser oder schlechter stellen? Nach welchen Kriterien sollte dies ggf. erfolgen?

Weiterbetrieb von OWP

F 28 Besteht seitens der Träger der OWP-Bestandsvorhaben jeweils bezogen auf Ihre einzelnen Vorhaben ein Interesse an einem Weiterbetrieb über die bestehende, bisher in der Regel auf 25 Betriebsjahre befristete Zulassung hinaus? Falls ja, in welchem Umfang? Gibt es hierfür ggf. Voraussetzungen oder Herausforderungen, die ihm Rahmen des FEP adressiert werden können oder sollten? In Bezug auf etwaige Ausführungen, die Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse enthalten, wird auf die diesbezüglichen Ausführungen auf die Einreichung einer zusätzlichen geschwärzten Stellungnahme zur Veröffentlichung hingewiesen.

VI. Übergangsregelung

F 29 Bestehen Bedenken zu dem Vorgehen, im Zulassungsverfahren bzw. zum Zeitpunkt der Zulassung hinsichtlich der anwendbaren Fassung der Planungsgrundsätze grundsätzlich auf den jeweils aktuellsten FEP abzustellen und nur für Einzelfälle Ausnahmen einzuführen? Sehen Sie

Probleme hinsichtlich bestimmter Planungsgrundsätze? Wenn ja, für welche? Die Möglichkeit, Abweichungsanträge zu stellen, bliebe erhalten.

Entwurf Untersuchungsrahmen

Modellparameter

F 30 Bilden die in Kapitel 4.8 (Spezifische Annahmen für die Bewertung der voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen (Modellparameter)) aufgeführten Modellparameter vor dem Hintergrund der erwarteten technischen Entwicklung eine geeignete Grundlage für die Bewertung im Rahmen der SUP oder sehen Sie Anpassungsbedarf? Falls ja, welche Änderungen sollten vorgenommen werden?

Mit dem Wegfall des Planungsgrundsatzes Sedimenterwärmung stellt sich insbesondere mit Blick auf die Strategische Umweltprüfung die Frage, wie parkinterne Seekabelsysteme innerhalb von Gebieten künftig verlegt werden, wenn das 2 K-Kriterium nicht mehr eingehalten werden muss. Die im Planungsgrundsatz Überdeckung festgelegte Überdeckung von 1,5 m gilt lediglich außerhalb von Gebieten.

F 31 Werden parkinterne Seekabelsysteme nach Ihrer Einschätzung auch nach dem Wegfall des 2 K-Kriteriums noch in den Meeresboden eingebracht und haben eine Überdeckung oder erwarten Sie im Regelfall ein “Auflegen” der Kabel innerhalb von Flächen?

Fragen an die ÜNB

7.11.1 Abweichung der tatsächlich installierten Leistung von der zugewiesenen Netzanbindungskapazität

Aufgrund der Einführung eines Überbauungsgrads in Höhe von in der Regel 10 Prozent, wie in Kapitel 1.6 erläutert, erscheint eine Erhöhung des festzulegenden Grenzwerts im Rahmen des Planungsgrundsatzes auf 15 Prozent sinnvoll. Hierdurch besteht für den OWP-Vorhabensträger weiterhin die Möglichkeit, auf freiwilliger Basis zusätzliche WEA, über die festgelegten 10 Prozent hinaus, zu installieren.

F 32 Ist es Ihrer Ansicht nach umsetzbar, dass erst ab einer zusätzlich installierten Leistung von über 15 Prozent zusätzliche Nachweise vom OWP-Vorhabensträger erforderlich sind bzw. keine Freigabe durch den ÜNB erfolgen muss? Bitte begründen Sie Ihre Einschätzung und geben Sie ggf. einen alternativen Vorschlag für den Grenzwert an.

IV. Nachnutzung

F 33 Wie bewerten die ÜNB die Annahme von 30 Jahren als mögliche pauschale Betriebsdauer der in den Kapiteln 13.1 bis 13.10 genannten ONAS? Wie bewerten die ÜNB die in den Kapiteln 13.1 bis 13.10 genannten Betriebsdauern im Hinblick auf die jeweiligen einzelnen ONAS? Welche konkreten Betriebsdauern bzw. etwaige Zeiten des Weiterbetriebs der einzelnen ONAS sollten aus Ihrer Sicht für das weitere Verfahren zur Festlegung von Flächen zur Nachnutzung verwendet werden? Sind bereits technische Probleme bekannt, die einem Weiterbetrieb entgegenstehen bzw. besonders berücksichtigt werden müssten (welche sind dies ggf.)?

F 34 Für welche Betriebsdauer wurden bzw. werden die ONAS NOR-6-4, NOR-9-1, NOR-9-2, NOR-9-3, NOR-10-1, NOR-11-1, NOR-11-2, NOR-12-1, NOR-12-2 und NOR-13-1 jeweils ausgelegt?

Welche zusätzlichen Aspekte können zum aktuellen Zeitpunkt im Hinblick auf die mögliche Betriebsdauer der einzelnen ONAS bereits mitgeteilt werden, die im weiteren Verfahren berücksichtigt werden sollten?

Auf Frage F 30, insbesondere auf die Modellparameter für Netzanschlüsse, Plattformen und Seekabelsysteme wird verwiesen.

XI. Anhang

1 Kartenteil

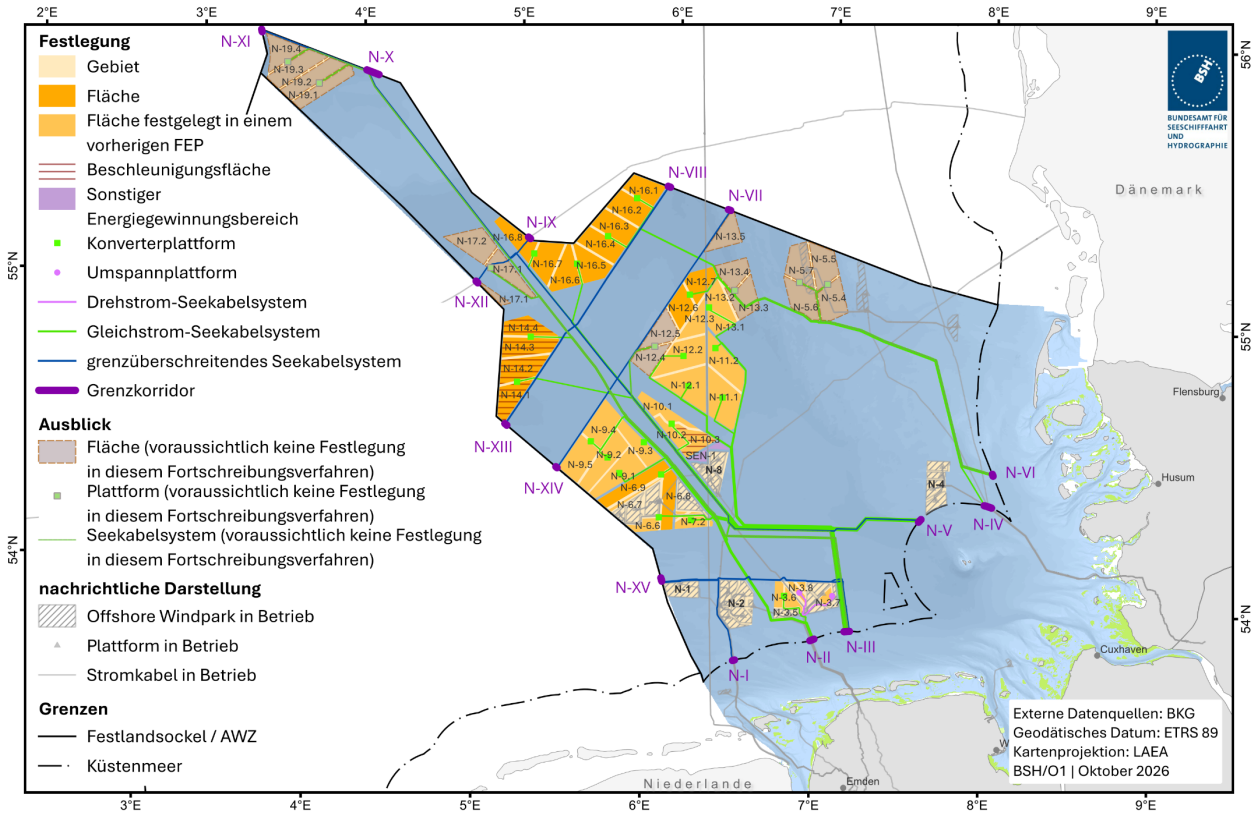


Abbildung 32: Festlegungen Nordsee

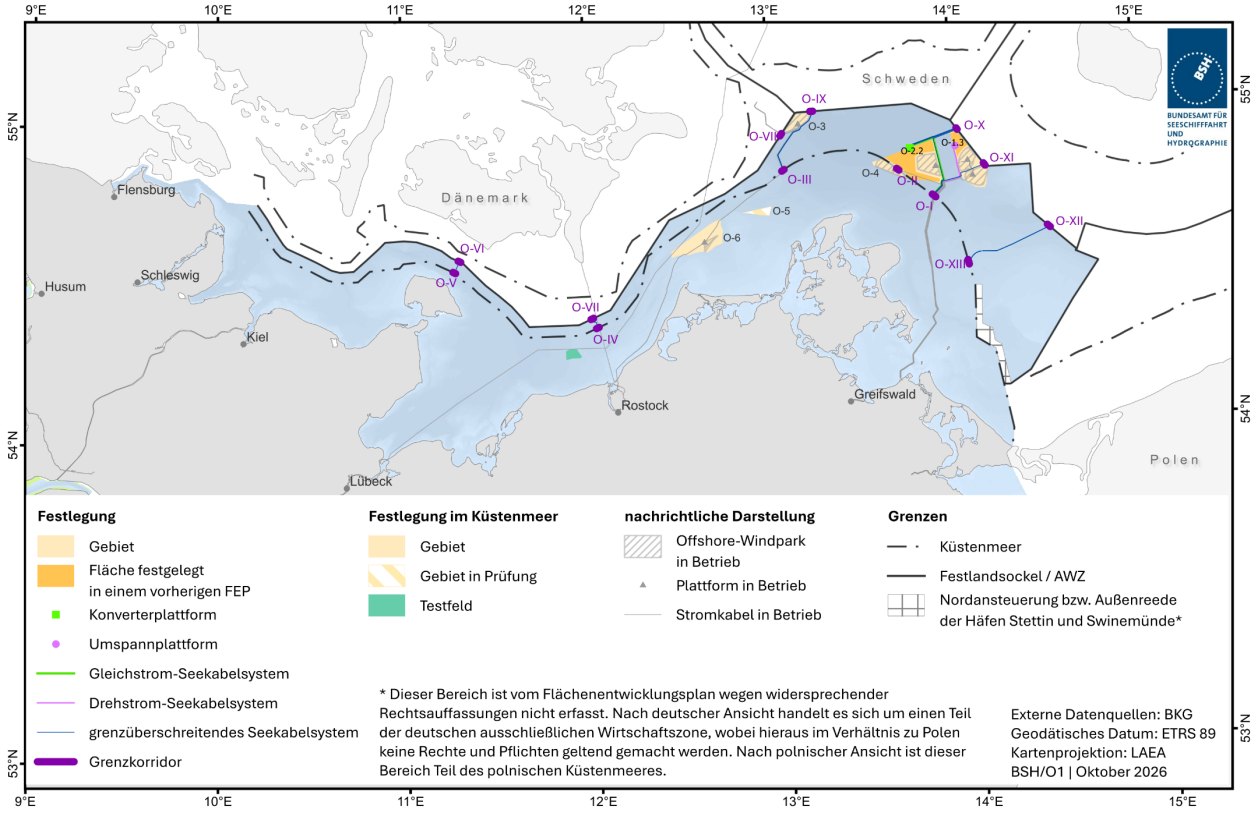


Abbildung 33: Festlegungen Ostsee

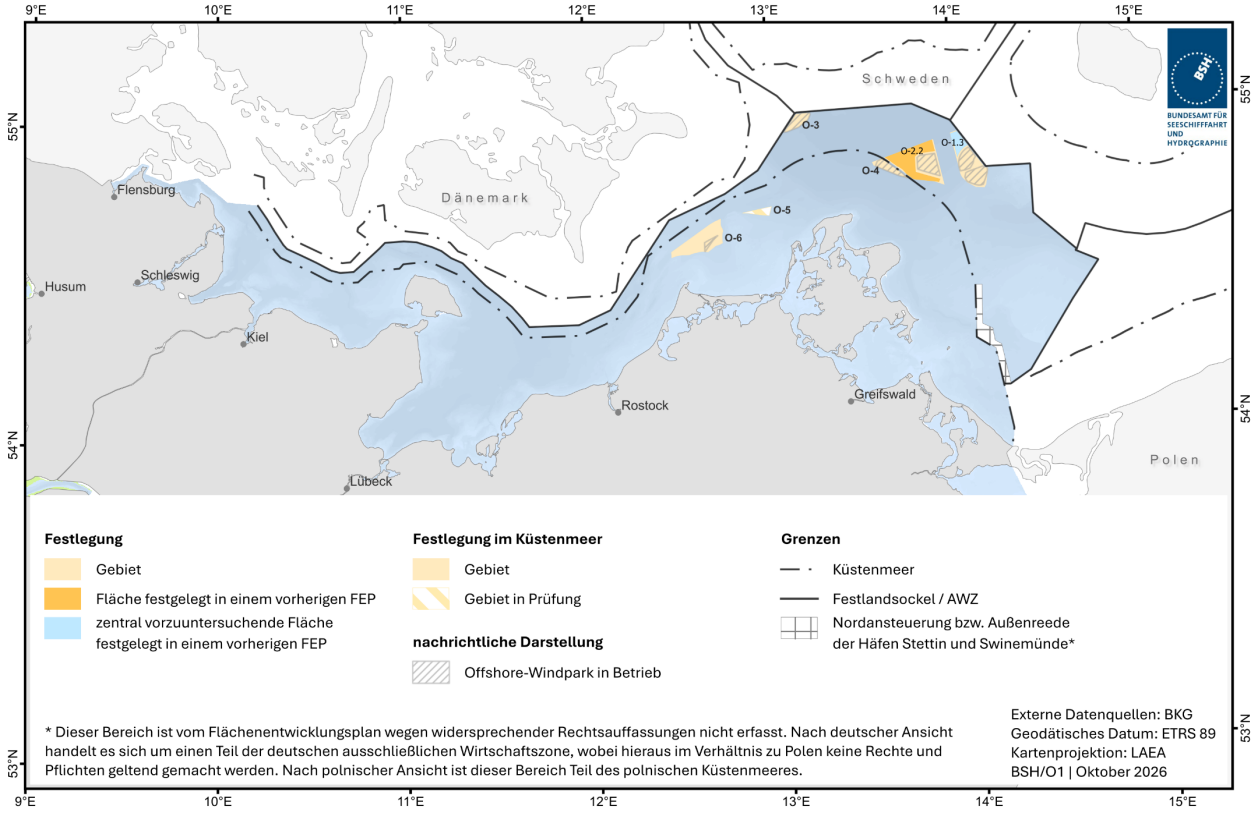


Abbildung 34: Unterscheidung der festgelegten Flächen hinsichtlich der Art ihrer Voruntersuchung in der AWZ der Ostsee

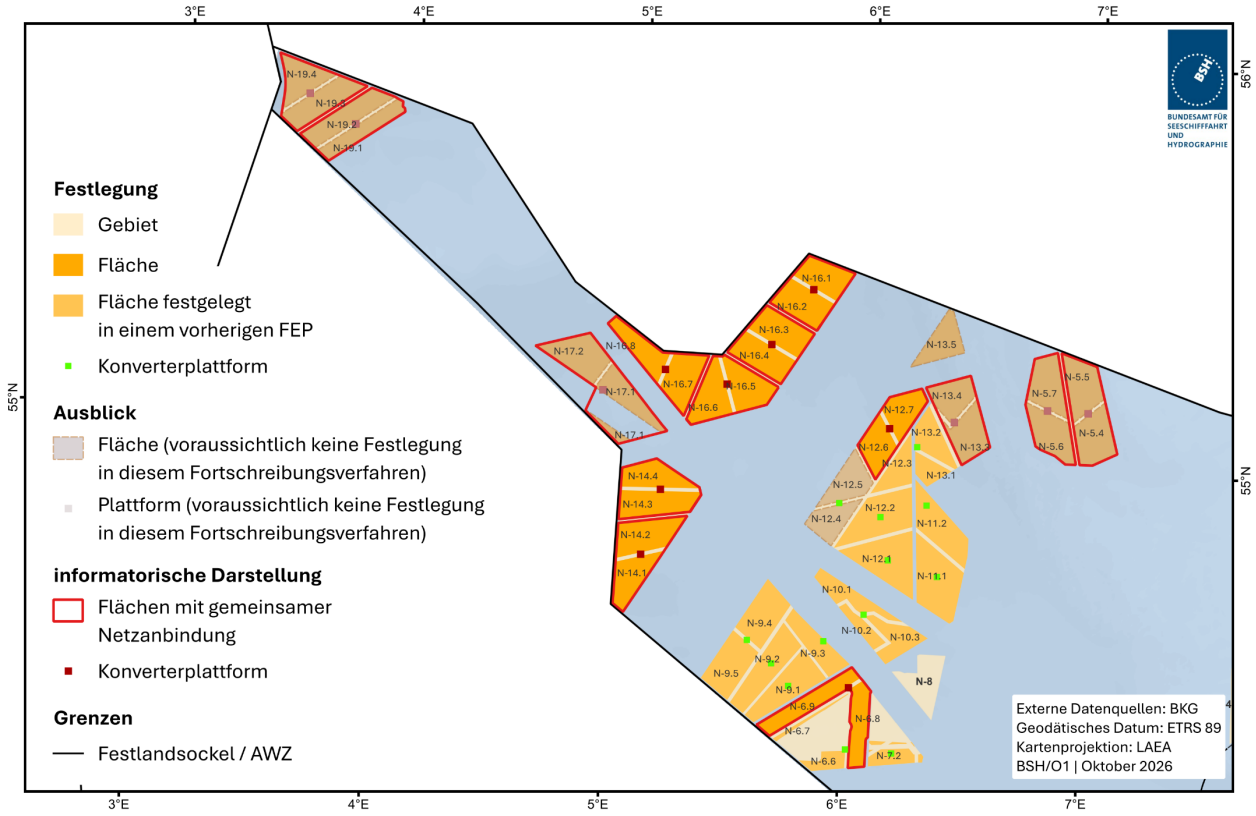


Abbildung 35: Informatorische Darstellung Flächen mit gemeinsamer ONAS-Anbindung

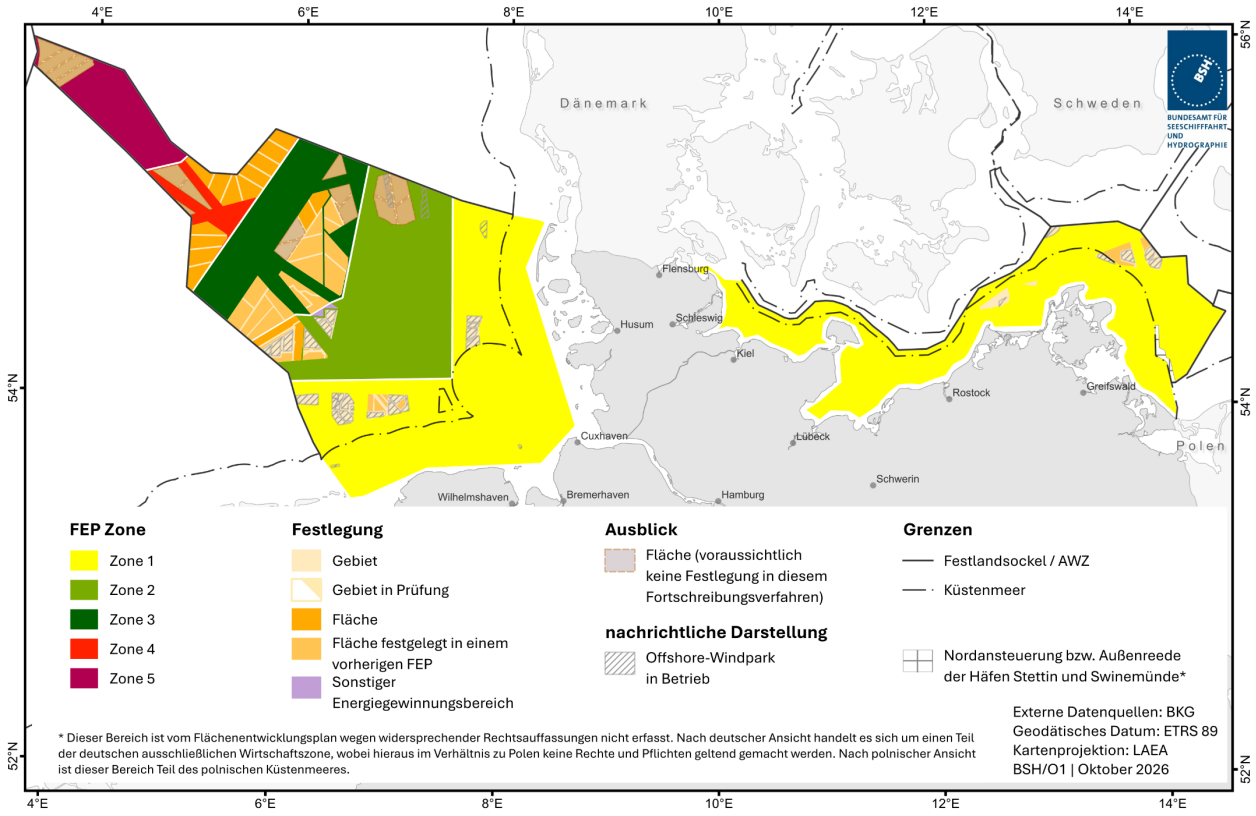


Abbildung 36: FEP Zonen

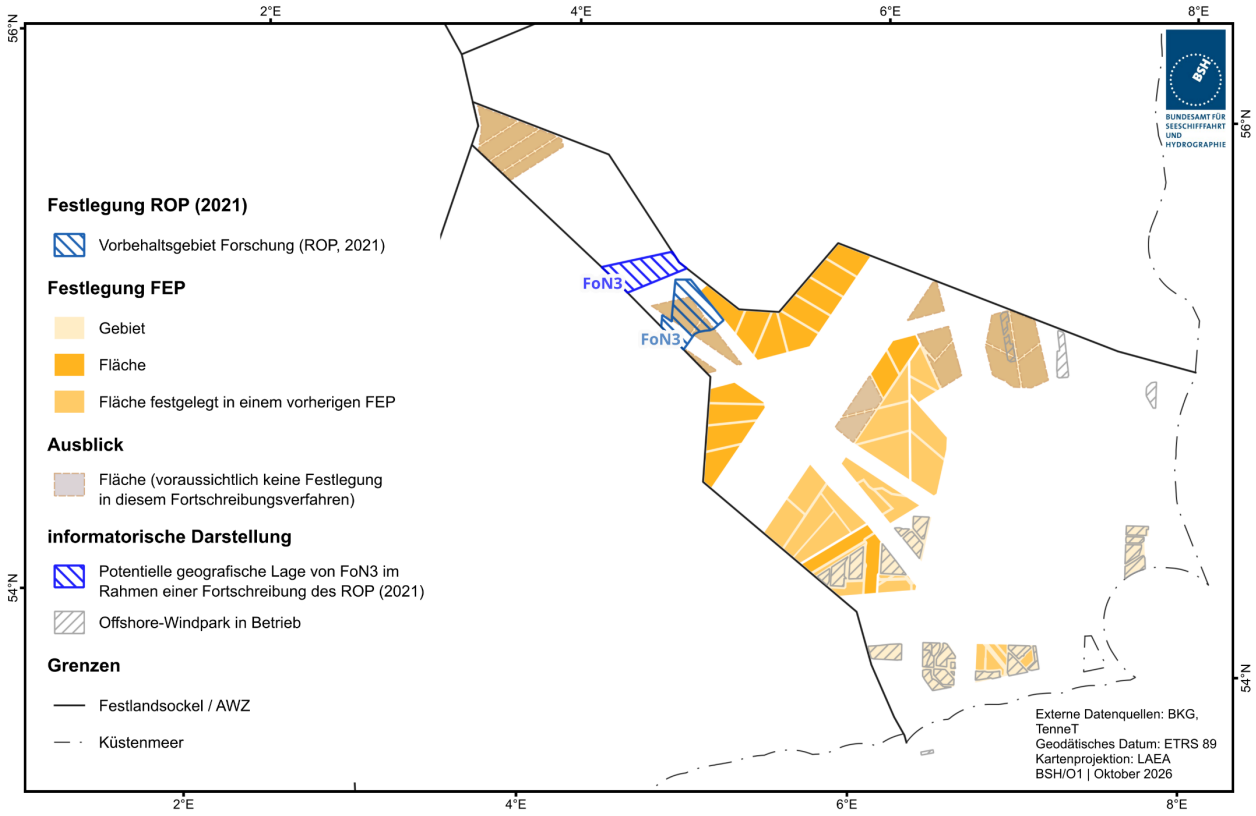


Abbildung 37: Informatorische Darstellung der potentiellen, geografischen Lage des Forschungsgebietes FoN3 im Rahmen einer Fortschreibung des ROP (2021)

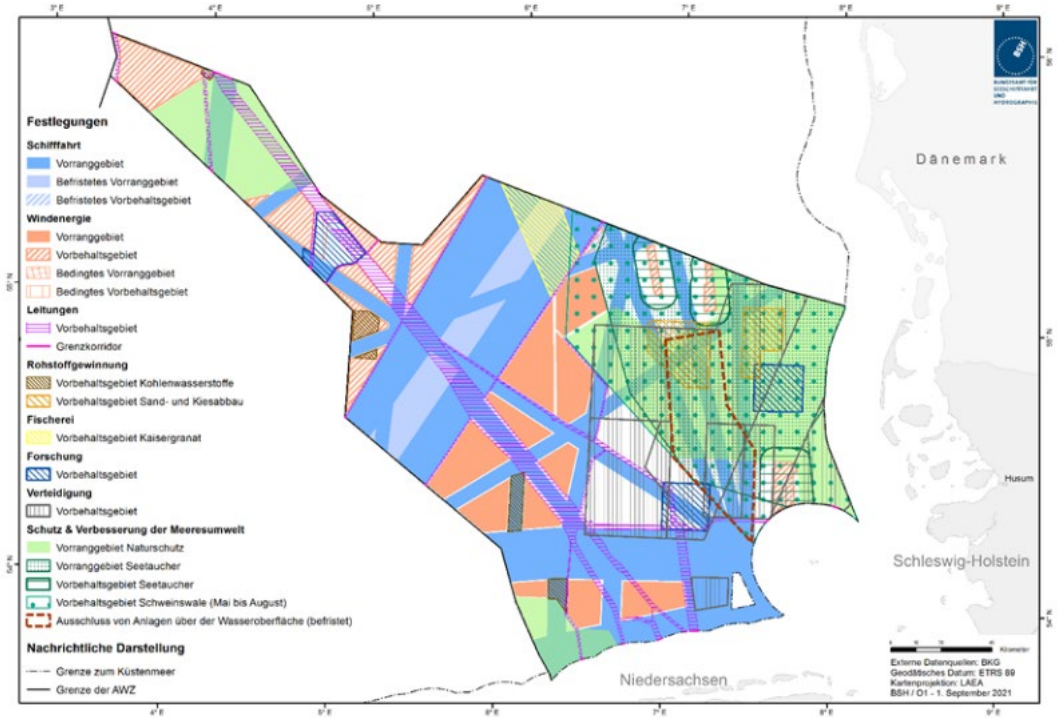


Abbildung 38: Raumordnungsplan für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone in der Nordsee und in der Ostsee - Kartenteil Nordsee

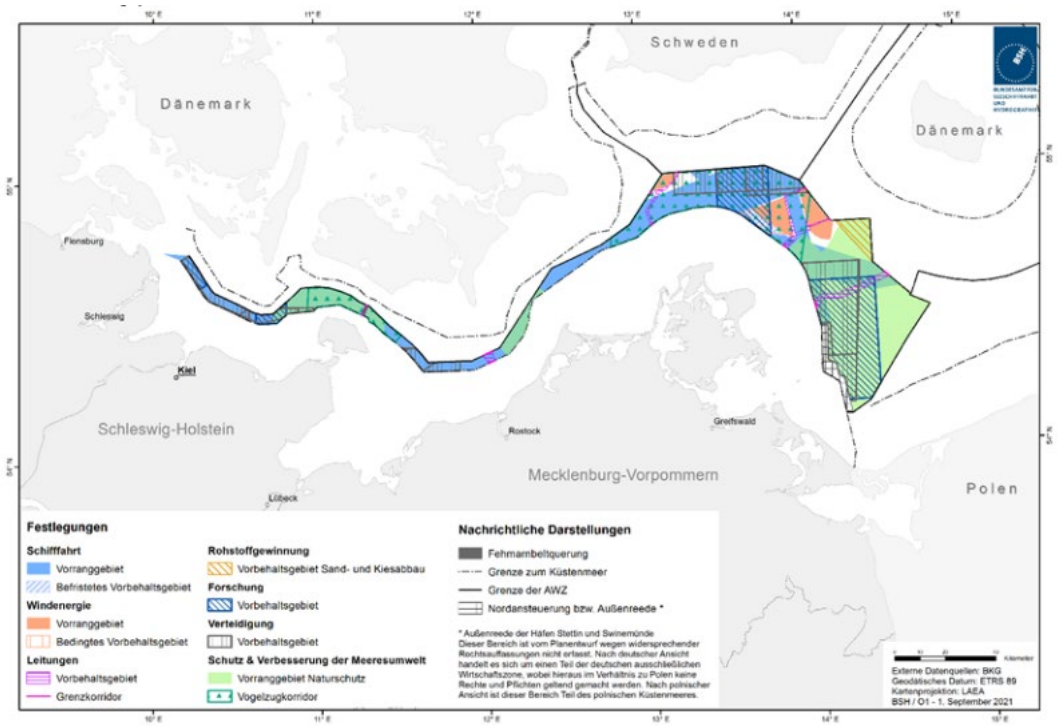


Abbildung 39: Raumordnungsplan für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone in der Nordsee und in der Ostsee - Kartenteil Ostsee

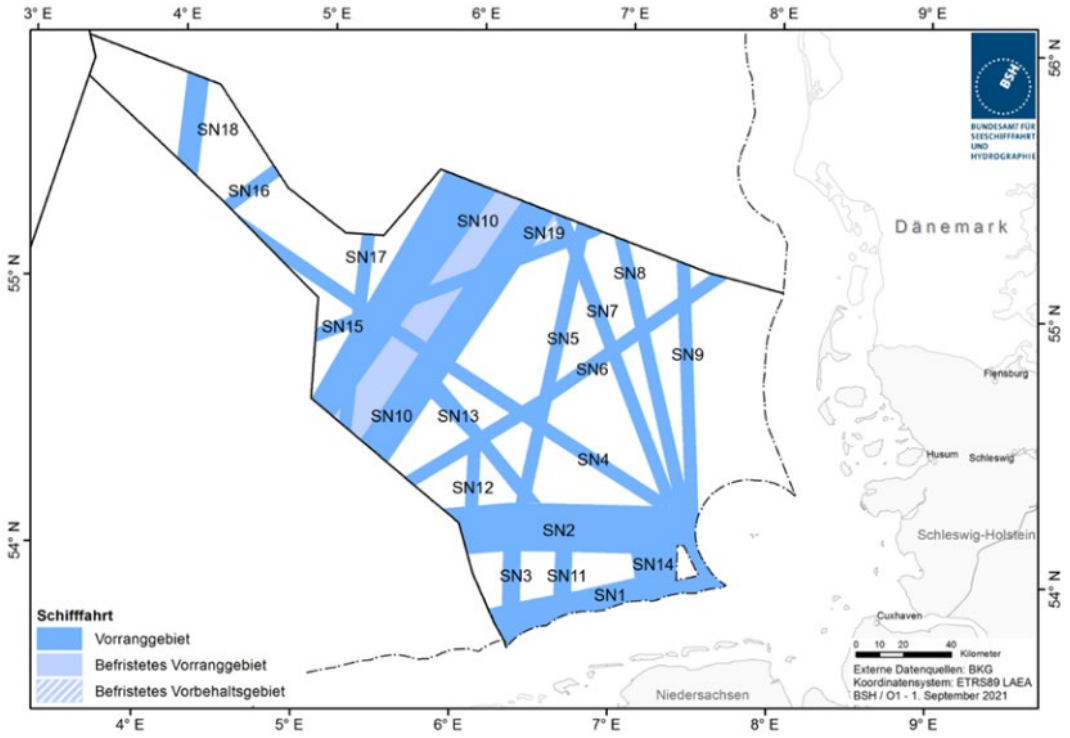


Abbildung 40: Raumordnungsplan für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone in der Nordsee und in der Ostsee - Vorrang- und Vorbehaltsgebiete Schifffahrt in der Nordsee

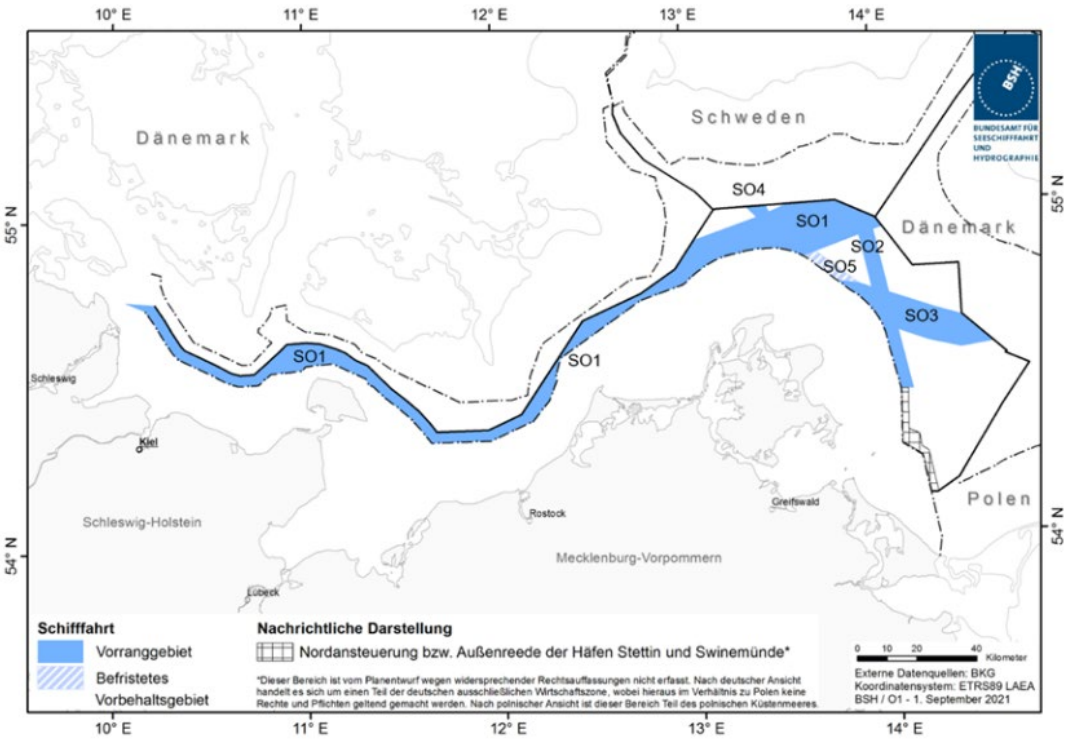


Abbildung 41: Raumordnungsplan für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone in der Nordsee und in der Ostsee - Vorrang- und Vorbehaltsgebiete Schifffahrt in der Ostsee

2 Übersichtstabelle zum Planungsgrundsatz 7.10 Berücksichtigung aller bestehenden, genehmigten und festgelegten Nutzungen

Tabelle 23: Übersichtstabelle zum Planungsgrundsatz 7.10 Berücksichtigung aller bestehenden, genehmigten und festgelegten Nutzungen

Nutzung / Installation	Einzuhaltender Abstand (m)	Erläuterung Abstand	Maßgabe / Referenz	Planungsgrundsatz
Rohrleitung	500	beidseits	Mittellinie der Rohrleitung	7.10.2
Seekabelsystem, Dritter	500	beidseits	Mittellinie der Trasse	7.10.3
Seekabelsystem, parallel	100-200-100	im Wechsel	Mittellinie der Trasse	7.10.3
Plattform, Konverter	1.000	Radius	Mittelpunkt des Standortes	7.10.4
WEA zu WEA benachbarter Flächen oder sonstiger Energiegewinnungsbereiche	Mind. 5 x größter Ø Rotor	Durchmesser	Relevant ist der größere Rotor der benachbarten WEA, der Abstand bezieht sich auf die Mittelpunkte der benachbarten Anlagenstandorte	7.10.5
WEA zur Mittellinie zwischen Flächen und/oder sonstigen Energiegewinnungsbereichen	Mind. 2,5 x größter Ø Rotor	Durchmesser	Relevant ist der Rotor der jeweiligen WEA, der Abstand bezieht sich auf den Mittelpunkt des Anlagenstandorts	7.10.5

Auf den Planungsgrundsatz 7.10 wird hingewiesen.

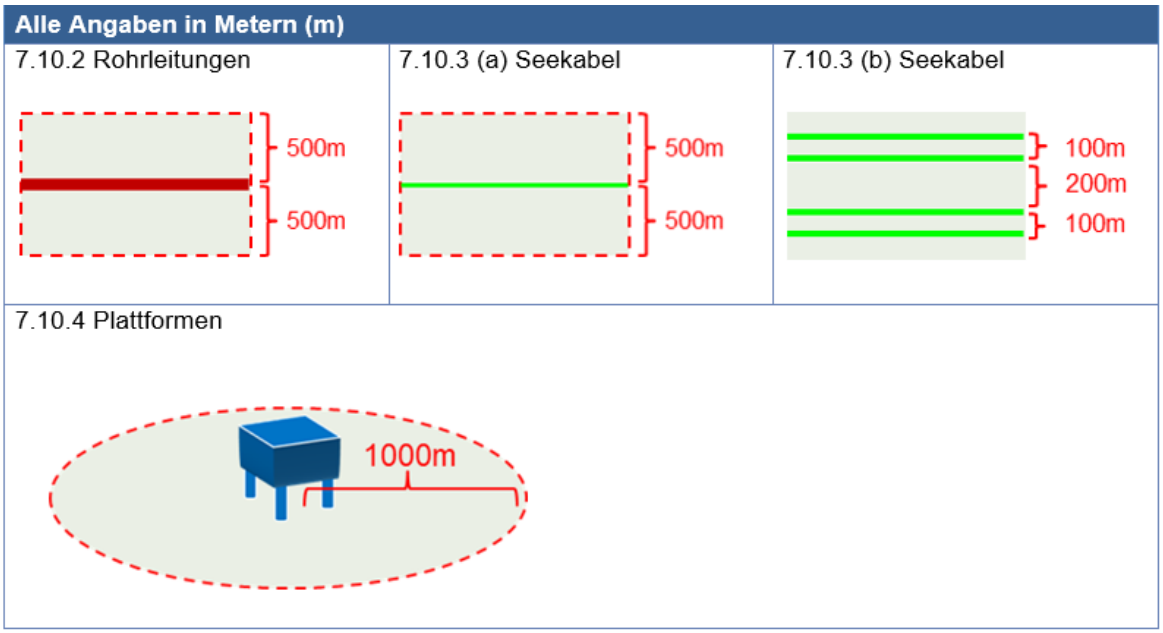
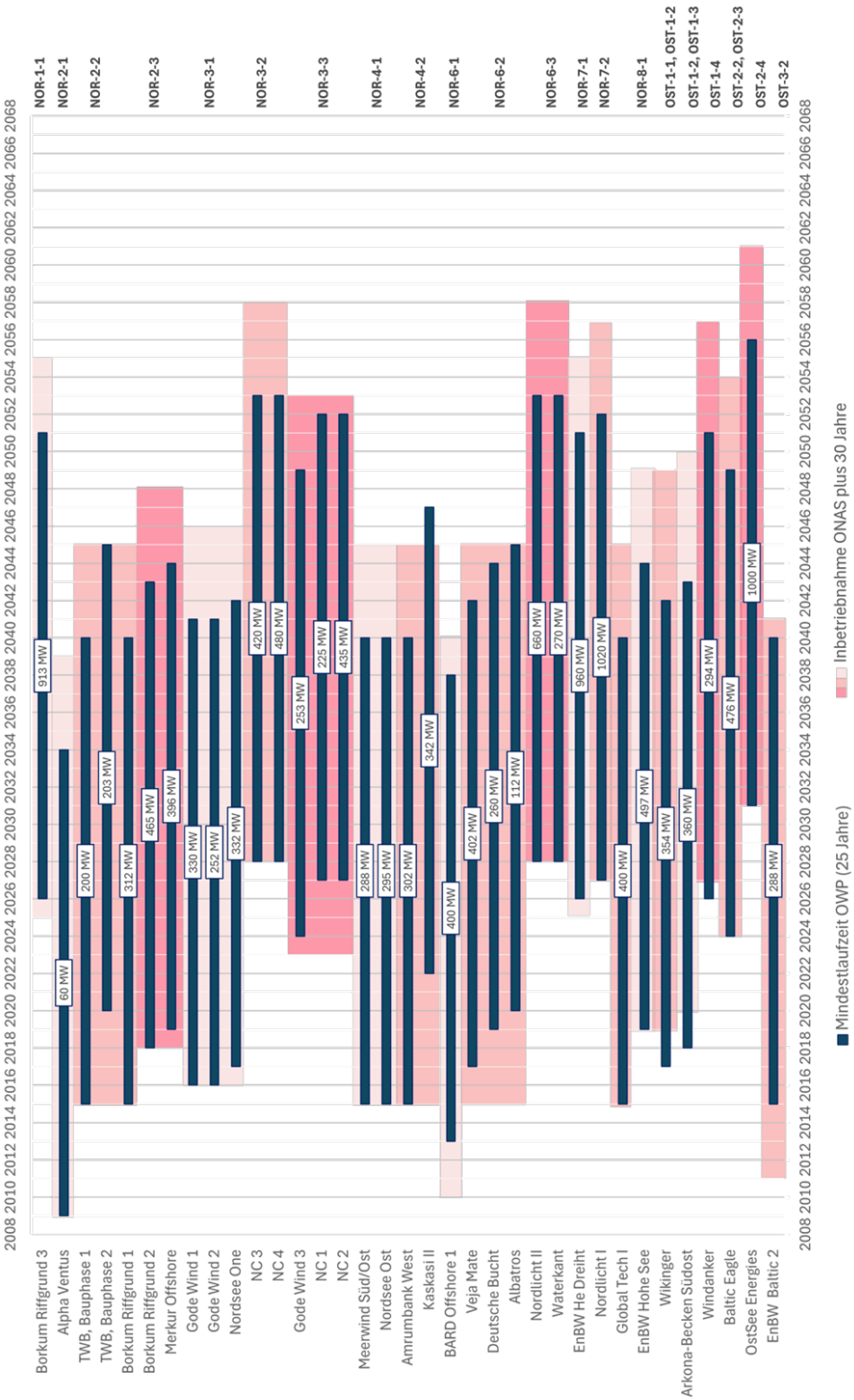


Abbildung 42: Abbildungen zur Erläuterung einzuhaltender Abstände.

3 Gesamtdarstellung Betriebsdauern von OWP und ONAS in den arrondierten Flächen zur Nachnutzung



4 Übersichtstabellen

Tabelle 24: Bestehende und neue Festlegungen zu Gebieten und Flächen

Bezeichnung Gebiet	Grundfläche Gebiet [km²]	Bezeichnung Fläche	Grundfläche Fläche [km²]	vrs. zu installierende Leistung [MW]	zuzuweisende Netzanbindungs-kapazität [MW]
N-1	79				
N-2	223				
N-3	308	N-3.5	29	420	
		N-3.6	33	480	
		N-3.7	17	225	
		N-3.8	23	433	
N-4	148				
N-5	578	N-5.4	133	1.100	1.000
		N-5.5	131	1.100	1.000
		N-5.6	128	1.100	1.000
		N-5.7	128	1.100	1.000
N-6	543	N-6.6	44	630	
		N-6.7	16	270	
		N-6.8	110	1.000	1.000
		N-6.9	131	1.000	1.000
N-7	163	N-7.2	58	980	
N-8	124				
N-9	782	N-9.1	158	2.000	
		N-9.2	157	2.000	
		N-9.3	106	1.500	
		N-9.4	141	1.000[a)]	
		N-9.5	146	1.100	1.000
N-10	259	N-10.1	87	1.000	
		N-10.2	45	500	
		N-10.3	92	1.000	
N-11	378	N-11.1	205	2.000	
		N-11.2	156	1.500	
N-12	965	N-12.1	193	2.000	
		N-12.2	187	2.000	
		N-12.3	80	1.000	
		N-12.4	90	1.000	1.000
		N-12.5	107	1.000	1.000
		N-12.6	100	1.000	1.000
		N-12.7	101	1.000	1.000
N-13	513	N-13.1	49	500	
		N-13.2	91	1.000	
		N-13.3	117	1.100	1.000
		N-13.4	100	1.000	1.000
		N-13.5	102	1.000	
N-14	557	N-14.1	112	1.100	1.000
		N-14.2	140	1.100	1.000
		N-14.3	139	1.100	1.000

		N-14.4	111	1.100	1.000
N-16	1.081	N-16.1	109	1.100	1.000
		N-16.2	128	1.100	1.000
		N-16.3	127	1.100	1.000
		N-16.4	126	1.100	1.000
		N-16.5	127	1.100	1.000
		N-16.6	126	1.100	1.000
		N-16.7	127	1.100	1.000
		N-16.8	105	1.100	1.000
N-17	284	N-17.1	128	1.100	1.000
		N-17.2	147	1.100	1.000
N-19	548	N-19.1	104	1.100	1.000
		N-19.2	134	1.100	1.000
		N-19.3	135	1.100	1.000
		N-19.4	107	1.100	1.000
O-1	129	O-1.3	25	300	
O-2	177	O-2.2	102	1.000	
O-3	28				
O-4	25				
O-5	15				
O-6	112				

Farbcodierung:

Festlegung in einem vorherigen FEP | Festlegung in einem vorherigen FEP mit Änderung | Neue Festlegung | Ausblick: voraussichtlich keine Festlegung in diesem Fortschreibungsverfahren

[a)] Für die Fläche N-9.4 soll die tatsächlich installierte Leistung 20 Prozent über die zuzuweisende Netzanbindungskapazität hinausgehen (siehe dazu FEP 2025 Kapitel 7.11.1)

Tabelle 25: Zuordnung von Seekabelsystemen auf die Grenzkorridore zum Küstenmeer

Grenz-korridor	Seekabelsysteme
N-I	(1) NOR-1-1 (2) NOR-8-1 (3) NOR-2-3 (4) COBRAcable (5) I-NOR-12
N-II	(1) NOR-7-1 (2) NOR-3-1 (3) NOR-2-2 (4) NOR-2-1 (5) NOR-6-1 (6) NOR-6-2 (7) NOR-3-3 (8) NOR-3-2 (9) NOR-6-3 (10) NOR-9-1 (11) NOR-10-1 (12) NOR-6-4
N-III	(1) NOR-9-3 (2) NOR-9-2 (3) NOR-12-1 (4) NOR-11-2 (5) NOR-13-1 (6) NOR-9-4 (7) NOR-14-2 (8) NOR-16-3 (9) NOR-16-4 (10) NOR-17-1 (11) NOR-19-1 (12) NOR-19-2 (13) NOR-12-3 (14) I-NOR-10 (Tarchon) (-) I-NOR-5 (NeuConnect)
N-IV	(1) NOR-4-2 (2) NOR-4-1 (3) NOR-5-1 (4) NordLink (5) NOR-12-4
N-V	(1) NOR-7-2 (2) NOR-11-1 (3) NOR-12-2 (4) NOR-14-1 (5) I-NOR-11 (Hansa Link)
N-VI	(1) NOR-16-1 (2) NOR-16-2 (3) NOR-13-2 (4) NOR-5-2 (5) NOR-5-3
O-I	(1) OST-1-1

	(2) OST-1-2 (3) OST-1-3 (4) OST-2-1 (5) OST-2-2 (6) OST-2-3 (7) OST-1-4 (8) OST-2-4 (9) I-OST-6 (10) I-OST-7
O-II	(1) OST-2-1
O-III	(1) OST-3-1 (2) OST-3-2 (3) I-OST-4 (4) I-OST-5
O-IV	(1) Kontek (2) I-OST-8
O-V	(1) I-OST-9
O-XIII	(1) I-OST-13

Farbcodierung:

Festlegung in einem vorherigen FEP | Festlegung in einem vorherigen FEP mit Änderung | Neue Festlegung | Ausblick: voraussichtlich keine Festlegung in diesem Fortschreibungsverfahren

Tabelle 26: Bestehende und neue Festlegungen für ONAS

ONAS	Übertragungs-kapazität [MW]	Grenzkorridor	NVP (Nachrichtlich auf Grundlage des 2. Entwurf des NEP 2025-2037/2045)
OST-1-4	300	O-I	Lubmin
NOR-7-2	980	N-V	Büttel
NOR-3-2	900	N-II	Hanekenfähr
NOR-6-3	900	N-II	Hanekenfähr
NOR-9-1	2.000	N-II	Wehrendorf
NOR-9-2	2.000	N-III	Wilhelmshaven 2
NOR-9-3	2.000	N-III	Unterweser
OST-2-4	2.000	O-I	Brünzow/Kemnitz
NOR-10-1	2.000	N-II	Westerkappeln
NOR-11-1	2.000	N-V	Heide/West
NOR-12-1	2.000	N-III	Unterweser
NOR-12-2	2.000	N-V	Heide/West
NOR-11-2	2.000	N-III	Wilhelmshaven 2
NOR-13-1	2.000	N-III	Rastede
NOR-6-4	2.000	N-II	Kusenhorst
NOR-9-4	2.000	N-III	Blockland/neu
NOR-14-1	2.000	N-V	Suchraum der Gemeinden Pöschendorf
NOR-12-4	2.000	N-IV	Suchraum der Gemeinden Pöschendorf
NOR-14-2	2.000	N-III	Rommerskirchen
NOR-16-1	2.000	N-VI	Hardebek
NOR-16-2	2.000	N-VI	Suchraum BBS
NOR-16-3	2.000	N-III	Großenmeer
NOR-16-4	2.000	N-III	Rommerskirchen
NOR-17-1	2.000	N-III	n.b.
NOR-19-1	2.000	N-III	n.b.
NOR-19-2	2.000	N-III	n.b.
NOR-12-3	2.000	N-III	n.b.
NOR-13-2	2.000	N-VI	n.b.
NOR-5-2	2.000	N-VI	n.b.
NOR-5-3	2.000	N-VI	n.b.

Farbcodierung:

Festlegung in einem vorherigen FEP | Festlegung in einem vorherigen FEP mit Änderung | Neue Festlegung | Ausblick: voraussichtlich keine Festlegung in diesem Fortschreibungsverfahren

Tabelle 27: Bestehende und neue Festlegungen für Grenzkorridore und Trassen für grenzüberschreitende Seekabelsysteme

Seekabelsystem	Punkt A	Punkt B	Land A	Land B	Name (falls bekannt)
Nordsee					
Seekabelsysteme mit Anlandung in Deutschland					
I-NOR-5	N-III	N-XV	Deutschland	Großbritannien	NeuConnect
I-NOR-10	N-III	N-XV	Deutschland	Großbritannien	Tarchon
I-NOR-11	N-V	N-XI	Deutschland	Großbritannien	Hansa Link
I-NOR-12	N-I	N-XV	Deutschland	Großbritannien / Niederlande	
Seekabelsysteme, die die AWZ der Nordsee queren, ohne Anlandung in Deutschland					
I-NOR-6	N-VII	N-XIV	Dänemark / Norwegen	Niederlande	
I-NOR-7	N-VIII	N-XIII	Dänemark / Norwegen	Niederlande	
I-NOR-8	N-VIII	N-XIII	Dänemark	Niederlande	
I-NOR-9	N-IX	N-XII	Dänemark	Großbritannien	
Ostsee					
I-OST-9	O-V	O-VI	Deutschland	Dänemark	
I-OST-8	O-IV	O-VII	Deutschland	Dänemark	
I-OST-4	O-III	O-IX	Deutschland	Schweden	
I-OST-5	O-III	O-IX	Deutschland	Schweden	
I-OST-7	O-I	O-X	Deutschland	Dänemark	
I-OST-6	O-I	O-XI	Deutschland	Dänemark	Bornholm Energy Island
I-OST-10 bis -12	OST-2-4	O-X	Deutschland	Dänemark	
I-OST-13	O-XIII	O-XII	Deutschland	n.n.	

Farbcodierung:

Festlegung in einem vorherigen FEP | Neue Festlegung

Tabelle 28: Übersicht der Kalenderjahre der Ausschreibung und Inbetriebnahme für WEA und der zugehörigen ONAS einschließlich der jeweiligen Quartale (QI - QIV) im Kalenderjahr

Bezeichnung Fläche	Vrs. zu installierende Leistung [MW] / zuzuweisende Netzanbindungskapazität [MW]	Ausschreibungsjahr	Inbetriebnahme der auf den Flächen jeweils bezuschlagten WEA	Einzug parkinterne Verkabelung der bezuschlagten WEA in Plattform	Bezeichnung ONAS	Inbetriebnahme ONAS
N-3.7	225	2021	2026 (QIII)	n/a	NOR-3-3	n/a
N-3.8	433	2021	2026 (QIII)	n/a	NOR-3-3	n/a
O-1.3	300	2021	2026 (QIII)	2026 (QII)	OST-1-4	2026 (QIII)
N-7.2	980	2022	2027 (QIV)	2027 (QIII)	NOR-7-2	2027 (QIV)
N-3.5	420	2023	2028 (QIII)	2028 (QI)	NOR-3-2	2028 (QIII)
N-3.6	480	2023	2028 (QIII)	2028 (QII)	NOR-3-2	2028 (QIII)
N-6.6	630	2023	2028 (QIV)	2028 (QI)	NOR-6-3	2028 (QIV)
N-6.7	270	2023	2028 (QIV)[a)]	2028 (QIII)	NOR-6-3	2028 (QIV)[a)]
N-11.1	2.000	2023	2032 (QIV)[b)]	2032 (QI-II)	NOR-11-1	2032 (QIV)[b)]
N-12.1	2.000	2023	2030 (QIII)[c)]	2030 (QI-II)	NOR-12-1	2030 (QIII)[c)]
N-12.2	2.000	2023	2030 (QIV)[b)]	2030 (QI-II)	NOR-12-2	2030 (QIV)[b)]
O-2.2	1.000	2023	2031 (QII)	2030 (QIV) – 2031 (QI)	OST-2-4	2031 (QII)
N-9.1	2.000	2024	2031 (QIII)	2030 (QIII-IV)	NOR-9-1	2031 (QIII)
N-11.2	1.500	2024	2031 (QIV)[d)]	2031 (QIII)	NOR-11-2	2031 (QIV)[d)]
N-9.2	2.000	2024	2031 (QIV)[e)]	2031 (QIII-IV)	NOR-9-2	2031 (QIV)[e)]
N-12.3	1.000	2024	2032 (QIII)	2031 (QII)	NOR-13-1	2032 (QIII)
N-9.3	1.500	2024	2029 (QIV)	2029 (QI)	NOR-9-3	2029 (QIV)
N-9.4	1.000	2025	2033 (QIII)	2033 (QI)	NOR-9-4	2033 (QIII)
N-10.2	500	2027	2032 (QIII)	2032 (QII)	NOR-9-3	2029 (QIV)
N-10.1	1.000	2027	2032 (QIII)	2031 (QI-II)	NOR-10-1	2032 (QIII)
N-10.3	1.000	2027	2033 (QI)	2032 (QIV)	NOR-10-1	2033 (QI)
N-13.1	500	2027	2032 (QIII)	2031 (QIII-QIV)	NOR-11-2	2031 (QIV)[d)]
N-13.2	1.000	2027	2032 (QIII)	2032 (QIII)	NOR-13-1	2032 (QIII)
N-9.5	1.100 / 1.000	2028	2033 (QIII)	2033 (QII)	NOR-9-4	2033 (QIII)
N-14.1	1.100 / 1.000	2028	2035 (QIII)	2035 (QI)	NOR-14-1	2035 (QIII)
N-14.2	1.100 / 1.000	2028	2035 (QIII)	2035 (QII)	NOR-14-1	2035 (QIII)
N-12.6	1.000 / 1.000	2029	2034 (QIII)	2034 (QI)	NOR-12-4	2034 (QIII)
N-12.7	1.000 / 1.000	2029	2034 (QIII)	2034 (QII)	NOR-12-4	2034 (QIII)
N-14.3	1.100 / 1.000	2029	2036 (QIII)	2036 (QI)	NOR-14-2	2036 (QIII)
N-14.4	1.100 / 1.000	2029	2036 (QIII)	2036 (QII)	NOR-14-2	2036 (QIII)
N-6.8	1.000 / 1.000	2030	2035 (QIII)	2035 (QI)	NOR-6-4	2035 (QIII)
N-6.9	1.000 / 1.000	2030	2035 (QIII)	2035 (QII)	NOR-6-4	2035 (QIII)

N-16.1	1.100 / 1.000	2031	2036 (QIII)	2036 (QI)	NOR-16-1	2036 (QIII)
N-16.2	1.100 / 1.000	2031	2036 (QIII)	2036 (QII)	NOR-16-1	2036 (QIII)
N-16.3	1.100 / 1.000	2032	2037 (QIII)	2037 (QI)	NOR-16-2	2037 (QIII)
N-16.4	1.100 / 1.000	2032	2037 (QIII)	2037 (QII)	NOR-16-2	2037 (QIII)
N-16.5	1.100 / 1.000	2033	2038 (QIII)	2038 (QI)	NOR-16-3	2038 (QIII)
N-16.6	1.100 / 1.000	2033	2038 (QIII)	2038 (QII)	NOR-16-3	2038 (QIII)
N-16.7	1.100 / 1.000	2033	2038 (QIII)	2038 (QI)	NOR-16-4	2038 (QIII)
N-16.8	1.100 / 1.000	2033	2038 (QIII)	2038 (QII)	NOR-16-4	2038 (QIII)
N-17.1	1.100 / 1.000	2034	2039 (QIII)	2039 (QI)	NOR-17-1	2039 (QIII)
N-17.2	1.100 / 1.000	2034	2039 (QIII)	2039 (QII)	NOR-17-1	2039 (QIII)
N-19.1	1.100 / 1.000	2035	2040 (QIII)	2040 (QI)	NOR-19-1	2040 (QIII)
N-19.2	1.100 / 1.000	2035	2040 (QIII)	2040 (QII)	NOR-19-1	2040 (QIII)
N-19.3	1.100 / 1.000	2036	2041 (QIII)	2041 (QI)	NOR-19-2	2041 (QIII)
N-19.4	1.100 / 1.000	2036	2041 (QIII)	2041 (QII)	NOR-19-2	2041 (QIII)
N-12.4	1.000 / 1.000	2037	2042 (QIII)	2042 (QI)	NOR-12-3	2042 (QIII)
N-12.5	1.000 / 1.000	2037	2042 (QIII)	2042 (QII)	NOR-12-3	2042 (QIII)
N-13.3	1.100 / 1.000	2038	2043 (QIII)	2043 (QI)	NOR-13-2	2043 (QIII)
N-13.4	1.100 / 1.000	2038	2043 (QIII)	2043 (QII)	NOR-13-2	2043 (QIII)
N-5.4	1.100 / 1.000	2039	2044 (QIII)	2044 (QI)	NOR-5-2	2044 (QIII)
N-5.5	1.100 / 1.000	2039	2044 (QIII)	2044 (QII)	NOR-5-2	2044 (QIII)
N-5.6	1.100 / 1.000	2040	2045 (QIII)	2045 (QI)	NOR-5-3	2045 (QIII)
N-5.7	1.100 / 1.000	2040	2045 (QIII)	2045 (QII)	NOR-5-3	2045 (QIII)

Farbcodierung:

Festlegung in einem vorherigen FEP | Festlegung in einem vorherigen FEP mit Änderung | Neue Festlegung | Ausblick: voraussichtlich keine Festlegung in diesem Fortschreibungsverfahren | Blau hinterlegte Flächen werden zentral voruntersucht

[a] Es liegen Hinweise des zuständigen ÜNB vor, dass sich die Inbetriebnahme des ONAS um voraussichtlich ca. drei bis sechs Monate gegenüber der hier dargestellten Festlegung verzögern wird.

[b] Es liegen Hinweise des zuständigen ÜNB vor, dass sich die Inbetriebnahme des ONAS um voraussichtlich ca. zwölf Monate gegenüber der hier dargestellten Festlegung verzögern wird. Der voraussichtliche Fertigstellungstermin nach § 17d Abs. 2 EnWG wurde noch nicht angepasst.

[c] Es liegen Hinweise des zuständigen ÜNB vor, dass sich die Inbetriebnahme des ONAS um voraussichtlich ca. drei Monate gegenüber der hier dargestellten Festlegung verzögern wird. Der voraussichtliche Fertigstellungstermin nach § 17d Abs. 2 EnWG wurde noch nicht angepasst.

[d] Es liegen Hinweise des zuständigen ÜNB vor, dass sich die Inbetriebnahme des ONAS um voraussichtlich ca. sechs Monate gegenüber der hier dargestellten Festlegung verzögern wird. Der voraussichtliche Fertigstellungstermin nach § 17d Abs. 2 EnWG wurde noch nicht angepasst.

[e] Es liegen Hinweise des zuständigen ÜNB vor, dass sich die Inbetriebnahme des ONAS um voraussichtlich ca. neun Monate gegenüber der hier dargestellten Festlegung verzögern wird. Der voraussichtliche Fertigstellungstermin nach §17d Abs. 2 EnWG wurde noch nicht angepasst.

Tabelle 29: Übersichtstabelle Festlegungen für Flächen und ONAS

Kalenderjahr Inbetrieb-nahme	Bezeich-nung Fläche	Kalenderjahr Ausschrei-bung	Kalenderjahr / Quartal Inbetrieb-nahme	Vrs. zu in-stallie-rende Leistung [MW]	Inbetrieb-nahme je Ka-lenderjahr [MW]	Bezeich-nung ONAS	Kalenderjahr / Quartal Inbetrieb-nahme	Übertra-gungs-kapazität [MW]	Grenzkorri-dor zum Küsten-meer
2026	N-3.7	2021	2026 (QIII)	225	958	NOR-3-3	n/a	900	N-II
	N-3.8	2021	2026 (QIII)	433					
	O-1.3	2021	2026 (QIII)	300		OST-1-4	2026 (QIII)	300	O-I
2027	N-7.2	2022	2027 (QIV)	980	980	NOR-7-2	2027 (QIV)	980	N-V
2028	N-3.5	2023	2028 (QIII)	420	1.800	NOR-3-2	2028 (QIII)	900	N-II
	N-3.6	2023	2028 (QIII)	480					
	N-6.6	2023	2028 (QIV)[a)]	630		NOR-6-3	2028 (QIV)[a)]	900	N-II
	N-6.7	2023	2028 (QIV)[a)]	270					
2029	N-9.3	2024	2029 (QIV)	1.500	1.500	NOR-9-3	2029 (QIV)	2.000	N-III
2030	N-12.1	2023	2030 (QIII)[c)]	2.000	4.000	NOR-12-1	2030 (QIII)[c)]	2.000	N-III
	N-12.2	2023	2030 (QIV)[b)]	2.000		NOR-12-2	2030 (QIV)[b)]	2.000	N-V
2031	N-9.1	2024	2031 (QIII)	2.000	6.500	NOR-9-1	2031 (QIII)	2.000	N-II
	N-9.2	2024	2031 (QIV)[e)]	2.000		NOR-9-2	2031 (QIV)[e)]	2.000	N-III
	O-2.2	2023	2031 (QII)	1.000		OST-2-4	2031 (QII)	2.000	O-I
	N-11.2	2024	2031 (QIV)[d)]	1.500		NOR-11-2	2031 (QIV)[d)]	2.000	N-III
2032	N-12.3	2024	2032 (QIII)	1.000	6.000	NOR-13-1	2032 (QIII)	2.000	N-III
	N-10.1	2027	2032 (QIII)	1.000		NOR-10-1	2032 (QII)	2.000	N-II
	N-10.2	2027	2032 (QIII)	500		NOR-9-3	2029 (QIV)	2.000	N-III
	N-13.1	2027	2032 (QIII)	500		NOR-11-2	2031 (QIV)[d)]	2.000	N-III
	N-13.2	2027	2032 (QIII)	1.000		NOR-13-1	2032 (QIII)	2.000	N-III
	N-11.1	2023	2032 (QIV)[b)]	2.000		NOR-11-1	2032 (QIV)[b)]	2.000	N-V
2033	N-9.4	2025	2033 (QIII)	1.000	2.100	NOR-9-4	2033 (QIII)	2.000	N-III
	N-9.5	2028	2033 (QIII)	1.100		NOR-9-4	2033 (QIII)	2.000	N-III
2034	N-12.6	2029	2034 (QIII)	1.000	2.000	NOR-12-4	2034 (QIII)	2.000	N-IV

	N-12.7	2029	2034 (QIII)	1.000		NOR-12-4	2034 (QIII)	2.000	N-IV
2035	N-6.8	2030	2035 (QIII)	1.000	4.200	NOR-6-4	2035 (QIII)	2.000	N-II
	N-6.9	2030	2035 (QIII)	1.000		NOR-6-4	2035 (QIII)	2.000	N-II
	N-14.1	2028	2035 (QIII)	1.100		NOR-14-1	2035 (QIII)	2.000	N-V
	N-14.2	2028	2035 (QIII)	1.100		NOR-14-1	2035 (QIII)	2.000	N-V
2036	N-14.3	2029	2036 (QIII)	1.100	4.400	NOR-14-2	2036 (QIII)	2.000	N-III
	N-14.4	2029	2036 (QIII)	1.100		NOR-14-2	2036 (QIII)	2.000	N-III
	N-16.1	2031	2036 (QIII)	1.100		NOR-16-1	2036 (QIII)	2.000	N-VI
	N-16.2	2031	2036 (QIII)	1.100		NOR-16-1	2036 (QIII)	2.000	N-VI
2037	N-16.3	2032	2037 (QIII)	1.100	2.200	NOR-16-2	2037 (QIII)	2.000	N-VI
	N-16.4	2032	2037 (QIII)	1.100		NOR-16-2	2037 (QIII)	2.000	N-VI
2038	N-16.5	2033	2038 (QIII)	1.100	4.400	NOR-16-3	2038 (QIII)	2.000	N-III
	N-16.6	2033	2038 (QIII)	1.100		NOR-16-3	2038 (QIII)	2.000	N-III
	N-16.7	2033	2038 (QIII)	1.100		NOR-16-4	2038 (QIII)	2.000	N-III
	N-16.8	2033	2038 (QIII)	1.100		NOR-16-4	2038 (QIII)	2.000	N-III
2039	N-17.1	2034	2039 (QIII)	1.100	2.200	NOR-17-1	2039 (QIII)	2.000	N-III
	N-17.2	2034	2039 (QIII)	1.100		NOR-17-1	2039 (QIII)	2.000	N-III
2040	N-19.1	2035	2040 (QIII)	1.100	2.200	NOR-19-1	2040 (QIII)	2.000	N-III
	N-19.2	2035	2040 (QIII)	1.100		NOR-19-1	2040 (QIII)	2.000	N-III
2041	N-19.3	2036	2041 (QIII)	1.100	2.200	NOR-19-2	2041 (QIII)	2.000	N-III
	N-19.4	2036	2041 (QIII)	1.100		NOR-19-2	2041 (QIII)	2.000	N-III
2042	N-12.4	2037	2042 (QIII)	1.000	2.000	NOR-12-3	2042 (QIII)	2.000	N-III
	N-12.5	2037	2042 (QIII)	1.000		NOR-12-3	2042 (QIII)	2.000	N-III
2043	N-13.3	2038	2043 (QIII)	1.100	2.200	NOR-13-2	2043 (QIII)	2.000	N-VI
	N-13.4	2038	2043 (QIII)	1.100		NOR-13-2	2043 (QIII)	2.000	N-VI
2044	N-5.4	2039	2044 (QIII)	1.100	2.200	NOR-5-2	2044 (QIII)	2.000	N-VI
	N-5.5	2039	2044 (QIII)	1.100		NOR-5-2	2044 (QIII)	2.000	N-VI
2045	N-5.6	2040	2045 (QIII)	1.100	2.200	NOR-5-3	2045 (QIII)	2.000	N-VI
	N-5.7	2040	2045 (QIII)	1.100		NOR-5-3	2045 (QIII)	2.000	N-VI

Summe neue Festlegungen FEP	28.400
Summe vorherige Festlegungen FEP	28.838
Bestand (OWP in Betrieb)	11.328
Fläche N-13.5	1.000
OWP Gennaker (Küstenmeer Mecklenburg-Vorpommern)	945
Anbindung von Kapazitäten aus benachbarten AWZ oder Küstenmeeren	2.000
Summe[f)]	71.162

Farbcodierung:

Ausblick: voraussichtlich keine Festlegung in diesem Fortschreibungsverfahren

[a)] Es liegen Hinweise des zuständigen ÜNB vor, dass sich die Inbetriebnahme des ONAS um voraussichtlich ca. drei bis sechs Monate gegenüber der hier dargestellten Festlegung verzögern wird.

[b)] Es liegen Hinweise des zuständigen ÜNB vor, dass sich die Inbetriebnahme des ONAS um voraussichtlich ca. zwölf Monate gegenüber der hier dargestellten Festlegung verzögern wird. Der voraussichtliche Fertigstellungstermin nach § 17d Abs. 2 EnWG wurde noch nicht angepasst.

[c)] Es liegen Hinweise des zuständigen ÜNB vor, dass sich die Inbetriebnahme des ONAS um voraussichtlich ca. drei Monate gegenüber der hier dargestellten Festlegung verzögern wird. Der voraussichtliche Fertigstellungstermin nach § 17d Abs. 2 EnWG wurde noch nicht angepasst.

[d)] Es liegen Hinweise des zuständigen ÜNB vor, dass sich die Inbetriebnahme des ONAS um voraussichtlich ca. sechs Monate gegenüber der hier dargestellten Festlegung verzögern wird. Der voraussichtliche Fertigstellungstermin nach § 17d Abs. 2 EnWG wurde noch nicht angepasst.

[e)] Es liegen Hinweise des zuständigen ÜNB vor, dass sich die Inbetriebnahme des ONAS um voraussichtlich ca. neun Monate gegenüber der hier dargestellten Festlegung verzögern wird. Der voraussichtliche Fertigstellungstermin nach §17d Abs. 2 EnWG wurde noch nicht angepasst.

[f)] Abzüglich einer Leistung von 854 MW in Gebiet N-5, deren Rückbau Voraussetzung für die Inbetriebnahme der Flächen N-5.6 und N-5.7 ist sowie bereits in Betrieb genommener Leistung von in FEP festgelegten Flächen (um doppelte Zählung zu vermeiden).