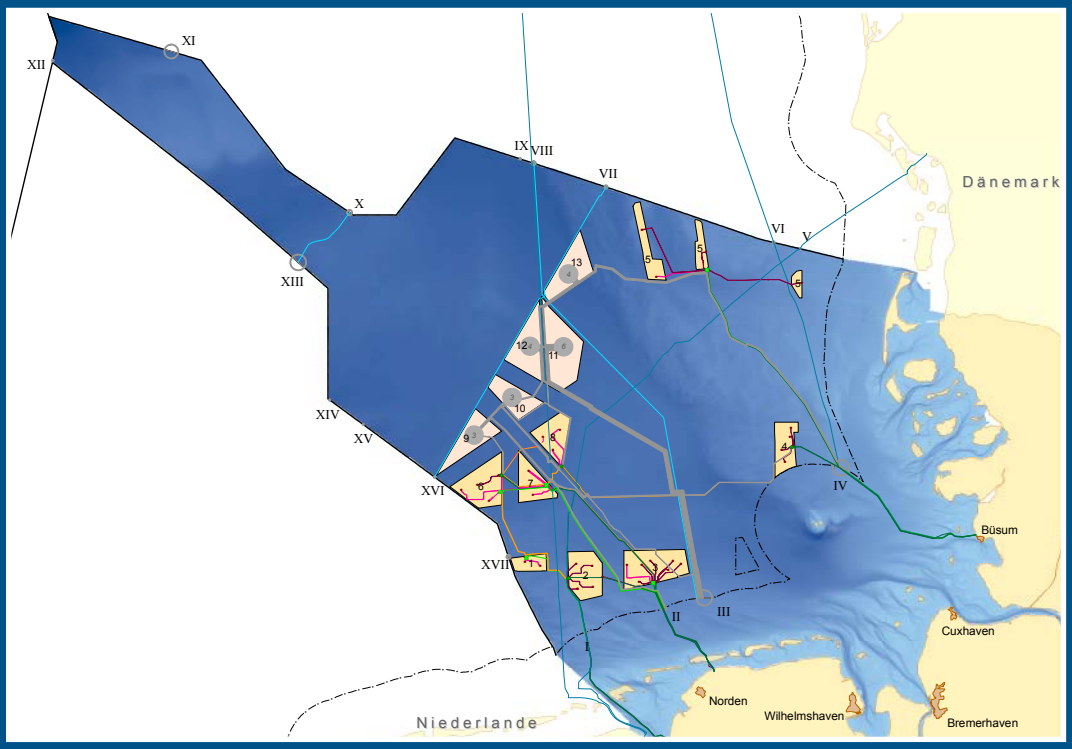
BUNDESAMT FÜR
SEESCHIFFFAHRT
UND
HYDROGRAPHIE

Bundesfachplan Offshore für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone der Nordsee 2016/2017 und Umweltbericht



BUNDESAMT FÜR
SEESCHIFFFAHRT
UND
HYDROGRAPHIE

Bundesfachplan Offshore für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone der Nordsee 2016/2017 und Umweltbericht

Hamburg, 22. Dezember 2017

© Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie

Hamburg und Rostock 2017

BSH Nr. 7606

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: TenneT

BUNDESAMT FÜR
SEESCHIFFFAHRT
UND
HYDROGRAPHIE

Bundesfachplan Offshore für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone der Nordsee 2016/2017

Hamburg, 22. Dezember 2017

Inhalt

1 Der Bundesfachplan Offshore 1

1.1 Gesetzliche Grundlage und Ziele 1

1.2 Planerischer Rahmen 2

1.3 Anwendungsbereich, Rechtsnatur 3

1.4 Instrumente der Netzplanung nach derzeitiger Rechtslage 3

1.5 Zentrales Modell der Flächenentwicklung und -untersuchung ab 2026– EEG 2017 5

1.5.1 Flächenentwicklungsplan 5

1.5.2 Voruntersuchung von Flächen 6

1.5.3 Ausschreibungen für voruntersuchte Flächen 7

1.5.4 Netzentwicklungsplan 8

1.5.5 Übergangsregelung: Anwendungszeitraum Bundesfachplan und Offshore-Netzentwicklungsplan bis Ende 2025 8

1.5.6 Übergangsregime für bestehende Projekte für Inbetriebnahme 2021 bis Ende 2025 8

2 Fortschreibungsverfahren 9

3 Einführung 11

3.1 Rechtlicher Rahmen 11

3.2 Sinn und Zweck der standardisierten Technikvorgaben und Planungsgrundsätze 11

3.3 Möglichkeit der Abweichung von Vorgaben und Grundsätzen im Einzelfall 12

4 Identifizierung von Windenergieanlagen auf See für Sammelanbindungen 13

4.1 Planungshorizont 13

4.1.1 Ausbaupfade des EEG 2017 bis 2020 und bis Ende 2030 13

4.1.2 Szenariorahmen und Offshore-Netzentwicklungsplan – Planungshorizont bis Ende 2030 14

4.1.3 Planungshorizont ab 2031 bis ca. 2035 14

4.2 Räumliche Bestimmung der Cluster 15

4.2.1 Einbezogene Cluster 1 – 8 BFO-N 2013/2014 bis Ende 2030 15

4.2.2 Einbezogene Cluster 9 – 13 BFO-N 2013/2014 ab 2031 bis ca. 2035 17

4.2.3 Kartographische Darstellung der einbezogenen Cluster 18

4.3 Ermittlung der erwarteten Offshore-Windparkleistung 18

4.3.1 Methodik für Leistungsermittlung 18

4.3.2 Ermittelte Offshore-Windenergie- und Übertragungsleistung bis Ende 2030 20

4.3.3 Ermittelte Offshore-Windenergie- und Übertragungsleistung ab 2031 bis ca. 2035 ... 22

5 Anbindungsleitungen für Offshore-Windparks bis Ende 2030 ... 23

5.1 Standardisierte Technikvorgaben und Anbindungskonzept ... 23

5.1.1 Hintergrund ... 23

5.1.2 Standardisierte Technikvorgaben ... 24

5.2 Standorte von Konverterplattformen ... 32

5.2.1 Standardisierte Technikvorgaben ... 32

5.2.2 Planungsgrundsätze ... 35

5.2.3 Räumliche Festlegungen ... 41

5.2.4 Kartographische Darstellung ... 42

5.3 Trassenkorridore für Gleichstrom-Seekabelsysteme ... 43

5.3.1 Standardisierte Technikvorgaben ... 43

5.3.2 Planungsgrundsätze ... 43

5.3.3 Räumliche Festlegungen ... 55

5.3.4 Kartographische Darstellung ... 59

5.4 Trassenkorridore für Drehstrom-Seekabelsysteme zur Verbindung der Konverterplattformen mit Umspannplattformen der Offshore-Windparks ... 60

5.4.1 Standardisierte Technikvorgaben ... 60

5.4.2 Planungsgrundsätze ... 60

5.4.3 Räumliche Festlegungen ... 65

5.4.4 Kartographische Darstellung ... 67

5.5 Trassenkorridore für clusterübergreifende Anbindungen ... 67

5.5.1 Standardisierte Technikvorgaben ... 67

5.5.2 Planungsgrundsätze ... 68

5.5.3 Räumliche Festlegungen ... 71

5.5.4 Kartographische Darstellung ... 72

5.6 Kartographische Darstellung der Anbindungsleitungen bis Ende 2030 ... 73

6 Trassenkorridore für grenzüberschreitende Seekabelsysteme ... 74

6.1 Standardisierte Technikvorgaben ... 75

6.2 Planungsgrundsätze ... 76

6.3 Räumliche Festlegungen ... 79

6.4 Kartographische Darstellung ... 81

7 Trassenkorridore für Verbindungen untereinander ... 82

7.1 Standardisierte Technikvorgaben ... 82

7.2 Planungsgrundsätze 83
7.3 Räumliche Festlegungen 86
7.4 Kartographische Darstellung 88
8 Anbindungsleitungen für Offshore-Windparks und Verbindungen untereinander ab 2031 bis ca. 2035 89
8.1 Standardisierte Technikvorgaben 90
8.2 Planungsgrundsätze 91
8.3 Räumliche Festlegungen 92
8.4 Kartographische Darstellung 93
9 Wesentliche Änderungen und Ergänzungen gegenüber dem BFO-N 2013/2014 95
10 Abwägung 97
10.1 Der Bundesfachplan Offshore 97
10.2 Identifizierung von Windenergieanlagen auf See für Sammelanbindungen 99
10.3 Anbindungsleitungen für Offshore-Windparks bis Ende 2030 100
10.4 Grenzüberschreitende Seekabelsysteme 115
10.5 Verbindungen untereinander 116
10.6 Anbindungsleitungen für Offshore-Windparks und Verbindungen untereinander ab 2031 bis ca. 2035 116
10.7 Umweltbericht 118
11 Zusammenfassende Umwelterklärung und Überwachungsmaßnahmen 123
11.1 Zusammenfassende Umwelterklärung nach § 44 UVPG 123
11.2 Überwachungsmaßnahmen nach § 45 UVPG 126
11.2.1 Monitoring potenzieller Auswirkungen von Konverterplattformen 126
11.2.2 Monitoring der potenziellen Umweltauswirkungen von Seekabeln 127
12 Anlagen: Karten (nachrichtlich) 129

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Cluster für Offshore-Windenergie 18
Abbildung 2: Standorte für Konverterplattformen in Windparkclustern 1 bis 8 42
Abbildung 3: Korridore für Gleichstrom-Seekabelsysteme der Cluster 1 bis 8 59
Abbildung 4: Flächen für Drehstrom-Seekabelsysteme 72
Abbildung 5: Zusammenfassende Darstellung Anbindungsleitung bis Ende 2030 73
Abbildung 6: Darstellungen der grenzüberschreitenden Seekabelsysteme 81
Abbildung 7: Darstellungen der Verbindungen untereinander 88
Abbildung 8: Anbindungsleitungen für Offshore-Windenergie und Verbindungen untereinander ab 2031 93
Abbildung 9: Zusammenfassende Darstellung der Anbindungsleitungen für Offshore-Windenergie und Verbindungen untereinander 94
Abbildung 10: Schifffahrtsrouten des Raumordnungsplans AWZ Nordsee 129
Abbildung 11: Bezeichnungen Seekabel, Rohrleitungen, Verkehrstrennungsgebiete 129
Abbildung 12: Hauptverbreitungsgebiet für Seetaucher, Hauptkonzentrationsgebiet Schweinswale, Bezeichnungen Naturschutzgebiete und Vorranggebiete Windenergie aus Raumordnungsplan AWZ Nordsee 130
Abbildung 13: BFO Nordsee 2016/2017 131

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Durchschnittswerte Leistung pro Fläche 20
Tabelle 2: Cluster 1 bis 8 mit angenommener installierter Leistung der Offshore-Windparks und die sich daraus ergebende Anzahl der Netzanschlusssysteme sowie deren Leistung 21
Tabelle 3: Cluster 9 bis 13 mit angenommener installierter Leistung der Offshore-Windparks und die sich daraus ergebende Anzahl der Netzanschlusssysteme sowie deren Leistung 22

Abkürzungen

AC	alternating current (Wechselstrom)
AIS-Daten	Daten aus dem Automatischen Identifikationssystem in der Schifffahrt
AWZ	Ausschließliche Wirtschaftszone
AWZ Nordsee-ROV	Verordnung über die Raumordnung in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone in der Nordsee
BAW	Bundesanstalt für Wasserbau
BfN	Bundesamt für Naturschutz
BFO	Bundesfachplan Offshore
BFO-N	Bundesfachplan Offshore Nordsee
BFO-O	Bundesfachplan Offshore Ostsee
BGBl	Bundesgesetzblatt
BImSchG	Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge (Bundes-Immissionsschutzgesetz)
BMUB	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit
BMVBS	Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung
BMVI	Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNatSchG	Gesetz über Naturschutz und Landschaftspflege (Bundesnaturschutzgesetz)
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
BSH	Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie
DC	direct current (Gleichstrom)
EEG	Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz)
ENTSO-E	European network of transmission system operators for electricity
EnWG	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz)
ESCA	European Subsea Cables Association
F&E	Forschung und Entwicklung
FEP	Flächenentwicklungsplan
FFH	Flora Fauna Habitat
GDWS	Generaldirektion Wasserstraßen und Schifffahrt
GW	Gigawatt
HGÜ	Hochspannungsgleichstromübertragung
ICES	International Council for the Exploration of the Sea
ICPC	International Cable Protection Committee
MARNET	Messnetz automatisch registrierender Stationen in der Deutschen Bucht und der westlichen Ostsee
MI-Kabel	Papier-Öl-isolierte Massekabel
MSRL	Richtlinie 2008/56/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 17. Juni 2008 zur Schaffung eines Ordnungsrahmens für Maßnahmen der Gemeinschaft im Bereich der Meeresumwelt (Meeresstrategie-Rahmenrichtlinie)
MW	Megawatt
NEP	Netzentwicklungsplan
NfS	Nachrichten für Seefahrer
O-NEP	Offshore-Netzentwicklungsplan
OSPAR	Oslo Übereinkommen (Convention for the Protection of the Marine Environment of the North-East Atlantic)
POD-Stationen	Stationen der Porpoise-Click-Detektoren
ROG	Raumordnungsgesetz
SeeAnlV	Verordnung über Anlagen seewärts der Begrenzung des deutschen Küstenmeeres (Seeanlagenverordnung)
SeeAufgG	Gesetz über die Aufgaben des Bundes auf dem Gebiet der Seeschifffahrt (Seeaufgabengesetz)
SEL	Schallereignispegel
sm	Seemeile
SPL p-p	Spitzenschalldruckpegel (peak-peak)
SRÜ	Seerechtsübereinkommen der Vereinten Nationen
StUK4	Standard „Untersuchung von Auswirkungen von Offshore-Windenergieanlagen (StUK4)“
SUP	strategische Umweltprüfung
TYNDP 2016	Ten-Year Network Development Plan 2016
UBA	Umweltbundesamt
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UVPG	Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung
UVS	Umweltverträglichkeitsstudie
VSC	voltage sourced converter (selbstgeführter Konverter)
VS-RL	Vogelschutz-Richtlinie
VTG	Verkehrstrennungsgebiet
WEA	Windenergieanlage
WHG	Gesetz zur Ordnung des Wasserhaushalts (Wasserhaushaltsgesetz)
WindSeeG	Gesetz zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See (Windenergie-auf-See-Gesetz)
WMS	Web-Mapping-Service

1 Der Bundesfachplan Offshore

1.1 Gesetzliche Grundlage und Ziele

Das BSH erstellt nach § 17a Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG)[1] im Einvernehmen mit der Bundesnetzagentur (BNetzA) und in Abstimmung mit dem Bundesamt für Naturschutz (BfN) und den Küstenländern einen Offshore-Netzplan (Bundesfachplan Offshore – BFO) für die ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ) der Bundesrepublik Deutschland.

Seit der Änderung des § 17a EnWG mit ist der BFO statt jährlich alle zwei Jahre, beginnend im Jahr 2016, zu erstellen.

Im Rahmen des BFO werden nach dem gesetzlichen Auftrag zunächst die Offshore-Anlagen festgelegt, die für Sammelanbindungen geeignet sind. Ferner enthält der BFO neben der Festlegung der notwendigen Trassen und Standorte für die Anbindungsleitungen der Offshore-Windparks, Trassen für grenzüberschreitende Stromleitungen sowie Darstellungen zu möglichen Verbindungen untereinander.

Ziel des BFO ist es, die bestehende Netzinfrastruktur und die Netztopologie, insbesondere im Hinblick auf die Netzanbindungen der Offshore-Windparks in der AWZ unter den gegebenen Rahmenbedingungen räumlich zu koordinieren und im Sinne einer vorausschauenden und aufeinander abgestimmten Gesamtplanung festzulegen und hierbei Grenzkorridore zu definieren.

Der BFO dient der Umsetzung des Zwecks und der Ziele des Gesetzes für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2017)[2]. Nach § 1 EEG ist Zweck des Gesetzes, insbesondere im Interesse des Klima- und Umweltschutzes eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung zu ermöglichen, die volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung auch durch die Einbeziehung langfristiger externer Effekte zu verringern, fossile Energieressourcen zu schonen und die Weiterentwicklung von Technologien zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien zu fördern.

Gemäß § 1 Abs. 2 EEG ist das Ziel, den Anteil des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch zu steigern auf

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

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

Ferner dient dieser Plan der Umsetzung der Ziele des EnWG.

Nach § 1 EnWG ist Zweck des Gesetzes, eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht. Die Regulierung der Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetze dient den Zielen der Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs bei der Versorgung mit Elektrizität und Gas und der Sicherung eines langfristig angelegten leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von

---

[1] Gesetz vom 7. Juli 2005, BGBl. I S. 1970, ber. S. 3621, zuletzt geändert durch Artikel 117 Gesetz zum Abbau verzichtbarer Anordnungen der Schriftform im Verwaltungsrecht des Bundes vom 29.03.2017, BGBl. I S. 626.

[2] Gesetz vom 21. Juli 2014, BGBl. I S. 1066, zuletzt geändert durch Art. 2 Gesetz zur Änderung der Bestimmungen zur Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung und zur Eigenversorgung vom 22. Dezember 2016, BGBl. I S. 3106.

Energieversorgungsnetzen. Zweck dieses Gesetzes ist ferner die Umsetzung und Durchführung des Europäischen Gemeinschaftsrechts auf dem Gebiet der leitungsgebundenen Energieversorgung. Um den Zweck des EnWG auf dem Gebiet der leitungsgebundenen Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität zu erreichen, verfolgt das Gesetz insbesondere die Ziele,

- die freie Preisbildung für Elektrizität durch wettbewerbliche Marktmechanismen zu stärken,
- den Ausgleich von Angebot und Nachfrage nach Elektrizität an den Strommärkten jederzeit zu ermöglichen,
- dass Erzeugungsanlagen, Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie und Lasten insbesondere möglichst umweltverträglich, netzverträglich, effizient und flexibel in dem Umfang eingesetzt werden, der erforderlich ist, um die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zu gewährleisten, und
- den Elektrizitätsbinnenmarkt zu stärken sowie die Zusammenarbeit insbesondere mit den an das Gebiet der Bundesrepublik Deutschland angrenzenden Staaten sowie mit dem Königreich Norwegen und dem Königreich Schweden zu intensivieren.

Seit Einführung des Gesetzes zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See (Windenergie-auf-See-Gesetz – WindSeeG)[3] mit Wirkung zum 01. Januar 2017 verfolgt der BFO auch den Zweck und die Ziele des WindSeeG. Nach § 1 WindSeeG ist vorgesehen, insbesondere im Interesse des Klima- und Umweltschutzes die Nutzung der Windenergie auf See auszubauen. Vorgabe ist es, die installierte Leistung von Windenergieanlagen auf See ab dem Jahr 2021 auf insgesamt 15 Gigawatt bis zum Jahr 2030 zu steigern. Diese Steigerung soll stetig, kosteneffizient und unter Berücksichtigung der für die Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms erforderlichen Netzkapazitäten erfolgen. Der Ausbau von Windenergieanlagen auf See und der Ausbau der für die Übertragung des darin erzeugten Stroms erforderlichen Offshore-Anbindungsleitungen sollen daher, auch unter Berücksichtigung der Netzverknüpfungspunkte an Land, aufeinander abgestimmt werden und ein Gleichlauf der jeweiligen Planungen, Zulassungen, Errichtungen und Inbetriebnahmen soll erreicht werden.

1.2 Planerischer Rahmen

Mit der Verordnung über die Raumordnung in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone vom 21. September 2009 (AWZ Nordsee-ROV)[4] liegt für die Nordsee ein Raumordnungsplan (Anlage zu § 1 AWZ Nordsee-ROV – im Folgenden: Raumordnungsplan) vor. Gemäß § 17a Abs. 1 Satz 2 Nr. 1 EnWG ist die Übereinstimmung mit den Erfordernissen der Raumordnung im Sinne von § 3 Raumordnungsgesetz (ROG)[5] zu prüfen. Nach § 4 Abs. 1 ROG sind bei Aufstellung des vorliegenden Plans Ziele der Raumordnung zu beachten sowie Grundsätze und sonstige Erfordernisse der Raumordnung in Abwägungs- oder Ermessensentscheidungen zu berücksichtigen.

Grundsätzlich füllt der vorliegende Plan den vom Raumordnungsplan gesetzten Rahmen fachplanerisch aus. Wie auch schon der Raumordnungsplan hat er eine Genauigkeit, die dem Maßstab 1:400.000 entspricht. Die wesentlichen raumbedeutenden Festlegungen dieses Plans liegen in der Identifizierung von Offshore-Anlagen, die in räumlichem Zusammenhang stehen und für Sammelanbindungen geeignet sind, sowie in Standort-, Trassen- und Korridorplanung für Netzanschlusssysteme.

---

[3] Gesetz vom 13. Oktober 2016, BGBl. I S. 2258, 2310, geändert durch Art. 16 Gesetz zur Änderung der Bestimmungen zur Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung und zur Eigenversorgung vom 22. Dezember 2016, BGBl. I S. 3106.

[4] BGBl. I S. 3107.

[5] Gesetz vom 22. Dezember 2008, BGBl. I S. 2986, zuletzt geändert durch Art. 124 Zehnte ZuständigkeitsanpassungsVO vom 31.08.2015, BGBl. I S. 1474.

Ausgehend von der angenommenen Leistung aus Offshore-Windenergie, den technischen Voraussetzungen und den bereits im Raumordnungsplan festgelegten Vorranggebieten für Windenergie identifiziert der Plan Cluster für Offshore-Anlagen und für Anbindungsleitungen. Die Cluster, soweit sie über die bislang festgelegten Vorranggebiete für Windenergie hinausgehen, schaffen die Voraussetzung für die geordnete Weiterentwicklung der im Raumordnungsplan lediglich andeutungsweise vorgezeichneten Netzanschlusssysteme. Dies entspricht insbesondere dem bestehenden Raumordnungsgrundsatz der sparsamen Flächeninanspruchnahme.

Ein großer Teil der Festlegungen des Plans, insbesondere zu den Clustern, Grenzkorridoren und Planungsgrundsätzen, lassen sich in der Regel auf den bestehenden Raumordnungsplan zurückführen oder setzen diesen um. Eine Reihe von weiteren Festlegungen zu standardisierten Technikvorgaben findet aufgrund ihres Detaillierungsgrades keine Entsprechung im Raumordnungsplan, sondern ist Ausdruck der hier durchgeführten, insoweit eigenständigen Fachplanung

1.3 Anwendungsbereich, Rechtsnatur

Der Anwendungsbereich dieses Plans umfasst die räumliche Festlegung der Offshore-Anlagen, die für Sammelanbindungen geeignet sind, sowie die räumliche Festlegung der Trassen für Seekabelsysteme und Standorte für Konverterplattformen in der deutschen AWZ der Nordsee. Die Netztopologie wird innerhalb der AWZ der Nordsee räumlich bestimmt und festgelegt. Zudem enthält der BFO standardisierte Technikvorgaben sowie Planungsgrundsätze, deren Zugrundelegung unerlässliche Voraussetzung für die Bestimmung des räumlichen Bedarfs sowie der Gesamtkoordination ist. Durch diese Vorgaben soll einerseits eine Planungsgrundlage geschaffen, technischer Fortschritt jedoch nicht verhindert werden. Der BFO entspricht damit dem Charakter einer Fachplanung.

Nach § 17a Abs. 5 Satz 2 EnWG ist der BFO für die Planfeststellungs- und Genehmigungsverfahren nach den Bestimmungen der SeeAnlV vom 23. Januar 1997 (BGBl. I S. 57) in der jeweils geltenden Fassung verbindlich.

Der Anwendungsbereich des BFO erstreckt sich nach der gesetzlichen Kompetenzzuweisung des § 17a Abs. 1 Satz 1 EnWG in räumlicher Hinsicht auf die deutsche AWZ. Eine über die Grenze der deutschen AWZ hinausgehende Festlegung der Trassen erfolgt daher nicht. Dem Umstand, dass sich insbesondere die in der AWZ räumlich festgelegten Trassen für Seekabelsysteme in ein bis zu den Netzverknüpfungspunkten an Land konsistentes Gesamtsystem einzufügen haben, wird durch das Einvernehmens- bzw. Abstimmungserfordernis mit der BNetzA, dem BfN sowie den Küstenländern – für den Bereich der Nordsee Niedersachen und Schleswig-Holstein – Rechnung getragen. Insoweit findet eine enge Abstimmung statt. Dies gilt insbesondere im Hinblick auf die Festlegung der Grenzkorridore auf der Grenze der AWZ und der 12 Seemeilen-Zone. Wegen des Ergebnisses der Abstimmung wird auf Kapitel 10 verwiesen.

1.4 Instrumente der Netzplanung nach derzeitiger Rechtslage

Szenariorahmen

Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) erarbeiten nach § 12a EnWG alle zwei Jahre einen gemeinsamen Szenariorahmen. Dieser umfasst mindestens drei Entwicklungspfade (Szenarien A, B und C), die für die mindestens nächsten zehn und höchstens 15 Jahre die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen der mittel- und langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung abdecken. Eines der Szenarien muss die wahrscheinliche Entwicklung für die mindestens nächsten 15 und höchstens zwanzig Jahre darstellen. Der Szenariorahmen ist Grundlage für die Erarbeitung des Netzentwicklungsplans (NEP) nach § 12b EnWG und des Offshore-Netzentwicklungsplans (O-NEP) nach § 17b EnWG und wird nach Durchführung einer Konsultation und Prüfung gemäß 12a Abs. 3 EnWG durch die BNetzA genehmigt.

Offshore-Netzentwicklungsplan und Netzentwicklungsplan

Nach § 17b EnWG legen die Übertragungsnetzbetreiber der BNetzA auf Grundlage des Szenariorahmens einen gemeinsamen Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP) für die deutsche AWZ und das Küstenmeer bis einschließlich der Netzverknüpfungspunkte an Land zusammen mit dem nationalen Netzentwicklungsplan nach § 17b EnWG zur Bestätigung vor. Der O-NEP muss unter Berücksichtigung der Festlegungen des jeweils aktuellen Bundesfachplans Offshore mit einer zeitlichen Staffelung alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau der Offshore-Anbindungsleitungen enthalten, die spätestens zum Ende des Betrachtungszeitraums im Sinne des § 12a Absatz 1 Satz 2 EnWG für einen schrittweisen, bedarfsgerechten und wirtschaftlichen Ausbau sowie einen sicheren und zuverlässigen Betrieb der Offshore-Anbindungsleitungen erforderlich sind. Im O-NEP wird somit die zeitliche Realisierungsreihenfolge der Netzanbindungssysteme für die nächsten zehn und höchstens 15 Jahre sowie einem zusätzlichen Ausblick auf die nächsten 15 und höchstens 20 Jahre festgelegt. Die Übertragungsnetzbetreiber legen der Regulierungsbehörde in jedem geraden Kalenderjahr, beginnend im Jahr 2016, einen Netzentwicklungsplan (NEP) gemäß § 12b EnWG vor, der für den landseitigen Bereich u.a. alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Netzes enthalten muss, die spätestens zum Ende des Betrachtungszeitraums im Sinne des Szenariorahmens nach § 12a Absatz 1 Satz 2 EnWG für den Netzbetrieb erforderlich sind.

Zuweisungen von Offshore-Netzanbindungskapazitäten nach WindSeeG

Aufgrund der Einführung des WindSeeG wird die BNetzA ab dem Jahr 2017 die Offshore-Kapazität nach den Vorgaben des neuen Ausschreibungsverfahrens des WindSeeG vergeben. Das Zuschlagsverfahren richtet sich nach § 34 WindSeeG.

Ten-Year Network Development Plan

Nach Artikel 8 Abs. 3 b) der Verordnung EG 714/2009 verabschieden die europäischen Übertragungsnetzbetreiber für Strom (ENTSO-E) alle zwei Jahre einen nicht bindenden gemeinschaftsweiten zehnjährigen Netzentwicklungsplan („gemeinschaftsweiter Netzentwicklungsplan“) einschließlich einer europäischen Prognose zur Angemessenheit der Stromerzeugung. In diesem Kontext haben die europäischen Übertragungsnetzbetreiber am 20. Dezember 2016 einen sog. Ten-Year Network Development Plan (TYNDP 2016) in der konsultierten und finalen Fassung publiziert. Dieser enthält überregionale und internationale Ausbaumaßnahmen, die für den grenzüberschreitenden europäischen Stromtransport von Bedeutung sind. Die auf nationaler Ebene im NEP und O-NEP entwickelten Ergebnisse finden Eingang in den jeweils relevanten TYNDP.

Bundesfachplan Offshore

Der BFO hat die Aufgabe der räumlichen Planung, indem Cluster für Offshore-Windenergieanlagen und insbesondere die Trassen bzw. Trassenkorridore für deren Seekabelsysteme und Standorte für Konverterplattformen anhand von standardisierten Technikvorgaben und Planungsgrundsätzen räumlich festgelegt werden. Der BFO liefert damit die räumlichen Informationen für den Offshore-Netzentwicklungsplan. Demzufolge hat eine enge Abstimmung der beiden Instrumente zu erfolgen, um deren Konsistenz sicherzustellen.

Die Aufstellung bzw. Fortschreibung des BFO erfolgte bzw. erfolgt für die AWZ der Nordsee und der Ostsee in getrennten Verfahren.

1.5 Zentrales Modell der Flächenentwicklung und -untersuchung ab 2026– EEG 2017

Am 01. Januar 2017 ist das EEG 2017 in Kraft getreten.

Im Zuge der EEG-Reform wurden das EnWG geändert und das Gesetz zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See (Windenergie-auf-See-Gesetz – WindSeeG) eingeführt. Grundlegend neu ist in Bezug auf Offshore-Windenergie allem voran die Umstellung des Förderregimes nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014 (EEG 2014) auf eine wettbewerbliche Bestimmung der Marktprämie durch Ausschreibungen.

Mit dem WindSeeG wird für Windenergieanlagen auf See, die ab 2026 in Betrieb gehen, der gesetzliche Rahmen für ein sog. zentrales Modell der Flächenentwicklung und Flächenvoruntersuchung eingeführt.

Die Aufgabe der Offshore-Netzplanung und –entwicklung wird ab 2026 durch den Flächenentwicklungsplan (§§ 4ff. WindSeeG), die Voruntersuchung von Flächen (§§ 9ff. WindSeeG) und die Ausschreibung von voruntersuchten Flächen (§§ 14ff. WindSeeG) wahrgenommen.

1.5.1 Flächenentwicklungsplan

Das BSH ist nach §§ 4ff. Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG) zuständig für die Aufstellung, Änderung und Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans (FEP).

Der FEP trifft ab dem Jahr 2026 bis mindestens zum Jahr 2030 fachplanerische Festlegungen für die ausschließliche Wirtschaftszone und kann nach Maßgabe einer Verwaltungsvereinbarung zwischen Bund und dem jeweils zuständigen Land auch fachplanerische Festlegungen für das Küstenmeer treffen.

Nach den gesetzlichen Vorgaben trifft der FEP folgende Festlegungen:

- Gebiete bzw. Flächen und deren zeitliche Reihenfolge, in der die festgelegten Flächen zur Ausschreibung durch die Bundesnetzagentur kommen sollen
- Kalenderjahre, in denen auf den festgelegten Flächen jeweils die bezuschlagten Windenergieanlagen auf See und die entsprechende Offshore-Anbindungsleitung in Betrieb genommen werden sollen
- die auf den Gebieten/Flächen voraussichtlich zu installierenden Leistung (700 bis 900 Megawatt und durchschnittlich nicht mehr als 840 Megawatt zu jedem Gebotstermin und Inbetriebnahme ab 2026) von Windenergieanlagen auf See
- Standorte von Konverterplattformen, Sammelplattformen und möglichst Umspannanlagen
- Trassen oder Trassenkorridore für Offshore-Anbindungsleitungen
- Orte an der Grenze zwischen der AWZ und dem Küstenmeer (sog. Grenzkorridore)
- Trassen oder Trassenkorridore für grenzüberschreitende Stromleitungen oder Trassenkorridore für mögliche Verbindungen der Netzanbindungssysteme untereinander
- standardisierte Technikgrundsätze und Planungsgrundsätze.

Der FEP kann für den Zeitraum ab dem Jahr 2021 für Gebiete in der ausschließlichen Wirtschaftszone und im Küstenmeer verfügbare Netzanbindungskapazitäten auf vorhandenen oder in den folgenden Jahren noch fertigzustellenden Offshore-Anbindungsleitungen ausweisen, die Pilotwindenergieanlagen auf See zugewiesen werden können. Es können räumliche Vorgaben für die Errichtung von Pilotwindenergieanlagen auf See in Gebieten gemacht und die technischen Gegebenheiten der Offshore-Anbindungsleitung und sich daraus ergebenden technische Voraussetzungen für den Netzanschluss von Pilotwindenergieanlagen auf See benannt werden.

Bei der Festlegung der Flächen und der zeitlichen Reihenfolge ihrer Ausschreibung werden vom BSH nach § 5 Abs. 4 WindSeeG insbesondere folgende Kriterien geprüft:

- die effiziente Nutzung und Auslastung der Offshore-Anbindungsleitungen, die zum Zeitpunkt der Aufstellung des Flächenentwicklungsplans bereits vorhanden sind oder im Offshore-Netzentwicklungsplan vorbehaltlos bestätigt sind,
- die geordnete und effiziente Planung, Errichtung, Inbetriebnahme, Nutzung und Auslastung für die im Jahr 2026 und in den folgenden Jahren noch fertigzustellenden Offshore-Anbindungsleitungen und Netzverknüpfungspunkte an Land; hierbei werden auch die Planung und der tatsächliche Ausbau von Netzen an Land berücksichtigt,
- die räumliche Nähe zur Küste,
- Nutzungskonflikte auf einer Fläche,
- die voraussichtliche tatsächliche Bebaubarkeit einer Fläche,
- die voraussichtlich zu installierende Leistung auf einer Fläche und die sich daraus ergebende Eignung der Fläche für eine kosteneffiziente Stromerzeugung und
- eine unter Berücksichtigung der insgesamt vorhandenen Potentiale ausgewogene Verteilung des Ausschreibungsvolumens auf Flächen in der Nordsee und in der Ostsee.

Die Festlegungen erfolgen so, dass Windenergieanlagen auf See auf Flächen mit einer voraussichtlich zu installierenden Leistung von 700 bis 900 Megawatt und von durchschnittlich nicht mehr als 840 Megawatt zu jedem Gebotstermin ausgeschrieben werden und ab dem Jahr 2026 pro Kalenderjahr in Betrieb genommen werden.

Begleitend zur Aufstellung, Änderung und Fortschreibung des FEP führt das BSH grundsätzlich eine Strategische Umweltprüfung durch.

Der erste Flächenentwicklungsplan muss bis zum 30. Juni 2019 bekannt gemacht werden (§ 6 Abs. 8 WindSeeG).

1.5.2 Voruntersuchung von Flächen

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

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

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

- den Bietern die Informationen zur Verfügung zu stellen, die eine wettbewerbliche Bestimmung der Marktprämie nach § 22 des Erneuerbare-Energie-Gesetzes (EEG) ermöglichen und
- die Eignung der Flächen festzustellen und einzelne Untersuchungsgegenstände vorab zu prüfen, um das anschließende Planfeststellungsverfahren auf diesen Flächen zu beschleunigen. Das Verfahren zur Durchführung der Voruntersuchung einschl. Eignungsprüfung von im Flächenentwicklungsplan festgelegten Flächen richtet sich nach § 12 WindSeeG.

Hierbei ist auch eine strategische Umweltprüfung (SUP) durchzuführen.

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

Im Einzelnen sind gesetzlich folgende Schritte vorgesehen:

Die zuständige Stelle macht die Einleitung des Verfahrens zur Voruntersuchung einer Fläche nach § 73 WindSeeG bekannt.

Unverzüglich nach der Bekanntmachung der Verfahrenseinleitung führt die zuständige Stelle einen Anhörungstermin durch. In diesem sollen Gegenstand und Umfang der Maßnahmen zur Voruntersuchung erörtert werden. Insbesondere soll erörtert werden, in welchem Umfang und Detaillierungsgrad Angaben in den Umweltbericht nach § 14g des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG) aufzunehmen sind. Der Anhörungstermin ist zugleich Besprechung im Sinne des § 14f Abs. 4 S. 2 UVPG („Scoping-Termin“). Neben den vorgesehenen Ladungen erfolgt eine Unterrichtung der Öffentlichkeit nach § 73 WindSeeG durch Bekanntmachung auf der Internetseite des BSH sowie in den Nachrichten für Seefahrer (NfS). Die Anhörung ist öffentlich.

Auf Grundlage der Ergebnisse des Anhörungstermins legt die zuständige Stelle einen Untersuchungsrahmen für die Voruntersuchung der Fläche einschließlich des Untersuchungsrahmens der SUP nach pflichtgemäßem Ermessen fest.

Die zuständige Stelle erstellt die Informationen nach § 10 Abs. 1 WindSeeG und dem festgelegten Untersuchungsrahmen, prüft die Eignung und legt die zu installierende Leistung fest.

Mit den ersten Voruntersuchungen soll begonnen werden, sobald Klarheit über die nach der letzten Ausschreibung für bestehende Projekte für eine Voruntersuchung in Frage kommenden Flächen besteht. Das BSH rechnet damit, dass dies im Sommer 2018 der Fall sein könnte (vgl. auch Kapitel 1.5.6).

Ist die Fläche zur Ausschreibung geeignet, werden dieses Ergebnis und die zu installierende Leistung auf dieser Fläche durch Rechtsverordnung festgestellt. Die Eignungsfeststellung kann Vorgaben für das spätere Vorhaben beinhalten, insbesondere zu Art und Umfang der Bebauung der Fläche und ihrer Lage auf der Fläche, wenn andernfalls durch die Errichtung und den Betrieb von Windenergieanlagen auf dieser Fläche Beeinträchtigungen der Kriterien und Belange nach § 10 Abs. 2 WindSeeG zu besorgen sind.

Die nach UVPG erforderlichen Informationen werden zur Einsicht ausgelegt sowie der entsprechende Ort und die Zeit bekannt gemacht.

Ergibt die Eignungsprüfung, dass die Fläche zur Ausschreibung nicht geeignet ist, macht die zuständige Stelle dieses Ergebnis bekannt, übermittelt das Ergebnis dem anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber und es erfolgt eine Fortschreibung des FEP.

Zum Abschluss des Verfahrens werden die Informationen einschließlich der Untersuchungsergebnisse und Unterlagen aus der Voruntersuchung sowie die festgestellte zu installierende Leistung an die BNetzA übermittelt, sofern die Eignung der Fläche festgestellt wurde.

1.5.3 Ausschreibungen für voruntersuchte Flächen

Die Ausschreibung der Flächen, für die eine Eignung festgestellt wurde, erfolgt durch die BNetzA nach §§ 16 ff. WindSeeG.

Gemäß § 17 Satz 1 WindSeeG schreibt die BNetzA ab dem Jahr 2021 jährlich zum Gebotstermin 1. September ein Volumen von 700 bis 900 Megawatt (MW) aus. Sechs Monate vor diesem Termin macht die BNetzA die Ausschreibung nach § 19 WindSeeG einschließlich

der jeweiligen durch das BSH zur Verfügung zu stellenden Informationen und Unterlagen nach § 10 Abs. 1 WindSeeG mit den weiteren gesetzlich vorgesehenen Angaben bekannt.

1.5.4 Netzentwicklungsplan

Die Abstimmung der Offshore-Netzplanung und –Netzausbaus mit dem landseitigen Netzausbau wird weiterhin durch eine enge Abstimmung mit dem Netzentwicklungsplan nach § 12b EnWG im Zuständigkeitsbereich der Übertragungsnetzbetreiber und der Bundesnetzagentur erfolgen.

1.5.5 Übergangsregelung: Anwendungszeitraum Bundesfachplan und Offshore-Netzentwicklungsplan bis Ende 2025

Der Übergang des Bundesfachplans Offshore bzw. des Offshore-Netzentwicklungsplans in den Flächenentwicklungsplan ist gesetzlich in § 7 WindSeeG geregelt. Danach werden ab dem **Jahr 2026 (Inbetriebnahme)** die bisher im Bundesfachplan Offshore getroffenen Festlegungen durch die im Flächenentwicklungsplan getroffenen Festlegungen abgelöst. Die bisher im Offshore-Netzentwicklungsplan getroffenen Festlegungen gehen teilweise in den im Flächenentwicklungsplan getroffenen Festlegungen und teilweise in den im Netzentwicklungsplan getroffenen Festlegungen auf.

Nach § 17a Abs. 7 EnWG (n.F.) wird ab dem 31. Dezember 2017 kein Bundesfachplan Offshore mehr erstellt. Die Übertragungsnetzbetreiber legen ab dem 01. Januar 2018 keinen Offshore-Netzentwicklungsplan mehr vor.

1.5.6 Übergangsregime für bestehende Projekte für Inbetriebnahme 2021 bis Ende 2025

Das WindSeeG sieht eine Übergangsphase für den Zeitraum der Inbetriebnahme von Offshore-Windenergieanlagen zwischen 2021 bis Ende 2025 vor.

Für die Übergangsphase regelt § 27 Abs. 2 WindSeeG, dass sich bestehende Offshore-Windpark-Projekte im Sinne des § 26 WindSeeG zu den beiden Stichtagen 01. April 2017 und 01. April 2018 auf Netzanbindungskapazität in Höhe von jeweils 1.550 MW bewerben können.

Die BNetzA hat nach § 29 WindSeeG die Ausschreibungsbedingungen bekannt zu machen und dabei nach § 29 Nr. 5 WindSeeG anzugeben, in welchen Fällen clusterübergreifende Netzanbindungen im Bundesfachplan Offshore nach § 17a EnWG und im bestätigten Offshore-Netzentwicklungsplan nach den §§ 17b und 17c EnWG ausnahmsweise vorgesehen sind und in welchem Umfang dadurch zusätzliche Netzanbindungskapazität in dem clusterübergreifend anschließbaren Cluster zur Verfügung steht.

Aufgrund dieser gesetzlichen Anforderungen wurden in der Fortschreibung Teil 1, 2016, des BFO-N die ausnahmsweise clusterübergreifenden Anbindungen ausgewiesen und am 09. Dezember 2016 veröffentlicht.

2 Fortschreibungsverfahren

Das BSH stellte im Jahr 2012 erstmalig den BFO-N für die AWZ auf und machte diesen am 22. Februar 2013 öffentlich bekannt. Die Fortschreibung des BFO-N 2013/2014 wurde am 12. Juni 2015 öffentlich bekannt gemacht.

Im Jahr 2013 stellte das BSH den Bundesfachplan für die AWZ der Ostsee auf und machte diesen am 08. März 2014 öffentlich bekannt.

Aufgrund der neuen Rechtslage war es notwendig, die clusterübergreifenden Anbindungen bis Ende 2016 als Ausnahme von den zentralen Grundsätzen der Bundesfachpläne festzulegen. Der BFO-N 2016, Teil 1, und der BFO-O 2016, Teil 1, wurden am 09. Dezember 2016 öffentlich bekannt gemacht.

Da deutlich wurde, dass neue technische Anbindungskonzepte zu verschiedenen Zeitpunkten am Markt verfügbar sein können, hat das BSH zur Vorbereitung der Fortschreibung der BFO-N/O 2016/2017 vor allem den relevanten Betreiber- und Herstellerverbänden sowie den Übertragungsnetzbetreibern mit Schreiben vom 24. März 2017 Gelegenheit gegeben, zum Fortschreibungsbedarf der standardisierten Technikvorgaben Stellung zu nehmen. Auf die Abfrage sind beim BSH 13 Stellungnahmen eingegangen.

Der Entwurf des BFO-N 2016/2017 und der zugehörige Entwurf des Umweltberichts lagen im Zeitraum vom 12. Juni 2017 bis zum 24. Juli 2017 während der Öffnungszeiten in der Bibliothek des BSH in Hamburg und in Rostock an den unten angegebenen Adressen zur Einsichtnahme aus.

Für die Öffentlichkeitbestand die Möglichkeit, sich bis zum 07. August 2017 zu den Entwürfen der fortgeschriebenen Dokumente schriftlich beim BSH, M5205, Bernhard-Nocht-Str. 78, 20359 Hamburg oder per E-Mail unter lisa-marie.simann@bsh.de zu äußern. Aufgrund des engen Zeitplans, der gesetzlichen Vorgaben geschuldet ist, war die Verlängerung der Frist grundsätzlich nicht möglich.

Die Auslegung wurde am 9. Juni 2017 in den Nachrichten für Seefahrer (NfS), der Frankfurter Allgemeinen Zeitung (FAZ) und der Welt öffentlich bekannt gemacht.

Zudem wurden die Träger öffentlicher Belange über die Fortschreibung sowie die Konsultation mit Schreiben vom 6. Juni 2017 informiert und hatten die Gelegenheit zur Stellungnahme zu den Entwurfsdokumenten bis zum 24. Juli 2017.

In der Konsultation sind insgesamt 21 Stellungnahmen eingegangen.

Zur Besprechung der wesentlichen Inhalte der Entwurfsdokumente fand ein Anhörungstermin am 11. September 2017, im BSH in Hamburg statt.

Im Nachgang zum Anhörungstermin hat das BSH die Gelegenheit gegeben, zu dem in Anhörungstermin diskutierten und zur Verfügung gestellten Fragen bis zum 09. Oktober 2017 Stellung zu nehmen.

Die Stellungnahmen wurden im Verfahren berücksichtigt. Auf die Abwägung in Kapitel 10 wird verwiesen.

Die Bundesnetzagentur hat mit Schreiben vom 19. Dezember 2017 das nach § 17a Abs. 1 EnWG erforderliche Einvernehmen erteilt.

Der BFO-N 2016/17 und der entsprechende Umweltbericht liegen im Zeitraum vom 22. Dezember 2017 bis zum 29. Januar 2018 im BSH an den Standorten Hamburg, Bernhard-Nocht-Straße 78, Bibliothek, 20359 Hamburg, und Rostock, Neptunallee 5, Bibliothek, 18057 Rostock innerhalb der jeweiligen Dienstzeiten zur Einsichtnahme aus.

Die Auslegung wird am 22. Dezember 2017 in den Nachrichten für Seefahrer (NfS), der Frankfurter Allgemeinen Zeitung (FAZ) und der Welt öffentlich bekannt gemacht.

Zusätzlich sind die Dokumente auf der Internetseite des BSH www.bsh.de (Reiter Meeresnutzung/Bundesfachplan Offshore) abrufbar.

Parallel wurde eine internationale Beteiligung durchgeführt. Die im Rahmen dieser Beteiligung eingegangenen Stellungnahmen wurden berücksichtigt.

Zusammenfassende Übersicht des Fortschreibungsverfahrens 2016/2017:

Wesentliche Verfahrensschritte	**Voraussichtlicher Zeitraum 2017**
Veröffentlichung BFO-N 2016, Teil 1 (clusterübergreifende Anbindungen)	09. Dezember 2016
Ermittlung Fortschreibungsbedarf	bis Anfang 2017
Schreiben an ÜNB sowie relevante Hersteller- und Betreiberverbände zu den standardisierten Technikvorgaben u. möglichen technischen Innovationen für Anbindungskonzepte	1. Quartal 2017
Erarbeitung Entwurf Fortschreibung BFO-N 2016/2017 und Entwurf Umweltbericht	1. Quartal 2017
Einleitung Beteiligungsrunde (national, international)	2. Quartal 2017
Öffentliche Auslegung und Bekanntmachung der Entwurfsdokumente	2. Quartal 2017
Stellungnahmefrist Träger öffentlicher Belange, Verbände, eingetragene Vereine, Öffentlichkeit	Insgesamt ca. 8 Wochen
Anhörungstermin	Anfang 3. Quartal 2017
Abwägung Stellungnahmen/Einwendungen	3. Quartal 2017
Stellungnahmefrist Beantwortung Fragen aus Anhörungstermin	09. Oktober 2017
Abstimmung Bundesamt für Naturschutz, Küstenländer, ggf. weitere Beteiligte	4. Quartal 2017
Einvernehmen Bundesnetzagentur	4. Quartal 2017
Öffentliche Bekanntmachung	Ende 2017

3 Einführung

Der Aufbau einer strategisch geplanten Netztopologie für die Übertragung von Elektrizität ist von enormer Bedeutung für die Versorgung mit erneuerbaren Energien. Ein systematischer und effizienter Netzausbau ist unerlässliche Voraussetzung vor allem für den Ausbau der Offshore-Windenergie. Mit Zunahme der unterschiedlichen Nutzungen in der Nordsee wird der für Netzplanung und Netzrealisierung zur Verfügung stehende Raum stetig knapper.

Um die für die Netztopologie notwendigen Trassen und Standorte im BFO verbindlich festzulegen, erhielt das BSH den gesetzlichen Auftrag, die Netzanschlusssysteme im Sinne eines koordinierten, aufeinander abgestimmten Gesamtsystems innerhalb der AWZ räumlich zu planen.

In den folgenden Kapiteln werden die einzelnen Regelungsgegenstände des § 17a Abs. 1 Nr. 1 bis 7 EnWG näher dargestellt. Der Aufbau orientiert sich dabei an den gesetzlichen Vorgaben.

3.1 Rechtlicher Rahmen

Nach den gesetzlichen Vorgaben enthält der BFO-N Festlegungen zu:

1. Windenergieanlagen auf See, die in räumlichem Zusammenhang stehen und für Sammelanbindungen geeignet sind (Kapitel 4),
2. Trassen und Trassenkorridoren für Anbindungsleitungen für Windenergieanlagen auf See (Kapitel 5)
3. Orten, an denen die Anbindungsleitungen die Grenze zwischen der ausschließlichen Wirtschaftszone und dem Küstenmeer überschreiten (Grenzkorridore, Kapitel 5.3.2.3),
4. Standorten von Konverterplattformen oder Umspannanlagen (Kapitel 5.2),
5. Trassen oder Trassenkorridore für grenzüberschreitende Stromleitungen (Kapitel 6),
6. Trassen oder Trassenkorridoren zu oder für mögliche Verbindungen der in den Nummern 1, 2, 4 und 5 genannten Anlagen und Trassen oder Trassenkorridoren untereinander (Kapitel 7)
7. Standardisierten Technikvorgaben und Planungsgrundsätzen.

Das BSH prüft bei der Erstellung des BFO Nordsee, ob den Festlegungen überwiegende öffentliche oder private Belange entgegenstehen. Insbesondere werden geprüft:

- die Übereinstimmung mit den Erfordernissen der Raumordnung
- die Abstimmung mit anderen raumbedeutsamen Planungen und Maßnahmen
- etwaige ernsthaft in Betracht kommende Alternativen von Trassen, Trassenkorridoren oder Standorten.

3.2 Sinn und Zweck der standardisierten Technikvorgaben und Planungsgrundsätze

Die Festlegung von Planungsgrundsätzen und standardisierten Technikvorgaben ist zwingende Voraussetzung für die konkrete Ermittlung des Raumbedarfs der gesamten Netztopologie im Rahmen des BFO-N.

Ziel der Festlegung standardisierter Technikvorgaben und Planungsgrundsätze ist es, eine Grundlage für eine systematische und koordinierte Gesamtplanung zu schaffen. Anderenfalls ließe sich der benötigte Raumbedarf nicht mit der erforderlichen Präzision für eine möglichst platzsparende Planung ermitteln.

Als Ausgangspunkt für die Festlegung der standardisierten Technikvorgaben dient das technische Netzanbindungskonzept des ÜNB. Wegen der weiteren Einzelheiten wird auf Kapitel 5.1 verwiesen.

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

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

3.3 Möglichkeit der Abweichung von Vorgaben und Grundsätzen im Einzelfall

Sowohl die im BFO-N festgelegten und in der räumlichen Planung umgesetzten standardisierten Technikvorgaben als auch die Planungsgrundsätze sind als Grundsätze zu verstehen, von denen im begründeten Einzelfall abgewichen werden kann. Auch im Rahmen der Umsetzung der Vorgaben und Grundsätze in der räumlichen Planung des BFO-N wird bereits von einzelnen Grundsätzen abgewichen, da diese im Einzelfall aufgrund bestehender Rahmenbedingungen nicht (mehr) bzw. nicht alle Grundsätze gleichzeitig umgesetzt werden können und diese daher gegeneinander abgewogen werden müssen. Abweichungen von den Grundsätzen werden in den jeweiligen Kapiteln dargestellt und begründet.

Vorhabenträger, die einen Antrag auf Errichtung und Betrieb von Offshore-Windenergieanlagen einschließlich entsprechender Nebenanlagen oder Netzanbindungen beim BSH stellen, können ausnahmsweise im begründeten Einzelfall von den Planungsgrundsätzen oder standardisierten Technikvorgaben abweichen. Die Abweichung muss in die jeweiligen Einzelzulassungsverfahren eingebracht werden. Jede Abweichung ist im Einzelzulassungsverfahren für jeden Grundsatz bzw. jede Technikvorgabe nachvollziehbar und plausibel zu begründen. Dabei ist die Einhaltung der gesetzlichen Anforderungen im Einzelzulassungsverfahren dazulegen, d.h. insbesondere Folgendes darzustellen und zur Prüfung vorzulegen:

- mögliche Betroffenheiten von öffentlichen und privaten Belangen und Interessen (auch des Netznutzers)
- Vereinbarung bzw. Zustimmung mit bzw. von betroffenen Dritten
- Berücksichtigung der sparsamen und schonenden Inanspruchnahme der Fläche im Sinne des § 2 Abs. 2 Nr. 6 ROG

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.

Für das in manchen Stellungnahmen und Diskussionen vorgetragene alternative Anbindungskonzept 66 kV-Direktanbindung gilt im Übrigen Kapitel 5.1.2.7. Auf den Inhalt wird Bezug genommen.

Im Folgenden werden die standardisierten Technikvorgaben und Planungsgrundsätze für die einzelnen Regelungsgegenstände dargestellt und im Rahmen der räumlichen Planung umgesetzt. Diese räumlichen Festlegungen werden textlich beschrieben und kartographisch dargestellt.

4 Identifizierung von Windenergieanlagen auf See für Sammelanbindungen

Gemäß § 17a Abs. 1 Satz 2 Nr. 1 EnWG sind Windenergieanlagen auf See festzulegen, welche für Sammelanbindungen, d. h. leitungsgebundene Energieerzeugung, geeignet sind. Nach der Definition des § 3 Nr. 49 EEG 2017 i. V. m. § 3 Nr. 7 WindSeeG ist unter **„Windenergieanlage auf See“ jede Anlage zur Erzeugung von Strom aus Windenergie zu verstehen, die auf See in einer Entfernung von mindestens drei Seemeilen gemessen von der Küstenlinie aus seewärts errichtet** worden ist bzw. wird. Mehrere Offshore-Windenergieanlagen bilden mit den entsprechenden Nebenanlagen einen Offshore-Windpark.

Nach der Systematik des § 17a EnWG und Sinn und Zweck ist bei Sammelanbindungen von leitungsgebundener Energieerzeugung auszugehen.

Im Rahmen der Festlegung von Windenergieanlagen auf See, die für Sammelanbindungen geeignet sind, werden in Bezug auf den Planungshorizont in erster Linie Windenergieanlagen in der AWZ der Nordsee einbezogen, welche nach der dem BSH zur Verfügung stehenden Informationsgrundlage grundsätzlich dazu geeignet sind, die Ausbaupfade des EEG 2017 abzubilden.

4.1 Planungshorizont

4.1.1 Ausbaupfade des EEG 2017 bis 2020 und bis Ende 2030

Bereits nach der Klimaschutzstrategie der Bundesregierung zum Ausbau der Windenergienutzung auf See aus dem Jahre 2002 kam Offshore-Windenergie eine besondere Bedeutung zu. Der Anteil der Windenergie am Stromverbrauch sollte innerhalb der nächsten drei Jahrzehnte auf mindestens 25% anwachsen. Nach dem Energiekonzept der Bundesregierung vom 28. September 2010 sollte der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung bis zum Jahr 2020 auf 35% und bis zum Jahr 2050 auf 80% ansteigen.

Im Zuge der in 2011 beschlossenen Energiewende haben die erneuerbaren Energien zusätzlich an Bedeutung. Am 06. Juni 2011 beschloss die Bundesregierung ein Energiepaket, welches die Maßnahmen des Energiekonzepts ergänzte und deren beschleunigte Umsetzung zum Ziel hatte. Seit 2002 war es Ziel, bis 2030 eine Leistung von insgesamt 25 GW in Nord- und Ostsee zu installieren.

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

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

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

In § 4 Nr. 2 EEG wird der Ausbaupfad für Offshore-Windenergie geregelt, indem eine Steigerung der installierten Leistung von Windenergieanlagen auf See auf 6.500 Megawatt im Jahr 2020 und 15.000 Megawatt im Jahr 2030 betragen soll.

Inwieweit sich die Umsetzung des Pariser-Klimaschutzabkommens und die Verabschiedung des nationalen Klimaschutzplanes 2050 durch das Bundeskabinett am 14. November 2016 in konkreten gesetzlichen Maßnahmen widerspiegeln wird und diese Auswirkungen auf den gesetzlichen Ausbaupfad haben, bleibt abzuwarten.

4.1.2 Szenariorahmen und Offshore-Netzentwicklungsplan – Planungshorizont bis Ende 2030

Der von der BNetzA genehmigte Szenariorahmen nach § 12a EnWG bildet die Basis für die Erstellung des Netzentwicklungsplans und des Offshore-Netzentwicklungsplans Strom. Der O-NEP muss unter Berücksichtigung der Festlegungen des jeweils aktuellen Bundesfachplans Offshore mit einer zeitlichen Staffelung alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau der Offshore-Anbindungsleitungen enthalten, die spätestens zum Ende des Betrachtungszeitraums im Sinne des relevanten Szenariorahmens für einen schrittweisen, bedarfsgerechten und wirtschaftlichen Ausbau sowie einen sicheren und zuverlässigen Betrieb der Offshore-Anbindungsleitungen erforderlich sind. Dabei sind insbesondere die in § 4 Nr. 2 des EEG – 6.500 Megawatt im Jahr 2020 und 15.000 Megawatt im Jahr 2030 – sowie die in § 1 des WindSeeG geregelten Ziele für einen stetigen und kosteneffizienten Ausbau der Windenergie auf See zugrunde zu legen und die Verteilung des Zubaus nach § 27 Abs. 4 WindSeeG zu berücksichtigen.

Das Ausschreibungsvolumen soll zu einem Zubau von

1. 500 Megawatt im Jahr 2021, der ausschließlich in der Ostsee erfolgen soll,
2. 500 Megawatt im Jahr 2022,
3. 700 Megawatt im Jahr 2023,
4. 700 Megawatt im Jahr 2024 und
5. 700 Megawatt im Jahr 2025

führen.

Entsprechend der Bestätigung des O-NEP 2017-2030 durch die BNetzA werden insgesamt drei Netzanbindungsmaßnahmen, nämlich NOR-3-3 (DolWin6), NOR-1-1 (DolWin5), NOR-7-1 (BorWin5), NOR-5-2 (SylWin2), NOR-3-2 (DolWin4) und NOR-7-2 (BorWin6) für die Nordsee bestätigt. Die Bestätigung des O-NEP 2017-2030 sowie die Beauftragung der bestätigten Anbindungssysteme steht unter dem Vorbehalt der entsprechenden Bestätigung im Netzentwicklungsplan 2019-2030 auf der Grundlage der Festlegungen des Flächenentwicklungsplans nach § 12c Abs. 4 Satz 1 EnWG in Verbindung mit § 12b Abs. 1 Satz 4 Nr. 7 EnWG. Dieser Vorbehalt gilt nicht für die Bestätigung und Beauftragung der Anbindungssysteme OST-2-1, OST-2-2, OST-2-3 und NOR-5-2, soweit auf dem jeweiligen Anbindungssystem mindestens ein bestehendes Windparkprojekt gem. § 37 Abs. 1 Nr. 2 WindSeeG im Wege eines Zuschlags im Rahmen des zweiten Gebotstermins nach § 26 Abs. 1 WindSeeG Kapazität erhält.

In Übereinstimmung mit dem Betrachtungszeitraum des Szenariorahmens und des O-NEP 2017-2030 wird auch im Rahmen dieses Plans ein Planungshorizont bis 2030 zugrunde gelegt.

4.1.3 Planungshorizont ab 2031 bis ca. 2035

Mit Blick auf den nach §§ 4ff. WindSeeG ab dem Jahr 2018 für den Zeitraum ab Inbetriebnahme 2026 bis mindestens 2030 aufzustellenden Flächenentwicklungsplan, wird zusätzlich ein Planungshorizont ab 2031 bis ca. 2035 zugrunde gelegt. Der Betrachtungszeitraum bis 2035 entspricht dem des Szenarios B 2035 des Szenariorahmens.

Der Planungshorizont orientiert sich zudem an einer sinnvollen zeitlichen mittel- bis langfristigen Perspektive für räumliche Planungen entsprechend § 2 Absatz 2 Satz 4 ROG und § 7 Abs. 1 ROG und betrachtet bis zur raumordnerisch festgelegten Schifffahrtsroute 10 einen zusammenhängenden Planungsraum. Für die Zugrundelegung eines solchen Planungshorizonts spricht insbesondere, dass die Aufgabe der vorausschauenden, systematischen und aufeinander abgestimmten räumlichen Planung sachgerechter Rechnung getragen werden kann. Je mehr potentielle Flächen und Vorhaben in die räumliche Planung einbezogen werden, desto koordinierter lässt sich die Netztopologie räumlichen planen.

Darüber hinaus wird sichergestellt, dass die Ziele des EEG 2017 erreicht werden können.

4.2 Räumliche Bestimmung der Cluster

Nach § 17a Abs. 1 Satz 2 Nr. 1 EnWG sind die Anbindungsleitungen für Offshore-Anlagen in der Regel als Sammelanbindungen auszuführen. Die Bestimmung der räumlichen Lage der Offshore-Windparks erfolgt daher durch Festlegung **sog. Cluster**. Darunter sind **Offshore-Windparks zu verstehen, die regelmäßig in einem räumlichen Zusammenhang stehen**.

Besonders zu berücksichtigen sind hier die Cluster, die sich in raumordnerisch festgelegten Vorranggebieten für Windenergie befinden. Insoweit wird auf den Raumordnungsplan für die AWZ der Nordsee Bezug genommen.

In diesem Plan werden darüber hinaus und bei Betrachtung der Einzelvorhaben vorrangig solche Offshore-Windparkvorhaben im Rahmen der räumlichen Planung einbezogen, welche

a) auf der Grundlage bestandskräftiger Zulassungen bereits betrieben bzw. gebaut werden,

b) bestandskräftige bzw. vollziehbare Zulassungen aufweisen bzw. einen Erörterungstermin hatten und

c) in einem der Cluster 1 – 8 des BFO-N 2013/2014 liegen.

Insgesamt werden 13 Cluster für Offshore-Windenergie in diesem Plan räumlich festgelegt. Bei der Darstellung der Cluster 9 – 13 handelt es sich mit Blick auf den Flächenentwicklungsplan, welcher ab 2018 aufgestellt wird, um Flächen, die der leitungsgebundenen Windenergie und damit vereinbaren Nutzungen vorbehalten sind.

Bei der Ausweisung der 13 Cluster handelt es sich ausschließlich um eine räumliche Abbildung der Cluster. Mit dieser Darstellung wird keine Aussage darüber getroffen, ob und wann die jeweils beantragten Vorhaben in den Clustern auch tatsächlich realisiert werden. Einen entsprechenden Anspruch vermitteln die räumlichen Darstellungen nicht. Die Frage, ob für die Offshore-Windparks eine Planrechtfertigung bejaht werden kann, ist nicht Gegenstand des BFO, sondern bleibt den jeweiligen Einzelzulassungsverfahren vorbehalten.

Die fachplanerische Beschreibung der beim BSH anhängigen Anträge für Offshore-Windparks stellt sich im Einzelnen wie folgt dar:

4.2.1 Einbezogene Cluster 1 – 8 BFO-N 2013/2014 bis Ende 2030

In diesem Plan werden insgesamt 13 Cluster festgelegt, die für Sammelanbindungen geeignet sind. Die im Rahmen dieses Plans einbezogenen Cluster sind zur besseren Übersicht mit den Ziffern 1 bis 8 durchnummeriert.

Die Festlegung und Abgrenzung der Cluster beruht insbesondere auf den Festlegungen der Raumordnung sowie der Berücksichtigung weiterer bestehender Nutzungen und Gebietsfestlegungen. Übersichten zu genehmigten Nutzungen und Schutzgebieten sowie raumordnerisch festgelegten Gebieten sind in Kapitel 12 (Anlagen) zu finden. Zur weiteren Begründung wird auf die Ausführungen des Kapitels 4.2.1 BFO-N 2013/2014 sowie den Umweltbericht verwiesen. Für eine gegenüber den Cluster 1 bis 8 BFO-N 2013/2017 veränderte räumliche Festlegung dieser Cluster besteht derzeit kein Anlass. Auf Kapitel 1.5.1 wird ergänzend verwiesen.

In räumlicher Hinsicht stellen sich die Cluster, die für Sammelanbindungen geeignet sind und somit als Grundlage der räumlichen Planung der für die Netztopologie notwendigen Trassen und Standorte im BFO dienen, wie im Folgenden dargestellt. Rein informatorisch wird zudem der aktuelle Status der Netzanbindungen sowie der genehmigten Offshore-Windenergievorhaben dargestellt.

Cluster 1 befindet sich zwischen den Verkehrstrennungsgebieten „German Bight Western Approach“ und „Terschelling German Bight“. Das Cluster ist nördlich des Naturschutzgebiets „Borkum Riffgrund“ angesiedelt. Östlich des Clusters liegt das Vorranggebiet 3 für Schifffahrt. Auf der westlichen Seite des Clusters verläuft die AWZ-Grenze zu den Niederlanden. Das Cluster liegt in dem raumordnerisch festgelegten Vorranggebiet für Windenergie „Nördlich Borkum“.

In Cluster 1 liegen drei bestehende Projekte im Sinne des WindSeeG, wovon zwei über einen Zuschlag nach § 34 WindSeeG verfügen.

Cluster 2 liegt nordöstlich des Naturschutzgebietes „Borkum Riffgrund“ und wird im nordöstlichen Bereich durch die Rohrleitung „Norpipe“ begrenzt. Nach Süden bzw. Norden ist es durch die parallel zu den Verkehrstrennungsgebieten liegenden Vorbehaltsgebiete für Schifffahrt begrenzt. Entsprechendes gilt für die östliche Seite. Das Cluster liegt in dem raumordnerisch festgelegten Vorranggebiet für Windenergie „Nördlich Borkum“.

In diesem Cluster sind zwei Netzanbindungen, „DolWin1 und DolWin alpha“ (800 MW) und das Drehstromanbindungssystem des Windparks „alpha ventus“ (60 MW), bereits errichtet. Eine weitere Anbindungsleitung („DolWin3 und DolWin gamma“) mit einer Übertragungsleistung von 900 MW wird derzeit errichtet. Insgesamt liegen in Cluster 2 fünf Offshore-Windparkvorhaben, die über eine unbedingte Netzanbindungszusage (uNAZ) nach § 118 Abs. 12 EnWG bzw. eine Kapazität nach § 17d Abs. 3 EnWG verfügen.

Cluster 3 befindet sich ebenfalls zwischen den beiden Verkehrstrennungsgebieten westlich des raumordnerisch festgelegten Vorranggebietes für Rohrleitungen „Europipe 2“. Die westliche Hälfte des Clusters liegt im raumordnerisch festgelegten Vorranggebiet für Windenergie „Nördlich Borkum“. Durch das Cluster verläuft in nordöstlicher Richtung die Rohrleitung „Europipe 1“, die durch entsprechende Vorrang- und Vorbehaltsgebiete Rohrleitungen gesichert ist.

Ein Netzanbindungssystem mit einer Leistung von 900 MW („DolWin2 und DolWin beta“) befindet sich in Cluster 3 im Probebetrieb. In Cluster 3 liegen drei Offshore-Windparkvorhaben, die über eine unbedingte Netzanbindungszusage (uNAZ) nach § 118 Abs. 12 EnWG bzw. eine Kapazität nach § 17d Abs. 3 EnWG verfügen. Des Weiteren liegen 6 bestehende Projekte im Sinne des WindSeeG in diesem Cluster, wovon eines über einen Zuschlag nach § 34 WindSeeG verfügt.

Cluster 4 ist ca. 22 km nördlich von Helgoland angesiedelt. An der östlichen Seite grenzt es an das Vogelschutzgebiet „Östliche deutsche Bucht“. Das Cluster entspricht dem im Raumordnungsplan festgelegten Vorranggebiet Windenergie „Südlich Amrumbank“.

In dem Cluster sind die Netzanbindungen „HelWin1 und HelWin alpha“ mit einer Leistung von 576 MW und „HelWin2 und HelWin beta“ mit einer Leistung von 690 MW bereits errichtet. In Cluster 4 liegen drei Offshore-Windparkvorhaben, die über eine unbedingte Netzanbindungszusage (uNAZ) nach § 118 Abs. 12 EnWG bzw. eine Kapazität nach § 17d Abs. 3 EnWG verfügen, sowie ein bestehenden Projekt im Sinne des WindSeeG.

Cluster 5 liegt westlich von Sylt im bzw. am Rand des Naturschutzgebiets „Sylter Außenriff – Östliche Deutsche Bucht“.

Im Cluster ist das Netzanbindungssystem „SylWin1 und SylWin alpha“ mit einer Leistung von 864 MW bereits errichtet. Cluster 5 umfasst drei Offshore-Windparkvorhaben mit einer unbedingten Netzanbindungszusage (uNAZ) nach § 118 Abs. 12 EnWG bzw. einer Kapazität nach § 17d Abs. 3 EnWG. In Cluster 5 liegen des Weiteren zwei bestehende Projekte im Sinne des WindSeeG.

Cluster 6 befindet sich nördlich des Verkehrstrennungsgebietes „German Bight Western Approach“. In östlicher Richtung wird das Cluster durch das Vorbehaltsgebiet Schifffahrt 12 und in nördlicher Richtung durch die Schifffahrtsroute 6 begrenzt. Westlich des Clusters verläuft die AWZ-Grenze zu den Niederlanden.

In diesem Cluster sind die beiden Netzanbindungssysteme „BorWin1 und BorWin alpha“ und „BorWin2 und BorWin beta“ mit einer Gesamtleistung von 1.200 MW bereits errichtet. In Cluster 6 befinden sich drei Vorhaben, die über eine unbedingte Netzanbindungszusage (uNAZ) nach § 118 Abs. 12 EnWG bzw. eine Kapazität nach § 17d Abs. 3 EnWG verfügen. Des Weiteren liegt ein bestehendes Projekt im Sinne des WindSeeG in Cluster 6. Zudem ist an das Anbindungssystem „BorWin2 und BorWin beta“ derzeit zusätzlich ein in Cluster 8 gelegener Offshore-Windpark angeschlossen.[6]

Cluster 7 liegt nördlich des Verkehrstrennungsgebiets „German Bight Western Approach“. Es wird westlich durch das Vorbehaltsgebiet Schifffahrt 12 und nordöstlich durch das Vorbehaltsgebiet für Rohrleitungen („Norpipe“) begrenzt.

In Cluster 7 befinden sich zwei bestehende Projekte im Sinne des WindSeeG, wovon eines über einen Zuschlag nach § 34 WindSeeG verfügt.

Cluster 8 entspricht dem im Raumordnungsplan festgelegten Vorranggebiet Windenergie „Östlich Austerngrund“. Westlich wird das Cluster durch das Vorbehaltsgebiet für Rohrleitungen (Europipe 1) begrenzt, östlich und nördlich durch die Schifffahrtsrouten 4, 5 und 6.

Für Cluster 8 ist eine Anbindungsleitung („BorWin3 und BorWin gamma“) mit einer Übertragungsleistung von 900 MW in Bau. Im Cluster befinden sich drei Offshore-Windparks mit einer unbedingten Netzanbindungszusage (uNAZ) nach § 118 Abs. 12 EnWG bzw. einer Kapazität nach § 17d Abs. 3 EnWG. Eines der Vorhaben ist derzeit an den errichteten Netzanschluss „BorWin2 und BorWin beta“ in Cluster 6 angeschlossen.

4.2.2 Einbezogene Cluster 9 – 13 BFO-N 2013/2014 ab 2031 bis ca. 2035

Bei der Festlegung der Cluster 9 bis 13 handelt es sich mit Blick auf den Flächenentwicklungsplan, welcher ab 2018 aufgestellt wird, um Flächen, die der leitungsgebundenen Windenergie und damit vereinbaren Nutzungen vorbehalten sind.

Cluster 9 mit einer Fläche von ca. 196 km² wird durch die Schifffahrtsrouten 6 und 10 sowie das Vorbehaltsgebiet für Rohrleitungen („Norpipe“) abgegrenzt.

Cluster 10 liegt zwischen den Schifffahrtsrouten 4, 6 und 10 sowie dem Vorbehaltsgebiet Rohrleitung („Europipe 1“). Die Fläche des Cluster beträgt ca. 162 km².

Cluster 11 wird durch die Schifffahrtsrouten 4, 5, und 6, das grenzüberschreitende Seekabelsystem „NorNed“ sowie das Naturschutzgebiet „Sylter Außenriff – Östliche Deutsche Bucht“ begrenzt und besitzt eine Fläche von ca. 346 km².

Cluster 12 mit einer Fläche von ca. 237 km² wird durch die Schifffahrtsrouten 4 und 10 und das grenzüberschreitende Seekabelsystem „NorNed“ abgegrenzt.

Cluster 13 wird durch die Schifffahrtsroute 10, das Naturschutzgebiet „Sylter Außenriff – Östliche Deutsche Bucht“ sowie das Hauptverbreitungsgebiet für Seetaucher begrenzt. Die Fläche des Cluster beträgt ca. 228 km².

[6] Der Windpark „Global Tech I“ ist derzeit noch in Cluster 6 (NOR-6-2) angeschlossen. Die Verlagerungsentscheidung der Bundesnetzagentur (Az. BK6-14-127) vom 23.03.2015 sieht vor, dass das Vorhaben in Cluster 8 über NOR-8-1 angeschlossen wird. Zukünftig soll der Windpark „Albatros“ in Cluster 6 (NOR-6-2) angeschlossen werden (vgl. Beschluss (Az. BK6-15-168) vom 28.01.2016 sowie Beschluss (Az. BK6-15-010-Z4) vom 24.11.2015 der Bundesnetzagentur).

4.2.3 Kartographische Darstellung der einbezogenen Cluster

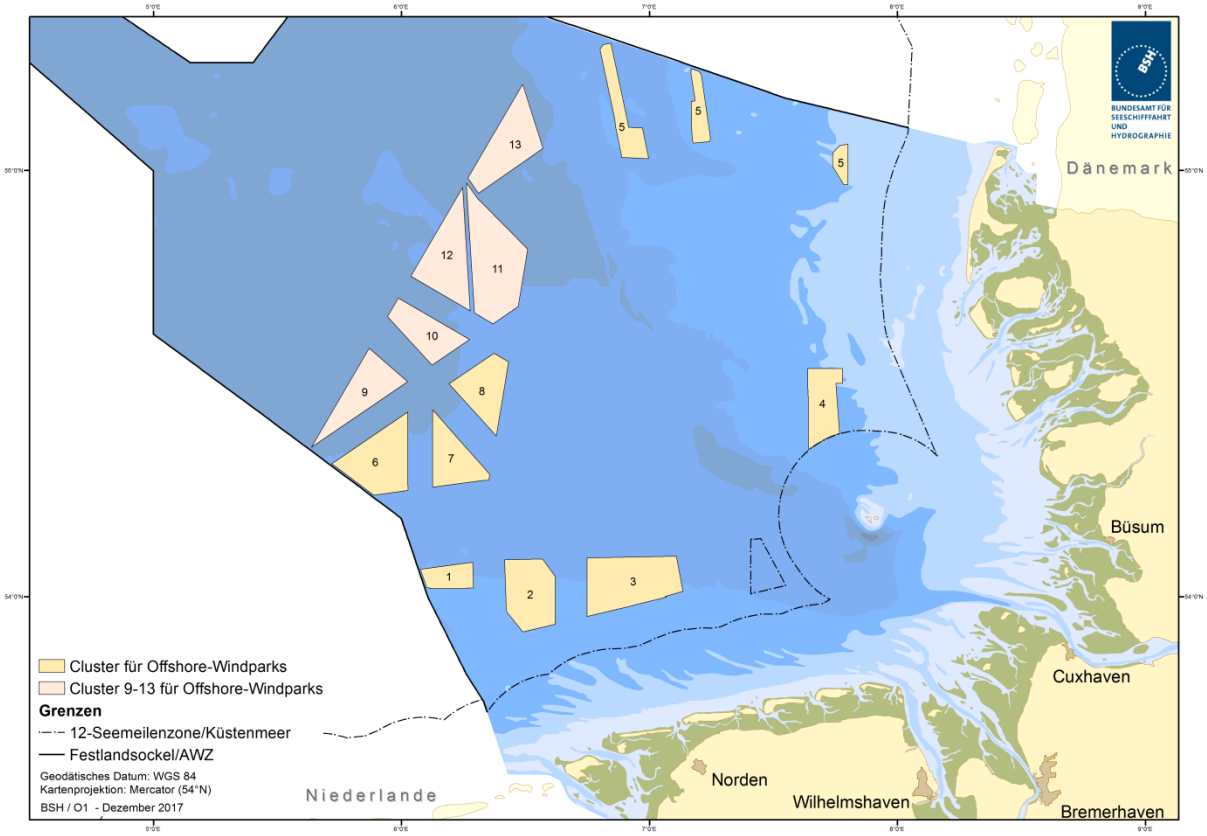


Abbildung 1: Cluster für Offshore-Windenergie

4.3 Ermittlung der erwarteten Offshore-Windparkleistung

Für die in Kapitel 4.2 bestimmten Cluster ist die zu erwartende Erzeugungsleistung der Offshore-Windparks zu ermitteln.

4.3.1 Methodik für Leistungsermittlung

Allgemein ist im Rahmen der Methodik der Leistungsermittlung darauf hinzuweisen, dass die Ermittlung der Leistung ausschließlich der Ermöglichung der räumlichen Planung, d.h. der Ermittlung der notwendigen Anzahl der Netzanbindungssysteme sowie deren konkreter räumlicher Festlegung, dient.

Methodik Leistungsermittlung Cluster 1 bis 8

Bei der angegebenen Leistung der Cluster 1 bis 8 handelt es sich – mit Ausnahme der sich bereits im Probebetrieb/im Bau befindlichen Windparks – um eine Prognose, welche dem Zweck der Flächensicherung gerecht werden soll.

Im Rahmen der Ermittlung der Leistung aus Offshore-Windenergie wird wie folgt vorgegangen:

Bei den Vorhaben, die sich bereits im Probebetrieb bzw. im Bau befinden, wird die Leistung zugrunde gelegt, die auf Grundlage der vorliegenden Erkenntnisse gebaut wurde bzw. wird. Für genehmigte Vorhaben, für die eine unbedingte Netzanbindungszusage nach § 118 Abs. 12 EnWG besteht bzw. die sich erfolgreich am Verfahren zur Zuweisung von Anschlusskapazität nach § 17d Abs. 3 S. 1 EnWG durch die Bundesnetzagentur beteiligt haben, wurden die Ergebnisse entsprechend berücksichtigt.

Hinsichtlich der Vorhaben in Cluster 1 bis 8, die an den Ausschreibungen für bestehende Projekte nach den Vorschriften des WindSeeG (Übergangsregime) teilnehmen können, wird die Leistung zugrunde gelegt, die die Windpark-Vorhabensträger beim BSH angegeben haben. Da diese Vorhaben nach der Bestätigung des O-NEP Zieljahr 2025 bzw. der Bestätigung des O-NEP 2017-2030 der Bundesnetzagentur eher später verwirklicht werden, kann die zu erwartende Leistung lediglich prognostiziert werden. Die annähernd exakte Bestimmung der Leistung gestaltet sich bei diesen Vorhaben besonders schwierig, da nicht vorhersehbar ist, welche Windenergieanlagen mit welcher Leistung nach dem Stand der Technik in der Zukunft zum Einsatz kommen werden. Insoweit kann die Leistung bei diesen Vorhaben allenfalls geschätzt werden. Die Leistung von zugelassenen Vorhaben wurde insoweit plausibilisiert, dass die der Leistung zugrunde liegende Anzahl der Windenergieanlagen und der Windenergieanlagentyp auch von der gegenwärtigen Zulassung umfasst sein muss.

An dieser Stelle wird auch darauf hingewiesen, dass mit dieser Prognose kein Vorgriff auf das Ergebnis der Ausschreibungen durch die BNetzA nach den Vorschriften des WindSeeG im Übergangsregime verbunden oder intendiert ist.

Bezüglich der Vorhaben in Cluster 1 bis 8, die an den Ausschreibungen für bestehende Projekte nach den Vorschriften des WindSeeG (Übergangsregime) teilnehmen könnten, für die jedoch aufgrund der bereits in der ersten Übergangsausschreibung erteilten Zuschläge keine freie Netzanbindungskapazität für die zweite Übergangsausschreibung zur Verfügung steht, sodass diese Flächen dem Regime des zentralen Modells unterfallen und damit Gegenstand des Flächenentwicklungsplans sein könnten, wird ein Flächenansatz auf Grundlage der dem BSH vorliegenden Informationen analog zur Leistungsermittlung der Cluster 9 bis 13 von derzeit 14 MW/km² zugrunde gelegt. Dieses Vorgehen erscheint zweckmäßig, da sich die bestehenden Projekte im Sinne des WindSeeG in Cluster 6 und 7 in ihrer Fläche ähneln, jedoch hinsichtlich ihrer ehemals beantragten Leistung stark voneinander unterscheiden.

Für die Aufstellung des Flächenentwicklungsplans haben die angegebenen Leistungen keine verbindliche Vorwirkung.

Der BFO umfasst die räumliche Planung im Sinne einer vorausschauenden, integrierten Sicherung ausreichender Flächen für die Netzanbindungen. Zur Erfüllung des Sicherungszwecks ist es daher erforderlich, eher von einem hohen als von einem niedrigen Flächenbedarf auszugehen.

Aufbauend auf diesen Annahmen ergeben sich für die **Cluster 1 bis 8** die in Tabelle 2 dargestellten Leistungen sowie eine prognostizierte Gesamtleistung der Cluster 1 bis 8 in der AWZ der Nordsee von etwa **12,4 GW**.

Methodik Leistungsermittlung Cluster 9 bis 13

Für die **Cluster 9 bis 13** kommt ein sogenannter Flächenansatz zur Anwendung, da nicht vorhersehbar ist, welche Windenergieanlagen mit welcher Leistung nach dem Stand der Technik in der Zukunft zum Einsatz kommen werden. Im Rahmen des BFO-O 2013 wurde ein Flächensatz entwickelt (vgl. BFO-O 2013, Kapitel 4.3.1). Dieser findet auch in dessen Fortschreibung weiterhin Anwendung. Hier wird für die räumliche Planung eine Leistung von 14 Megawatt pro Quadratkilometer (MW/km²) angenommen. Die Zugrundlegung eines solchen Ansatzes ermöglicht zum einen eine Netzplanung unter Berücksichtigung möglicher zukünftiger Entwicklungen und erscheint zum anderen aufgrund der langen Planungsperspektive und des für diesen Zeitraum schwer vorherzusehenden Stands der Technik zweckmäßig.

Tabelle 1 zeigt die Durchschnittswerte der Leistung pro Fläche für die Offshore-Windparkvorhaben der Cluster 1 bis 8. Die durchschnittliche Leistung pro Fläche aller Offshore-

Windparkvorhaben[7] beträgt ca. 11,5 MW/km², die für Vorhaben im Probebetrieb bzw. im Bau ca. 8,8 MW/km², sodass die Annahme von 14 MW/km² über diesen Durchschnittswerten liegt. Im Hinblick auf den Planungshorizont und, um für zukünftige Entwicklungen ausreichend Raum für Netzanbindungen vorzuhalten, erscheint ein höherer Flächenansatz sinnvoll.

Tabelle 1: Durchschnittswerte Leistung pro Fläche

Windparkcluster	**Durchschnittliche Leistung pro Fläche aller Offshore-Windparkvorhaben[13] [MW/km²]**	**Durchschnittliche Leistung pro Fläche von Offshore-Windparkvorhaben im Probebetrieb bzw. im Bau [MW/km²]**
Cluster 1	ca. 14,7	-
Cluster 2	ca. 10,4	ca. 10,9
Cluster 3	ca. 13,3	ca. 9,4
Cluster 4	ca. 10,2	ca. 8,4
Cluster 5	ca. 8,9	ca. 6,6
Cluster 6	ca. 10,5	ca. 7,5
Cluster 7	ca. 12,4	-
Cluster 8	ca. 11,2	ca. 10,0
Durchschnitt	**ca. 11,5**	**ca. 8,8**

In diesem Zusammenhang ist darauf hinzuweisen, dass die Ermittlung der erwarteten Offshore-Windenergieleistung vor dem Hintergrund des Zwecks des BFO – nämlich der räumlichen Planung – erfolgt. Das bedeutet, dass die prognostizierte Leistung tendenziell im oberen Bereich der Bandbreite der wahrscheinlichen Entwicklungen der geplanten Offshore-Windparkvorhaben liegt. Der Grund für diese Art der Leistungsermittlung liegt vor allem darin, ausreichend Flächen für die Netzanbindungssysteme zu sichern, um auch auf zukünftige Entwicklungen wie etwa den technischen Fortschritt und den damit ggf. verbundenen erhöhten Platzbedarf angemessen reagieren zu können. Eine Aussage zu etwa Wirtschaftlichkeit, Effizienz und Bedarfsgerechtigkeit ist damit nicht verbunden.

Des Weiteren wird darauf hingewiesen, dass für die Aufstellung des Flächenentwicklungsplans die angegebenen Leistungen keine verbindliche Vorwirkung haben.

Aufbauend auf diesen Annahmen ergeben sich für die **Cluster 9 bis 13** die entsprechend Tabelle 3 dargestellten Leistungen sowie eine prognostizierte Gesamtleistung von etwa **16,4 GW**.

Diese Leistungen stellen sich im Einzelnen zusammengefasst wie folgt dar:

4.3.2 Ermittelte Offshore-Windenergie- und Übertragungsleistung bis Ende 2030

Unter Zugrundelegung aller unter Kapitel 4.2 dargestellten Vorhaben in den Clustern 1 bis 8 stellt sich die angenommene Leistung in den einzelnen Clustern vor dem Hintergrund des dem BFO zugrundeliegenden Planungshorizonts bis Ende 2030 (vgl. Kapitel 4.1.3) zusammengefasst wie folgt dar.

Beantragte Standorte für Offshore-Windenergieanlagen, die in den Anwendungsbereich der Veränderungssperre vom 16. Juni 2015 fallen, finden in der Summe der angenommenen Leistung keine Berücksichtigung.

[7] Offshore-Windpark-Vorhaben, die über eine unbedingte Netzanbindungszusage (uNAZ) nach § 118 Abs. 12 EnWG, eine Kapazität nach § 17d Abs. 3 EnWG oder über einen Zuschlag gem. § 34 WindSeeG verfügen sowie bestehende Projekte im Sinne des WindSeeG.

Tabelle 2: Cluster 1 bis 8 mit angenommener installierter Leistung der Offshore-Windparks und die sich daraus ergebende Anzahl der Netzanschlusssysteme sowie deren Leistung

Windparkcluster	ca. MW / Cluster	Anzahl Systeme	Übertragungsleistung [MW]
Cluster 1	900	1	900
Cluster 2	1.650	2	800
			60 [1)]
			900
Cluster 3	2.600	3	916
			900
			900
Cluster 4	1.150	2	576
			690
Cluster 5	1.350	2	864
			900
Cluster 6	1.650	2 oder 3 [6)]	400
			800 [2) 3)]
			900 [6)]
Cluster 7	1.650	2	900 [6)]
			900
Cluster 8	1.400	1	900 [2) 3) 4)]
Σ	**12.350 [5)]**	**16**	**12.306**
Küstenmeer Nordsee (nachrichtlich)	219	2	224

1) Offshore-Windpark „alpha ventus“: Drehstromanbindung ab Umspannplattform

2) Die unbedingte Netzanbindungszusage (uNAZ) des Offshore-Windpark „Demonstrationsprojekt Albatros“ in Höhe von 50 MW wurde durch die Bundesnetzagentur mit Beschluss (Az. BK6-15-168) vom 28.01.2016 auf NOR-6-2 verlagert. Der Offshore-Windpark „Albatros“ besitzt eine durch die Bundesnetzagentur zugewiesene Kapazität von 66,8 MW auf NOR-6-2 gemäß Beschluss (Az. BK6-15-010-Z4) vom 24.11.2015. Im Rahmen der Plangenehmigung des BSH vom 23.12.2016 ist das „Demonstrationsprojekt Albatros“ in „Albatros“ aufgegangen.

3) Der Windpark „Global Tech I“ mit 400 MW Leistung ist derzeit noch in Cluster 6 (NOR-6-2) angeschlossen. Die Verlagerungsentscheidung der Bundesnetzagentur (Az. BK6-14-127) vom 23.03.2015 sieht vor, dass das Vorhaben über NOR-8-1 angeschlossen wird. Für die Restfläche in Cluster 8 kommt der Flächenansatz zur Anwendung.

4) Der Offshore-Windpark „EnBW Hohe See“ besitzt eine durch die Bundesnetzagentur zugewiesene Kapazität von 450 MW auf NOR-8-1 gemäß Beschluss (Az. BK6-14-129-Z5) vom 28.01.2015. Des Weiteren wurde dem Offshore-Windpark durch die Bundesnetzagentur eine Kapazität von 50 MW auf NOR-6-2 gemäß Beschluss (Az. BK6-15-010-Z3) vom 24.11.2015 zugewiesen. Mit Beschluss (Az. BK6-15-168) vom 28.01.2016 der Bundesnetzagentur wurden die mit Beschluss (Az. BK6-15-010-Z3) vom 24.11.2015 zugewiesenen 50 MW auf NOR-8-1 verlagert.

5) Beantragte Standorte für Offshore-Windenergieanlagen, die in den Anwendungsbereich der Verlängerung und Änderung vom 15. Juni 2015 der Veränderungssperre vom 15. Juni 2012 fallen, finden in der Summe keine Berücksichtigung.

6) Clusterübergreifende Anbindung zwischen Cluster 6 und 7; alternativ wird ein drittes Netzanbindungssystem in Cluster 6 räumlich vorgesehen.

Die Differenz zwischen der Erzeugungsleistung und der Übertragungsleistung ergibt sich, da die berücksichtigten individuellen Planungen der Vorhabenträger nicht notwendigerweise mit der standardisierten Leistung der Netzanbindungssysteme synchronisiert sind.

Die Angabe zum Küstenmeer ist inhaltlich nicht Gegenstand dieses Plans, sondern wird lediglich nachrichtlich dargestellt.

Da der Flächenentwicklungsplan Festlegungen für Inbetriebnahmen ab 2026 treffen wird, wird darauf hingewiesen, dass die Werte für die Aufstellung des Flächenentwicklungsplans keine verbindliche Vorwirkung haben.

4.3.3 Ermittelte Offshore-Windenergie- und Übertragungsleistung ab 2031 bis ca. 2035

Unter Zugrundelegung der Methodik der Leistungsermittlung für die Cluster 9 bis 13 (vgl. Kapitel 4.3.1) stellt sich die angenommene Leistung in den einzelnen Clustern vor dem Hintergrund des dem BFO zugrundeliegenden Planungshorizonts ab 2031 bis ca. 2035 (vgl. Kapitel 4.1.3) zusammengefasst wie folgt dar.

Tabelle 3: Cluster 9 bis 13 mit angenommener installierter Leistung der Offshore-Windparks und die sich daraus ergebende Anzahl der Netzanschlusssysteme sowie deren Leistung

Windparkcluster	Fläche [km²]	Annahme Leistung pro Fläche [MW/km²]	Leistung Flächenansatz [MW]	Anzahl Systeme	Übertragungs leistung [MW]
					900
					900
Cluster 9	ca. 196	14	2.744	3	900
					900
					900
Cluster 10	ca. 162	14	2.268	3	900
					900
					900
					900
					900
					900
Cluster 11	ca. 346	14	4.844	6	900
					900
					900
					900
Cluster 12	ca. 237	14	3.318	4	900
					900
					900
					900
Cluster 13	ca. 228	14	3.192	4	900
Σ			**16.366**	**20**	**18.000**

Aufgrund des weiter in der Zukunft liegenden Betrachtungszeitraums erscheint es mit Blick auf den technologischen Fortschritt möglich, dass für den Zeitraum ab 2031 ggf. andere technische Anbindungskonzepte als heute zur Anwendung kommen könnten. Damit besteht die Möglichkeit, dass es zu anderen Werten kommen kann.

Des Weiteren ist momentan nicht abzusehen wie die konkreten technischen Weiterentwicklungen für Windenergieanlagen für den Zeitraum ab 2031 aussehen werden. Dies Bedarf im Rahmen des Flächenentwicklungsplans einer weiteren Ermittlung.

In diesem Zusammenhang ist darauf hinzuweisen, dass die Darstellungen von standardisierten Technikvorgaben und Planungsgrundsätzen für den Zeitraum ab 2031 bis ca. 2035 in Kapitel 8 vor dem Hintergrund des Zwecks des BFO – nämlich der räumlichen Planung – erfolgt. Daher erscheint der Ansatz, die standardisierte Technikvorgabe der Ausführung des Gleichstrom-Systems mit einer Standardleistung von 900 MW, auch für den Zeitraum ab 2031 anzuwenden als sinnvoll, um ausreichend Flächen für die Netzanbindungssysteme zu sichern, um auch auf zukünftige Entwicklungen wie etwa den technischen Fortschritt angemessen reagieren zu können. Es besteht die Möglichkeit, dass es je nach Entwicklung zu abweichenden Flächeninanspruchnahmen kommen kann. Eine Aussage zu etwa Wirtschaftlichkeit, Effizienz und Bedarfsgerechtigkeit ist damit nicht verbunden.

Für die Aufstellung des Flächenentwicklungsplans haben die Werte keine verbindliche Vorwirkung.

Für die Cluster 9 bis 13 ergeben sich nach dem derzeitigen Stand durch den Flächenansatz elf zusätzliche Netzanbindungssysteme im Vergleich zum BFO-N 2013/2014.

5 Anbindungsleitungen für Offshore-Windparks bis Ende 2030

Nach § 17d Abs. 1 Satz 1 EnWG hat der zuständige ÜNB die Netzanbindung von Offshore-Windparks sicherzustellen bzw. nach den Vorgaben des durch die BNetzA bestätigten O-NEP bzw. ab dem 1. Januar 2019 entsprechend den Vorgaben des Netzentwicklungsplans und des Flächenentwicklungsplans gemäß § 5 des Windenergie-auf-See-Gesetzes zu errichten und zu betreiben. Aufgabe dieses Plans ist es, die notwendigen Trassen und Standorte für die gesamte Netztopologie in der AWZ der Nordsee bis zur Grenze der 12 sm-Zone im Rahmen der bestehenden Rahmenbedingungen räumlich festzulegen.

Zentral für die Ermittlung und Sicherung der für das Netz zur Anbindung der Offshore-Windparks notwendigen Räume ist vor allem die Festlegung des Anbindungskonzepts. Für die Komponenten der Anbindungsleitungen erfolgt dann auf Grundlage von standardisierten Technikvorgaben und Planungsgrundsätzen die räumliche Planung.

5.1 Standardisierte Technikvorgaben und Anbindungskonzept

5.1.1 Hintergrund

Bereits im Rahmen des Erstaufstellungsverfahrens des BFO-N wurde deutlich, dass die Festlegung standardisierter Technikvorgaben unerlässliche Voraussetzung für die räumliche Planung der Netzanbindungen ist, um den benötigten Raumbedarf mit der erforderlichen Präzision für eine möglichst platzsparende Raumplanung zu ermitteln. Seit Einführung des § 17a Abs. 1 Satz 7 Nr. 7 EnWG sind standardisierte Technikvorgaben zum Zwecke der räumlichen Planung im BFO festzulegen. Nach der Gesetzesbegründung ist im Wesentlichen Ziel der Festlegung, durch standardisierende Vorgaben eine Vereinheitlichung bei der Planung der Anlagen zu erreichen, um den Raum im Cluster möglichst effizient zu nutzen und Planungssicherheit für Netz- und Windparkbetreiber sowie Zulieferer zu schaffen. Ziel sollte ebenfalls sein, die Kosten so weit wie möglich zu senken.

Nach der Gesetzesbegründung bezieht sich die Standardisierung insbesondere auf die Offshore-Konverterplattformen bzw. die Anbindungsleitungen mit einer Standardleistung von z. B. 900 Megawatt.

Im Rahmen des Erstaufstellungsverfahrens des BFO-N (2012) wurden die standardisierten Technikvorgaben auf Grundlage des Anbindungskonzepts des zuständigen ÜNB konsultiert und festgelegt. Als Ergebnis umfangreicher Diskussionen wurde im Einvernehmen mit der Bundesnetzagentur etwa die als maximal nach dem Stand der Technik möglich angesehene Standardleistung der Gleichstromsysteme von 900 MW bei einer einheitlichen Spannungsebene von +/- 320 kV festgelegt.

Im Rahmen der Konsultation der Fortschreibungen des BFO wurden die Festlegungen zu den standardisierten Technikvorgaben wiederholt diskutiert. Bislang wurden die im BFO-N 2012 getroffenen Festlegungen im Wesentlichen beibehalten. Der Grund lag vor allem darin, dass das Ziel, verlässliche Rahmenbedingungen zu schaffen, dann erreicht werden kann, wenn die gemachte Erfahrungen bei den realisierten Netzanbindungssystemen mit HGÜ-Technologie bei der Planung, der Realisierung und dem Betrieb von zukünftigen Netzanbindungssystemen nachhaltig einbezogen werden können.

Auf die Ausführungen in der Abwägungsdokumentation in Kapitel 10.3.1 betreffend die im Rahmen der Konsultation vorgebrachten Stellungnahmen zu den standardisierten Technikvorgaben wird verwiesen.

Um einer Verhinderung technischen Fortschritts vorzubeugen, besteht weiterhin die Möglichkeit der Abweichung von Technikvorgaben im Einzelfall. Auf 3.3 wird verwiesen.

Es wird darauf hingewiesen, dass für die Aufstellung des Flächenentwicklungsplans die Angaben keine verbindliche Vorwirkung haben (vgl. Ausführungen unter Kapitel 8).

5.1.2 Standardisierte Technikvorgaben

Zusammenfassung

- Einsatz Gleichstromtechnologie
- Gleichstromsystem: Selbstgeführt, Übertragungsspannung +/- 320 kV, Standardleistung 900 MW
- Einsatz Drehstromtechnologie zur Verbindung der Konverterplattformen mit Umspannplattformen der Offshore-Windparks
- Drehstromsystem: Übertragungsspannung 155 kV

5.1.2.1 Einsatz Gleichstromtechnologie

Anbindungsleitungen für Offshore-Windparks werden als Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) ausgeführt

Der zum Netzanschluss der Offshore-Windparks in der Nordsee verpflichtete ÜNB verfolgt für den Bereich der AWZ ein Anbindungskonzept auf Basis der HGÜ. Als maßgeblich für die Wahl der geeigneten Übertragungstechnologie für den Netzanschluss von Offshore-Windparks erscheint grundsätzlich die Trassenlänge zur Anbindung eines Windparks bzw. eines Clusters an den Netzverknüpfungspunkt an Land. Für die AWZ der Nordsee sind häufig Trassenlängen von mehr als 100 km, mit steigender Küstenentfernung auch deutlich darüber, zu erwarten.

Bei Trassenlängen von mehr als 100 km sind bei Drehstromanschlüssen regelmäßig Einrichtungen zur Blindleistungskompensation vorzusehen. Die Übertragungsverluste steigen zudem mit der Länge des Kabelsystems an. Diese fallen bei der HGÜ deutlich weniger ins Gewicht.

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

Somit werden die Netzanbindungen von Offshore-Windparks für den Bereich der AWZ der Nordsee in HGÜ ausgeführt.

5.1.2.2 Gleichstromsystem: Selbstgeführte Technologie

Das Gleichstromsystem auf der Konverterplattform wird als selbstgeführte Hochspannungsgleichstromübertragung ausgeführt.

Die bestehenden und geplanten Netzanschlusssysteme in der Nordsee werden in selbstgeführter (sogenannte VSC – voltage sourced converter) Technologie ausgeführt. Im Rahmen des BFO-N wird diese Variante als Standard festgelegt.

Die selbstgeführte HGÜ kann im Gegensatz zur klassischen, netzgeführten Technologie ein Netz wiederaufbauen ohne dass Blindleistung aus dem angeschlossenen Drehstromsystem bereitgestellt werden muss. Beim Netzanschluss der Offshore-Windparks ist auf der Seeseite kein stabiles Netz vorhanden. Daher ist diese Eigenschaft notwendig, um die Übertragung nach einem Netzfehler selbstständig wieder aufzubauen, im Normalbetrieb zu steuern und das umliegende Drehstromnetz zu stabilisieren.

Auch im Technologiekonzept für den Netzausbau an Land ist im Rahmen des durch die BNetzA bestätigten Netzentwicklungsplans ein Ausbau mit selbstgeführter HGÜ vorgesehen. Der Einsatz der selbstgeführter HGÜ eröffnet zudem die Möglichkeit, zukünftig ein vermaschtes Gleichstromnetz – sowohl offshore als auch in Verbindung mit dem HGÜ-Landnetz – umzusetzen.

Mit dem Einsatz der selbstgeführten HGÜ-Variante ergeben sich weitere Vorteile gegenüber der klassischen Technologie, die für den Einsatz zum Anschluss der Windparks auf See von besonderer Bedeutung sind: Die klassische hat gegenüber der selbstgeführten HGÜ grundsätzlich einen deutlich höheren Platzbedarf. Für einen isolierten Anschluss mit netzgeführter Technologie wären zudem zusätzliche Generatoren auf der Offshore-Plattform bzw. Verbindungen zu VSC-Anschlüssen notwendig, um das Übertragungssystem zu starten, so dass die Plattform gegenüber der VSC-Technologie insgesamt um ein mehrfaches größer und damit mit den gängigen Plattformkonzepten kaum umsetzbar würde.

Die selbstgeführte HGÜ kann zudem unter Einsatz von Kunststoffkabeln realisiert werden. Diese sind gegenüber Papier-Öl-isolierten Massekabeln (MI-Kabel) in Anbetracht einer möglichen Beschädigung grundsätzlich umweltfreundlicher. Zum anderen ist die Verfügbarkeit der Kunststoffkabel am Markt deutlich höher und die Verlegung kann bedeutend schneller erfolgen. Aufgrund der Vielzahl der in den nächsten Jahren zur Erreichung der Ziele der Bundesregierung für den Ausbau der Offshore-Windenergie umzusetzenden Projekte, fallen Verfügbarkeit und Lieferzeit der Kabel deutlich mehr ins Gewicht als dies bei Einzelprojekten wie z. B. grenzüberschreitenden Stromleitungen der Fall ist.

In der Gesamtschau dieser Argumente überwiegen die Vorteile der selbstgeführten HGÜ-Technologie, obwohl diese nur in einem Leistungsbereich verfügbar ist, der deutlich unter der klassischen HGÜ liegt, mit der der Gesamttrassenbedarf wie auch die Übertragungsverluste reduziert werden könnte. Die im Rahmen des Erstaufstellungsverfahrens vorgebrachten Beispiele für einen Einsatz der klassischen HGÜ sind nicht mit den im Rahmen des BFO-N geplanten Projekten vergleichbar, da es sich um Verbindungen handelt, die jeweils in stabile Drehstromnetze eingebunden sind und deren Kopfstationen an Land errichtet werden.

Die Festlegung des Einsatzes der selbstgeführten HGÜ gilt für die sukzessive Erschließung der Cluster sowie den grundsätzlichen Aufbau eines Offshore-Netzes. Im Rahmen der Aufstellung des Flächenentwicklungsplans wird weiter zu prüfen sein, inwiefern ggf. auch Anbindungen mit anderen Konzepten unter Nutzung der netzgeführten HGÜ in die bestehende Infrastruktur eingebunden werden können. Hier könnten ggf. bestehende VSC-Anbindungen das notwendige Netz für netzgeführte HGÜ-Verbindungen aufbauen. So kann ggf. durch die größere Leistung der netzgeführten HGÜ-Anbindungen die Gesamtzahl der Anschlusssysteme und damit der in Anspruch genommene Raum reduziert werden bzw. modulare HGÜ-Konzepte umgesetzt werden.

5.1.2.3 Gleichstromsystem: Übertragungsspannung +/- 320 kV

Das Gleichstrom-System auf der Konverterplattform wird mit einer einheitlichen Spannungsebene von +/- 320 kV ausgeführt.

Die Festlegung einer einheitlichen Spannungsebene für das Gleichstromsystem (bestehend aus dem Umrichter auf der Konverterplattform und dem Gleichstrom-Seekabelsystem) soll zur Schaffung eines Standards für die Anschlusssysteme, speziell auch die Konverterplattform dienen. Aufbauend auf der Festlegung von Rahmenparametern können Hersteller und Netzbetreiber standardisierte Lösungen entwickeln und perspektivisch die Planungen frühzeitig – ggf. auch standortunabhängig – vorantreiben. Diese Festlegung kommt gleichzeitig dem Wunsch der Branche nach einer Standardisierung der Anbindungsleitungen nach[8], die sich davon eine Beschleunigung und Kostenreduktion der Netzanbindung der Offshore-Windparks erwartet. 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 ggf. Kosten zu senken. Eine einheitliche Spannungsebene bereitet zudem eine mögliche Verbindung der Offshore-Anbindungsleitungen untereinander vor und ermöglicht damit ein zukünftiges, vermaschtes Offshore-Netz.

[8] vgl. z. B. „Lösungsvorschläge“ der AG Beschleunigung vom 22.03.2012.

Um eine möglichst raumverträgliche Planung und Umsetzung des Offshore-Netzes zu ermöglichen, wurde bei der Aufstellung und Fortschreibung des BFO-N eine möglichst hohe Leistung des Gleichstromsystems und daher auch eine möglichst hohe Systemspannung angestrebt. Wie auch die letzten Ausschreibungsergebnisse des zuständigen Netzbetreibers zeigen, hat sich am Markt ein herstellerunabhängiges Maximum der Übertragungsspannung von +/- 320 kV entwickelt.

Beschränkungen der Leistung ergeben sich vor allem aus der verfügbaren Kabeltechnologie. Kunststoffkabel konnten bis vor kurzem nur bis zu einer Spannung von +/- 320 kV eingesetzt werden, vereinzelt kommen außerhalb der AWZ +/- 420 kV Kunststoffkabel zum Einsatz. Höhere Spannungsebenen sind zwar bei selbstgeführter HGÜ unter Einsatz von MI-Kabeln bereits möglich, jedoch sind die Installations- und Fertigungszeiten nicht mit denen von Kunststoffkabeln vergleichbar. Aufgrund der Vielzahl von Projekten, die zur Erreichung der Ziele der Bundesregierung im Bundesfachplan angelegt sind, wird eine Spannungsebene, die allein auf MI-Kabel angewiesen ist, den Anforderungen an eine standardisierte Technikvorgabe nicht gerecht. Die dafür notwendigen Komponenten müssen am Markt auch in der notwendigen Lieferfrist verfügbar sein und von einer ausreichenden Anzahl an Lieferanten sowie mit ausreichenden Produktionskapazitäten angeboten werden. Trotzdem kann im Rahmen der Aufstellung des Flächenentwicklungsplans aufgrund möglicher spezifischer Anforderungen in einem Cluster die Anbindung mit einer höheren Spannung und somit Leistung unter Einsatz von Kunststoff- oder MI-Kabeln im Einzelfall erwogen werden.

Die Festlegung der einheitlichen Spannungsebene von +/- 320 kV soll – ebenso wie die folgenden standardisierten Technikvorgaben – grundsätzlich auch im Hinblick auf den Flächenentwicklungsplan Bestand haben.

Gleichwohl ist die selbstgeführte HGÜ eine noch vergleichsweise junge Technologie, die in den vergangenen Jahren eine dynamische Entwicklung erfahren hat. So zeichnet sich derzeit am Markt, zumindest von einzelnen Herstellern, die Entwicklung in Richtung höherer Übertragungsspannungen auch bei Einsatz von VPE-Kabeln ab.

Um den technischen Fortschritt nicht auszubremsen, wird die Entwicklung der HGÜ daher im Rahmen der Aufstellung des Flächenentwicklungsplans weiter beobachtet und die Technikvorgaben ggf. angepasst. Dabei wird zu prüfen sein, ob und ggf. mit welchem Vorlauf Anpassungen möglich und sinnvoll sind. Kriterien für die Überprüfung und ggf. Anpassung stellen u.a. die Einsatzreife, technische Vorteilhaftigkeit, Wirtschaftlichkeit sowie die räumlichen Auswirkungen dar, die jeweils mit den Nachteilen einer weiteren, mit den bestehenden Systemen nicht übereinstimmenden Spannungsebene abgewogen werden müssen.

5.1.2.4 Gleichstromsystem: Standardleistung 900 MW

Das Gleichstrom-System der Konverterplattform wird mit einer Standardleistung von 900 MW ausgeführt.

Die Festlegung einer standardisierten Übertragungsleistung der Gleichstrom-Anbindungssysteme bildet die zentrale Grundlage für die räumliche Planung des BFO-N. Aufbauend auf dieser Standardleistung erfolgt dann – bezogen auf die einzelnen Cluster – die Ermittlung des Raumbedarfs für die Abführung der unter Kapitel 4.2.1 beschriebenen Windenergieleistung.

Um die Anzahl und damit den Raum für Konverterplattformen und Trassen zur Abführung der Windenergieleistung zu minimieren, soll eine möglichst hohe Systemleistung unter den gegebenen Rahmenbedingungen festgelegt werden. Am Markt hat sich hierfür, wie auch die letzten Ausschreibungsergebnisse des zuständigen Netzbetreibers zeigen, ein herstellerunabhängiges Maximum der Übertragungsleistung von 900 MW bei einer Übertragungsspannung von +/- 320 kV (s. o.) entwickelt. Diese Größe wird daher weiterhin als Standardleistung für die Gleichstromsysteme festgelegt.

Ebenso wie die Festlegung einer einheitlichen Spannungsebene kommt dieser Standard für die Leistung der Gleichstrom-Anbindungsleitungen dem Wunsch der Branche nach, die sich von einer Standardisierung eine Beschleunigung und Kostenreduktion der Netzanbindung der Offshore-Windparks erwartet. Aufbauend auf dieser Vorgabe von Rahmenparametern können Hersteller und Netzbetreiber standardisierte Lösungen entwickeln und perspektivisch die Planungen frühzeitig – ggf. auch standortunabhängig – vorantreiben.

Um den Raumbedarf für die Netzinfrastruktur weiter zu mindern, wird eine Erhöhung der Systemleistung unter Berücksichtigung der gegebenen Rahmenbedingungen angestrebt. Um bei einer Beibehaltung der einheitlichen Spannungsebene von +/- 320 kV die Übertragungsleistung kurz- bis mittelfristig weiter zu erhöhen, ist eine Erhöhung des Stromflusses notwendig. Diese Erhöhung ist physikalisch durch die Strombelastbarkeit des Kabels begrenzt. Zudem steigen mit dem Stromfluss auch die Übertragungsverluste und als Folge die Erwärmung des das Kabelsystems umgebenden Sediments an. Die maximal zu tolerierende Erwärmung des Erdbodens ist durch einen naturschutzfachlichen Vorsorgewert, das sogenannte 2 K-Kriterium (vgl. Planungsgrundsatz 5.3.2.9 sowie Kapitel 4.2 Umweltbericht), festgesetzt, der somit auch eine Begrenzung der Leistung des Gleichstromsystems darstellt. Die Erwärmung des Erdbodens bei einer Leistung von 900 MW reicht bereits an diesen Grenzwert heran. Im Rahmen der Aufstellung des Flächenentwicklungsplans soll daher im Einvernehmen mit der Bundesnetzagentur und – soweit im Zuständigkeitsbereich betroffen – in Abstimmung mit dem BfN, der GDWS und den Küstenländern geprüft werden, inwiefern die Leistung des Gleichstromsystems kurz- bis mittelfristig durch eine Erhöhung des Stromflusses angehoben werden kann.

Mit der standardisierten Leistung von 900 MW ist ein systematischer Netzausbau verlässlich realisierbar. Dadurch wird ein zweckmäßiger modularer Ausbau des Offshore-Netzes möglich, sodass die Anschlüsse in einem angemessenen, überschaubaren Zeitraum durch anzuschließende Offshore-Windparks ausgenutzt werden können.

Für eine weitere Steigerung der Systemleistung würde eine Erhöhung der Spannungsebene sowohl auf der Gleichstromseite als – aufgrund von Begrenzungen der Schaltanlagentechnik – auch auf der Drehstromseite notwendig. Diese Überprüfung und ggf. Anpassung erfolgt hinsichtlich einer Anhebung der Übertragungsspannung im Rahmen der Aufstellung des Flächenentwicklungsplans. Vor diesem Hintergrund wird auch auf den Planungsgrundsatz zur Erwärmung des Meeresbodens (vgl. auch Kapitel 5.3.2.9) verwiesen. Eine Erhöhung der Systemleistung wird im Rahmen der Aufstellung des Flächenentwicklungsplans für Inbetriebnahmen ab 2026 derzeit auch unter den Gesichtspunkten einer effizienten Nutzung und Auslastung der Offshore-Anbindungsleitungen sowie der jährlichen Ausschreibung bzw. Inbetriebnahme von Windenergieanlagen auf See mit einer voraussichtlich zu installierenden Leistung von 700 bis 900 MW und von durchschnittlich nicht mehr als 840 MW gemäß § 5 Abs. 5 WindSeeG zu prüfen sein. Auf Kapitel 1.5.1 wird verwiesen.

5.1.2.5 Einsatz Drehstromtechnologie zur Verbindung der Konverterplattformen mit Umspannplattformen der Offshore-Windparks

Die Leitungen zur Verbindung der Konverterplattformen mit den Umspannplattformen der Offshore-Windparks werden in Drehstromtechnologie ausgeführt.

Der zum Netzanschluss der Offshore-Windparks in der Nordsee verpflichtete ÜNB verfolgt für den Bereich der AWZ ein Anbindungskonzept auf Basis der Drehstromtechnologie für die Leitungen zur Verbindung der Konverterplattformen mit den Umspannplattformen der Offshore-Windparks.

Als maßgeblich für die Wahl der geeigneten Übertragungstechnologie für die Verbindungen zwischen Konverterplattform und Umspannplattformen der Offshore-Windparks erscheint grundsätzlich die Trassenlänge. Für die AWZ der Nordsee sind häufig Trassenlängen von max. 20 km zu erwarten. Diese Länge entspricht zudem dem unter Kapitel 5.2.2.3 und 5.4.2.5 dargestellten Planungsgrundsatz, nach dem auch die Drehstromverbindung zwischen der

Umspannplattform des Offshore-Windparks und der Konverterplattform nicht länger als 20 km sein soll. Bei größeren Entfernungen und dadurch bedingten größeren Kabellängen überwiegen die Nachteile der Drehstromtechnologie aufgrund der bei einer steigenden Länge des Kabels zunehmenden Verluste und der damit einhergehenden Erwärmung des Meeresbodens. Hinzu kommt ein mit der Länge des Kabelsystems steigender Platzbedarf auf der Konverterplattform durch die notwendige Blindleistungskompensation.

Durch die relativ geringe Leistung eines einzelnen Kabelsystems kann die Netzanbindung beim Einsatz der Drehstromtechnologie auf den anzuschließenden Windpark zugeschnitten werden und somit die Gesamtkapazität möglichst optimal aufgeteilt abgeführt werden. Die Gefahr der Errichtung von Überkapazitäten erscheint somit geringer.

5.1.2.6 Drehstromsystem: Übertragungsspannung 155 kV

Die Drehstromseite der Konverterplattform wird auf eine einheitliche Spannungsebene von 155 kV ausgelegt.

Wie die Gleichstrom- sollen auch die Drehstromsysteme standardisiert werden. Damit werden die bereits aufgeführten Vorteile in Bezug auf einen beschleunigten und kosteneffizienten Bau der Netzanschlusssysteme angestrebt. Eine einheitliche Spannungsebene der Drehstromsysteme ist für den Aufbau eines effizienten Offshore-Netzes notwendig, um die Verbindung von Anbindungsleitungen untereinander bereits kurz- bis mittelfristig mit bestehender Technik zu ermöglichen. So können bei einer einheitlichen Spannungsebene mittels Drehstrom bereits heute (Teil-) Redundanzen und damit Ausfallsicherheiten im System geschaffen werden. Auf die Ausführungen unter Kapitel 5.1 wird verwiesen.

Der Netzbetreiber plant die aktuell in der Realisierung befindlichen bzw. ausgeschriebenen Systeme mit einer Übertragungsspannung von 155 kV.

Im Rahmen des Fortschreibungsverfahrens des BFO 2013/2014 wurde von Seiten der Entwickler und Projektierer von Offshore-Windparks die Festlegung einer höheren Spannungsebene gefordert. Durch eine höhere Spannungsebene könnte wiederum eine höhere Systemleistung realisiert werden, sodass in der Tendenz eine geringere Anzahl von Systemen zur Verbindung zwischen der Umspannplattform eines Windparks und der Konverterplattform notwendig ist. Die Erhöhung der Spannungsebene hat Auswirkungen auf die Baugrößen der Offshore-Plattformen, da sowohl für die Kompensationseinrichtungen als auch für die Schaltanlagen mehr Platz benötigt wird. Da an eine Konverterplattform mehrere Windparks sowie zusätzlich Verbindungen untereinander angebunden werden, kann es hier zu einem deutlich erhöhten Platzbedarf kommen, wobei die Plattformen bereits die Grenzen der aktuell möglichen Größe bzw. Grenzen der Logistik erreicht haben. Insbesondere würden verschiedene Spannungsebenen von AC-Anbindungsleitungen auf einer Konverterplattform sowie bei Konverterplattformen, die das „Mutter-Tochter-Konzept“ (siehe Technikvorgabe 5.2.1.5) umsetzen, zu einer Vielzahl an verschiedenen Komponenten führen.

Des Weiteren schafft eine einheitliche Spannungsebene die Möglichkeit Störungen effizienter zu beseitigen, da gleichartige Ersatzteile vorgehalten werden können.

Die Festlegung einer Spannungsebene, die von allen bisher umgesetzten und geplanten Netzanschlusssystemen abweicht, würde eine Verbindung der neuen Systeme mit diesen deutlich erschweren. Daher beschränkt ein höherer Spannungsstandard nach Stellungnahme der Bundesnetzagentur im Rahmen des Aufstellungsverfahrens des BFO-N 2012 die Möglichkeiten des Netzbetreibers, der Forderung des § 17f Abs. 3 EnWG nachzukommen, alle möglichen Maßnahmen zu ergreifen, um die mit Hilfe der Offshore-Umlage zu finanzierenden Schäden zu verhindern und zu beseitigen. Eine Abweichung gegenüber den bisher von dem Netzbetreiber vorgesehenen 155 kV birgt damit die erhebliche Gefahr, dass die vom Netznutzer über eine Umlage zu tragende finanzielle Belastung für Entschädigungszahlungen in erheblichem Maße steigt.

Für die Drehstromverbindung der Konverterplattform mit der Umspannplattform der Offshore-Windparks wird daher ein Standard der Übertragungsspannung von 155 kV festgelegt. Auch in Zukunft müssen vor einer Anhebung dieser Drehstrom-Spannungsebene die Nachteile aufgrund der nicht mehr möglichen direkten Verbindung untereinander gegenüber den Vorteilen abgewogen werden, die mit einer höheren Spannungsebene verbunden sind. Gleichwohl soll im Rahmen der Aufstellung des Flächenentwicklungsplans regelmäßig auch für die Drehstromsysteme überprüft werden, ob eine Anpassung der Standardspannung angezeigt ist.

Aufgrund von Restriktionen der Schaltanlagen sowie des Kabels kann auf Grundlage der dem BSH vorliegenden Informationen bei einer Systemspannung von 155 kV eine Systemleistung von bis zu 225 MW eingesetzt werden. Damit ist mit der festgelegten Spannungsebene auch ein sukzessiver Netzanschluss der Windparks in sinnvollen und branchenüblichen Bauabschnitten möglich. Grundsätzlich sollte die Anzahl der für die Übertragungsaufgabe eingesetzten Kabelsysteme möglichst gering sein und bei der Planung des Windpark-Layouts sowie im Rahmen von Clusterkonzepten (vgl. Kapitel 4.2) berücksichtigt werden.

5.1.2.7 Diskussion alternatives Anbindungskonzept: 66 kV-Direktanbindungen

Im Rahmen der Fortschreibung des BFO-N 2016/2017 wurde eine Öffnung der standardisierten Technikvorgaben von Offshore-Windpark-Vorhabensträgern/Betreibern, Verbänden sowie Herstellern zur möglichen Umsetzung von neuen Anbindungskonzepten gefordert. Insbesondere wurde gefordert, das Konzept der Direktanbindung von Offshore-Windenergieanlagen mit 66 kV-Seekabelsystemen an die Konverterplattform einzusetzen.

Das Konzept sieht vor, dass Offshore-Windenergieanlagen direkt an die Konverterplattform mit 66 kV-Seekabelsystemen angebunden werden. Dadurch entfallen die Umspannplattform sowie die 155 kV Zwischenspannungsebene zwischen Umspann- und Konverterplattform. Von der Konverterplattform aus wird mittels Gleichstromübertragung eine Anbindung zum Netzverknüpfungspunkt an Land geführt.

Hinsichtlich der konkreten Umsetzung bestehen jedoch insbesondere zu technischen und formellen Schnittstellen noch viele offene Fragen, deren vorherige Klärung Grundvoraussetzung für eine eventuelle Umsetzung im Rahmen des jeweiligen Einzelzulassungsverfahrens wäre. Eine rein technische Betrachtungsweise, nach der lt. zuständigem Übertragungsnetzbetreiber ein Projektinitiierungsbeginn bei einem Anschlusssystem bereits 2018 erfolgen könnte, greift zu kurz. So erwarten die Anbieter von Anbindungssystemen aufgrund ihrer Erfahrungen aus der Vergangenheit, dass für den Einsatz eines neuen Anbindungskonzeptes aufgrund der Anpassung an die jeweiligen Rahmenbedingungen ein relativ langer Zeitraum (bis zu 8 Jahre) eingeplant werden könne.

Eine mögliche zukünftige Umsetzung des 66-kV-Direktanbindungskonzepts steht nach Auffassung der BNetzA zunächst unter der Voraussetzung und gleichzeitig unter dem Vorbehalt einer Kostensenkung für den Netznutzer. Da das Mutter-Tochter-Konzept bei diesem Anbindungskonzept aufgrund der erforderlichen zentralen Lage der Konverterplattformen nicht umsetzbar ist, entfallen bei diesem Anbindungskonzept technische und logistische Synergien. Auch die daraus resultieren Auswirkungen auf die Kosten sowie Aufwendungen für die Voraussetzungen von Verbindungen untereinander (155 kV, siehe standardisierte Technikvorgabe 5.2.1.8) wären zu berücksichtigen.

Bereits zum jetzigen Zeitpunkt ist zudem absehbar, dass bei diesem Anbindungskonzept ein erhöhter Abstimmungsbedarf bei der Vorbereitung und Durchführung der jeweiligen Einzelzulassungsverfahren im Falle der Beantragung bestehen würde. Durch die gemeinsame Nutzung der Konverterplattform bedürfte es bei Planung, Errichtung, Betrieb, Wartungs- und Instandhaltungen, dem möglichen Reparaturfall und dem Rückbau zwischen Übertragungsnetzbetreiber und Offshore-Windpark-Vorhabensträgern/Betreibern sowie ggf. zwischen verschiedenen Offshore-Windpark-Vorhabensträgern/Betreibern, die ihre Offshore-Windenergieanlagen an dieselbe Konverterplattform anbinden, einer engen Abstimmung.

So wäre durch den Wegfall der Umspannplattform eine Festlegung der **Eigentumsgrenze/des Netzeinspeisepunktes auf der Konverterplattform** bzw. eine entsprechende Vereinbarung zwischen Übertragungsnetzbetreiber und Offshore-Windpark-Vorhabensträgern/Betreibern erforderlich.

Des Weiteren wäre durch den Wegfall der Umspannplattform auch eine Integration von Komponenten, die bislang auf dieser untergebracht waren, auf der Konverterplattform erforderlich. Damit einhergehend wären auch eine **mögliche Mitnutzung der Konverterplattform sowie Komponenten** aber auch **Räumen und Funktionen** auf der Konverterplattform durch den Offshore-Windpark-Betreiber zu klären. Hierzu ergab die Konsultation kein einheitliches Bild. Viele Fragen – z. B. die Mitnutzung der Zugangseinrichtungen (Hubschrauberlandedeck sowie Boat-Landing), der Aufenthaltsräume und Unterkünfte, des Kabelanschlussraums und der Eigenbedarfsversorgung – sind bisher nur ansatzweise adressiert. Für den Fall, dass eine Mitnutzung der Konverterplattform nicht möglich sein sollte, könnte die Notwendigkeit einer durch Offshore-Windpark-Vorhabensträger/Betreiber zu errichtenden Plattform – wie beispielsweise einer Wohnplattform – entstehen.

Zudem wäre abweichend von den standardisierten Technikvorgaben in Kap. 5.2.1.7 eine entsprechend angepasste erforderliche Anzahl an Schaltfeldern vorzusehen. Anhand der im Rahmen der Konsultation eingegangenen Stellungnahmen erscheinen mindestens 2 Anschlüsse für das Gleichstrom-Seekabelsystem, 12 Schaltfelder für 66 kV-Drehstrom-Seekabelsysteme von Offshore-Windparks, 2 Schaltfelder zur 155 kV-Drehstrom-Verbindung von Anbindungsleitungen untereinander und 2 Reserveschaltfelder erforderlich. Die genaue Ausgestaltung auch in Bezug auf z. B. die jeweils notwendige Blindleistungskompensation müsste an die konkreten Anforderungen der Einzelplattform angepasst werden.

Die standardisierte Technikvorgabe 5.2.1.8 (Voraussetzungen für Verbindungen untereinander schaffen) wäre weiterhin auch bei diesem Anbindungskonzept umzusetzen. Demzufolge wären bei der Planung des Netzanbindungssystems auch bei dem Standort der Konverterplattform sowie bei der Trassenführung der Gleichstrom-Seekabelsysteme entsprechende Räume für Verbindungen untereinander vorzusehen. Insbesondere auf die Planungsgrundsätze 7.2.1, 7.2.2, 7.2.4 und 7.2.6 wird verwiesen.

Weiteres Abstimmungserfordernis bestünde hinsichtlich der **Schutz- und Sicherheitskonzepte** sowie der **Abfall- und Betriebsstoffkonzepte**.

Einhergehend mit der zu klärenden Frage der Eigentumsgrenzen/des Netzeinspeisepunktes auf der Konverterplattform wäre außerdem zu regeln, ob der **Betrieb der Drehstrom-Schaltanlage** durch den bzw. die Offshore-Windpark-Betreiber oder durch den Übertragungsnetzbetreiber erfolgt.

Vorgenannte Schnittstellen wären sowohl in Bezug auf Verantwortlichkeiten und Zuständigkeiten, Risikosphären und Haftungsumfänge als auch im Hinblick auf die **Kostentragung** bzw. **Kostenbeteiligung** zu definieren. Voraussetzung für die Umsetzung des 66 kV-Direktanbindungskonzeptes wäre daher das Vorliegen eines Entwurfs einer Schnittstellenvereinbarung zwischen Übertragungsnetzbetreiber und Windpark-Vorhabenträger vor Beginn des jeweiligen Einzelzulassungsverfahren, der mindestens die in diesem Kapitel angesprochenen Punkte behandelt.

Ein Ergebnis der Konsultation ist auch, dass bei diesem Konzept die Konverterplattform als **zentraler Standort** innerhalb der Cluster vorzusehen wäre, die an die Konverterplattform angebunden würden. Auch hieraus ergäbe sich ein **erhöhter Abstimmungsbedarf** für die Planung, den Bau, den Betrieb sowie für etwaige Reparatur – und Wartungsarbeiten des Netzanbindungssystems, von Verbindungen untereinander und der Offshore-Windparks.

Der zuständige Übertragungsnetzbetreiber fordert z. B., dass bei einem zentralen Standort, der nicht in mindestens eine Richtung **per Schiff** frei **zugänglich** ist, ein Sicherheitsabstand von mindestens 1.000 m zu Anlagen Dritter erforderlich wäre. Für die Errichtung sei ausreichend Platz und Sicherheitsabstand für den Einsatz sehr großer Installationsfahrzeuge und Anker

erforderlich. Zusätzlich sei **ausreichend Raum** für den **An- und Abflugkorridor von Hubschraubern** notwendig. Zudem sollte die **Errichtung** der **Konverterplattform vor Verlegung der 66 kV-Kabelsysteme** erfolgen, sodass Einschränkungen und ein erhöhtes Gefahrenpotenzial z. B. bei der Ankersetzung von Errichterschiffen vermindert werden können.

Bei der **Planung** der Offshore-Windparks bestünde auch ein erhöhter Abstimmungsbedarf mit dem Übertragungsnetzbetreiber zu der **Auslegung und Verteilung der 66 kV-Seekabelsysteme**. Beispielsweise rät der zuständige Übertragungsnetzbetreiber von dem Betrieb geschlossener Ringe bzw. „Schleifen" aus technischen Gründen ab.

Zu bedenken wäre auch, dass zur effizienten Nutzung und Auslastung der Konverterplattform bzw. des Netzanbindungssystems ggf. **Voraussetzungen** für die **Anbindung eines weiteren Offshore-Windparks** zu schaffen wären. Dies erforderte bereits bei der Planung des Netzanbindungssystems und des ersten Offshore-Windparks eine Berücksichtigung dessen.

Daraus ergäben sich zusätzliche Anforderungen an die Planung der Offshore-Windparks sowie das Erfordernis einer detaillierten umfangreichen Planung der Konverterplattform und des Trassenverlaufs der Gleichstromanbindung und der Verbindungen untereinander.

Als nachteilig könnte sich erweisen, dass dieses Anbindungskonzept es nicht ermöglicht, neben der Direktanbindung eines Windparks einen anderen Windpark mit dem bislang umgesetzten Anbindungskonzept – über 155 kV-Drehstrom-Seekabelsysteme zwischen einer Umspannplattform und der Konverterplattform – anzubinden. Demzufolge müsste auch hierzu eine frühzeitige enge Abstimmung zwischen Übertragungsnetzbetreiber und Offshore-Windpark-Vorhabensträgern/Betreibern erfolgen. Auch eine clusterübergreifende Anbindung eines Offshore-Windparks mittels 66 kV-Drehstrom-Seekabelsystemen wäre aufgrund der Begrenzung der Länge der Seekabelsysteme sowie der zusätzlich hohen Flächeninanspruchnahme und der Leistungsbegrenzung der Seekabelsysteme nicht möglich.

Nach derzeitiger Einschätzung wäre von folgenden standardisierten Technikvorgaben und Planungsgrundsätzen im Rahmen des Einzelzulassungsverfahrens für die Errichtung und den Betrieb von Offshore-Windenergieanlagen einschließlich entsprechender Nebenanlagen und für die Errichtung und Betrieb von Offshore-Netzanbindungen bzw. bei der Umsetzung des von der BNetzA bestätigten O-NEP durch den zuständigen Übertragungsnetzbetreiber abzuweichen:

- standardisierte Technikvorgabe 5.1.2.5: Einsatz Drehstromtechnologie zur Verbindung der Konverterplattformen mit Umspannplattformen der Offshore-Windparks,
- standardisierte Technikvorgabe 5.1.2.6: Drehstromsystem: Übertragungsspannung 155 kV,
- standardisierte Technikvorgabe 5.2.1.5: Errichtung von zwei Plattformen in unmittelbarer Nähe zueinander,
- standardisierte Technikvorgabe 5.2.1.6: Drehstromsystem: Übertragungsspannung 155 kV sowie
- Planungsgrundsatz 5.2.2.3: Länge des Drehstrom-Kabelsystems zur Anbindung der Umspannplattform nicht länger als 20 km.

All diese Fragen müssten geklärt werden, sollte die Anbindung eines Offshore-Windparks mit dem 66-kV-Direktanbindungskonzept angestrebt werden. Dabei ist die Nennung der in diesem Kapitel genannten Punkte ist nicht abschließend. Das bisherige Anbindungskonzept auf Basis einer 155 kV-Netzanbindung zur Konverterstation bleibt daher weiterhin das Standard-Anbindungskonzept.

5.2 Standorte von Konverterplattformen

Unter einer **Konverterplattform** ist eine Plattform des Übertragungsnetzbetreibers zu verstehen, auf welcher der von den **Umspannplattformen der Windparks** ankommende Strom **gebündelt, umgespannt** und **umgerichtet** wird.

5.2.1 Standardisierte Technikvorgaben

Zusammenfassung

- Gleichstromsystem: Selbstgeführt, Übertragungsspannung +/- 320 kV, Standardleistung 900 MW
- Errichtung von zwei Plattformen in unmittelbarer Nähe zueinander
- Drehstromsystem: Übertragungsspannung 155 kV
- Anforderung an Art und Anzahl vorzuhaltender Schaltfelder
- Voraussetzungen für Verbindungen untereinander schaffen

5.2.1.1 Einsatz Gleichstromtechnologie

Anbindungsleitungen für Offshore-Windparks werden als Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) ausgeführt

Wegen der Begründung wird auf die Begründung zur standardisierten Technikvorgabe 5.1.2.1 verwiesen.

5.2.1.2 Gleichstromsystem: Selbstgeführte Technologie

Das Gleichstromsystem auf der Konverterplattform wird als selbstgeführte Hochspannungsgleichstromübertragung ausgeführt.

Wegen der Begründung wird auf die Begründung zur standardisierten Technikvorgabe 5.1.2.2 verwiesen.

5.2.1.3 Gleichstromsystem: Übertragungsspannung +/- 320 kV

Das Gleichstrom-System auf der Konverterplattform wird mit einer einheitlichen Spannungsebene von +/- 320 kV ausgeführt.

Wegen der Begründung wird auf die Begründung zur standardisierten Technikvorgabe 5.1.2.3 verwiesen.

5.2.1.4 Gleichstromsystem: Standardleistung 900 MW

Das Gleichstrom-System der Konverterplattform wird mit einer Standardleistung von 900 MW ausgeführt.

Wegen der Begründung wird auf die Begründung zur standardisierten Technikvorgabe 5.1.2.4 verwiesen.

5.2.1.5 Errichtung von zwei Plattformen in unmittelbarer Nähe zueinander

Konverterplattformen werden nach einem sog. „Mutter-Tochter-Konzept“ entwickelt, so dass je zwei Plattformen in unmittelbarer Nähe zueinander errichtet und über eine Brücke verbunden werden.

Die Standorte von Konverterplattformen werden sowohl in Bezug auf die Leistung als auch die räumliche Planung auf Grundlage der bestehenden Windparkplanungen in den entsprechenden Clustern festgelegt. Um technische sowie logistische Synergien nutzen zu können, sollen – wo möglich – jeweils zwei Konverterplattformen in unmittelbar räumlicher Nähe von ca. 30 m bis 50 m Entfernung zueinander errichtet werden. Diese beiden Plattformen sollen sowohl baulich

als auch elektrisch durch ein Drehstrom-Kabelsystem über eine Brücke miteinander verbunden werden. Dies entspricht den Planungsgrundlagen des ÜNB, der das „Mutter-Tochter-Konzept“ entwickelt und in das Verfahren eingebracht hat.

Durch die bauliche Verbindung können die vorzuhaltenden und auch zu unterhaltenden Hilfssysteme, wie beispielsweise das Helikopterdeck oder Unterkünfte, gemeinsam genutzt und müssen nur auf einer der Plattformen vorgesehen werden, wodurch für den Netzbetreiber Vorteile in Bezug auf Investitions- und Betriebskosten bestehen.

Mit der Verbindung der eigentlich getrennten Netzanschlusssysteme der jeweiligen Konverterplattform durch Drehstromkabelsysteme können die Zuverlässigkeit bzw. Verfügbarkeit des Gesamtsystems erhöht und somit (Teil-) Redundanzen im System realisiert werden. Diese schaffen gegenüber der einzelnen Anbindungsleitung einen ersten Schritt in Richtung höherer Ausfallsicherheit der Offshore-Netzanschlüsse. So kann beim Ausfall eines Gleichstromsystems z. B. durch Wartung oder einen Fehler je nach Einspeisesituation freie Kapazität der benachbarten Anbindungsleitung genutzt oder zumindest eine Notstromversorgung der angeschlossenen Offshore-Windparks gewährleistet werden.

Auf Grundlage des Mutter-Tochter-Konzepts sollen an den jeweils dafür vorgesehenen Standorten möglichst einheitliche Standortlayouts umgesetzt werden. Die jeweiligen Plattformen können somit soweit möglich technisch standardisiert werden. In Bezug auf den Einsatz des Mutter-Tochter-Konzepts muss dabei eine grundsätzliche technisch-wirtschaftliche Abwägung zwischen den Vorteilen durch die beschriebenen Effizienzen und den entstehenden Nachteilen gegenüber Einzelstandorten stattfinden. So ergeben sich z. B. tendenziell längere Drehstromverbindungen zwischen den Umspannplattformen der Windparks und der Konverterplattform.

Vor dem Hintergrund möglicher Nachteile bei einem Unfall zweier Plattformen in unmittelbarer Nähe ist darauf hinzuweisen, dass im Rahmen des Planfeststellungsverfahrens von Netzanbindungssystemen eine Risikostudie zur Kollisionshäufigkeit einzureichen ist. In dieser ist die Kollisionshäufigkeit zu ermitteln und zu bewerten. Auch eine kumulative Betrachtung unter Berücksichtigung der benachbarten Bauwerke ist durchzuführen. Des Weiteren sind risikominimierende Maßnahmen im Rahmen der Risikostudie zu beschreiben und zu bewerten.

Im Vollzug ist eine Kollisionsanalyse vorzulegen. In dieser ist das Bauwerksverhalten im Fall einer Schiffskollision darzustellen. Hierbei ist z. B. zu erläutern, dass die Struktur nicht versagen wird. Entsprechende schiffskörpererhaltende Maßnahmen sind zu dokumentieren. Gleichzeitig ist in dieser Analyse darzulegen, wie die größtmögliche schiffskörpererhaltende Auslegung sichergestellt wird.

Um Alternativen vorzuhalten, falls sich zukünftig zeigen sollte, dass sich das Mutter-Tochter-Konzept nicht oder nicht durchgängig realisieren lässt bzw. im Einzelfall nicht von Vorteil sein sollte, werden mittels der am 15. Juni 2015 erlassenen Verlängerung und Änderung der Veränderungssperre vom 15. Juni 2012 und ggf. anzupassenden Veränderungssperre vorsorglich im räumlichen Umgriff des Clusters vorhandene Gebiete für entsprechende Standorte kleinräumig gesichert.

Alternative Standorte werden zum Beispiel in den Clustern vorgesehen, in welchen noch keine konkreten Planungen und damit verbundene Baugrunderkundungen des ÜNB vorliegen. In Cluster 7 wird über die Veränderungssperre ein alternativer Konverterstandort südlich der Gleichstrom-Seekabelsysteme „BorWin1“ und „BorWin2“ an der westlichen Seite des Clusters vorgesehen.

In Cluster 3 (vgl. Kapitel 5.2.3) werden entgegen des Mutter-Tochter-Grundsatzes nicht nur zwei, sondern drei Konverterplattformen in unmittelbarer Nähe zueinander errichtet. In diesem Cluster sind die Windparkplanungen bereits so weit verfestigt, dass im Cluster kein ausreichender Platz für einen weiteren Standort vorhanden ist. Zudem ermöglicht die Lage am südlichen Rand des Clusters eine möglichst kurze Trasse des stromabführenden Kabels.

5.2.1.6 Drehstromsystem: Übertragungsspannung 155 kV

Die Drehstromseite der Konverterplattform wird auf eine einheitliche Spannungsebene von 155 kV ausgelegt.

Wegen der Begründung wird auf die Begründung zur standardisierten Technikvorgabe 5.1.2.6 verwiesen.

5.2.1.7 Anforderung an Art und Anzahl vorzuhaltender Schaltfelder

Die Konverterplattformen haben zusätzlich zu den Schaltfeldern für den Anschluss der Gleichstrom-Seekabelsysteme mindestens sechs Schaltfelder für Windparkanschlüsse, zwei Reserveschaltfelder und zwei Schaltfelder für Verbindungen untereinander vorzusehen.

Schaltfelder dienen zum Anschluss der Drehstrom-Seekabelsysteme von den Umspannplattformen der Offshore-Windparks oder der Drehstromverbindung von Anbindungsleitungen untereinander. Diese Schaltfelder müssen, insbesondere in Bezug auf die notwendige Blindleistungskompensation, auf den jeweiligen Einsatzfall ausgelegt werden. Gleichzeitig hat die Anzahl und die Konfiguration der Schaltfelder entscheidenden Einfluss auf die Dimensionierung der Plattform. Daher wird eine Minimalauslegung der Plattform vorgegeben. Gleichwohl wird eine vollumfängliche Standardisierung der Schaltfelder auch zukünftig nicht möglich sein.

Als Standard wird eine Mindestanzahl von Schaltfeldern vorgegeben, um durch eine standardisierte Konfiguration der Konverterplattformen z. B. in Bezug auf die Windparkanschlüsse hinreichend flexibel auf Änderungen von Anschlussszenarien, Störungen oder die Notwendigkeit von Interimslösungen reagieren zu können. Um Drehstromverbindungen zwischen den Konverterplattformen der Anbindungsleitungen zu ermöglichen, müssen auf der Konverterplattform eine ausreichende Anzahl Schaltfelder sowie Aufstell- und Anschlussmöglichkeiten für Kompensationsspulen vorgesehen werden.

Als Standard sollen auf den Plattformen mindestens folgende Schaltfelder vorgehalten werden:

- 2 Anschlüsse für das Gleichstrom-Seekabelsystem
- 6 Schaltfelder für Drehstrom-Seekabelsysteme von Offshore-Windparks
- 2 Schaltfelder zur Drehstrom-Verbindung von Anbindungsleitungen untereinander
- 2 Reserveschaltfelder

Zusätzlich sind ggf. plattformspezifisch Schaltfelder für die Verbindung zwischen Mutter- und Tochter-Plattformen sowie weitere absehbar notwendige Anschlüsse vorzusehen. Die Standardplattform muss in Bezug auf Raum und Gewicht so ausgelegt sein, dass die notwendige Kabelkompensation installiert werden kann. Der Kompensationsbedarf wird dabei durch den Planungsgrundsatz 5.4.2.5, nach dem die Länge des Drehstromkabelsystems 20 km möglichst nicht überschreiten soll, begrenzt.

Die genaue Ausgestaltung z. B. in Bezug auf die jeweils notwendige Blindleistungskompensation muss im Rahmen der einzelnen Zulassungsverfahren bzw. in der Aufstellung des Flächenentwicklungsplans an die konkreten Anforderungen der Einzelplattform angepasst werden.

5.2.1.8 Voraussetzungen für Verbindungen untereinander schaffen

Bei Planung und Errichtung von Konverterplattformen ist zu berücksichtigen, dass die Voraussetzungen für Verbindungen der Anbindungsleitungen untereinander geschaffen werden.

Im Plan sollen Verbindungen untereinander dargestellt werden, die zur Gewährleistung der Systemsicherheit beitragen können und mit einem effizienten Netzausbau vereinbar sind. Es sollen Trassen oder Trassenkorridore zu oder für mögliche Verbindungen von Offshore-Anlagen, Trassen für Anbindungsleitungen, Standorten von Konverterplattformen sowie

grenzüberschreitenden Stromleitungen untereinander festgelegt werden. Grundsätzlich kommt eine Verbindung der Anbindungsleitungen durch Drehstrom- oder durch Gleichstromsysteme in Frage. Derzeit kann für die Verbindungen jedoch nur die Drehstromtechnologie eingesetzt werden. Die notwendigen Komponenten zur Gleichstromverbindung untereinander, stehen noch nicht zur Verfügung.

Soweit möglich sollen bei der Auslegung der Konverterplattformen die Voraussetzungen für Verbindungen der Anbindungsleitungen untereinander vor allem mit Drehstrom- aber auch bereits mit Gleichstromtechnik geschaffen werden. Konkret sollen Verbindungen untereinander mit Drehstrom z. B. durch die Verwendung der einheitlichen Spannungsebene von 155 kV und durch die Vorhaltung einer Mindestanzahl von Schaltfeldern Verbindungen untereinander vorbereitet werden.

Mittelfristig ist jedoch auch mit der Verfügbarkeit der für Gleichstromverbindungen untereinander notwendigen Komponenten zu rechnen. Die Ausführung von Verbindungen untereinander in Gleichstromtechnik hat, aufgrund der geringeren Leitungsverluste und da keine Blindleistungskompensation notwendig wird, insbesondere auf längeren Verbindungsstrecken Vorteile gegenüber der Drehstromübertragung. Die Gleichstromtechnik ist daher für Verbindungen untereinander mit einer Länge von über 20 km voraussichtlich vorzuziehen. Deshalb soll bereits im Rahmen dieses Plans die Schaffung von Voraussetzungen für eine Verbindung der Anbindungsleitungen durch Gleichstromseekabel berücksichtigt werden, beispielsweise durch einheitliche Übertragungsspannungen der Gleichstromsysteme von +/- 320 kV.

Die Verbindung von Anbindungsleitungen untereinander, vor allem auch die Möglichkeiten, die die Gleichspannungsübertragung in Zukunft verspricht, sollen im Rahmen der Aufstellung des Flächenentwicklungsplans ggf. durch ein Gutachten eingehender betrachtet und konkretisiert werden. Die Entscheidung „ob“ und „wann“ eine Verbindung untereinander umgesetzt wird, wird im Einzelfall im Rahmen eines der BNetzA von den Netzbetreibern vorzulegenden Schadensminderungskonzepts festgelegt – der BFO-N soll die Voraussetzungen für diese Verbindungen schaffen.

5.2.2 Planungsgrundsätze

Zusammenfassung

- Erreichbar mit Helikoptern und Schiffen
- Flächenbedarf von 100 x 200 m sowie zusätzlich Manövrierraum
- Länge des Drehstrom-Kabelsystems zur Anbindung der Umspannplattformen nicht länger als 20 km
- Sicherheit des Verkehrs darf nicht beeinträchtigt werden (500 m Abstand zu Vorrang- und Vorbehaltsgebieten Schifffahrt)
- Berücksichtigung aller bestehenden und genehmigten Nutzungen, Abstand 500 m
- Errichtung in Natura2000-Gebieten / geschützten Biotopen unzulässig, außerhalb nur mit wirksamen Schallminderungsmaßnahmen
- Berücksichtigung von Kulturgütern und Fundstellen von Kampfmitteln
- Rückbaupflicht

5.2.2.1 Erreichbarkeit mit Helikoptern und Schiffen

Konverterplattformen sind so zu planen, dass sie verlässlich mit Helikoptern und Schiffen zu erreichen sind.

Die Konverterplattformen sind wichtiger Bestandteil des öffentlichen Netzes und damit der Energieversorgung. Hier wird die in den Offshore-Windparks erzeugte Energie gebündelt und in

Gleichstrom umgerichtet. Da diese Plattformen bedeutend für die Systemsicherheit sind, ist die Erreichbarkeit mit Schiffen bzw. mit Helikoptern, insbesondere bei erforderlich werdenden Reparaturmaßnahmen, sicherzustellen. Die hierfür erforderlichen Flächen bzw. Flugkorridore sind von der An- und Abflug- behindernden Bebauung freizuhalten. Bei den im direkten räumlichen Zusammenhang errichteten Plattformen ist voraussichtlich nur jeweils eine Plattform mit Helikopterdeck ausgestattet, was im Rahmen der Planung der Flugkorridore zu berücksichtigen ist. Für den Helikopterverkehr ist die Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Genehmigung der Anlage und des Betriebs von Hubschrauberflugplätzen vom 19. Dezember 2005 anzuwenden.

Die An- und Abflugkorridore sind im Einzelverfahren in Abstimmung zwischen Windpark und Netzbetreiber im Sinne einer nachhaltigen Flächennutzung und der gutnachbarschaftlichen Zusammenarbeit frühzeitig abzustimmen und zu optimieren.

Neben Helikoptern werden insbesondere bei Reparaturen auch Schiffe eingesetzt. Der Platz um die Konverterplattformen ist so zu bemessen, dass dort die für die Reparatur erforderlichen Schiffe anfahren und liegen können. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass an jede Plattform eine Vielzahl von Kabelsystemen herangeführt werden müssen (vgl. standardisierte Technikvorgabe 5.2.1.7). Hieraus entstehen zusätzliche Restriktionen, insbesondere für Ankerungen.

5.2.2.2 Flächenbedarf

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

Für die Plattformen selbst ist bezüglich einer sicheren Errichtung und eines verlässlichen Betriebs eine Grundfläche von 100 x 200 m erforderlich. Diese Fläche ist etwas größer als die eigentliche Konverterplattform, die nach derzeitigem Entwicklungsstand bauliche Abmessungen von ca. 65 x 105 m aufweisen wird. Dies ist erforderlich, da im BFO-N nur Flächen für Konverterstandorte vorgesehen werden, jedoch keine genaue Untersuchung des Standorts erfolgt. Die Ermittlung des exakten Standortes der Konverterplattform ist Gegenstand des jeweiligen Zulassungsverfahrens, da in diesem Rahmen standortspezifische Baugrunduntersuchungen durch den Antragsteller durchgeführt werden. Neben der Plattform sind Flächen zur Errichtung der Plattform (Jack-up Zonen) freizuhalten, welche voraussichtlich ca. 40 m breit sind. Je nach Bauschiff kann darüber hinaus Raum für Ankerketten etc. benötigt werden.

Für zwei nebeneinander stehende Plattformen ist aufgrund des erforderlichen Manövrierraums für Schiffe sowie der erforderlichen Fläche für die Heranführung der Kabelsysteme an die Plattformen von einer Fläche von ca. 600 x 200 m auszugehen, bei ggf. erforderlich werdenden drei nebeneinanderstehenden Plattformen liegt der Platzbedarf voraussichtlich bei 600 x 600 m. Der Übertragungsnetzbetreiber der Nordsee, TenneT, hat erneut im Rahmen der Abfrage zum Fortschreibungsbedarf vorgetragen, dass für die Installation der Plattformen zusätzlich zu dieser Fläche ein Radius von mindestens 1.000 m um die Plattformmittelpunkte von Anlagen oder Kabelsystemen Dritter freizuhalten sei. Zur Heranführung der Drehstromkabelsysteme an die Plattform, zur zwischenzeitlichen Ablage von Kabelsystemen sowie um den Manövrierbedarf der Schiffe klein zu halten, solle zudem bis zu einer Detailplanung ein Bereich von 2.000 m um die Plattformmittelpunkte freigehalten werden. Diese Forderungen sind jedoch nicht vereinbar mit dem Grundsatz des sparsamen Flächenverbrauchs und befördern eine Tendenz zur seeverkehrstechnisch unerwünschten Ausbildung von alleinstehenden Bauwerken. Die Plattformen sollen verkehrlich in das Gesamtensemble der Windparkbebauung integriert werden. Dem begründeten Interesse des Netzbetreibers kann ggf. im Einzelverfahren nachgekommen werden. Sofern die Errichtung der Konverterplattform idealerweise zu Beginn der Erschließung eines Clusters steht, sollten etwa die in der Nähe der Plattform gelegenen Windenergieanlagen nach der Plattform errichtet werden. Eine Entscheidung darüber bleibt dem Einzelzulassungsverfahren vorbehalten.

5.2.2.3 Länge des Drehstrom-Kabelsystems

Konverterplattformen sind so zu planen, dass die Länge der Drehstrom-Seekabelsysteme zur Umspannplattform des Offshore-Windparks 20 km möglichst nicht überschreitet.

Der zentrale Konverterstandort sollte so gewählt werden, dass die Längen der Drehstrom-Seekabelsysteme zur Verbindung der Konverterplattform mit der Umspannplattform minimiert werden, aber dennoch die beste Ausnutzung der Übertragungskapazitäten erreicht werden kann. Für die Verbindungen der Konverterplattformen mit den Umspannplattformen der Offshore-Windparks kommt Drehstromtechnologie zum Einsatz (vgl. Kapitel 5.4). Aufgrund der mit der Länge des Drehstromkabelsystems zunehmenden Verluste und der damit einhergehenden Erwärmung des Meeresbodens soll die Entfernung zwischen Umspannplattform und Konverterplattform minimiert werden (vgl. Planungsgrundsatz 5.3.2.9). Zudem hat die Länge der Drehstrom-Seekabelsysteme direkten Einfluss auf die Größe der jeweiligen Plattform, da die erforderlich werdenden Drosselspulen von der Kabellänge abhängen. Insoweit hat bereits bei der Standortwahl eine Abwägung zwischen dem Platzbedarf der Konverterplattform und der Länge der Kabelsysteme stattzufinden. Grundsätzlich sollen der Standort von Konverterplattform und Umspannplattform so geplant werden, dass die Länge der Drehstromkabelsysteme zu ihrer Verbindung 20 km nicht überschreitet.

5.2.2.4 Beeinträchtigung der Sicherheit des Verkehrs

Durch die Errichtung und den Betrieb von Konverterplattformen darf die Sicherheit des Verkehrs nicht beeinträchtigt werden.

Diese Festlegung leitet sich aus dem Ziel der Raumordnung 3.5.1 (2) ab, nach dem durch die Errichtung und den Betrieb von Anlagen zur Energiegewinnung in Vorranggebieten für Windenergie die Sicherheit des Verkehrs nicht beeinträchtigt werden darf, sowie aus dem Grundsatz der Raumordnung 3.5.1 (7), nach dem auch außerhalb von Vorranggebieten für Windenergie die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs durch die Energiegewinnung nicht beeinträchtigt werden soll (AWZ Nordsee-ROV, Anlage zu § 1).

Zur Gewährleistung der Sicherheit der Schifffahrt, aber auch zur Integrität der Konverterplattformen werden nach § 53 WindSeeG – insbesondere bei angrenzenden Vorrang- bzw. Vorbehaltsgebieten für die Schifffahrt – um die Anlagen Sicherheitszonen eingerichtet, in der Regel 500 m um die Plattform. Die Sicherheitszone ist außerhalb der Vorrang- und Vorbehaltsgebiete Schifffahrt (Raumordnungsplan AWZ Nordsee) einzurichten. Im Rahmen der Aufstellung des BFO-N 2012 und der Fortschreibung des BFO-N 2013/2014 wurde von mehreren Teilnehmern eine Ausweitung der Sicherheitszone gefordert. Laut Seerechtsübereinkommen dürfen sich diese Zonen jedoch nicht über eine Entfernung von 500 Metern über den äußeren Rand der Konverterplattform hinaus erstrecken. Ein größerer Abstand zu den raumordnerisch festgelegten Schifffahrtsrouten ist ebenfalls nicht notwendigerweise zielführend, da die Schifffahrt nach Seerechtsübereinkommen nicht an diese gebunden ist. Die raumordnerisch festgelegten Schifffahrtsrouten sind lediglich von Bebauung freizuhalten, die die Schifffahrt behindert, um weiterhin eine freie Schifffahrt innerhalb der AWZ zu ermöglichen.

Die Sicherheitszone bewirkt einerseits, dass in diesen Bereichen gewerbliche Schifffahrt nicht stattfindet und andererseits eine ordnungsgemäße und nach den Regeln der guten Seemannschaft betriebene Schifffahrt auch weiterhin generell gefahrlos möglich ist. Da die Konverterplattformen derzeit regelmäßig am Rand von Windparks liegen, wird die Sicherheitszone der Konverterplattform regelmäßig zusammen mit der Sicherheitszone der Offshore-Windparks eingerichtet.

5.2.2.5 Berücksichtigung aller bestehenden und genehmigten Nutzungen

Auf bestehende und genehmigte Rohrleitungen sowie bestehende, genehmigte und im Rahmen dieses Plans festgelegte Seekabel, Offshore-Windparks und sonstige Hochbauten ist gebührend Rücksicht zu nehmen, indem regelmäßig ein Abstand von 500 m einzuhalten ist. Die Planung, Errichtung und der Betrieb der Konverterplattform sind in enger Abstimmung zwischen Übertragungsnetzbetreiber und den Offshore-Windpark- Vorhabensträgern/Betreibern durchzuführen.

Die Festlegung setzt das Ziel der Raumordnung 3.5.1 (10) um, nach dem bei Maßnahmen zur Energiegewinnung ist auf vorhandene Rohrleitungen und Seekabel gebührend Rücksicht zu nehmen und ein angemessener Abstand einzuhalten ist.

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

Aufgrund der räumlichen Nähe zwischen Offshore-Windparkvorhaben und Konverterplattform erwächst ein hoher Abstimmungsbedarf zwischen dem Offshore-Windpark-Vorhabensträger/Betreiber und dem Übertragungsnetzbetreiber. Dementsprechend ist es zwingend erforderlich, dass bereits zu einem sehr frühen Zeitpunkt der Vorhaben eine enge Abstimmung zwischen Übertragungsnetzbetreiber und den Offshore-Windpark-Vorhabensträger/Betreiber stattfindet. Für den Windpark-Vorhabensträger/Betreiber und den Übertragungsnetzbetreiber besteht beiderseits die uneingeschränkte Notwendigkeit einer kooperativen Zusammenarbeit. Dies gilt im Besonderen für den Informationsaustausch über Projekttermine, die gegenseitige Übergabe notwendiger Informationen und Details zu Planung, Errichtung sowie Inbetriebnahme der Plattform aber auch im Betrieb, bei etwaigen Reparatur– und Wartungsarbeiten und während des Rückbaus. Insbesondere die Errichtung ist zwischen Windenergieanlagen und Konverterplattform in gutnachbarschaftlicher Zusammenarbeit frühzeitig abzustimmen und zu optimieren. In allen Phasen haben sich beide Seiten über projektrelevante Entwicklungen zu informieren und Termine abzustimmen.

5.2.2.6 Errichtung in Natura2000-Gebieten unzulässig; Errichtung außerhalb geschützter Biotopstrukturen

Die Errichtung von Konverterplattformen in Natura2000-Gebieten ist unzulässig. Bei der konkreten Errichtung und dem Betrieb von Konverterplattformen sollen nachteilige Auswirkungen auf die Meeresumwelt, insbesondere die natürlichen Funktionen und die ökosystemare Bedeutung des Meeres, vermieden werden. Bekannte Vorkommen geschützter Biotope nach § 30 BNatSchG oder entsprechende Strukturen sind möglichst zu umgehen. Die möglichen Auswirkungen der Konverterplattformen auf die Meeresumwelt sollen nach den Vorgaben der Zulassungsbehörde im Rahmen eines vorhabensbezogenen Monitorings untersucht und dargelegt werden.

Diese Festlegung setzt das Ziel der Raumordnung 3.5.1 (3) um, nach dem Offshore-Windenergieanlagen außerhalb der dafür vorgesehenen Vorranggebiete sind in den Natura2000-Gebieten grundsätzlich unzulässig sind.

In den Natura2000-Gebieten ist die Errichtung von Konverterplattformen unzulässig. Dies dient der Wahrung der Schutz- und Erhaltungsziele der Natura2000-Gebiete, insbesondere im Hinblick auf potentielle nachteilige Auswirkungen auf die Meeresumwelt während der Bauphase. Die konkrete Umsetzung, z. B. zum Schutz lärmempfindlicher Meeressäuger, ist von der Zulassungsbehörde unter Berücksichtigung der Besonderheiten des Projektgebietes und

der Umstände des Einzelfalls im Rahmen der Zulassungsverfahren zu gewährleisten. Aufgrund der zu erwartenden Auswirkungen auf die Meeresumwelt in der Bauphase der Konverterplattformen ist regelmäßig ein Mindestabstand von 500 m zu Natura2000-Gebieten einzuhalten, soweit die Gebiete, insbesondere die örtlich nahe gelegenen Habitate und ihre Schutzziele nicht einen größeren Abstand erfordern; dies muss im Einzelverfahren geklärt werden.

Je nach Standort und Gründungskonstruktion des Konverters sowie je nach Schutz- und Erhaltungsziel des Gebiets können weitergehende Überlegungen im Einzelfall zu abweichenden Ergebnissen führen; insbesondere können zusätzlich Schutzmaßnahmen erforderlich werden. Die im Rahmen der strategischen Umweltprüfung durchgeführte FFH-Verträglichkeitsprüfung kommt zu dem Ergebnis, dass die Errichtung der geplanten Konverterplattformen unter strenger Einhaltung der im Rahmen der konkreten Zulassungsverfahren anzuordnenden Vermeidungs- und Verminderungsmaßnahmen, für die der BFO-N grundsätzliche textliche Festlegungen trifft, nach derzeitigem Stand zu keinen erheblichen Auswirkungen auf die Schutz- und Erhaltungsziele der Natura2000-Gebiete in der AWZ der Nordsee führen wird.

Die Vorgaben des § 45a Gesetzes zur Ordnung des Wasserhaushalts (WHG), der die Meeresstrategierahmenrichtlinie in nationales Recht umsetzt, sind zu beachten. Zusätzlich müssen die beste Umweltpraxis („best environmental practice“) gemäß OSPAR-Übereinkommen sowie der jeweilige Stand der Technik berücksichtigt werden. Diese Vorgaben sind im Rahmen des Einzelverfahrens zu konkretisieren. Sollten Vorkommen von in § 30 BNatSchG genannten Strukturen bei näheren Untersuchungen im konkreten Zulassungsverfahren von Konverterplattformen aufgefunden werden, sind diese zu analysieren und bei der Entscheidungsfindung mit besonderem Gewicht zu behandeln. Ggf. ist eine räumliche Alternative im Nahbereich zu ermitteln, die die entsprechenden Schutzgüter besser zu wahren in der Lage ist. Jedoch ist zum jetzigen Zeitpunkt keine konkrete räumliche Zuordnung der genannten Strukturen möglich.

Mit Blick auf § 2 Absatz 2 Nummer 6 ROG, der den Schutz, die Pflege und die Entwicklung von Natur und Landschaft mit den Erfordernissen eines Biotopverbundsystems verbindet, soll sichergestellt werden, dass die Ausbreitungsvorgänge und weiträumigen ökologischen Wechselbeziehungen der Arten und ihrer Lebensräume berücksichtigt werden.

5.2.2.7 Schallminderung

Wenn Konverterplattformen mit Pfahlgründungen installiert werden, so ist während der Rammung der Fundamente der Einsatz eines wirksamen Schallminderungssystems vorzusehen. Das Schallminderungssystem ist frühzeitig im Rahmen des Designs der Gründungskonstruktion zu integrieren.

Während der Rammung der Fundamente von Konverterplattformen ist zur Wahrung artenschutz- und gebietsschutzrechtlicher Belange der Einsatz eines wirksamen Schallminderungssystems vorzusehen. Die strategische Umweltprüfung kommt zu dem Ergebnis, dass nur bei Einhaltung von geltenden Lärmschutzwerten und unter Umsetzung der Vorgaben des Schallschutzkonzeptes des BMUB nach aktuellem Kenntnisstand mit ausreichender Sicherheit gewährleistet ist, dass die Anforderungen an den Artenschutz eingehalten und Natura2000-Gebiete in ihren für die Erhaltungsziele oder den Schutzzweck maßgeblichen Bestandteilen nicht erheblich beeinträchtigt werden. In den Einzelzulassungsverfahren sind gegenwärtig ein Schallereignispegel von 160 dB re 1µPa² s und ein Spitzenschalldruckpegel von 190 dB re 1µPa in 750 m Entfernung zur Rammstelle festgelegt. Maßnahmen zum Schallschutz werden standortspezifisch und bezogen auf die eingesetzte Gründungkonstruktion im Einzelfall konkretisiert. Dies erfolgt projektspezifisch im Rahmen der Zulassungsverfahren. Neben dem eigentlichen Schallminderungssystem ist der Einsatz weiterer umfangreicher schallschützender Maßnahmen und Überwachungsmaßnahmen erforderlich.

5.2.2.8 Berücksichtigung von Kulturgütern

Bei der Standortwahl sollen bekannte Fundstellen von Kulturgütern berücksichtigt werden. Sollten bei der Planung oder Errichtung der Konverterplattformen bisher nicht bekannte im Meeresboden befindliche Kulturgüter aufgefunden werden, müssen entsprechende Maßnahmen zur Sicherung des Kulturgutes getroffen werden.

Diese Festlegung leitet sich aus dem Grundsatz der Raumordnung 3.5.1 (13) ab, nach dem bei der Standortwahl für Offshore-Windenergieparks bekannte Fundstellen von Kulturgütern berücksichtigt werden und entsprechende Maßnahmen zur Sicherung des Kulturgutes getroffen werden sollen, falls bei der Planung oder Errichtung von Offshore-Windenergieparks bisher nicht bekannte im Meeresboden befindliche Kulturgüter aufgefunden werden**.**

Im Meeresboden können sich Kulturgüter von archäologischem Wert befinden, wie z. B. Bodendenkmale, Siedlungsreste oder historische Schiffswracks. Gemäß Artikel 149 Seerechtsübereinkommen der Vereinten Nationen (SRÜ) sind gefundene Gegenstände archäologischer oder historischer Art zum Nutzen der gesamten Menschheit zu bewahren oder zu verwenden. Eine große Anzahl solcher Schiffswracks ist bekannt und in der Unterwasserdatenbank des BSH verzeichnet. Die bei den zuständigen Stellen vorhandenen Informationen sollten bei der Auswahl von Standorten für die Errichtung von Konverterplattformen berücksichtigt werden. Es ist allerdings nicht auszuschließen, dass bei der näheren Untersuchung geplanter Standorte bzw. bei der Errichtung bisher nicht bekannte Kulturgüter aufgefunden werden. Um diese nicht zu beschädigen, müssen in diesem Falle in Absprache mit der zuständigen Behörde (unter Einbindung von Denkmalschutz- und Denkmalfachbehörden) geeignete Sicherungsmaßnahmen durchgeführt werden. Die Funde sind wissenschaftlich zu untersuchen und zu dokumentieren. Gegenstände archäologischer oder historischer Art sollen entweder an Ort und Stelle oder durch Bergung erhalten und bewahrt werden können. Die Erhaltung des kulturellen Erbes, insbesondere des archäologischen Erbes unter Wasser, liegt im Sinne des § 2 Abs. 1 S. 2 Nr. 3 SeeAnlV bzw. § 48 Abs. 4 S. 1 Nr. 8 WindSeeG im öffentlichen Interesse. Unter Maßgabe dieses Planungsgrundsatzes ist auch im Rahmen der strategischen Umweltprüfung nicht von einer erheblichen Beeinträchtigung dieses Schutzgutes auszugehen.

5.2.2.9 Berücksichtigung von Fundstellen von Kampfmitteln

Bei der Standortwahl sollen bekannte Fundstellen von Kampfmitteln berücksichtigt werden. Sollten bei der Planung oder Errichtung der Konverterplattformen bisher nicht bekannte im Meeresboden befindliche Kampfmittel aufgefunden werden, sind entsprechende Schutzmaßnahmen zu ergreifen.

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

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

5.2.2.10 Rückbaupflicht

Nach Aufgabe der Nutzung sind Konverterplattformen zurückzubauen.

Diese Festlegung setzt das Ziel der Raumordnung 3.5.1 (5) um, nach dem nach Aufgabe der Nutzung Offshore-Windenergieanlagen grundsätzlich zurückzubauen sind. Verursacht jedoch der Rückbau größere nachteilige Umweltauswirkungen als der Verbleib, ist von ihm ganz oder teilweise abzusehen, es sei denn, der Rückbau ist aus Gründen der Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs erforderlich.

Entsprechend der raumordnerischen Leitlinie, dass ortsfeste Nutzungen reversibel sein müssen, d. h. nur vorübergehend und zeitlich begrenzt stattfinden dürfen, sind auch Konverterplattformen nach Aufgabe der Nutzung zurückzubauen. Somit wird auch einer Behinderung einer etwaigen weiteren Planbarkeit dieser Fläche entgegengewirkt. Die Anordnung sowie die Ausgestaltung des Rückbaus im Einzelfall obliegen der zuständigen Fachbehörde. Für den Fall, dass der Rückbau größere nachteilige Umweltauswirkungen verursacht als der Verbleib, ist von ihm ganz oder teilweise abzusehen, es sei denn, Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs erfordern den Rückbau. Die vollständige Entfernung der Fundamente dürfte aus Gründen der Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs nicht erforderlich sein und im Übrigen größere Auswirkungen auf die Meeresumwelt haben als der teilweise Verbleib. Jedoch muss der Rückbau so weit erfolgen, dass die Oberkante des verbleibenden Fundaments unterhalb der beweglichen Sedimentunterkante liegt. Dies ist je nach Örtlichkeit für eine angemessene Zeit zu überprüfen, sodass sichergestellt ist, dass kein Hindernis für Schifffahrt oder Fischerei entsteht.

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

5.2.3 Räumliche Festlegungen

Bei der Fortschreibung des BFO-N wurden die bereits genehmigten bzw. gebauten Konverterplattformen des ÜNB berücksichtigt. Dies sind in Cluster 2 die Konverterplattform „DolWin alpha“ mit 800 MW (im Probebetrieb), die Umspannplattform des Windparks „alpha ventus“ mit 60 MW (Drehstrom-Seekabelsystem im Probebetrieb) sowie die Konverterplattform „DolWin gamma“ mit 900 MW (im Bau). In Cluster 3 wurde die Konverterplattform „DolWin beta“ (916 MW) errichtet und befindet sich im Probebetrieb. In Cluster 4 sind die Konverterplattformen „HelWin alpha“ (576 MW) und „HelWin beta“ (690 MW) erreichtet und befinden sich derzeit im Probebetrieb. In Cluster 5 wurde die Plattform „SylWin alpha“ mit 864 MW genehmigt und befindet sich ebenfalls im Probebetrieb. In Cluster 6 bestehen Genehmigungen für „BorWin alpha“ (400 MW, im Probebetrieb) und „BorWin beta“ (800 MW, im Probebetrieb). Darüber hinaus ist in Cluster 8 die Konverterplattform „BorWin gamma“ im Bau.

Darüber hinaus werden in diesem Plan in den Clustern 1 bis 8 sieben weitere Konverterplattformen vorgesehen. Diese sind so angeordnet, dass z. B. durch die Lage an Schifffahrtsrouten bzw. Natura2000-Gebieten eine Seite der Plattform nicht verbaut werden kann, um die Erreichbarkeit mittels Schiff und Helikopter sicherzustellen. Die Plattformstandorte sind so geplant, dass sie sich weitestgehend in die Windparkplanungen integrieren und nicht als mögliche exponierte Hindernisse ggf. höheren Risiken ausgesetzt werden. Bei der Mehrzahl der Standorte werden zwei Konverterplattformen in unmittelbarer Nachbarschaft zueinander (vgl. Kapitel 5.2.1.5) vorgesehen. Hiervon wird insbesondere in den Clustern abgewichen, in denen nur eine Konverterplattform erforderlich ist (Cluster 1 und 8). In Cluster 1 ist eine Konverterplattform im nördlichen Bereich des Clusters am Rand zwischen erörterten Offshore-Windparkvorhaben vorgesehen. In Cluster 3 werden entsprechend der bisherigen Planungen des ÜNB drei Konverterplattformen nebeneinander geplant. Aufgrund der Ausrichtung der Einrichtungen auf der ersten Konverterplattform „DolWin beta“ müssen in diesem Cluster alle weiteren Konverterplattformen westlich der Konverterplattform „DolWin beta“ geplant werden. In Cluster 5 ist eine weitere Konverterplattform westlich von „SylWin alpha“ vorgesehen. Für

Cluster 7 sind insgesamt zwei Konverterplattformen am östlichen Rand des Clusters geplant, diese sind über die clusterübergreifende Anbindung auch für Cluster 6 zugänglich. In Cluster 6 wird als Alternative zur clusterübergreifenden Anbindung die Konverterplattform „BorWin delta“ vorgesehen. Auf das Kapitel 1.5.1 wird verwiesen.

5.2.4 Kartographische Darstellung

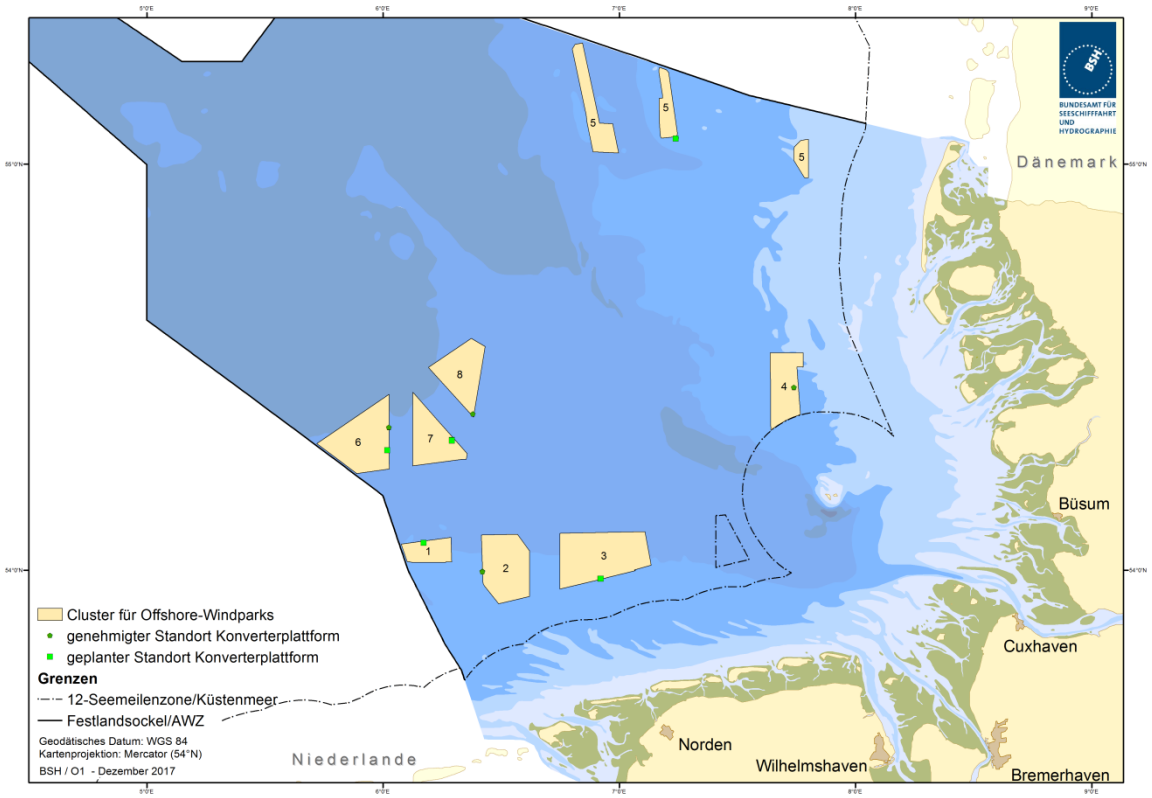


Abbildung 2: Standorte für Konverterplattformen in Windparkclustern 1 bis 8

5.3 Trassenkorridore für Gleichstrom-Seekabelsysteme

Unter einem **Gleichstrom-Seekabelsystem** im Sinne dieses Plans ist ein **Unterwasserkabelsystem** zu verstehen**, das die in den Offshore-Windenergieanlagen produzierte Energie von der Konverterplattform bis zu den Grenzkorridoren I bis IV an der Grenze der AWZ und 12 sm-Zone führt.** Das Gleichstrom-Seekabelsystem besteht nach dem Stand der Technik aus zwei Leitern, einem Hin- und einem Rückleiter, die gebündelt mit einem Lichtwellenleiter zur Kommunikation verlegt werden.

5.3.1 Standardisierte Technikvorgaben

Zusammenfassung

- Selbstgeführte Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ)
- Übertragungsspannung +/- 320 kV
- Standardleistung 900 MW

5.3.1.1 Einsatz Gleichstromtechnologie

Anbindungsleitungen für Offshore-Windparks werden als Hochspannungsgleichstrom-übertragung (HGÜ) ausgeführt

Wegen der Begründung wird auf die Begründung zur standardisierten Technikvorgabe 5.1.2.1 verwiesen.

5.3.1.2 Gleichstromsystem: Selbstgeführte Technologie

Gleichstrom-Seekabelsysteme werden als selbstgeführte Hochspannungsgleichstrom-übertragung ausgeführt.

Wegen der Begründung wird auf die Begründung zur standardisierten Technikvorgabe 5.1.2.2 verwiesen.

5.3.1.3 Übertragungsspannung +/- 320 kV

Gleichstrom-Seekabelsysteme werden mit einer einheitlichen Übertragungsspannung von +/- 320 kV ausgeführt.

Wegen der Begründung wird auf die Begründung der standardisierten Technikvorgabe 5.1.2.3 verwiesen.

5.3.1.4 Standardleistung 900 MW

Gleichstrom-Seekabelsysteme werden mit einer Standardleistung von 900 MW ausgeführt.

Wegen der Begründung wird auf die Begründung der standardisierten Technikvorgabe 5.1.2.4 verwiesen.

5.3.2 Planungsgrundsätze

Der Raumordnungsplan hat bezüglich der Anbindungsleitungen unter 3.3.1 Grundsätze und Ziel der Raumordnung definiert. Diese betreffen Verlegung, Betrieb und Rückbau der Seekabel. In den einzelnen Planungsgrundsätzen wird auf die jeweiligen Aussagen der Raumordnung verwiesen. Das Ziel der Rücksichtnahme wird durch die Festlegung und die folgenden standardisierten Technikvorgaben umgesetzt. Die weiteren Grundsätze werden weitestgehend umgesetzt.

Zusammenfassung

- größtmögliche Bündelung im Sinne einer Parallelführung
- Abstand bei Parallelverlegung: 100 m; nach jedem zweiten Kabelsystem 200 m
- Führung durch Grenzkorridore I bis IV
- Rechtwinklige Kreuzung der Vorrang- und Vorbehaltsgebiete Schifffahrt
- Berücksichtigung bestehender und genehmigter Nutzungen (Bebauung 500 m Abstand, Schifffahrtsrouten 300 m Abstand)
- Kreuzungen vermeiden, wenn zwingend erforderlich, dann möglichst rechtwinklig; Abstand zwischen Wendepunkten 250 m
- Mindestüberdeckung 1,5 m
- Verlegung möglichst außerhalb der Natura2000-Gebiete/geschützten Biotope
- Verminderung der Sedimenterwärmung (Einhaltung 2 K-Kriterium)
- Schonendes Verlegeverfahren
- Zeitliche Gesamtkoordinierung der Verlegearbeiten
- Berücksichtigung von Kulturgütern und Fundstellen von Kampfmitteln
- Rückbaupflicht

5.3.2.1 Bündelung

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

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

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

5.3.2.2 Abstand bei Parallelverlegung

Bei der Parallelverlegung von Gleichstrom-Seekabelsystemen ist zwischen den einzelnen Systemen ein Abstand von 100 m einzuhalten. Nach jedem zweiten Kabelsystem ist ein Abstand von 200 m einzuhalten.

Für die Ermittlung angemessener Abstände zwischen den Seekabelsystemen existieren verschiedene internationale Empfehlungen wie beispielsweise des International Cable Protection Committee (ICPC) und des European Subsea Cables Association (ESCA). Im Rahmen von OSPAR ist im Juni 2012 eine Richtlinie zu Kabelverlegung veröffentlicht worden, die die aktuelle Praxis widerspiegelt. Hier werden jedoch keine generellen Aussagen zu Abständen gemacht. DNV KEMA hat im Auftrag der Stiftung Offshore Windenergie und des Offshore Forum Windenergie eine Studie zu Mindestabständen bei Seekabeln erstellt, die im Wesentlichen auf einer Auswertung der vorhandenen Informationen und Richtlinien beruht und Empfehlungen zu Abständen macht. Im Rahmen der Fortschreibung des BFO-N 2013/2014

wurden sowohl Stellungnahmen eingereicht, die sich für eine Erhöhung der vorgeschlagenen Abstände aussprechen, als auch Stellungnahmen, die sich für eine Reduzierung der im Entwurf des BFO-N 2013/2014 vorgeschlagenen Abstände aussprechen. Dieser Planungsgrundsatz stellt jetzt einen Kompromiss zwischen den vielgestaltigen, jeweils verständlichen und nachvollziehbaren Argumenten und Interessen dar.

Die hier getroffenen Festlegungen weichen von den Vorgaben des International Cable Protection Committee (ICPC) und des European Subsea Cables Association (ESCA) ab, die jeweils größere Abstände, insbesondere um notwendige Reparaturen vornehmen zu können, fordern. In der „Recommendation No. 2“ des ICPC vom 03. November 2015 wird mindestens die dreifache Wassertiefe als Abstand bei einer Parallelverlegung gefordert. Falls dies nicht unter Berücksichtigung aller Gegebenheiten möglich sei, könne der Abstand bei Verwendung von modernen Navigationsequipment und Verlege-/Reparaturverfahren auf die zweifache Wassertiefe reduziert werden. In „Recommendation No. 13“ des ICPC vom 26. November 2013 sowie in Guideline No. 6 des European Subsea Cables Association (ESCA) vom 10. März 2016 wird ausgeführt, dass für die Reparatur von Kabelsystemen neben der doppelten Wassertiefe zusätzlich auch die Schiffslänge, Schiffshöhe und der Ausleger für die erneute Verlegung zu berücksichtigen sind. ICPC und ESCA fordern hierfür bei 40 m Wassertiefe einen Abstand von min. 500 m zwischen Kabelsystem und Bauwerk. In der „Submarine cables and offshore renewable energy installations, proximity study“ der „THE CROWN ESTATE“ aus dem Jahr 2012 gibt an, dass für die Verlegung selbst in 40 m Wassertiefe je nach Verlegeverfahren hinter dem Verlegefahrzeug ein min. 745 m langer Korridor und für die Aufnahme des Kabels im Reparaturfall ein Abstand von min. 780 m bei schlechtem Wetter benötigt wird. Die von DNV KEMA erstellte Studie zu Mindestabständen bei Seekabeln ermittelt die technisch minimal möglichen Abstände und das entsprechende Gefährdungspotential für die Kabel. Es wird beschrieben, unter welchen Rahmenbedingungen (bspw. Schiffe, Wetterverhältnisse, Wassertiefen) diese Werte zu erreichen sind. In der Studie empfiehlt DNV KEMA in Wassertiefen bis 50 m einen Abstand von mind. 50 m zwischen zwei Systemen. Als sinnvoll wird jedoch ein Abstand von 100 m eingeschätzt, um Reparaturen vor Ort einfacher durchführen zu können. Bei mehr als zwei parallel liegenden Kabelsystemen wird zwischen dem zweiten und dritten Kabelsystem ein Abstand von 200 m empfohlen.

Bei der Bestimmung der erforderlichen Abstände im Rahmen dieses Plans sind der Ausschluss gegenseitiger thermischer Beeinflussung, die sichere Verlegung sowie ein ausreichender Sicherheitsabstand im Falle von Reparaturmaßnahmen von Bedeutung. Aufgrund der bereits sehr engen räumlichen Verhältnisse in der AWZ der Nordsee, insbesondere im Bereich zwischen den Verkehrstrennungsgebieten, wird in diesem Plan für Wassertiefen bis 60 m ein Abstand von 100 m zwischen den Kabelsystemen festgelegt. Insbesondere für Reparaturmaßnahmen ist nach jedem zweiten Kabelsystem ein Abstand von 200 m vorzusehen. Die Abstände zwischen den Seekabelsystemen ergeben sich u.a. aus der Wassertiefe und den für Verlegung und Reparatur technisch erforderlichen Abständen. Die technisch erforderlichen Abstände sind auch vom Schiffstyp abhängig, der für Verlegung und Reparatur eingesetzt wird. Es ist davon auszugehen, dass diese Abstände für alle derzeit am Markt verfügbaren Schiffe (selbstpositionierende Schiffe, aber auch Ankerbargen) bei entsprechenden Wetterbedingungen ausreichen. Bei den Abständen untereinander ist insbesondere bei einer großen Bündelung zu bedenken, dass die bei Reparaturen erforderlich werdenden Omega-Schleifen ebenfalls von der Wassertiefe und der Länge der schadhaften Stelle abhängen. Entsprechend wird nach jedem zweiten Seekabelsystem ein größerer Abstand von 200 m gefordert.

Der BFO-N legt zudem nicht die tatsächlichen Seekabeltrassen fest, sondern lediglich Korridore. Die genaue Planung der Seekabeltrasse („Feintrassierung“) bleibt dem jeweiligen Zulassungs- bzw. Vollzugsverfahren vorbehalten. Bei der Trassierung und damit verbundenen Anordnung der Kabelsysteme muss möglichst frühzeitig berücksichtigt werden, dass die Planungsgrundsätze umgesetzt werden. Dabei hat auch die Realisierungsreihenfolge der Netzanschlusssysteme einen entscheidenden Einfluss auf die Anordnung der Kabelsysteme im

Trassenkorridor, diese ergibt sich im Offshore-Netzentwicklungsplan, wobei die Festlegungen des BFO-N berücksichtigt werden müssen. Durch diesen Grundsatz können der Flächenbedarf und die Umweltauswirkungen bei Verlegung und Rückbau vermindert werden.

5.3.2.3 Führung durch Grenzkorridore

Gleichstrom-Seekabelsysteme sind grundsätzlich durch die an der Grenze zur AWZ und der 12 sm-Zone festgelegten Grenzkorridore I bis IV zu führen.

Diese Festlegung setzt unter Modifikation das Ziel der Raumordnung 3.3.1 (10) um, nach dem am Übergang zum Küstenmeer sowie zur Kreuzung der VTG vor der ostfriesischen Küste Seekabel zur Ableitung in der AWZ erzeugter Energie durch festgelegte Zielkorridore zu führen sind. Die hier vorgesehenen Grenzkorridore leiten sich aus den im Raumordnungsplan festgelegten Zielkorridoren und dem zwischenzeitlich festgestellten Bedarf ab. Aufgrund des erheblich höheren Bedarfs an stromabführenden Leitungen sind in die Planung im Vergleich zum Raumordnungsplan zwei zusätzliche Korridore aufgenommen worden, während die bestehenden erweitert wurden.

Aufgrund der geteilten Zuständigkeit für die Planung der Trassen für Anbindungsleitungen von Offshore-Windparks ist es notwendig, Übergabepunkte an der Grenze zwischen AWZ und Küstenmeer zu definieren. Diese sogenannten Grenzkorridore sollen sicherstellen, dass die Seekabelsysteme von der AWZ aus sinnvoll über das Küstenmeer bis zum technisch und wirtschaftlich günstigsten Netzverknüpfungspunkt an Land geführt werden können. Gleichzeitig sollen die Kabelsysteme an diesen Stellen so weit wie möglich konzentriert und zur weiteren Ableitung in Richtung der Netzverknüpfungspunkte gebündelt werden, um die Beeinträchtigung anderer Nutzungsansprüche und Zerschneidungseffekte gering zu halten.

Grenzkorridor I (Ems-Trasse) ist im Raumordnungsplan für die AWZ noch nicht berücksichtigt, jedoch im niedersächsischen Landes-Raumordnungsprogramm[9] bereits erfasst. Grenzkorridor II (Norderney) entspricht dem im Ausschnitt C des Kartenteils des Raumordnungsplans dargestellten Zielkorridor, wurde aber erweitert, um den tatsächlichen Bedarf gerecht zu werden. Die Erweiterung der Norderney-Trasse um vier weitere Seekabelsysteme wurde im Rahmen eines Raumordnungsverfahrens im Küstenmeer mit Bescheid vom 06. Mai 2015 landesplanerisch festgestellt und am 17. Februar 2017 im Landes-Raumordnungsprogramm Niedersachsen 2017 für voraussichtlich bis zu 6 Systeme festgelegt. Grenzkorridor III (Europipe 2) ist eine zusätzliche Festlegung, die im Vergleich zum Raumordnungsplan notwendig ist, da eine geordnete und gebündelte Stromabführung sonst nicht gewährleistet ist. Dieser soll aber erst in Anspruch genommen werden, wenn Grenzkorridor II vollständig ausgelastet wurde. Grenzkorridor IV entspricht dem im Ausschnitt B des Kartenteils des Raumordnungsplans festgelegten Zielkorridor. Auch hier war eine Erweiterung nötig, um dem derzeit ermittelten Bedarf gerecht zu werden. Zu den Einzelheiten des Bedarfs siehe auch Kapitel 5.3.3.

5.3.2.4 Kreuzung der Vorrang- und Vorbehaltsgebiete Schifffahrt

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

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

---

[9] Verordnung zur Änderung der Verordnung über das Landes-Raumordnungsprogramm Niedersachsen (LROP) vom 24. September 2012

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

5.3.2.5 Berücksichtigung bestehender und genehmigter Nutzungen

Bei der Wahl der Streckenführung von Gleichstrom-Seekabelsystemen soll Rücksicht auf bestehende und genehmigte Nutzungen und Nutzungsrechte sowie auf die Belange der Schifffahrt, der Verteidigung und Fischerei genommen werden. Auf bereits vorhandene Rohrleitungen und Seekabel ist bei der Wahl des Streckenverlaufs für neue Seekabelsysteme gebührend Rücksicht zu nehmen; es ist ein Abstand von 500 m einzuhalten. Die Planung, Errichtung und der Betrieb der Gleichstrom-Seekabelsysteme sind in enger Abstimmung zwischen Übertragungsnetzbetreiber und den Offshore-Windpark-Vorhabensträger/Betreibern durchzuführen.

Diese Festlegung leitet sich ebenfalls aus unter 3.3.1 (6) und 3.3.1 (7) festgelegten Grundsätzen und Zielen der Raumordnung ab. Die Festlegung setzt insbesondere die mit den Zielen und Grundsätzen der Raumordnung angestrebte Konfliktminimierung weiter um.

Im Zuge der Konfliktminimierung sollten bei der Wahl der Streckenführung von Seekabelsystemen möglichst frühzeitig die Belange der Schifffahrt (insbesondere in Bezug auf Vorrang- und Vorbehaltsgebiete) und bestehende und genehmigte Nutzungen/ Nutzungsrechte (Offshore-Windparks) berücksichtigt werden. Eine Streckenführung außerhalb dieser Gebiete ist anzustreben. Auch auf die Belange der Fischerei sollte frühzeitig Rücksicht genommen werden. Die Landesverteidigung- und Bündnisverpflichtungsbelange müssen ebenfalls frühzeitig Berücksichtigung finden. Um das Risiko der Beschädigung bereits vorhandener Rohrleitungen und Seekabel zu reduzieren und um die Möglichkeiten der Reparatur nicht zu beeinträchtigen, ist bei der Wahl der Streckenführung neuer Seekabelsysteme auf bereits vorhandene Strukturen gebührend Rücksicht zu nehmen und in diesen Bereichen ein Abstand von 500 m einzuhalten.

Bei Rohrleitungen entspricht dies den im Raumordnungsplan festgelegten Vorrang- bzw. Vorbehaltsgebieten. Dieser Raum wird ggf. für Reparaturen an den bereits in Betrieb befindlichen Rohrleitungen benötigt. Auch zu Kabeln Dritter (Daten- bzw. Stromkabel) ist ein angemessener Abstand von im Regelfall 500 m einzuhalten. Der Abstand von 500 m kann von beiden Parteien im Reparaturfall genutzt werden. Mit diesem Abstand wird bei den im beplanten Bereich geringeren Wassertiefen von bis zu 45 m ein im Vergleich zu entsprechenden international abgestimmten Industrierichtlinien, die etwa für Wassertiefen von bis zu 75 m gelten, geringerer Abstand festgelegt.

Bei einer Parallelverlegung zu Vorbehaltsgebieten für Schifffahrt ist zur Konfliktminimierung ein Regelabstand von 300 m zur Schifffahrtsroute einzuhalten (vgl. Grundsatz 5.3.2.7). Die Vorbehaltsgebiete Schifffahrt sind als Ausweichflächen zum Zwecke der Navigation speziell für Manövriertätigkeiten und damit auch zum Ankern vorgesehen. Im Falle einer manövrierbedingten Ankerung, insbesondere auch bei einer Notankerung bei Abdriften in gesperrte Bereiche (bspw. Windparks) ist eine Aufankerung des Kabels ggf. möglich. Insofern ist eine Inanspruchnahme der für die Schifffahrt vorgesehenen Gebiete für das Kabelsystem selbst nicht sinnvoll; das damit verbundene Risiko ist zu vermeiden. Entsprechend ist ein ausreichender Abstand, nicht nur zu den Vorranggebieten, sondern auch zu den Vorbehaltsgebieten für Schifffahrt einzuhalten. Im Bereich der Cluster 1, 2 und 3 ist es durch die genehmigten Windparks nicht in allen Fällen möglich, diese Abstände einzuhalten.

Der Abstand von 500 m zu Windenergieanlagen ist erforderlich, damit während des laufenden Betriebs des Offshore-Windparks an den Seekabelsystemen des ÜNB gearbeitet werden kann. Auch für den Fall, dass gleichzeitig an Kabelsystemen und dem Windpark gearbeitet wird, muss genügend Raum für das Bauschiff der Windenergieanlage und das Verlegeschiff zur Verfügung stehen. Auch die internationalen Richtlinien fordern einen Mindestabstand von 500 m zu Windenergieanlagen und weisen darauf hin, dass für Verlegung und Reparatur größere Abstände benötigt werden[10]. Auf die Ausführungen unter 5.3.2.2 wird verwiesen. Durch eine Reduzierung dieses Abstandes, wie im Rahmen der Fortschreibung des BFO-N 2013/2014 mehrfach gefordert, würden die Reparaturmöglichkeiten auf bestimmte Schiffstypen eingeschränkt und damit ggf. verzögert. Zudem wären die Reparaturen nicht bei laufendem Betrieb der Windparks möglich. Wegen der hohen Bedeutung der Gleichstromsysteme für die Stromversorgung Deutschlands ist eine grundsätzliche Reduzierung der Abstände nicht angemessen. Sollte eine Einhaltung der Abstände im Einzelfall nicht möglich sein, so ist dies im Rahmen des Zulassungsverfahrens zu erörtern.

Aufgrund der räumlichen Nähe zwischen Offshore-Windparkvorhaben und Gleichstrom-Seekabelsystemen erwächst ein hoher Abstimmungsbedarf zwischen dem Offshore-Windpark-Vorhabensträger/Betreiber und dem Übertragungsnetzbetreiber. Dementsprechend ist es zwingend erforderlich, dass bereits zu einem sehr frühen Zeitpunkt der Vorhaben eine enge Abstimmung zwischen Übertragungsnetzbetreiber und den Offshore-Windpark-Vorhabensträger/Betreiber stattfindet. Für den Windpark-Vorhabensträger/Betreiber und den Übertragungsnetzbetreiber besteht beiderseits die uneingeschränkte Notwendigkeit einer kooperativen Zusammenarbeit. Dies gilt im Besonderen für den Informationsaustausch über Projekttermine, die gegenseitige Übergabe notwendiger Informationen und Details zu Planung, Errichtung sowie Inbetriebnahme des Netzanbindungssystems aber auch im Betrieb sowie bei etwaigen Reparatur– und Wartungsarbeiten. Insbesondere die Errichtung ist in gutnachbarschaftlicher Zusammenarbeit frühzeitig abzustimmen und zu optimieren. In allen Phasen haben sich beide Seiten über projektrelevante Entwicklungen zu informieren und Termine abzustimmen.

5.3.2.6 Kreuzungen

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

Für den Fall, dass das nicht zu vermeidende Kreuzungsbauwerk nicht rechtwinklig ausgeführt werden kann, sollte der Kreuzungswinkel 45° nicht unterschreiten sowie zwischen den erforderlich werdenden Wendepunkten ein Abstand von mindestens 250 m vorgesehen werden.

Die Festlegung leitet sich aus dem Grundsatz der Raumordnung 3.3.1 (7) ab, nach dem Kreuzungen von Seekabeln sowohl untereinander als auch mit anderen bestehenden und geplanten Rohrleitungen und Seekabeln so weit wie möglich vermieden werden sollen.

In Übereinstimmung mit dem Grundsatz der Parallelführung sollen Kreuzungen sowohl der Seekabelsysteme untereinander als auch mit bestehenden Rohrleitungen und bestehenden oder im Rahmen dieses Planes festgelegten Seekabeln so weit wie möglich vermieden werden. Beim Bau von Kreuzungen kommt es durch die Errichtung des Kreuzungsbauwerks zu Unterbrechung bei der Kabelverlegung, da vor der Kabelverlegung erst das Kreuzungsbauwerk errichtet werden muss. Durch das Kreuzungsbauwerk entstehen Risiken für die bestehende Infrastruktur, da diese innerhalb des Kreuzungsbauwerks nicht mehr – oder nur schwer – zu erreichen ist. Dies führt wiederum zu erhöhtem Reparaturaufwand, was ein erhöhtes

[10] Vgl. ICPC Recommendation No. 2 und 13 sowie European Subsea Cables Association Guideline No. 6

Verkehrsaufkommen von Reparaturschiffen zur Folge hat. Zudem wird bei jeder Kreuzung künstliches Hartsubstrat in den Boden eingebracht. Unter den Aspekten der Minimierung des Eingriffs in die Meeresumwelt und der Wirtschaftlichkeit sollten daher Kreuzungsbauwerke von vornherein soweit wie möglich vermieden werden.

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

Zudem ist zu berücksichtigen, dass im Bereich des Kreuzungsbauwerks die geforderte Überdeckung nicht eingehalten werden kann. Es ist damit zu rechnen, dass bei einer Verlegung des Kabels in 1,5 m Tiefe bei einem Kreuzungsbauwerk das obere Kabelsystem auf einer Länge von mind. 100 m zusätzlich überdeckt werden muss. Die ggf. notwendige Überdeckung des Kreuzungsbauwerks sollte mit inerten natürlichen Materialien erfolgen und überfischbar bleiben. Zudem sind bei Kreuzungen die Biegeradien des Seekabels mit zu berücksichtigen, zwischen den Wendepunkten bei zu engen Biegeradien ist ein Abstand von mind. 250 m erforderlich.

5.3.2.7 Überdeckung

Bei der Festlegung der dauerhaft zu gewährleistenden Überdeckung von Gleichstrom-Seekabelsystemen sollen insbesondere die Belange der Schifffahrt und der Fischerei, der Verteidigung, des Schutzes der Meeresumwelt sowie der Systemsicherheit berücksichtigt werden. Dazu ist bei der Verlegung eine Tiefenlage des Kabelsystems herzustellen, die eine dauerhafte Überdeckung von mindestens 1,5 m gewährleistet.

Die Festlegung zur Verlegetiefe bzw. Überdeckung von Seekabelsystemen konkretisiert den Grundsatz der Raumordnung 3.3.1 (12), nach dem bei der Wahl der Verlegetiefe von Seekabeln zur Ableitung in der AWZ erzeugter Energie insbesondere die Belange der Schifffahrt und der Fischerei sowie des Schutzes der Meeresumwelt berücksichtigt werden sollen.

Bei der Festlegung der erforderlichen Überdeckung von Gleichstrom-Seekabelsystemen sind verschiedene Belange untereinander abzuwägen. Durch eine ausreichende Verlegetiefe kann einerseits das durch die verlegten Kabelsysteme hervorgerufene Konfliktpotenzial mit anderen Nutzungen reduziert werden. Vor allem kann die potentielle Beeinträchtigung der Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs, der Fischerei sowie des Meeresumweltschutzes (vgl. Umweltbericht Kapitel 4.2.) während des Betriebs der Kabelsysteme gemindert werden. Gleichzeitig wird – ebenfalls bezogen auf die Betriebsphase - die Gefahr der Beschädigung des Kabels und damit mögliche Kosten und Beeinträchtigungen durch Reparaturen durch eine höhere Überdeckung reduziert. Eine ausreichende Überdeckung dient damit auch der Systemsicherheit bzw. der Verfügbarkeit der Netzanschlusssysteme. Auf der anderen Seite steigt mit zunehmender Verlegetiefe der bautechnische und wirtschaftliche Aufwand sowohl bei der Verlegung als auch im Reparaturfall. Unabhängig von der Abwägung der Belange ist die Verlegetiefe grundsätzlich aufgrund der jeweiligen geologischen Gegebenheiten der Trasse sowie der verfügbaren Verlegeverfahren begrenzt.

Entsprechend der bisherigen Genehmigungspraxis wurde im BFO-N 2013/2014 festgelegt, dass für Seekabelsysteme grundsätzlich mindestens eine Überdeckungshöhe von 1,5 m zu gewährleisten ist. Diese Anordnung erfolgte in erster Linie zur Vermeidung einer

Beeinträchtigung der Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs. Als Grundlage hierfür dienten Ankerzugversuche.

Aufgrund der fehlenden örtlichen Erfahrungswerte zum Ankereindringverhalten wurde im Rahmen des Aufstellungs- und Konsultationsprozesses des BFO-N 2012 ebenso wie in den Einzelzulassungsverfahren die Notwendigkeit erkannt, zu überprüfen, inwiefern die grundsätzlichen Erkenntnisse zum Eindringverhalten von Schiffsankern auf die konkreten Gegebenheiten der im BFO-N beplanten Kabelsysteme anwendbar sind. Zu diesem Zweck wurden im Mai 2013 gemeinsam mit dem Netzbetreiber für den Bereich der Nordsee TenneT und einem Gutachter des Forschungsinstituts Deltares, sowie die zuständigen Außenstellen der Generaldirektion Wasserstraßen und Schifffahrt unter Hinzuziehung der Bundesanstalt für Wasserbau (BAW) als Gutachter und dem BSH Ankerzugversuche auf drei für die beplanten Gebiete in der AWZ der Nordsee repräsentativen Bodentypen durchgeführt. Aus den in diesen Versuchen gewonnenen Erkenntnissen sollten dann konkret Rückschlüsse zur notwendigen Überdeckung auf den im BFO-N beplanten Trassen gezogen werden. Die Ergebnisse des Feldversuchs wurden durch die BAW und Deltares ausgewertet und unter den an den Versuchen beteiligten Akteuren intensiv diskutiert.

Die Ergebnisse der Versuche zeigen, dass Anker in für die beplanten Kabeltrassen repräsentativen Bodentypen weniger tief eindringen als bislang erwartet. Bei keinem der durchgeführten Ankerzüge konnte ein Eindringen der Versuchsanker in den Meeresboden von mehr als einem Meter festgestellt werden[11]. Die erzielten Ergebnisse werden von den beteiligten Institutionen als robust und belastbar angesehen. Unter Berücksichtigung von im Verkehrsgebiet ebenfalls eingesetzten Ankern, die ein höheres Gewicht und größere Abmaße aufweisen, als die im Versuch verwendeten Anker, sowie den durch den Versuchsaufbau bedingte Abweichungen von realen Ankermanövern, sind Aufschläge auf die gemessenen Eindringtiefen zu berücksichtigen, um auf die maximal zu erwartenden Eindringtiefen schließen zu können.[12]

Unter Berücksichtigung der im Versuch gemessenen Eindringtiefen sowie der zu berücksichtigenden Aufschläge hatte der zuständige Netzbetreiber vorgeschlagen, für die gesamte AWZ einschließlich der Verkehrstrennungsgebiete eine dauerhafte Überdeckung von 1,5 m für seine Kabelsysteme herzustellen. Die BAW empfiehlt in Bezug auf die Gefahr durch Ankerwurf ebenfalls eine Überdeckung von mindestens 1,5 m als Richtwert für die Festlegung von erforderlichen Seekabelüberdeckungen.

Auf Basis der Erkenntnisse des Ankerzugversuchs sowie der Empfehlung der BAW erachten das BSH sowie die GDWS eine dauerhafte Mindestüberdeckung von 1,5 m als geeignete Grundlage zur Festlegung eines Planungsgrundsatzes im BFO-N. Nach Ansicht des BSH werden mit dieser Verlegetiefe auch die Belange der Fischerei sowie der Meeresumwelt grundsätzlich ausreichend berücksichtigt. Die Einhaltung des Planungsgrundsatzes 5.3.2.9 zur Sedimenterwärmung ist im Einzelverfahren dennoch separat nachzuweisen.

In mehreren Netzanbindungsverfahren wurden zwischenzeitlich Erfahrungen zu verschiedenen Verlegeverfahren und Verlegegeräten gesammelt. Die Eignung eines Verlegeverfahrens bzw. Verlegegerätes steht insbesondere in Abhängigkeit zu den geologischen Bedingungen. Der obere Meeresboden in der deutschen AWZ besteht im Wesentlichen aus unterschiedlich dicht gelagerten Fein- und Mittelsanden mit wechselnden Feinkorngehalten. Des Weiteren gibt es Vorkommen von Schluffen und Tonen in unterschiedlichen Mächtigkeiten, die z.T. sehr feste Konsistenzen aufweisen können. In Gebieten wie dem Borkum Riffgrund oder das Sylter Außenriff sind zudem Grobsande, Kiese und Steine in unterschiedlicher Häufigkeit anzutreffen.

---

[11] Maushake, C., Lambers-Huesmann, M. & P. Hümbs, 2013: Untersuchung des Eindringverhaltens von Schiffsankern mittels Ankerzugversuchen. Bericht zur Vermessung der Ankereindringtiefe. Bundesanstalt für Wasserbau im Auftrag der Generaldirektion Wasserstraßen und Schifffahrt – Außenstelle Nordwest.

[12] Luger, D. & M.Harkes, 2013: Anchor Test German Bight. Test set-up and results. Deltares im Auftrag der TenneT Offshore GmbH

Eine genaue Kenntnis des Aufbaus des oberen Meeresbodens und insbesondere dessen geotechnischen Eigenschaften dienen nicht nur zur Optimierung einer geplanten Kabeltrasse unter Berücksichtigung von bei der Planung nicht bekannter Gegebenheiten, sondern vor allem auch zur Festlegung des geeigneten Verlegeverfahrens und damit des geeigneten Verlegegerätes.

Daher ist für die Auswahl eines geeigneten Verlegeverfahrens/-gerätes eine hinreichende Erkundung der Beschaffenheit des Meeresbodens maßgeblich. Aus diesem Grund ist es von Vorteil, die geophysikalischen und geotechnischen Erkundungen zur Beschaffenheit des oberen Meeresbodens frühzeitig zu planen und die Erkundungen sinnvoll aufeinander abzustimmen.

Das BSH hat mit dem „Standard Baugrunderkundung“ die gegenwärtigen technischen Mindestanforderungen für u.a. die Erkundung von Trassen für die stromabführenden Kabelsysteme zur Optimierung einer geplanten Kabeltrasse sowie zur Festlegung einer geeigneten Installationsmethode herausgegeben. Die Ergebnisse müssen insbesondere die Bestimmung der Spülbarkeit des Meeresbodens und die Berechnung der zu erwartenden Verlegetiefe für die vorgesehene Installationsmethode in jedem Abschnitt der Kabeltrasse ermöglichen. Daher ist die gesamte Kabeltrasse in ihrem tatsächlich geplanten Trassenverlauf zu untersuchen. In einer ersten Phase sind die geophysikalischen Messungen durchzuführen. Nach Auswertung und Interpretation dieser Ergebnisse auf Basis der gewonnenen Erkenntnisse gezielt solche Lokationen für die geotechnische und geologische Beprobungen auszuwählen, die ein umfassendes Verständnis der geologischen Bedingungen entlang der Kabeltrasse hinsichtlich der Kabelinstallation ermöglichen. Dies umfasst die Beprobung aller relevanten geophysikalischen Einheiten, die auf Grundlage der Ergebnisse der geophysikalischen Messungen identifiziert und auskartiert wurden. Lokationen, die der Absicherung der geologischen Interpretation aus den geophysikalischen Messungen dienen, sind ebenfalls zu beproben. Die Ergebnisse sämtlicher Untersuchungen sind anschließend zusammenfassend geologisch auszuwerten sowie zu interpretieren und dienen der Bestimmung eines geeignetes Verlegeverfahrens bzw. Verlegegerätes.

Grundsätzlich ist bei den Einbringtechniken zwischen Einspülgeräten und mechanischen Eingrabungsgeräten zu unterscheiden.

Einspülgeräte arbeiten mit Wasserdruck. Durch Wasserdruck wird Sediment in Suspension gebracht und das Kabelsystem sinkt entweder durch sein Eigengewicht in den so entstandenen Graben, oder wird durch eine Führung auf die erforderliche Verlegetiefe gebracht. Mechanische Verlegemethoden wie z. B. Fräsen oder Pflügen arbeiten ohne Wasserdruck. Beide Verlegemethoden können auch kombiniert zum Einsatz kommen. Das Einspülen von Kabelsystemen geschieht entweder im sog. „Simoultaneous Lay and Burial-Verfahren“ (SLB) beim dem das Spülen der Kabelgräben und Ablegen der Kabelsysteme in einem Arbeitsgang durchgeführt wird oder im „Post Lay and Burial“-Verfahren (PLB), bei dem das Kabelsystem erst auf dem Meeresboden abgelegt und in einem zweiten Arbeitsgang eingespült wird.

In der AWZ der Nordsee kommen vor allem Einspülgeräte zum Einsatz. Beispielsweise werden Spülschlitten auf Kufen gleitend mittels Seilzüge von einem vorausfahrenden Schiff gezogen, während ferngesteuerte Unterwasserroboter (Trenching Remotely Operating Vehicle, TROV) je nach Bodenbeschaffenheit auf Ketten über den Meeresboden fahren oder schwebend eingesetzt werden können. Einspülgeräte werden im Wesentlichen für sehr locker bis mitteldicht gelagerte Fein- bis Mittelsande eingesetzt. Je nach verwendetem Gerät können auch dichter gelagerte Fein- bis Mittelsande oder Grobsande gespült werden.

Die bereits gesammelten Erfahrungen zu verschiedenen Verlegeverfahren und Verlegegeräten zeigen, dass kein bestimmtes Verlegeverfahren bzw. Verlegegerät prinzipiell zu bevorzugen ist. Für die Auswahl eines geeigneten Verlegeverfahrens/-gerätes ist die hinreichende Erkundung der Beschaffenheit des Meeresbodens maßgeblich.

5.3.2.8 Verlegung außerhalb der Natura2000-Gebiete und geschützter Biotopstrukturen

Bei der Verlegung von Gleichstrom-Seekabelsystemen sollen mögliche Beeinträchtigungen der Meeresumwelt minimiert werden. Dazu sollten die Gleichstrom-Seekabelsysteme möglichst außerhalb von Natura2000-Gebieten verlegt werden. Bekannte Vorkommen geschützter Biotope nach § 30 BNatSchG oder entsprechende Strukturen sind möglichst zu umgehen.

Die Vorgaben des § 45 a WHG sind zu beachten, die beste Umweltpraxis („best environmental practice“) gemäß OSPAR-Übereinkommen sowie der jeweilige Stand der Technik sollen berücksichtigt und im Einzelverfahren konkretisiert werden.

Diese Festlegung leitet sich aus dem Ziel der Raumordnung 3.3.1 (7) und dem Grundsatz der Raumordnung 3.3.1 (8) ab, nach dem die Verlegung von Seekabeln in sensiblen Habitaten sowie die nachteiligen Auswirkungen auf die Meeresumwelt durch das Verlegen, Betreiben, Instandhalten sowie den etwaigen Verbleib nach Aufgabe des Betriebes oder den Rückbau zu vermeiden sind.

Die Verlegung von Gleichstrom-Seekabelsystemen kann zu Beeinträchtigungen sensibler Lebensräume führen. Um potentielle negative Auswirkungen auf sensible Lebensräume zu begrenzen und die Schutz- und Erhaltungsziele der Natura2000-Gebiete zu wahren, sollen Gleichstrom-Seekabelsysteme innerhalb der AWZ vorrangig außerhalb von Natura2000-Gebieten geführt werden. Sollte dies nicht möglich sein, sind Auswirkungen auf die Schutz- und Erhaltungsziele der Natura2000-Gebiete im Einzelzulassungsverfahren zu prüfen. Die strategische Umweltprüfung kommt zu dem Ergebnis, dass eine erhebliche Beeinträchtigung von Natura2000-Gebieten innerhalb der AWZ durch die Möglichkeit der Umgehung von besonders schutzwürdigen Bereichen in den Natura2000-Gebieten durch Maßnahmen im konkreten Einzelverfahren ausgeschlossen werden kann.

Sollten Vorkommen von in § 30 BNatSchG genannten Strukturen bei näheren Untersuchungen im konkreten Verfahren zur Zulassung von Gleichstrom-Seekabelsystemen aufgefunden werden, sind diese zu analysieren und bei der Entscheidungsfindung mit besonderem Gewicht zu behandeln. Ggf. ist eine räumliche Alternative im Nahbereich ermittelbar, die die entsprechenden Schutzgüter besser zu wahren in der Lage ist. Jedoch ist zum jetzigen Zeitpunkt keine konkrete räumliche Zuordnung der genannten Strukturen möglich.

Zur weiteren Minimierung sind die Vorgaben des § 45 a WHG und der jeweilige Stand der Technik zu berücksichtigen. Die beste Umweltpraxis („best environmental practice“) gemäß OSPAR-Übereinkommen soll berücksichtigt werden.

Mit Blick auf § 2 Absatz 2 Nummer 6 ROG, der den Schutz, die Pflege und die Entwicklung von Natur und Landschaft mit den Erfordernissen eines Biotopverbundsystems verbindet, soll sichergestellt werden, dass die Ausbreitungsvorgänge und weiträumigen ökologischen Wechselbeziehungen der Arten und ihrer Lebensräume berücksichtigt werden.

5.3.2.9 Sedimenterwärmung

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

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

Als naturschutzfachlicher Vorsorgewert hat sich das sogenannte „2 K-Kriterium“, d. h. eine maximale Temperaturerhöhung um 2 Grad (Kelvin) 20 cm unterhalb der Meeresbodenoberfläche, in der derzeitigen behördlichen Zulassungspraxis für alle im Bereich

der AWZ verlegten Seekabelsysteme etabliert. Das 2 K-Kriterium stellt einen Vorsorgewert dar, der nach Einschätzung des Bundesamtes für Naturschutz (BfN) auf Grundlage des derzeitigen Wissenstandes mit hinreichender Wahrscheinlichkeit sicherstellt, dass erhebliche negative Auswirkungen der Kabelerwärmung auf die Meeresumwelt bzw. die benthische Lebensgemeinschaft vermieden werden. Eine stärkere Erwärmung der obersten Sedimentschicht des Meeresbodens kann zu einer Veränderung der Benthoslebensgemeinschaften im Bereich der Seekabeltrasse führen. Dabei können insbesondere in tieferen Bereichen gebietsweise vorkommende kaltstenotherme Arten, die an einen niedrigen Temperaturbereich gebunden und gegenüber Temperaturschwankungen empfindlich sind, aus dem Bereich der Kabeltrassen verdrängt werden (vgl. Umweltbericht Kapitel 4.2.2). Zudem besteht die Möglichkeit, dass sich durch die Sedimenterwärmung neue, standortfremde Arten ansiedeln könnten. Eine Erhöhung der Bodentemperatur könnte darüber hinaus die physikalisch-chemischen Eigenschaften des Sediments verändern, was wiederum eine Veränderung von Sauerstoff- oder Nährstoffprofilen zur Folge haben könnte.

Wesentlichen Einfluss auf das Ausmaß der Sedimenterwärmung haben neben der Umgebungstemperatur im Bereich der Seekabelsysteme und dem thermischen Widerstand des Sediments die Übertragungsleistung und der Kabeltyp. Die Einhaltung des 2 K-Kriteriums ist dementsprechend bei der Dimensionierung der Kabelsysteme sicherzustellen Für die Temperaturentwicklung in der oberflächennahen Sedimentschicht ist zudem die Tiefenlage bzw. Überdeckung der Kabelsysteme entscheidend. Bei Einhaltung der vorgeschriebenen Mindestüberdeckung von 1,50 m (vgl. Planungsgrundsatz 5.3.2.7) erscheint nach derzeitigem Kenntnisstand für die im Bereich der geplanten Kabeltrassen erwarteten Sedimentverhältnisse die Einhaltung des 2 K-Kriteriums gewährleistet.

Die Einhaltung des 2 K-Kriteriums ist im Rahmen des Einzelzulassungsverfahrens zu prüfen und entsprechend nachzuweisen. Die Berechnung der Sedimenterwärmung hat gemäß den Vorgaben der Ergänzung des StUK4 zum Schutzgut Benthos, Tabelle 1.7 zu erfolgen.

5.3.2.10 Schonendes Verlegeverfahren

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

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

Um mögliche negative Auswirkungen auf die Meeresumwelt durch die Verlegung von Gleichstrom-Seekabelsystemen zu minimieren, soll im Einzelverfahren insbesondere in Abhängigkeit der geologischen Gegebenheiten ein Verlegeverfahren gewählt werden, welches bei sicherer Erreichung der im Planungsgrundsatz 5.3.2.7 festgelegten Mindestüberdeckung die geringsten Eingriffe und Auswirkungen auf die Meeresumwelt erwarten lässt.

5.3.2.11 Zeitliche Gesamtkoordinierung der Verlegearbeiten

Zur Vermeidung bzw. Verminderung kumulativer Auswirkungen soll eine zeitliche Gesamtkoordination der Verlegearbeiten von Gleichstrom-Seekabelsystemen vorgesehen werden.

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

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

5.3.2.12 Berücksichtigung von Kulturgütern

Bei der Trassenwahl sollen bekannte Fundstellen von Kulturgütern berücksichtigt werden. Sollten bei der Planung oder Verlegung von Gleichstrom-Seekabelsystemen bisher nicht bekannte im Meeresboden befindliche Kulturgüter aufgefunden werden, müssen entsprechende Maßnahmen zur Sicherung des Kulturgutes getroffen werden.

Die Festlegung entspricht dem Grundsatz der Raumordnung 3.3.1 (9), nach dem bei der Trassenwahl für die Verlegung von Rohrleitungen und Seekabeln bekannte Fundstellen für Kulturgüter berücksichtigt werden sollen und für den Fall, dass bei der Planung oder Verlegung von Rohrleitungen und Seekabeln bisher nicht bekannte im Meeresboden befindliche Kulturgüter aufgefunden werden, entsprechende Maßnahmen zur Sicherung des Kulturgutes getroffen werden sollen.

Im Meeresboden können sich Kulturgüter von archäologischem Wert befinden, wie z. B. Bodendenkmäler, Siedlungsreste oder historische Schiffswracks. Eine große Anzahl solcher Schiffswracks ist bekannt und in der Unterwasserdatenbank des BSH verzeichnet. Die bei den zuständigen Stellen vorhandenen Informationen sollten bei der Auswahl der konkreten Trassenführung für Seekabelsysteme berücksichtigt werden. Es ist allerdings nicht auszuschließen, dass bei näheren Untersuchungen einer geeigneten Trasse oder bei der Verlegung von Seekabelsystemen bisher nicht bekannte Kulturgüter aufgefunden werden. Um diese nicht zu beschädigen, müssen in diesem Falle in Absprache mit der zuständigen Behörde (unter Einbindung von Denkmalschutz- und Denkmalfachbehörden) geeignete Sicherungsmaßnahmen durchgeführt werden. Die Funde sind wissenschaftlich zu untersuchen und zu dokumentieren. Gegenstände archäologischer oder historischer Art sollen entweder an Ort und Stelle oder durch Bergung erhalten und bewahrt werden können. Die Erhaltung des kulturellen Erbes, insbesondere des archäologischen Erbes unter Wasser, ist im Sinne des § 2 Abs. 1 S. 2 Nr. 3 SeeAnlV bzw. § 48 Abs. 4 Satz 1 Nr. 8 WindSeeG im öffentlichen Interesse. Gemäß Artikel 149 SRÜ sind gefundene Gegenstände archäologischer oder historischer Art zum Nutzen der gesamten Menschheit zu bewahren oder zu verwenden. Unter Maßgabe dieses Planungsgrundsatzes ist auch im Rahmen der strategischen Umweltprüfung nicht von einer erheblichen Beeinträchtigung dieses Schutzgutes auszugehen.

5.3.2.13 Berücksichtigung von Fundstellen von Kampfmitteln

Bei der Trassenwahl sollen bekannte Fundstellen von Kampfmitteln berücksichtigt werden. Sollten bei der Planung oder Errichtung von Gleichstrom-Seekabelsystemen bisher nicht bekannte im Meeresboden befindliche Kampfmittel aufgefunden werden, sind entsprechende Schutzmaßnahmen zu ergreifen.

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

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

5.3.2.14 Rückbaupflicht

Gleichstrom-Seekabelsysteme sind nach Aufgabe der Nutzung zurück zu bauen. Verursacht der Rückbau größere nachteilige Umweltauswirkungen als der Verbleib, ist von ihm ganz oder teilweise abzusehen, es sei denn, der Rückbau ist aus Gründen der Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs erforderlich. Für den Fall eines Verbleibs sollen geeignete Überwachungsmaßnahmen hinsichtlich möglicher künftiger Gefährdungen vorgesehen werden.

Die Festlegung setzt das Ziel der Raumordnung 3.3.1 (5) um, nach dem Rohrleitungen und Seekabel sind nach Aufgabe der Nutzung grundsätzlich zurück zu bauen sind. Verursacht jedoch der Rückbau größere nachteilige Umweltauswirkungen als der Verbleib, ist von ihm ganz oder teilweise abzusehen, es sei denn, der Rückbau ist aus Gründen der Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs erforderlich.

Entsprechend der raumordnerischen Leitlinie, dass ortsfeste Nutzungen reversibel sein sollen, d. h. möglichst nur vorübergehend und zeitlich begrenzt stattfinden dürfen, sind Seekabelsysteme nach Aufgabe der Nutzung zurück zu bauen. Somit wird auch einer Behinderung einer etwaigen weiteren planmäßigen Nutzung dieser Fläche entgegengewirkt. Die Anordnung sowie die Ausgestaltung des Rückbaus im Einzelfall obliegen der zuständigen Fachbehörde. Für den Fall, dass der Rückbau größere nachteilige Umweltauswirkungen verursacht als der Verbleib, ist vom Rückbau ganz oder teilweise abzusehen, es sei denn, Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs erfordern den Rückbau. Der Rückbau ist auch dann erforderlich, wenn mit den Seekabelsystemen toxische Stoffe in wirkungsrelevanter Art und Weise oder Menge in der Meeresumwelt verbleiben würden. Bei einem Verbleib sollte zudem im Sinne einer nachwirkenden Verpflichtung seitens des Betreibers durch geeignete Überwachungsmaßnahmen sichergestellt werden, dass auch künftig mit keinen Gefährdungen anderer Nutzungen durch die verbliebenen Seekabelsysteme zu rechnen ist. So sollten beispielsweise die Lage und die ausreichende Überdeckung regelmäßig überprüft werden. Diese Festlegung steht im Einklang mit internationalen und nationalen Regelungen, wie insbesondere Artikel 79 Absatz 4 SRÜ, wonach der Küstenstaat Bedingungen für Kabel oder Rohrleitungen festlegen kann, die in sein Hoheitsgebiet oder Küstenmeer führen.

5.3.3 Räumliche Festlegungen

5.3.3.1 Grenzkorridore

Entsprechend der gesetzlichen Kompetenzzuweisung des § 17a Abs. 1 Satz 1 EnWG erstrecken sich die räumlichen Festlegungen des BFO-N auf die deutsche AWZ. Eine über die Grenze der deutschen AWZ hinausgehende Festlegung der Trassen erfolgt daher nicht. Die im BFO-N geplanten Trassen müssen sinnvoll durch das Küstenmeer bis zu den Netzverknüpfungspunkten geführt werden können (vgl. Planungsgrundsatz 5.3.2.3). Zur Abstimmung mit den Küstenländern dienen die Grenzkorridore als Orte, an denen die Anbindungsleitungen die Grenze zwischen AWZ und Küstenmeer überschreiten. Für den Bereich der AWZ der Nordsee betrifft dies Niedersachsen und Schleswig-Holstein.

Mit Blick auf die vorgesehene Lage der Grenzkorridore ergeben sich innerhalb der AWZ bereits starke Restriktionen aufgrund der bereits genehmigten Offshore-Windparks der Cluster 1, 2 und 3. Diese genießen aufgrund von Genehmigungen bzw. des regelmäßig fortgeschrittenen Planungsstadiums Vertrauensschutz, so dass der bestehende Platzmangel durch Festlegungen in diesem Plan nicht ohne weiteres gelöst werden kann. Zudem sind bestehende Strukturen, d.h. insbesondere bereits in Betrieb befindliche Kabelsysteme und Rohrleitungen zu beachten, indem sich die zukünftig geplanten Seekabelsysteme in das bestehende System einzufügen haben. Gleichzeitig müssen die Trassen sinnvoll durch das Küstenmeer bis zu den Netzverknüpfungspunkten geführt werden können. Im Küstenmeer sind die Planungen jedoch noch nicht so weit fortgeschritten, dass eine ausreichende Anzahl von Trassen für die Erreichung der vorgegebenen Planungshorizonte ausgewiesen worden sind. Daher sind die Grenzkorridore in diesem Plan in enger Abstimmung mit den Küstenländern festzulegen. In den

Bereichen, in denen es nach jetzigem Kenntnisstand möglich ist, werden im Übergangsbereich zum Küstenmeer zur Bündelung von Gleichstrom-Seekabelsystemen die Grenzkorridore I bis IV festgelegt. Durch diese sind sämtliche Gleichstrom-Seekabelsysteme zu führen. Hierdurch sollen die Kabelsysteme an diesen Stellen so weit wie möglich konzentriert und zur weiteren Ableitung in Richtung der Netzverknüpfungspunkte gebündelt werden.

Die Dimensionierung der Grenzkorridore am Übergang zum Küstenmeer ergibt sich aus den Abständen zwischen den Kabelsystemen und der Anzahl der erforderlichen Systeme sowie der jeweiligen Platzsituation am Übergang zum Küstenmeer. Die Trassenführung im Küstenmeer wird nicht festgelegt, diese obliegt anderen Stellen in den dafür vorgesehenen Verfahren. Nach Konsultation der Einvernehmensbehörde und Abstimmung den Küstenländern ist jedenfalls nicht ausgeschlossen, die bis zu den im Plan festgelegten Grenzkorridoren I (Ems) bis IV (Büsum) vorgesehene Kabelführung zum Netzverknüpfungspunkt an Land gelangen zu lassen. Bei der Festlegung der Korridore ist noch keine Bewertung der Weiterführung etwa in Bezug auf den Nationalpark und/ oder das Natura2000-Gebiet im Küstenmeer erfolgt. Dabei werden alle Gleichstrom-Seekabelsysteme, die für eine Abführung des Stroms aus den Clustern 1 bis 8 erforderlich sind, in die Planung einbezogen. Dies sind unter Zugrundelegung der unter Kapitel 4.3 angenommenen Leistung von ca. 12,4 GW insgesamt (inklusive bereits verlegter Kabel) voraussichtlich 12 Seekabelsysteme in Richtung der niedersächsischen Küste und 4 Kabelsysteme in Richtung der schleswig-holsteinischen Küste. Sollte im Rahmen des Flächenentwicklungsplans eine Planung sowohl des zweiten Konverters in Cluster 7 als auch des dritten Konverters in Cluster 6 erforderlich werden, würden 13 Seekabelsysteme Richtung Niedersachsen führen. Die Lage der Grenzkorridore am Übergang zum Küstenmeer in Richtung Niedersachsen ergibt sich aus den bereits genehmigten Windparkplanungen im Bereich zwischen den beiden Verkehrstrennungsgebieten „German Bight Western Approach“ und „Terschelling German Bight“. In Niedersachsen sind die Norderney-Trasse (Grenzkorridor II, fünf Systeme) die Westeremstrasse (Grenzkorridor I, technisch machbar voraussichtlich drei Systeme) und die Norderney2-Trasse (Grenzkorridor II, bis zu 6 Systeme) im Landes-Raumordnungsprogramm Niedersachsen 2017 ausgewiesen. Die Norderney2-Trasse verläuft dabei östlich des existierenden Korridors Norderney. Die laut ÜNB technisch maximal mögliche Anzahl an Systemen über Norderney liegt bei 12 Systemen. Das Land Niedersachen bevorzugt eine vollständige Ausnutzung der Norderney-Trasse vor der Neuentwicklung einer weiteren Trasse, beginnend an Grenzkorridor III. Für die Jadetrasse (geplant max. zwei Systeme zusätzlich zum grenzüberschreitenden Seekabelvorhaben „NorGer“) existiert eine landesplanerische Feststellung für das „NorGer“-Seekabelsystem. Über die drei Trassen der Grenzkorridore I und II lassen sich nach jetziger Kenntnis vierzehn Gleichstrom-Seekabelsysteme, ein Drehstrom-Seekabelsystem („alpha ventus“) und zusätzlich ein grenzüberschreitendes Seekabelsystem, welches in den Niederlanden anlandet, führen. Für die weiteren erforderlich werdenden Gleichstrom-Seekabelsysteme sind planerisch derzeit noch keine Trassen auf der niedersächsischen Seite vorgesehen. Die Frage der räumlichen Führung der Trassen wurde als derzeit noch nicht definitiv zu klären erachtet. Für zukünftige Seekabelsysteme soll nach Ausnutzung der bereits jetzt räumlich gesicherten Korridor „Norderney“, „Ems“ und „Norderney2“ auch ein entsprechendes Verfahren zur Fortführung von Grenzkorridor III über die Inseln Wangerooge, Langeoog oder Baltrum angestoßen werden. Zu berücksichtigen ist in diesem Zusammenhang, dass es sich bei dem Mehrbedarf im Wesentlichen um Trassen handelt, die voraussichtlich ab 2031 benötigt werden, so dass entsprechende planerische Entwicklungsschritte noch im Rahmen des Flächenentwicklungsplans erfolgen können. In diesem Zusammenhang ist von zentraler Bedeutung, dass die Ziele des Szenariorahmens für die Perspektive B 2030 bzw. des Sensitivitätsberichts mit den derzeitigen Planungsgrundlagen des Landes Niedersachsen in Einklang zu bringen sind.

Zum Küstenmeer Schleswig-Holsteins wird weiterhin nur die von Schleswig-Holstein bereits genehmigte und im Landesentwicklungsplan Schleswig-Holstein 2010 festgeschriebene Büsum-Trasse (aktuell vier genehmigte Gleichstrom-Seekabelsysteme im Küstenmeer) benötigt. Auf dieser sind jedoch in der langfristigen Perspektive voraussichtlich ab 2031 vier

zusätzliche Gleichstrom-Seekabelsysteme vorgesehen. Zur räumlichen Festlegung sind zu gegebener Zeit entsprechende Verfahren nach Landesrecht durchzuführen. Auch hier gelten die Ausführungen zu den Planungsgrundlagen Niedersachsens entsprechend.

Im BFO-N sind für Grenzkorridor I die drei Systeme „DolWin5“, „BorWin3“ und „DolWin3“ zur Anbindung von Offshore-Windparks vorgesehen. In Grenzkorridor II sind neben den bereits installierten fünf Systemen („alpha ventus“, „BorWin1“, „BorWin2“, „DolWin1“, „DolWin2“) bis zu acht weitere Systeme vorgesehen. Im Grenzkorridor III ist derzeit die Abführung der voraussichtlich erforderlichen Systeme aus den Clustern 9 bis 12 vorgesehen, die jedoch vollständig in den Planungshorizont ab 2031 fallen und im Küstenmeer bisher nicht als Trassenkorridore vorgesehen sind. Sollte eine Führung aller Seekabelsysteme land- bzw. küstenmeerseitig nicht möglich sein, wäre im Rahmen des Flächenentwicklungsplans zu klären, wie Offshore-Windparks voraussichtlich ab 2031 angebunden werden können und ggf. weitere Möglichkeiten der Querung des Küstenmeeres zu suchen sein. Durch Grenzkorridor IV werden insgesamt acht Systeme geführt.

5.3.3.2 Trassen für Gleichstrom-Seekabelsysteme

Bei der Fortschreibung des BFO-N wurden die bereits genehmigten bzw. gebauten Seekabelsysteme „alpha ventus“, „BorWin1“, „BorWin2“, „HelWin1“, „DolWin1“, „SylWin1“, „HelWin2“, „DolWin2“, „DolWin3“ und „BorWin3“ berücksichtigt. Darüber hinaus sind voraussichtlich bis Ende 2030 zusätzlich bis zu sechs weitere Gleichstrom-Seekabelsysteme erforderlich. Auf das Kapitel 1.5.1 wird verwiesen. Vorrangig wurden die Trassen so geplant, dass sie möglichst kreuzungsfrei sind und durch den nächstgelegenen zu Verfügung stehenden Grenzkorridor geführt werden. Von den bis Ende 2030 voraussichtlich 16 erforderlichen Trassen für Seekabelsysteme sind vier nach Schleswig-Holstein (Grenzkorridor IV, Büsum) vorgesehen, 12 Trassen führen nach Niedersachsen (Grenzkorridore I bis III, Ems, Norderney, Europipe 2).

Bei der Planung der Kabeltrassen wurden die im vorherigen Kapitel genannten Planungsgrundsätze zugrunde gelegt. Aufgrund der bereits vorhandenen Infrastruktur lassen sich diese jedoch nicht immer in vollem Umfang umsetzen. Insbesondere im Bereich der Cluster 1 bis 3 ist es kaum möglich, die in den Planungsgrundsätzen genannten Abstände einzuhalten. Hier war es teilweise nötig, die Abstände zu verringern bzw. Systeme in Schifffahrtsrouten zu planen. Auch eine kreuzungsfreie Planung ist aufgrund der bereits gegebenen Rahmenbedingungen nicht umsetzbar. Die vorliegende Planung wurde dahingehend optimiert, dass Kreuzungen der zu planenden Kabelsysteme untereinander möglichst vermieden werden. Es ist jedoch bisher nicht abschließend geklärt, ob es technisch möglich ist, Kabelsysteme zwischen bereits liegende Kabelsysteme in gemäß Planungsgrundsätzen minimal 300 m breiten Korridoren zu verlegen. Nach den derzeit vorliegenden Informationen scheint eine Verlegung „auf Lücke“ in einem maximal 300 m breiten Korridor technisch nicht machbar. Zudem bestimmt die zeitliche Entwicklung der Kabelsysteme durch die Führung zu vorgegebenen Netzverknüpfungspunkte an Land ebenfalls, durch welchen Korridor ein System geführt wird. Die zeitliche Reihenfolge der Leitungen und die Festlegung der Netzverknüpfungspunkte erfolgt nicht im BFO sondern im NEP bzw. O-NEP. Auf entsprechende Änderungen kann bei der Aufstellung des Flächenentwicklungsplans bzw. im Einzelverfahren reagiert werden.

Das System aus Cluster 1 führt vom Konverterstandort zwischen den Windparks in Cluster 1 zur südöstlichen Ecke des Clusters und kreuzt dort das Vorranggebiet Schifffahrt Nr. 3 und das grenzüberschreitende Gleichstromsystem „NorNed“ parallel zum Naturschutzgebiet Borkum Riffgrund und anschließend parallel zu „COBRAcable“ zu Grenzkorridor I. Im Bereich des Naturschutzgebietes wird das Datenkabel „SeaMeWe 3“ gekreuzt. Die Fertigstellung dieses Systems ist entsprechend der Bestätigung des O-NEP Zieljahr 2025 im Jahr 2024 vorgesehen.

In Cluster 2 sind zwei Gleichstrom-Systeme und ein Drehstrom-System vorgesehen. „Alpha ventus“ (Drehstrom-System mit 60 MW) und „DolWin1“ mit 800 MW befinden sich im Probebetrieb. Beide Systeme werden entsprechend ihrer Genehmigungen zum Norderney-

Korridor geführt. Zudem wird in diesem Cluster ein weiteres Netzanschlusssystem in direkter Nachbarschaft zu der Konverterplattform „DolWin alpha“ gebaut. Die Anbindung dieses Systems „DolWin3“ erfolgt über Grenzkorridor I.

Aufgrund der Leistung der anzuschließenden Windparks ist in Cluster 3 davon auszugehen, dass hier drei Netzanschlusssysteme erforderlich sind. Davon wurde das erste System „DolWin2“ (900 MW) mit Netzanschluss über Norderney bereits errichtet. Aufgrund der Ausrichtung der ersten Konverterplattform „DolWin beta“ können die weiteren Konverterplattformen nur westlich dieser Plattform errichtet werden. Da Gleichstrom-Seekabelsysteme nach Aussage des zuständigen Übertragungsnetzbetreibers nicht auf Lücke gelegt werden können, ist es erforderlich, dass sich die drei Gleichstrom-Seekabelsysteme des Cluster 3 untereinander kreuzen. Das Gleichstrom-Seekabelsystem „DolWin2“ kreuzt die Systeme „alpha ventus“ und „DolWin1“ sowie das Datenkabel „SeaMeWe 3“. Das zweite System aus diesem Cluster kreuzt die vorhandenen Systeme „DolWin2“, „BorWin1“ und BorWin2“ sowie das Datenkabel „SeaMeWe 3“. Das dritte System verläuft parallel zu dem zweiten System aus Cluster 3, muss dieses aufgrund der Verlegereihenfolge und der Anordnung der Konverterplattformen allerdings kreuzen. Die Fertigstellung von NOR-3-3 („DolWin 6“) ist entsprechend der Bestätigung des O-NEP Zieljahr 2025 im Jahr 2023 vorgesehen. Auf Kapitel 1.5.1 wird verwiesen.

In Cluster 4 sind die beiden Gleichstrom-Seekabelsysteme „HelWin1“ mit 576 MW und „HelWin2“ mit 690 MW, die zu Grenzkorridor IV führen, bereits errichtet. Aufgrund der Lage der Kabelsysteme im Küstenmeer und der Lage der Konverter kreuzen sie diese beiden Kabelsysteme untereinander.

In Cluster 5 sind im BFO-N zwei Gleichstrom-Seekabelsysteme vorgesehen. Das System „SylWin1“ mit 864 MW ist errichtet und befindet sich derzeit im Probebetrieb. Das Seekabelsystem verläuft durch das Naturschutzgebiet „Sylter Außenriff – Östliche Deutsche Bucht“ und kreuzt das Datenkabel „Atlantic Crossing 2“. Das zweite Seekabelsystem in Cluster 5 („SylWin2“) verläuft parallel zu dem bereits verlegten Gleichstrom-Seekabelsystem „SylWin1“. Auch diese beiden Systeme kreuzen sich untereinander, da der Verlauf im Küstenmeer bereits durch die verlegten Kabelsysteme vorgegeben ist. Die Systeme aus Cluster 5 werden im Küstenmeer ab dem Grenzkorridor IV parallel mit den Systemen aus Cluster 4 geführt. Zeitlich ist die Fertigstellung von „SylWin2“ entsprechend der Bestätigung des O-NEP Zieljahr 2017-2019 bis Ende 2025 vorgesehen. Die Bestätigung und Beauftragung des Anbindungssystems „SylWin2“ steht unter dem Vorbehalt der erneuten Bestätigung im Rahmen des NEP 2019-2030 auf der Grundlage des Flächenentwicklungsplans nach § 12c Abs. 4 Satz 1 EnWG in Verbindung mit § 12b Abs. 1 Satz 4 Nr. 7 EnWG, es sei denn für mindestens ein bestehendes Windparkprojekt, das durch das Anbindungssystem „SylWin2“ erschlossen wird, wurde im Rahmen einer der beiden Gebotstermine nach § 26 Abs. 1 WindSeeG ein Zuschlag erteilt.

In Cluster 6 wurden Genehmigungen für „BorWin1“ (400 MW) und „BorWin2“ (800 MW) erteilt. Diese Systeme verlaufen entsprechend der jeweiligen Genehmigung parallel zu Grenzkorridor II. Als Alternative zur geplanten clusterübergreifenden Anbindung der Fläche in Cluster 6 an Cluster 7 wird ein zusätzliches System zur Anbindung der Restkapazitäten in diesem Cluster vorgesehen. Die Trasse verläuft in Cluster 7 zunächst parallel zu „BorWin2“ und anschließend gebündelt mit den Anbindungssystemen aus Cluster 7 zu Grenzkorridor II. Auf das Kapitel 1.5.1 wird verwiesen.

Für Cluster 7 sind im BFO-N zwei Netzanschlusssysteme vorgesehen. Beide Systeme kreuzen parallel zu „BorWin2“ den Interkonnektor „NorNed“ und die Rohrleitung „Norpipe“. Die Systeme verlaufen anschließend parallel zur Gasleitung „Norpipe“ nach Süden. Südlich des Clusters 3 verlaufen die Trassen teilweise im Vorbehaltsgebiet Schifffahrt parallel zu den bestehenden Leitungen „DolWin1“ und alpha ventus“ bevor sie das Vorranggebiet Schifffahrt rechtwinklig kreuzen. Hierbei werden die Interkonnektoren „NorNed“ und „COBRAcable“, die Rohrleitung „NorPipe“, die Anbindungsleitungen „BorWin2“, „BorWin1“, „BorWin3“, „DolWin1“ und „alpha ventus“ sowie das Datenkabel „SeaMeWe 3“ gekreuzt. Das zweite System in Cluster 7 kreuzt

zudem südlich der Konverter „DolWin beta“/ „DolWin delta“/ „DolWin kappa“ erneut „DolWin1“, „alpha ventus“, „DolWin2“, „DolWin4“, „DolWin6“, „BorWin1“ und „BorWin2“, da die zukünftige Trassen auf der Ostseite der bereits errichteten Trassen liegen, da auf der Westseite keine Möglichkeit der Anlandung besteht. . Auf das Kapitel 1.5.1 wird verwiesen.

In Cluster 8 ist das System „BorWin3“ vorgesehen. Hier wurde, wie oben erläutert, die Planung des Übertragungsnetzbetreibers übernommen. Entsprechend der Planfeststellung erfolgt die Übergabe zum Küstenmeer an Grenzkorridor I.

5.3.4 Kartographische Darstellung

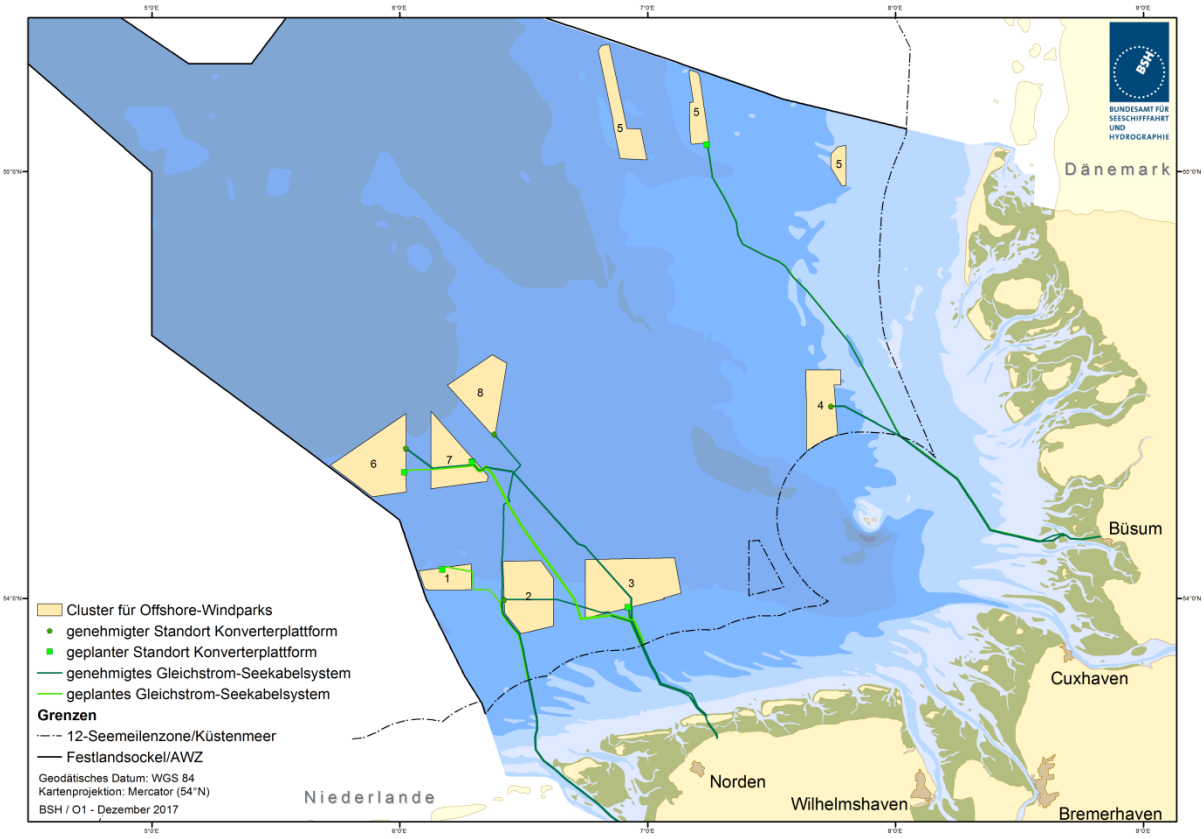


Abbildung 3: Korridore für Gleichstrom-Seekabelsysteme der Cluster 1 bis 8

5.4 Trassenkorridore für Drehstrom-Seekabelsysteme zur Verbindung der Konverterplattformen mit Umspannplattformen der Offshore-Windparks

Unter einem **Drehstrom-Seekabelsystem** im Sinne dieses Plans ist ein **Unterwasserkabelsystem** zu verstehen, **das die in den Offshore-Windenergieanlagen produzierte und in der Umspannplattform gebündelte Energie zu der Konverterplattform führt**. Ein Drehstrom-Seekabelsystem besteht nach dem Stand der Technik aus drei einzelnen Leitern, die mit einem Lichtwellenleiter zur Kommunikation in einem Kabelsystem zusammengefasst werden.

5.4.1 Standardisierte Technikvorgaben

Zusammenfassung

- Einsatz Drehstromtechnologie
- Übertragungsspannung 155 kV

5.4.1.1 Einsatz Drehstromtechnologie

Die Leitungen zur Verbindung der Konverterplattformen mit den Umspannplattformen der Offshore-Windparks werden in Drehstromtechnologie ausgeführt.

Wegen der Begründung wird auf die Begründung zur standardisierten Technikvorgabe 5.1.2.5 verwiesen.

5.4.1.2 Übertragungsspannung 155 kV

Drehstrom-Seekabelsysteme werden in einer einheitlichen Spannungsebene von 155 kV ausgelegt.

Wegen der Begründung wird auf die Begründung zur standardisierten Technikvorgabe unter 5.1.2.6 verwiesen.

5.4.2 Planungsgrundsätze

Der Raumordnungsplan hat bezüglich der Anbindungsleitungen unter 3.3.1 Grundsätze und Ziele der Raumordnung definiert. Diese betreffen Verlegung, Betrieb und Rückbau der Seekabel. In den einzelnen Planungsgrundsätzen wird auf die jeweiligen Aussagen der Raumordnung verwiesen. Das Ziel der Rücksichtnahme wird durch die Festlegung und die folgenden standardisierten Technikvorgaben umgesetzt. Die weiteren Grundsätze werden weitestgehend umgesetzt.

Sollte die Anbindung anders als durch die Standard-Anbindung erfolgen, gelten die Vorgaben des Kapitels 5.4 nur sinngemäß.

Zusammenfassung

- größtmögliche Bündelung im Sinne einer Parallelführung
- Abstand bei Parallelverlegung: 100 m; nach jedem zweiten Kabelsystem 200 m
- Berücksichtigung bestehender und genehmigter Nutzungen (Bebauung 500 m Abstand, Windenergieanlagen 350 m Abstand, Schifffahrtsrouten 300 m Abstand)
- Kreuzungen vermeiden, wenn zwingend erforderlich, dann möglichst rechtwinklig; Abstand zwischen Wendepunkten 250 m
- Länge des Drehstrom-Kabelsystems zur Anbindung der Umspannplattform nicht länger als 20 km
- Windparks sind im gleichen Cluster anzuschließen
- Mindestüberdeckung 1,5 m
- Verlegung möglichst außerhalb der Natura2000-Gebiete / geschützten Biotope
- Verminderung der Sedimenterwärmung (Einhaltung 2 K-Kriterium)
- Schonendes Verlegeverfahren
- Zeitliche Gesamtkoordinierung der Verlegearbeiten
- Berücksichtigung von Kulturgütern und Fundstellen von Kampfmitteln
- Rückbaupflicht

5.4.2.1 Bündelung

Bei der Verlegung von Drehstrom-Seekabelsystemen zur Verbindung der Konverter-plattform mit der Umspannplattform der Offshore-Windparks ist eine größtmögliche Bündelung im Sinne einer Parallelführung zueinander anzustreben. Zudem soll die Trassenführung möglichst parallel zu bestehenden Strukturen gewählt werden.

Wegen der Begründung wird auf die Begründung des Grundsatzes 5.3.2.1 verwiesen.

5.4.2.2 Abstand bei Parallelverlegung

Bei der Parallelverlegung von Drehstrom-Seekabelsystemen ist zwischen den einzelnen Systemen ein Abstand von 100 m einzuhalten. Nach jedem zweiten Kabelsystem ist ein Abstand von 200 m einzuhalten.

Wegen der Begründung wird auf die Begründung des Grundsatzes 5.3.2.2 verwiesen.

Auf die Ausführungen zum Planungsgrundsatz 5.4.2.3 zur Abweichung vom Planungsgrundsatz 5.4.2.2 hinsichtlich der Parallelverlegung von Drehstrom-Seekabelsystemen innerhalb von Windparks wird verweisen.

5.4.2.3 Berücksichtigung bestehender und genehmigter Nutzungen

Bei der Wahl der Streckenführung von Drehstrom-Seekabelsystemen zur Verbindung der Konverterplattform mit der Umspannplattform soll Rücksicht auf bestehende und genehmigte Nutzungen und Nutzungsrechte sowie auf die Belange der Schifffahrt, der Verteidigung und Fischerei genommen werden. Auf bereits vorhandene Rohrleitungen und Seekabel ist bei der Wahl des Streckenverlaufs für neue Drehstrom-Seekabelsysteme zur Verbindung der Konverterplattform mit der Umspannplattform gebührend Rücksicht zu nehmen; es ist ein Abstand von 500 m einzuhalten. Zu Windenergieanlagen, deren Energie mit dem Drehstrom-Seekabelsystem abgeführt wird, ist ein Abstand von 350 m einzuhalten. Die Planung, Errichtung und der Betrieb der Drehstrom-Seekabelsysteme sind in enger Abstimmung zwischen Übertragungs-netzbetreiber und den Offshore-Windpark-Vorhabensträgern/Betreibern durchzuführen.

Wegen der Begründung wird auf die Begründung des Grundsatzes 5.3.2.5 verwiesen.

Im Gegensatz zum Grundsatz 5.3.2.5 ist zwischen Drehstrom-Seekabelsystemen und Windenergieanlagen, deren Energie mit dem Drehstromkabelsystem abgeführt wird, unter Berücksichtigung des Grundsatzes 5.4.2.5 nur ein Abstand von 350 m erforderlich. Dabei sind die parkinterne Verkabelung und die Jack-up-Zonen zur Errichtung und Wartung der Windenergieanlagen auf der der Anbindungsleitung abgewandten Seite zu planen, so dass seitens Windparkbetreiber keine Arbeiten im Kabelkorridor der Anbindungsleitungen erfolgen.

Bereits bei der Fortschreibung des BFO-N 2013/2014 wurde eine Reduzierung des Abstandes vom 500 m gefordert. Im Rahmen von Zulassungsverfahren von Offshore-Windparks wurde deutlich, dass eine Reduzierung des Abstandes auf 350 m zwischen Windenergieanlagen und Drehstrom-Seekabelsystem ohne die Aufnahme von Nebenbestimmungen zum Schutz des Netznutzers vor ungerechtfertigten Mehrkosten für z. B. erforderliche Reparatur-/Wartungskosten möglich ist. Zwar ist es bei einem Abstand unter 500 m zur Reduzierung möglicher Gefahren notwendig, dass sich Windparkbetreiber und Kabeleigentümerin abstimmen sowie, dass die Windenergieanlagen entlang der Trasse der stromabführenden Kabelsysteme auszuschalten und aus der Trasse zu drehen sind, soweit die Eigentümerin der Kabelsysteme im Wirkbereich der jeweiligen Windenergieanlage erforderliche Arbeiten durchzuführen hat. Jedoch erscheinen diese erforderliche Abstimmungen angemessen, insbesondere im Hinblick auf eine sparsame und schonende Inanspruchnahme von Flächen im Sinne des § 2 Abs. 2 Nr. 6 ROG.

Im Rahmen der Einzelzulassungsverfahren der Offshore-Windparks ist je nach Lage des Vorhabens zu prüfen, ob die Aufnahme einer Nebenbestimmung zur Tragung von möglichen Mehrkosten, verursacht durch Abstände von weniger als 500 m, durch den Offshore-Windparkbetreiber erforderlich ist. Die Aufnahme entsprechender Nebenbestimmungen bleibt daher ausdrücklich vorbehalten.

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

Sollte zwischen Drehstrom-Seekabelsystem und Windenergieanlagen, deren Energie mit dem Seekabelsystem abgeführt wird, ein Abstand von weniger als 500 m vorgesehen werden, ist abweichend vom Grundsatz 5.4.2.2 bei dem zu den Windenergieanlagen gelegenen Drehstrom-Seekabelsystem zu dem nächstgelegenen Drehstrom-Seekabelsystem ein Abstand von 200 m vorzusehen, um die Reparatur der Kabelsysteme in diesem Zwischenraum zu ermöglichen. Dies bedeutet z. B. für den Bereich innerhalb eines Windparks, dass bei zwei Drehstrom-Seekabelsystemen ein Korridor von 900 m, bei drei Seekabelsystemen von 1.100 m, bei vier Drehstrom-Seekabelsystemen von 1.200 m und bei fünf Drehstrom-Seekabelsystemen von 1.400 m freizuhalten ist. Sollte ein Abstand zwischen Drehstrom-Seekabelsystem und

Windenergieanlagen, deren Energie mit dem Seekabelsystem abgeführt wird, von mindestens 500 m vorgesehen werden, ist keine Abweichung vom Grundsatz 5.4.2.2 erforderlich.

Zwischen Drehstrom-Seekabelsystemen und Windenergieanlagen, deren Energie nicht mit dem Drehstrom-Seekabelsystem abgeführt wird, ist ein Abstand von 500 m einzuhalten.

Sollte eine Einhaltung der Abstände zu bestehenden und genehmigten Nutzungen im begründeten Einzelfall nicht möglich sein, so ist dies im Rahmen des Zulassungsverfahrens zu erörtern.

5.4.2.4 Kreuzungen

Kreuzungen von Drehstrom-Seekabelsystemen zur Verbindung der Konverterplattform mit der Umspannplattform sollen sowohl untereinander als auch mit anderen bestehenden Rohrleitungen und geplanten oder im Rahmen dieses Plans festgelegten Seekabeln so weit wie möglich vermieden werden. Wenn Kreuzungen nicht vermieden werden können sind diese nach dem jeweiligen Stand der Technik und möglichst rechtwinklig auszuführen.
Für den Fall, dass das nicht zu vermeidende Kreuzungsbauwerk nicht rechtwinklig ausgeführt werden kann, sollte der Kreuzungswinkel 45° nicht unterschreiten sowie zwischen den erforderlich werdenden Wendepunkten ein Abstand von mindestens 250 m vorgesehen werden.

Wegen der Begründung wird auf die Begründung des Grundsatzes 5.3.2.6 verwiesen. Ergänzend wird festgelegt, dass grundsätzlich eine kreuzungsfreie Trassenführung zwischen Umspannplattform und Konverter vorzusehen und die parkinterne Verkabelung in den Offshore-Windparks entsprechend auszulegen ist.

5.4.2.5 Begrenzung der Länge des Drehstrom-Kabelsystems

Die Kabellänge zwischen Konverterplattform und Umspannplattform sollte möglichst 20 km nicht überschreiten. Hierbei ist ein möglichst kurzer und gradliniger Verlauf anzustreben.

Die Längen der Drehstrom-Seekabelsysteme zur Verbindung der Konverterplattform mit der Umspannplattform sollen möglichst gering gehalten werden. Der Standort der Konverterplattform beinhaltet daher auch immer eine Abwägung in Bezug auf die Länge der verschiedenen Kabel. Dabei soll die Länge der Drehstrom-Seekabelsysteme zur Verbindung der Konverterplattform mit der Umspannplattform (Drehstrom-Seekabelsystem) aufgrund ihrer Verluste und der damit einhergehenden Erwärmung des Bodens möglichst minimiert werden (vgl. Planungsgrundsatz 5.3.2.9). Die Kabelführung sollte auf kürzestem Weg und möglichst geradlinig erfolgen. Zusätzlich hat die Länge der Stromleitungen zur Verbindung der Konverterplattform mit der Umspannplattform direkten Einfluss auf Größe und Dimensionierung der Umspann- und Konverterplattformen, da Größe und Gewicht der erforderlichen Drosselspulen mit der Kabellänge steigen. Die Verluste des Drehstrom-Seekabelsystems zwischen Umspannplattform und Konverter werden minimiert. Durch den Grundsatz des Anschlusses vorrangig im eigenen Cluster (vgl. Grundsatz 5.4.2.6) werden zudem Kreuzungen mit Drittinfrastrukturen oder Schifffahrtswegen vermieden.

5.4.2.6 Gebot, Windparks an den Konverter, der für das Cluster vorgesehen ist, anzuschließen

Mit den Drehstrom-Seekabelsystemen zur Verbindung der Konverterplattform mit der Umspannplattform sind vorrangig Windparks des gleichen Clusters anschließen.

Der Grundsatz des Gebotes des Anschlusses vorrangig im eigenen Cluster dient im engeren Sinne einer systematischen und koordinierten Gesamtplanung. Durch den Grundsatz werden weitestgehend Kreuzungen mit Drittinfrastrukturen und Schifffahrtswegen vermieden und die Länge der Drehstrom-Seekabelsysteme (vgl. Planungsgrundsatz 5.4.2.5) soweit möglich

reduziert. Die Leistung des Netzanbindungssystems ist bestmöglich durch die anzuschließenden Windparks zu nutzen.

Eine Abweichung von dem gegenständlichen Grundsatz erscheint im Einzelfall allenfalls dann sinnvoll und möglich, wenn die clusterübergreifende Anbindung gemäß § 17d Abs. 3 EnWG für eine effiziente Nutzung und Auslastung der Offshore-Anbindungsleitungen erforderlich ist und etwaig auftretende Nutzungskonflikte gelöst werden können. Auf Kapitel 5.5 sowie den BFO-N 2016, Teil 1 (clusterübergreifende Anbindungen), wird verwiesen.

5.4.2.7 Überdeckung

Bei der Festlegung der dauerhaft zu gewährleistenden Überdeckung von Drehstrom-Seekabelsystemen sollen insbesondere die Belange der Schifffahrt und der Fischerei, der Verteidigung, des Schutzes der Meeresumwelt sowie der Systemsicherheit berücksichtigt werden. Dazu ist bei der Verlegung eine Tiefenlage des Kabelsystems herzustellen, die eine dauerhafte Überdeckung von mindestens 1,5 m gewährleistet.

Wegen der Begründung wird auf die Begründung des Grundsatzes 5.3.2.7 verwiesen.

5.4.2.8 Verlegung außerhalb der Natura2000-Gebiete und geschützter Biotopstrukturen

Bei der Verlegung von Drehstrom-Seekabelsystemen sollen mögliche Beeinträchtigungen der Meeresumwelt minimiert werden. Dazu sollten die Drehstrom-Seekabelsysteme möglichst außerhalb von Natura2000-Gebieten verlegt werden. Bekannte Vorkommen geschützter Biotope nach § 30 BNatSchG oder entsprechende Strukturen sind möglichst zu umgehen.

Die Vorgaben des § 45 a WHG sind zu beachten, die beste Umweltpraxis („best environmental practice“) gemäß OSPAR-Übereinkommen sowie der jeweilige Stand der Technik sollen berücksichtigt und im Einzelverfahren konkretisiert werden.

Wegen der Begründung wird auf die Begründung des Grundsatzes 5.3.2.8 verwiesen.

5.4.2.9 Sedimenterwärmung

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

Wegen der Begründung wird auf die Begründung des Grundsatzes 5.3.2.9 verwiesen.

5.4.2.10 Schonendes Verlegeverfahren

Zum Schutz der Meeresumwelt soll bei der Verlegung von Drehstrom-Seekabelsystemen zur Verbindung der Konverterplattform mit der Umspannplattform ein möglichst schonendes Verlegeverfahren gewählt werden.

Wegen der Begründung wird auf die Begründung des Grundsatzes 5.3.2.10 verwiesen.

5.4.2.11 Zeitliche Gesamtkoordinierung der Verlegearbeiten

Zur Vermeidung bzw. Verminderung kumulativer Auswirkungen soll eine zeitliche Gesamtkoordination der Verlegearbeiten von Drehstrom-Seekabelsystemen zur Verbindung der Konverterplattform mit der Umspannplattform vorgesehen werden.

Wegen der Begründung wird auf die Begründung des Grundsatzes 5.3.2.11 verwiesen.

5.4.2.12 Berücksichtigung von Kulturgütern

Bei der Trassenwahl sollen bekannte Fundstellen von Kulturgütern berücksichtigt werden. Sollten bei der Planung oder Verlegung von Drehstrom-Seekabelsystemen zur Verbindung der Konverterplattform mit der Umspannplattform bisher nicht bekannte im Meeresboden befindliche Kulturgüter aufgefunden werden, müssen entsprechende Maßnahmen zur Sicherung des Kulturgutes getroffen werden.

Wegen der Begründung wird auf die Begründung des Grundsatzes 5.3.2.12 verwiesen.

5.4.2.13 Berücksichtigung von Fundstellen von Kampfmitteln

Bei der Trassenwahl sollen bekannte Fundstellen von Kampfmitteln berücksichtigt werden. Sollten bei der Planung oder Errichtung von Drehstrom-Seekabelsystemen bisher nicht bekannte im Meeresboden befindliche Kampfmittel aufgefunden werden, sind entsprechende Schutzmaßnahmen zu ergreifen.

Wegen der Begründung wird auf die Begründung des Grundsatzes 5.3.2.13 verwiesen.

5.4.2.14 Rückbaupflicht

Drehstrom-Seekabelsysteme zur Verbindung der Konverterplattform mit der Umspannplattform sind nach Aufgabe der Nutzung zurück zu bauen. Verursacht der Rückbau größere nachteilige Umweltauswirkungen als der Verbleib, ist von ihm ganz oder teilweise abzusehen, es sei denn, der Rückbau ist aus Gründen der Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs erforderlich. Für den Fall eines Verbleibs sollen geeignete Überwachungsmaßnahmen hinsichtlich möglicher künftiger Gefährdungen vorgesehen werden.

Wegen der Begründung wird auf die Begründung des Grundsatzes 5.3.2.14 verwiesen.

5.4.3 Räumliche Festlegungen

In diesem Plan werden die bereits genehmigten sowie die im Rahmen der Windpark-Genehmigungen festgelegten Drehstrom-Seekabelsysteme zur Verbindung der Konverterplattformen mit den Umspannplattformen der Offshore-Windparks dargestellt. Darüber hinaus werden die im Rahmen von abgestimmten Clusterkonzepten eingereichten Trassen mit aufgenommen. Für die verbleibenden Projekte in den Clustern 1 bis 8 werden Trassen für Drehstrom-Seekabelsysteme vorgeschlagen, soweit dies nicht schon in den jeweiligen Einzelverfahren erfolgt ist.

Für die verbindliche Festlegung der Trassen für die Drehstrom-Seekabelsysteme ist grundsätzlich möglich, eine abgestimmte Planung mit allen Beteiligten innerhalb eines Clusters in Form eines gemeinsamen Konzepts vorzulegen. Da die Erfahrung bislang gezeigt hat, dass die Festlegung der Trassen für Drehstrom-Seekabelsysteme wegen des häufig noch nicht feststehenden Realisierungszeitpunkts der Netzanbindungssysteme bzw. des Standortes der Umspannplattformen der Offshore-Windparks auf der Ebene der Fachplanung noch nicht möglich ist, bleibt die Festlegung dieser Trassen dem jeweiligen Einzelzulassungsverfahren vorbehalten.

In Cluster 1 wurde im Herbst 2013 ein zwischen den Windparkbetreibern und dem Übertragungsnetzbetreiber abgestimmtes Clusterkonzept eingereicht, welches bei der Fortschreibung des BFO-N übernommen wurde. Hierbei wurde der Konverterstandort verschoben, um die Anbindung der drei im Cluster befindlichen Windparks zu erleichtern. Aufgrund der bereits bestehenden Genehmigungslage war es in diesem Cluster nicht möglich, die Im BFO-N genannten Abstände einzuhalten. Diese werden auf ca. 400 m Abstand zu den Windenergieanlagen verringert.

In Cluster 2 wurde der Windpark „alpha ventus“ mittels Drehstrom bis zum Netzverknüpfungspunkt an Land angebunden. Mit der Konverterplattform „DolWin alpha“ wurden die Drehstromsysteme zu den Windparks „Trianel Windpark Borkum“, „Merkur Offshore“

und „Borkum Riffgrund“ festgelegt. Die Anbindung des Windparks „Borkum Riffgrund 2“ ist zusammen mit dem Netzanbindungssystem „DolWin3 und DolWin gamma“ planfestgestellt worden.

Mit der Planfeststellung von „DolWin2 und DolWin beta“ wurden in Cluster 3 fast alle erforderlichen AC-Trassen mit festgelegt. Die Trasse zum Windpark „Delta Nordsee 1 + 2“ wurde im Planfeststellungsverfahren mit eingebracht, jedoch nicht planfestgestellt. Diese Trasse wird als geplante Trasse mit in den BFO-N übernommen. Die Windparks „Gode Wind 01“, „Gode Wind 02“ und „Nordsee One“ sind bereits an die Konverterplattform „DolWin beta“ angeschlossen. Da derzeit nicht absehbar ist, welche Windparks an die zweite Plattform in Cluster 3 angeschlossen werden und wie sich die weiteren Anbindungen auf die übrige Plattform verteilt, werden vorerst alle verbleibenden Trassen für Drehstrom-Seekabelsysteme zum zweiten Konverter vorgesehen. Die Konverter werden untereinander verbunden. Durch die Anschlüsse an die verschiedenen Konverter können weitere Kreuzungen entstehen. Auch hier war es aufgrund der bestehenden Genehmigungen nicht möglich, alle Planungsgrundsätze, insbesondere die geforderten Abstände, einzuhalten.

In Cluster 4 sind mit den Konvertern „HelWin alpha“ und „HelWin beta“ alle im Cluster erforderlichen Drehstrom-Trassen bereits genehmigt. An die Plattform „HelWin alpha“ wurden die Windparks „Meerwind Süd/Ost“ und „Nordsee Ost“ angeschlossen, an „HelWin beta“ der Windpark „Amrumbank West“. Für “Kaskasi II“ wird eine Trasse an die Konverterplattform „HelWin beta“ geplant.

Die Windparks „Sandbank“ und „DanTysk“ und „Butendiek“ in Cluster 5 wurden, entsprechend der Genehmigungen, an „SylWin alpha“ angeschlossen. In Cluster 5 sind die Anbindungen der Windparks „Nördlicher Grund“ und „Nördlicher Grund Teil Sandbank“ an die zweite Plattform in diesem Cluster, „SylWin beta“ offen. Hier wird für das Vorhaben „Nördlicher Grund“ die vom ÜNB mit dem Windparkbetreiber abgestimmte Trasse übernommen.

In Cluster 6 ist der Windpark „BARD Offshore 1“ über die Konverterplattform „BorWin alpha“ angeschlossen. An die Konverterplattform „BorWin beta“ sind derzeit die Windparks „Global Tech I“ und „Veja Mate“ angeschlossen[13]. Da für die beiden weiteren Windparks im Cluster trotz durchgeführter Clustergespräche bisher keine Trassen festgelegt werden konnten, werden im Rahmen dieses Plans Trassen für die Anbindung auf Grundlage der aktuellen Diskussion festgelegt.

In Cluster 7 wird jeweils eine Anbindung der Windparks „EnBW He Dreiht“ sowie „GlobalTech II“ festgelegt. Hinzu kommt die clusterübergreifende Anbindung des Windparks „Atlantis 1“ aus Cluster 6. Für „Atlantis 1“ und „Global Tech II“ wurden im Windparkverfahren Trassen diskutiert, die hier dargestellt werden. Für „EnBW He Dreiht“ erfolgte die Festlegung der Trasse entsprechend den Grundsätzen des BFO auf kürzestem Weg zwischen Konverterplattform und Umspannplattform, da bisher keine abgestimmte Trasse zwischen Windpark und Übertragungsnetzbetreiber erzielt werden konnte. Kleinräumige Umtrassierungen gegenüber dieser Route sind im Einzelzulassungsverfahren des Windparks bzw. der Netzanbindung zu diskutieren.

In Cluster 8 ist vorgesehen, die Windparks „Global Tech I“ und „EnBW Hohe See“ an den Konverter „BorWin gamma“ anzuschließen. Die Trasse für den Windpark „EnBW Hohe See“ wurde im Rahmen der Plangenehmigung des Windparks mit festgestellt. Die derzeit bestehende Drehstrom-Anbindung von „Global Tech I“ an „BorWin beta“ soll zukünftig teilweise durch den Windpark „Albatros“ genutzt werden. Die bisherige Trasse innerhalb des Windparks „Global Tech I“ bleibt bestehen, anschließend ist eine Trassenführung mittig zwischen den

[13] Der Windpark „Global Tech I“ ist derzeit noch in Cluster 6 (NOR-6-2) angeschlossen. Die Verlagerungsentscheidung der Bundesnetzagentur (Az. BK6-14-127) vom 23.03.2015 sieht vor, dass das Vorhaben in Cluster 8 über NOR-8-1 angeschlossen wird. Zukünftig soll der Windpark „Albatros“ in Cluster 6 (NOR-6-2) angeschlossen werden (vgl. Beschluss (Az. BK6-15-168) vom 28.01.2016 sowie Beschluss (Az. BK6-15-010-Z4) vom 24.11.2015 der Bundesnetzagentur).

Windparks „EnBW Hohe See“ und „Global Tech I“ vorgesehen. Der Windpark „Albatros“ wird entsprechend der Verlagerungsentscheidung der Bundesnetzagentur das bereits verlegte nördliche Drehstrom-Seekabelsystem von „Global Tech I“ nutzen.

Für die Cluster 9 – 13 ist zum jetzigen Zeitpunkt eine Festlegung von AC-Trassen nicht möglich. Die Entwicklung dieser Flächen erfolgt im Rahmen des Flächenentwicklungsplans für den Zeitraum ab 2031.

5.4.4 Kartographische Darstellung

Bezüglich der kartographischen Darstellung der Drehstrom-Seekabelsysteme zur Verbindung der Konverterplattformen mit Umspannplattformen der Offshore-Windparks wird auf die Karte im Kapitel 5.5.4 verwiesen. Dort werden die clusterinternen und clusterübergreifenden Drehstrom-Seekabelsysteme gemeinsam dargestellt.

5.5 Trassenkorridore für clusterübergreifende Anbindungen

Unter einer **clusterübergreifenden Anbindung** ist ein **Drehstrom-Seekabelsystem** als Ausführung eines Unterwasserseekabelsystems zu verstehen, dass die in den Offshore-Windenergieanlagen **produzierte und in der Umspannplattform gebündelte Energie zu der Konverterplattform** führt. Dabei liegen die **Umspannplattform und die Konverterplattform nicht im gleichen Cluster**. Es handelt sich um eine lediglich in **Ausnahmefällen zulässige Anbindung**. Ein Drehstrom-Seekabelsystem besteht nach dem Stand der Technik aus drei einzelnen Leitern, die mit einem Lichtwellenleiter zur Kommunikation in einem Kabelsystem zusammengefasst werden.

5.5.1 Standardisierte Technikvorgaben

Zusammenfassung

- Einsatz Drehstromtechnologie
- Übertragungsspannung 155 kV

5.5.1.1 Einsatz Drehstromtechnologie

Clusterübergreifende Anbindungen werden mit in Drehstromtechnologie ausgeführt.

Wegen der Begründung wird auf die Begründung zur standardisierten Technikvorgabe 5.1.2.5 verwiesen.

5.5.1.2 Übertragungsspannung 155 kV

Clusterübergreifende Anbindungen werden in einer einheitlichen Spannungsebene von 155 kV ausgelegt.

Wegen der Begründung wird auf die Begründung zur standardisierten Technikvorgabe unter 5.1.2.6 verwiesen.

5.5.2 Planungsgrundsätze

Zusammenfassung

- Keine Erforderlichkeit in Clustern mit ausgeschöpfter Kapazität
- Keine Erforderlichkeit bei Clustern mit ausreichend freier Kapazität
- Ggf. technische Restriktionen
- Vermeidung einer Kettenreaktion
- größtmögliche Bündelung im Sinne einer Parallelführung
- Abstand bei Parallelverlegung: 100 m; nach jedem zweiten Kabelsystem 200 m
- Berücksichtigung bestehender und genehmigter Nutzungen (Bebauung 500 m Abstand, Windenergieanlagen 350 m Abstand, Schifffahrtsrouten 300 m Abstand)
- Kreuzungen von Vorranggebieten Schifffahrt vermeiden
- Kreuzungen vermeiden, wenn zwingend erforderlich, dann möglichst rechtwinklig; Abstand zwischen Wendepunkten 250 m
- Länge der clusterübergreifenden Anbindung nicht länger als 20 km
- Mindestüberdeckung 1,5 m
- Verlegung möglichst außerhalb der Natura2000-Gebiete / geschützten Biotope
- Verminderung der Sedimenterwärmung (Einhaltung 2 K-Kriterium)
- Schonendes Verlegeverfahren
- Zeitliche Gesamtkoordinierung der Verlegearbeiten
- Berücksichtigung von Kulturgütern und Fundstellen von Kampfmitteln
- Rückbaupflicht

5.5.2.1 Ausgeschöpfte Kapazität

Clusterübergreifende Anbindungen sind in Clustern mit ausgeschöpfter Kapazität nicht erforderlich.

In Clustern, in denen alle Offshore-Windpark-Vorhaben über eine unbedingte Netzanbindungszusage (uNAZ) nach § 118 Abs. 12 EnWG, eine Kapazität nach § 17d Abs. 3 EnWG oder über einen Zuschlag gem. § 34 WindSeeG verfügen und die Netzanbindungen effizient ausgelastet sind, sind clusterübergreifende Anbindungen aufgrund der ausgeschöpften Kapazität nicht erforderlich.

5.5.2.2 Freie Kapazität im eigenen Cluster

Clusterübergreifende Anbindungen sind in Clustern mit ausreichend freier Kapazität nicht erforderlich.

Wenn ein Cluster über ausreichend freie Kapazität eines bestehenden Netzanschlusses verfügt oder in der Bestätigung des O-NEP Zieljahr 2025 eine Netzanbindung für das Cluster im Übergangssystem bestätigt wurde, ist eine clusterübergreifende Anbindungen nicht erforderlich.

5.5.2.3 Ggf. technische Restriktionen

Clusterübergreifende Anbindungen sind nur möglich, wenn technische Restriktionen diesen nicht entgegenstehen.

5.5.2.4 Vermeidung einer Kettenreaktion (§ 17d EnWG)

Clusterübergreifende Anbindungen dürfen keine weiteren clusterübergreifenden Anbindungen auslösen, sog. Kettenreaktion.

Gemäß § 17b Abs. 3 EnWG enthält der Offshore-Netzentwicklungsplan Festlegungen, in welchem Umfang die Anbindung von bestehenden Projekten im Sinn des § 26 Absatz 2 WindSeeG ausnahmsweise über einen anderen im BFO nach § 17a festgelegten Cluster gemäß § 17d Absatz 3 erfolgen kann. Nach § 17d Abs. 3 EnWG kann ausnahmsweise eine Anbindung über ein Cluster erfolgen, sofern dies im Bundesfachplan Offshore und im Offshore-Netzentwicklungsplan ausdrücklich vorgesehen ist und dies für eine geordnete und effiziente Nutzung und Auslastung der Offshore-Anbindungsleitungen erforderlich ist.

Daher sind clusterübergreifende Anbindungen nur dann möglich, wenn keine weiteren clusterübergreifenden Anbindungen aus einer clusterübergreifenden Anbindung resultieren, sog. Kettenreaktion.

5.5.2.5 Bündelung

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

Wegen der Begründung wird auf die Begründung des Grundsatzes 5.3.2.1 verwiesen.

5.5.2.6 Abstand bei Parallelverlegung

Bei der Parallelverlegung von clusterübergreifende Anbindungen ist zwischen den einzelnen Systemen ein Abstand von 100 m einzuhalten. Nach jedem zweiten Kabelsystem ist ein Abstand von 200 m einzuhalten.

Wegen der Begründung wird auf die Begründung des Grundsatzes 5.3.2.2 verwiesen.

5.5.2.7 Berücksichtigung bestehender und genehmigter Nutzungen

Bei der Wahl der Streckenführung von clusterübergreifende Anbindungen soll Rücksicht auf bestehende und genehmigte Nutzungen und Nutzungsrechte sowie auf die Belange der Schifffahrt, der Verteidigung und Fischerei genommen werden. Auf bereits vorhandene Rohrleitungen und Seekabel ist bei der Wahl des Streckenverlaufs für neue Drehstrom-Seekabelsystemen zur Verbindung der Konverterplattform mit der Umspannplattform gebührend Rücksicht zu nehmen; es ist ein Abstand von 500 m einzuhalten. Zu Windenergieanlagen, deren Energie mit dem Drehstrom-Seekabelsystem abgeführt wird, ist ein Abstand von 350 m einzuhalten. Die Planung, Errichtung und der Betrieb der Drehstrom-Seekabelsysteme sind in enger Abstimmung zwischen Übertragungsnetzbetreiber und den Offshore-Windpark-Vorhabensträgern/Betreibern durchzuführen.

Wegen der Begründung wird auf die Begründung des Grundsatzes 5.3.2.5 und 5.4.2.3 verwiesen.

5.5.2.8 Vermeidung Kreuzung der Vorranggebiete Schifffahrt

Die Kreuzung von im Raumordnungsplan AWZ Nordsee festgelegten Vorranggebieten für die Schifffahrt sollte vermieden werden.

Um Beeinträchtigungen der Schifffahrt zu minimieren, sollten bei clusterübergreifenden Anbindungen die Kreuzung von Vorranggebieten der Schifffahrt vermieden werden. Auf den Grundsatz 5.3.2.4 wird verwiesen.

5.5.2.9 Kreuzungen

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

Für den Fall, dass das nicht zu vermeidende Kreuzungsbauwerk nicht rechtwinklig ausgeführt werden kann, sollte der Kreuzungswinkel 45° nicht unterschreiten sowie zwischen den erforderlich werdenden Wendepunkten ein Abstand von mindestens 250 m vorgesehen werden.

Wegen der Begründung wird auf die Begründung des Grundsatzes 5.3.2.6 verwiesen. Ergänzend wird festgelegt, dass grundsätzlich eine kreuzungsfreie Trassenführung zwischen Umspannplattform und Konverterplattform vorzusehen und die parkinterne Verkabelung in den Offshore-Windparks entsprechend auszulegen ist.

5.5.2.10 Begrenzung der Länge der clusterübergreifende Anbindungen

Die Kabellänge zwischen Konverterplattform und Umspannplattform sollte möglichst 20 km nicht überschreiten. Hierbei ist ein möglichst kurzer und gradliniger Verlauf anzustreben.

Die Längen der clusterübergreifende Anbindungen zur Verbindung der Konverterplattform mit der Umspannplattform sollen aufgrund ihrer Verluste und der damit einhergehenden Erwärmung des Bodens (vgl. Planungsgrundsatz 5.4.2.9) möglichst 20 km nicht überschreiten und möglichst gering gehalten werden. Die Kabelführung sollte auf kürzestem Weg und möglichst geradlinig erfolgen. Zusätzlich hat die Länge des Drehstrom-Seekabelsystems direkten Einfluss auf Größe und Dimensionierung der Umspann- und Konverterplattformen, da Größe und Gewicht der erforderlichen Drosselspulen mit der Kabellänge steigen. Die Verluste des Drehstrom-Seekabelsystems zwischen Umspannplattform und Konverter werden minimiert.

5.5.2.11 Überdeckung

Bei der Festlegung der dauerhaft zu gewährleistenden Überdeckung von clusterübergreifende Anbindungen sollen insbesondere die Belange der Schifffahrt und der Fischerei, der Verteidigung, des Schutzes der Meeresumwelt sowie der Systemsicherheit berücksichtigt werden. Dazu ist bei der Verlegung eine Tiefenlage des Kabelsystems herzustellen, die eine dauerhafte Überdeckung von mindestens 1,5 m gewährleistet.

Wegen der Begründung wird auf die Begründung des Grundsatzes 5.3.2.7 verwiesen.

5.5.2.12 Verlegung außerhalb der Natura2000-Gebiete und geschützter Biotopstrukturen

Bei der Verlegung von clusterübergreifende Anbindungen sollen mögliche Beeinträchtigungen der Meeresumwelt minimiert werden. Dazu sollten die Drehstrom-Seekabelsysteme möglichst außerhalb von Natura2000-Gebieten verlegt werden. Bekannte Vorkommen geschützter Biotope nach § 30 BNatSchG oder entsprechende Strukturen sind möglichst zu umgehen.

Die Vorgaben des § 45 a WHG sind zu beachten, die beste Umweltpraxis („best environmental practice“) gemäß OSPAR-Übereinkommen sowie der jeweilige Stand der Technik sollen berücksichtigt und im Einzelverfahren konkretisiert werden.

Wegen der Begründung wird auf die Begründung des Grundsatzes 5.3.2.8 verwiesen.

5.5.2.13 Sedimenterwärmung

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

Wegen der Begründung wird auf die Begründung des Grundsatzes 5.3.2.9 verwiesen.

5.5.2.14 Schonendes Verlegeverfahren

Zum Schutz der Meeresumwelt soll bei der Verlegung von clusterübergreifende Anbindungen zur Verbindung der Konverterplattform mit der Umspannplattform ein möglichst schonendes Verlegeverfahren gewählt werden.

Wegen der Begründung wird auf die Begründung des Grundsatzes 5.3.2.10 verwiesen.

5.5.2.15 Zeitliche Gesamtkoordinierung der Verlegearbeiten

Zur Vermeidung bzw. Verminderung kumulativer Auswirkungen soll eine zeitliche Gesamtkoordination der Verlegearbeiten von clusterübergreifende Anbindungen zur Verbindung der Konverterplattform mit der Umspannplattform vorgesehen werden.

Wegen der Begründung wird auf die Begründung des Grundsatzes 5.3.2.11 verwiesen.

5.5.2.16 Berücksichtigung von Kulturgütern

Bei der Trassenwahl sollen bekannte Fundstellen von Kulturgütern berücksichtigt werden. Sollten bei der Planung oder Verlegung von clusterübergreifende Anbindungen zur Verbindung der Konverterplattform mit der Umspannplattform bisher nicht bekannte im Meeresboden befindliche Kulturgüter aufgefunden werden, müssen entsprechende Maßnahmen zur Sicherung des Kulturgutes getroffen werden.

Wegen der Begründung wird auf die Begründung des Grundsatzes 5.3.2.12 verwiesen.

5.5.2.17 Berücksichtigung von Fundstellen von Kampfmitteln

Bei der Trassenwahl sollen bekannte Fundstellen von Kampfmitteln berücksichtigt werden. Sollten bei der Planung oder Errichtung von clusterübergreifende Anbindungen bisher nicht bekannte im Meeresboden befindliche Kampfmittel aufgefunden werden, sind entsprechende Schutzmaßnahmen zu ergreifen.

Wegen der Begründung wird auf die Begründung des Grundsatzes 5.3.2.13 verwiesen.

5.5.2.18 Rückbaupflicht

Clusterübergreifende Anbindungen zur Verbindung der Konverterplattform mit der Umspannplattform sind nach Aufgabe der Nutzung zurück zu bauen. Verursacht der Rückbau größere nachteilige Umweltauswirkungen als der Verbleib, ist von ihm ganz oder teilweise abzusehen, es sei denn, der Rückbau ist aus Gründen der Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs erforderlich. Für den Fall eines Verbleibs sollen geeignete Überwachungsmaßnahmen hinsichtlich möglicher künftiger Gefährdungen vorgesehen werden.

Wegen der Begründung wird auf die Begründung des Grundsatzes 5.3.2.14 verwiesen.

5.5.3 Räumliche Festlegungen

Die vorgesehene clusterübergreifende Anbindung zwischen Cluster 6 und Cluster 7 ermöglicht die Anbindung des erörterten Windparks „Atlantis 1“ an den geplanten Konverter in Cluster 7. Die Trasse verläuft innerhalb des Windparks auf der bisher vorgesehenen Trasse zum äußeren Rand des Clusters 6. Dieser Abschnitt ist ca. 6,5 km lang. Anschließend kreuzt die clusterübergreifende Anbindung das Vorbehaltsgebiet Schifffahrt Nr. 12 rechtwinklig. Im

westlichen Bereich des Clusters 7 erfolgt die Kreuzung der bereits verlegten Gleichstrom-Seekabelsysteme „BorWin1“ und „BorWin2“. Von dort verläuft die clusterübergreifende Anbindung nördlich von „BorWin2“ zur Konverterplattform in Cluster 7. In diesem Bereich ist es etwa 3 km westlich der Konverterplattform erforderlich, ein bekanntes Wrack zu umgehen, sodass hier von der Parallellage zu „BorWin2“ abgewichen wird. Die clusterübergreifende Anbindung hat derzeit eine Länge von ca. 24,5 km. Da es sich bei der Längenbegrenzung um einen Grundsatz handelt, von dem im begründeten Einzelfall abgewichen werden kann und die Abweichung mit der Lage des Umspannwerks sowie der erforderlichem Umgehung eines Wracks zu begründen ist, liegt die Länge der clusterübergreifende Anbindung zwischen Cluster 6 und 7 mit 24,5 km gerade noch im vertretbaren Bereich. Für die Anbindung dieser Fläche wurde alternativ ein zusätzlicher Netzanschluss in diesem Cluster räumlich gesichert.

Es gibt des Weiteren eine bereits bestehende (in Betrieb befindliche) clusterübergreifende Anbindung des Vorhabens „Global Tech I“ (in Cluster 8 liegend) an „BorWin beta“ (in Cluster 6 liegend). Der Windpark „Global Tech I“ ist aufgrund der Verlagerungsentscheidung der BNetzA (Az. BK6-14-127) vom 23. März 2015 jedoch zukünftig in Cluster 8 an die Konverterplattform „BorWin gamma“ anzuschließen. Die beiden vorhandenen Drehstrom-Seekabelsysteme der bereits bestehenden clusterübergreifenden Anbindung sollen, soweit möglich, zur Anbindung von „Albatros“ (siehe Beschlüsse der BNetzA vom 24. November 2015 [Az. BK6-15-010-Z4] und vom 28. Januar 2016 [Az. BK6-15-168]) sowie ggf. als Verbindung untereinander zwischen „BorWin gamma“ und „BorWin beta“ genutzt werden. Für die Anbindung der Windparks „Albatros“ soll das nördlich liegende Drehstrom-Seekabelsystem der ursprünglichen Anbindung von „Global Tech I“ genutzt werden. Die Trasse verringert sich dadurch auf eine Gesamtlänge von ca. 23,5 km.

5.5.4 Kartographische Darstellung

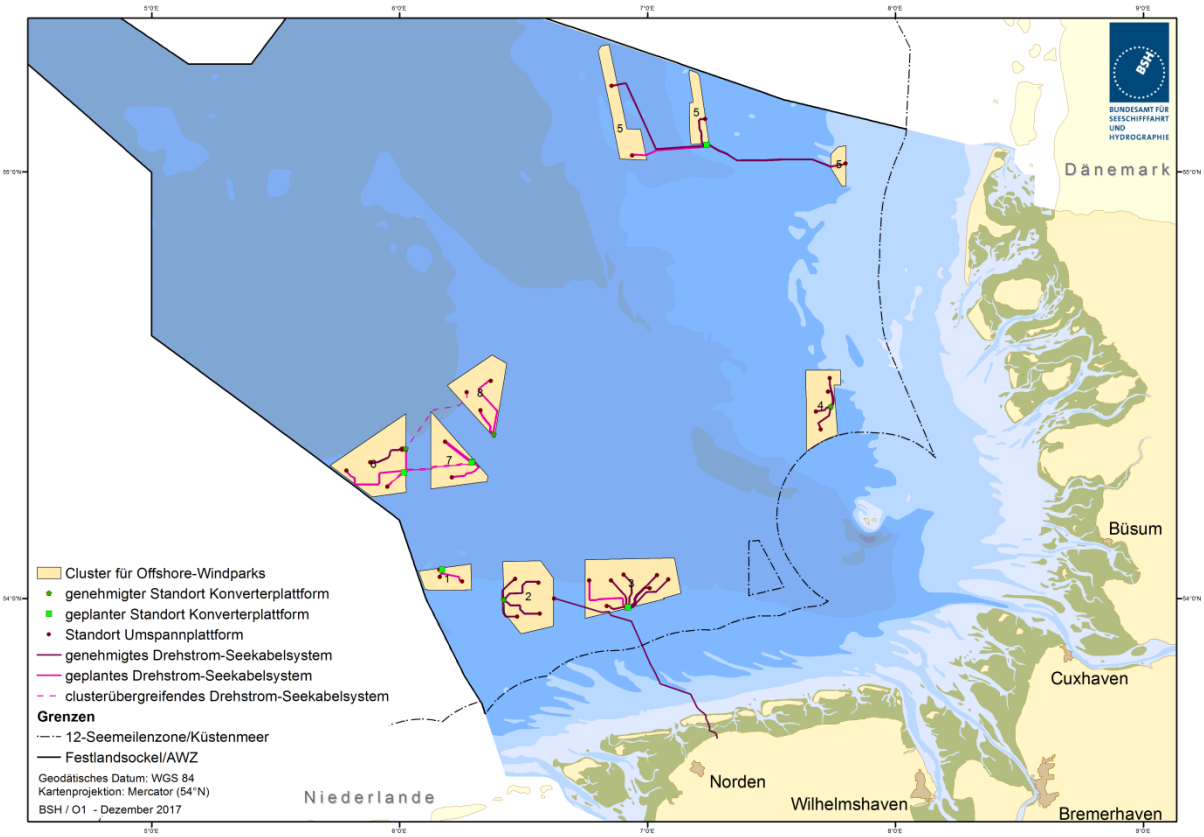


Abbildung 4: Flächen für Drehstrom-Seekabelsysteme

5.6 Kartographische Darstellung der Anbindungsleitungen bis Ende 2030

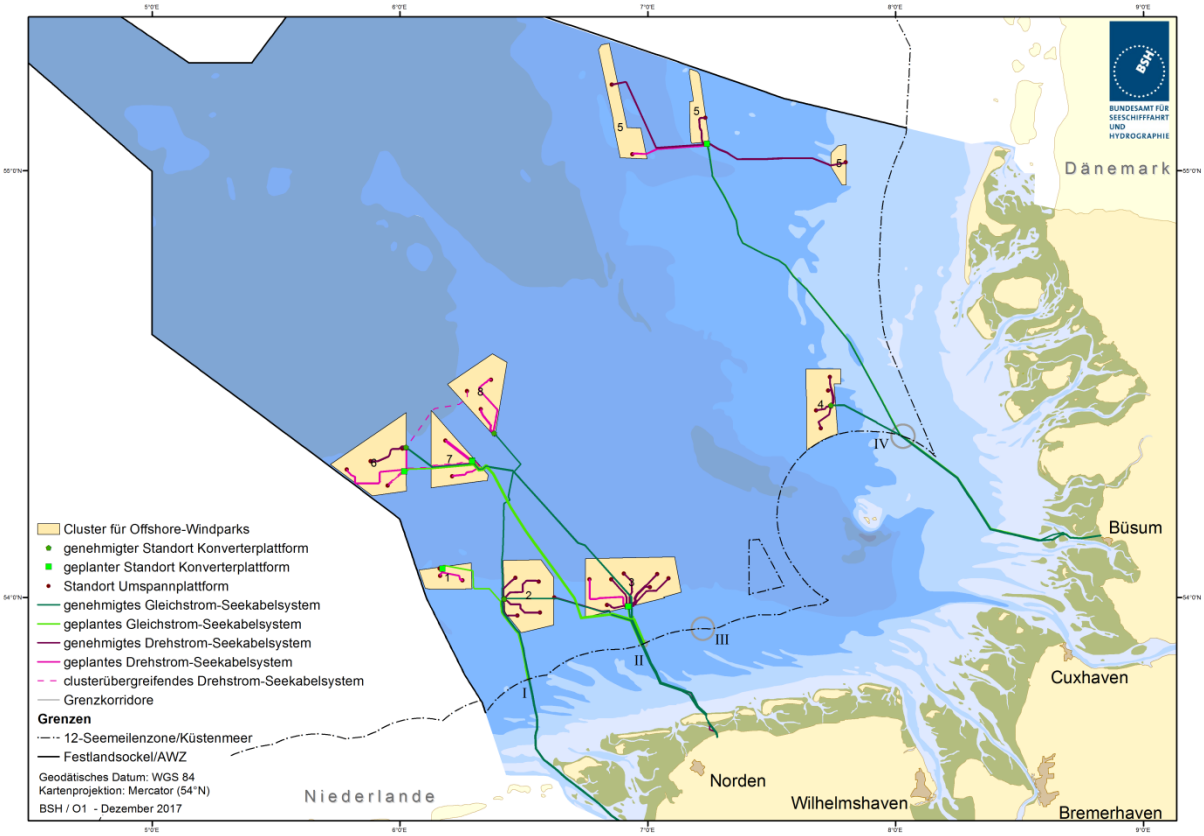


Abbildung 5: Zusammenfassende Darstellung Anbindungsleitung bis Ende 2030

6 Trassenkorridore für grenzüberschreitende Seekabelsysteme

Gemäß § 17a Abs. 1 Satz 2 Nr. 5 EnWG sind im BFO auch Trassen oder Trassenkorridore für grenzüberschreitende Stromleitungen darzustellen.

Unter **grenzüberschreitenden Seekabelsystemen** im Sinne dieses Plans sind **Gleichstrom-Seekabelsysteme** zu verstehen, **welche durch mindestens zwei Nordseeanrainerstaaten** verlaufen.

Durch diesen Plan sollen Trassen 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 Netzanschlusssysteme für Offshore-Windparks, einfügen.

Dementsprechend werden in diesem Plan neben dem bereits in Betrieb befindlichen grenzüberschreitenden Seekabelsystem „NorNed“, das genehmigte Vorhaben „NordLink“ und das im Bau befindliche „COBRAcable“ dargestellt. Des Weiteren werden die beim BSH derzeit anhängigen Vorhaben „Viking Link“ und „NorGer“ in leicht angepasster Form – entsprechend der festgelegten Regelvorgaben und Planungsgrundsätze – in den Plan aufgenommen

Im Netzentwicklungsplan hat die BNetzA das Projekt „NordLink“ bestätigt. In der Bestätigung des Netzentwicklungsplans 2024 wird als angestrebtes Inbetriebnahmejahr 2018 angegeben. „NordLink“ wird durch die EU-Kommission als Vorhaben von gemeinsamen Interesse („Project of Common Interest“ -PCI) geführt, dem gemeinschaftsweite Bedeutung beigemessen wird. Die notwendigen Genehmigungen für das Vorhaben „NordLink“ im Bereich der deutschen AWZ liegen vor. Das Kabelsystem wurde ebenfalls im Zuständigkeitsbereich von Schleswig-Holstein planfestgestellt.

Auch das „COBRAcable“ wurde von der Europäischen Kommission in die Unionsliste der Vorhaben von gemeinsamem Interesse („Projects of Common Interest“ -PCI) aufgenommen.

Das Projekt „NorGer“ wird im 2. Entwurf des NEP 2030 (Version 2017) der Übertragungsnetzbetreiber sowie in der Bestätigung des NEP Strom (Bedarfsermittlung 2017-2030) der Bundesnetzagentur nicht berücksichtigt.

Über die genannten Vorhaben hinaus werden in diesem Plan lediglich mögliche Übergabekorridore für grenzüberschreitende Seekabelsysteme an der äußeren Grenze der AWZ festgelegt. Dies liegt darin begründet, dass mögliche Trassenverläufe von grenzüberschreitenden Seekabelsystemen in Bezug auf Anzahl und konkrete Trassenführung nach aktuellem Stand noch nicht bekannt sind und insbesondere im Hinblick auf die europäische Stromnetzentwicklung schwer abgeschätzt werden können.

Nach Artikel 8 Abs. 3 b) der Verordnung EG 714/2009 verabschieden die europäischen Übertragungsnetzbetreiber für Strom (ENTSO-E) alle zwei Jahre einen nicht bindenden gemeinschaftsweiten zehnjährigen Netzentwicklungsplan sog. Ten-Year Network Development Plan (TYNDP, zuletzt 2016) einschließlich einer europäischen Prognose zur Angemessenheit der Stromerzeugung. Dieser enthält überregionale und internationale Ausbaumaßnahmen, die für den grenzüberschreitenden europäischen Stromtransport von Bedeutung sind. Im TYNDP sind für den Bereich der Nordsee bereits etliche Projekte enthalten. Der TYNDP 2016 führt das Vorhaben „COBRA-2“ auf. Dieses Vorhaben soll Dänemark und die Niederlande verbinden, die Verbindung hat im TYNDP allerdings noch keinen konkreten Raumbezug.

Zukünftige zusätzlich geplante Projekte, deren konkrete Trassenverläufe noch nicht bekannt sind, können im Rahmen der Konsultation des BFO-N entsprechend der aktuellen Entwicklungen diskutiert und konkretisiert werden.

Um bereits jetzt die räumlichen Voraussetzungen für ein grenzüberschreitendes Nordsee-Netz zu schaffen, werden Grenzkorridore festgelegt, durch welche zukünftige grenzüberschreitende

Seekabelsysteme bei Eintritt in die deutsche AWZ unter Maßgabe der folgenden standardisierten Technikvorgaben und Planungsgrundsätze geführt werden sollen.

Um die erforderlichen Trassen für grenzüberschreitende Seekabelsysteme bereits heute räumlich zu sichern, werden entsprechende Seegebiete durch die am 16. Juni 2015 erlassene Veränderungssperre räumlich gesichert. Anderenfalls bestünde die Gefahr, dass Windparkplanungen, die vor allem in den küstennäheren Bereichen der AWZ liegen, ihre Planungen vorantreiben und das Stadium der planungsrechtlichen Verfestigung erreichen, ohne ausreichend Platz für mögliche zukünftige grenzüberschreitende Seekabelsysteme einzuplanen.

6.1 Standardisierte Technikvorgaben

Zusammenfassung

- Ausführung als Gleichstrom-Seekabelsystem mit gebündeltem Hin- und Rückleiter
- Berücksichtigung der und Einbeziehung in die Netzplanung

6.1.1 Ausführung als Gleichstrom-Seekabelsystem mit gebündeltem Hin- und Rückleiter

Grenzüberschreitende Seekabelsysteme sind als Hochspannungsgleichstromübertragung und mit Hin- und Rückleiter als gebündeltes Kabelsystem auszuführen.

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

Die Verbindungen sind jeweils mit Hin- und Rückleiter auszuführen, die gebündelt verlegt werden, damit sich die magnetischen Felder der Leiter zum großen Teil kompensieren. Dadurch kann im Allgemeinen eine magnetische Flussdichte erreicht werden, die deutlich unterhalb der durchschnittlichen Stärke des Erdmagnetfelds liegt und erhebliche Auswirkungen auf Schutzgüter ausschließt (vgl. auch Umweltbericht Kapitel 4.2).

6.1.2 Berücksichtigung des Gesamtsystems

Die Planung von grenzüberschreitenden Seekabelsystemen soll die Festlegungen des Bundesfachplans Offshore berücksichtigen und sich in das Gesamtsystem einfügen.

Die Planung und Errichtung von grenzüberschreitenden Seekabelsystemen hat die verschiedenen Festlegungen dieses Plans, insbesondere für die Netzanbindung von Offshore-Windparks, zu berücksichtigen. Wenn technisch machbar und im Sinne der Effizienz sinnvoll, sollen grenzüberschreitende Stromleitungen auch in die Netzplanung zur Anbindung der Offshore-Windenergie einbezogen werden.

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

Im Rahmen der Aufstellung des Flächenentwicklungsplans soll zudem der Aufbau eines internationalen Offshore-Netzes unter Einbeziehung sowohl der grenzüberschreitenden Seekabelsysteme als auch der Anbindungsleitungen für Offshore-Windenergie weiter begleitet und unterstützt werden. Für die Integration der grenzüberschreitenden Kabelsysteme in ein

vermaschtes Offshore-Netz sind jedoch noch technische, aber auch regulatorische Fragestellungen zu klären.

Mit einer Einbindung der grenzüberschreitenden Kabelsysteme bereits in die Anbindungsleitungen der Offshore-Windparks bestünde zudem die Möglichkeit, die Gesamtzahl der notwendigen Kabelsysteme – insbesondere für die Anlandung – zu reduzieren.

6.2 Planungsgrundsätze

Zusammenfassung

- größtmögliche Bündelung im Sinne einer Parallelführung
- Führung durch Grenzkorridore
- Rechtwinklige Kreuzung der Vorrang- und Vorbehaltsgebiete Schifffahrt
- Berücksichtigung bestehender und genehmigter Nutzungen (Bebauung 500 m Abstand, Schifffahrtsrouten 300 m Abstand)
- Kreuzungen vermeiden, wenn zwingend erforderlich, dann möglichst rechtwinklig; Abstand zwischen Wendepunkten 250 m
- Mindestüberdeckung 1,5 m
- Verlegung möglichst außerhalb der Natura2000-Gebiete/ geschützten Biotope
- Verminderung der Sedimenterwärmung (Einhaltung 2 K-Kriterium)
- Schonendes Verlegeverfahren
- Zeitliche Gesamtkoordinierung der Verlegearbeiten
- Berücksichtigung von Kulturgütern und Fundstellen von Kampfmitteln
- Rückbaupflicht

6.2.1 Bündelung

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

Wegen der Begründung wird auf die Begründung des Grundsatzes 5.3.2.1 verwiesen.

6.2.2 Führung durch Grenzkorridore

Grenzüberschreitende Seekabelsysteme sind durch die an der Grenze zur AWZ und der 12 sm-Zone festgelegten Grenzkorridore zu führen.

Die Grenzkorridore zum Küstenmeer werden vorrangig für die Gleichstrom-Seekabelsysteme zur Anbindung der Offshore-Windparks benötigt. Mit Blick auf die vorgesehene Lage der Grenzkorridore ergeben sich bei der Trassenführung innerhalb der AWZ bereits starke Restriktionen aufgrund der genehmigten Offshore-Windparks der Cluster 1, 2 und 3. Diese genießen aufgrund des genehmigten Planungsstadiums Vertrauensschutz, so dass ein bestehender Platzmangel durch Festlegungen in diesem Plan nicht ohne weiteres gelöst werden kann. Zudem sind bestehende Strukturen, d.h. insbesondere bereits in Betrieb befindliche Kabelsysteme und Rohrleitungen zu beachten, indem sich insbesondere die zukünftig geplanten Seekabelsysteme in das bestehende System einzufügen haben.

Aufgrund der geteilten Zuständigkeit für die Planung der Trassen ist es auch notwendig, Übergabepunkte an der Grenze zwischen AWZ und Küstenmeer zu definieren. Diese Grenzkorridore sollen sicherstellen, dass die Seekabelsysteme von der AWZ aus sinnvoll über das Küstenmeer bis zum technisch und wirtschaftlich günstigsten Netzverknüpfungspunkt an

Land geführt werden können. Gleichzeitig sollen die Kabelsysteme an diesen Stellen so weit wie möglich konzentriert und zur weiteren Ableitung in Richtung der Netzverknüpfungspunkte gebündelt werden, um die Beeinträchtigung anderer Nutzungsansprüche und Zerschneidungseffekte gering zu halten.

6.2.3 Kreuzung der Vorrang- und Vorbehaltsgebiete Schifffahrt

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

Wegen der Begründung wird auf die Begründung des Grundsatzes 5.3.2.4 verwiesen.

6.2.4 Berücksichtigung bestehender und genehmigter Nutzungen

Bei der Wahl der Streckenführung von grenzüberschreitenden Seekabelsystemen soll Rücksicht auf bestehende und genehmigte Nutzungen und Nutzungsrechte sowie auf die Belange der Schifffahrt und Fischerei sowie der Verteidigung genommen werden. Auf bereits vorhandene Rohrleitungen und Seekabel ist bei der Wahl des Streckenverlaufs für neue grenzüberschreitenden Seekabelsystemen gebührend Rücksicht zu nehmen; es ist ein Abstand von 500 m einzuhalten.

Wegen der Begründung wird auf die Begründung des Grundsatzes 5.3.2.5 verwiesen.

6.2.5 Kreuzungen

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

Für den Fall, dass das nicht zu vermeidende Kreuzungsbauwerk nicht rechtwinklig ausgeführt werden kann, sollte der Kreuzungswinkel 45° nicht unterschreiten sowie zwischen den erforderlich werdenden Wendepunkten ein Abstand von mindestens 250 m vorgesehen werden.

Wegen der Begründung wird auf die Begründung des Grundsatzes 5.3.2.6 verwiesen.

6.2.6 Überdeckung

Bei der Festlegung der dauerhaft zu gewährleistenden Überdeckung von grenzüberschreitenden Seekabelsystemen sollen insbesondere die Belange der Schifffahrt und der Fischerei, der Verteidigung, des Schutzes der Meeresumwelt sowie der Systemsicherheit berücksichtigt werden. Dazu ist bei der Verlegung eine Tiefenlage des Kabelsystems herzustellen, die eine dauerhafte Überdeckung von mindestens 1,5 m gewährleistet.

Wegen der Begründung wird auf die Begründung des Grundsatzes 5.3.2.7 verwiesen.

6.2.7 Verlegung außerhalb der Natura2000-Gebiete und geschützter Biotopstrukturen

Bei der Verlegung von grenzüberschreitenden Seekabelsystemen sollen mögliche Beeinträchtigungen der Meeresumwelt minimiert werden. Dazu sollten die grenzüberschreitenden Seekabelsysteme möglichst außerhalb von Natura2000-Gebieten verlegt werden. Bekannte Vorkommen geschützter Biotope nach § 30 BNatSchG oder entsprechende Strukturen sind möglichst zu umgehen.

Die Vorgaben des § 45 a WHG sind zu beachten, die beste Umweltpraxis („best environmental practice“) gemäß OSPAR-Übereinkommen sowie der jeweilige Stand der Technik sollen berücksichtigt und im Einzelverfahren konkretisiert werden.

Wegen der Begründung wird auf die Begründung des Grundsatzes 5.3.2.8 verwiesen.

6.2.8 Sedimenterwärmung

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

Wegen der Begründung wird auf die Begründung des Grundsatzes 5.3.2.9 verwiesen.

6.2.9 Schonendes Verlegeverfahren

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

Wegen der Begründung wird auf die Begründung des Grundsatzes 5.3.2.10 verwiesen.

6.2.10 Zeitliche Gesamtkoordinierung der Verlegearbeiten

Zur Vermeidung bzw. Verminderung kumulativer Auswirkungen soll eine zeitliche Gesamtkoordination der Verlegearbeiten von grenzüberschreitenden Seekabelsystemen vorgesehen werden.

Wegen der Begründung wird auf die Begründung des Grundsatzes 5.3.2.11 verwiesen.

6.2.11 Berücksichtigung von Kulturgütern

Bei der Trassenwahl sollen bekannte Fundstellen von Kulturgütern berücksichtigt werden. Sollten bei der Planung oder Verlegung von grenzüberschreitenden Seekabelsystemen bisher nicht bekannte im Meeresboden befindliche Kulturgüter aufgefunden werden, müssen entsprechende Maßnahmen zur Sicherung des Kulturgutes getroffen werden.

Wegen der Begründung wird auf die Begründung des Grundsatzes 5.3.2.12 verwiesen.

6.2.12 Berücksichtigung von Fundstellen von Kampfmitteln

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

Wegen der Begründung wird auf die Begründung des Grundsatzes 5.3.2.13 verwiesen.

6.2.13 Rückbaupflicht

Grenzüberschreitende Seekabelsysteme sind nach Aufgabe der Nutzung zurück zu bauen. Verursacht der Rückbau größere nachteilige Umweltauswirkungen als der Verbleib, ist von ihm ganz oder teilweise abzusehen, es sei denn, der Rückbau ist aus Gründen der Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs erforderlich. Für den Fall eines Verbleibs sollen geeignete Überwachungsmaßnahmen hinsichtlich möglicher künftiger Gefährdungen vorgesehen werden.

Wegen der Begründung wird auf die Begründung des Grundsatzes 5.3.2.14 verwiesen.

6.3 Räumliche Festlegungen

6.3.1 Grenzkorridore für grenzüberschreitende Seekabelsysteme

Entsprechend der gesetzlichen Kompetenzzuweisung des § 17a Abs. 1 Satz 1 EnWG erstrecken sich die räumlichen Festlegungen des BFO-N auf die deutsche AWZ. Eine über die Grenze der deutschen AWZ hinausgehende Festlegung der Trassen erfolgt daher nicht. Die im BFO-N geplanten Trassen müssen sinnvoll durch das Küstenmeer bzw. die AWZ der Nachbarstaaten bis zu den Netzverknüpfungspunkten geführt werden können. Im Küstenmeer und in den Nachbarstaaten gibt es jedoch keine Planungen, die über die bisher beantragten grenzüberschreitenden Seekabelsysteme hinausgehen. Die Grenzkorridore dienen als Orte, an denen die Anbindungsleitungen die Grenze zwischen AWZ und Küstenmeer bzw. zu den Nachbarstaaten überschreiten. Für den Bereich der AWZ der Nordsee betrifft dies das Küstenmeer von Niedersachsen und Schleswig-Holstein sowie die AWZ von den Niederlanden, Großbritannien und Dänemark.

Daher sind die Grenzkorridore in diesem Plan in enger Abstimmung mit den Küstenländern und den Nachbarstaaten festzulegen. In den Bereichen, in denen es nach jetzigem Kenntnisstand möglich ist, werden im Übergangsbereich zum Küstenmeer zur Bündelung von Gleichstrom-Seekabelsystemen die Grenzkorridore I bis IV festgelegt. Durch diese sind sämtliche in Deutschland anlandende Gleichstrom-Seekabelsysteme zu führen. Hierdurch sollen die Kabelsysteme an diesen Stellen so weit wie möglich konzentriert und zur weiteren Ableitung in Richtung der Netzverknüpfungspunkte gebündelt werden.

Die Dimensionierung der Grenzkorridore am Übergang zum Küstenmeer und an den Außengrenzen der AWZ ergibt sich aus den Abständen zwischen den Kabelsystemen und der Anzahl der erforderlichen Systeme sowie der jeweiligen Platzsituation am Übergang zum Küstenmeer. Dabei werden alle Gleichstrom-Seekabelsysteme, die für eine Abführung des Stroms aus den Clustern 1 bis 13 erforderlich sind, in die Planung einbezogen. Diesbezüglich wird auf die Ausführungen in Kapitel 5.3.3.1 verwiesen.

Bei der Dimensionierung der Grenzkorridore in Richtung Niedersachsen wurden im Grenzkorridor I (Ems) das grenzüberschreitende Kabelsystem „COBRAcable“ und in Grenzkorridor III (Europipe 2) das Kabelsystem „NorGer“ berücksichtigt. Weitere grenzüberschreitende Seekabelsysteme, die ggf. in Deutschland anlanden, können nur durch den Grenzkorridor III (Europipe 2) nach Niedersachsen geführt werden.

An der Grenze der AWZ bzw. 12 sm-Zone des schleswig-holsteinischen Küstenmeers wird lediglich Grenzkorridor IV (Büsum-Trasse) vorgesehen. Hier wird neben den erforderlichen Gleichstrom-Seekabelsystemen bei der Dimensionierung des Grenzkorridors zusätzlich das genehmigte grenzüberschreitende Kabelsystem „NordLink“ berücksichtigt.

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

Die an der äußeren Grenze der AWZ vorgesehenen Grenzkorridore V bis XVII dienen dazu, mögliche grenzüberschreitende Seekabelsysteme, die bislang noch nicht in ihrer konkreten Trassenführung bekannt sind, gebündelt in bzw. durch die deutsche AWZ führen zu können.

Die Grenzkorridore orientieren sich an vorhandene Planungen für Interkonnektoren und Windparks sowie an den bereits verlegten Rohrleitungen. Bei der Festlegung der Grenzkorridore wurden zudem die bekannten Planungen zu Offshore-Windparks in den Nachbarländern berücksichtigt, um hiermit die Entwicklung eines nordseeweiten Netzes zu ermöglichen. Grenzkorridor XVII. wurde soweit erweitert, dass eine Führung von Seekabeln nördlich der niederländischen Windparks zum Grenzkorridor möglich ist. Auf deutscher Seite erscheint eine raumordungskonforme Trassenführung jedoch nur bis zum Konverterstandort in Cluster 1 möglich, so dass dieser Grenzkorridor vorrangig für eine Verbindung der direkt aneinander grenzenden deutschen und niederländischen Windparks in Frage kommt.

Eine Abstimmung dieser Grenzkorridore V bis XVII für grenzüberschreitende Seekabelsysteme mit den Anrainerstaaten soll im Rahmen der jeweiligen Raumordnungspläne oder den jeweiligen Genehmigungsverfahren erfolgen.

6.3.2 Trassen für grenzüberschreitende Seekabelsysteme

Die genehmigten Trassen von „NordLink“ und „COBRAcable“ sowie die bekannten Planungen „NorGer“ und “Viking Link“ werden im BFO-N ausschließlich dargestellt. Die Trasse von „NorGer“ wurde leicht angepasst, um die in diesem Plan festgelegten Grundsätze soweit möglich umzusetzen (bspw. Bündelungsprinzip). Eine Entscheidung über die Trasse sowie zu betrachtende Alternativen bleibt dem Einzelzulassungsverfahren vorbehalten.

Zusätzlich wird in den Karten das in Betrieb befindliche „NorNed“-Kabel dargestellt.

Das beantragte grenzüberschreitende Seekabelsystem „NorGer“ verläuft vom Grenzkorridor III bis zum Naturschutzgebiet „Sylter Außenriff – Östliche Deutsche Bucht“ im Abstand von 500 m parallel zur „Europipe 2“. Dort knickt es nach Nordwesten ab und verläuft parallel zum Naturschutzgebiet „Sylter Außenriff – Östliche Deutsche Bucht“ bis zum grenzüberschreitenden Seekabelsystem „NorNed“, mit dem dann eine Parallelführung nach Norden zu Grenzkorridor VIII erfolgt. Auf dieser Trasse werden die Datenkabel „Atlantic Crossing 2“, „TAT 14N“ und „Atlantic Crossing 1A“ sowie in Abhängigkeit der Errichtungsreihenfolge der Anbindungsleitungen, die aus den Cluster 9 bis 13 zu Grenzkorridor II geführt werden, gekreuzt. Im Küstenmeer erfolgte eine Landesplanerische Festlegung dieses Systems auf der Ostseite der Jade mit einem Netzverknüpfungspunkt im Bereich Moorriem.

Das genehmigte grenzüberschreitende Seekabelsystem „NordLink“ verläuft von Grenzkorridor IV in nördlicher Richtung durch das komplette Naturschutzgebiet „Sylter Außenriff – Östliche Deutsche Bucht“ zu Grenzkorridor VI und kreuzt die Datenkabel „Atlantic Crossing 2“ und „Atlantic Crossing 1A“.

Das genehmigte grenzüberschreitende Seekabelsystem „COBRAcable“ (bereits im Bau) verläuft zusammen mit den Anbindungsleitungen von Grenzkorridor I auf der Westseite parallel zum Cluster 2 und von dort parallel mit der genehmigten Anbindungsleitung „BorWin3“ bis zur „Europipe 1“. Nach der Kreuzung der Rohrleitun „Europipe 1“ verläuft das “COBRAcable“ parallel zu Schifffahrtsroute 5 und ändert an der Kreuzung der Schifffahrtsrouten 4 und 5 die Richtung nach Nordosten, parallel entlang des ehemaligen Datenkabels „Odin Segment 1“. Im weiteren Verlauf kreuzt das geplante grenzüberschreitende Seekabelsystem „NorGer“, die „Europipe 2“ sowie die in der AWZ bewilligten bzw. aktiven Sand- und Kiesgewinnungsgebiete „Weiße Bank“, „BSK 1“ und „OAM III“ und die Naturschutzgebiete „Borkum Riffgrund“ und „Sylter Außenriff – Östliche Deutsche Bucht“. Innerhalb der AWZ werden zudem die Datenkabel „SeaMeWe 3“, „Atlantic Crossing 2“, „TAT 14N“ und „Atlantic Crossing 1A“ gekreuzt. “COBRAcable“ wechselt an Grenzkorridor V in dänische Gewässer. Die Abschnitte außerhalb der deutschen AWZ der Nordsee werden in der derzeit genehmigten Form nachrichtlich mit dargestellt.

Zusätzlich zu „COBRAcable“ wird eine parallel zur Schifffahrtsroute10 verlaufende Trasse gesichert. Diese Trasse käme für weitere Interkonnektoren-Planungen von den Niederlanden in Richtung Dänemark oder Norwegen in Betracht.

Der beantragte Interkonnektor „Viking Link“ verläuft von Dänemark nach Großbritannien. Hierbei wird die AWZ zwischen den Grenzkorridoren X und XIII gekreuzt, was zu unvermeidbaren Kreuzungen der Rohrleitungen „Europipe 1“ und „Norpipe“ führt.

6.4 Kartographische Darstellung

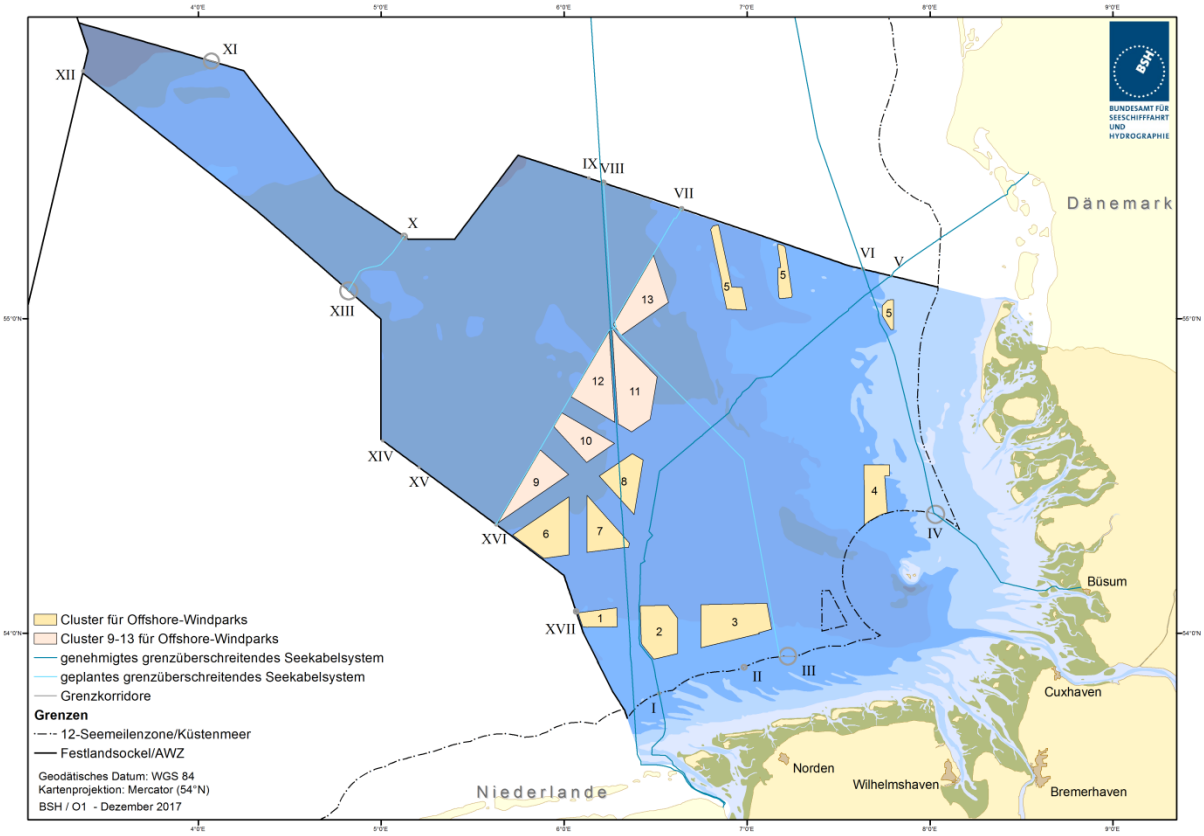


Abbildung 6: Darstellungen der grenzüberschreitenden Seekabelsysteme

7 Trassenkorridore für Verbindungen untereinander

Nach § 17a Abs. 1 Satz 2 Nr. 6 EnWG soll der BFO auch Trassen oder Trassenkorridore zu oder für mögliche Verbindungen von Offshore-Anlagen, Trassen für Anbindungsleitungen und grenzüberschreitenden Stromleitungen sowie Standorten von Konverterplattformen untereinander enthalten.

Verbindungen untereinander sind **Seekabelsysteme,** die die Anbindungsleitungen, d.h. die **Konverterplattformen** und die **Gleichstromseekabelsysteme** und damit die Offshore-Windparks **miteinander verbinden** können und die zur Gewährleistung der **Systemsicherheit** beitragen, durch (Teil-) Redundanzen die Einspeisesicherheit erhöhen, um damit Ausfallschäden zu reduzieren und die Systemsicherheit zu erhöhen, sowie mit einem **effizienten Netzausbau** vereinbar sind. Der BFO-N schafft die räumlichen Voraussetzungen für diese Verbindungen untereinander. Die Entscheidung darüber „ob“ und „wann“ einer Verbindung untereinander umgesetzt wird, wird im Einzelfall im Rahmen eines der BNetzA von den Netzbetreibern vorzulegenden Schadensminderungskonzepts festgelegt.

7.1 Standardisierte Technikvorgaben

Zusammenfassung

- Ausführung als Drehstromsystem
- Drehstromsystem: Übertragungsspannung 155 kV
- Gleichstrom-Verbindungen anstreben

7.1.1 Ausführung als Drehstromsystem

Verbindungen von Konverterplattformen für Anbindungsleitungen untereinander werden im Nahbereich von bis zu 20 km als Drehstromsystem ausgeführt.

Grundsätzlich kommt für eine Verbindung untereinander der Einsatz von Drehstrom- oder Gleichstromsystemen in Frage. Kurzfristig kann für Verbindungen untereinander jedoch nur die Drehstromtechnologie eingesetzt werden, da für diesen Zweck noch keine ausgereifte Technik im Gleichstrombereich zur Verfügung steht.

Der BFO-N schafft insoweit die räumliche Voraussetzung für Verbindungen untereinander in räumlich nahen Bereichen mit Kabellängen von bis zu 20 km unter Einsatz der Drehstromtechnologie. Diese Länge entspricht dem unter Kapitel 5.2.1.8 und 5.4.2.5 dargestellten Planungsgrundsatz, nach dem auch die Drehstromverbindung zwischen der Umspannplattform des Offshore-Windparks und der Konverterplattform nicht länger als 20 km sein soll. Bei größeren Entfernungen und dadurch bedingten größeren Kabellängen überwiegen die Nachteile der Drehstromtechnologie aufgrund der bei einer steigenden Länge des Kabels zunehmenden Verluste und der damit einhergehenden Erwärmung des Meeresbodens. Hinzu kommt ein mit der Länge des Kabelsystems steigender Platzbedarf auf der Konverterplattform durch die notwendige Blindleistungskompensation.

Da die Leistung je Drehstrom-Seekabelsystem, wie unter Kapitel 5.1.2.6 beschrieben, auf ca. 250 MW begrenzt ist, werden jeweils zwei parallele Systeme zur Verbindung untereinander vorgesehen. Aus diesem Grund werden im Rahmen des BFO-N für die Verbindungen untereinander in Drehstromtechnologie räumlich jeweils zwei parallele Trassen gesichert.

7.1.2 Drehstromsystem: Übertragungsspannung 155 kV

Die Drehstrom-Systeme für Verbindungen untereinander werden mit einer einheitlichen Spannungsebene von 155 kV ausgeführt.

Wegen der Begründung wird auf die Begründung der standardisierten Technikvorgabe 5.1.2.6 verwiesen.

7.1.3 Gleichstrom-Verbindungen anstreben

Die Realisierung von Gleichstrom-Verbindungen ist anzustreben.

Wie bereits oben ausgeführt, sind mit dem Einsatz der HGÜ für Verbindungen untereinander mit einer Länge von über 20 km Vorteile verbunden, insbesondere:

- Höhere Leistung je Kabelsystem,
- Keine Blindleistungskompensation,
- Geringere Verluste.

Mittelfristig wird mit der Verfügbarkeit der notwendigen Komponenten gerechnet, so dass Verbindungen untereinander auch mit Gleichstromtechnologie vorgenommen werden können. Daher sollen bereits jetzt die Voraussetzungen für Gleichstromverbindungen untereinander geschaffen werden (z. B. über standardisierte Konverterplattformen oder die Vorhaltung von Raum auf den Plattformen). Die notwendigen Trassen werden auch für Gleichstrom-verbindungen untereinander gesichert, wodurch eine technologische Weiterentwicklung im HGÜ-Bereich angereizt werden sollen.

Die Verbindung von Anbindungsleitungen untereinander, vor allem auch die Möglichkeiten, die die Gleichspannungsübertragung in Zukunft verspricht, werden im Rahmen der Aufstellung des Flächenentwicklungsplans eingehender betrachtet und konkretisiert. Für diese Verbindungen sind noch keine konkreten Vergleiche zwischen Gleich- und Drehstromtechnologie hinsichtlich ihrer technischen und wirtschaftlichen Effizienz (insbesondere auch in Bezug auf die Trassenlänge) bekannt. Diese Frage soll im Rahmen der Aufstellung des Flächenentwicklungsplans in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur ggf. durch ein Gutachten geklärt werden.

7.2 Planungsgrundsätze

Zusammenfassung

- größtmögliche Bündelung im Sinne einer Parallelführung
- Abstand bei Parallelverlegung: 100 m; nach jedem zweiten Kabelsystem 200m
- Rechtwinklige Kreuzung der Vorrang- und Vorbehaltsgebiete Schifffahrt
- Berücksichtigung bestehender und genehmigter Nutzungen (Bebauung 500 m Abstand, Schifffahrtsrouten 300 m Abstand)
- Kreuzungen vermeiden, wenn zwingend erforderlich, dann möglichst rechtwinklig; Abstand zwischen Wendepunkten 250 m
- Drehstrom-Seekabelsystems nicht länger als 20 km
- Mindestüberdeckung 1,5 m
- Verlegung möglichst außerhalb der Natura2000-Gebiete/ geschützte Biotope
- Verminderung der Sedimenterwärmung (Einhaltung 2 K-Kriterium)
- Schonendes Verlegeverfahren
- Zeitliche Gesamtkoordinierung der Verlegearbeiten
- Berücksichtigung von Kulturgütern und Fundstellen von Kampfmitteln
- Rückbaupflicht

7.2.1 Bündelung

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

Wegen der Begründung wird auf die Begründung des Grundsatzes 5.3.2.1 verwiesen.

7.2.2 Abstand bei Parallelverlegung

Bei der Parallelverlegung von Seekabelsystemen zur Verbindung untereinander ist zwischen den einzelnen Systemen ein Abstand von 100 m einzuhalten. Nach jedem zweiten Kabelsystem ist ein Abstand von 200 m einzuhalten.

Wegen der Begründung wird auf die Begründung des Grundsatzes 5.3.2.2 verwiesen.

7.2.3 Kreuzung der Vorrang- und Vorbehaltsgebiete Schifffahrt

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

Wegen der Begründung wird auf die Begründung des Grundsatzes 5.3.2.4 verwiesen.

7.2.4 Berücksichtigung bestehender und genehmigter Nutzungen

Bei der Wahl der Streckenführung von Verbindungen untereinander soll Rücksicht auf bestehende und genehmigte Nutzungen und Nutzungsrechte sowie auf die Belange der Schifffahrt und Fischerei sowie der Verteidigung genommen werden. Auf bereits vorhandene Rohrleitungen und Seekabel ist bei der Wahl des Streckenverlaufs für neue Verbindungen untereinander gebührend Rücksicht zu nehmen; es ist ein Abstand von 500 m einzuhalten. Die Planung, Errichtung und der Betrieb der Drehstrom-Seekabelsysteme sind in enger Abstimmung zwischen Übertragungsnetzbetreiber und den Offshore-Windpark-Vorhabensträgern/Betreibern durchzuführen.

Wegen der Begründung wird auf die Begründung des Grundsatzes 5.3.2.5 verwiesen.

7.2.5 Kreuzungen

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

Für den Fall, dass das nicht zu vermeidende Kreuzungsbauwerk nicht rechtwinklig ausgeführt werden kann, sollte der Kreuzungswinkel 45° nicht unterschreiten sowie zwischen den erforderlich werdenden Wendepunkten ein Abstand von mindestens 250 m vorgesehen werden.

Wegen der Begründung wird auf die Begründung des Grundsatzes 5.3.2.6 verwiesen.

7.2.6 Länge Verbindungen untereinander

Verbindungen untereinander, die als Drehstrom-Seekabelsysteme verschiedene Anbindungsleitungen über die Konverterplattformen untereinander verbinden, sollen eine Länge von 20 km nicht überschreiten.

Wegen der Begründung wird auf die Begründung der Grundsätze 7.1.1 und 5.4.2.5 verwiesen.

7.2.7 Überdeckung

Bei der Festlegung der dauerhaft zu gewährleistenden Überdeckung von Verbindungen untereinander sollen insbesondere die Belange der Schifffahrt und der Fischerei, der Verteidigung, des Schutzes der Meeresumwelt sowie der Systemsicherheit berücksichtigt werden. Dazu ist bei der Verlegung eine Tiefenlage des Kabelsystems herzustellen, die eine dauerhafte Überdeckung von mindestens 1,5 m gewährleistet.

Wegen der Begründung wird auf die Begründung des Grundsatzes 5.3.2.7 verwiesen.

7.2.8 Verlegung außerhalb der Natura2000-Gebiete und geschützter Biotopstrukturen

Bei der Verlegung von Verbindungen untereinander sollen mögliche Beeinträchtigungen der Meeresumwelt minimiert werden. Dazu sollten die Verbindungen untereinander möglichst außerhalb von Natura2000-Gebieten verlegt werden. Bekannte Vorkommen geschützter Biotope nach § 30 BNatSchG oder entsprechende Strukturen sind möglichst zu umgehen.

Die Vorgaben des § 45 a WHG sind zu beachten, die beste Umweltpraxis („best environmental practice“) gemäß OSPAR-Übereinkommen sowie der jeweilige Stand der Technik sollen berücksichtigt und im Einzelverfahren konkretisiert werden.

Wegen der Begründung wird auf die Begründung des Grundsatzes 5.3.2.8 verwiesen.

7.2.9 Sedimenterwärmung

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

Wegen der Begründung wird auf die Begründung des Grundsatzes 5.3.2.9 verwiesen.

7.2.10 Schonendes Verlegeverfahren

Zum Schutz der Meeresumwelt soll bei der Verlegung von Verbindungen untereinander ein möglichst schonendes Verlegeverfahren gewählt werden.

Wegen der Begründung wird auf die Begründung des Grundsatzes 5.3.2.10 verwiesen.

7.2.11 Zeitliche Gesamtkoordinierung der Verlegearbeiten

Zur Vermeidung bzw. Verminderung kumulativer Auswirkungen soll eine zeitliche Gesamtkoordination der Verlegearbeiten von Verbindungen untereinander vorgesehen werden.

Wegen der Begründung wird auf die Begründung des Grundsatzes 5.3.2.11 verwiesen.

7.2.12 Berücksichtigung von Kulturgütern

Bei der Trassenwahl sollen bekannte Fundstellen von Kulturgütern berücksichtigt werden. Sollten bei der Planung oder Verlegung von Verbindungen untereinander bisher nicht bekannte im Meeresboden befindliche Kulturgüter aufgefunden werden, müssen entsprechende Maßnahmen zur Sicherung des Kulturgutes getroffen werden.

Wegen der Begründung wird auf die Begründung des Grundsatzes 5.3.2.12 verwiesen.

7.2.13 Berücksichtigung von Fundstellen von Kampfmitteln

Bei der Trassenwahl sollen bekannte Fundstellen von Kampfmitteln berücksichtigt werden. Sollten bei der Planung oder Errichtung der Verbindungen untereinander bisher nicht bekannte im Meeresboden befindliche Kampfmittel aufgefunden werden, sind entsprechende Schutzmaßnahmen zu ergreifen.

Wegen der Begründung wird auf die Begründung des Grundsatzes 5.3.2.13 verwiesen.

7.2.14 Rückbaupflicht

Verbindungen untereinander sind nach Aufgabe der Nutzung zurück zu bauen. Verursacht der Rückbau größere nachteilige Umweltauswirkungen als der Verbleib, ist von ihm ganz oder teilweise abzusehen, es sei denn, der Rückbau ist aus Gründen der Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs erforderlich. Für den Fall eines Verbleibs sollen geeignete Überwachungsmaßnahmen hinsichtlich möglicher künftiger Gefährdungen vorgesehen werden.

Wegen der Begründung wird auf die Begründung des Grundsatzes 5.3.2.14 verwiesen.

7.3 Räumliche Festlegungen

Im BFO werden entsprechend § 17a Abs. 1 Satz 2 Nr. 6 EnWG Trassen bzw. Trassenkorridore zu oder für mögliche Verbindungen untereinander dargestellt bzw. festgelegt.

Wie in den technischen Regelvorgaben unter Kapitel 7.1.1 und 7.1.3 beschrieben, wird für die Verbindungen der Konverterplattformen untereinander unterschieden zwischen Verbindungen mit einer Kabellänge von bis zu 20 km, die für Verbindungen untereinander in Drehstromtechnologie gesichert werden und Verbindungen mit einer Länge von mehr als 20 km, die für eine zukünftige Realisierung als Gleichstromsystem vorgehalten werde. Für Verbindungen mittels Drehstrom werden aufgrund der relativ geringeren Leistung je Kabelsystem Korridore für jeweils zwei Systeme, für Verbindungen mittels Gleichstrom Korridore für ein Kabelsystem zur Verbindung zweier Cluster gesichert.

Wie im Grundsatz 7.1.3 ausgeführt, besteht für Verbindungen untereinander noch keine ausreichende Sicherheit, dass die Begrenzung der Trassenlänge für den Einsatz der Drehstromtechnologie hinsichtlich ihrer technischen und wirtschaftlichen Effizienz richtig gewählt ist. Daher soll insbesondere diese Fragestellung im Rahmen der Aufstellung des Flächenentwicklungsplans wenn möglich mittels eines Gutachtens untersucht werden. Um die Möglichkeiten zur Verbindung untereinander durch Drehstromsysteme nicht zu verbauen und damit eine Anhebung dieser Länge von 20 km zu ermöglichen, wird darüber hinaus für Verbindungen mit einer Trassenlänge von bis zu 50 km Raum für zwei Kabelsysteme vorgesehen. Diese Sicherung von zwei Trassen auch bei einer Länge von über 20 km erscheint notwendig, da bezüglich dieser Fragestellung noch zusätzliche Erkenntnisse erwartet werden und den Verbindungen untereinander durch die Novelle des EnWG eine gesteigerte Bedeutung zur Optimierung und Verstärkung der Offshore-Anbindungsleitungen für einen sicheren und zuverlässigen Betrieb dieser Leitungen zukommt. Bei längeren Trassen überwiegen fallen hingegen die unter Kapitel 5.2.1.8 bzw. Kapitel 5.4.2.5 genannten Nachteile wie die ansteigende notwendige Blindleistungskompensation immer mehr ins Gewicht und die je System übertragbare Leistung sinkt.

Daher werden im Folgenden die Korridore für diese möglichen Trassen jeweils bezogen auf ihre zu erwartende Länge (bis 20 km, zwischen 20 km und 50 km sowie über 50 km Länge) getrennt aufgeführt. Die Entscheidung „ob“ und „wann“ einer Verbindung untereinander umgesetzt wird, wird im Einzelfall im Rahmen eines der BNetzA von den Netzbetreibern vorzulegenden Schadensminderungskonzepts festgelegt – der BFO-N soll die Voraussetzungen für diese Verbindungen schaffen.

Im Rahmen dieses Plans werden nur die Verbindungen untereinander für die Cluster 1 bis 8 räumlich festgelegt. Für die Cluster 9 bis 13 werden Räume für Verbindungen untereinander in den „Flächen für Seekabelsysteme“ (siehe Abbildung 8) mit gesichert.

Verbindungen untereinander bis 20 km Länge (zwei parallele Systeme)

Die Verbindung zwischen Cluster 6 und 7 wird für die beiden bereits genehmigten Konverterplattformen „BorWin alpha“ und „BorWin beta“ vorgesehen. Diese 19 km lange Verbindung untereinander verläuft parallel zu den Anbindungsleitungen „BorWin1“ und „BorWin2“. Die Konverterplattformen der Cluster 7 und 8 können direkt miteinander verbunden werden. Diese ca. 10 km lange Verbindung kreuzt die Rohrleitungen „Norpipe“ und „Europipe 1“.

Verbindungen untereinander zwischen 20 km und 50 km Länge (zwei parallele Systeme)

Es wird ein Trassenkorridor festgelegt, der die Cluster 1 und 2 parallel zum Gleichstrom-Seekabelsystem über einen ca. 25 km langen Korridor miteinander verbindet. Hierbei werden das in Betrieb befindliche grenzüberschreitende Seekabelsystem „NorNed“, das in Bau befindliche System „COBRAcable“ und das Gleichstrom-Seekabelsystem „BorWin3“ (im Bau) aus Cluster 8 gekreuzt.

Es wird eine Trasse festgelegt, die “BorWin alpha“ (in Cluster 6 liegend) mit der Konverterplattform in Cluster 1 verbindet. In Cluster 6 verläuft der Korridor für die Verbindung untereinander entlang der Schifffahrtsroute 12. In der Schifffahrtsroute 2 bzw. dem Verkehrstrennungsgebiet „German Bight Western Approach“ wird die Route des außer Betrieb befindlichen Datenkabels „UK-D6“ übernommen. In Cluster 1 wird von der Route des Datenkabels abgewichen. Diese Verbindung untereinander ist ca. 36 km lang. Da die Konverterplattformen über unterschiedliche Trassen und Grenzkorridore angebunden werden, dient dies zusätzlich der Systemsicherheit.

Verbindungen untereinander über 50 km Länge (ein System)

Die mögliche Verbindung der Cluster 7 und 3 verläuft zu großen Teilen östlich der Gleichstrom-Seekabelsysteme „BorWin1“ und „BorWin2“. Eine alternative Führung innerhalb von Cluster 3 ist aufgrund der genehmigten Windparks nicht mehr möglich. Diese Verbindung ist ca. 55 km lang.

Des Weiteren werden Trassen zu Verbindung von Clustern untereinander gesichert, die über verschiedene Grenzkorridore an Netzverknüpfungspunkte in Schleswig-Holstein und Niedersachsen angebunden werden. Es wird eine Trasse zur Verbindung von Cluster 4 mit dem Cluster 8 vorgesehen. Die ca. 108 km lange im Plan festgelegte Trasse für die mögliche Verbindung der Cluster 8 und 4 verläuft von Cluster 8 parallel zur Rohrleitung „Europipe 1“ bis zur Schifffahrtroute 2 (Verkehrstrennungsgebiet „German Bight Western Approach“). Von dort verläuft der Korridor parallel zur Schifffahrtsroute 2, kreuzt die Rohrleitung „Europipe 2“ und das beantragte grenzüberschreitende Seekabelsystem „NorGer“ und verläuft dann in östlicher Richtung südlich der militärischen Übungsgebiete zu Cluster 4 und zwischen den Windparks „Meerwind Süd/Ost“ und „Nordsee Ost“ zu den Konvertern „HelWin alpha“ und „HelWin beta“.

7.4 Kartographische Darstellung

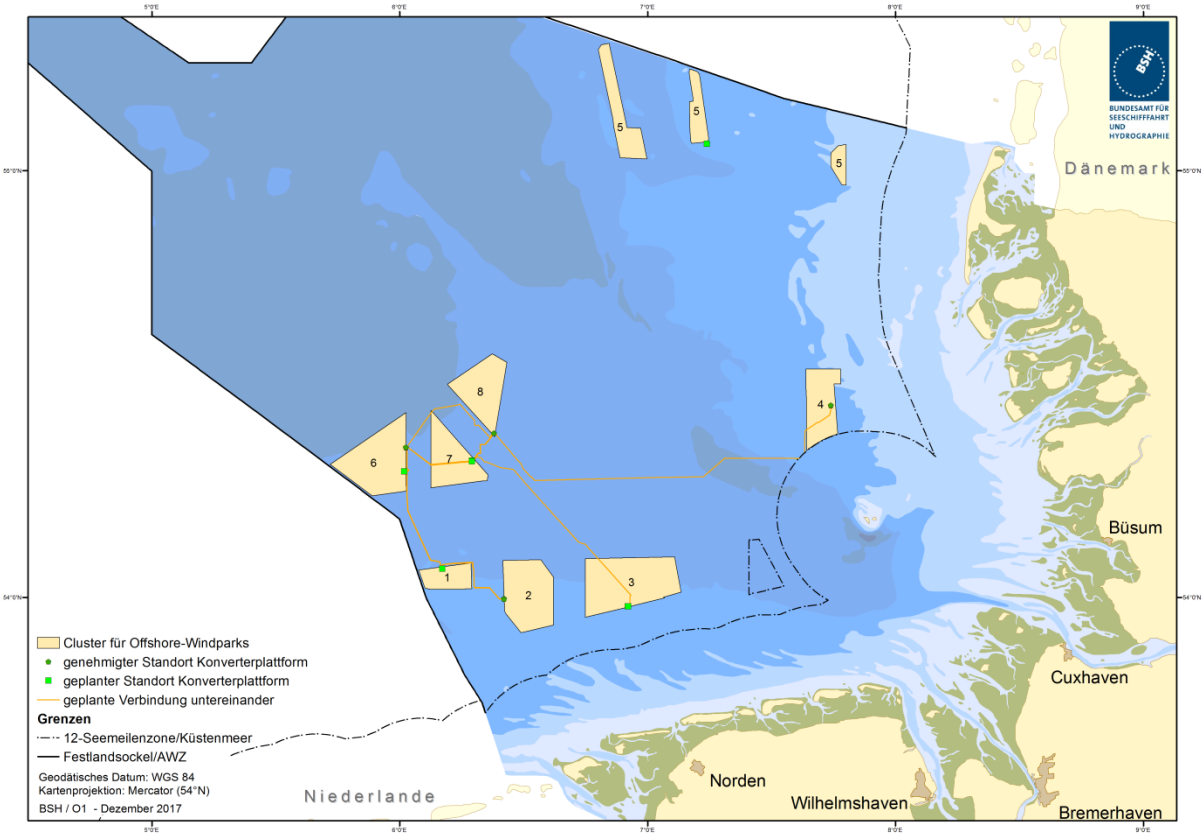


Abbildung 7: Darstellungen der Verbindungen untereinander

8 Anbindungsleitungen für Offshore-Windparks und Verbindungen untereinander ab 2031 bis ca. 2035

Unter den **Anbindungsleitungen für Offshore-Windparks ab 2031** sind im Sinne dieses Plans **Konverterplattformen i. V. m. Gleichstrom-Seekabelsystemen** zu verstehen, die die in den Offshore-Windenergieanlagen produzierte Energie von den Konverterplattformen bis zu den Grenzkorridoren I bis IV an der Grenze der AWZ und 12 sm-Zone führt. Auf der Konverterplattform wird der von den Windparks ankommende Strom gebündelt, umgespannt und umgerichtet.

Verbindungen untereinander sind **Seekabelsysteme,** die die Anbindungsleitungen, d.h. die **Konverterplattformen** und die **Gleichstromseekabelsysteme** und damit die Offshore-Windparks **miteinander verbinden** können und die zur Gewährleistung der **Systemsicherheit** beitragen, durch (Teil-) Redundanzen die Einspeisesicherheit erhöhen, um damit Ausfallschäden zu reduzieren und die Systemsicherheit zu erhöhen, sowie mit einem **effizienten Netzausbau** vereinbar sind. Der BFO-N schafft die räumlichen Voraussetzungen für diese Verbindungen untereinander. Wie bereits im Kapitel 7 aufgeführt, wird im Einzelfall im Rahmen eines der BNetzA von den Netzbetreibern vorzulegenden Schadensminderungskonzepts festgelegt, „ob“ und „wann“ eine Verbindung untereinander umgesetzt wird.

Dieses Kapitel triff Festlegungen für Anbindungsleitungen für Offshore-Windparks und Verbindungen untereinander für den Zeitraum ab 2031 bis ca. 2035. Es wird zum Planungshorizont auf das Kapitel 4.1.3 verwiesen.

Des Weiteren wird auf die ermittelte Offshore-Windenergie- und Übertragungsleistung für den Zeitraum ab 2031 in Kapitel 4.3.3 verwiesen.

Aufgrund des in Zukunft liegenden Zeitraumes erscheint es möglich, dass für den Zeitraum ab 2031 ggf. andere technische Anbindungskonzepte als heute zur Anwendung kommen könnten. In diesem Zusammenhang ist darauf hinzuweisen, dass die Darstellung von standardisierten Technikvorgaben und Planungsgrundsätzen vor dem Hintergrund des Zwecks des BFO – nämlich der räumlichen Planung – erfolgt. Daher erscheint der Ansatz, die standardisierten Technikvorgaben und Planungsgrundsätze für Konverterplattformen, Gleichstrom-Seekabelsysteme sowie Verbindungen untereinander des Zeitraums bis Ende 2030 auch für den Zeitraum ab 2031 bis ca. 2035 anzuwenden als sinnvoll, um auch auf zukünftige Entwicklungen wie etwa den technischen Fortschritt angemessen reagieren zu können. Es besteht die Möglichkeit, dass es je nach Entwicklung zu abweichenden Flächeninanspruchnahmen kommen kann. Eine Aussage zu etwa Wirtschaftlichkeit, Effizienz und Bedarfsgerechtigkeit ist damit nicht verbunden.

Für die Aufstellung des Flächenentwicklungsplans haben die Angaben keine verbindliche Vorwirkung.

8.1 Standardisierte Technikvorgaben

Es wird auf die standardisierten Technikvorgaben der Kapitel 5.2.1, 5.3.1 und 7.1 sowie deren Begründung verwiesen. Zur Übersicht werden im Folgenden die standardisierten Technikvorgaben dieser Kapitel aufgeführt.

Für die Aufstellung des Flächenentwicklungsplans haben die Angaben keine verbindliche Vorwirkung.

Zusammenfassung standardisierte Technikvorgaben für Konverterplattformen (vgl. Kapitel 5.2.1) • Gleichstromsystem: Selbstgeführt, Übertragungsspannung +/- 320 kV, Standardleistung 900 MW • Errichtung von zwei Plattformen in unmittelbarer Nähe zueinander • Drehstromsystem: Übertragungsspannung 155 kV • Anforderung an Art und Anzahl vorzuhaltender Schaltfelder • Voraussetzungen für Verbindungen untereinander schaffen
Zusammenfassung standardisierte Technikvorgaben für Gleichstrom-Seekabelsysteme (vgl. Kapitel 5.3.1) • Selbstgeführte Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) • Übertragungsspannung +/- 320 kV • Standardleistung 900 MW
Zusammenfassung standardisierte Technikvorgaben für Verbindungen untereinander (vgl. Kapitel 7.1) • Ausführung als Drehstromsystem • Drehstromsystem: Übertragungsspannung 155 kV • Gleichstrom-Verbindungen anstreben

8.2 Planungsgrundsätze

Es wird auf die Planungsgrundsätze der Kapitel 5.2.2, 5.3.2 und 7.2 sowie deren Begründung verwiesen. Zur Übersicht werden im Folgenden die Planungsgrundsätze dieser Kapitel aufgeführt.

Für die Aufstellung des Flächenentwicklungsplans haben die Angaben keine verbindliche Vorwirkung.

Zusammenfassung Planungsgrundsätze für Konverterplattformen (vgl. Kapitel 5.2.2)

- Erreichbar mit Helikoptern und Schiffen
- Flächenbedarf von 100 x 200 m sowie zusätzlich Manövrierraum
- Länge des Drehstrom-Kabelsystems zur Anbindung der Umspannplattformen nicht länger als 20 km
- Sicherheit des Verkehrs darf nicht beeinträchtigt werden (500 m Abstand zu Vorrang- und Vorbehaltsgebieten Schifffahrt)
- Berücksichtigung aller bestehenden und genehmigten Nutzungen, Abstand 500 m
- Errichtung in Natura2000-Gebieten / geschützten Biotopen unzulässig, außerhalb nur mit wirksamen Schallminderungsmaßnahmen
- Berücksichtigung von Kulturgütern und Fundstellen von Kampfmitteln
- Rückbaupflicht

Zusammenfassung Planungsgrundsätze für Gleichstrom-Seekabelsysteme (vgl. Kapitel 5.3.2)

- größtmögliche Bündelung im Sinne einer Parallelführung
- Abstand bei Parallelverlegung: 100 m; nach jedem zweiten Kabelsystem 200 m
- Führung durch Grenzkorridore I bis IV
- Rechtwinklige Kreuzung der Vorrang- und Vorbehaltsgebiete Schifffahrt
- Berücksichtigung bestehender und genehmigter Nutzungen (Bebauung 500 m Abstand, Schifffahrtsrouten 300 m Abstand)
- Kreuzungen vermeiden, wenn zwingend erforderlich, dann möglichst rechtwinklig; Abstand zwischen Wendepunkten 250 m
- Mindestüberdeckung 1,5 m
- Verlegung möglichst außerhalb der Natura2000-Gebiete/geschützten Biotope
- Verminderung der Sedimenterwärmung (Einhaltung 2 K-Kriterium)
- Schonendes Verlegeverfahren
- Zeitliche Gesamtkoordinierung der Verlegearbeiten
- Berücksichtigung von Kulturgütern und Fundstellen von Kampfmitteln
- Rückbaupflicht

Zusammenfassung Planungsgrundsätze für Verbindungen untereinander (vgl. Kapitel 7.2)

- größtmögliche Bündelung im Sinne einer Parallelführung
- Abstand bei Parallelverlegung: 100 m; nach jedem zweiten Kabelsystem 200m
- Rechtwinklige Kreuzung der Vorrang- und Vorbehaltsgebiete Schifffahrt
- Berücksichtigung bestehender und genehmigter Nutzungen (Bebauung 500 m Abstand, Schifffahrtsrouten 300 m Abstand)
- Kreuzungen vermeiden, wenn zwingend erforderlich, dann möglichst rechtwinklig; Abstand zwischen Wendepunkten 250 m
- Drehstrom-Seekabelsystems nicht länger als 20 km
- Mindestüberdeckung 1,5 m
- Verlegung möglichst außerhalb der Natura2000-Gebiete/ geschützte Biotope
- Verminderung der Sedimenterwärmung (Einhaltung 2 K-Kriterium)
- Schonendes Verlegeverfahren
- Zeitliche Gesamtkoordinierung der Verlegearbeiten
- Berücksichtigung von Kulturgütern und Fundstellen von Kampfmitteln
- Rückbaupflicht

8.3 Räumliche Festlegungen

8.3.1 Konverterplattformen

Für die Cluster 9 – 13 wird auf die Festlegung konkreter Standorte verzichtet, da diese Flächen unter dem Regime des Flächenentwicklungsplans entwickelt werden. Die im Plan angegeben Anzahl von 20 möglichen Konvertern ergibt sich aus dem Flächenansatz in Kap. 4.3.3. Diese Angaben betreffen einen Zeitrahmen ab ca. 2031. Auf Kapitel 1.5.1 wird verwiesen.

8.3.2 Grenzkorridore

Bezüglich der räumlichen Rahmenbedingungen zur Festlegung der Grenzkorridore in Richtung Küstenmeer wird auf das Kapitel 5.2.3 verwiesen. Für den Zeitraum ab 2031 ist für die Cluster 9 bis 13 von zusätzlich bis zu 16 Seekabelsystemen in Richtung niedersächsischer Küste und vier Seeabelsystemen in Richtung Schleswig-Holstein auszugehen.

Für die zuvor angesprochenen ab 2031 erforderlich werdenden Gleichstrom-Seekabelsysteme zu Grenzkorridor II, III und IV sind planerisch derzeit noch keine Trassen auf der niedersächsischen und schleswig-holsteinischen Seite vorgesehen. Die Frage der räumlichen Führung der Trassen wurde als derzeit noch nicht definitiv zu klären erachtet. Zu berücksichtigen ist in diesem Zusammenhang, dass es sich bei dem Mehrbedarf im Wesentlichen um Trassen handelt, die ab 2031 benötigt werden, so dass entsprechende planerische Entwicklungsschritte noch im Rahmen des Flächenentwicklungsplans erfolgen können.

Im BFO-N sind für Grenzkorridor II zwei Systeme ab 2031 geplant. Im Grenzkorridor III sind derzeit die verbleibenden Systeme aus Cluster 9 bis 13 vorgesehen, die jedoch vollständig in den Planungshorizont ab 2031 fallen. Durch Grenzkorridor IV werden vier zusätzliche Systeme ab 2031 erforderlich.

8.3.3 Gleichstromseekabelsysteme

Für die Cluster 9 bis 13 werden derzeit keine exakten Trassenverläufe festgelegt, da diese erst im Rahmen des FEP genauer spezifiziert werden und zeitlich ab 2031 anzusiedeln sind. Vermutlich erforderlich sind für diese Cluster 20 Seekabelsysteme. Aus heutiger Sicht können von diesen 20 Systemen noch maximal zwei Systeme zum Grenzkorridor II geführt werden. Da die Anbindungsleitungen des Clusters 13 bisher in Richtung Schleswig-Holstein geplant waren, entfallen weitere vier Systeme zum Grenzkorridor IV. Für die verbleibenden Systeme ist eine Anbindungsmöglichkeit über den Grenzkorridor III zu suchen oder es sind in den nächsten Jahren alternative Grenzkorridore nach Niedersachsen oder Schleswig-Holstein festzulegen. Da die Reihenfolge der Entwicklung dieser Cluster Aufgabe des Flächenentwicklungsplans sein wird, sind Aussagen zu möglichen Kreuzungen zum jetzigen Zeitpunkt nicht möglich.

8.3.4 Verbindungen untereinander

Die Cluster 9 – 13 der Zone 3 des O-NEP werden im Rahmen dieses Plans mit dargestellt, und für zukünftige Entwicklungen für leitungsgebundene Offshore-Windenergie gesichert. Im Rahmen dieses Plans werden für die Cluster 9 – 13 nur Flächen für Seekabelsysteme vorgesehen. Insbesondere die Planung der Trassen innerhalb der Cluster obliegt dem Instrument des Flächenentwicklungsplans. Im Rahmen dieses Plans werden Verbindungen untereinander zwischen den Clustern 9 bis 13, in der Regel zu den benachbarten Clustern, sowie zu den angrenzenden Clustern 4, 5, 6 und 8 festgelegt. Aussagen zu Trassenlängen und Kreuzungen sind jedoch erst möglich, wenn die Trassenverläufe und die Standorte der Konverterplattformen feststehen.

8.4 Kartographische Darstellung

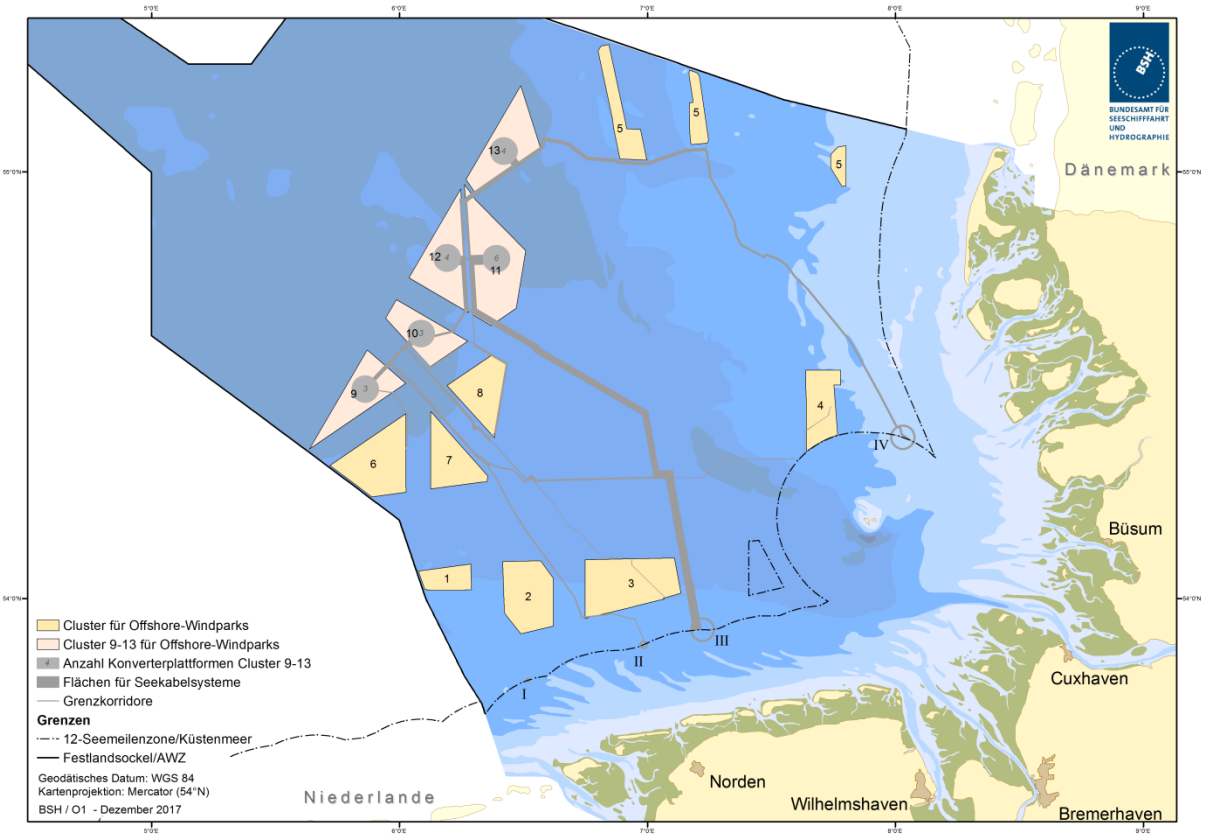


Abbildung 8: Anbindungsleitungen für Offshore-Windenergie und Verbindungen untereinander ab 2031

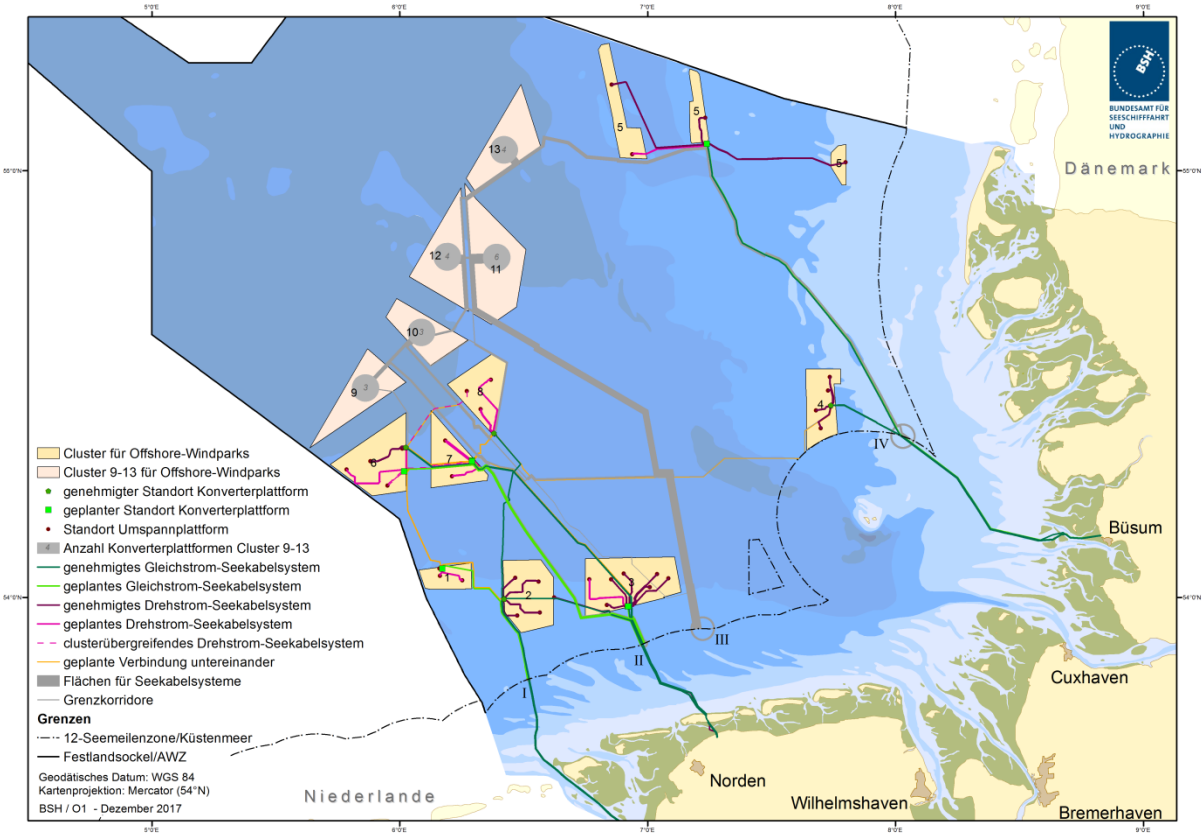


Abbildung 9: Zusammenfassende Darstellung der Anbindungsleitungen für Offshore-Windenergie und Verbindungen untereinander

9 Wesentliche Änderungen und Ergänzungen gegenüber dem BFO-N 2013/2014

Kapitel 1 bis 4: Planungshorizonte, und angenommene Leistung

Die Kapitel 1 – 4 wurden in den relevanten Absätzen überarbeitet, indem diese an die gesetzlich geänderten Rahmenbedingungen angepasst wurden.

In Bezug auf Kapitel 4.2 wurde klargestellt, dass es sich bei den Festlegungen der Cluster 9 bis 13 um Flächen handelt, die der leitungsgebundenen Windenergie und damit vereinbaren Nutzungen vorbehalten sind.

Das Kapitel 3 wurde dahingehend erweitert, dass zum einen eine Darstellung des Hintergrunds der Festlegung von standardisierten Technikvorgaben aufgenommen wurde und zum anderen die Möglichkeit der Abweichung von Vorgaben und Grundsätzen im Einzelfall konkretisiert wurde.

Hinsichtlich der Leistungsannahme wurde für die Cluster 1 bis 8 der Ansatz des BFO-N 2013/2014 beibehalten. Bezüglich der Vorhaben in Cluster 1 bis 8, die an den Ausschreibungen für bestehende Projekte nach den Vorschriften des WindSeeG (Übergangsregime) teilnehmen können, für die jedoch aufgrund der bereits in der ersten Übergangsausschreibung erteilten Zuschläge keine freie Netzanbindungskapazität für die zweite Übergangsausschreibung zur Verfügung steht, sodass diese Flächen dem Regime des zentralen Modells unterfallen und damit Gegenstand des Flächenentwicklungsplans sein könnten, wird ein Flächenansatz auf Grundlage der dem BSH vorliegenden Informationen von derzeit 14 MW/km² zugrunde. Dieser Flächenansatz wurde auch als Grundlage für die Leistungsermittlung der Cluster 9 bis 13 herangezogen.

Im Gegensatz zum BFO-N 2013/2014 kommt für die Cluster 9 bis 13 ein sogenannter Flächenansatz zur Anwendung, da nicht vorhersehbar ist, welche Windenergieanlagen mit welcher Leistung nach dem Stand der Technik in der Zukunft zum Einsatz kommen werden.

Kapitel 5 und 8: Standardisierte Technikvorgaben, Planungsgrundsätze und räumliche Festlegungen

Nach Durchführung der Konsultation dieses Plans werden offene Punkte und Fragen bzgl. eines Vorschlags für ein Anbindungskonzept auf Basis von 66 kV-Direktanbindungen von Offshore-Windenergieanlagen an die Konverterplattform adressiert, die im Falle einer angestrebten Umsetzung zu klären wären. Dazu zählt auch die Voraussetzung des Vorliegens einer umfassenden Schnittstellenvereinbarung zwischen Übertragungsnetzbetreiber und Offshore-Windpark-Vorhabenträger.

Bezüglich der Planungsgrundsätze erfolgte eine Anpassung des Grundsatzes 5.4.2.3 hinsichtlich des Abstandes zwischen Drehstrom-Seekabelsystemen und Windenergieanlagen, deren Energie mit dem Drehstrom-Seekabelsystem abgeführt wird. Hier wurde der einzuhaltende Abstand von 500 m auf 350 m reduziert.

Wesentliche Änderungen im Hinblick auf die Trassenführung der Seekabel bzw. die Standorte der Konverterplattformen ergeben sich aus den Vorgaben der Landesplanung bzw. des O-NEPs. Das Anbindungssystem des Clusters 1 wurde von Grenzkorridor II auf Grenzkorridor I verschoben. Zudem wurden die Anbindungssysteme der Cluster 3, 6 und 7 auf Grundlage der Bestätigung des O-NEP 2017-2030 zu Grenzkorridor II umgeplant. Für die Cluster 9 bis 13 werden keine exakten Trassen oder Konverterstandorte im Rahmen dieses Plans festgelegt. Die Trassen für Anbindungssysteme wurden räumlich so geplant, dass sie bzgl. des Grenzkorridors II die zu Verfügung stehenden Trassen im Küstenmeer vollständig ausnutzen. Alle weiteren Systeme wurden vorerst zu Grenzkorridor III geführt, hier ist jedoch die Fortführung im Küstenmeer räumlich derzeit nicht gesichert.

Die Drehstrom-Seekabelsysteme wurden für die Cluster 1 bis 8 vollständig dargestellt. Soweit keine abgestimmte Trasse vorlag, wurden für die Darstellung der Trasse die Grundsätze des BFO herangezogen.

Des Weiteren wurden die Festlegungen der Fortschreibung Teil 1, 2016, des BFO-N (die ausnahmsweise clusterübergreifenden Anbindungen) aufgenommen. Dies beinhaltet eine clusterübergreifende Anbindung zwischen den Clustern 6 und 7. Für die clusterübergreifenden Anbindungen wurden in Kapitel 5.5 entsprechende Festlegungen zu standardisierten Technikvorgaben und Planungsgrundsätzen getroffen.

Kapitel 6: Grenzüberschreitende Seekabelsysteme

Die genehmigten und geplanten Interkonnektoren wurden angepasst, soweit inzwischen eine Feintrassierung vorlag, die von der ursprünglichen Genehmigung abweicht. Zudem wurde der erörterte Interkonnektor „Viking Link“ mit dem erforderlichen zusätzlichen Grenzkorridor auf der dänischen Seite mit aufgenommen. Bezüglich möglicher Interkonnektoren von England nach Deutschland wurde der Grenzkorridor XVII so angepasst, dass eine Trassenführung um die niederländischen Windparks herum möglich ist.

Kapitel 7: Verbindungen untereinander

Für die Cluster 9 bis 13 werden die Verbindungen untereinander nur innerhalb der Flächen für Seekabelsysteme mit dargestellt. Dies betrifft auch die Verbindungen untereinander, die von den Clustern 1 bis 8 ausgehend zu den Clustern 9 bis13 führen.

10 Abwägung

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Konsultation im Rahmen dieses Fortschreibungsverfahrens, einschließlich des Anhörungstermins am 11. September 2017, und die Berücksichtigung der rechtzeitig eingegangenen Stellungnahmen und Hinweise dargestellt.

10.1 Der Bundesfachplan Offshore

10.1.1 Planerischer Rahmen

Die Verbände tragen vor, in Kapitel 1.2 fehle dem vorletzten Absatz Satz 3 das Bezugsobjekt. Unklar sei überdies, inwieweit die technische Erkenntnislage sich geändert haben solle und wie dies berücksichtigt worden sei, da die technischen Standards den bisherigen entsprächen.

Der Absatz wurde angepasst.

10.1.2 Anwendungsbereich, Rechtsnatur

Die Verbände sprechen sich für eine nachrichtliche Darstellung der Abstimmungsergebnisse für die jeweiligen Küstengewässer aus.

Auf Kapitel 10.7 wird verwiesen.

10.1.3 Übergangsregime für bestehende Projekte für Inbetriebnahme 2021 bis Ende 2025

Offshore-Windenergieverbände weisen in ihrer gemeinsamen Stellungnahme darauf hin, dass die Daten der Ausschreibungen im Übergangssystem noch nicht an die Fassung des WindSeeG vom 22. Dezember 2016 angepasst worden seien.

Die Daten wurden an die aktuelle Rechtslage angepasst.

Weiterhin tragen die Verbände vor, in Kapitel 1.5.6 im 3. Absatz sei das Verhältnis zwischen Kapazität auf einer clusterübergreifenden Netzanbindung zu der Kapazität im Heimatcluster unklar. Soweit im übergreifend anzubindenden Cluster „zusätzliche“ Kapazität (wozu?) verfügbar werde, entfalle diese naturgemäß im Heimatcluster des NAS, da das NAS keine andere Kapazität aufweise.

Bei der betreffenden Textpassage handelt es sich um die Wiedergabe des Gesetzestextes des § 29 Nr. 5 WindSeeG. Richtig ist, dass das Netzanbindungssystem durch eine clusterübergreifende Anbindung keine zusätzliche Kapazität aufweist. Jedoch steht durch eine clusterübergreifende Anbindung in dem clusterübergreifend anschließbaren Cluster zusätzliche Netzanbindungskapazität zur Verfügung. Auf Kapitel 4.3.2 wird hingewiesen, dem die ermittelte erwartete Offshore-Windparkleistung sowie die sich daraus ergebene Anzahl und Übertragungsleistung der Netzanbindungssysteme mit Hinweisen zu bestehenden bzw. räumlich vorgesehenen clusterübergreifenden Anbindungen zu entnehmen ist.

10.1.4 Einführung

<u>Möglichkeit der Abweichung von Vorgaben und Grundsätzen im Einzelfall</u>

Die Offshore-Windenergieverbände tragen zur Möglichkeit der Abweichung von Vorgaben und Grundsätzen vor, dass nicht nachvollzogen werden könne, dass vorgegeben werde, eine Abweichung sowohl im jeweiligen Einzelzulassungsverfahren als auch in den Verfahren der Fortschreibung des Plans einbringen zu müssen. Welcher Plan in diesem Zusammenhang gemeint sei – ein bestehender Planfeststellungsbeschluss (der typischerweise nicht fortgeschrieben, sondern geändert werde, sei unklar. Für den Fall, dass der BFO gemeint sei, so werde der BFO nicht mehr fortgeschrieben. Für den Fall, dass der FEP gemeint sei, so dürfe dies der zeitlichen Reihenfolge widersprechen; der FEP sei Grundlage der Ausschreibungen, die wiederum Grundlage der Einzelzulassungsverfahren seien. Es leuchte auch nicht ein, weshalb Ausnahmen im Planwerk rezipiert werden müssten.

Der Absatz wurde angepasst, indem das Erfordernis der Einbringung in den BFO gestrichen wurde.

10.1.5 Ausbaupfade des EEG 2017 bis 2020 und bis Ende 2030

Die Offshore-Windenergieverbände empfehlen, in der Historie in Kapitel 4.1.1 nach dem letzten Absatz die Ratifizierung des Pariser Klimaschutzabkommens durch die Bundesrepublik Deutschland und die Übergabe der Ratifizierungsurkunde am 05. Oktober 2016 bei der UN zu ergänzen sowie die Verabschiedung des nationalen Klimaschutzplanes 2050 durch das Bundeskabinett am 14. November 2016, da diese beiden Beschlüsse den beschleunigten Ausbau auch der Offshore Windenergie erforderten. Die Umsetzung dieser Regierungsbeschlüsse finde sich noch nicht in den hier zitierten Ausbauzielen wieder, werde aber erheblichen Einfluss auf die Ausbauszenarien und Zeithorizonte in naher Zukunft haben müssen.

Ein Hinweis auf die Beschlüsse wurde ergänzt. Welche konkreten Handlungen im Bereich Offshore-Windenergie daraus folgen könnten, ist derzeit nicht absehbar.

Die Schutzgemeinschaft Deutsche Nordseeküste hält es für wichtig, dass mit der Aufstellung der BFO-N und O-NEP der Zubau von Windfarmen jährlich begrenzt und unter dem Gesichtspunkt der Kostenminderung ausgeschrieben werden und dass eine bessere zeitliche Bindung zur Realisierung der Netze möglichst zeitgleich mit der Bebauung der Cluster stattfinden solle. Der Plan solle eine verbindliche Zeitachse und ein Junktim zwischen der Zeitachse des Netzplanes und der Bauzeit einer Offshore-Windfarm enthalten.

Auf Kapitel 1.4 und 1.5 wird verwiesen.

10.1.6 Einbezogene Cluster 1 bis 8 BFO-N 2013/2014 bis Ende 2030

Die Verbände weisen darauf hin, dass in Kapitel 4.2 in einem Absatz eine fachplanerische Bewertung beim BSH anhängiger Anträge für Offshore-Windparks angekündigt werde. Vorgenommen werde aber nur eine Beschreibung der in den BFO einbezogenen Cluster. Im BFO-O werde dies auch anders gehandhabt.

Im Rahmen des Kapitels 4.2 erfolgt lediglich eine Beschreibung. Die Formulierung wurde im BFO-O entsprechend angepasst.

Ferner fordern die Verbände, dass bei der Beschreibung von Cluster 6 das bereits erörterte Vorhaben (Atlantis I) zu ergänzen sei.

Das Kapitel wurde entsprechend angepasst.

10.1.7 Einbezogene Cluster 9 bis 13 BFO-N 2013/2014 ab 2031 bis ca. 2035

Mehrere Konsultationsteilnehmer begrüßen, dass die geplanten Festlegungen zur räumlichen Sicherung sowohl für Offshore-Windparks und der ggf. dafür erforderlichen Netzanbindungssysteme über 2030 hinaus gingen. Dies solle dabei aber weitestgehend technologieoffen bzw. -flexibel erfolgen.

Ein Konsultationsteilnehmer führt dazu weiter aus, dass durch den BFO-N und den künftigen Flächenentwicklungsplan keine Sperrwirkung der Offshore-Windenergie – deren Anlagen jedoch keines Exportkabels an Land bedürften – entstehen dürfe, noch dürfe diese Nutzung insoweit anderweitig beeinträchtigt werden.

Eine – auch netzunabhängige – Nutzung der Offshore-Windenergie würde ihren positiven Beitrag zu einer tatsächlichen Energiewende, nicht nur einer Stromwende, liefern.

Die Schutzgemeinschaft Deutsche Nordseeküste erklärt demgegenüber, dass der BFO-N die Errichtung von Windfarmen außerhalb der Cluster abschließend unterbinden solle. Einen solchen Ausschluss außerhalb der Cluster werde erwartet und gefordert.

Nach der Systematik des § 17a EnWG und Sinn und Zweck ist von leitungsgebundener Energieerzeugung auszugehen. Bei der Festlegung der Cluster 9 bis 13 handelt es sich mit

Blick auf den Flächenentwicklungsplan, welcher ab 2018 aufgestellt wird, um Flächen, die der leitungsgebundenen Windenergie und damit vereinbaren Nutzungen vorbehalten sind.

Die Offshore-Windenergieverbände erklären, dass bei der Beschreibung von Cluster 10 ein bereits genehmigtes Vorhaben (Kaikas) zu ergänzen sei.

Dieser Forderung kann nicht gefolgt werden. Die Beschreibung in Kapitel 4.2.2 erfolgt ausschließlich im Hinblick auf die räumliche Lage.

10.2 Identifizierung von Windenergieanlagen auf See für Sammelanbindungen

10.2.1 Angenommene Leistung der Cluster – Tabellen

Die Offshore-Windenergieverbände fordern in ihrer gemeinsamen Stellungnahme zur Leistungsermittlung, dass auch die in der ersten Übergangsauktion zur Zuweisung beantragte Kapazität berücksichtigt werden sollte, soweit das jeweilige Vorhaben sich hieran beteiligt hat. Die dort genannten Gebotsmengen würden einen deutlich aktuelleren Stand der Technik wiederspiegeln. Darüber hinaus müsse die nach § 34 WindSeeG bezuschlagte Kapazität einbezogen werden.

In der Leistungsermittlung wurden die Zuschläge der ersten Ausschreibung für bestehende Projekte im Sinne des § 26 WindSeeG nach § 34 WindSeeG berücksichtigt. Eine Berücksichtigung der in dieser Ausschreibung beantragten Kapazitäten, die keinen Zuschlag erhalten haben, ist nicht möglich, da diese Daten nicht öffentlich bekannt sind. Es wird zudem darauf hingewiesen, dass mit den Zuschlägen keine Vorwegnahme der Zulassungsentscheidung im Zulassungsverfahren erfolgt und die Entscheidung der zuständigen Planfeststellungs- oder Genehmigungsbehörde obliegt.

Bezüglich des Flächenansatzes äußern die Offshore-Windenergieverbände, dass sich dieser schon jetzt angesichts der zu erwartenden Entwicklungen bis 2025 als (deutlich) zu gering erweisen könnte. So werde teilweise mit einem Ansatz von bis zu 20 MW/km² für zukünftig zu entwickelnde oder zu bebauende Flächen gerechnet.

Diese Forderung wurde im Rahmen des Anhörungstermins diskutiert. Diese Forderung kann jedoch derzeit nicht umgesetzt werden, da es derzeit an belastbaren Informationen fehlt. Im Übrigen wird auf die Ausführungen zum Flächenansatz in Kapitel 4.3.1 verwiesen.

Es ist darauf hinzuweisen, dass bei den Flächen, die in das zentrale Modell fallen und damit Gegenstand des Flächenentwicklungsplans sein können, der Flächenansatz angewendet wird. Für die Aufstellung des Flächenentwicklungsplans haben die angegebenen Leistungen keine verbindliche Vorwirkung. Im Rahmen der Aufstellung des Flächenentwicklungsplans wird der Flächenansatz weiter zu betrachten sein, sodass neue Entwicklungen dort Berücksichtigung finden können.

Die Offshore-Windenergieverbände fordern in ihrer gemeinsamen Stellungnahme, dass der Umgang mit „Flächenüberschuss“, der durch die standardisierte Größe der Netzanschlusssysteme entstehe, zu überprüfen und ggf. darzustellen sei. Es müsse gewährleistet sein, dass eine vorgesehene Fläche auch vollständig bebaut und der erzeugte Strom exportiert werden könne.

Hinsichtlich des Anwendungsbereiches des BFO-N 2016/2017 ist auf die Aussage in Kapitel 4.3.2 hinzuweisen, wonach sich die Differenz zwischen der Erzeugungsleistung und der Übertragungsleistung aufgrund der nicht notwendigerweise synchronisierten individuellen Planungen der Offshore-Windparks und der standardisierten Leistung der Netzanbindungssysteme ergibt. Soweit weitere Flächen angesprochen werden, die dem zentralen Modell unterfallen und damit Gegenstand des Flächenentwicklungsplans sein können, so wird dies im Rahmen der Aufstellung insbesondere unter Berücksichtigung des § 5 Abs. 4 WindSeeG zu betrachten sein.

In der Konsultation wurde die Forderung vorgetragen, dass in den Erläuterungen des Abschnitts 4.3.3 klargestellt werden sollte, dass andere Arten des Stromexports zukünftig eine Rolle spielen könnten: Eine zwingende Kopplung der Zulässigkeit der Nutzung einer Fläche für die Stromerzeugung aus Wind (nur) in Verbindung mit der Nutzung einer Netzanbindung sei mit den Festlegungen des BFO nicht beabsichtigt. Vielmehr bedürfe es hier Technologieoffenheit. Die Sicherung von Flächen für Netzanbindungssysteme würde durch diese Klarstellung nicht relativiert werden.

Nach der Systematik des § 17a EnWG und Sinn und Zweck ist von leitungsgebundener Energieerzeugung auszugehen. Bei der Festlegung der Cluster 9 bis 13 handelt es sich mit Blick auf den Flächenentwicklungsplan, welcher ab 2018 aufgestellt wird, um Flächen, die der leitungsgebundenen Windenergie und damit vereinbaren Nutzungen vorbehalten sind.

10.3 Anbindungsleitungen für Offshore-Windparks bis Ende 2030

10.3.1 Standardisierte Technikvorgaben

Die Offshore-Windenergieverbände fordern in ihrer gemeinsamen Stellungnahme, dass unter 5.1.1 der Hinweis aufgenommen werden sollte, dass das Vorgehen der Beibehaltung der standardisierten Technikvorgaben zur ausreichenden Sicherung von Flächen für die Netzanbindungssysteme keine Vorwirkung für den Flächenentwicklungsplan entfalte. Welche Festlegungen im Flächenentwicklungsplan getroffen werden, sei damit nicht verbindlich entschieden.

Dieser Forderung wurde in Kapitel 5.1.1 umgesetzt.

Im Rahmen der Fortschreibung des gegenständigen Plans wurden mögliche technische Weiterentwicklungen der HGÜ-Netzanbindungen vorgetragen. Dies betraf u. a. eine Erhöhung der Spannungsebene der VSC-HGÜ, die Entwicklung alternativer, modularer Anbindungskonzepte unter Nutzung netzgeführter HGÜ aber auch die Direktanbindung der Offshore-Windenergieanlagen an die Konverterplattform mit Verzicht auf die Umspannplattform.

In Reaktion auf die vorgetragenen möglichen technischen Weiterentwicklungen hat das BSH zur Vorbereitung der Fortschreibung des BFO-N 2016/2017 mögliche Betroffene, d. h. die Übertragungsnetzbetreiber sowie relevante Hersteller- und Betreiberverbände, mit Schreiben vom 24.03.17 um Stellungnahme zu den standardisierten Technikvorgaben und möglichen technischen Innovationen gebeten. In der Beteiligung sind 13 Stellungnahmen eingegangen. In den Stellungnahmen wurden technische Weiterentwicklungen sowie teilweise gänzlich neue Konzepte vorgeschlagen/angeregt. Zusammengefasst war hier jedoch Konsens, dass im Rahmen der Fortschreibung des BFO-N 2016/2017, der im Wesentlichen für das Übergangsregime mit Inbetriebnahmen bis Ende 2025 gilt, keine grundlegenden Neuerungen aus Gründen der Planbar- und Verlässlichkeit sowie der Schaffung gleicher wettbewerblicher Bedingungen eingeführt werden sollen. Als weiterer Grund wurde angegeben, dass die vorgeschlagenen neuen technischen Anbindungsmöglichkeiten einer weiteren Konkretisierung und ggf. Erprobung bedürfen, um dem Stand der Technik zu entsprechen und einsatzfähig zu sein.

Im Gegensatz hierzu sprachen sich einige Konsultationsteilnehmer in ihren Stellungnahmen zum Entwurf des BFO-N 2016/2017 für eine Anpassung der standardisierten Technikvorgaben für Inbetriebnahmen von Netzanbindungssystemen bis Ende 2025 (im Übergangssystem) aus. Dies betrifft insbesondere eine Erhöhung der Spannungsebene der VSC-HGÜ, die Direktanbindung von Windenergieanlagen an die Konverterplattform als auch den Einsatz alternativer, modularer Anbindungskonzepte unter Nutzung netzgeführter HGÜ.

Im Rahmen des Anhörungstermins am 11. September 2017 wurden die standardisierten Technikvorgaben, insbesondere neue Anbindungskonzepte, diskutiert. Das BSH zeigte eine Reihe klärungsbedürftiger offener Fragen hinsichtlich der zwei im Wesentlichen

vorgeschlagenen neuen Anbindungskonzepte auf und gab den Konsultationsteilnehmer die Möglichkeit, die offenen Fragen bis zum 09. Oktober 2017 zu beantworten. Diese Fragen bezogen sich auf die technischen Möglichkeiten zur Direktanbindung von Offshore-Windenergieanlagen an die Konverterplattform sowie auf den Einsatz alternativer Technologien, wie den dezentralen Dioden-Gleichrichter-Einheiten (engl. Direct Rectifier Unit, kurz DRU), deren Marktreife und den Einfluss auf die Auslegung der Konverterplattformen und Kabelsysteme.

Neben der Diskussion um die konkrete Anpassung der standardisierten Technikvorgaben kam im Rahmen des Anhörungstermins auch die Frage auf, ob Anpassungen überhaupt hinsichtlich gleicher wettbewerblicher Bedingungen für die beiden Übergangsausschreibungen möglich seien. Im Anhörungstermin sprachen sich die Offshore-Windpark-Vorhabensträger/Betreiber, Verbände sowie Hersteller für eine Öffnung der standardisierten Technikvorgaben für die Umsetzung neuer Anbindungskonzepte mit Inbetriebnahmen bis Ende 2025 aus.

Während zu der erstgenannten Frage im Rahmen der bis zum 09. Oktober 2017 nachgelassenen Frist keine Antworten eingingen, wurde zu den zwei im Wesentlichen vorgeschlagenen neuen Anbindungskonzepten wie folgt Stellung genommen.

66 kV-Direktanbindungen von Offshore-Windenergieanlagen an die Konverterplattform

Die Direktanbindung von Offshore-Windenergieanlagen an die Konverterplattform könnte Möglichkeiten zur Kosteneinsparung bieten, da die bislang erforderlichen Umspannplattformen entfallen würden. Dadurch entstünde zusätzlicher Raumbedarf auf der Konverterplattform für Schaltanlagen, Kompensationseinrichtungen und die Leittechnik des Offshore-Windparks. Aus Sicht der Hersteller sei jedoch eine Kompensation des zusätzlichen Platzbedarfes durch eine kompaktere Bauweise der HGÜ-Schaltanlagen zu erwarten, so dass insgesamt nur von einer geringfügigen Erhöhung des Raumbedarfs und des Gewichts der Plattform ausgegangen werde. Weiterer Raumbedarf sei abhängig davon, welche weiteren Einrichtungen des Windpark-Betreibers wie z. B. Unterkünfte auf der Konverterplattform untergebracht werden könnten.

Aus Sicht des Übertragungsnetzbetreibers TenneT sei eine Bereitstellung zusätzlicher Räumlichkeiten aufgrund des unbemannten Betriebskonzeptes der Konverterplattformen nur eingeschränkt möglich. Aufgrund des Plattformkonzeptes, der Anlagenverantwortung und der Regulierung sei eine Bereitstellung von zusätzlichen Räumen und Zuwegungen schwierig.

Aus Sicht der Offshore-Windpark-Vorhabensträger/Betreiber sollte eine Mitnutzung von Komponenten, Räumen und Funktionen auf der Konverterplattform ermöglicht werden. Dies umfasst beispielsweise die Mitnutzung der Zugangseinrichtungen (Hubschrauberlandedeck sowie Boat-Landing), Aufenthaltsräume und Unterkünfte, Kabelanschlussraum und Eigenbedarfsversorgung.

Eine Umsetzung von Verbindungen zu anderen VSC-Konverterstationen sei aus Sicht der Konsultationsteilnehmer auch bei einem Direktanschluss von Offshore-Windenergieanlagen an die Konverterplattform möglich. Je nach Art und Leistungsfähigkeit der Verbindung, beispielsweise 155 kV, wäre hier der Platz für zusätzliche Einrichtungen wie Schaltfelder, Transformatoren und Kompensationseinrichtungen vorzusehen.

Die potenzielle Übertragungsleistung des Netzanbindungssystems wird von den Herstellern vor dem Hintergrund des aktuellen Stands der Technik auf max. 1.200 MW bei einer Beibehaltung der aktuellen DC-Spannungsebene von +/- 320 kV beziffert. Der zuständige Übertragungsnetzbetreiber TenneT nimmt zu der Frage der max. Leistung dahingehend Stellung, dass als limitierender Faktor die Strombelastbarkeit des HGÜ-Kabelsystems unter Berücksichtigung der technischen und regulatorischen Grenzen bei Verwendung tatsächlich verfügbarer XLPE-Kabel gesehen werde.

Hinsichtlich der zukünftigen Umsetzung des Mutter-Tochter-Konzepts finden sich voneinander abweichende Aussagen. Ein Teil der Konsultationsteilnehmer sieht die Umsetzung aufgrund der Möglichkeit von Verbindungen zu anderen Konverterplattformen weiterhin als möglich an. Eine gemeinsame Nutzung der logistischen Einrichtungen wie im bisherigen Konzept sei jedoch aus Sicht der anderen Konsultationsteilnehmer aufgrund der zentralen Lage der Konverterplattform in den Windparks und der freizuhaltenden Räume für Seekabelsysteme nicht mehr möglich. Damit sei aus Sicht des Übertragungsnetzbetreibers TenneT eine leichte Steigerung der Investitions- und Betriebskosten der bisherigen Tochterplattform zu erwarten.

Die Marktverfügbarkeit des Systems schätzen die Konsultationsteilnehmer bereits heute als gegeben an. TenneT geht gemäß der im Rahmen der bis zum 09. Oktober nachgelassenen Frist abgegebenen Stellungnahme davon aus, dass das Anbindungskonzept bereits bei einer Projektinitiierung des Anbindungssystems im Jahr 2018 umgesetzt werden könnte.

Die maximale Länge der parkinternen Kabelverbindungen ist durch den zusätzlichen Aufwand zur Blindleistungskompensation begrenzt. Die Einschätzungen der Konsultationsteilnehmer über die maximale Länge der Anbindungsleitungen gehen jedoch weit auseinander. TenneT spricht sich aus technischen Gründen gegen den Betrieb geschlossener Ringe bzw. „Schleifen“ aus.

Für einen Standort inmitten von Windparks oder eines Windparks werden seitens TenneT raumplanerische Schwierigkeiten und Einschränkungen für den jeweiligen Windpark erwartet. In der Bauphase müsse ausreichend Platz und Sicherheitsabstand für den Einsatz sehr großer Installationsfahrzeuge und Ankerleger freigehalten werden. Insofern ein Plattformstandort innerhalb mehrerer Offshore-Windparks oder eines Offshore-Windparks gewählt werde, der nicht von mindestens einer Richtung per Schiff frei zugänglich ist, sei laut TenneT ein Sicherheitsabstand von mindestens 1.000 m zu Anlagen Dritter einzuhalten. Es sei zudem notwendig, die Konverterplattform vor der Verlegung der 66 kV-Seekabelsysteme zu errichten, sodass ein Wet-Storage der Seekabelsysteme und somit Einschränkungen sowie erhöhtes Gefahrenpotenzial z. B. bei der Ankersetzung vermieden werden könne. Des Weiteren müssten entsprechende Anflug- und Anfahrtskorridore für Hubschrauber und Schiffe nach üblichen Planungskriterien berücksichtigt werden.

Für die Definition der Schnittstelle der Primärkomponenten zwischen Windpark-Betreiber und Übertragungsnetzbetreiber schlagen die Konsultationsteilnehmer zum einen den Kabelendverschluss der 66 kV-Schaltanlage vor, als weitere Option wird die Möglichkeit der Übernahme der 66 kV-Schaltanlage durch den Windpark-Betreiber nach Errichtung durch den Übertragungsnetzbetreiber gesehen. Aus Sicht der Windpark-Betreiber sollte die Installation von Primärkomponenten ausschließlich durch den Übertragungsnetzbetreiber erfolgen.

Hinsichtlich einer möglichen Mitnutzung von Sekundärtechnik und Notstromversorgung durch OWP-Betreiber nimmt TenneT dahingehend Stellung, dass diese ausschließlich zur Betriebsführung der Plattform bzw. der Versorgung der Plattform im Schwarzfall dimensioniert sei. Räume für Kommunikationstechnik und geringfügige Mengen an Steuerungstechnik könnten zur Verfügung gestellt werden.

Bei einer gemeinsamen Nutzung der Konverterplattform durch Windpark-Betreiber und den Übertragungsnetzbetreiber ergeben sich eine Vielzahl von Schnittstellen, deren Klärung noch offen und vor einer möglichen Umsetzung des Konzeptes erforderlich ist. Dies betrifft Schnittstellen der Planung, der Errichtung, des Betriebs, des Reparaturfalls, der Wartung- und Instandhaltung aber auch des Rückbaus. Konkret sind beispielsweise die Eigentumsgrenze/der Netzeinspeisepunkt, die Kostentragung/Kostenteilung und die Möglichkeit der Mitnutzung von Komponenten und Räumen durch Offshore-Windpark-Betreiber zu regeln.

Wegen der weiteren Einzelheiten wird auf Kapitel 5.1.2.7 verwiesen.

Direktanbindung von Offshore-Windenergieanlagen an Dioden-Gleichrichter-Einheiten

Das Konzept der dezentralen Dioden-Gleichrichter-Einheiten (engl. Direct Rectifier Unit, kurz DRU) wurde von einem Hersteller vorgeschlagen und sieht eine Aufstellung mehrerer, räumlich verteilter Dioden-Gleichrichter-Einheiten an einem Anbindungssystem vor. Der Hersteller verspricht sich dadurch eine deutliche Kostenreduktion des Anbindungssystems. Im Unterschied zu den bislang vorgesehenen VSC-Konvertern handelt es sich hierbei um eine netzgeführte Technologie. Für den Anlauf ist daher eine Fremdstromversorgung notwendig, die entweder durch ein zusätzliches AC-Seekabelsystem, durch Dieselgeneratoren auf den DRU oder perspektivisch auch durch die angeschlossenen Windenergieanlagen bereitgestellt werden könnte.

Das Niedersächsische Ministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz sieht grundsätzliche Probleme beim Einsatz der DRU-Technologie, da durch ein ggf. zusätzlich erforderliches AC-Seekabelsystem zusätzlicher Raumbedarf für Kabeltrassen im Küstenmeer entstünde. Die anderen Konsultationsteilnehmer weisen jedoch in diesem Zusammenhang auf mögliche Alternativen zu der aufwendigen landseitigen AC-Anbindung hin, wie z. B. die Anbindung an eine andere VSC-Konverterstation oder die Bereitstellung von Anlaufstrom durch die angeschlossenen Windenergieanlagen.

Aus Sicht des Übertragungsnetzbetreibers TenneT birgt der Einsatz von DRU grundsätzlich Potenzial zur Kosteneinsparung und sollte daher weiterverfolgt werden. Für einen kurzfristigen Einsatz der Technologie sei es jedoch zu früh. Zunächst sollten Qualität und Zuverlässigkeit nachgewiesen sein, um die Risiken im Betrieb bestmöglich zu minimieren.

Die Hersteller und Windpark-Vorhabensträger/Betreiber sehen die Vorteile beim Einsatz der DRU-Technologie zunächst durch die Direktanbindung der Windenergieanlagen an die DRU-Einheiten. Analog zu den 66 kV-Direktanbindungen an eine VSC-Konverterplattform entfallen damit die zusätzlichen Umspannplattformen. Der zusätzliche Bedarf an Komponenten, Räumen und Funktionen auf DRU sei vergleichbar mit der 66 kV-Direktanbindung an die VSC-Plattform. Aufgrund der Modularität des Systems und zur Vermeidung von Anlaufschwierigkeiten seien bei der räumlichen Planung der DRU-Einheiten möglichst kurze Strecken der parkinternen Verkabelung vorzusehen. Verbindungen zu anderen VSC-Plattformen seien möglich.

Die Umsetzung des Mutter-Tochter-Konzepts wird von den Konsultationsteilnehmern unterschiedlich eingeschätzt. Ein Hersteller sieht die Möglichkeiten weiterhin als gegeben an, die anderen Teilnehmer der Konsultation sehen dieses Konzept weitestgehend durch den Multiterminal-Betrieb ersetzt. Eine gemeinsame Nutzung von Infrastruktur wie z. B. das Hubschrauberlandedeck sei aufgrund der räumlichen Verteilung der DRU-Einheiten nicht möglich.

Der Zeitpunkt der Marktverfügbarkeit kann von den Konsultationsteilnehmern nicht konkret benannt werden. Ein Hersteller gibt den Zeitpunkt als „abhängig von der Marktentwicklung“ an. Die EnBW Energie Baden-Württemberg AG kommt zu der Einschätzung, dass es voraussichtlich zu einer Realisierung eines Prototyps im europäischen Ausland noch vor 2025 kommt. Die Arbeitsgemeinschaft Offshore-Windenergie e.V. sieht Inkompatibilitäten zum bestehenden HVDC Grid Code. Eine Änderung der entsprechenden Richtlinien sei erst zur ersten Hälfte der 2020er Jahre zu erwarten.

Seitens der EnBW Energie Baden-Württemberg AG und des Übertragungsnetzbetreibers TenneT werden Probleme hinsichtlich der Herstellerunabhängigkeit des Systems gesehen. Bislang wird das Konzept nur von einem Hersteller angeboten. Weiterhin wird eine Wettbewerbsbeeinträchtigung durch die technischen Anforderungen an die anzuschließenden Windenergieanlagen gesehen. Es wird die Forderung geäußert, das Betriebsverhalten des DRU-Systems und die technischen Anforderungen, welche sich an die anzuschließenden Windenergieanlagen ergeben, offenzulegen.

Das Ergebnis der Konsultation betreffend die DRU-Einheiten ist, dass das Konzept aus technischer Sicht heute noch nicht umsetzbar ist. Insbesondere die Unsicherheit hinsichtlich der

Marktverfügbarkeit und die damit verbundenen Risiken für einen sicheren Betrieb des Anbindungssystems sowie die mangelnde Herstellerunabhängigkeit sind wichtige Gesichtspunkte. Dennoch erscheint das Potenzial dieses technischen Konzeptes zukünftig betrachtungswürdig, so dass vorgesehen ist, im Rahmen der Aufstellung des Flächenentwicklungsplans dieses Konzept aber auch den Umgang mit technischen Entwicklungen weiter zu konsultieren. Von einer expliziten Aufnahme dieses Anbindungskonzepts in den BFO-N 2016/2017 wird jedoch aus den genannten Gründen abgesehen.

Im Rahmen des Anhörungstermins am 11. September 2017 wurde vorgetragen, dass es von Prof. Dr. De Doncker ein Anbindungskonzept geben würde, bei dem auf eine wie in der Nordsee seewärts errichtete Konverterplattform gänzlich verzichtet werden könne. Wie dieses Konzept aussieht, konnte der Konsultationsteilnehmer jedoch nicht nennen. Es wurde daher darum gebeten, diesem Hinweis nachzugehen, was vom BSH aufgegriffen wurde. Ergebnis dessen ist, dass das von Prof. Dr. De Doncker vorgeschlagene Konzept auf der Idee eines Gleichstromnetzes basiert. Hier wird auf eine Wechselrichtung in den Offshore-Windenergieanlagen verzichtet und ein reines Gleichstromnetz auf See aufgebaut. Mit Hilfe von DC-DC-Wandlern (auch genannt Gleichspannungswandler oder Hochsetzsteller) wird die niedrige Gleichspannung der Windenergieanlagen z. B. auf einer Plattform für den Transport an Land auf Höchstspannung (z. B. +/- 320 kV) hochsetzt. Zu Erprobung sollte zunächst ein Pilot an Land mit z. B. 20 Windenergieanlagen umgesetzt werden.

Im Ergebnis ist dieses Konzept heute noch nicht umsetzbar. Daher wird auch dieses Konzept bei der Ausstellung des Flächenentwicklungsplans weiter zu konsultieren sein.

Hinsichtlich der Forderung der Erhöhung der Spannungsebene der VSC-HGÜ wird auf die Ausführung unter 5.1.2.3 verwiesen. Die Festlegung auf +/- 320 kV erfolgte vor allem aufgrund der verfügbaren Kabeltechnologie. Kunststoffkabel konnten bis vor kurzem nur bis zu einer Spannung von +/- 320 kV eingesetzt werden, vereinzelt kommen außerhalb der AWZ +/- 420 kV Kunststoffkabel zum Einsatz. Zudem bereitet eine einheitliche Spannungsebene eine mögliche Verbindung der Offshore-Anbindungsleitungen untereinander vor und ermöglicht damit ein zukünftiges, vermaschtes Offshore-Netz. Die Festlegung der einheitlichen Spannungsebene von +/- 320 kV soll grundsätzlich auch im Hinblick auf den Flächenentwicklungsplan Bestand haben.

In der Konsultation des gegenständlichen Plans wurde des Weiteren eine Leistungserhöhung der VSC-HGÜ eingebracht. Auf die Ausführungen unter 5.1.2.4 wird verwiesen. Eine Erhöhung der Systemleistung wird im Rahmen der Aufstellung des Flächenentwicklungsplans für Inbetriebnahmen ab 2026 derzeit auch unter den Gesichtspunkten einer effizienten Nutzung und Auslastung sowie der jährlichen Ausschreibung bzw. Inbetriebnahme von Windenergieanlagen auf See mit einer voraussichtlich zu installierenden Leistung von 700 bis 900 MW und von durchschnittlich nicht mehr als 840 MW gemäß § 5 Abs. 5 WindSeeG zu prüfen sein. Auf Kapitel 1.5.1 wird verwiesen.

10.3.1.1 Drehstromsystem: Übertragungsspannung 155 kV

Auch die einheitliche Spannungsebene von 155 kV bei Drehstrom-Seekabelsystemen ist erneut Gegenstand mehrerer Stellungnahmen. Es wird vorgetragen, dass eine höhere Systemspannung und damit eine Erhöhung der Übertragungsleistung je System möglich seien. Diese Forderung wurde insbesondere durch Träger von Offshore-Windparkvorhaben vorgebracht, die sich durch eine Erhöhung der Systemleistung eine Einsparung von Kabelsystemen und damit mehr Raum für Windparkplanungen erhoffen. Im

Konsultationsverfahren überwogen jedoch die Argumente, die für eine Beibehaltung der bereits etablierten und in verschiedenen Netzanschlusssystemen in der Nordsee umgesetzten bzw. geplanten Vorhaben sprechen.

Im Entwurf des BFO-N 2016/2017 wurde auf Grundlage der vorliegenden Informationen aufgeführt, dass bei einer Systemspannung von 155 kV regelmäßig eine Systemleistung von bis zu 225 MW eingesetzt werden kann. Der BFO-N 2013/2014 nannte hier eine Systemleistung von regelmäßig bis zu 200 MW. Der Übertragungsnetzbetreiber TenneT lehnt in seiner Stellungnahme diese Anpassung ab, da bisher seitens TenneT noch keine ausreichenden Erfahrungswerte zur dauerhaften Verwendung von damit verbundenen größeren Querschnitten vorliegen würden. TenneT weist darauf hin, dass bei einem eventuellen Defekt in einem Übertragungsstrang höhere Kompensationskosten anfallen würden, da weniger parallele Kabelstrecken zur Verfügung stünden.

Diese Forderung wird insoweit umgesetzt, dass die Formulierung zur Regelmäßigkeit angepasst wurde. Grundsätzlich sollte die Anzahl der für die Übertragungsaufgabe eingesetzten Kabelsysteme möglichst gering sein. Die konkrete Ausgestaltung bleibt dem Einzelzulassungsverfahren vorbehalten.

10.3.2 Konverterplattformen

10.3.2.1 Flächenbedarf

Die Verbände und Institutionen Offshore Windenergie weisen in ihrer gemeinsamen Stellungnahme darauf hin, dass in der Praxis/in der Vergangenheit meist die Errichtung der Konverterplattform nicht zu Beginn der Erschließung eines Clusters erfolgte, sondern die Errichtung eines OWP zumeist parallel zur Errichtung der Konverterplattform oder sogar im Vorwege stattfand. Der BFO-N bilde aktuell lediglich den Fall ab, in dem „die Errichtung der Konverterplattform voraussichtlich zu Beginn der Erschließung eines Clusters steht“. Die tatsächliche termintreue Realisierung der Konverterplattformen läge nicht im Einflussbereich der OWP-Betreiber. Verzögerungen in der Realisierung der Konverterplattform stellten bei geforderter Einhaltung von Abständen durch die OWP aber ein nicht kalkulierbares Risiko für die Ausführungsplanung der OWP-Betreiber dar; bspw. können erhebliche Mehrkosten für zusätzliche Installationskampagnen der Fundamente/Kabel der Windenergieanlagen entstehen.

Die derzeitige Vorgabe führe zu einem Ungleichgewicht. Für den Fall einer zeitgleichen Errichtung solle daher jedenfalls in Anlehnung an die Regelungen im BFO-O eine gutnachbarschaftliche Zusammenarbeit verankert werden (s. Ziff. 5.2.1.3 des BFO-O). Hier solle eine enge Abstimmung der Errichtungsprozesse mit Austausch notwendiger Informationen, wie bspw. Terminplänen, berücksichtigt und möglichst ohne nachteilige Beeinträchtigung der am Installationsprozess Beteiligten umgesetzt werden. Diese kooperative Zusammenarbeit solle auch im BFO-N aufgenommen werden.

Die Forderung wurde zum einen in Kapitel 5.2.2.5 umgesetzt, aber auch aufgrund der räumlichen Nähe zwischen Offshore-Windparkvorhaben und Anbindungsleitungen und dem damit einhergehenden hohem Abstimmungsbedarf in den Kapiteln 5.3.2.5, 5.4.2.3, 5.5.2.7 und 7.2.4 aufgenommen.

10.3.2.2 Berücksichtigung bestehender und genehmigter Nutzungen

Die Forderungen und Änderungsvorschläge des Bundesamts für Infrastruktur, Umweltschutz und Dienstleistungen der Bundeswehr, Kompetenzzentrum Baumanagement Kiel, und des Gasleitungsbetreibers Gassco AS wurden weitestgehend übernommen.

Bezüglich des erforderlichen Abstandes zwischen einer Gasleitung und Bauwerken Dritter (Plattformen wie Kabelsysteme) liegen widersprüchliche Stellungnahmen vor. Einerseits forderte der Betreiber der Gasleitung eine Reduzierung des Abstandes zu Rohrleitungen auf

250 m, andererseits forderte der zuständige Übertragungsnetzbetreiber mit Verweis auf internationale Richtlinien eine Vergrößerung auf 750 m.

Die bisherigen Abstände von 500 m wurden in diesem Fall beibehalten. Weitere Ausführungen hierzu sind auch dem Kapitel 10.3.3 zu entnehmen.

10.3.2.3 Rückbaupflicht

Die SDN merkt an, dass zum Schutz der Fischerei der Rückbau der Fundamente von Konverterplattformen in jedem Fall bis mindestens 2 m unter der Geländeoberkante erfolgen solle.

Die bisherige Praxis sah den Rückbau von Pfählen von mindestens 1 m unter der Meeresbodenoberkante vor. Die Erfahrungen beim Rückbau von Pfählen zur dynamischen Pfahlprobebelastung zeigen jedoch, dass die zu erreichende Rückbautiefe vor allem von den Baugrundverhältnissen am jeweiligen Standort abhängig ist. Eine Entscheidung bleibt den jeweiligen Einzelzulassungsverfahren vorbehalten.

10.3.2.4 Räumliche Festlegungen

Die Verbände und Institutionen Offshore Windenergie weisen in ihrer gemeinsamen Stellungnahme darauf hin, dass sich alle im ersten Absatz genannten Systeme im Probebetrieb befinden und fragen, wann dieser abgeschlossen sein wird.

Der Status „Probebetrieb“ endet, sobald eine Betriebsfreigabe im Einzelzulassungsverfahren nach Erfüllung der Voraussetzungen erteilt wird..

10.3.3 Seekabelsysteme

10.3.3.1 Abstand bei Parallelverlegung

Betreffend den Mindestabstand zwischen parallel laufenden Seekabelsystemen äußern die Offshore-Windenergieverbände in ihrer gemeinsamen Stellungnahme, dass dieser bei der zwei- bis dreifachen Wassertiefe liege. Daher reiche ein Abstand von ca. 100 m generell aus, um ausreichend Platz für eine Reparaturbucht zu haben. Dies impliziere zwar, dass sich die Krone der Reparaturbucht näher an benachbarten Kabelsystemen befinden könne, jedoch sei dies angesichts der Notwendigkeit eines sparsamen Flächenverbrauchs aus Sicht der Verbände akzeptabel. Dies gelte insbesondere dann, wenn die Kabelsysteme bei demselben Betreiber/Eigentümer liegen würden. In Einzelfällen könne sogar ein Abstand von 50 m ausreichen, wenn es sich beispielsweise nur um zwei parallel laufende Kabelsysteme handeln würde. Zwischen unterschiedlichen Betreibern vertraglich vereinbarte Abweichungen von den Vorgaben sollten zulässig sein.

Bereits in einer Stellungnahme eines Offshore-Windenergieverbandes zu innovativen Anbindungskonzepten im März 2017 wurde ein Abstand zwischen parallelen Seekabeln von 100 m bzw. 50 m bei zwei Parallelkabelsystemen gefordert.

Diesen Forderungen kann nicht gefolgt werden, da ausreichend Raum für eine Reparatur beider Kabelsysteme vorhanden sein muss. Zudem ist zu berücksichtigen, dass aufwendigere Reparaturen auch hinsichtlich längerer Ausfallzeiten mit Mehrkosten für den Netznutzer über die Netzentgelte verbunden sind.

Der Übertragungsnetzbetreiber TenneT fordert in seiner Stellungnahme, dass im Bereich von Windparks bei geringeren Abständen als 500 m zwischen Windenergieanlagen und Drehstrom-Seekabelsystemen der Abstand zwischen Drehstrom-Seekabelsystemen von 100 m auf 200 m erhöht werden sollte, da das im Entwurf der Fortschreibung des BFO-N 16/17 vorgeschlagene Herabsetzen der Mindestabstände auf 350 m insbesondere für den Reparaturfall kritisch sei. So könnten Reparaturarbeiten an der Windenergieanlagen-abgewandten Seite durchgeführt werden. Die Omega-Schleife könne so in den Zwischenraum der Drehstrom-Seekabelsysteme abgelegt werden. Damit würde der Abstand der Windenergieanlagen zumindest in Richtung des Baufeldes mehr als 500 m betragen.

Dieser Forderung kann gefolgt werden, da der Einwand nachvollziehbar erscheint.

10.3.3.2 Berücksichtigung aller bestehenden und genehmigten Nutzungen

Die Anmerkungen und Ergänzungswünsche des Bundesamts für Infrastruktur, Umweltschutz und Dienstleistungen der Bundeswehr, Kompetenzzentrum Baumanagement Kiel, wurden weitestgehend übernommen.

10.3.3.3 Abstände zwischen Rohrleitungen und Seekabelsystemen

Der Übertragungsnetzbetreiber TenneT hat im Rahmen seiner Stellungnahme zum Entwurf des vorliegenden Plans erneut vorgetragen, dass der Mindestabstand zu Rohrleitungen auf 700 m erhöht werden sollte, um das Risiko der Beschädigung während Bau und Betrieb von Seekabelsystemen sowie der parallel liegenden Rohrleitung zu minimieren.

Hingehen wurde von der GASSCO AS dahingehend Stellung genommen, dass bei den Gasdruckpipelines der einzuhaltende Sicherheitsabstand beidseitig 250 m betragen solle.

TenneT fordert alternativ, dass bei Beibehaltung des Abstandes von 500 m der Abstand der Gleichstrom-Seekabelsysteme bei Parallellage (Planungsgrundsatz 5.3.2.2) von 100 m auf 200 m erhöht werden sollte, um dann Reparaturarbeiten auf der Rohrleitungs-abgewandten Seite durchführen zu können.

Da jedoch der Abstand von 500 m zu Rohrleitungen auch bereits Raum für Reparaturen der Seekabelsysteme berücksichtigt, kann dieser Forderung nicht gefolgt werden.

10.3.3.4 Abstände zwischen Windenergieanlagen und Drehstrom-Seekabelsystemen

Im Rahmen der Stellungnahmen zu innovativen Anbindungskonzepten im März 2017 wurde auch die Gelegenheit genutzt zum Thema Abstände Stellung zu nehmen. Dabei wurden geringere Abstände aber auch die Beibehaltung der 500 m vorgetragen. Auch hier wurde eine Reduzierung des Abstandes auf 200 m zwischen Windenergieanlagen und Drehstrom-Seekabelsystemen gefordert. Der Übertragungsnetzbetreiber TenneT forderte hingegen die Beibehaltung des Abstandes von 500 m, da bei geringeren Abständen u.a. ggf. keine marktübliche Durchführung von Reparaturen möglich ist, ggf. eine Anpassung des Verfahrens, ggf. die Einführung von Sicherheitsmaßnahmen, ggf. der Einsatz schwer verfügbarer Schiffseinheiten erforderlich sind sowie ein erhöhtes Risiko für Verzögerungen bei Planung und Durchführung von Reparaturen besteht.

Im Entwurf der Fortschreibung des BFO-N 2016/2017 wurde vorgeschlagen, den Abstand zwischen Windenergieanlagen und Drehstrom-Seekabelsystemen von 500 m auf 350 m zu reduzieren, da im Rahmen von Zulassungsverfahren von Offshore-Windparks deutlich wurde, dass eine Reduzierung des Abstandes ohne die Aufnahme von Nebenbestimmungen zum Schutz des Netznutzers vor ungerechtfertigten Mehrkosten für z. B. erforderliche Reparatur-/ Wartungskosten möglich ist.

Hierzu gingen befürwortende sowie ablehnende Stellungnahmen ein.

Die Bundesnetzagentur wies in Rahmen ihrer Stellungnahme darauf hin, dass der in der Nordsee für den Anschluss von Offshore-Windparks anbindungsverpflichtete Übertragungsnetzbetreiber in der Vergangenheit darauf hingewiesen habe, dass die bestehende internationale Praxis bei der Reparatur von Seekabeln bei einem Herabsetzen der Mindestabstände unter 500 Meter in ihren Freiheitsgraden nunmehr soweit eingeschränkt würde, dass diese Reparaturen nicht mehr marktüblich durchgeführt werden könnten. Ferner bestünde ein Risiko für die Verschärfung von Interessenkonflikten bei Arbeiten in der Nähe fremder Betriebsmittel. Insbesondere auch aufgrund der Ausführungen des für die Nordsee anbindungsverantwortlichen Übertragungsnetzbetreibers könnten die Bedenken bei der Bundesnetzagentur nicht ausgeräumt werden, dass die Änderung des Planungsgrundsatzes für den Abstand von Drehstrom-Seekabelsystemen und Windenergieanlagen mit deutlich höheren Kosten für den Netznutzer verbunden sein können. Ausfallzeiten durch Störungen und

Wartungen seien aufgrund der bestehenden Entschädigungsansprüche der Windparkbetreiber nach dem EnWG mit erheblichen Kosten für die Offshore-Haftungsumlage und damit letztendlich für den Letztverbraucher verbunden. Aufwendigere Reparaturen und Wartungen würden hier sicherlich längere Ausfallzeiten und damit höhere Entschädigungszahlungen bedeuten. Die Mehrkosten für aufwendigere Reparaturen und Wartungen müsste zudem der Netznutzer über die Netzentgelte tragen. Daher bittet die Bundesnetzagentur in ihrer Stellungnahme darum, dass die Auswirkungen einer Reduzierung der Mindestabstände in Hinblick auf zusätzlichen Aufwand, längere Reparatur- und Wartungsdauern sowie höhere Entschädigungszahlungen nochmals eingehend zu untersuchen. Die Reduzierung der Mindestabstände führe nicht nur zum bereits im Entwurf des BFO-N 2016/2017 berücksichtigten erhöhten Abstimmungsbedarf zwischen den beteiligten Parteien. Die Reduzierung der Mindestabstände dürfte mit erheblichen Mehrkosten verbunden sein, die der Netznutzer bzw. Letztverbraucher zu tragen hätte. Nach Ansicht der Bundesnetzagentur erfordern diese Mehrkosten, dass der Mindestabstand von 350 m zumindest mit Nebenbestimmungen zu versehen ist, so dass verursachte Mehrkosten vom Windparkbetreiber zu übernehmen sind. Ohne eine entsprechende Nebenbestimmung sollten 500 m Mindestabstand einzuhalten sein.

Der Übertragungsnetzbetreiber TenneT äußert, dass grundsätzlich einen Abstand von 500 m für angemessen gehalten wird. Die Abweichungen von 500 m in Zulassungsverfahren könne nicht zur Begründung herangezogen werden, da solche Ausnahmen oder Sonderfälle meist den bereits bestehenden Genehmigungsstatus und fortgeschrittenen Planungsstand von Offshore-Windparks berücksichtigten würde. Da gerade der BFO das grundsätzliche Instrument zur Regelung von Abständen für den zukünftigen Ausbau sei, könne mit Abständen von 500 m, das Risiko von Mehrkosten für den Übertragungsnetzbetreiber und Netznutzer reduziert werden. Des Weiteren verweist TenneT auch auf die European Subsea Cables Association (ESCA), die sich im Rahmen einer aktuellen Stellungnahme für einen möglichst großen Abstand von Seekabeln zu Drittinfrastruktur ausspreche. Hier werde möglichst eine Seemeile Abstand empfohlen, mindestens jedoch 750 m Abstand. Dieser teile sich in eine 500 m Working Zone auf jeder Seite des Kabels und einer 250 m Hazard Area um das potenzielle Reparaturschiff auf. Falls dennoch an einer Festlegung von geringeren Abständen zu Windenergieanlagen festgehalten werden sollte, fordert der Übertragungsnetzbetreiber TenneT eine Ergänzung dahingehend, dass diese Regelung ausschließlich für Windenergieanlagen des Windparks gelten, dessen Energie mit dem jeweiligen Drehstromkabelsystem abgeführt wird. Ansonsten sollte der Abstand von 500 m für Windenergieanlagen gelten. So könnten mögliche erforderliche Abschaltungen von Windenergieanlagen bei Arbeiten an Seekabelsystemen im Reparaturfall voraussichtlich ohne eine zusätzliche Belastung des Übertragungsnetzbetreibers bzw. Netzkunden im Rahmen der Offshore-Haftungsumlage realisiert werden, da bei einem defekten Kabelsystem dem betroffenen Offshore-Windpark ohnehin nicht die volle Übertragungskapazität zur Verfügung stehe und kein dritter Offshore-Windpark von erforderlichen Abschaltungen betroffen sein würde. Zudem sollte für die Umspannplattformen ein 500 m Abstand zu den Windenergieanlagen am Exportkorridor gelten, um Freiräume für den Kabeleinzug und Reparaturen im Umfeld der Umspannplattform nicht zusätzlich einzuschränken. Bei einem Abstand von 350 m zwischen Windenergieanlagen und Drehstrom-Seekabelsystem fordert TenneT ferner, dass die parkinterne Verkabelung und mögliche Positionen für Jackup-Bargen des Offshore-Windparks auf der Exportkabel-abgewandten Seite der Windenergieanlagen vorzusehen ist. Es sei auch an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass TenneT dahingehend Stellung nahm, dass bei geringeren Abständen als 500 m zwischen Windenergieanlagen und Drehstrom-Seekabelsystemen im Bereich von Windparks der Abstand zwischen Drehstrom-Seekabelsystemen von 100 m auf 200 m erhöht werden sollte, da das Herabsetzen der Mindestabstände insbesondere für den Reparaturfall kritisch sei (vgl. Abwägung zu Abständen zwischen Rohrleitungen und Seekabelsystemen).

Die Offshore-Windenergieverbände fordern in ihrer gemeinsamen Stellungnahme, dass die Anforderungen an Abstände zwischen bereits bestehenden/genehmigten Nutzungen und Seekabelsystemen so bemessen werden sollten, dass Errichtung und Reparatur an sämtlichen

Installationen durchgeführt werden können, ohne dass wechselseitige Gefährdungen entstehen. Der Platzbedarf sollte insoweit bemessen werden an heute verfügbaren Technologien für die Positionierung von Reparatur- und Installationsschiffen. Eine Ausstattung mit DP2 beispielsweise würde ein Manövrieren auf engstem Raum erlauben; eine Positionierung mittels Mooring sei nicht erforderlich. In der Vergangenheit waren zwar andere Abstände gängig, doch seien hier wichtige Fortentwicklungen zu verzeichnen, die aufgegriffen werden sollten. Zwischen Seekabelsystemen (Gleichstrom- sowie Drehstromkabelsysteme) und Windenergieanlagen reiche nach Erachten der Verbände ein Abstand von 200 m aus. Bezüglich der Anforderung, die Anlagen bei Arbeiten entlang der Trasse abzuschalten, bedürfe es gemäß der Stellungnahme der Verbände zudem einer Differenzierung zwischen Verlege- und Reparaturarbeiten und bloßen Survey-Arbeiten. Letztere würden typischerweise mit deutlich kleineren Fahrzeugen durchgeführt, so dass keine Kollision mit drehenden Rotoren befürchtet werden müssten. Eine Abschaltung wäre allenfalls dann erforderlich, wenn das Survey-Fahrzeug sich in die rotorüberstrichene Fläche begeben sollte.

Zusammenfassend wurden im Rahmen der Konsultation sowohl größere als auch geringere Abstände als 350 m zwischen Windenergieanlagen und Drehstrom-Seekabelsystemen gefordert. Die festgelegten Abstände beruhen auf internationalen Erfahrungswerten, die sowohl dem Schutz der Anlagen als auch dem Schutz der Kabelsysteme dienen. Zudem ist ebenfalls hier zu berücksichtigen, dass aufwendigere Reparaturen auch hinsichtlich längerer Ausfallzeiten mit Mehrkosten für den Netznutzer über die Netzentgelte verbunden sind. Daher kann der Forderung zur Aufnahme weiterer Rahmenbedingungen bei Abständen von weniger als 500m seitens TenneT gefolgt werden, da die Einwände nachvollziehbar erscheinen. Die Forderung der BNetzA hinsichtlich der Aufnahme einer Nebenbestimmung bei Abständen von weniger als 500 m wird dahingehend umgesetzt, dass im Rahmen der Einzelzulassungsverfahren der Offshore-Windparks je nach Lage des Vorhabens zu prüfen ist, ob die Aufnahme einer Nebenbestimmung zur Tragung von möglichen Mehrkosten, verursacht durch Abstände von weniger als 500 m, durch den Offshore-Windparkbetreiber erforderlich ist. Auf die Ausführungen unter 5.4.2.3 wird verwiesen.

10.3.3.5 Abstände zu Vorrang- und Vorbehaltsgebieten Schifffahrt

Die GDWS fordert in ihrer Stellungnahme, dass bei der Kabelverlegung grundsätzlich keine Verlegung parallel zu Vorranggebieten Schifffahrt erfolgen solle. Zusätzlich wird erneut gefordert, die Trassen grundsätzlich innerhalb der Windparks bzw. Vorranggebiete Windenergie zu verlegen.

Die Trassenführung im BFO erfolgt im Wesentlichen in Übereinstimmung mit den Erfordernissen der Raumordnung parallel zu bestehenden baulichen Strukturen. Da sich die Windparkprojekte (bauliche Strukturen) jedoch an die Vorgaben der Raumordnung angepasst haben, steht die Forderung der Parallelverlegung zu baulichen Strukturen (Ziel der Raumordnung) im Widerspruch zur Forderung, Seekabelsysteme nicht parallel zu Schifffahrtsrouten zu verlegen (Grundsatz der Raumordnung). Da das Ziel der Raumordnung einzuhalten ist, ist in diesem Plan der Parallelführungen zu baulichen Strukturen der Vorzug zu geben.

Bezüglich der Forderung nach Trassenführungen durch Offshore-Windparks wird auf die Grundsätze zu den Abständen bei Parallelverlegung (vgl. 5.3.2.2), zu Drittinfrastruktur (vgl. 5.3.2.5) und zu Kreuzungen (vgl. 5.3.2.6) verwiesen. Aus verlegetechnischen Gründen und Gründen der Systemsicherheit der Stromversorgung sind zu den Offshore-Windenergieanlagen und zwischen den zu verlegenden Seekabelsystemen Sicherheitsabstände einzuhalten. Zudem wäre eine Verlegung durch einen Offshore-Windpark nur mit einer Vielzahl an zusätzlichen Kreuzungen der parkinternen Verkabelung möglich. Da die Windenergieanlagen in der Regel in den Clustern 1 bis 3 deutlich weniger als 1.000 m Abstand zueinander haben, ist die gebündelte Verlegung mehrerer Kabelsysteme innerhalb der bereits errichteten Windparks nicht mehr möglich. Auch eine Verlegung zwischen zwei Offshore-Windpark-Projekten ist aufgrund der zu geringen Abstände nahezu auszuschließen.

10.3.3.6 Kreuzungen

Die Gassco AS weist in ihrer Stellungnahme darauf hin, dass für die baulichen Ausführungen von Kreuzungsbauwerken der Pipelines „Norpipe“, „Europipe 1“ und „Europipe 2“ Abstimmungen zur Ausführung der Kreuzungsbauwerke und entsprechende rechtliche Regelungen erforderlich seien, die einer zeitlichen Abstimmung bedürften. Hierbei wird auf ein internes Regelwerk zu Pipelinequerungen und Annäherungen verwiesen.

Der Grundsatz zur Ausgestaltung von Kreuzungen dient dazu, die erforderlichen Eingriffe in die Meeresumwelt und die Beeinträchtigung der bereits bestehenden Nutzungen möglichst gering zu halten. Exakte vertragliche Regelungen sind nur im Rahmen der Einzelzulassungsverfahren abzustimmen, da diese häufig maßgeblich von den vor Ort bestehenden Rahmenbedingungen wie Wassertiefe, Sedimentstrukturen etc. abhängen. Im Rahmen des BFO können zudem nur allgemein abgestimmte und öffentlich zugängliche Regelwerke für die Festlegung von Grundsätzen herangezogen werden, da sich die diversen firmeninternen Papiere und Richtlinien unterschiedlicher Firmen auch bei gleichen Themenkomplexen widersprechen und je nach Betrachtungsgegenstand zu unterschiedlichen Lösungen kommen.

10.3.3.7 Begrenzung der Länge des Drehstrom-Kabelsystems

Die EnBW Energie Baden-Württemberg AG fordert im Rahmen der Stellungnahme bezüglich des AC-Anbindungssystems des Windparks „EnBW He Dreiht“ auf die erfolgte geradlinige Trassenführung zu verzichten. Dies wird damit begründet, dass die Trassenführung „gradlinig und auf kürzestem Weg“ nicht Bestandteil der Grundsatzes, sondern nur der Begründung sei. Zudem wird ausgeführt, dass an anderen Stellen auch nicht überall ein gradliniger Verlauf vorgesehen sei. Im Rahmen des allgemeinen Gleichbehandlungsgrundsatzes müssten aus Sicht von EnBW alle nicht sachlich fundierten Differenzierungen ausgeschlossen werden, sodass es insoweit zu einer gewissen Selbstbindung der Verwaltung käme. Verlange man von „EnBW He Dreiht“ nun einen geradlinigen, kürzesten Verlauf der Trasse, stelle sich die Frage, warum man dies bei den anderen Offshore-Windparks bisher nicht getan habe. Zumindest müsse „EnBW He Dreiht“ das (gleiche) Recht eingeräumt werden, andere Kabelverläufe mit guten Gründen argumentativ im weiteren Prozess mit dem BSH und dem Übertragungsnetzbetreiber abzustimmen. Hinzu käme, dass es aus Sicht von „EnBW He Dreiht“ bisher keinerlei Anhaltspunkte dafür gäbe, dass gerade im Fall von „EnBW He Dreiht“ von der bisherigen Verwaltungspraxis abgewichen und – quasi überraschend – eine geradlinige Führung des Kabelsystems unter Missachtung diverser anderer Einflussfaktoren festgelegt werden solle. EnBW weise darauf hin, dass „EnBW He Dreiht“ auch im Rahmen der kompetitiven Flächenausschreibung im April 2017 natürlich von der bisherigen Verwaltungspraxis ausgegangen sei und darauf vertraut habe, dass auch künftig „freiere" Kabelverläufe möglich seien.

Der BFO-N trifft seit 2012 Festlegungen u. a. zu Planungsgrundsätzen, von denen im begründeten Einzelfall auf Antrag abgewichen werden kann. In Fällen, in denen die Realisierungsaussicht sowie die Planrechtfertigung für etwaige Änderungszulassungsverfahren nicht absehbar war bzw. in Frage stand, war eine konkrete Befassung im BFO mangels Kenntnis der projektspezifischen Rahmenbedingungen nicht möglich. Daher bleibt die Entscheidung über vor allem die Frage der möglichst kurzen und gradlinigen Trassenführung dem Einzelzulassungsverfahren nach den jeweils anwendbaren Vorschriften vorbehalten. Auf Kapitel 3.3 wird verwiesen. Auf den Inhalt wird Bezug genommen.

10.3.3.8 Überdeckung

Die GDWS bekräftigt in ihrer Stellungnahme ihre Forderung zu den Planungsgrundsätzen für Seekabel aller Art. Eine Anforderung betrifft die Grundsatzvorgabe eines gutachtlichen Nachweises geeigneter und qualitätsgesicherter Verlegeverfahren für ein sicheres Erreichen der vorgegebenen Mindestverlegetiefe von 1,5 m unter Berücksichtigung der Bodenverhältnisse und anderer örtlicher Belange.

Im Rahmen der Einzelverfahren hat der Übertragungsnetzbetreiber gemäß Standard „Konstruktive Ausführung“ eine sog. „Burial Assessment Study“ (Installer BAS) durchzuführen. Diese Installer BAS beinhaltet die Prüfung und Bewertung der Verlegung eines Kabels für definierte Trassenabschnitte unter Einbeziehung der Ergebnisse der Trassenerkundung sowie der konkret für die Verlegung der Kabel zur Verfügung stehenden Verlegegeräte und unter Berücksichtigung der zu erreichenden Überdeckungshöhe. Zudem ist für die Netzanbindungsverfahren in der Nordsee das Gutachten eines sachverständigen Dritten zur Installer BAS einzureichen. Ein allgemeiner Planungsgrundsatz wird daher nicht als erforderlich angesehen.

Des Weiteren merkt die GDWS an, dass die Verlegeverfahren vorrangig dazu geeignet sein müssen, die vorgegebene Mindestüberdeckung zu erreichen und das der Einsatz von (umwelt-)schonenden Verlegeverfahren nicht dazu führen dürfe, dass das Erreichen der Mindestüberdeckung dadurch gefährdet wird. Sie erachtet es daher als notwendig den Planungsgrundsatz „Einsatz schonender Verlegeverfahren“ zu relativieren.

Bei der Festlegung der erforderlichen Überdeckung von Seekabelsystemen sind grundsätzlich verschiedene Belange untereinander abzuwägen. Eine Abwägung aller für die Verlegung von Kabelsystemen zu berücksichtigen Belange erfolgt in den Einzelverfahren.

Die Ergänzungswünsche des Bundesamts für Infrastruktur, Umweltschutz und Dienstleistungen der Bundeswehr, Kompetenzzentrum Baumanagement Kiel, wurden übernommen.

Bezüglich der Stellungnahme der Schutzgemeinschaft Deutsche Nordseeküste zum Monitoring der Verlegetiefe und den Auswirkungen auf das Benthos wird auf die Abwägung zum Umweltbericht verwiesen. Über den Umgang mit der Minderüberdeckung wird im Einzelverfahren entschieden. Für die Wahl der Maßnahmen zu einer erfolgreichen Behebung einer Minderüberdeckung sind neben den naturschutzfachlichen und schifffahrtspolizeilichen Belangen auch unter Berücksichtigung der räumlichen Lage sowie Art und Umfang der Minderüberdeckung sowie deren Ursache zu berücksichtigen.

10.3.3.9 Sedimenterwärmung

Die Verbände und Institutionen Offshore Windenergie weisen in ihrer Stellungnahme darauf hin, dass das 2 K-Kriterium als Maßstab für akzeptable Sedimenterwärmung auf der naturschutzfachlichen Einschätzungsprärogative der Verwaltung beruhe. Da dieses in der Praxis zu erheblichen Restriktionen bei der Einspeisung und erhöhten Kosten führe, solle es in der nahen Zukunft auf seine Tragfähigkeit überprüft werden, zumal es mittlerweile einige weiterführende Untersuchungen zu diesem Thema gäbe, die sich näher mit diesem Thema auseinandersetzen.

Beim 2 K-Kriterium handelt es sich um einen etablierten naturschutzfachlichen Vorsorgewert, dessen Einhaltung im konkreten Zulassungsverfahren nachzuweisen ist. Im Hinblick auf die im Anhörungstermin geführte Diskussion wird zukünftig weiter zu prüfen sein, wie eine bestmögliche Auslastung der Seekabelsysteme auch unter dem Gesichtspunkt des 2 K-Kriteriums und einer möglichen Reduzierung der Flächeninanspruchnahme erfolgen kann.

10.3.3.10 Schonendes Verlegeverfahren

Die Schutzgemeinschaft Deutsche Nordseeküste e.V. fordert in ihrer Stellungnahme, das umweltschonendste Kabelverlegeverfahren in Abhängigkeit der vorgefundenen Sedimente vorzugeben, da durch die bereits durchgeführten Projekte vielfältige Erfahrungen vorliegen müssten. Für die drei wesentlichen Sedimenttypen der Nordsee solle diesbezüglich auf Untersuchungen des BfN zugegriffen werden.

Erst die Ergebnisse der im Rahmen der Einzelverfahren durch den ÜNB durchgeführten Trassenerkundung, abgestellt auf den konkret geplanten Trassenverlauf erlaubt eine belastbare Aussage zum umweltschonendsten Verlegeverfahren. Da diese Informationsdichte zum geologischen Aufbau des oberflächennahen Untergrundes nicht für den gesamten Bereich des Plangebietes des BFO-N vorliegt, können auch keine konkreteren Aussagen zum

umweltschonendsten Verlegeverfahren gemacht werden. Eine Übersicht, die bestimmte Verlegeverfahren abgestimmten Bodentypen zuordnet, liegt dem BSH nicht vor.

10.3.3.11 Rückbaupflicht

Die Schutzgemeinschaft Deutsche Nordseeküste e.V. begrüßt in ihrer Stellungnahme die Rückbaupflicht für Seekabel. Es wird jedoch darauf hingewiesen, dass diese Rückbaupflicht nicht nur rechtlich sondern auch finanziell zum Beispiel durch Bürgschaften abgesichert werden müsse, da es dem Betreiber nach Nutzungsaufgabe oft am Geld für den Rückbau mangele. Hierfür würde sich das Mittel der Bankbürgschaft anbieten.

Konkretere Regelungen bleiben dem Einzelzulassungsverfahren bei Bekanntwerden der projektspezifischen Rahmenbedingungen vorbehalten.

10.3.3.12 Räumliche Festlegungen zu Grenzkorridoren

Die GDWS merkt an, dass im Hinblick auf den Planungshorizont ab 2031 eine vorausschauende Diskussion geeigneter Trassenkorridore zur Ableitung der Energie aus Offshore-Windparks nordwestlich des Schifffahrtsweges Den Helder - Skagen zwar grundsätzlich als zielführend erachtet werde. Eine Belastung des Grenzkorridors III mit voraussichtlich 13 Seekabelsystemen sei aus schifffahrtspolizeilicher Sicht jedoch unverhältnismäßig und daher zu hinterfragen. Die Festschreibung einer Obergrenze für die Breite des Grenzkorridors III in Abstimmung mit der GDWS auf ein vom Standpunkt der schifffahrtspolizeilichen Gefahrenabwehr zulässiges Maß wird diesbezüglich vorgeschlagen. Hierbei wird darauf verwiesen, dass die Festlegung des Umfeldes des Grenzkorridors III und der Tiefwasserreede als Vorranggebiet Schifffahrt im Rahmen der Fortschreibung des Raumordnungsplans AWZ Nordsee zu klären sei. Vor dem Hintergrund der durch das WindSeeG zukünftig vorgesehenen Stellung der GDWS bei der Flächenentwicklung und -festlegung (Abstimmungs- bzw. Einvernehmensvorbehalt) rege die GDWS an, die Frage der Ausgestaltung des Grenzkorridors III frühzeitig mit der GDWS zu erörtern und alternative Trassenführungen in der AWZ unter Berücksichtigung der Belange der Schifffahrt vorab zu prüfen.

In Bezug auf die vorgebrachten Bedenken hinsichtlich eines Kabelkorridors zwischen dem Vorbehaltsgebiet Rohrleitung (Europipe 2) und der Tiefwasserreede, wird zunächst darauf hingewiesen, dass dieser Korridor derzeit erst als dritter Korridor vorgesehen wird, wenn alle Möglichkeiten der Abführung von Seekabelsystemen über Norderney ausgeschöpft sind. Nach derzeitigem Stand wird es jedoch nicht möglich sein, mehr als 12 Systeme über die Insel Norderney zu führen. Da sich der Kabelkorridor zudem unmittelbar an geplante Offshore-Windenergievorhaben bzw. die Rohrleitung „Europipe 2“ anschließt, erscheint ein erheblicher Verlust von Ankerfläche aufgrund der Festlegungen dieses Plans auch unter Berücksichtigung der Perspektive nach 2030 nicht zu befürchten zu sein. In Anbetracht des im Vergleich zu dem geplanten Kabelkorridor großen Abstands zur Reede erscheint weiterhin eine Anpassung/ggf. Erweiterung der Reede an die prognostizierte Verkehrsentwicklung möglich.

Um bereits frühzeitig mögliche Auswirkungen durch Seekabeltrassen auf die Schifffahrt (bspw. durch den Verlust von Ankerflächen) zu minimieren, wird in diesem Plan grundsätzlich festgelegt, dass die Abstände zu den bestehenden, im Bau befindlichen sowie geplanten Strukturen soweit wie möglich reduziert werden. Die Sicherheit und Leichtigkeit des Schiffsverkehrs soll zusätzlich durch weitere Festlegungen des Plans wie etwa Überdeckungshöhen der Seekabel gewahrt werden, so dass die Gefährdung des Schiffsverkehrs minimiert wird. Dies bezieht sich insbesondere auf eine eventuelle Erweiterung des Kabelkorridors zwischen der Rohrleitung „Europipe 2“ und der Tiefwasserreede. Forderungen, die sich auf die Fortschreibung des Raumordnungsplanes bzw. auf die Einzelzulassungsverfahren beziehen, bleiben den jeweiligen Verfahren vorbehalten.

Das Niedersächsische Ministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz bittet um Ergänzung, dass die Trassenführung im Küstenmeer, ausgehend von Grenzkorridor III bislang nicht geklärt ist. Auch vor dem Hintergrund, dass ab 2031 andere als heute übliche Anbindungssysteme und –techniken bestehen mögen, bestünden erhebliche Bedenken, ab 2031 die Führung 13 weiterer Kabelsysteme über den Korridor III in das niedersächsische Küstenmeer festzuschreiben. Es erscheine nicht nachvollziehbar, dass zum gegenwärtigen Zeitpunkt, zu dem noch keine weiteren Erkenntnisse darüber vorlägen, ob und wie viele Kabelsysteme in diesem Bereich des Nationalparks verträglich verlegt werden könnten, bereits die Anzahl von 13 Kabelsystemen für diesen Bereich im BFO festgeschrieben werde. Zumal davon ausgegangen werden müsse, dass alle Systeme durch den Nationalpark im Bereich Baltrum, Langeoog, Wangerooge geführt werden müssten, da eine Verlegung im Jadekorridor wegen der Schifffahrt und dortigen Munitionsbelastung vermutlich wie bisher nicht möglich sein werde.

Auch Seitens des Ministeriums für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt, Natur und Digitalisierung Schleswig-Holstein bestehen Bedenken gegen die Trassenführung des Clusters 13 über Büsum. Es wird auf die langwierigen Abstimmungsprozesse zur Festlegung dieser Trasse zur Anbindung der Cluster 4 und 5 verwiesen. Die Festlegung und Ausgestaltung der Grenzkorridore im Rahmen des Bundesfachplans Offshore habe grundlegende Bedeutung auch für die Trassenführung im Küstenmeer. Der Mehrbedarf an stromabführenden Leitungen in Richtung Schleswig-Holstein beträfe mit dem Wattenmeer eine hochsensible, als Nationalpark ausgewiesene und als Weltnaturerbe anerkannte Naturlandschaft. Es sei daher für das Land Schleswig-Holstein von zentraler Bedeutung, dass zusätzliche stromabführende Leitungen zur Anbindung von Offshore-Windparks mit der bereits genehmigten und im Landesentwicklungsplan Schleswig-Holstein 2010 festgeschriebenen Büsumtrasse (entsprechend des Minimierungsgebots und der Anforderungen des Managementplans für das FFH- und Vogelschutzgebiet) gebündelt würden.

Es sei jedoch nicht sichergestellt, dass auf der Büsumtrasse neben den bereits genehmigten Leitungssystemen „HelWin1 und 2“, „SylWin 1 und 2“ sowie dem Interkonnektor „NordLink“ noch weitere vier Leitungssysteme untergebracht werden könnten. Eine Ausweitung der Trasse in die nördlich oder südlich anschließenden Bereiche wäre vor dem Hintergrund der naturschutzfachlichen Bedeutung dieser Bereiche (z. B. als Seehundliegeplätze, als Nahrungsflächen für Zug- und Rastvögel oder als Mausergebiet für Eiderenten) und der naturschutzrechtlichen Sicherung dieser Bereiche (Schutzzone 1 des Nationalparks) zu überprüfen und mit anderweitigen Nutzungsansprüchen (z. B. Sicherheit und Leichtigkeit des Schiffsverkehrs) abzuwägen. Dabei wäre aufgrund der Annahme der installierten Leistung der Offshore-Windparks ab 2031 und der Übertragungsleistung der Anbindungssysteme zu dieser Zeit sowie aufgrund der hohen Dynamik des Wattenmeeres mit erheblichen Unsicherheiten umzugehen. Die Entscheidung über die naturschutzrechtliche Zulässigkeit einer Erweiterung der Büsumtrasse könne daher nur auf Grundlage eines gesonderten Umweltberichtes getroffen werden und müsse nachfolgenden Planverfahren vorbehalten bleiben. Im Zusammenhang mit einem naturverträglichen Netzanschluss von Offshore-Windparks habe die Minimierung des Bedarfs an stromabführenden Leitungen/Leitungskorridoren eine herausragende Bedeutung. Es werde daher als vordringlich angesehen, über andere Übertragungsmöglichkeiten nachzudenken. Der Einsatz von Übertragungssystemen mit einer Übertragungsleistung von nur maximal 900 MW werde nicht mehr ausreichend sein, die immer weiter steigenden Erzeugungsleistungen von Offshore-Windkraftanlagen an Land zu bringen. In diesem Zusammenhang werde erneut nachdrücklich und wiederholt dafür plädiert, die gegenwärtig als Standard festgelegte Übertragungsleistung von 900 MW auch umzusetzen und ggf. im Rahmen von clusterübergreifenden Systemen zu nutzen (z. B. Cluster 4 und Cluster 8 zu verbinden, alternativ Cluster 5 mit Cluster 13 zusammenzulegen). Eine Zustimmung zu den Planaussagen der Stromableitung aus dem Cluster 13 nach Schleswig-Holstein könne derzeit aus naturschutzfachlicher Sicht nicht gegeben werden.

Im Rahmen des Plans wurde ergänzend aufgenommen, dass die Trassenführung im Küstenmeer, ausgehend von Grenzkorridor III und IV, derzeit nicht für alle Systeme gesichert ist und hier landseitig erhebliche Bedenken bestehen. Es kann zum jetzigen Zeitpunkt nicht vorhergesagt werden, wie sich die Leistung und Größe der Windenergieanlagen bzw. die Übertragungsleistung der Seekabelsysteme in den nächsten Jahren entwickeln werden. Insoweit kann nicht ausgeschlossen werden, dass sich nicht nur die Leistung für die Kabelsysteme erhöht, sondern auch die Leistung aus Offshore-Windenergie durch leistungsstärkere Windenergieanlagen. Der BFO umfasst die räumliche Planung im Sinne einer vorausschauenden, integrierten Sicherung ausreichender Flächen für Netzanbindungen. Zur Erfüllung des Sicherungszwecks ist es daher erforderlich, in der Tendenz von einem hohen als von einem niedrigen Flächenbedarf und damit verbunden von einer hohen Anzahl an Kabelsystemen an diesen Grenzkorridoren auszugehen. Im Küstenmeer fehlen sowohl für Niedersachsen für Grenzkorridor III als auch für Schleswig-Holstein für Grenzkorridor IV Festlegungen zur Führung von Kabelsystemen bzw. für Grenzkorridor IV von mehr als fünf Seekabelsystemen. Da eine Trassenführung in Flussläufen auf Grundlage der vorliegenden Informationen technisch kaum umsetzbar ist, wird bei der Erfordernis der Trassenführung über die im Küstenmeer hinausgehenden bestehenden Festlegungen z. B. zur Erreichung der Ausbauziele für Offshore-Windenergie sowohl in Niedersachsen als auch in Schleswig-Holstein eine Querung des Wattenmeers zu diskutieren sein.

10.3.3.13 Räumliche Festlegungen zu Trassen für Gleichstromsysteme

Die Verbände und Institutionen Offshore Windenergie weisen in ihrer Stellungnahme darauf hin, dass bezüglich der Verlegung von Kabelsystemen „auf Lücke“ derzeit widersprüchliche Angaben gemacht würden.

Die relevanten Absätze wurden entsprechend angepasst. Auf Grundlage der dem BSH vorliegenden Informationen ist ein Verlegen „auf Lücke“ laut der Angaben des zuständigen Übertragungsnetzbetreibers technisch nicht möglich.

Das BfN weist in seiner Stellungnahme darauf hin, dass für den Fall, dass im Versteigerungsverfahren während der Übergangsphase kein Zuschlag für einen Windpark in Cluster 5 erfolge, der Netzanschluss NOR 5-2 (SylWin2) zu streichen sei. Hintergrund dafür sei die Lage des Clusters 5 in einem Bereich mit besonderer Bedeutung für Seetaucher und Schweinswale.

Diese Stellungnahme wurde zur Kenntnis genommen. Da der BFO-N 16/17 jedoch öffentlich bekannt gemacht wird, bevor das Ergebnis der zweiten Übergangsausschreibung vorliegt, muss derzeit das System „SylWin2“ weiterhin mit vorgesehen werden. Auf Kapitel 1.5.1 wird im Übrigen hingewiesen.

Der Übertragungsnetzbetreiber bittet in seiner Stellungnahme darum, die Planungen zu „BorWin4“ beizubehalten und im Rahmen des Flächenentwicklungsplans erneut zu diskutieren, in wie weit Konstellationen denkbar sind, die dieses System erforderlich machen könnten. Dieser Bitte wurde gefolgt. „BorWin4“ wurde als Alternative zur clusterübergreifenden Anbindung zwischen Cluster 6 und 7 aufgenommen.

10.3.3.14 Räumliche Festlegungen Trassenkorridore für Drehstrom-Seekabelsysteme

EnBW fordert im Rahmen der Stellungnahme, auf die Darstellung der Trasse zwischen dem Windpark „EnBW He Dreiht“ und der Konverterplattform in Cluster 7 zu verzichten und stattdessen auf laufende Verfahren und weiteren Abstimmungsbedarf zu verweisen.

Auf Kapitel 10.3.3 Abwägung Begrenzung der Länge des Drehstrom-Kabelsystems wird verwiesen. Die Trasse ist im Einzelzulassungsverfahren bei Bekanntwerden der vorhabenspezifischen Rahmenbedingungen zu prüfen.

10.3.3.15 Clusterübergreifende Anbindungen

Die Offshore-Windenergieverbände fordern, dass generell über weitere clusterübergreifende Anbindungen nachgedacht werden sollte. Kettenreaktionen könnten gemäß der Stellungnahme dann sinnvoll sein, wenn dadurch die Gesamtsystemkosten neutral oder niedriger ausfallen, der Verursacher die Kosten trägt oder dies zur Erreichung der Ziele der Bundesregierung als erforderlich angesehen wird. Dies sollte im Rahmen der Flächenentwicklungsplanung jedenfalls als Möglichkeit ggf. näher ausgeleuchtet werden.

Für eine Ausweisung weiterer clusterübergreifender Anbindung bestand im Rahmen dieses Plans kein Anlass und wurde konkret nicht vorgetragen. Eine ggf. erforderlich werdende nähere Prüfung bleibt dem Aufstellungsverfahren für den Flächenentwicklungsplan vorbehalten.

10.4 Grenzüberschreitende Seekabelsysteme

10.4.1 Berücksichtigung bestehender und genehmigter Nutzungen sowie Überdeckung

Die Anmerkungen und Ergänzungswünsche des Bundesamts für Infrastruktur, Umweltschutz und Dienstleistungen der Bundeswehr, Kompetenzzentrum Baumanagement Kiel, wurden weitestgehend übernommen. Beispielhaft wird auf Kapitel 5.3.2.5 wird verwiesen.

10.4.2 Führung durch Grenzkorridore und räumliche Festlegungen Grenzkorridore

Ein Konsultationsteilnehmer merkt an, dass eine verbindliche Zielvorgabe von Grenzkorridoren für Interkonnektoren die Trassenkorridorfindung wesentlich erschweren und ggf. das Zurücktreten anderer, für die Abwägungsentscheidung wesentlicher Belange erfordern würde. Aus seiner Sicht lassen sich mit den im Entwurf vorgesehenen Grenzkorridoren Interkonnektoren zwischen Großbritannien und Deutschland möglicherweise überhaupt nicht mehr sinnvoll realisieren. Dies widerspräche dem öffentlichen Interesse an der verstärkten Verbindung der Übertragungsnetze. Zudem wird ausgeführt, dass dies offenbar auch nicht dem Stand der raumordnerischen Planung entspräche, da die für die Zielfestlegung erforderliche abschließende Abwägung der relevanten öffentlichen und privaten Belange noch ausstehe. Zudem wird bemängelt, dass der Begründung des Entwurfs auch nicht zu entnehmen sei, welche Erwägungen der Auswahl der vorgesehenen Grenzkorridore zugrunde lägen. Aus Sicht des Konsultationsteilnehmers erscheine es insgesamt verfrüht, im BFO-N 2016/17 bereits verbindliche Ziele anstelle von Grundsätzen der Raumordnung für die Grenzkorridore festzulegen. Entsprechend wird dringend darum gebeten, den BFO-N 2016/17 so zu ändern, dass die Grenzkorridore für grenzüberschreitende Seekabelsysteme zwischen Großbritannien und Deutschland die Trassenfindung nicht mehr als unbedingt notwendig einschränken, mindestens aber Spielraum für nachträgliche Abwägungen lassen.

Das Niedersächsische Ministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz bittet darum, verbindlich im BFO zu formulieren, dass für den grenzüberschreitenden Stromtransport zwischen anderen Staaten die Korridore V bis XVII zu nutzen sind, während die sehr stark beaufschlagten Korridore I bis IV der Stromanlandung nach Deutschland vorbehalten werden sollten. Hierbei wird auf das Negativbeispiel des COBRA-Kabels verwiesen. Das Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt, Natur und Digitalisierung Schleswig-Holstein hat in seiner Stellungnahme ebenfalls auf die Problematik der Trassenführung durch das Küstenmeer hingewiesen.

Die Festlegung der Grenzkorridore erfolgte anhand der Vorgaben des Raumordnungsplans bereits im ersten BFO-N 2012 und wurde in diesem Zusammenhang auch mehrfach international konsultiert. In Richtung der Niederlande (bzw. England) werden im BFO sechs Grenzkorridore ausgewiesen, von denen eine raumordnungs- und BFO-konforme Trassenführung innerhalb der deutschen AWZ unter Berücksichtigung der bestehenden und genehmigten Nutzungen möglich erscheint. Der Grenzkorridor XVII wurde im Rahmen der Überarbeitung des Entwurfes soweit erweitert, dass eine Trassenführung nördlich der niederländischen Offshore-Windparks möglich ist. Eine Weiterführung von diesem Grenzkorridor ist jedoch nur bis zum Konverterstandort in Cluster 1 unter Einhaltung der

raumordnerischen Vorgaben möglich. Eine Trassenführung, die außerhalb der im BFO vorgegebenen Grenzkorridore erfolgt, ist im Einzelzulassungsverfahren auf ihre raumordnerische Eignung zu prüfen. Sollte eine anderweitige Trassenführung im Einzelverfahren genehmigungsfähig sein, werden die Grenzkorridore im Rahmen des Flächenentwicklungsplans entsprechend konsultiert werden.

Bezüglich der Problematik der Grenzkorridore Richtung Küstenmeer wird auf die Abwägung zu den Grenzkorridoren der Anbindungssysteme in Kapitel 10.3.3 verwiesen. Die Bitte, keine Interkonnektoren durch die Grenzkorridore I bis IV zu führen, die nicht in Deutschland anlanden, wurde übernommen.

10.4.3 Räumliche Festlegung von Trassen für grenzüberschreitende Seekabelsysteme

Das BfN weist in seiner Stellungnahme darauf hin, dass für einen möglichen Interkonnektor „COBRA2“ eine naturschutzfachlich günstige Alternativtrasse zwischen den Grenzkorridoren VII und XV entlang der Schifffahrtsroute 10 nordwestlich der Cluster 9, 10, 12 und 13 im BFO zu wählen sei. Eine Parallelführung zu „Cobra 1“ wird aus Sicht des BfN abgelehnt.

Zudem wird darum gebeten, das Naturschutzgebiet „Sylter Außenriff - Östliche Deutsche Bucht“ bei der Routenbeschreibung mit aufzuführen. Dieser Bitte wurde gefolgt. Für einen möglichen Interkonnektor „COBRA2“ liegen bisher keine Erkenntnisse zur Trassenführung vor, die vom BfN vorgeschlagene Trasse parallel zur raumordnerisch festgelegten Schifffahrtsroute 10 bleibt Bestandteil des Plans.

Das Niedersächsische Ministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz weist darauf hin, dass das im März 2011 abgeschlossene Raumordnungsverfahren für den Interkonnektor „NorGer“ bis zum 29.03.2021 verlängert wurde. Dies wurde übernommen.

10.5 Verbindungen untereinander

10.5.1 Berücksichtigung bestehender und genehmigter Nutzungen sowie Überdeckung

Die Anmerkungen und Ergänzungswünsche des Bundesamts für Infrastruktur, Umweltschutz und Dienstleistungen der Bundeswehr, Kompetenzzentrum Baumanagement Kiel, wurden weitestgehend übernommen.

10.6 Anbindungsleitungen für Offshore-Windparks und Verbindungen untereinander ab 2031 bis ca. 2035

10.6.1 Standardisierte Technikvorgaben

Bezüglich der standardisierten Technikvorgaben in Kapitel 8 wird von den Offshore-Windenergieverbänden vorgetragen, dass der BFO sich für den Zeitraum 2031 – 2035 auf räumliche Festlegungen beschränken solle, aber noch keine technischen Standards vorgeben, sondern für diesen Zeitraum möglichst technologieneutral gehalten werden solle. Es spreche jedoch nichts dagegen, die Räume anhand der derzeitigen technischen Gegebenheiten zu bemessen.

Dieser Forderung wurde bereits im Entwurf Rechnung getragen. In Kapitel 8 wird zum einen darauf hingewiesen, dass die Angaben keine verbindliche Vorwirkung für die Aufstellung des Flächenentwicklungsplans haben. Zum anderen wird explizit aufgeführt, dass es aufgrund des in Zukunft liegenden Zeitraumes möglich erscheint, dass andere technische Anbindungskonzepte zur Anwendung kommen könnten und die Darstellung von standardisierten Technikvorgaben (und Planungsgrundsätzen) rein vor dem Hintergrund des Zwecks des BFO – nämlich der räumlichen Planung – erfolgt.

Dieser Forderung wurde bereits im Entwurf Rechnung getragen. In Kapitel 8 wird zum einen darauf hingewiesen, dass die Angaben keine verbindliche Vorwirkung für die Aufstellung des Flächenentwicklungsplans haben. Zum anderen wird explizit aufgeführt, dass es aufgrund des

in Zukunft liegenden Zeitraumes möglich erscheint, dass andere technische Anbindungskonzepte zur Anwendung kommen könnten und die Darstellung von standardisierten Technikvorgaben (und Planungsgrundsätzen) rein vor dem Hintergrund des Zwecks des BFO – nämlich der räumlichen Planung – erfolgt.

10.6.2 Räumliche Festlegungen

Bezüglich der Problematik der Trassenführung durch das Küstenmeer, insbesondere an den Grenzkorridoren III und IV, wird auf die Abwägungen in Kapitel 10.3.3 bzw. 10.4.2 verwiesen. Bezüglich der Trassenführung für die Seekabelsysteme bittet das BfN darum, die Gleichstromkabel zur Anbindung der Cluster 11, 12 und ggf. 13 mit der NorGer-Trasse zu bündeln. Eine Anbindung von Cluster 13 über die SylWin-Trasse sei mit der Querung des Naturschutzgebietes Sylter Außenriff – Östliche Deutsche Bucht verbunden und solle aus naturschutzfachlicher Sicht unterbleiben. Es wird auf die Vielzahl von geschützten Biotopen und schwierige Baugrundverhältnisse verwiesen, die aufwändige geologische Untersuchungen erforderlich machen könnten, welche ggf. mit höheren Schalleinträgen im Hauptkonzentrationsgebiet für Schweinswale einhergehen, aufwändigere Verlegeverfahren erfordern und Nacharbeiten zur Erreichung der Verlegetiefe nach sich ziehen könnten. Das BfN kommt zu dem Schluss, dass eine Beeinträchtigung von geschützten Biotopen und marinen Säugetieren in diesem Gebiet somit unvermeidbar seien. Zudem würde eine Parallelführung zu „SylWin1“ und „SylWin2“ auch in der Folge eine Vielzahl von Kabelkreuzungen nach sich ziehen.

Diese Forderung kann aus folgenden Gründen nicht umgesetzt werden. In der östlichen deutschen Bucht befinden sich zwei größere Geschiebemergelrücken, die von der schleswig-holsteinischen Küste nach WSW in Richtung Nordsee verlaufen. Der nördlichere befindet sich in Höhe von Sylt, der südlichere etwa in Höhe von Amrum. Diese Geschiebemergelrücken weisen eine sehr heterogene Sedimentzusammensetzung bestehend aus Sanden, Kiese, Schluffe, Tone und Steinen auf. Auch lokal kann die Sedimentzusammensetzung der Geschiebemergelrücken stark variieren. Außerhalb dieser Geschiebemergelrücken dominieren gut spülbare Fein- und Mittelsande.

Der Trassenverlauf der HVDC-Anbindung „SylWin 1“ quert den südlichen der beiden Geschiebemergelrücken in einem Bereich, der überwiegend sandig ausgebildet ist. Die Erfahrungen mit der Verlegung des Seekabelsystems „SylWin 1“ zeigen, dass im nahezu gesamten Trassenverlauf das Kabelsystem mit der erforderlichen Überdeckungshöhe von 1,5 Metern mit üblichem Einspülgerät eingespült werden konnte. Da die HVDC-Anbindung „SylWin2“ parallel zum stromabführenden Kabelsystem „SylWin 1“ geplant ist, kann von vergleichbaren Baugrundbedingungen ausgegangen werden. Es ist daher nicht davon auszugehen, dass aufwändigere geologische Untersuchungen als in der übrigen AWZ erforderlich sind. Zudem kann für Anbindungssysteme, die nicht in den nächsten Jahren umgesetzt werden, aufgrund noch nicht abgeschlossener Diskussionen über mögliche Landtrassen derzeit nicht sicher ein Netzverknüpfungspunkt festgelegt werden, der maßgeblich für die Zuordnung zum Grenzkorridor ist. Auch die Reihenfolge der Entwicklung der Cluster obliegt dem ab 2018 aufzustellenden Flächenentwicklungsplan. Insoweit erscheint eine zuverlässige Planung einschließlich der Reihenfolge der Systeme zur Anbindung der Cluster 11, 12 und 13 an den Grenzkorridoren derzeit nicht möglich. Sowohl die Anbindungsleitungen von Cluster 11, 12 und 13 als auch das grenzüberschreitende Seekabelsystem NorGer werden in den nächsten Jahren nicht umgesetzt.

Die Trassenführung der Cluster 11 und 12 erfolgt parallel zur „Europipe 2“ bzw. zum ebenfalls parallel verlaufenden geplanten Interkonnektor „NorGer“. Auf eine komplette Parallelführung zu „NorGer“ wurde verzichtet, da der geplante Interkonnektor direkt am Rand des Naturschutzgebietes Sylter Außenriff – Östliche Deutsche Bucht verläuft. Für diesen Teilbereich wurde eine weiter südlich gelegene Trasse vorgeschlagen. Eine Anbindung des Cluster 13 ohne Querung des Sylter Außenriffs erscheint insoweit schwierig, als dass es aus heutiger Sicht auch unter Berücksichtigung der Verhältnisse im Küstenmeer und an Land nicht möglich

scheint, alle Systeme, die aus den Clustern 9 bis 13 geplant sind, in Niedersachsen anlanden zu lassen. Diesbezüglich wird auf die Abwägungen zu den Grenzkorridoren in den Kapiteln 10.3.3 und 10.4.2 verwiesen. Der Grenzkorridor Richtung Schleswig-Holstein ist in der AWZ nicht ohne Querung des Sylter Außenriffs zu erreichen, bei einer Trassenführung außerhalb des Schutzgebietes wäre es erforderlich, einen weiteren Grenzkorridor in Richtung Schleswig-Holstein festzulegen, der westlich des Clusters 4 liegen müsste. Die Anzahl der erforderlichen Kreuzungen wäre bei einer Trassenführung außerhalb des Naturschutzgebietes höher als bei einer Querung des Gebietes. Die Trasse wäre zudem länger.

10.7 Umweltbericht

10.7.1 Allgemein

Die Schutzgemeinschaft Deutsche Nordseeküste e.V. (SDN) regt an, dass der Text von rechtlichen und fachlichen Aussagen, die beim Leser vorausgesetzt werden müssten, entrümpelt und unter Hinweis in einer Anlage aufgeführt werden solle. Ferner weist die SDN darauf hin, dass Parameter, die keinen Einfluss auf die Planung haben (z. B. radioaktive Stoffe, Temperatur, Salzgehalt, Fronten etc.) oder sogenannte „Binsenweisheiten“ und Definitionen (z. B. „Was ist Benthos“) gestrichen werden sollten.

Der Umweltbericht zum BFO wurde in der vorliegenden Form auch mit dem Ziel verfasst, für Leser ohne fachliche Expertise verständlich zu sein. Insofern werden fachliche Erläuterungen und Definitionen als notwendig angesehen. Das Schutzgut „Wasser“ mit den genannten Parametern Temperatur, Salzgehalt, Fronten etc. ist gemäß Anhang I der SUP-Richtlinie hinsichtlich voraussichtlicher erheblicher Umweltauswirkungen zu betrachten. Die im Umweltbericht wiedergegebene Zustandsbeschreibung des Schutzguts „Wasser“ ist notwendig, um dem Leser transparent zu vermitteln, weshalb für dieses Schutzgut (und weitere Schutzgüter) eine erhebliche Beeinträchtigung durch die Planung des BFO von vornherein ausgeschlossen werden kann. Zudem sind in einer ganzheitlichen Betrachtungsweise Parameter wie Temperatur, Salzgehalt und Fronten wesentliche Faktoren, die das Vorkommen bzw. die räumliche Verteilung weiterer Schutzgüter wie Benthos, Fische, Marine Säuger und Avifauna direkt oder indirekt beeinflussen.

10.7.2 Landschaftsbild (Kapitel 2.13 und 3.13)

Sowohl das Niedersächsische Ministerium für Ernähru.ng, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (NMELV) als auch die Schutzgemeinschaft Deutsche Nordseeküste e.V. (SDN) merken an, dass nicht nur das vom Festland aus wahrnehmbare Landschaftsbild vor Beeinträchtigungen zu schützen bzw. zu beurteilen sei, sondern auch das Landschaftsbild außerhalb von Festlandsstandorten. Laut NMELV käme es entgegen der Aussage auf Seite 96 des Umweltberichts nicht auf die „grundsätzliche Einstellung des Betrachters zur Offshore-Windenergie“ an. Maßstab wäre vielmehr „*das Urteil eines für die Schönheiten der natürlich gewachsenen Landschaft aufgeschlossenen Durchschnittsbetrachters*“ (BVerwG NVwZ 1991, 364). Nach Ansicht der Schutzgemeinschaft Deutsche Nordseeküste e.V. besitze das offene Meer mit seinem ausschließlich auf die Horizontale ausgerichteten Landschaftsbild einen Eigenwert, der erheblich beeinträchtigt werde.

Detaillierte Analysen zum Landschaftsbild sind grundsätzlich den Einzelvorhaben vorbehalten. Die Bestandsaufnahme zum Schutzgut Landschaftsbild wird in der gängigen Praxis ausschließlich von repräsentativen Betrachterstandorten an Land durchgeführt. Die Festlegung von repräsentativen Betrachterstandorten auf See ist nicht möglich und ist auch mit dem anzusetzenden Maßstab eines Durchschnittsbetrachters nur schwer vereinbar.

Bei der Analyse und Bewertung des Landschaftsbildes sind Quantifizierungen aufgrund schwer objektivierbarer Kriterien wie „Schönheit“ und „Eigenart“ nicht in vergleichbarer Weise möglich wie bei anderen naturwissenschaftlichen Untersuchungen. Das subjektive Empfinden Einzelner kann somit durchaus der Fachbeurteilung entgegenstehen. Wie in Kapitel 3.13 des Umweltberichts beschrieben wird, können die für das gewohnte Landschaftsbild an der Küste

untypischen vertikalen Strukturen teilweise als störend, teils aber auch als technisch interessant empfunden werden. Diese Formulierung steht nicht in Widerspruch zum Maßstab des „Durchschnittsbetrachters“.

Aufgrund der beträchtlichen Entfernung der Plattformen und Windparks zur Küste von mehr als 30 km sind die Anlagen von repräsentativen Standorten an Land auch bei guten Sichtverhältnissen nur sehr eingeschränkt wahrnehmbar. Somit können nach derzeitigen Erkenntnissen erhebliche Beeinträchtigungen des Landschaftsbildes ausgeschlossen werden. Zudem kann die grundsätzliche Frage, ob mit der Offshore-Windenergieerzeugung eine „wesensfremde Nutzung“ in das Landschaftsbild eingeführt wird, verneint werden, da der Wind ein Wesenselement der Küste und Meeresumwelt ist und traditionell vom Menschen genutzt wird (siehe auch Runge & Nommel, 2004: Methodik der Landschaftsbildanalyse bei der Planung von Offshore Windparks).

10.7.3 Beschreibung und Bewertung der voraussichtlichen erheblichen Auswirkungen der Durchführung des Bundesfachplan Offshore auf die Meeresumwelt (Kapitel 4)

Das Niedersächsische Ministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (NMELV) äußert, dass eine geeignete naturschutzfachliche Grundlage hinsichtlich der Darstellung des Zustandes von Natur und Landschaft sowie von Erfordernissen und Maßnahmen zum Erreichen der Umweltziele fehle. Eine Planung ohne solche naturschutzfachlichen Grundlagen könne laut NMELV dem Vorsorgeprinzip kaum gerecht werden.

Der Ansicht des NMELV kann nicht vollumfänglich zugestimmt werden. Im Rahmen der SUP wurden bereits vielfältige naturschutzfachliche Beiträge angemessen berücksichtigt. Eine detaillierte Darstellung der naturschutzfachlichen Grundlage findet jedoch im Rahmen von konkreten Zulassungsverfahren statt. Auch im Hinblick auf Maßnahmen bleibt festzuhalten, dass im Rahmen der SUP nur Grundsätze und allgemeine Anforderungen festgelegt werden können.

Die Schutzgemeinschaft Deutsche Nordseeküste e.V. (SDN) erwartet sich zum Thema nächtliche Anlagenbefeuerung und Minimierung des Vogelschlagrisikos weitergehende Aussagen wie zum Beispiel Lichtspektrumsanalysen, um herauszufinden, welches Spektrum Vögel anzieht oder nicht wahrgenommen wird, sowie Radarerfassungen von Vogelschwärmen in Verbindung mit akustischen Warngeräuschen u.a.m..

Hinsichtlich der Anlagenbefeuerung sind rechtliche Vorgaben zur Sicherheit des Schiffs- und Luftverkehrs einzuhalten. Wie in Kapitel 4 des Umweltberichts erläutert wird, sind die Anlagen so zu konstruieren, dass bei Errichtung und Betrieb Lichtemissionen soweit wie möglich vermieden werden, soweit diese nicht durch Sicherheitsanforderungen des Schiffs- und Luftverkehrs sowie Anforderungen der Arbeitssicherheit geboten und unvermeidlich sind. Eine möglichst verträgliche Beleuchtung während des Betriebs der Konverterplattformen zur weitestgehenden Reduzierung von Anlockeffekten umfasst Maßnahmen wie z. B. ein bedarfsgerechtes An- und Abschalten der Hindernisbefeuerung, die Wahl geeigneter Lichtintensitäten und Lichtspektren oder Beleuchtungsintervalle. Die Festlegung der Anlagenbefeuerung sowie geeigneter Maßnahmen erfolgt im Rahmen der Einzelverfahren. Radarerfassungen ziehender Vögel sind Gegenstand laufender Forschungsprojekte, deren Ergebnisse in zukünftigen Fortschreibungen des Flächenentwicklungsplans berücksichtigt werden können.

Des Weiteren sei nach Ansicht der SDN das Thema „Auswirkung von Magnet- und elektrischen Feldern auf Fischwanderungen und –verhalten“ nicht ausreichend überprüft. Das Auftreten elektrischer Felder oder Magnetfelder in kaum signifikant messbarer Weise besage nicht, dass Fische nicht dennoch extrem auf diese schwachen Ereignisse reagieren können. Laut SDN solle ein entsprechender Forschungsauftrag formuliert werden.

Durch die im BFO-N festgelegte Anwendung der HGÜ-Technik und die festgelegten Kabelkonfigurationen nach dem Stand der Technik wird die Magnetfeldentwicklung der

Kabelsysteme gering gehalten. Gemäß den Vorgaben in Kapitel 7.2 des Umweltberichts sind Kabeltypen zu verwenden, die möglichst geringe elektrische und magnetische Felder entwickeln. Wie in Kapitel 4.2 des Umweltberichts dargelegt, liegen die beim Betrieb der Kabel entstehenden elektromagnetischen Felder bei Einhaltung der vorgeschriebenen Verlegetiefe deutlich unter der Stärke des natürlichen Erdmagnetfeldes. Zudem wird das Magnetfeld nur sehr kleinräumig im Bereich der Kabel erzeugt. Im Rahmen der SUP wurden relevante Forschungsergebnisse hinsichtlich möglicher Auswirkungen elektromagnetischer Felder auf Fische berücksichtigt. Im Ergebnis können erhebliche Auswirkungen auf das Fischverhalten und Fischwanderung mit der erforderlichen Sicherheit ausgeschlossen werden. Ein zusätzlicher Forschungsbedarf wird nach derzeitigem Kenntnisstand nicht gesehen.

10.7.3.1 Konverterplattformen (Kapitel 4.1)

Die Schutzgemeinschaft Deutsche Nordseeküste e.V. (SDN) spricht sich hinsichtlich der Fundamentierung von Konverterplattformen eindeutig zu Gunsten von Schwerkraftfundamenten aus. Schwerkraftfundamente würden im Vergleich zu gerammten Plattformen zwar einerseits die größte Bodenveränderung herbeiführen, andererseits seien sie jedoch geeignet, die Bioproduktion und Biodiversität durch die künstlichen Hartsubstrate zu erhöhen. Auch würden Aussagen zu einer „leisen“ dritten Variante, die Plattformen auf Bohrpfähle zu stellen, fehlen.

Die Geeignetheit einer spezifischen Gründungsstruktur, wie beispielsweise Tiefgründung oder Schwerkraftfundament, wird von lokalen Bedingungen, insbesondere die des Baugrundes, bestimmt. Insofern kann die Festlegung auf eine bestimmte Gründungsvariante nur vorhabensbezogen erfolgen, indem für einen spezifischen Standort die Vor- und Nachteile verschiedener Gründungsstrukturen gegeneinander abgewogen werden. Die im Vergleich zu Rammungen schallärmeren gebohrten Fundamente zählen derzeit noch nicht zum „Stand der Technik“. Zudem fehlt bis heute der wissenschaftliche Nachweis, dass gebohrte Fundamente schallärmer im Vergleich zu eingerammten Tiefgründungen sind. Beim Bohren wird Dauerschall erzeugt, dessen mögliche Auswirkungen bislang nicht erforscht sind. Mögliche Auswirkungen auf die belebte Meeresumwelt, insbesondere auf den Schweinswal in Abhängigkeit von der Intensität, der Dauer und von dem Frequenzspektrum des durch Bohren erzeugten Dauerschalls können nicht ausgeschlossen werden. In Kapitel 7.1 des Umweltberichts ist jedoch neben weiteren Vermeidungs- und Verringerungsmaßnahmen die vorhabensbezogene Prüfung alternativer, schallarmer Gründungsformen von Konverterplattformen vorgesehen.

10.7.3.2 Kumulative Effekte (Kapitel 4.4)

Laut Stellungnahme der Schutzgemeinschaft Deutsche Nordseeküste e.V. (SDN) sei es nicht akzeptabel die Konverterplattformen und Kabelanbindungen durch Einzelbetrachtung in Relation zur Eingriffsgröße der Windparks zu stellen und daraus abzuleiten, dass der Umfang des Eingriffs der Windparks durch die Konverterplattformen nur unwesentlich vergrößert wird und damit zu vernachlässigen sei. Vielmehr würden Windpark, Konverterplattform und Verkabelung eine unauflösliche Einheit darstellen, die daher auch als Einheit beurteilt werden müsse.

Eine kumulative Betrachtung möglicher Auswirkungen auf die einzelnen Schutzgüter ist unter Einbeziehung der Kabelanbindungen, Konverterstationen und umliegenden Windparks in Kapitel 4.4 des Umweltberichts dargestellt. Da regelmäßig erst auf der Ebene des Einzelzulassungsverfahrens die projektspezifischen Anforderungen und detaillierte Informationen zu Umwelt- und Baugrundverhältnissen bekannt werden, können die durch die Windparkvorhaben ggf. ergänzend entstehenden Umweltwirkungen erst auf Einzelprojektebene detailliert geprüft werden. Diese Vorgehensweise entspricht den Anforderungen des Art. 5 Abs. 2 der SUP-Richtlinie.

10.7.4 Artenschutzrechtliche Prüfung (Kapitel 5)

Laut Stellungnahme des NMELV würden die Maßstäbe der artenschutzrechtlichen Verbote des § 44 BNatSchG nicht vollumfänglich zugrundgelegt, sondern unzulässig verengt. Somit bestünden Zweifel, inwiefern Bau, Anlage und Betrieb der Konverterplattformen nicht doch – unabhängig oder in Verbindung mit Windenergieanlagen – das Tötungsrisiko für Fledermäuse und Vögel signifikant erhöhen, den Erhaltungszustand lokaler Populationen verschlechtern oder Ruhestätten zerstören.

Die artenschutzrechtliche Prüfung im Rahmen der SUP ist angemessen durchgeführt worden. Die technische und konstruktive Ausführung von Anlagen wird erst im Rahmen von Zulassungsverfahren konkretisiert. Eine weitere Vertiefung der artenschutzrechtlichen Prüfung in der aktuellen Planungsphase ist aus fachlicher Sicht nicht möglich. Eine Prüfung nach §44, Abs. 1, Nr. 3 (Störung von Brut- und Ruhestätten) ist für den Bereich der AWZ, anders als für das Küstenmeer, nicht erforderlich.

10.7.5 FFH-Verträglichkeitsprüfung (Kapitel 6)

Das Bundesamt für Naturschutz (BfN) weist in ihrer Stellungnahme darauf hin, dass bereits durchgeführte vorhabenbezogene FFH-Verträglichkeitsprüfungen für Netzanbindungen durch das Naturschutzgebiet „Borkum Riffgrund“ im Kapitel 6.4 ergänzt werden sollten (z. B. DolWin3 in Cluster 2, inkl. AC-Anbindung des OWP „Borkum Riffgrund 2“). Weiterhin sei es nicht eindeutig, in wie weit eine kumulative Betrachtung in der FFH-Verträglichkeitsprüfung für den FFH-Lebensraumtyp „Sandbank“ im Naturschutzgebiet „Borkum Riffgrund erfolgt ist.

Das Kapitel 6.4 wurde an entsprechender Stelle ergänzt sowie ein Hinweis aufgenommen, dass auf Basis der vorliegenden Erkenntnisse, auch unter kumulativer Betrachtung der Seekabelsysteme, eine erhebliche Beeinträchtigung des Naturschutzgebiets „Borkum Riffgrund“ in seinen für die Schutz- und Erhaltungsziele maßgeblichen Bestandteilen durch die Verlegung und den Betrieb der Seekabelsysteme ausgeschlossen werden kann.

Ergänzend merkt das BfN an, dass die gewählte Trasse für das „COBRAcable“ nicht, wie in Kapitel 6.4 dargestellt, die in Bezug auf die Meeresumwelt als auch in raumordnerischer Sicht günstigere Alternative sei. Laut BfN verlaufe die naturschutzfachlich günstigere Alternative zwischen den Grenzkorridoren VII und XV entlang der Schifffahrtsroute 10 nordwestlich der Cluster 9, 10, 12, und 13.

Der entsprechende Abschnitt in Kapitel 6.4 wurde mit dem Hinweis ergänzt, dass für die vorhabenbezogene Alternativenprüfung neben der Streckenlänge in Schutzgebieten und der Betroffenheit von FFH-Lebensraumtypen bzw. § 30-Biotopen auch die Gesamtstrecke der Trasse in die Bewertung mit einbezogen wurde. Ferner wurde in Kapitel 6.4 ergänzt, dass die genehmigte Trasse insbesondere aufgrund der deutlich geringeren Gesamtlänge und der damit einhergehenden geringeren Flächeninanspruchnahme und Verlegedauer gegenüber den untersuchten Varianten als vorzugswürdig bewertet wurde.

Das NMELV merkt zu Kapitel 6.5 an, dass es aus fachlicher und ggf. rechtlicher Sicht nicht nachvollziehbar sei, warum die im BFO-N vorgesehene Festlegung der Grenzkorridore mit den daraus resultierenden Zwangspunkten und entsprechend deutlicher Rahmensetzung für die weiteren Trassenverläufe im Küstenmeer und im Nationalpark Niedersächsisches Wattenmeer nicht Gegenstand der vorgenommenen Umweltprüfungen sind.

Hierzu ist anzumerken, dass der Anwendungsbereich des BFO auf die AWZ begrenzt ist. Die Umweltprüfung der Trassen im Küstenmeer ist Gegenstand der SUP zum Offshore-Netzentwicklungsplan 2024 bzw. des Entwurfs des Umweltberichts der SUP auf Grundlage des 2. Entwurfs des NEP Strom und O-NEP (Bedarfsermittlung 2017-2013) durch die BNetzA. Im Rahmen der FFH-Verträglichkeitsprüfung werden explizit nur mögliche Fernwirkungen der innerhalb der AWZ festgelegten Standorte für Konverterplattformen und Seekabeltrassen untersucht. Diese liegen regelmäßig ausreichend weit von den Schutzgebieten im Küstenmeer entfernt, so dass keine erheblichen Auswirkungen auf diese Schutzgebiete zu erwarten sind.

Diese Betrachtung erfolgt jedoch nicht im Hinblick auf die im BFO vorgesehenen Grenzkorridore und die daran zwingend anschließenden Trassenführungen im Küstenmeer.

Dem Umstand, dass sich insbesondere die in der AWZ räumlich festgelegten Trassen für Seekabelsysteme in ein bis zu den Netzverknüpfungspunkten an Land konsistentes Gesamtsystem einzufügen haben, wird durch das Einvernehmens- bzw. Abstimmungserfordernis mit der BNetzA, dem BfN sowie den betroffenen Küstenländern Rechnung getragen.

10.7.6 Monitoringmaßnahmen (Kapitel 9)

Das Bundesamt für Infrastruktur, Umweltschutz und Dienstleistungen der Bundeswehr, Kompetenzzentrum Baumanagement Kiel, merkt an, dass sich aus Sicht der Bundeswehr die im Rahmen des vorhabenbezogenen Monitorings durchzuführenden Messungen des Unterwasserschalls und der Einsatz von POD-Geräten unter Umständen problematisch darstellen können, sofern nicht ausgeschlossen werden könne, dass akustische Schiffssignaturen der Marine miterfasst werden. Laut BAIUDB könne es sinnvoll sein, einen entsprechenden Passus in Kapitel 9.1 des Umweltberichts mit aufzunehmen.

Dem Anliegen der Bundeswehr wird im Rahmen der Genehmigung von Messstellen nach SeeAnlG vom 18. Oktober 2016 Rechnung getragen. Es ist übliche Praxis, dass die Genehmigung von Messstellen für meereskundliche Untersuchungen nach § 1 Abs. 2 SeeAnlG wie u. a. das akustische Monitoring, während der Errichtungsarbeiten für Konverterplattformen mit entsprechenden Auflagen erteilt wird. Die Bundeswehr (Marine) wird im Rahmen des Genehmigungsverfahrens beteiligt. Die Genehmigung darf zudem versagt werden, wenn u.a. die Sicherheit der Landes- und Bündnisverteidigung oder sonstige überwiegende öffentliche Belange einer Genehmigung entgegenstehen. Zu den Auflagen der Genehmigung gehören u.a. die Sperrung der Rohdaten aus Gründen der nationalen Sicherheit und Ausschlusszeiten während Marineübungen.

11 Zusammenfassende Umwelterklärung und Überwachungsmaßnahmen

11.1 Zusammenfassende Umwelterklärung nach § 44 UVPG

Das BSH stellte im Jahr 2012 erstmalig den BFO-N für die AWZ auf und machte diesen am 22. Februar 2013 öffentlich bekannt. Bei der Aufstellung des BFO-N im Jahr 2012 ist im Sinne des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG) begleitend bzw. integriert eine strategische Umweltprüfung (SUP) durchgeführt worden. Am 12. Juni 2015 machte das BSH die Fortschreibung des BFO-N für die Jahre 2013/2014 öffentlich bekannt. Der BFO-N 2016, Teil 1, wurde am 09. Dezember 2016 öffentlich bekannt gemacht. Der BFO-N und der zugehörige Umweltbericht werden nunmehr für die Jahre 2016 und 2017 fortgeschrieben.

Ziel der SUP ist es nach Art. 1 der SUP-RL 2001/42/EG, zur Förderung einer nachhaltigen Entwicklung ein hohes Umweltschutzniveau sicherzustellen und dazu beizutragen, dass Umwelterwägungen bereits bei der Ausarbeitung und Annahme von Plänen weit vor der konkreten Vorhabenplanung und –umsetzung angemessen Rechnung getragen wird.

Umfang und Detaillierungsgrad des Umweltberichts (Untersuchungsrahmen) sind im Rahmen der Aufstellung des BFO-N 2012 konsultiert worden. Auf der Grundlage der Konsultation ist ein Umweltbericht gemäß den Kriterien des Anhang I der SUP-Richtlinie erstellt worden. Der Untersuchungsraum ist entsprechend den naturräumlichen und geologischen Gegebenheiten soweit möglich in weitere Teilräume ausdifferenziert worden. Der Schwerpunkt des Umweltberichts liegt insbesondere auf der Beschreibung und Bewertung der voraussichtlichen erheblichen Auswirkungen der Umsetzung des BFO-N auf die Meeresumwelt, wobei die vorgenommene Beschreibung und Einschätzung des Zustandes der Meeresumwelt als Grundlage dient. Nach § 39 Abs.2 Satz 2 UVPG enthält der Umweltbericht die Angaben, die mit zumutbarem Aufwand ermittelt werden können, und berücksichtigt dabei den gegenwärtigen Wissensstand und allgemein anerkannte Prüfungsmethoden.

Gleichzeitig werden im Umweltbericht die Maßnahmen dargestellt, die erhebliche negative Auswirkungen durch die Durchführung des BFO-N auf die Meeresumwelt verhindern, verringern und so weit wie möglich ausgleichen sollen. Neben der Kurzdarstellung der Gründe für die Wahl der geprüften ernsthaft in Betracht kommenden Alternativen werden die geplanten Maßnahmen zur Überwachung der voraussichtlichen erheblichen Auswirkungen der Durchführung des BFO-N auf die Umwelt benannt und die Ergebnisse der Verträglichkeitsprüfungen bezüglich der Naturschutzgebiete sowie der artenschutzrechtlichen Prüfung dargestellt.

Es wird darauf hingewiesen, dass mit Rechtsverordnungen vom 22. September 2017 die bereits bestehenden Naturschutz- bzw. FFH-Gebiete zu Naturschutzgebieten erklärt und in diesem Rahmen teilweise neu gruppiert wurden. So bestehen nun die Naturschutzgebiete „Sylter Außenriff – Östliche Deutsche Bucht“, „Borkum Riffgrund“ und „Doggerbank“. Hierdurch ergeben sich in Bezug auf die räumliche Ausdehnung keine Unterschiede, so dass – auch in Anbetracht der gesetzlichen, zeitlichen Vorgaben für die Fortschreibung des BFO - die Untergliederung in die vorher ausgewiesenen Naturschutz- und FFH-Gebiete beibehalten wurde. Zwar kam es vereinzelt zur erstmaligen Unterschutzstellung einiger Arten (u. a. Skua (*Stercorarius skua*) und Spatelraubmöwe (*Stercorarius pomarinus*)), dennoch kommt es in der Gesamtschau zu keiner inhaltlichen Neubewertung. Auf Kapitel 1.5.1 des BFO-N 16/17 wird verwiesen.

Der BFO-N ist das Ergebnis dieser vorangegangenen umfassenden Umweltprüfung. Die Umweltbelange und die bei der Erstellung des Umweltberichts gewonnenen Erkenntnisse sind in die Erarbeitung der Festlegungen des Plans eingeflossen. So sind die in der strategischen Umweltprüfung ermittelten Ergebnisse hinsichtlich der Bedeutung einzelner räumlicher Teilbereiche für biologische Schutzgüter bei der Festlegung von Standorten für Konverterplattformen und Trassen für Seekabelsysteme als Entscheidungsgrundlage herangezogen worden. Gleichzeitig sind die Festlegungen des BFO-N während der Erarbeitung

und Fortschreibung des Plans fortlaufend auf ihre Umweltauswirkungen untersucht und angepasst worden.

Die im Umweltbericht erörterten voraussichtlichen erheblichen negativen Auswirkungen der Konverterplattformen und Seekabelsysteme führten zu allgemeinen sowie quellenbezogenen Festlegungen im BFO-N zur Vermeidung und Verminderung dieser Auswirkungen. Diese Festlegungen zur Vermeidung und Verminderung von erheblichen negativen Auswirkungen stellen zusätzlich zu der Berücksichtigung der Bedeutung einzelner räumlicher Teilbereiche für biologische Schutzgüter sicher, dass durch die Durchführung des BFO-N keine erheblichen Beeinträchtigungen hervorgerufen, sondern vielmehr – verglichen mit der dargestellten Entwicklung der Meeresumwelt bei Nichtdurchführung des Plans – nachteilige Auswirkungen vermieden bzw. vermindert werden. Dies betrifft u. a. einen Planungsgrundsatz zur Schallminderung und zur Vermeidung der Inanspruchnahme von Naturschutzgebieten und bekannten Vorkommen von streng geschützten Biotopen nach § 30 BNatSchG.

Im BFO-N werden nur Gebietsfestlegungen getroffen, die nach der FFH-Verträglichkeitsprüfung im Umweltbericht auf der Grundlage der derzeitigen Erkenntnisse keine erheblichen Auswirkungen auf die Naturschutzgebiete in ihren für die Erhaltungsziele und den Schutzzweck maßgeblichen Bestandteilen i. S. v. § 34 Abs. 2 BNatSchG haben, und die nicht die Erfüllung artenschutzrechtlicher Verbotstatbestände gemäß § 44 BNatSchG erwarten lassen. Zur Vermeidung der Beeinträchtigung von Naturschutzgebieten ist für alle Trassen, die Naturschutzgebiete in Anspruch nehmen und für die eine Umgehung des Naturschutzgebietes möglich und in zumutbarer Weise angezeigt ist, eine Alternativenprüfung erfolgt. Eine detaillierte Prüfung der Belange des Gebiets- und Artenschutzes kann erst erfolgen, wenn die projektspezifischen Rahmenbedingungen im Einzelverfahren bekannt werden und bleibt daher dem jeweiligen Einzelzulassungsverfahren vorbehalten.

Der Umweltbericht sowie die Ergebnisse der nationalen und internationalen Konsultation sind bei der Aufstellung des BFO-N 2012 gemäß § 43 UVPG berücksichtigt worden und finden gleichermaßen im Rahmen dieser Fortschreibung des BFO-N Berücksichtigung. Wesentliche Änderungen bzw. Ergänzungen im Zusammenhang mit der Fortschreibung des BFO-N 2013/2014 und der Inhalte des Umweltberichts haben sich hinsichtlich folgender Punkte ergeben:

Im Gegensatz zum BFO-N 2013/2014 kommt für die Cluster 9 bis 13 ein sogenannter Flächenansatz zur Anwendung, da nicht vorhersehbar ist, welche Windenergieanlagen mit welcher Leistung nach dem Stand der Technik in der Zukunft zum Einsatz kommen werden. Auch wird auf die Festlegung konkreter Standorte und exakten Trassenkorridore verzichtet, da diese unter dem Regime des Flächenentwicklungsplans entwickelt und genauer spezifiziert werden. Auf Grundlage der derzeit vorliegenden Informationen sind ggf. 20 Seekabelsysteme für dieses Cluster zu planen. Entsprechend den Vorgaben der Landesplanung ist vorgesehen, zuerst die Grenzkorridore „Ems“ (Grenzkorridor I) und „Norderney“ (Grenzkorridor II) vollständig zu nutzen, bevor Grenzkorridor III in Anspruch genommen wird.

Für das in manchen Stellungnahmen und Diskussionen vorgetragene 66 kV-Direktanbindungskonzept gilt Kapitel 5.1.2.7. Auf den Inhalt wird Bezug genommen.

Wesentliche Änderungen im Hinblick auf die Trassenführung der Seekabel bzw. die Standorte der Konverterplattformen ergeben sich aus den Vorgaben der Landesplanung bzw. des O-NEPs. Das Anbindungssystem des Clusters 1 wurde von Grenzkorridor II auf Grenzkorridor I verschoben. Zudem wurden die Anbindungssysteme der Cluster 3, 6 und 7 auf Grundlage der Bestätigung des O-NEP 2017-2030 zu Grenzkorridor II umgeplant.

Für die Cluster 9 bis 13 werden keine exakten Trassen oder Konverterstandorte im Rahmen dieses Plans festgelegt. Die Trassen für Anbindungssysteme wurden räumlich so geplant, dass sie bzgl. des Grenzkorridors II die zu Verfügung stehenden Trassen im Küstenmeer vollständig ausnutzen. Alle weiteren Systeme wurden vorerst zu Grenzkorridor III geführt, hier ist jedoch die Fortführung im Küstenmeer räumlich derzeit nicht gesichert.

Die Drehstrom-Seekabelsysteme wurden für die Cluster 1 bis 8 vollständig dargestellt.

Des Weiteren wurden die Festlegungen der Fortschreibung Teil 1, 2016, des BFO-N (die ausnahmsweise clusterübergreifenden Anbindungen) aufgenommen.

Weitere Änderungen im Umweltbericht resultieren insbesondere aus neuen Erkenntnissen aus inzwischen erteilten Genehmigungen/ Planfeststellungen bzw. aus der Umsetzung von Vorhaben. Infolge von inzwischen erteilten Genehmigungen konnten bestehende Kenntnislücken/ Unsicherheiten in bestimmten Bereichen zu einem großen Teil geschlossen werden. Dies betrifft vor allem Bereiche innerhalb des Naturschutzgebietes „Sylter Außenriff – Östliche Deutsche Bucht“ auf Grundlage der Erkenntnisse aus den Projekten „SylWin1 und SylWin alpha“, „HelWin2 und HelWin beta“, „NordLink“, „COBRAcable“, „DolWin2 und DolWin beta“, „DolWin3 und DolWin gamma“, „BorWin3 und BorWin gamma“ sowie der „AC-Netzanbindung Butendiek“. Insbesondere im Hinblick auf die FFH-Verträglichkeitsprüfung und den gesetzlichen Biotopschutz hat sich durch die vorliegenden Daten aus den Einzelvorhaben die Bewertungsgrundlage deutlich verbessert.

Die Überarbeitungen und Ergänzungen ändern grundsätzlich nichts am Ergebnis des Umweltberichts.

Es kann zusammenfassend festgehalten werden, dass durch die Durchführung der Festlegungen des BFO-N insbesondere wegen der allgemeinen sowie quellenbezogenen Festlegungen zur Vermeidung und Verminderung von Auswirkungen nach derzeitigem Kenntnisstand und auf der abstrakteren Ebene der Fachplanung keine erheblichen Auswirkungen auf die Meeresumwelt zu erwarten sind. Die potenziellen Auswirkungen sind kleinräumig und zum Großteil kurzfristig, da sie sich auf die Bauphase beschränken. Für die Beurteilung der Auswirkungen auf einzelne Schutzgüter, insbesondere streng geschützte Biotopstrukturen, und für die kumulative Betrachtung des Vogelzugs fehlen bislang allerdings ausreichende wissenschaftliche Erkenntnisse und einheitliche, allgemein anerkannte Bewertungsmethoden. Diesbezüglich sind detaillierte Erkenntnisse aus Einzelzulassungsvorhaben abzuwarten, um eine abschließende Bewertung vornehmen zu können. Daher können diese Auswirkungen im vorliegenden Umweltbericht nicht abschließend bewertet werden bzw. sind mit Unsicherheiten behaftet und bedürfen im Rahmen des jeweiligen Einzelzulassungsverfahrens bzw. der Aufstellung des Flächenentwicklungsplans einer genaueren Überprüfung.

Nach derzeitigem Stand sind durch die im BFO-N getroffenen Gebietsfestlegungen für Konverterplattformen und Seekabelsysteme nach der FFH-Verträglichkeitsprüfung weder in der deutschen AWZ, den angrenzenden Gebieten der Nachbarstaaten noch im Küstenmeer erhebliche Auswirkungen auf die Naturschutzgebiete in ihren für die Erhaltungsziele oder den Schutzzweck maßgeblichen Bestandteilen i. S. v. § 34 Abs. 2 BNatSchG erkennbar. Einschränkend ist anzumerken, dass mangels einer flächendeckenden Biotopkartierung eine erhebliche Beeinträchtigung in Bezug auf streng geschützte Biotoptypen gemäß § 30 BNatSchG bzw. FFH-Lebensraumtypen derzeit nicht mit zumutbarem Aufwand ermittelt und damit nicht mit der erforderlichen Sicherheit ausgeschlossen werden kann. Eine derzeit in Ausführung befindliche Sediment- und Biotopkartierung in der AWZ der Nord- und Ostsee wird hier im Rahmen der Aufstellung des Flächenentwicklungsplans zukünftig zu Erkenntnisgewinn führen.

Im Rahmen der FFH-VP werden explizit nur mögliche Fernwirkungen der innerhalb der AWZ festgelegten Konverterstandorte und Trassen für Seekabelsysteme auf Natura2000-Gebiete der Nachbarstaaten und im Küstenmeer untersucht. Diese liegen regelmäßig ausreichend weit von den Naturschutzgebieten im Küstenmeer oder den angrenzenden Schutzgebieten der Nachbarstaaten entfernt, so dass insoweit nicht von erheblichen Auswirkungen auf diese Schutzgebiete auszugehen ist. Im Rahmen der FFH-VP wird ausdrücklich nicht untersucht, ob durch die Trassenführungen im Küstenmeer erhebliche Beeinträchtigungen von Natura2000-Gebieten im Küstenmeer bewirkt werden können. Dies ist Gegenstand der nach § 12c Abs. 2 EnWG für den Bundesbedarfsplan erforderlichen strategischen Umweltprüfung, die die

Bundesnetzagentur frühzeitig während des Verfahrens zur Erstellung des Offshore-Netzentwicklungsplans (O-NEP) nach § 17b EnWG durchführt, bzw. nachfolgender Planungsebenen.

Als Gesamtergebnis ist festzustellen, dass durch die koordinierenden und konzentrierenden Wirkungen der Festlegungen im BFO-N nach derzeitigem Stand keine erheblichen Auswirkungen auf die betrachteten Schutzgüter zu erwarten sind, sondern im Vergleich mit der Nichtdurchführung des Plans vielmehr nachteilige Auswirkungen auf die Meeresumwelt vermieden bzw. vermindert werden.

11.2 Überwachungsmaßnahmen nach § 45 UVPG

Die potenziellen erheblichen Auswirkungen, die sich aus der Durchführung des BFO-N auf die Umwelt ergeben, sind gemäß § 45 Abs. 1 UVPG zu überwachen. Damit sollen frühzeitig unvorhergesehene negative Auswirkungen ermittelt und geeignete Abhilfemaßnahmen ergriffen werden können. Das Monitoring dient darüber hinaus der Überprüfung der im Umweltbericht dargelegten Kenntnislücken bzw. der mit Unsicherheiten behafteten Prognosen. Die Ergebnisse des Monitorings sind gemäß § 45 Abs. 4 UVPG bei der Fortschreibung des BFO-N zu berücksichtigen. Die eigentliche Überwachung der potenziellen Auswirkungen auf die Meeresumwelt kann erst dann einsetzen, wenn die im Rahmen des BFO-N erfolgten Festlegungen umgesetzt werden. Daher kommt dem vorhabensbezogenen Monitoring der Auswirkungen von Konverterplattformen und Seekabeln eine besondere Bedeutung zu.

Wesentliche Aufgabe des planbegleitenden Monitorings ist es, die Ergebnisse aus verschiedenen Monitorings auf Projektebene (sog. Effektmonitoring), zusammenzuführen und auszuwerten. Zusammengefasst lassen sich die vorgesehenen planbezogenen Monitoringmaßnahmen wie folgt darstellen: Zusammenführung und Auswertung des vorhabensbezogenen, auf Projektebene durchgeführten Effektmonitorings (nach StUK4) und etwaiger Begleitforschung, Auswertung von nationalen und internationalen Überwachungsprogrammen in der Nordsee, u.a. Bund-Länder-Messprogramm, „MARNET“, Überwachungsprogramme im Rahmen von OSPAR und ICES, das BfN-Meeresmonitoring zur Überwachung des Erhaltungszustandes bestimmter Arten und Lebensräume nach Art. 11 FFH-RL und Maßnahmen nach der MSRL und WRRL.

11.2.1 Monitoring potenzieller Auswirkungen von Konverterplattformen

Die Untersuchung der potenziellen Umweltauswirkungen von Konverterplattformen hat auf Projektebene in Anlehnung an den Standard „Untersuchung von Auswirkungen von Offshore-Windenergieanlagen (StUK4)“ und in Abstimmung mit der Zulassungsbehörde zu erfolgen. Vor Beginn der Errichtung ist ein vorhabenspezifisches Untersuchungskonzept vorzulegen. Zur Bewertung des Standortes der Konverterplattform im Hinblick auf die biologischen Schutzgüter sind jeweils die Ergebnisse aus den Untersuchungen von anzuschließenden und benachbarten Offshore-Windparkvorhaben zugrunde zu legen. Das Monitoring während der Bauphase von tiefgegründeten Konverterplattformen umfasst Messungen des Unterwasserschalls und akustische Erfassungen der Auswirkungen des Rammschalls auf Meeressäuger unter dem Einsatz von POD-Geräten. Während der Betriebsphase ist ein spezielles Monitoring nicht erforderlich. Die Konverterplattform als Einzelbauwerk ist bezüglich des ökologischen Monitorings nur insoweit zweckmäßig zu überwachen, als die entsprechenden Programme mit dem Monitoring für benachbarte Vorhaben und Vorhaben, die an die Konverterplattform angeschlossen werden, abgestimmt und nach Möglichkeit darin enthalten sind. Gemäß aktueller Zulassungspraxis ist zudem bei jedem Wartungs- und Reparaturbesuch eine Totfundregistrierung von Vögeln und Fledermäusen auf der Plattform durchzuführen und mit digitalen Bildern zu dokumentieren.

Aktuell wird im Auftrag des BSH zudem eine F&E-Studie zu Bewertungsansätzen für Unterwasserschallmonitoring im Zusammenhang mit Offshore-Genehmigungsverfahren, Raumordnung und MSRL erarbeitet. Ziel des Projektes ist die gemeinsame Auswertung von genehmigungsrelevanten Informationen aus dem Schallmonitoring von Offshore-Windparks in

der AWZ und die Entwicklung von geeigneten Bewertungstools. Die Ergebnisse sollen dazu beitragen, die Untersuchung der Auswirkungen effektiv zu gestalten und die Effizienz der angeordneten Schallminderungsmaßnahmen bewerten, gegebenenfalls die Maßnahmen anpassen und Koordinierungspläne aufstellen zu können. Das Vorhaben dient der kontinuierlichen Weiterentwicklung einer einheitlichen qualitätsgeprüften Basis an Meeresumweltinformationen zur Bewertung möglicher Auswirkungen von Offshore-Windenergieanlagen. Die Ergebnisse sind auch auf Konverterplattformen übertragbar.

11.2.2 Monitoring der potenziellen Umweltauswirkungen von Seekabeln

Auch für die Seekabel gilt, dass die potenziellen Auswirkungen auf die Meeresumwelt erst im konkreten Vorhaben geprüft werden können. Das StUK4 enthält erstmals auch Monitoringanforderungen für die Untersuchung von Trassen für Seekabelsysteme im Hinblick auf Benthos, Biotopstruktur und Biotoptypen während der Basisaufnahme und der Betriebsphase.

So muss während der Basisaufnahme jede Biotopstruktur, die anhand der Sedimentuntersuchungen entlang des Kabelverlaufs ermittelt wurde, für die Benthosuntersuchungen mit mindestens drei Quertransekten belegt sein. Am Anfangs- und am Endpunkt der Trasse ist zusätzlich jeweils ein Quertransekt zu setzen. Jedes Quertransekt besteht wiederum aus fünf Stationen. Identifizierte Verdachtsflächen von nach § 30 BNatSchG geschützten Biotoptypen sind zur räumlichen Abgrenzung zusätzlich entsprechend den aktuellen Kartieranleitungen des BfN zu untersuchen.

Nach der Verlegung des Kabelsystems ist dessen Lage der Zulassungsbehörde gemäß aktueller Zulassungspraxis in den ersten fünf Betriebsjahren jährlich durch jeweils mindestens eine Überprüfung der Lage („Survey“) nachzuweisen. Die Anzahl der „Surveys“ in den darauf folgenden Jahren wird von der Zulassungsbehörde einzelfallbezogen festgelegt. Die Untersuchungen im Hinblick auf die Meeresumwelt sind in Abstimmung mit der Zulassungsbehörde vorhabenspezifisch durchzuführen. Die Untersuchungsmethoden sind, soweit möglich, wie im „Standard - Untersuchung der Auswirkungen von Offshore-Windenergieanlagen auf die Meeresumwelt (StUK4)“ beschrieben darzustellen. Ein Jahr nach Inbetriebnahme der Seekabelsysteme sind zur Überprüfung möglicher Auswirkungen der Bau- und Betriebsphase Untersuchungen der benthischen Lebensgemeinschaften an den gleichen Transekten wie in der Basisaufnahme durchzuführen.

Zur Überwachung der Durchführung des BFO-N sind darüber hinaus Maßnahmen geplant, die helfen, aufgestellte Prognosen hinsichtlich erheblicher Auswirkungen der Offshore-Windenergie zu verifizieren und ggf. Nutzungsstrategien sowie vorgesehene Vermeidungs- und Verminderungsmaßnahmen anzupassen bzw. Bewertungskriterien, insbesondere im Hinblick auf kumulative Wirkungen, zu überprüfen. Im Rahmen der SUP für den BFO-N werden neue Erkenntnisse aus den UVSen sowie aus der gemeinsamen Auswertung von Forschungs- und UVS-Daten verwendet (vgl. Kap. 2 des Umweltberichtes). Durch eine gemeinsame Auswertung der Forschungs- und UVS-Daten werden zudem Produkte erstellt, die einen besseren Überblick der Verteilung biologischer Schutzgüter in der AWZ ermöglichen. Die Zusammenführung von Informationen führt zu einer immer solider werdenden Basis für die Auswirkungsprognose.

Allgemein ist beabsichtigt, Daten aus Forschung, Projekten und Überwachung einheitlich zu halten und kompetent ausgewertet zur Verfügung zu stellen. Insbesondere ist hier die Erstellung von gemeinsamen Übersichtsprodukten zur Überprüfung von Auswirkungen des BFO-N vorgesehen. Die im BSH bereits vorhandene Geodaten-Infrastruktur mit Daten aus Physik, Chemie, Geologie und Biologie des Meeres wird als Basis für die Zusammenführung und Auswertung der ökologisch relevanten Daten genutzt und entsprechend weiterentwickelt. Insbesondere ist hier das F&E-Vorhaben des AWI im Auftrag des BSH zu nennen: „Bewertungsansätze für Raumordnung und Genehmigungsverfahren im Hinblick auf das benthische System und die Habitatstrukturen“. Ziel dieses Forschungsvorhabens ist die Erarbeitung geeigneter Bewertungsmethoden, die aus Sicht des Meeresumweltschutzes für Genehmigungsverfahren wie auch für den BFO-N hoch relevant sind. Schwerpunkte des

Forschungsvorhabens bilden u.a. (a) eine Analyse der räumlichen Verbreitung von benthischen Invertebraten und demersalen Fischen in der deutschen AWZ der Nordsee zur Schaffung systemorientierter Bewertungsansätze für die Raumordnung und (b) die Untersuchung kumulativer Auswirkungen zahlreicher Offshore-Windparkvorhaben auf das benthische System für die Evaluierung von Bewertungsansätzen zu Genehmigungsverfahren.

Ergebnisse aus der Zusammenführung von umfangreichen, qualitätsgesicherten ökologischen Daten aus UVSen, dem Monitoring und der ökologischen Begleitforschung von Offshore-Vorhaben (Windparks, Netzanbindungen) und aus Forschungsvorhaben werden für verschiedene biologische Schutzgüter bereits im BSH in einer Geodatenbank gesammelt und archiviert. Mit den über das GeoSeaPortal[14] des BSH abrufbaren Kartendiensten für Benthosorganismen, Seevögel und Schweinswale werden fachlich qualitätsgesicherte Informationen für andere Behörden, Wirtschaft, Wissenschaft und die interessierte Öffentlichkeit bereitgestellt.

[14] Abrufbar unter http://www.geoseaportal.de.

12 Anlagen: Karten (nachrichtlich)

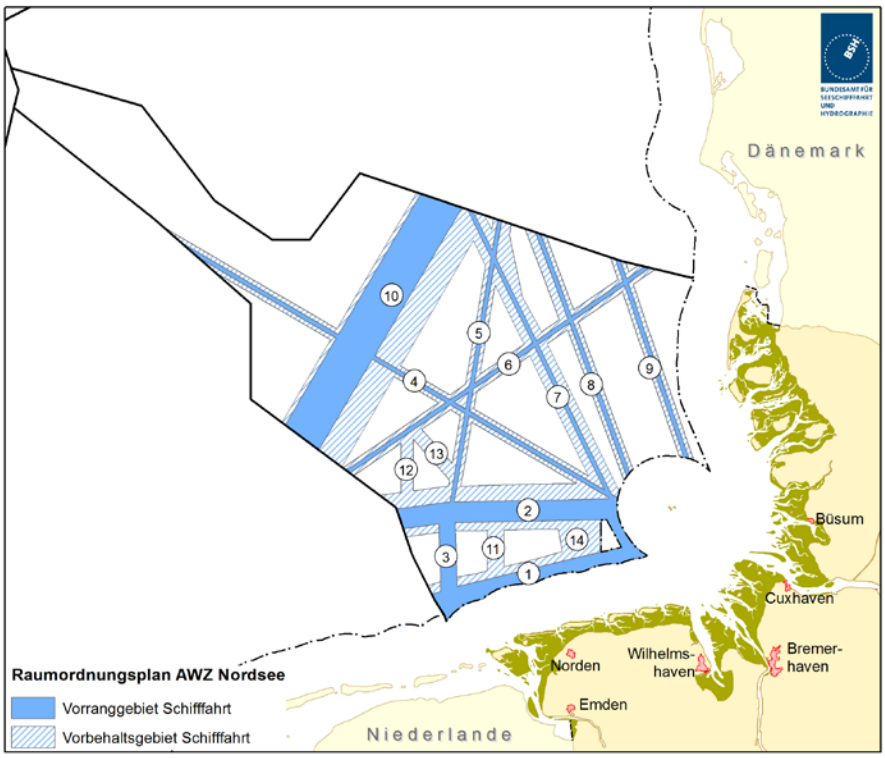


Abbildung 10: Schifffahrtsrouten des Raumordnungsplans AWZ Nordsee

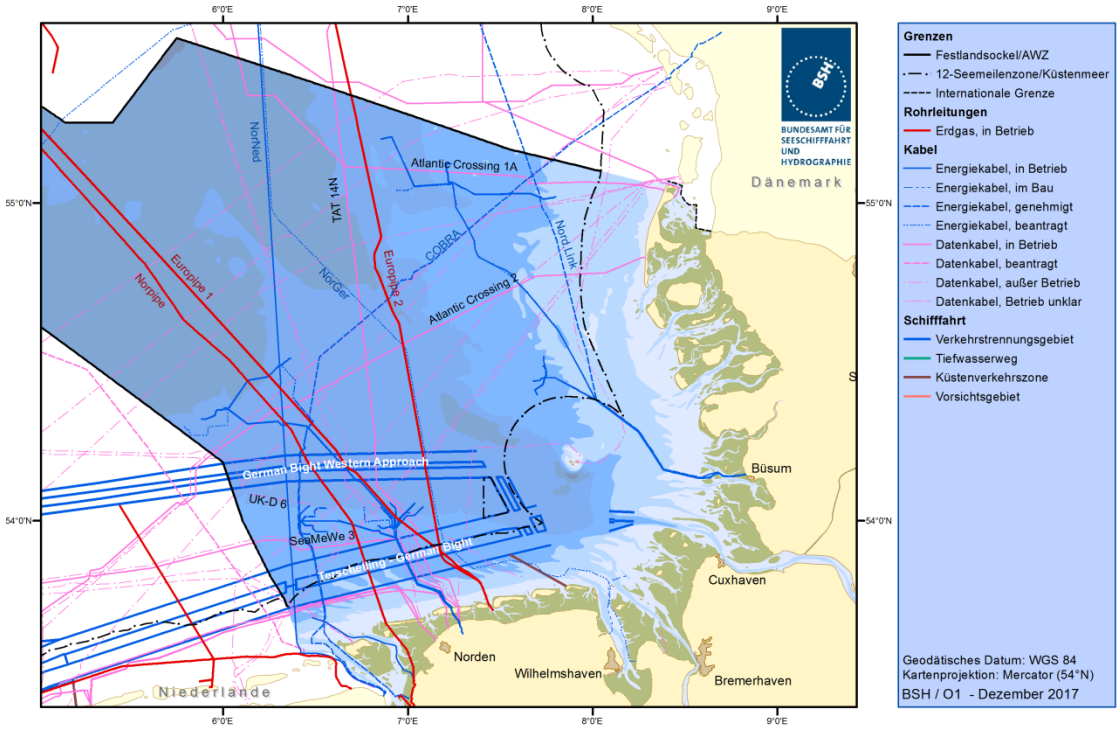


Abbildung 11: Bezeichnungen Seekabel, Rohrleitungen, Verkehrstrennungsgebiete

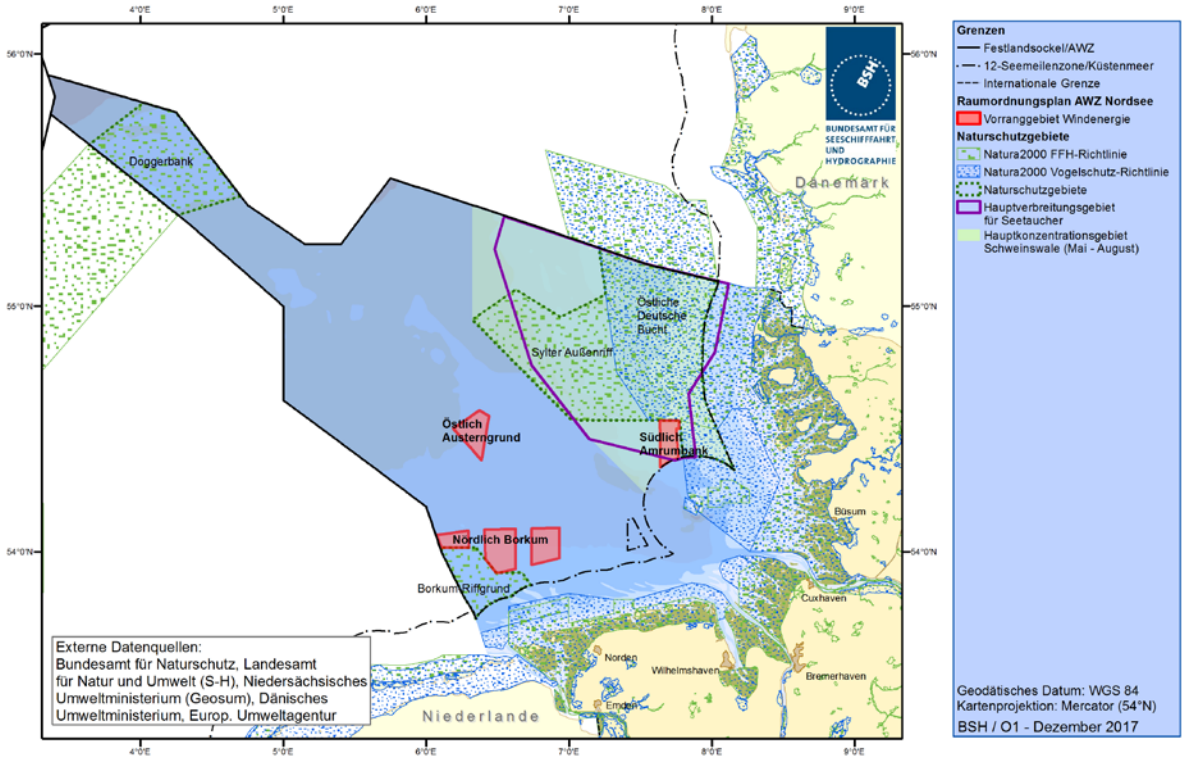
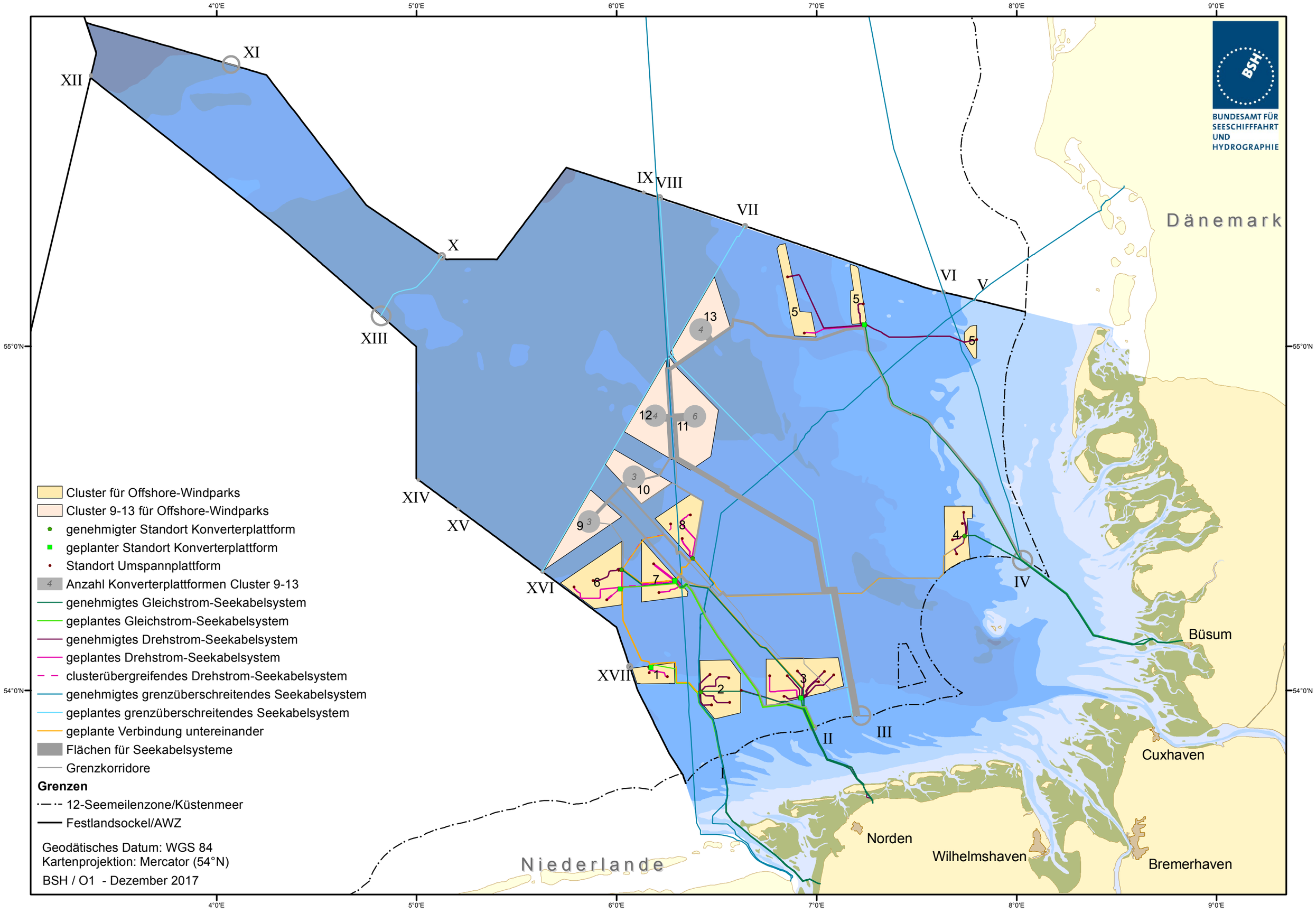


Abbildung 12: Hauptverbreitungsgebiet für Seetaucher, Hauptkonzentrationsgebiet Schweinswale, Bezeichnungen Naturschutzgebiete und Vorranggebiete Windenergie aus Raumordnungsplan AWZ Nordsee

Bundesfachplan Offshore Nordsee 2016 / 2017