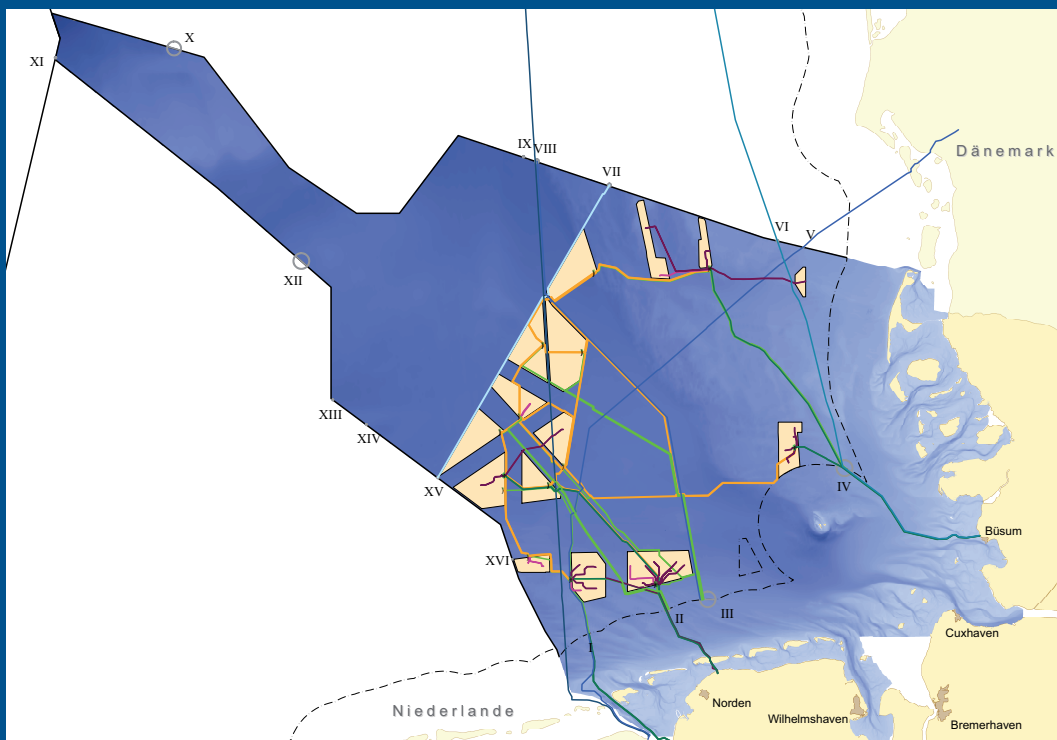


BUNDESAMT FÜR  
SEESCHIFFFAHRT  
UND  
HYDROGRAPHIE

# Bundesfachplan Offshore für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone der Nordsee 2013/2014 und Umweltbericht







BUNDESAMT FÜR  
SEESCHIFFFAHRT  
UND  
HYDROGRAPHIE

# **Bundesfachplan Offshore für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone der Nordsee 2013/2014 und Umweltbericht**

Hamburg, 12. Juni 2015

© Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie  
Hamburg und Rostock 2015

BSH Nr. 7603

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 2013/2014**

Hamburg, 12. Juni 2015



## Inhalt

<b>1</b>	<b>Der Bundesfachplan Offshore</b> .....	<b>1</b>
1.1	Gesetzliche Grundlage .....	1
1.2	Planerischer Rahmen .....	1
1.3	Anwendungsbereich, Rechtsnatur .....	2
1.4	Instrumente der Netzplanung .....	3
<b>2</b>	<b>Fortschreibungsverfahren</b> .....	<b>4</b>
<b>3</b>	<b>Einführung</b> .....	<b>5</b>
<b>4</b>	<b>Identifizierung von Offshore-Windparks für Sammelanbindungen</b> .....	<b>7</b>
4.1	Planungshorizont.....	7
4.1.1	Ziele der Bundesregierung – Ausbaupfade des EEG bis 2020 und bis 2030.....	7
4.1.2	Szenariorahmen und Offshore-Netzentwicklungsplan – 10 Jahresperspektive und Ausblick .....	8
4.1.3	BFO-N – Planungshorizont 20 – 30 Jahre.....	8
4.1.4	BFO-N und vorläufige Prüfungsergebnisse der BNetzA zum O-NEP 2014 – Kartographische Darstellung.....	8
4.2	Räumliche Bestimmung der Cluster .....	9
4.2.1	Einbezogene Cluster.....	9
4.2.2	Kartographische Darstellung der einbezogenen Cluster .....	11
4.2.3	Nicht einbezogene Vorhaben.....	12
4.3	Ermittlung der erwarteten Offshore-Windparkleistung .....	18
4.3.1	Methodik für Leistungsermittlung .....	18
4.3.2	Ermittelte Offshore-Windenergie- und Übertragungsleistung .....	19
<b>5</b>	<b>Anbindungsleitungen für Offshore-Windparks</b> .....	<b>20</b>
5.1	Anbindungskonzept .....	20
5.1.1	Standardisierte Technikvorgaben.....	20
5.2	Konverterplattformen .....	25
5.2.1	Standardisierte Technikvorgaben.....	25
5.2.2	Planungsgrundsätze .....	28
5.2.3	Räumliche Festlegungen .....	34
5.2.4	Kartographische Darstellung.....	35
5.3	Gleichstrom-Seekabelsysteme .....	36
5.3.1	Standardisierte Technikvorgaben.....	36

5.3.2	Planungsgrundsätze.....	36
5.3.3	Räumliche Festlegungen.....	47
5.3.4	Kartographische Darstellung .....	52
<b>5.4</b>	<b>Drehstrom-Seekabelsysteme zur Verbindung der Konverterplattformen mit Umspannwerken der Offshore-Windparks .....</b>	<b>52</b>
5.4.1	Standardisierte Technikvorgaben .....	52
5.4.2	Planungsgrundsätze.....	53
5.4.3	Räumliche Festlegungen.....	56
5.4.4	Kartographische Darstellung .....	58
<b>5.5</b>	<b>Kartographische Darstellung der Anbindungsleitungen.....</b>	<b>58</b>
<b>6</b>	<b>Grenzüberschreitende Seekabelsysteme .....</b>	<b>59</b>
6.1	Standardisierte Technikvorgaben .....	60
6.2	Planungsgrundsätze.....	61
6.3	Räumliche Festlegungen.....	63
6.4	Kartographische Darstellung .....	66
<b>7</b>	<b>Verbindungen untereinander .....</b>	<b>67</b>
7.1	Standardisierte Technikvorgaben .....	67
7.2	Planungsgrundsätze.....	68
7.3	Räumliche Festlegungen.....	71
7.4	Kartographische Darstellung .....	74
<b>8</b>	<b>Wesentliche Änderungen und Ergänzungen gegenüber dem BFO-N 2012.....</b>	<b>75</b>
<b>9</b>	<b>Abwägung.....</b>	<b>76</b>
9.1	Fortschreibungsverfahren.....	76
9.2	Festlegung von Offshore-Anlagen für Sammelanbindungen.....	76
9.2.1	Planungshorizonte.....	76
9.2.2	Räumliche Bestimmung der Cluster – Cluster 1 bis 13 und nicht einbezogene Cluster.....	77
9.2.3	Angenommene Leistung der Cluster – Tabelle .....	82
9.2.4	Standardisierte Technikvorgaben .....	82
9.2.5	Planungsgrundsätze.....	82
9.2.6	Räumliche Festlegungen.....	88
<b>9.3</b>	<b>Grenzüberschreitende Seekabelsysteme .....</b>	<b>91</b>
9.3.1	Planungsgrundsätze.....	91
9.3.2	Räumliche Festlegungen.....	91



<b>9.4 Verbindungen untereinander .....</b>	<b>92</b>
9.4.1 Standardisierte Technikvorgaben.....	92
9.4.2 Planungsgrundsätze .....	92
9.4.3 Räumliche Festlegungen .....	93
<b>9.5 Darstellungen im Anhang.....</b>	<b>93</b>
<b>9.6 Umweltbericht .....</b>	<b>93</b>
<b>10 Zusammenfassende Umwelterklärung und Überwachungsmaßnahmen .....</b>	<b>95</b>
<b>10.1 Zusammenfassende Umwelterklärung nach § 14I UVPG .....</b>	<b>95</b>
<b>10.2 Überwachungsmaßnahmen nach § 14m UVPG.....</b>	<b>98</b>
10.2.1 Monitoring potenzieller Auswirkungen von Konverterplattformen .....	98
10.2.2 Monitoring der potenziellen Umweltauswirkungen von Seekabeln .....	99
<b>11 Anlagen: Karten .....</b>	<b>101</b>

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Cluster für Offshore Windparks.....	11
Abbildung 2: Standorte für Konverterplattformen in Windparkclustern.....	35
Abbildung 3: Korridore für Gleichstrom-Seekabelsysteme.....	52
Abbildung 4: Korridore und Flächen für Drehstrom-Seekabelsysteme.....	58
Abbildung 5: Zusammenfassende Darstellung Anbindungsleitung .....	58
Abbildung 6: Darstellungen der grenzüberschreitenden Seekabelsysteme.....	66
Abbildung 7: Darstellungen der Verbindungen untereinander.....	74
Abbildung 8: Schifffahrtsrouten des Raumordnungsplans AWZ Nordsee .....	101
Abbildung 9: Bezeichnungen Seekabel, Rohrleitungen, Verkehrstrennungsgebiete.....	101
Abbildung 10: Bezeichnungen Offshore-Windparks und Konverterplattformen.....	102
Abbildung 11: Hauptverbreitungsgebiet für Seetaucher, Hauptkonzentrationsgebiet Schweinswale, Bezeichnungen Naturschutzgebiete und Vorranggebiete Windenergie aus Raumordnungsplan AWZ Nordsee .....	102
Abbildung 12: Gebiete der Landesverteidigung .....	103
Abbildung 13: Cluster unter Beobachtung .....	103
Abbildung 14: Zusammenfassende Darstellung Anbindungsleitung (Entwurf Bedarfsermittlung 2024) .....	104

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Cluster mit angenommener installierter Leistung der Offshore-Windparks und die sich daraus ergebende Anzahl der Netzanschlussysteme sowie deren Leistung .....	19
---	----

## 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
BGBI	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)
F&E	Forschung und Entwicklung
FFH	Flora Fauna Habitat
GDWS, Ast.	Generaldirektion Wasserstraßen und Schifffahrt Außenstelle
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
NSCOGI	North Seas Countries' Offshore Grid Initiative
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
SeeAnIV	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 2012	Ten-Year Network Development Plan 2012
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)
WMS	Web-Mapping-Service

# 1 Der Bundesfachplan Offshore

## 1.1 Gesetzliche Grundlage

Mit Inkrafttreten des § 17 Abs. 2a Satz 3 und 4 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)<sup>1</sup> im Jahr 2011 erhielt das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) die Aufgabe, im Einvernehmen mit der Bundesnetzagentur (BNetzA) und in Abstimmung mit dem Bundesamt für Naturschutz (BfN) und den Küstenländern jährlich einen Offshore-Netzplan für die ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ) der Bundesrepublik Deutschland zu erstellen.

Mit Inkrafttreten des Artikel 1 des Dritten Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftlicher Vorschriften<sup>2</sup> haben sich mit Wirkung zum 28. Dezember 2012 einige grundsätzliche Änderungen in Bezug auf die Netzplanung und deren nähere Ausgestaltung ergeben.

Die Anforderungen an diesen Plan werden nunmehr in § 17a EnWG gesetzlich geregelt. Im Zuge der Gesetzesänderung ist der Begriff „Offshore-Netzplan“ durch den Begriff „Bundesfachplan Offshore“ (im Folgenden: BFO) ersetzt worden. Die Vorschriften finden auf diesen Plan Anwendung.

Im Rahmen des BFO sollen nach dem gesetzlichen Auftrag zunächst die Offshore-Anlagen festgelegt werden, 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.

## 1.2 Planerischer Rahmen

Mit der Verordnung über die Raumordnung in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone vom 21. September 2009 (AWZ Nordsee-ROV)<sup>3</sup> 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)<sup>4</sup> 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 Netzanschlussysteme.

---

<sup>1</sup> Gesetz vom 7. Juli 2005, BGBl. I S. 1970, ber. S. 3621, zuletzt geändert durch Art. 6 Gesetz zur grundlegenden Reform des EEG und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts vom 21. 07.2014 (BGBl. I S. 1066)

<sup>2</sup> BGBl. I S. 2730.

<sup>3</sup> BGBl. I S. 3107.

<sup>4</sup> Gesetz vom 22. Dezember 2008, BGBl. I S. 2986, zuletzt geändert durch Artikel 9 des Gesetzes vom 31. Juli 2009, BGBl. I S. 2585.

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 Netzanschlussysteme. Dies entspricht insbesondere dem bestehenden Raumordnungsgrundsatz der sparsamen Flächeninanspruchnahme.

Hinsichtlich der Festlegung von Trassen für die stromabführenden Kabel entwickelt der Fachplan die durch die Festlegung von Zielkorridoren zum Küstenmeer im Raumordnungsplan unter Berücksichtigung der veränderten technischen Erkenntnislage und auf der Grundlage der identifizierten Cluster und der Erfordernisse der Raumordnung weiter.

Ein großer Teil der übrigen Festlegungen des Plans, insbesondere zu standardisierten Technikvorgaben und Planungsgrundsätzen, lassen sich in der Regel auf den bestehenden Raumordnungsplan zurückführen oder setzen diesen um. Eine Reihe von weiteren technischen Festlegungen 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.

Rechtlich verbindlich wird der BFO nach derzeit geltender Rechtslage durch die Sicherung im Rahmen einer – aktualisierten – AWZ Nordsee-ROV. Für die Fortschreibung dieser Verordnung ist das Bundesministerium für Verkehr, Bau und digitale Infrastruktur (BMVI) gemäß § 17 Abs. 3 Satz 1 ROG zuständig. Das BSH hat Ende 2012 einen Evaluierungsbericht vorgelegt, der einen Fortschreibungsbedarf der Raumordnung in der AWZ in Bezug auf die Netzfachplanung darlegt.

Ausdrücklich geregelt wurde im Zuge der EnWG-Novelle, dass der BFO für die Planfeststellungs- und Genehmigungsverfahren nach den Bestimmungen der SeeAnIV verbindlich ist.

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 Niedersachsen 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.

## 1.4 Instrumente der Netzplanung

### Szenariorahmen

Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) erarbeiten nach § 12a EnWG jährlich einen gemeinsamen Szenariorahmen. Dieser beinhaltet verschiedene energiewirtschaftliche Entwicklungspfade für Energieerzeugung und -verbrauch in Form der Szenarien A, B und C, wobei Szenario B das Leitszenario darstellt. 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 jährlich zum 03. März, erstmalig zum 03. März 2013, der BNetzA den O-NEP für die AWZ und das Küstenmeer bis einschließlich der Netzverknüpfungspunkte an Land zur Bestätigung vor. Der O-NEP muss mit einer zeitlichen Staffelung alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau der Anbindungsleitungen, die in den nächsten zehn Jahren für einen schrittweisen, bedarfsgerechten und wirtschaftlichen Ausbau sowie einen sicheren und zuverlässigen Betrieb der Offshore-Anbindungsleitungen erforderlich sind, enthalten. Die Festlegungen des jeweils aktuellen BFO sind dabei zu berücksichtigen. Im O-NEP wird somit die zeitliche Realisierungsreihenfolge der Netzanbindungssysteme für die nächsten zehn und einem zusätzlichen Ausblick auf die nächsten 20 Jahre festgelegt.

### Festlegungs- und Zuweisungsverfahren

Über die Aufgabe der Bestätigung des O-NEP hinaus hat die BNetzA nach § 17d Abs. 8 EnWG eine Festlegungskompetenz, wonach durch Festlegung nähere Bestimmungen zu Inhalt und Verfahren der Erstellung des O-NEP, dessen Umsetzung sowie zeitlicher Abfolge und zum Verfahren zur Zuweisung und Übertragung von Anbindungskapazitäten getroffen werden können. Die Festlegung zum Verfahren zur Zuweisung und Übertragung von Anbindungskapazitäten erfolgt im Einvernehmen mit dem BSH.

Mit diesen Regelungen wird der vielfach im Rahmen des sogenannten Systemwechsels geforderten Festlegung der zeitlichen Realisierungsreihenfolge der Netzanschlussysteme und der Zuweisung der entsprechend verfügbaren bzw. maximal zuweisbaren Kapazität an die Offshore-Windparks Rechnung getragen.

Der nach bisheriger Rechtslage geregelte Anbindungsanspruch nach § 17 Abs. 2 EnWG a.F. des Windparkbetreibers wird durch das beschriebene neue Regime abgelöst.

### 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 14. Juli 2014 einen sog. Ten-Year Network Development Plan (TYNDP 2014) 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 zukünftige TYNDP.

### Bundesfachplan Offshore

Der BFO hat die Aufgabe der räumlichen Planung, indem Cluster für Offshore-Windparks und insbesondere die Trassen bzw. Trassenkorridore für deren Seekabelsysteme und Standorte für Konverterplattformen anhand von standardisierten Technikvorgaben räumlich festgelegt werden. Der BFO liefert damit die für den O-NEP benötigten 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.

## **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.

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

Im Rahmen der Fortschreibung des BFO-N führte das BSH im Jahr 2013 Termine mit den Windparkentwicklern (sog. Clustergespräche) durch, um insbesondere die Trassen für die Drehstromseekabelsysteme auf der Ebene der Fachplanung festlegen zu können. Weiterhin fand am 08. April 2014 ein Abstimmungsgespräch mit der BNetzA, den Küstenländern Niedersachsen und Schleswig-Holstein, dem BfN und dem Übertragungsnetzbetreiber der Nordsee statt.

Der auf Grundlage der geführten Gespräche und aktuellen Entwicklungen erstellte Entwurf des fortgeschriebenen BFO-N und der Entwurf des fortgeschriebenen Umweltberichts lagen im Zeitraum vom **29. Juli 2014** bis zum **09. September 2014** im BSH an den Standorten Hamburg, Bernhard-Nocht-Straße 78, Bibliothek, 20359 Hamburg und Rostock, Neptunallee 5, Bibliothek, 18057 Rostock, jeweils während der Öffnungszeiten (Mo. - Do. von 9.00 Uhr – 15.00 Uhr und Fr. von 9.00 Uhr – 14.30 Uhr) zur Einsichtnahme öffentlich aus. Es bestand die Möglichkeit, sich bis zum **23. September 2014** zu den Entwürfen der fortgeschriebenen Dokumente schriftlich oder zur Niederschrift beim BSH Hamburg unter der oben genannten Adresse oder per E-Mail unter [posteingang@bsh.de](mailto:posteingang@bsh.de) zu äußern.

In den NfS, Ausgabe 30/14, der Frankfurter Allgemeinen Zeitung und der „Welt“ (jeweils Ausgabe vom 25. Juli 2014) machte das BSH die öffentliche Auslegung mit dem Hinweis bekannt, dass die Möglichkeit besteht, sich bis zum 23. September 2014 schriftlich, zur Niederschrift beim BSH, Bernhard-Nocht-Straße 78, 20359 Hamburg, oder per E-Mail unter [posteingang@bsh.de](mailto:posteingang@bsh.de) zu äußern.

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

Die Nordsee-Anrainerstaaten wurden schriftlich über die Fortschreibung des BFO-N informiert.

Am 16.12.2014 hat ein Anhörungstermin zu Besprechung der wesentlichen Änderungen im Fortschreibungsverfahren stattgefunden. Zudem wurden bi- bzw. multilaterale Gespräche mit einzelnen Betroffenen geführt. Die BNetzA hat mit Schreiben vom 10. Juni 2015 das nach § 17a EnWG erforderliche Einvernehmen erteilt.

Die Fortschreibung des BFO-N und die Fortschreibung des Umweltberichts für das Jahr 2013/2014 wurde am **12. Juni 2015** in den NfS, Ausgabe 24/15, der Frankfurter Allgemeinen Zeitung und der „Welt“ (jeweils Ausgabe vom **12. Juni 2015**) veröffentlicht und im Zeitraum vom **17. Juni 2015** bis zum **17. Juli 2015** im BSH an den Standorten Hamburg, Bernhard-Nocht-Straße 78, Bibliothek, 20359 Hamburg und Rostock, Neptunallee 5, Bibliothek, 18057 Rostock,

jeweils während der Öffnungszeiten (Mo. - Do. von 9.00 Uhr – 15.00 Uhr und Fr. von 9.00 Uhr – 14.30 Uhr) zur Einsichtnahme ausgelegt.

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

Nach § 17a Abs. 1 Satz 1 EnWG ist eine Fortschreibung des BFO vorgesehen.

Zusammenfassende Übersicht des Fortschreibungsverfahrens 2013/2014:

Erstellung Entwurf Fortschreibung BFO Nordsee und Entwurf Fortschreibung Umweltbericht
Frist zur Stellungnahme zu Entwurfsdokumenten <b>23. September 2014</b>
Auswertung Stellungnahmen
Anhörungsstermin 16. Dezember 2014
Durchführung bi- bzw. multilateraler Besprechungstermine
Abstimmungs- und Einvernehmensprozess BNetzA
Veröffentlichung Bundesfachplan Offshore
Fortschreibung

### 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 beschleunigten 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 Netzanschlussysteme 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.

Danach enthält der BFO-N Festlegungen zu:

1. Offshore-Anlagen (Offshore-Windparks), die in räumlichem Zusammenhang stehen und für Sammelanbindungen geeignet sind (Kapitel 4),
2. Trassen und Trassenkorridoren für Anbindungsleitungen für Offshore-Anlagen (Offshore Windparks) (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.

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. 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.

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. Antrag stellende Vorhabenträger, die von den Planungsgrundsätzen oder standardisierten Technikvorgaben berührt sind, können im begründeten Einzelfall von diesen abweichen. Die Abweichung muss sowohl in die jeweiligen Einzelzulassungsverfahren als auch in die Verfahren der Fortschreibung des Plans eingebracht werden. Sie muss nachvollziehbar und plausibel begründet werden. Dabei ist es erforderlich, dass die Abweichung die mit der Regel verfolgten Ziele und Zwecke in gleichwertiger Weise erfüllt, bzw. diese nicht in signifikanter Weise beeinträchtigt. Die Grundzüge der Planung müssen bestehen bleiben.

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.

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.



## 4 Identifizierung von Offshore-Windparks für Sammelanbindungen

Gemäß § 17a Abs. 1 Satz 2 Nr. 1 EnWG sind Offshore-Anlagen zu identifizieren, welche für Sammelanbindungen geeignet sind. Nach der Definition des § 5 Nr. 26 Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG)<sup>5</sup> ist unter „**Offshore-Anlage**“ **jede Anlage zur Erzeugung von Strom aus Windenergie zu verstehen, die auf See in einer Entfernung von mindestens drei Seemeilen von der Küstenlinie aus seewärts errichtet wird.** Mehrere Offshore-Windenergieanlagen (in der Regel 80 Windenergieanlagen) bilden einen Offshore-Windpark.

Im Rahmen der Festlegung von Offshore-Windparks, die für Sammelanbindungen geeignet sind, werden in Bezug auf den Planungshorizont in erster Linie die Windparks in der AWZ der Nordsee einbezogen, welche nach der dem BSH zur Verfügung stehenden Informationsgrundlage grundsätzlich dazu geeignet sind, die Ziele der Bundesregierung abzubilden. Zudem wird unter Zugrundlegung eines Zeitraums von 20 – 30 Jahren die mögliche Entwicklung von Offshore-Windenergie und der Netztopologie räumlich dargestellt.

### 4.1 Planungshorizont

#### 4.1.1 Ziele der Bundesregierung – Ausbaupfade des EEG bis 2020 und bis 2030

Die Offshore-Windenergie hat in der Klimaschutzstrategie der Bundesregierung eine besondere Bedeutung. Bereits nach der Strategie der Bundesregierung zum Ausbau der Windenergienutzung auf See aus dem Jahre 2002 soll der Anteil der Windenergie am Stromverbrauch innerhalb der nächsten drei Jahrzehnte auf mindestens 25% anwachsen. Nach dem Energiekonzept der Bundesregierung vom 28. September 2010 soll 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 hat der Wechsel in das Zeitalter der erneuerbaren Energien zusätzlich an Bedeutung gewonnen. Am 06. Juni 2011 hat die Bundesregierung ein Energiepaket beschlossen, welches die Maßnahmen des Energiekonzepts ergänzt und deren beschleunigte Umsetzung zum Ziel hat. Seit 2002 war es Ziel, bis 2030 eine Leistung von insgesamt 25 GW in Nord- und Ostsee zu installieren.

Im Rahmen der im Jahr 2013 auf den Weg gebrachten grundlegenden Reform des EEG soll der Ausbau der erneuerbaren Energien besser gesteuert und planbarer werden.

Nach dem mit Wirkung zum 01. August 2014 in Kraft getretenen EEG- wird nunmehr das Ziel verfolgt, den Anteil des aus erneuerbaren Energien erzeugten Strom am Bruttostromverbrauch stetig und kosteneffizient auf mindestens 80 Prozent bis zum Jahr 2050 zu erhöhen. Hierzu soll dieser Anteil betragen:

- 40 bis 45 Prozent bis zum Jahr 2025 und
- 55 bis 60 Prozent bis zum Jahr 2035.

Um diese Ziele zu erreichen, soll gemäß § 3 Nr. 2 EEG die installierte Leistung der Windenergieanlagen auf See auf insgesamt 6 500 Megawatt im Jahr 2020 und 15 000 Megawatt im Jahr 2030 gesteigert werden.

---

<sup>5</sup> Gesetz vom 25. Oktober 2008, BGBl. I S. 2074, zuletzt geändert durch. Zuletzt geändert durch Art. 1 Änderungsgesetz vom 22. Dezember 2014 (BGBl. I S. 2406).

#### **4.1.2 Szenariorahmen und Offshore-Netzentwicklungsplan – 10 Jahresperspektive und Ausblick**

Der von der BNetzA genehmigte Szenariorahmen nach § 12a EnWG bildet die Basis für die Erstellung des Netzentwicklungsplans und des Offshore-Netzentwicklungsplans Strom. Der Szenariorahmen bildet in den Szenarien A, B und C verschiedene, u.a. an den energiepolitischen Zielen der Bundesregierung bzw. der Länder orientierte wahrscheinliche nationale energiewirtschaftliche Entwicklungen der Energieerzeugung und des Energieverbrauchs bezogen auf die nächsten 10 Jahre ab. Das Leitszenario B gibt zusätzlich einen Ausblick auf den Bedarf für weitere 10 Jahre. Der O-NEP legt unter Berücksichtigung der überwiegend räumlichen Festlegungen des BFO-N die zeitliche Realisierungsreihenfolge der Netzanbindungssysteme von im BFO-N ausgewiesenen Clustern für Offshore-Windenergieanlagen für die nächsten 10 Jahre fest, indem diese von der BNetzA bestätigt werden. Im Rahmen des Leitszenarios B wird ein Ausblick auf mögliche Netzanbindungsmaßnahmen für weitere 10 Jahre gegeben. Diese werden jedoch nicht von der BNetzA bestätigt.

#### **4.1.3 BFO-N – Planungshorizont 20 – 30 Jahre**

Die Frage der zugrunde zu legenden Planungshorizonte des BFO wurde vor allem mit Einführung der weiteren Netzplanungsinstrumente für den Offshore-Bereich bereits im Erstaufstellungsverfahren des BFO im Jahr 2012 intensiv diskutiert.

Nach Durchführung der Konsultation der Fortschreibung des vorliegenden Plans erfolgen die Festlegungen dieses Plans unter Zugrundelegung eines Planungshorizonts von 20 – 30 Jahren. Der Planungshorizont orientiert sich dabei 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 zum einen, dass die Aufgabe der vorausschauenden, systematischen und aufeinander abgestimmten räumlichen Planung sachgerechter Rechnung getragen werden kann. Je mehr potentielle Vorhaben in die räumliche Planung einbezogen werden, desto koordinierter lässt sich die Netztopologie räumlichen planen.

Darüber hinaus wird sichergestellt, dass die für die im Rahmen des O-NEP festzulegende zeitliche Reihenfolge der Netzanbindungssysteme erforderlichen räumlichen Information für die regelmäßige Überarbeitung des O-NEP rechtzeitig zur Verfügung stehen.

Eine Einbeziehung sämtlicher anhängiger Anträge auf Errichtung und Betrieb von Offshore-Windparks ist nach derzeitigem Stand nicht möglich, da die Festlegungen des BFO-N für den gesamten Bereich der AWZ der Nordsee von der mit der Erstellung bzw. Fortschreibung dieses Plans beauftragten Behörde nicht den Anforderungen des § 17a Abs. 1 Satz 2 EnWG entsprechend dargestellt und auf der Grundlage der vorliegenden Informationen bewertet werden können.

#### **4.1.4 BFO-N und vorläufige Prüfungsergebnisse der BNetzA zum O-NEP 2014 – Kartographische Darstellung**

Um die räumlichen Festlegungen des BFO im Zusammenhang mit dem Entwurf der Bestätigung der BNetzA der Netzanbindungsmaßnahmen des O-NEP 2014 zu verdeutlichen, enthält diese Fortschreibung neben der Darstellung der Gesamtplanung mit einem Planungshorizont von 20 – 30 Jahren nachrichtlich im Anhang eine gestaffelte räumliche Darstellung der Netzanbindungsmaßnahmen für die nächsten 10 Jahre. (vgl. Kapitel 5.5).

## 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 grundsätzlich solche Offshore-Windparkprojekte im Rahmen der räumlichen Planung einbezogen, welche

- a) auf der Grundlage bestandskräftiger Zulassungen bereits gebaut werden,
- b) bestandskräftige bzw. vollziehbare Zulassungen aufweisen,
- c) beantragt sind und jeweils nach der derzeitigen Antragslage grundsätzlich geeignet erscheinen, die Voraussetzungen der Vorschriften der SeeAnIV in der jeweils zur Anwendung gelangenden Fassung zu erfüllen. Das bedeutet, dass hinsichtlich der beantragten Offshore-Windparks solche Vorhaben einbezogen werden, bei denen – nach dem bisherigen Sachstand – keine gravierenden Zulassungsprobleme im Hinblick auf die Überprüfung ggf. entgegenstehender überwiegender öffentlicher Belange erkennbar geworden sind

Bei Zugrundelegung der genannten Kriterien werden insgesamt 13 Cluster für Offshore-Windenergie räumlich dargestellt. Die 13 Cluster liegen in vergleichsweise küstennäheren Bereichen der AWZ. Diese gehen räumlich betrachtet nicht über die raumordnerisch festgelegte Schifffahrtsroute 10 hinaus.

Dieser Darstellung liegt in erster Linie eine fachplanerische Bewertung zugrunde.

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

### 4.2.1 Einbezogene Cluster

In diesem Plan werden insgesamt 13 Cluster identifiziert, die für Sammelanbindungen geeignet sind. Die im Rahmen dieses Plans einbezogenen Cluster sind zur besseren Übersicht mit den Ziffern 1 bis 13 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 11 (Anlagen) zu finden.

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 informativ 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 FFH-Gebiets „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 zwei genehmigte Offshore-Windparkvorhaben.

**Cluster 2** liegt nordöstlich des FFH-Gebietes „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, „DoWin1“ (800 MW) und das Drehstromanbindungssystem des Windparks „alpha ventus“ (60 MW), bereits errichtet. Eine weitere Anbindungsleitung (DoWin3) mit einer Übertragungsleistung von 900 MW ist beim BSH beantragt und durch den Netzbetreiber vergeben. Insgesamt liegen in Cluster 2 fünf genehmigten Vorhaben.

**Cluster 3** befindet 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 („DoWin2“) befindet sich in Cluster 3 im Bau, derzeit sind acht Offshore-Windparks zugelassen.

**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, insgesamt drei Offshore-Windparks sind genehmigt.

**Cluster 5** liegt westlich von Sylt im bzw. am Rand des FFH-Gebiets „Sylter Außenriff“.

Im Cluster ist das Netzanbindungssystem „SylWin1“ mit einer Leistung von 864 MW bereits errichtet. Cluster 5 umfasst vier genehmigte Vorhaben.

**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 „BorWin2“ mit einer Gesamtleistung von 1200 MW bereits errichtet. In Cluster 6 befinden sich drei zugelassene Vorhaben. Zudem wird an das Anbindungssystem „BorWin2 und BorWin beta“ derzeit zusätzlich ein in Cluster 8 belegener Offshore-Windpark angeschlossen.<sup>6</sup>

---

<sup>6</sup> Laut der vorläufigen Prüfungsergebnisse der Bundesnetzagentur zum O-NEP 2014, führt die Bundesnetzagentur derzeit ein Verfahren zur Kapazitätsverlagerung eines OWP in Cluster 8 durch. Gegenstand des Verfahrens ist die Verlagerung von Anbindungskapazität von der Anbindungsleitung BorWin2 auf die Anbindungsleitung BorWin3. Hierdurch würde Kapazität auf BorWin2 frei, die durch einen anderen OWP in Cluster 6 genutzt werden könnte, für den bislang das Anbindungssystem BorWin4 vorgesehen ist. Etwaige Entscheidungen zur Verlagerung bzw. Kapazitätszuweisung werden im Rahmen zukünftiger Fortschreibungen dieses Plans berücksichtigt.

**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 („Norpipeline“) begrenzt.

In Cluster 7 befindet sich ein genehmigtes Vorhaben.

**Cluster 8** entspricht dem im Raumordnungsplan festgelegten Vorranggebiet Windenergie „Östlich Austergrund“. 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) mit einer Übertragungsleistung von 900 MW beim BSH beantragt und durch den Netzbetreiber vergeben. Im Cluster befinden sich vier genehmigte Offshore-Windparks, wobei ein Vorhaben derzeit an den errichteten Netzanschluss „BorWin2 und BorWin beta“ in Cluster 6 angeschlossen ist (s.o.).

**Cluster 9** wird durch die Schifffahrtsrouten 6 und 10 sowie das Vorbehaltsgebiet für Rohrleitungen („Norpipeline“) abgegrenzt.

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

Im Cluster liegt ein genehmigtes Offshore-Windenergievorhaben.

**Cluster 11** wird durch die Schifffahrtsrouten 4, 5, und 6, das grenzüberschreitende Seekabelsystem „NorNed“ sowie das FFH-Gebiet „Sylter Außenriff“ begrenzt.

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

**Cluster 13** wird durch die Schifffahrtsroute 10, das FFH-Gebiet „Sylter Außenriff“ sowie das Hauptverbreitungsgebiet für Seetaucher begrenzt.

#### 4.2.2 Kartographische Darstellung der einbezogenen Cluster

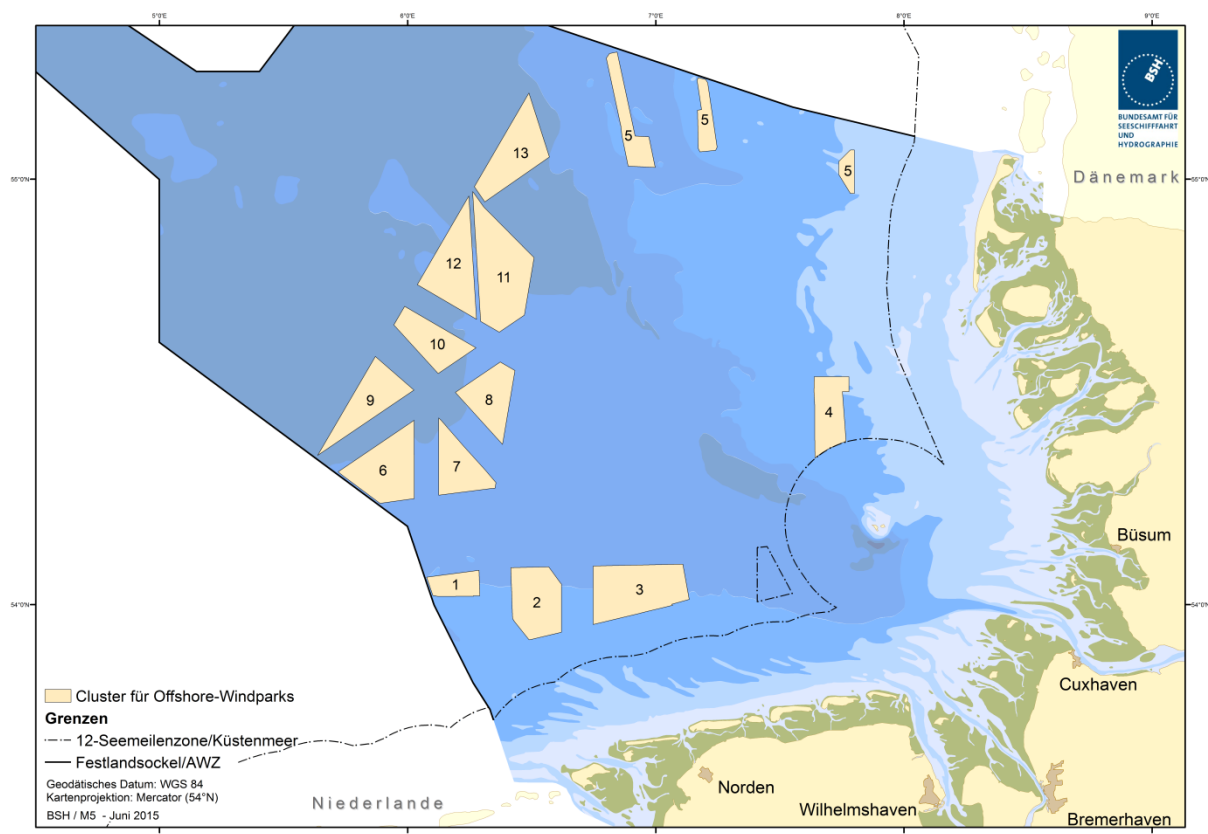


Abbildung 1: Cluster für Offshore Windparks

### 4.2.3 Nicht einbezogene Vorhaben

Im Rahmen dieses Plans werden solche Vorhaben, bei denen im Zulassungsverfahren nach den Vorschriften der SeeAnIV dauerhafte Zulassungshindernisse erkennbar geworden sind, nicht mit einbezogen. Ebenfalls nicht einbezogen werden solche Vorhaben, die in Bereichen nordwestlich der raumordnerisch festgelegten Schifffahrtsroute 10 liegen.

#### 4.2.3.1 Vorhaben mit potentiell Zulassungshindernis

Bei den Vorhaben, bei welchen potentielle Zulassungshindernisse, d.h. entgegenstehende öffentliche Belange, erkennbar geworden sind, bestehen Zweifel an der Zulassungsfähigkeit, die bislang nicht ausgeräumt werden konnten.

Dies sind zum einen solche beantragten, nicht genehmigten Vorhaben, die im sog. **Hauptverbreitungsgebiet für Seetaucher** liegen.

Eine Karte des Hauptkonzentrationsgebiets ist in Kapitel 11 (Anlagen) enthalten. Das Hauptkonzentrationsgebiet liegt insgesamt betrachtet größtenteils in der AWZ und überlagert sich überwiegend mit dem Vogelschutzgebiet „Östliche Deutsche Bucht“ sowie dem FFH-Gebiet „Sylter Außenriff“.

Nach dem Positionspapier des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) vom 09. Dezember 2009 zur kumulativen Bewertung des Seetaucherhabitatverlusts durch Offshore-Windparks in der deutschen AWZ der Nord- und Ostsee wurde als Grundlage für die Zulassungsverfahren ein neues Bewertungsverfahren eingeführt. Von Bedeutung sind in der AWZ der Nordsee insbesondere die Stern- und Prachtaucher (*Gavia stellata* und *Gavia arctica*).

Entsprechend der §§ 44ff. Gesetz über Naturschutz und Landschaftspflege (Bundesnaturschutzgesetz – BNatSchG)<sup>7</sup> sind Tötungen und erhebliche Störungen der nach diesen Bestimmungen geschützten Arten unzulässig. Zudem stellt deren Gefährdung einen Versagungsgrund nach § 5 Abs. 6 Nr. 2 SeeAnIV bzw. § 3 Satz 1 Nr. 1 SeeAnIV (a. F.) im Rahmen des Zulassungsverfahrens dar.

Da bisherige Untersuchungen in ausländischen Offshore-Windparks sowie die Auswertung verschiedener Zählungen von Seetauchern (Stern- und Prachtaucher) von Schiffen und von Flugzeugen in Forschungsprojekten und Einzelverfahren seit dem Jahr 2000 gezeigt haben, dass die Errichtung von Offshore-Windparks zu einer Verdrängung der Seetaucher aus den betroffenen Gebieten führt, hat das BMU einen fachlich begründeten Ansatz zum Schutz der Seetaucher in Form eines Bewertungsverfahrens im Hinblick auf die Nutzung der deutschen AWZ durch Windenergieanlagen im Rahmen der Zulassungspraxis erarbeitet. Danach ist ein an den Anforderungen der nationalen und internationalen gesetzlichen Vorgaben ausgerichteter Schutz der Seetaucher dadurch zu erreichen, dass in dem identifizierten und abgegrenzten Gebiet mit besonderer populationsbiologischer Bedeutung über die bis zum Jahre 2009 genehmigten Windparks hinaus keine weiteren mehr genehmigt werden. Als Ergebnis aus der Arbeitsgruppe Seetaucher wurde zur Sicherung der Seetaucherpopulationen deshalb auf der Basis der Seetaucherdichten ein nach wissenschaftlichen Kriterien abgegrenztes sogenanntes „Hauptkonzentrationsgebiet“ identifiziert, welches zukünftig als qualitatives Kriterium bei der Bewertung der kumulativen Auswirkungen hinsichtlich des Habitatverlusts für Seetaucher herangezogen wird.

Diesem Bewertungsansatz folgend wurden solche Vorhaben in die Planung einbezogen, die bis 2009 bereits genehmigt wurden und beantragte Vorhaben, die außerhalb des identifizierten Hauptkonzentrationsgebiets liegen und bei denen auf der Grundlage der aktuellen Erkenntnisse nicht von einem zusätzlichen Habitatverlust auszugehen ist.

---

<sup>7</sup> Gesetz vom 29. Juli 2009, BGBl. I S. 2542, zuletzt geändert durch Art. 5 Pflanzenschutz-Neuordnungsgesetz vom 06.02.2012, BGBl. I S. 148.

Seit Erstaufstellung des BFO-N haben die Projektentwickler in den jeweiligen Einzelzulassungsverfahren die beantragten Vorhaben innerhalb des Hauptverbreitungsgebietes der Seetaucher insoweit weiterbetrieben, als diese ein Gutachten zu möglichen Auswirkungen der Vorhaben auf den Seetaucher sowie ergänzende Unterlagen zur Seetauchers thematik beim BSH eingereicht haben. Zu dem Gutachten hat das BfN Stellung genommen und ist zu dem Ergebnis gelangt, dass es keine neuen Erkenntnisse gebe, die eine Neuberechnung der Scheuchabstände bzw. Habitatverluste von Seetauchern, eine Änderungen der Abgrenzung des Hauptkonzentrationsgebietes der Seetaucher in der deutschen AWZ oder eine abweichende Bewertung der artenschutzrechtlichen Erheblichkeit zusätzlicher Vorhaben im Hauptkonzentrationsgebiet erfordern würde. Vielmehr bestätigten die vorliegenden neueren Erkenntnisse die dem Positionspapier zugrunde liegenden Annahmen.

Die endgültige Klärung der Frage, ob die Vorhaben in diesen Gebieten realisiert werden können, ist Gegenstand der jeweiligen Einzelzulassungsverfahren und bleibt diesen und den in diesem Zusammenhang jeweils erforderlichen Verfahrensschritten vorbehalten. Zum anderen werden solche Vorhaben, die im Bereich nördlich des Verkehrstrennungsgebietes „German Bight Western Approach“ in **militärischen Übungsgebieten** im „Luftfahrungsgebiet Helgoland“ (ED-D 44<sup>8</sup>), „Fliegerschießgebiet Nordsee“ (ED-D 46) und „Artillerieschießgebiet Nordsee“ liegen, nicht in die Planung aufgenommen.

Die in diesen Bereichen beantragten Windpark-Projekte (insgesamt 10) befinden sich zwar in einem noch frühen Verfahrens stadium. Bei fünf der anhängigen Vorhaben fand nach Durchführung von ersten Beteiligungsrunden eine Antragskonferenz statt (für ein Vorhaben am 17. Dezember 2009 und für vier weitere am 28. September 2009). Im Rahmen dieser Konsultationen sowie weiterer geführter Besprechungstermine mit und ohne Beteiligung des BSH ist jedoch bereits erkennbar geworden, dass hinsichtlich dieser Vorhaben insbesondere die Frage der etwaigen Beeinträchtigung des Belangs der Sicherheit der Landes- und Bündnisverteidigung auf der Grundlage der derzeitigen Erkenntnisse derzeit nicht geklärt ist. Nach § 5 Abs. 6 Nr. 1 2. Alt. SeeAnIV handelt es sich bei der Sicherheit der Landes- und Bündnisverteidigung im Rahmen der Planfeststellungsverfahren um einen abwägungsfesten Belang. Danach darf der Plan für Offshore-Windparkvorhaben nur dann festgestellt werden, wenn die Sicherheit der Landes- und Bündnisverteidigung nicht beeinträchtigt wird.

Die Übungsgebiete ED-D 44 und ED-D 46 sowie das „Artillerieschießgebiets Nordsee“ werden nach Angaben des Bundesministeriums für Verteidigung für militärische Übungs-, Ausbildungs- und Erprobungszwecke über die volle Ausdehnung der Gebiete genutzt. Ein Ausweichen auf andere Gebiete im Küstenmeer und der AWZ oder eine Einschränkung des Gebiets auf Bereiche, in welchen keine Windpark-Planungen vorliegen, sei nicht möglich. Demgegenüber wird in Stellungnahmen, die der Projektentwickler einiger der Einzelzulassungsverfahren eingereicht hat, vorgetragen und näher begründet, dass ein Ausweichen möglich und auch im Übrigen durch den jeweils beantragten Offshore-Windpark jedenfalls nicht der so genannte abwägungsfeste Belang des § 5 Abs. 6 Nr. 1 2. Alt. SeeAnIV betroffen sei.

Ebenso wie bei den Vorhaben innerhalb des sog. Hauptverbreitungsgebiets für Seetaucher steht seitens der Planfeststellungsbehörde eine endgültige Klärung darüber, ob den Vorhaben innerhalb der militärischen Übungsgebiete Zulassungshindernisse endgültig entgegenstehen, noch aus. Diese Klärung ist derzeit Gegenstand der jeweiligen Einzelzulassungsverfahren innerhalb der militärischen Übungsgebiete.

Wenn und sobald sich in den Einzelzulassungsverfahren ergeben sollte, dass potentielle Zulassungshindernisse nicht mehr bestehen, wird auf diese Entwicklungen im Rahmen der Fortschreibung dieses Plans entsprechend reagiert.

---

<sup>8</sup> Erläuterung Nomenklatur ED-D gemäß Luftfahrthandbuch Deutschland herausgegeben von der Deutschen Flugsicherung, Kapitel Air Information Publication (AIP): E = Europe; D = Deutschland; D = Danger (Warngebiet); 44, 46 etc. = fortlaufende Gebietsnummerierung.

#### **4.2.3.2 Küstenferne Vorhaben**

Cluster, die räumlich betrachtet im Bereich nordwestlich der raumordnerisch festgelegten Schifffahrtsroute 10 in 180 km bis 240 km Küstenentfernung liegen, werden in diesem Plan im Rahmen des zugrunde gelegten Planungshorizonts von 20 – 30 Jahren nach Maßgabe der allgemeinen Darlegungen unter Kapitel 4.2 nicht mit einbezogen.

Dem liegen folgende Erwägungen zugrunde:

##### **Grundsätze der Raumordnung**

##### **Leitlinie 2.4 des Raumordnungsplans für die AWZ der Nordsee erfordert eine sparsame Flächeninanspruchnahme und Mehrfachnutzung des Raumes**

Leitlinie 2.4 erfordert eine sparsame Flächeninanspruchnahme und Mehrfachnutzung des Raumes. Diese Leitlinie stimmt mit den Grundsätzen des ROG überein.

In Grundsatz Nr. 2 des § 2 Abs. 2 ROG heißt es u. a: „Siedlungstätigkeit ist räumlich zu konzentrieren, sie ist vorrangig auf vorhandene Siedlungen mit ausreichender Infrastruktur und auf Zentrale Orte auszurichten. Der Freiraum ist durch übergreifende Freiraum-, Siedlungs- und weitere Fachplanungen zu schützen; es ist ein großräumig übergreifendes, ökologisch wirksames Freiraumverbundsystem zu schaffen. Die weitere Zerschneidung der freien Landschaft und von Waldflächen ist dabei so weit wie möglich zu vermeiden; die Flächeninanspruchnahme im Freiraum ist zu begrenzen.“

Dieser Grundsatz und die Leitlinie des Raumordnungsplans AWZ Nordsee sind in diesen Plan zu übertragen. In den unter Kapitel 4.2.1 beschriebenen küstennäheren Clustern befinden sich Vorhaben, die bereits gebaut werden, genehmigt sind bzw. hinsichtlich der formalen Verfahrensschritte regelmäßig weiter fortgeschritten sind. Es ist sinnvoll, insbesondere die Cluster, in denen bereits gebaut wird, weiter zu entwickeln, um auch Erfahrungen zu Umwelt und Baugrundverhältnissen sowie weitere mögliche Synergien wie etwa Redundanzen effektiv nutzen zu können. Eine Weiterentwicklung von Projekten, die mindestens ca. 180 km (Luftlinie) von der Küste entfernt liegen, würde zu einer Zerschneidung der gesamten Fläche der Nordsee führen.

##### **Vorrangige Beplanung der im Raumordnungsplan für die AWZ der Nordsee festgelegten Vorranggebiete für Windenergie**

Darüber hinaus werden im Raumordnungsplan für die AWZ der Nordsee drei Vorranggebiete („Nördlich Borkum“, „Südlich Amrumbank“ und „Östlich Austergrund“) ausgewiesen, welche bis zu maximal 120 km von der Küste entfernt liegen. Damit hat der Verordnungsgeber die grundsätzliche Entscheidung getroffen, vorrangig diese überwiegend im küstennäheren Bereich liegenden Gebiete mit Windenergie zu beplanen und damit auch primär zu entwickeln. Dies bedeutet zwar nicht, dass in den übrigen Gebieten keine Windparkplanungen beantragt und verwirklicht werden können, allerdings würde eine vorrangige Weiterentwicklung von Vorhaben, die weit von den ausgewiesenen Vorranggebieten entfernt liegen, diese genannte Wertung nicht berücksichtigen.

##### **Belastbare Datengrundlage zu Umwelt- und Baugrundverhältnissen**

Die Beplanung der küstennäheren Bereiche der AWZ ist insbesondere deshalb gerechtfertigt, weil umfassende Erfahrungen zu Umwelt- und Baugrundverhältnissen für einen Großteil des Bereichs nordwestlich der Schifffahrtsroute 10 fehlen und die möglichen Auswirkungen der Installation von Netzanschlussystemen in Wassertiefen von bis zu 60 m nur schwer abgeschätzt werden können.

Für diese Bereiche kann im Vergleich zu den Bereichen der küstennäheren Cluster, insbesondere in den nach dem Raumordnungsplan der AWZ der Nordsee ausgewiesenen Vorranggebieten für Windenergie, nicht eingeschätzt werden, ob Biotoptypen nach § 30 BNatSchG vorkommen, so dass eine entsprechende Bewertung im Rahmen der strategischen



Umweltprüfung nicht vorgenommen werden kann (vgl. Entwurf Umweltbericht, Kapitel 2 und 8.2.)

Zwar gilt dies auch für einige Bereiche südöstlich der Schifffahrtsroute 10, welche noch nicht sehr weit entwickelt sind – z. B. Cluster 12 sowie Cluster 13. Aus diesem Grund ist es jedoch gerade gerechtfertigt, dass solche Cluster entwickelt werden, die sich bereits im Bau befinden, mit dem Bau begonnen haben oder zugelassen sind und sich in unmittelbarer Nähe zu diesen Vorhaben befinden. Dies hat den entscheidenden Vorteil, dass Erfahrungen zu Umwelt- und Baugrundverhältnissen effektiv und effizient genutzt werden können.

Das BSH hat kürzlich das Programm im Rahmen eines Projektes im Auftrag des BfN zur flächendeckenden Erfassung (Kartierung) der Ablagerungen am Meeresboden (Sedimente) in Nord- und Ostsee gestartet. Die Sedimente werden dabei in einer räumlichen Auflösung von einem Meter erfasst. Damit wird das BSH zukünftig eine Datenbasis für die Erstellung von flächendeckenden Biotopkarten liefern können. Auch die in diesem Zusammenhang gewonnenen Erkenntnisse werden im Rahmen des schrittweisen Netzausbaus effektiv eingearbeitet. Selbiges gilt auch für die Ergebnisse einiger punktuell vorhandener Umweltverträglichkeitsstudien.

Nach dem Gesagten sind solche Vorhaben in die Planung aufgenommen worden, bei welchen die Festlegungen des BFO-N nach der vorliegenden Datengrundlage insbesondere hinsichtlich möglicher erheblicher Auswirkungen auf die Meeresumwelt sowie die Baugrundverhältnisse auf der Ebene der strategischen Planung beschrieben und bewertet werden können (vgl. dazu Kapitel 2 des Entwurfs des Umweltberichts).

### **Ziele des § 1 EnWG: sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität**

Die Bereitstellung des Netzanschlusses für Offshore-Windparks stellt eine der größten Herausforderungen des Ausbaus der Offshore-Windenergie dar. Aufgrund der systematischen Stellung des § 17 Abs. 2a EnWG (a. F.) bzw. § 17a EnWG (n. F.) zu den Anforderungen des BFO im EnWG hat die Aufstellung und jährliche Fortschreibung in Übereinstimmung mit dem Zweck des § 1 EnWG zu erfolgen. Nach § 1 Abs. 1 EnWG ist u.a. Zweck des Gesetzes eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht.

Aufgrund der noch nicht ausreichend vorliegenden Erfahrung hinsichtlich der Errichtung und des Betriebs von Netzanschlusssystemen für Windparks im Offshore-Bereich, der noch nicht vollumfänglich gegebenen technischen Standardisierung sowie der lediglich begrenzt zur Verfügung stehenden Ressourcen stellt dieser eine große Herausforderung für alle Beteiligten dar.

Beispielhaft sind folgende Gründe zu nennen:

#### **Vergleichsweise neue Technologie**

Die in der Nordsee nach dem Anbindungskonzept des ÜNB regelmäßig für die Anbindung von Offshore-Windparks zum Einsatz kommende Hochspannungs-Gleichstromübertragungstechnologie (HGÜ-Technologie) ist für die Anbindung von Windparks im Offshore-Bereich noch nicht in der Form erprobt, dass diese vorrangig in großer Küstenentfernung einsetzbar ist. Dementsprechend sollte diese dort auch nicht vorrangig geplant werden. Vergleichbare Erfahrungswerte zum Betrieb von HGÜ-Systemen (Offshore-Konverterplattform und Seekabelsystem) mit einer Seekabellänge von über 270 km, die bei Anbindungen der Windparks nordwestlich der Schifffahrtsroute 10 mindestens erforderlich wären, liegen noch nicht vor. Insoweit ist eine schrittweise und modulare Weiterentwicklung von Clustern, in denen Netzanschlusssysteme bereits betrieben werden bzw. sich im Bau befinden, geboten, um technische Synergien und Erfahrungen effektiv nutzen zu können. Auf diese Weise wird

insbesondere dem Zweck des § 1 EnWG, eine effiziente und kostengünstige Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität, Rechnung getragen.

Zudem kann der Bedarf an benötigten Kabelmengen – der nicht in jeder Hinsicht dem Stand der Technik entsprechenden Gleichstromübertragungstechnologie – nicht ohne weiteres gedeckt werden. Die Lieferzeiten für entsprechende Kabel sind lang und erhöhen sich durch entsprechend erforderlich werdende Kabelmehrlängen.

### **Begrenzte Fertigungskapazitäten und begrenzte Verfügbarkeit von Schiffen**

Die Fertigungsstätten für Kabel sind derzeit nicht in der Lage, Kabel in ihrer Gesamtlänge in einem Stück herzustellen. Das heißt, bereits im Rahmen der Fertigung wird der Einsatz von Muffen erforderlich, die die Fehleranfälligkeit der Kabel erhöhen. Je größer die Anzahl der erforderlich werdenden Muffen ist, desto höher wird die Fehleranfälligkeit.

Zudem sind die derzeit zur Verfügung stehenden Schiffe hinsichtlich der Kapazität nicht in der Lage, die erforderlich werdenden Kabelmehrlängen zu transportieren. Dies erfordert den zusätzlichen Einsatz einer erhöhten Anzahl von Muffen, was wiederum die Fehleranfälligkeit steigert. Die Fehleranfälligkeit von Kabeln muss aus Gründen der Systemsicherheit und damit in Übereinstimmung mit dem Zweck des § 1 EnWG, eine sichere Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität, so weit wie möglich vermieden werden.

### **Begrenzte Anlandungsmöglichkeiten**

Anlandungsmöglichkeiten für Seekabelsysteme im Küstenmeer sind aufgrund raumordnerischer Belange sowie aus naturschutzfachlichen und geomorphologischen Gründen stark eingeschränkt. Durch eine Einbeziehung aller beim BSH anhängigen Anträge für Windpark-Vorhaben würde dies auf der Grundlage der derzeitigen Erkenntnisse zu einer kaum zu bewältigenden Aufgabe der Trassen- und Standortfindung im Küstenmeer und Landbereich führen.

Daher sollten vorrangig bestehende und bekannte Trassen für küstennähere Vorhaben durch weitere parallele und gebündelte Verlegungen genutzt werden, bevor zusätzliche Trassen insbesondere in Bereichen ausgewiesen werden, für welche keine belastbare Datengrundlage vorhanden ist.

### **Erhöhte Errichtungs-, Verlege- und Wartungszeiten sowie -kosten durch logistischen Mehraufwand**

Kosten für Errichtung, Verlegung und Wartung werden durch den logistischen Mehraufwand erheblich gesteigert. Bei Küstenentfernungen von über ca. 180 km (Luftlinie) müssten zusätzliche Versorgungsstationen geschaffen werden (z. B. Tankstelle für Helikopter, Aufenthaltsplattformen für das Personal des Windparkentwicklers und des Netzbetreibers).

Wartungs- und Reparaturzeiten sowie deren Kosten (durch z.B. längere Schiffszeiten) erhöhen sich bereits aufgrund der großen Küstenentfernung. Zudem müssten Rettungsstationen („Krankenhäuser“) vorgesehen werden, um die Sicherheit des Personals in der Küstenentfernung gewährleisten zu können.

Die genannten Punkte widersprechen daher insgesamt dem Zweck des § 1 EnWG, eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität sicherzustellen.

### **Verfahrensstand der Vorhaben im Nordwesten der AWZ**

Zudem befinden sich die meisten der Windpark-Planungen nordwestlich der Schifffahrtsroute 10 in einem frühen Verfahrensstadium. Bei der überwiegenden Anzahl der Verfahren (24 von 26) wurde keine Umweltverträglichkeitsstudie (UVS) eingereicht. Das heißt, bei einem Großteil der Verfahren wurde lediglich ein erster Antrag gestellt, zu welchem maximal eine Antragskonferenz stattgefunden hat. Lediglich in zwei Verfahren nordwestlich der Schifffahrtsroute 10 wurde jeweils eine UVS eingereicht. Diese beiden Vorhaben stehen unter besonderer Beobachtung. Eine kartographische Darstellung dieser Vorhaben befindet sich als Anlage nachrichtlich in Kapitel 11.

Die Frage, ob und wann die Verfahren weiter bearbeitet werden, bleibt dem Einzelverfahren vorbehalten. Nichtsdestotrotz ist durch den BFO insoweit keine nachteilige Wirkung für bestimmte Einzelprojekte intendiert. Dies gilt insbesondere für im Plan nicht berücksichtigte Vorhaben, die bereits vor einiger Zeit beim BSH eine Umweltverträglichkeitsstudie eingereicht haben, aber bis dato noch nicht im Zulassungsverfahren behandelt wurden.

Grundsätzlich fehlt es der Einbeziehung aller Vorhaben im Nordwesten der AWZ über den dargestellten Planungshorizont hinaus derzeit im Vorgriff auf einen noch nicht absehbaren Bedarf an der erforderlichen Rechtfertigung.

#### **4.2.3.3 Möglichkeit der Einbeziehung weiterer Vorhaben**

Eine Reihe von möglichen Clustern, in denen Zulassungsanträge gestellt sind, sind aufgrund der nach derzeitigem Wissensstand vorgenommenen Bewertung anhand einzelner oder mehrerer der oben beschriebenen Kriterien in den beiden Planungshorizonten nicht dargestellt worden. Es besteht allerdings die Möglichkeit, dass sich im Laufe der Zeit diese Bewertung ändert, weil beispielsweise neuere Erkenntnisse eine andere Einschätzung erfordern oder sich potentielle Zulassungshindernisse in Einzelverfahren als überwunden erweisen.

In diesem Zusammenhang sind insbesondere auch im Plan nicht berücksichtigte Vorhaben zu identifizieren, die bereits vor einiger Zeit beim BSH eine Umweltverträglichkeitsstudie eingereicht haben, welche aus unterschiedlichen Gründen bis dato noch nicht im Zulassungsverfahren behandelt wurden. Die diesbezügliche Auswertung hat ergeben, dass zwei einzelne Verfahren nordwestlich der Schifffahrtsroute 10 in einer Küstenentfernung von 180 km bis 220 km, bei denen jeweils 80 einzelne WEA beantragt wurden, diese Kriterien erfüllen.

Die Gründe, die gegen eine Einbeziehung aller Vorhaben nordwestlich der Schifffahrtsroute 10 sprechen, konnten im Rahmen der Erstaufstellung des BFO-N in ihrer Gesamtheit nicht widerlegt werden. Eine andere Bewertung ist auch zum gegenwärtigen Zeitpunkt nicht gerechtfertigt.

Das Cluster, in welchem sich diese beiden Vorhaben befinden, steht nach wie vor als sog. „Cluster 14“ in einer hervorgehobenen Kategorie der besonderen Beobachtung. Eine kartographische Darstellung dieser Vorhaben befindet sich als Anlage in Kapitel 11.

Damit die Einbeziehung von Vorhaben nordwestlich der Schifffahrtsroute 10 – auch in ferner Zukunft – überhaupt möglich bleibt, werden die für Anbindungskabelsysteme notwendigen Flächen weiterhin räumlich gesichert, indem diese von Bebauung freigehalten werden. Das heißt, es werden vorsorglich mögliche Trassen für Anbindungsleitungen für Planungen von Offshore-Windparks nordwestlich der Schifffahrtsroute 10 mittels der am 16. Juni 2015 in Kraft getretenen Verlängerung und Änderung der Veränderungssperre von 15. Juni 2012 räumlich gesichert. Eine Anbindung dieser Cluster würde überwiegend in den durch die Veränderungssperre gesicherten Seegebieten zwischen den beiden Vorranggebieten für Rohrleitungen „Norpipe“ und „Europipe 1“ über einen parallelen Verlauf zum Vorbehaltsgebiet Schifffahrt bis zu dem in diesem Plan vorgesehenen Grenzkorridor III (Europipe 2) erfolgen. Zudem werden Trassen für solche Anbindungsleitungen in Seegebieten zwischen den Clustern 12 und 13 bis zu dem Grenzkorridor III (Europipe 2) räumlich gesichert.

### 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.

Bei der angegebenen Leistung handelt es sich – mit Ausnahme des sich bereits 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 Bau befinden, wird die Leistung zugrunde gelegt, die gebaut wird. Für genehmigte Vorhaben, die sich bereits erfolgreich am Verfahren zur Zuweisung von Anschlusskapazität durch die Bundesnetzagentur beteiligt haben, wurden die Ergebnisse entsprechend berücksichtigt.

Hinsichtlich der weiteren Vorhaben, die zugelassen sind, wird die Leistung zugrunde gelegt, die die Windpark-Entwickler zum Zeitpunkt dieser Fortschreibung beim BSH angegeben haben. Diese Leistung wurde insoweit plausibilisiert, dass die der Leistung zugrunde liegende Anzahl der Windenergieanlagen und der Windenergieanlagentyp auch von der gegenwärtigen Zulassung umfasst sein muss.

Bei den Offshore-Windparks, die beantragt und nicht zugelassen sind, wird die Leistung zugrunde gelegt, die die Windparkentwickler jeweils zum Zeitpunkt dieser Fortschreibung beim BSH angegeben haben. Da diese Vorhaben regelmäßig küstenferner und damit nach dem aktuellen Entwurf des O-NEP 2014 auf der Zeitschiene weiter hinten liegen, 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.

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.

An dieser Stelle sei auch darauf hingewiesen, dass mit dieser Prognose kein Vorgriff auf das Ergebnis Verfahren für die Zuweisung von Netzanbindungskapazität gemäß § 17d Abs. 5 EnWG durch die BNetzA an die einzelnen Offshore-Windparks verbunden oder intendiert ist.

Der BFO umfasst die räumliche Planung im Sinne einer vorausschauenden, integrierten Sicherung ausreichender Flächen für die Netzanbindungen, so dass es in diesem Zusammenhang sinnvoll ist, den Flächenbedarf in der Tendenz großzügig auszulegen. Im Rahmen des Festlegungsverfahrens hingegen soll insbesondere eine effiziente Auslastung der begrenzten Anbindungskapazität gewährleistet werden. Es ist daher vorgesehen, die in diesem Plan prognostizierte Leistung anhand der Ergebnisse des Festlegungs- und Zuweisungsverfahrens zu überprüfen und im Rahmen der Fortschreibungen dieses Plans zu

berücksichtigen. Eine solche Überprüfung könnte dann auch die Anpassung der Übertragungsleistung und damit die Anpassung der Anzahl der Netzanbindungssysteme zur Folge haben.

Aufbauend auf diesen Annahmen ergeben sich für die Cluster die in Tabelle 1 dargestellten Leistungen sowie eine prognostizierte Gesamtleistung der Cluster in der AWZ der Nordsee von etwa **20 GW**.

Diese Leistung stellt sich im Einzelnen zusammengefasst wie folgt dar:

### 4.3.2 Ermittelte Offshore-Windenergie- und Übertragungsleistung

Unter Zugrundelegung aller unter Kapitel 4.2 dargestellten Vorhaben in den Clustern 1 bis 13 stellt sich die angenommene Leistung in den einzelnen Clustern vor dem Hintergrund des dem BFO zugrundeliegenden Planungshorizonts von 20 – 30 Jahren (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.

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

Windparkcluster	ca. MW / Cluster	Anzahl Systeme	Übertragungsleistung (MW)
Cluster 1	900	1	900
			800
			60 <sup>*)</sup>
Cluster 2	1.750	2	900
			900
			900
Cluster 3	2.600	3	900
			576
Cluster 4	1.150	2	690
			864
Cluster 5	1.400	2	900
			400
			800 <sup>**)</sup>
Cluster 6	1.650	3	900
			900
Cluster 7	1.400	2	900
Cluster 8	1.300 <sup>***)</sup>	1	900
			900
Cluster 9	1.300	2	900
Cluster 10	1.300	1 <sup>****)</sup>	900
			900
Cluster 11	1.900	2	900
			900
Cluster 12	1.700	2	900
			900
Cluster 13	2.000	2	900
<b>Σ</b>	<b>20.350<sup>*****)</sup></b>	<b>25</b>	<b>21.290</b>
<b>Küstenmeer Nordsee</b>	219		

\*) Offshore-Windpark „alpha ventus“: Drehstromanbindung ab Umspannwerk

\*\*\*) 400 MW dieses Konverters werden vom Windpark „Global Tech I“ aus Cluster 8 belegt.

\*\*\*\*) Der Windpark „Global Tech I“ mit 400 MW Leistung ist derzeit noch in Cluster 6 angeschlossen; falls das Vorhaben infolge von z.B. einer Verlagerungsentscheidung über Cluster 8 angeschlossen wird, reduziert sich entsprechend die Kapazität in Cluster 6 und erhöht sich in Cluster 8.

\*\*\*\*\*) Ob ggf. in Cluster 10 ein weiteres Netzanbindungssystem erforderlich wird, wird im Rahmen der Fortschreibungen des BFO beobachtet.

\*\*\*\*\*) 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.

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.

## 5 Anbindungsleitungen für Offshore-Windparks

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 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 Anbindungskonzept

#### 5.1.1 Standardisierte Technikvorgaben

##### Zusammenfassung

- Einsatz Gleichstromtechnologie
- Gleichstromsystem: Selbstgeführt, Übertragungsspannung +/- 320 kV, Standardleistung 900 MW
- Drehstromsystem: Übertragungsspannung 155 kV

##### 5.1.1.1 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.

### 5.1.1.2 Gleichstromsystem: Selbstgeführte Technologie

**Das Gleichstromsystem auf der Konverterplattform wird als selbstgeführte Hochspannungsgleichstromübertragung ausgeführt.**

Die bestehenden und geplanten Netzanschlussysteme 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 selbstgeführten 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) 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 Fortschreibungen 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 Anschlussysteme und damit der in Anspruch genommene Raum reduziert werden bzw. modulare HGÜ-Konzepte umgesetzt werden.

### 5.1.1.3 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<sup>9</sup>, 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.

Um eine möglichst raumverträgliche Planung und Umsetzung des Offshore-Netzes zu ermöglichen, wird 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 können aktuell nur bis zu einer Spannung von +/- 320 kV eingesetzt werden. Eine höhere Spannungsebene ist 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 Fortschreibung des Plans aufgrund möglicher spezifischer Anforderungen in einem Cluster die Anbindung mit einer höheren Spannung und somit Leistung unter Einsatz von MI-Kabeln im Einzelfall erwogen werden.

Die Festlegung der einheitlichen Spannungsebene von +/- 320 kV soll – ebenso wie die folgenden standardisierten Technikvorgaben – grundsätzlich für die nächsten Fortschreibungen des Bundesfachplans Bestand haben.

Gleichwohl ist die selbstgeführte HGÜ eine noch relativ 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 Fortschreibung des Plans 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.

---

<sup>9</sup> vgl. z. B. „Lösungsvorschläge“ der AG Beschleunigung vom 22.03.2012.



#### 5.1.1.4 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 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 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 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 Kabel 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 Fortschreibung soll daher – gemeinsam mit der Bundesnetzagentur, dem BfN und den Küstenländern – geprüft werden, inwiefern die Leistung des Gleichstromsystems kurz- bis mittelfristig durch eine Erhöhung des Stromflusses angehoben werden kann. Im Rahmen der Aufstellung des BFO-N 2012 wurde vorgetragen, dass die Systemleistung hierdurch bis auf etwa 1.000 MW gesteigert werden könnte.

Mit der standardisierten Leistung von 900 MW (ggf. Anhebung auf 1.000 MW) erscheinen die ersten Schritte des systematischen Netzausbaues 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 Steigerung der Systemleistung über 1.000 MW hinaus würde eine Erhöhung der Spannungsebene sowohl auf der Gleichstromseite als – aufgrund von Begrenzungen der Schaltanlagentechnik – auch auf der Drehstromseite notwendig machen. Diese Überprüfung und ggf. Anpassung erfolgt hinsichtlich einer Anhebung der Übertragungsspannung im Rahmen der Fortschreibung (vgl. auch Kapitel 5.1.1.2). Vor diesem Hintergrund wird auch auf den in diesen Entwurf aufgenommenen Planungsgrundsatz zur Erwärmung des Meeresbodens (vgl. auch Kapitel 5.3.2.9) verwiesen.

### 5.1.1.5 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 Netzanschlussysteme 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.

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

Im Rahmen des Fortschreibungsverfahrens 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 erreicht haben. Insbesondere würden verschiedene Spannungsebenen von AC-Anbindungsleitungen auf einer Konverterplattform 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 Netzanschlussystemen 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 Fortschreibungen des BFO-N regelmäßig auch für die Drehstromsysteme überprüft werden, ob eine Anhebung der Standardspannung angezeigt ist.

Aufgrund von Restriktionen der Schaltanlagen sowie des Kabels kann bei einer Systemspannung von 155 kV regelmäßig eine Systemleistung von bis zu 200 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.

## 5.2 Konverterplattformen

Unter einer **Konverterplattform** ist eine Plattform des Übertragungsnetzbetreibers zu verstehen, auf welcher der von den **Umspannwerken 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 5.1.1.1 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 5.1.1.2 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 5.1.1.3 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 5.1.1.4 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 Netzanschlussysteme der jeweiligen Konverterplattform durch Drehstromkabel 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. Zudem fehlen noch praktische Erfahrungen, z. B. in Bezug auf die Logistik. Da sich zudem bei einem Unfall (z. B. Brand oder Schiffshavarie) Nachteile aufgrund der Errichtung zweier Plattformen in unmittelbarer Nähe zueinander ergeben können, sollen im Rahmen der Fortschreibung Maßnahmen geprüft und ggf. implementiert werden, um diese Risiken zu mindern. Selbiges gilt entsprechend für einen Plattformstandort mit mehreren Töchtern, bei dem das Unfallrisiko sehr ernsthaft geprüft werden müsste.

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 9 wird etwa mittig an der nordwestlichen Seite des Clusters (Schifffahrtsroute 10) eine entsprechende Fläche freigehalten. In den Clustern 11 und 12 werden Alternativstandorte direkt nebeneinander am grenzüberschreitenden Seekabel „NorNed“ über die Veränderungssperre räumlich gesichert.

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 5.1.1.5 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 Umspannwerken 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 Felder für Drehstrom-Seekabelsysteme von Offshore-Windparks
- 2 Felder 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 Drehstromkabels 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 den Fortschreibungen des BFO-N 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 Fortschreibung des Plans 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 Umspannwerke 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 Genehmigungs- bzw. Planfeststellungsverfahrens, 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 Kabel 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 Konsultation vorgetragen, dass für die Installation der Plattformen zusätzlich zu dieser Fläche ein Radius von mindestens 1.000 m um die Plattformmittelpunkte von Anlagen oder Kabeln Dritter freizuhalten sei. Zur Heranführung der Drehstromkabel an die Plattform, zur zwischenzeitlichen Ablage von Kabeln 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. Da die Errichtung der Konverterplattform voraussichtlich zu Beginn der Erschließung eines Clusters steht, sollten etwa die in der Nähe der Plattform gelegenen Windenergieanlagen nach der Plattform errichtet werden.

### 5.2.2.3 Länge des Drehstrom-Kabelsystems

**Konverterplattformen sind so zu planen, dass die Länge der Drehstrom-Seekabelsysteme zum Umspannwerk 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 dem Umspannwerk minimiert werden, aber dennoch die beste Ausnutzung der Übertragungskapazitäten erreicht werden kann. Für die Verbindungen der Konverterplattformen mit den Umspannwerken der Offshore-Windparks kommt Drehstromtechnologie zum Einsatz (vgl. Kapitel 5.4). Aufgrund der mit der Länge des Drehstromkabels zunehmenden Verluste und der damit einhergehenden Erwärmung des Meeresbodens soll die Entfernung zwischen Umspannwerk 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 Kabel stattzufinden. Grundsätzlich sollen der Standort von Konverterplattform und Plattform des Umspannwerks 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 § 11 SeeAnIV – 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 Konsultation 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 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 Bau und Betrieb der Konverterplattform zu reduzieren und um die Möglichkeiten der Instandhaltung 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 sowie von der Wassertiefe abhängig. Im Regelfall ist zwischen dem Konverter und der Infrastruktur Dritter einen Abstand von mindestens 500 m einzuhalten. Insbesondere die Errichtung ist zwischen Windpark und Konverterplattform in gutnachbarschaftlicher Zusammenarbeit frühzeitig abzustimmen und zu optimieren.

#### **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 Natura-2000-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 Genehmigungs- bzw. Planfeststellungsverfahren 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 Verfahren zur Genehmigung/ Planfeststellung 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 1µPa<sup>2</sup>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 Gründungskonstruktion 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, sollen 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, sollen 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 SeeAnIV 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 vermieden 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 Bericht zur Munitionsbelastung im Meer veröffentlicht. Die Belastung der deutschen Nordsee mit Kampfmitteln wird nach derzeitigem Kenntnisstand auf bis zu 1,3 Mio. t geschätzt, wobei sich abgesehen von einem 15 km westlich Sylts gelegenen Munitionsversenkungsgebiet, alle derzeit bekannten munitionsbelasteten Flächen innerhalb der deutschen Küstengewässer befinden. Im Bericht wird auf eine unzureichende Datenlage hingewiesen, so dass davon auszugehen ist, dass auch im Bereich der deutschen AWZ vereinzelt Kampfmittelvorkommen zu erwarten sind. Auf Basis derzeit vorliegender Informationen ist die Wahrscheinlichkeit des Auffindens chemischer Kampfmittel im Bereich der deutschen Nordseegewässer als deutlich geringer als die der Auffindung konventioneller Kampfmittel einzustufen, diese kann jedoch nicht ausgeschlossen werden. 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 „DoIWin alpha“ mit 800 MW (im Probebetrieb) sowie das Umspannwerk des Windparks „alpha ventus“ mit 60 MW (Drehstrom-Seekabelsystem im Probebetrieb). In Cluster 3 wurde die Konverterplattform „DoIWin beta“ planfestgestellt. In Cluster 4 sind die Konverterplattformen „HelWin alpha“ (576 MW) und „HelWin beta“ (690 MW) erreicht und befinden sich derzeit im Probebetrieb bzw. in der Inbetriebnahmephase. 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).

Aufgrund vorliegender unbedingter Netzanschlusszusagen und daraufhin getätigter Investitionen des Netzbetreibers wurde der vom ÜNB geplante Konverterstandort in Cluster 8 („BorWin gamma“) übernommen.

Darüber hinaus werden in diesem Plan 17 weitere Plattformen vorgesehen. Diese sind überwiegend 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 in die Windparkplanungen integrieren und nicht als mögliche exponierte Hindernisse ggf. höheren Risiken ausgesetzt werden. Die einzigen nicht an einer Schifffahrtsroute oder einem Natura2000-Gebiet liegenden Plattformen befinden sich in Cluster 12. Hier liegen die Plattformen in nord-südlicher Ausrichtung mittig im Cluster westlich neben dem bereits bestehenden grenzüberschreitenden Seekabelsystem „NorNed“. Dementsprechend sind für diesen Standort Korridore für den Schiffs- und Flugverkehr vorzusehen. An der Mehrzahl der Standorte werden zwei Plattformen in unmittelbarer Nachbarschaft zueinander (vgl. Kapitel 5.2.1.5) vorgesehen. Hiervon wird insbesondere in den Clustern abgewichen, in denen nur eine Plattform erforderlich ist (Cluster 1, 8, 10). In Cluster 6 wird die dritte erforderliche Plattform alleinstehend etwa 6 km südlich der Plattformstandorte von „BorWin alpha“ und „BorWin beta“ vorgesehen. In Cluster 3 werden entsprechend der bisherigen Planungen des ÜNB drei Plattformen nebeneinander geplant. Aufgrund der Ausrichtung der Einrichtungen auf der ersten Plattform „DoIWin beta“ müssen in diesem Cluster alle weiteren Plattformen westlich der bisherigen Plattform geplant werden.

In Cluster 1 wurde im Rahmen von Clustergesprächen ein vom BFO-N 2012 abweichender Standort für die Konverterplattform festgelegt. Dieser befindet sich im nördlichen Bereich des Clusters westlich der nordwestlichen Ecke des genehmigten Windparks und wurde in diesen BFO-N übernommen.

## 5.2.4 Kartographische Darstellung

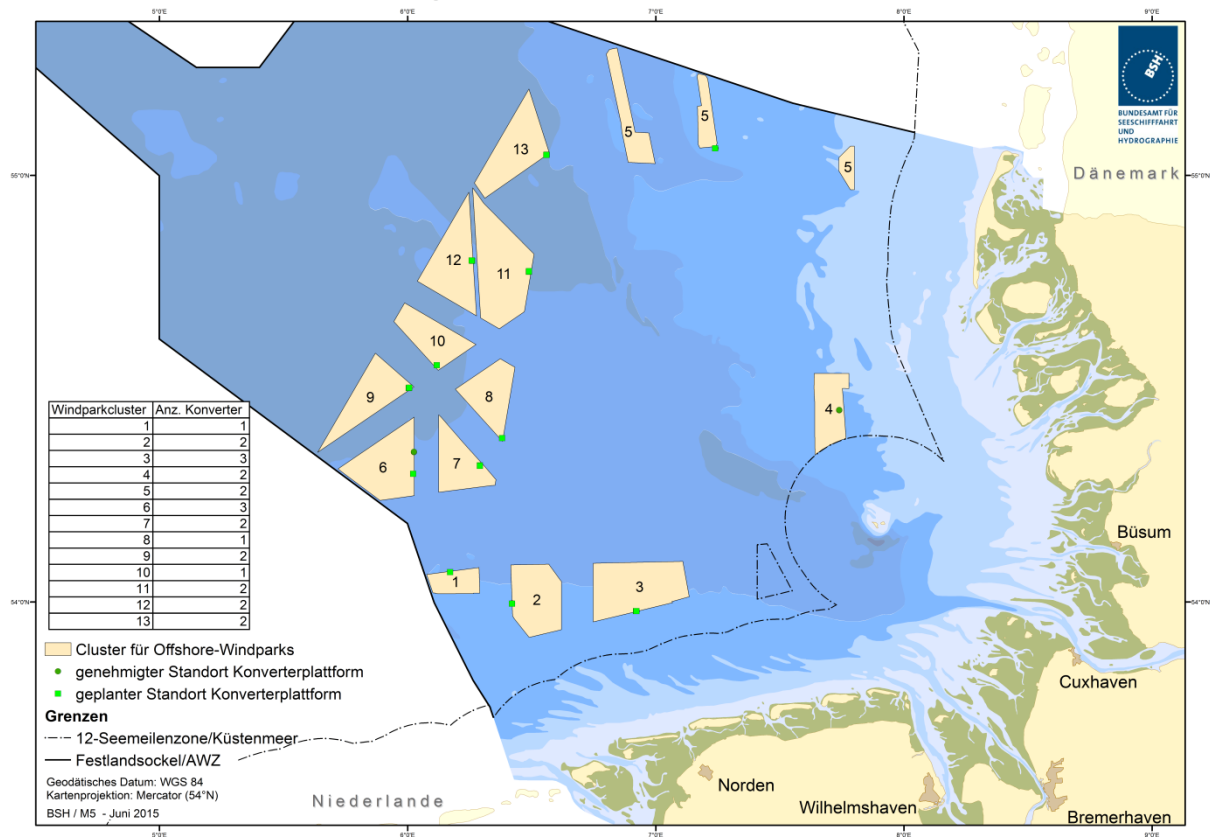


Abbildung 2: Standorte für Konverterplattformen in Windparkclustern

### 5.3 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 Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) ausgeführt**

Wegen der Begründung wird auf die Begründung zur standardisierten Technikvorgabe 5.1.1.1 verwiesen.

##### 5.3.1.2 Gleichstromsystem: Selbstgeführte Technologie

**Gleichstrom-Seekabelsysteme werden als selbstgeführte Hochspannungsgleichstromübertragung ausgeführt.**

Wegen der Begründung wird auf die Begründung zur standardisierten Technikvorgabe 5.1.1.2 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 5.1.1.3 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 5.1.1.4 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 und 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 Subsea Cables UK. 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 Konsultation wurden sowohl Stellungnahmen eingereicht, die sich für eine Erhöhung der vorgeschlagenen Abstände aussprechen, als auch Stellungnahmen, die sich für eine Reduzierung der im Entwurf 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 Subsea Cables UK ab, die jeweils größere Abstände, insbesondere um notwendige Reparaturen vornehmen zu können, fordern. In den „Recommendation“s des ICPC wird in Rec. 2 mindestens die dreifache Wassertiefe als Abstand bei einer Parallelverlegung gefordert. In Rec. 13 des ICPC sowie in Guideline 6 des Subsea Cable UK wird ausgeführt, dass für die Reparatur von Kabeln neben der doppelten Wassertiefe zusätzlich auch die Schiffslänge, Schiffshöhe und der Ausleger für die erneute Verlegung zu berücksichtigen sind. ICPC fordert hierfür bei 40 m Wassertiefe einen Abstand von 1.100 m, während Subsea Cable UK bei bis zu 100 m Wassertiefe einen Abstand von 155 m (Schiff und Reparaturbereich) zuzüglich der jeweiligen Wassertiefe fordert. Für die Verlegung selbst wird in 40 m Wassertiefe je nach Verlegeverfahren hinter dem Verlegefahrzeug ein bis zu 780 m langer Korridor für die Verlegung des Kabels benötigt. 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 2 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 Kabeln wird zwischen dem zweiten und dritten Kabel 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 Kabeln festgelegt. Insbesondere für Reparaturmaßnahmen ist nach jedem zweiten Kabel 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 Zulassungsverfahren vorbehalten. Bei der Trassierung und damit verbundenen Anordnung der Kabel muss möglichst frühzeitig berücksichtigt werden, dass die Planungsgrundsätze umgesetzt werden. Dabei hat auch die Realisierungsreihenfolge der Netzanschlussysteme einen entscheidenden Einfluss auf die Anordnung der Kabel 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 Kabel 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<sup>10</sup> 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. Ein entsprechendes Raumordnungsverfahren im Küstenmeer zur Erweiterung der Norderney-Trasse wurde bereits begonnen. 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. Grenzkorridor IV entspricht dem im Ausschnitt B des Kartenteils des Raumordnungsplans festgelegten Zielkorridor. Auch hier war eine Erweiterung nötig, um dem tatsächlich festgestellten 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.

Zur Minimierung der gegenseitigen Beeinträchtigung von Schifffahrt und Netzinfrastuktur 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.

---

<sup>10</sup> Verordnung zur Änderung der Verordnung über das Landes-Raumordnungsprogramm Niedersachsen (LROP) vom 24. September 2012

### 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 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.**

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. 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. 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 Kabel 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 planungsrechtliche Verfestigung der 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 Kabeln 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<sup>11</sup>. Durch eine Reduzierung dieses Abstandes, wie im Rahmen der Konsultation mehrfach gefordert, würden die Reparaturmöglichkeiten auf bestimmte Schiffstypen eingeschränkt und damit ggf. verzögert. Zudem wären die Reparaturen nicht bei laufendem Betrieb der Windparks möglich. Sollte eine Einhaltung der Abstände im Einzelfall nicht möglich sein, so ist dies im Rahmen des Zulassungsverfahrens zu erörtern.

---

<sup>11</sup> Vgl. ICPC Rec. 6 und 13 sowie Subsea Cable UK Guideline 6

### 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  $45^\circ$  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 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  $45^\circ$  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 Kabel 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, 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 Kabel 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 4.2.1) während des Betriebs der Kabel 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 Netzanschlussysteme. 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 2012 festgelegt, dass Seekabelsysteme grundsätzlich mindestens 1,5 m und im Bereich der Verkehrstrennungsgebiete mindestens 3,0 m unterhalb der Seebodenoberkante zu verlegen sind. Diese Eingrabetiefen für Seekabel von 1,5 bzw. 3,0 m wurde im Rahmen der AG „Genehmigungsrelevante Richtwerte“ im Jahr 2005 erarbeitet und seitens der Wasser- und Schifffahrtsverwaltung unter Berücksichtigung einzelfallabhängiger Parameter und in Abhängigkeit von Randbedingungen wie der Frequenz und Struktur des Schiffsverkehrs oder den Eindringtiefen von Ankern eines geeigneten Bemessungsschiffs als erforderlich angesehen. Sie beruhte auf den angenommenen möglichen Ankereindringtiefen geschleppter Anker, basierend auf zahlreichen Untersuchungen in der Natur sowie im physikalischen Modell.

In den im Rahmen des erstmalig durchgeführten Aufstellungsverfahrens des BFO-N für das Jahr 2012 durchgeführten Konsultationen wurden sowohl Beiträge für eine gegenüber der Genehmigungspraxis (1,5/3,0 m) geringere als auch für eine höhere Überdeckung der Kabel vorgebracht. Die angeführten Argumente sowohl für eine Erhöhung als auch für eine Verringerung der vorgeschriebenen Überdeckung bezogen sich hierbei auf die Gefahr einer Aufankerung auf dem Kabel und damit ggf. einhergehende Beschädigungen. Bei den verschiedenen Akteuren bestand offenbar eine sehr unterschiedliche Einschätzung darüber, wie hoch in den beplanten Bereichen das tatsächliche Risiko eines Kabelschadens durch Aufankerung einzuschätzen ist. Diese unterschiedliche Bewertung hatte ihre Ursache – abgesehen von einer potentiell abweichenden Risikobereitschaft – in der unzureichenden Daten- bzw. Erkenntnislage.

Im Rahmen des Aufstellungs- und Konsultationsprozesses des BFO-N 2012 wurde somit 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 Sommer 2013 gemeinsam durch den Netzbetreiber für den Bereich der Nordsee TenneT sowie der Gutachter Forschungsinstitut Deltares, die zuständigen Außenstellen der

Generaldirektion Wasserstraßen und Schifffahrt und das BSH unter Hinzuziehung der Bundesanstalt für Wasserbau (BAW) als Gutachter Ankerzugversuche auf drei für die geplanten 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 geplanten 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 geplanten Kabeltrassen repräsentativen Bodentypen weniger tief eindringen als bisher erwartet. Bei keinem der durchgeführten Ankerzüge konnte ein Eindringen der Versuchsanker in den Meeresboden von mehr als einem Meter festgestellt werden<sup>12</sup>. 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.<sup>13</sup>

Unter Berücksichtigung der im Versuch gemessenen Eindringtiefen sowie der zu berücksichtigenden Aufschläge hat der zuständige Netzbetreiber vorgeschlagen, zukünftig 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 zuständigen Außenstellen der GDWS eine dauerhafte Mindestüberdeckung von 1,5 m als geeignete Grundlage zur Festlegung eines Planungsgrundsatzes im BFO-N sowie für kommende Genehmigungsentscheidungen. 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.

#### **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 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.

---

<sup>12</sup> Maushake, C., Lambers-Huesmann, M. & P. Hümb, 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.

<sup>13</sup> Luger, D. & M.Harkes, 2013: Anchor Test German Bight. Test set-up and results. Deltares im Auftrag der TenneT Offshore GmbH

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 im konkreten Einzelverfahren ausgeschlossen werden kann.

Sollten Vorkommen von in § 30 BNatSchG genannten Strukturen bei näheren Untersuchungen im konkreten Verfahren zur Genehmigung/Planfeststellung 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 WHG sowie die beste Umweltpraxis („best environmental practice“) gemäß OSPAR-Übereinkommen und der jeweilige Stand der Technik zu berücksichtigen und im Einzelverfahren zu konkretisieren.

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 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 Kabel 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, sollen 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, sollen 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 SeeAnIV 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 Standortwahl sollen bekannte Fundstellen von Kampfmitteln vermieden 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 hat die Bund-Länder-Arbeitsgruppe einen Bericht zur Munitionsbelastung im Meer veröffentlicht. Die Belastung der deutschen Nordsee mit Kampfmitteln nach derzeitigem Kenntnisstand auf bis zu 1,3 Mio. t geschätzt, wobei sich abgesehen von einem 15 km westlich Sylts gelegenen Munitionsversenkungsgebiet alle derzeit bekannten munitionsbelasteten Flächen innerhalb der deutschen Küstengewässer befinden. Es wird im Bericht auf eine unzureichende Datenlage hingewiesen, so dass davon auszugehen ist, dass auch im Bereich der deutschen AWZ vereinzelt Kampfmittelvorkommen zu erwarten sind. Auf Basis derzeit vorliegender Informationen ist die Wahrscheinlichkeit des Auffindens chemischer Kampfmittel im Bereich der deutschen Nordseegewässer als deutlich geringer als die der Auffindung konventioneller Kampfmittel einzustufen, kann jedoch nicht ausgeschlossen werden. Die entsprechenden Einzelheiten zu ggf. erforderlich werdenden Schutzmaßnahmen werden in den einzelnen Genehmigungs- bzw. Planfeststellungsverfahren 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 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 Kabel 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 Kabel 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 13 erforderlich sind, in die Planung einbezogen. Dies sind unter Zugrundelegung der unter Kapitel 4.3 angenommenen Leistung von ca. 20 GW insgesamt (inklusive bereits verlegter Kabel)

voraussichtlich 20 Seekabelsysteme in Richtung der niedersächsischen Küste und sechs Kabelsysteme in Richtung der schleswig-holsteinischen Küste.

Die Lage der Grenzkorridore am Übergang zum Küstenmeer in Richtung Niedersachsen ergibt sich aus den bereits genehmigten bzw. planungsrechtlich verfestigten Windparkplanungen im Bereich zwischen den beiden Verkehrstrennungsgebieten „German Bight Western Approach“ und „Terschelling German Bight“. In Niedersachsen sind die Norderney-Trasse (Grenzkorridor II, technisch machbar fünf Systeme) und die Westeremstrasse (Grenzkorridor I, technisch machbar voraussichtlich drei Systeme) im Landes-Raumordnungsprogramm ausgewiesen. Grenzkorridor I wurde im aktuellen Landes-Raumordnungsprogramm Niedersachsen (am 03.10.2012 in Kraft getreten) neu aufgenommen und ist im Verfahren mit allen Beteiligten (u.a. WSD NW, BfN, BSH, Nationalparkverwaltung) verhandelt und im Ergebnis verbindlich festgelegt worden. Die daraus resultierende Fortführung der Trassen in der AWZ wurde in den Teilbereichen Schifffahrt und Naturschutz im Festlegungsverfahren im Küstenmeer mit diskutiert. Im Rahmen der Fortschreibung des BFO-N wurde dieser Grenzkorridor ca. 100m nach Osten verschoben, um Riffstrukturen zu umgehen. Zu Grenzkorridor II wird im aktuellen Entwurf des niedersächsischen Landes-Raumordnungsprogramm eine an den existierenden Korridor anschließende Trasse ausgewiesen, die aufgrund ihrer räumlich-technischen Rahmenbedingungen derzeit für fünf Kabelsysteme vorgesehen ist. Für einen weiteren Trassenkorridor über die Insel Norderney mit derzeit vier weiteren Systemen, welche in den nächsten 10 Jahren gemäß bestätigtem O-NEP 2013 erforderlich sind, läuft ein Raumordnungsverfahren. Die laut ÜNB technisch maximal mögliche Anzahl an Systemen über Norderney liegt bei 12 Systemen. Das Land Niedersachsen 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 diese drei Trassen lassen sich nach jetziger Kenntnis vierzehn Gleichstrom-Seekabelsysteme, ein Drehstrom-Seekabelsystem („alpha ventus“) und ein grenzüberschreitendes Seekabelsystem anlanden. Für die weiteren erforderlich werdenden neun 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. Neben dem bereits laufenden Raumordnungsverfahren für vier weitere Trassen über Norderney, welches zukünftig ggf. um bis zu drei weitere Trassen zu erweitern wäre, soll 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 nicht in den nächsten 10 Jahren benötigt werden, so dass entsprechende planerische Entwicklungsschritte noch im Rahmen der Fortschreibungen des BFO-N erfolgen können. In diesem Zusammenhang ist von zentraler Bedeutung, dass die Ziele des Szenariorahmens für die Perspektive B 2024 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 zwei 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 „BorWin3“, „BorWin4“ und „DoWin3“ zur Anbindung von Offshore-Windparks vorgesehen. In Grenzkorridor II sind neben den bereits installierten fünf Systemen („alpha ventus“, „BorWin1“, „BorWin2“, „DoWin1“, „DoWin2“) bis zu sieben weiteren Systemen vorgesehen, wobei für zwei Systeme zusätzlich eine Trasse zu Grenzkorridor III gesichert wird. Im Grenzkorridor III sind derzeit sieben Systeme vorgesehen,

wobei ein System alternativ zu Grenzkorridor II geführt wird. Durch Grenzkorridor IV werden insgesamt sechs 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“, „DoWin1“, „SylWin1“, „HelWin2“ und „DoWin2“ berücksichtigt. Darüber hinaus sind 18 weitere Gleichstrom-Seekabelsysteme erforderlich. Vorrangig wurden die Trassen so geplant, dass sie möglichst kreuzungsfrei sind und durch den nächstgelegenen Grenzkorridor geführt werden. Darüber hinaus liegen nach dem alten Regime noch unbedingte Netzanschlusszusagen vor. Als Folge aus diesen Zusagen hat der ÜNB systemgetreu Investitionen angestoßen, diese Planungen wurden übernommen. Die Systeme aus den Clustern 8 („BorWin3“), 2 („DoWin3“) und 6 („BorWin4“) sind entsprechend des von der BNetzA bestätigten O-NEP 2013 zwingend auf den Grenzkorridor I (Ems) zu führen. Die Systeme „DoWin3“ und „BorWin3“ sind vom Übertragungsnetzbetreiber zudem bereits vergeben worden.

Von den 26 erforderlichen Trassen für Seekabelsysteme sind sechs nach Schleswig-Holstein (Grenzkorridor IV, Büsum) vorgesehen, 20 Trassen führen nach Niedersachsen (Grenzkorridore I bis III, Ems, Norderney, Europipe 2).

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 FFH-Gebiet Borkum Riffgrund sowie die noch zu genehmigenden Systeme „BorWin3“ aus Cluster 8, „BorWin4“ aus Cluster 6 und „DoWin3“ aus Cluster 2. Durch die nicht rechtwinklige Kreuzung des Vorranggebietes Schifffahrt Nr. 3 wird die Trassenlänge im Vorranggebiet um ca. 2 km gegenüber der rechtwinkligen Kreuzung verkürzt. Innerhalb des Cluster 2 verläuft das Kabel parallel zu „DoWin1“ und dann parallel zu „Norpipeline“ und dem südlichen Rand des Clusters 3 und erneut zu „DoWin1“ zu Grenzkorridor II, wobei das Datenkabel „SeaMeWe 3“ gekreuzt wird.

In Cluster 2 sind zwei Gleichstrom-Systeme und ein Drehstrom-System vorgesehen. „Alpha ventus“ (Drehstrom-System mit 60 MW) und „DoWin1“ mit 800 MW befinden sich im Bau bzw. im Probebetrieb. Beide Systeme werden entsprechend ihrer Genehmigungen zum Norderney-Korridor geführt. Zudem wird in diesem Cluster ein weiteres Netzanschlusssystem in direkter Nachbarschaft zu „DoWin alpha“ geplant. Die Anbindung dieses Systems „DoWin3“ soll über Grenzkorridor I erfolgen. Der Küstenmeerabschnitt des Kabels „DoWin3“ ist bereits planfestgestellt. Dies führt zu einer Kreuzung mit dem System aus Cluster 1 und einer Kreuzung mit dem Datenkabel „SeaMeWe 3“.

Aufgrund der Leistung der anzuschließenden Windparks ist in Cluster 3 davon auszugehen, dass hier drei Netzanschlussssysteme erforderlich sind. Davon wurde das erste System „DoWin2“ (900 MW) mit Netzanschluss über Norderney bereits planfestgestellt. Aufgrund der Ausrichtung der ersten Plattform „DoWin beta“ können die weiteren Plattformen nur westlich dieser Plattform errichtet werden. Da aufgrund zahlreicher Wechsel der Netzverknüpfungspunkte derzeit nicht abgeschätzt werden kann welcher Grenzkorridor verwendet wird, wird das zweite System in diesem Cluster zu Grenzkorridor II und III sowie das dritte System zu Grenzkorridor III geplant. Hierbei sind Kreuzungen untereinander nicht vermeidbar. Das System „DoWin2“ kreuzt die Systeme „alpha ventus“ und „DoWin1“ sowie das Datenkabel „SeaMeWe 3“. Das zweite System aus diesem Cluster kreuzt bei Führung zu Grenzkorridor II die vorhandenen Systeme „DoWin2“, „BorWin1“ und „BorWin2“ sowie das Datenkabel „SeaMeWe 3“. Das dritte System kreuzt auf dem Weg zu Grenzkorridor III die beiden anderen Systeme aus diesem Cluster, „BorWin1“ und „BorWin2“, das Datenkabel „TAT 14N“ sowie die Rohrleitungen „Europipe 1“ und „Europipe 2“. Bei einer Führung durch Grenzkorridor II verläuft das dritte System parallel zu dem zweiten System aus Cluster 3.

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

In Cluster 5 sind im BFO-N zwei System vorgesehen. Das System „SylWin1“ mit 864 MW ist errichtet und befindet sich derzeit im Probetrieb. Das Kabel verläuft durch das FFH-Gebiet „Sylter Außenriff“ und kreuzt das Datenkabel „Atlantic Crossing 2“. Das zweite Kabel in Cluster 5 verläuft parallel zu dem bereits im Bau befindlichen Kabel. Auch diese beiden Systeme kreuzen sich untereinander, da der Verlauf im Küstenmeer bereits durch die verlegten Kabel vorgegeben ist. Die Systeme aus Cluster 5 werden im Küstenmeer ab dem Grenzkorridor IV parallel mit den Systemen aus Cluster 4 geführt.

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 und kreuzen auf diesem Weg das Stromkabel „NorNed“, die Rohrleitung „Norpipe“ sowie die Datenkabel „Atlantic Crossing 2“ und „SeaMeWe 3“. Das dritte System in Cluster 6 beginnt ca. 6 km südlich der beiden genehmigten Systeme. Dieses System quert das Vorbehaltsgebiet Schifffahrt Nr. 12 rechtwinklig und führt dann parallel zu „BorWin1“ zur „Norpipe“, wobei das Stromkabel „NorNed“ gekreuzt wird. Von der südöstlichen Ecke des Cluster 7 führt das Kabel parallel zu „BorWin3“ (Cluster 8) am westlichen Rand des Clusters 2 zu Grenzkorridor I. Da sich der im Bau befindliche Windpark „Trianel Windpark Borkum“ nur 500 m entfernt vom Vorranggebiet Schifffahrt befindet, werden im Bereich des Clusters 2 die Systeme am Rand des Vorranggebietes Schifffahrt Nr. 3 verlegt. Das Kabel „BorWin4“ aus Cluster 6 liegt dabei max. 380m von der östlichen Kante des Vorranggebietes entfernt im Vorranggebiet. Im Vorranggebiet Schifffahrt Nr. 3 wird die Anbindungsleitung des Clusters 1 sowie im FFH-Gebiet „Borkum Riffgrund“ im Vorbehaltsgebiet Schifffahrt Nr. 1 das Datenkabel „SeaMeWe 3“ gekreuzt. Auch „BorWin4“ ist im Küstenmeer bereits planfestgestellt.

Für Cluster 7 sind im BFO-N zwei Netzanschlussysteme vorgesehen. Beide Systeme kreuzen parallel zu „BorWin2“ den Interkonnektor „NorNed“ und die Rohrleitung „Norpipe“. Ein System wird danach parallel zur „Norpipe“ zu Cluster 3 und von dort zu Grenzkorridor II geführt. Hierbei werden die Systeme „BorWin3“ aus Cluster 8, „DoWin1“, „alpha ventus“, „DoWin2“, „BorWin1“ und „BorWin2“ sowie das Datenkabel „SeaMeWe 3“ gekreuzt. Alternativ hierzu sieht der Übertragungsnetzbetreiber die Parallelführung mit „BorWin2“ und der „Europipe 1“ vor, diese Trasse ist als Verbindung untereinander zwischen den Clustern 7 und 3 reserviert. Das zweite System wird zuerst parallel zu „BorWin2“, dann parallel zur „Europipe 1“ verlegt und verläuft dann zwischen den Windparks durch Cluster 3 zu Grenzkorridor III. Hierbei werden die drei Systeme aus dem Clustern 9 und 10 und „BorWin3“ sowie das Datenkabel „TAT 14N“ und die Rohrleitungen „Europipe 1“ und „Europipe 2“ gekreuzt. Innerhalb von Cluster 3 können die im vorangegangenen Kapitel genannten Mindestabstände zu den Windenergieanlagen und zum südlichen Vorbehaltsgebiet Schifffahrt Nr. 2 nicht eingehalten werden.

In Cluster 8 ist das System „BorWin3“ vorgesehen. Hier wurde, wie oben erläutert, die Planung des Übertragungsnetzbetreibers übernommen. Das Kabel kreuzt die Rohrleitungen „Europipe 1“ und „Norpipe“, das System zur Anbindung von Cluster 1 und das Datenkabel „SeaMeWe 3“ auf dem Weg zu Grenzkorridor I. Ab der Rohrleitung „Norpipe“ verläuft das System parallel zum bereits beschriebenen System „BorWin4“ aus Cluster 6. Für den Bereich westlich des Clusters 2 gelten die entsprechenden Ausführungen zu den Abständen ebenso. Auch „BorWin3“ ist im Küstenmeer bereits planfestgestellt.

Für Cluster 9 sind ebenfalls 2 Systeme vorgesehen. Diese verlaufen nach der Kreuzung der „Norpipe“ parallel zueinander und zur „Norpipe“ zu Grenzkorridor II. Auf dem Weg werden die Anbindungsleitungen des Windparks „Global Tech 1“, das Datenkabel „Atlantic Crossing 2“, „NorNed“, „BorWin2“, „BorWin1“, „BorWin3“, „alpha ventus“ und „DoWin1“ gekreuzt. Südlich von Cluster 3 müssen zudem alle dort bereits installierten Leitungen und das Datenkabel „SeaMeWe 3“ gekreuzt werden.

Für Cluster 10 werden vorsorglich zwei Varianten für die Anbindung räumlich gesichert, da derzeit noch nicht absehbar ist, ob Grenzkorridor II oder Grenzkorridor III für die Ableitung zum voraussichtlichen Netzverknüpfungspunkt Cloppenburg genutzt wird. Variante 1 verläuft vollständig parallel zu den Systemen für Cluster 9. Zu den oben genannten Kreuzungen kommt die Kreuzung der „Europipe 1“ hinzu. Die zweite Variante verläuft nach der Kreuzung mit der „Europipe 1“ parallel zu dieser und anschließend parallel zur Anbindung des Clusters 7 zu Grenzkorridor III. Gegenüber des Systems zu Cluster 7 werden zusätzlich die AC-Leitungen zur Anbindung des Windparks „Global Tech 1“, „NorNed“ und das Datenkabel „Atlantic Crossing 2“ gekreuzt. Der Übertragungsnetzbetreiber sieht als zusätzliche Varianten die Führung durch Cluster 3 mit Rückführung zu Grenzkorridor II und eine Parallelführung zu „Europipe 1“ auf der Trasse der Verbindung untereinander der Cluster 7 und 3 vor.

Zum Anschluss der Cluster 11 und 12 sind jeweils 2 Systeme vorgesehen, die größtenteils gebündelt verlaufen. Beide Trassen verlassen auf kürzestem Weg das Cluster und verlaufen anschließend am Clusterrand bis zur südlichen Ecke des Clusters 11. Hierbei kreuzen die Systeme aus Cluster 12 „NorNed“. Anschließend führen beide Systeme parallel zu Schifffahrtsroute 4 bis zur „Europipe 2“, wobei die Datenkabel „TAT 14N“ und „Atlantic Crossing 2“ gekreuzt werden. Bis zum Vorbehaltsgebiet Schifffahrt nördlich des VTG „German Bight Western Approach“ verlaufen die Systeme auf der westlichen Seite der „Europipe 2“ und kreuzen dort auf die östliche Seite. Anschließend verlaufen alle Systeme parallel zu Grenzkorridor III. Eine vollständige Parallelführung der Systeme aus den Clustern 11 und 12 mit dem grenzüberschreitenden System „NorGer“ würde die späteren Entwicklungsmöglichkeiten stark einschränken und zudem zu längeren Trassen führen; diese Planung konnte derzeit entsprechend nicht berücksichtigt werden.

Die Trassen zur Anbindung des Clusters 13 umgehen im nordwestlichen Bereich das FFH-Gebiet und verlaufen dann südlich des genehmigten Windparks „Nördlicher Grund“ in Richtung der Konverterstandorte „SylWin alpha“ und „SylWin beta“. Anschließend verlaufen die Systeme parallel zu den Systemen aus Cluster 5. Durch die vorgegebene Lage des Kabels „SylWin1“ kreuzen die beiden Systeme aus Cluster 13 die Rohrleitung „Europipe 2“ und die Datenkabel „TAT 14N“ und „Atlantic Crossing 2“ sowie entweder die zwei Kabel aus Cluster 5 oder die beiden Systeme aus Cluster 4, bevor alle diese Trassen parallel zu Grenzkorridor IV (Büsum) führen. Ob die HelWin-Trassen aus Cluster 4 oder die SylWin-Trassen als Cluster 5 gekreuzt werden, hängt von der Lage im Küstenmeer ab.

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 Kabel untereinander möglichst vermieden werden. Es ist jedoch bisher nicht abschließend geklärt, ob es technisch möglich ist, Kabel zwischen bereits liegende Kabel in gemäß Planungsgrundsätzen minimal 300 m breiten Korridoren zu verlegen. Sollte dies nicht möglich sein, wird die Reihenfolge der Kabel bei Parallellage durch den Zeitpunkt der Errichtung bestimmt, so dass zahlreiche weitere Kreuzungen entstehen können. Zudem bestimmt die zeitliche Entwicklung der Kabel 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 jedoch nicht im BFO sondern im NEP bzw. O-NEP. Auf entsprechende Änderungen kann bei der Fortschreibung bzw. im Einzelverfahren reagiert werden.

### 5.3.4 Kartographische Darstellung

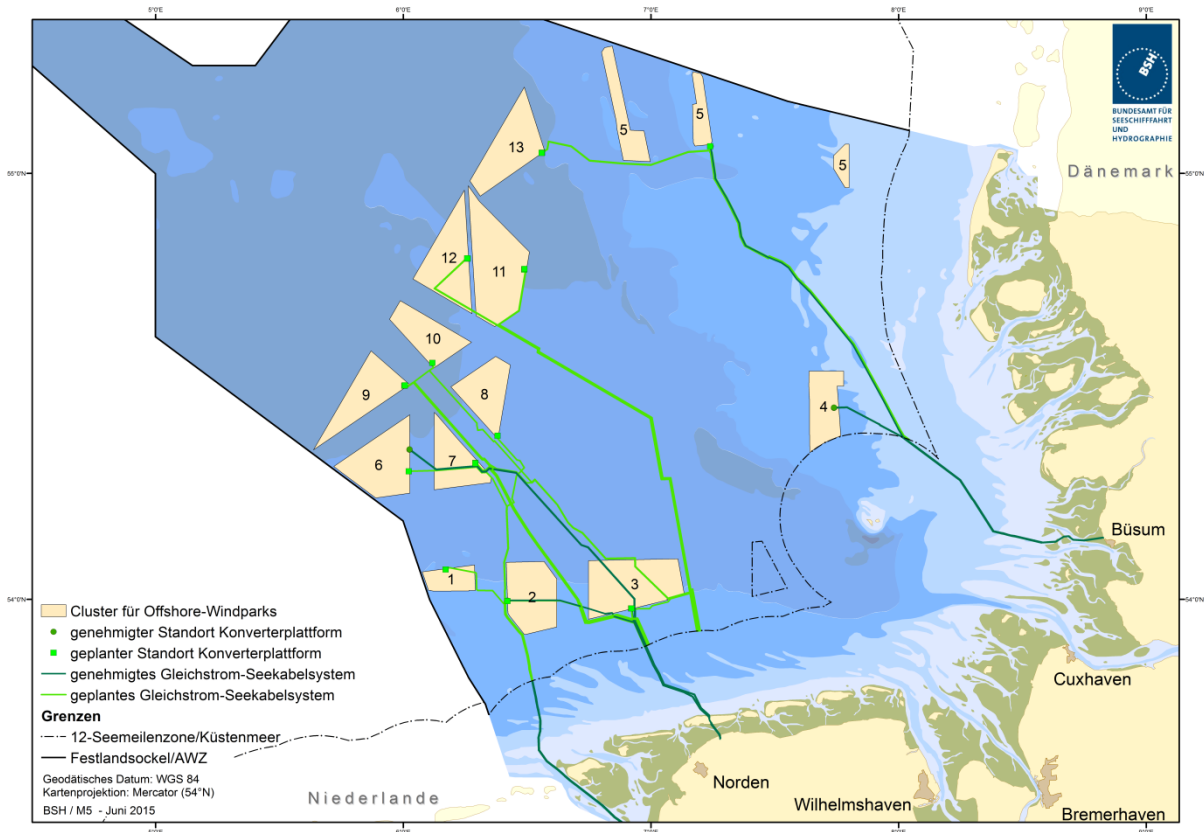


Abbildung 3: Korridore für Gleichstrom-Seekabelsysteme

## 5.4 Drehstrom-Seekabelsysteme zur Verbindung der Konverterplattformen mit Umspannwerken der Offshore-Windparks

Unter einem **Drehstrom-Seekabelsystem** im Sinne dieses Plans ist ein **Unterwasserkabelsystem** zu verstehen, das die in den **Offshore-Windenergieanlagen** produzierte und im **Umspannwerk 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 Kabel zusammengefasst werden.

### 5.4.1 Standardisierte Technikvorgaben

#### Zusammenfassung

- Übertragungsspannung 155 kV

#### 5.4.1.1 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 5.1.1.5 verwiesen.

## 5.4.2 Planungsgrundsätze

### 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, Schifffahrtsrouten 300 m Abstand)
- Kreuzungen vermeiden, wenn zwingend erforderlich, dann möglichst rechtwinklig; Abstand zwischen Wendepunkten 250 m
- Länge des Drehstrom-Kabelsystems zur Anbindung des Umspannwerke 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 und 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 Konverterplattform mit dem Umspannwerk 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.

### 5.4.2.3 Berücksichtigung bestehender und genehmigter Nutzungen

Bei der Wahl der Streckenführung von Drehstrom-Seekabelsystemen zur Verbindung der Konverterplattform mit dem Umspannwerk soll **Rücksicht auf bestehende und genehmigte Nutzungen und Nutzungsrechte sowie auf die Belange der Schifffahrt 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 dem Umspannwerk 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.

#### 5.4.2.4 Kreuzungen

**Kreuzungen von Drehstrom-Seekabelsystemen zur Verbindung der Konverterplattform mit dem Umspannwerk 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  $45^\circ$  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 Umspannwerk 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 Umspannwerk sollte möglichst 20 km nicht überschreiten.**

Die Längen der Drehstrom-Seekabelsysteme zur Verbindung der Konverterplattform mit dem Umspannwerk 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 dem Umspannwerk (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 dem Umspannwerk 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 Umspannwerk 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 dem Umspannwerk 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 zur Gewährleistung einer dauerhaft effizienten Nutzung errichteter Netzanbindungskapazitäten erforderlich ist und etwaig auftretende Nutzungskonflikte gelöst werden können bzw. die Umsetzung gesetzlicher Anforderungen dies erfordern. Die Grundzüge der Planung sollen bestehen bleiben.



#### **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, 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 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 dem Umspannwerk 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 dem Umspannwerk 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 dem Umspannwerk bisher nicht bekannte im Meeresboden befindliche Kulturgüter aufgefunden werden, sollen 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 Standortwahl sollen bekannte Fundstellen von Kampfmitteln vermieden 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 dem Umspannwerk 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 Umspannwerken der Offshore-Windparks dargestellt. Darüber hinaus werden die im Rahmen von abgestimmten Clusterkonzepten eingereichten Trassen mit aufgenommen.

Eine Darstellung aller Drehstrom-Seekabelsysteme zur Verbindung der Konverterplattformen mit den jeweiligen Umspannwerken ist derzeit nicht in allen Clustern möglich, da teilweise die Standorte der Umspannwerke noch nicht mit der erforderlichen Präzision festgelegt werden können.

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 Umspannwerke 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 „DoWin alpha“ wurden die Drehstromsysteme zu den Windparks „Trianel Windpark Borkum“, „MEG Offshore 1“ und „Borkum Riffgrund“ festgelegt. Die Anbindung des Windparks „Borkum Riffgrund 2“ ist an den zweiten Konverter in diesem Cluster („DoWin gamma“) vorgesehen. Die entsprechende Trasse ist bereits zwischen dem ÜNB und dem Windparkbetreiber abgestimmt.

Mit der Planfeststellung von „DoWin beta“ wurden in Cluster 3 fast alle erforderlichen AC-Trassen mit festgelegt. Die Trasse zum Windpark „Delta Nordsee“ wurde im Planfeststellungsverfahren mit eingebracht, jedoch nicht planfestgestellt. Diese Trasse wird als geplante Trasse mit in den BFO-N übernommen. Da derzeit nicht absehbar ist, welcher

Windpark an die Plattform „DolWin beta“ angeschlossen wird und wie sich die weiteren Anbindungen auf die übrigen zwei Plattformen im Cluster verteilen, werden vorerst alle Trassen zum ersten 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 Convertern „HelWin alpha“ und „HelWin beta“ alle im Cluster erforderlichen Drehstrom-Trassen bereits genehmigt. An die Plattform „HelWin alpha“ werden die Windparks „Meerwind“ und „Nordsee Ost“ angeschlossen, an „HelWin beta“ der Windpark „Amrumbank West“ und ein weiterer Windpark in Cluster 4.

Die Windparks „Sandbank“ und „DanTysk“ und „Butendiek“ in Cluster 5 werden, entsprechend der Genehmigungen, an „SylWin alpha“ angeschlossen. In Cluster 5 fehlt somit nur die Anbindung des Windparks „Nördlicher Grund“ an die zweite Plattform in diesem Cluster, „SylWin beta“. Hier wird 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 1“ und „Veja Mate“ angeschlossen<sup>14</sup>. Da für die beiden weiteren Windparks im Cluster trotz durchgeführter Clustergespräche bisher keine Trassen festgelegt werden konnten, bleiben hier die Flächen für die Drehstromtrassen erhalten.

Für Cluster 10 wurde die im Rahmen der Windparkgenehmigung „Kaikas“ festgelegte Trasse mit aufgenommen. Für die weiteren Windparks in diesem Cluster konnten noch keine Trassen festgelegt werden.

Für weitere Cluster wurden Vorschläge für die Festlegung der Trassen zwischen Umspannwerk der Windparks und der Konverterplattform eingereicht. Jedoch waren diese nicht mit dem gesamten Cluster und dem Netzbetreiber abgestimmt. Grundsätzlich gilt, dass die Planungsgrundsätze des BFO-N im Rahmen der Planfeststellungs- bzw. Plangenehmigungsverfahren bzw. Genehmigungsverfahren einzuhalten sind. Können Planungsgrundsätze im Einzelfall ausnahmsweise nicht eingehalten werden, ist im Rahmen der Einzelzulassungsverfahren eine nachvollziehbare Begründung einzureichen, die im Verfahren unter Beteiligung (potentiell) Betroffener geprüft werden.

---

<sup>14</sup> Laut der vorläufigen Prüfungsergebnisse der Bundesnetzagentur zum O-NEP 2014, führt die Bundesnetzagentur derzeit ein Verfahren zur Kapazitätsverlagerung eines OWP in Cluster 8 durch. Gegenstand des Verfahrens ist die Verlagerung von Anbindungskapazität von der Anbindungsleitung BorWin2 auf die Anbindungsleitung BorWin3. Hierdurch würde Kapazität auf BorWin2 frei, die durch einen anderen OWP in Cluster 6 genutzt werden könnte, für den bislang das Anbindungssystem BorWin4 vorgesehen ist. Etwaige Entscheidungen zur Verlagerung bzw. Kapazitätszuweisung werden im Rahmen zukünftiger Fortschreibungen dieses Plans berücksichtigt.

### 5.4.4 Kartographische Darstellung

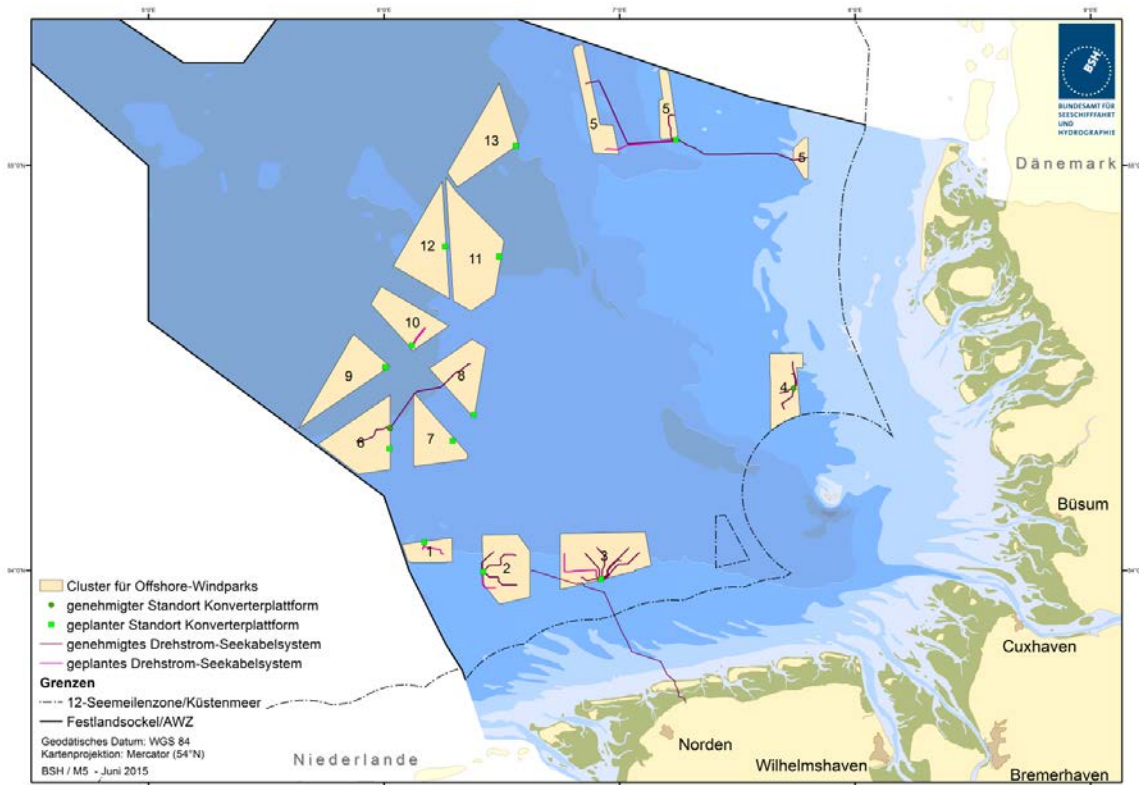


Abbildung 4: Korridore und Flächen für Drehstrom-Seekabelsysteme

### 5.5 Kartographische Darstellung der Anbindungsleitungen

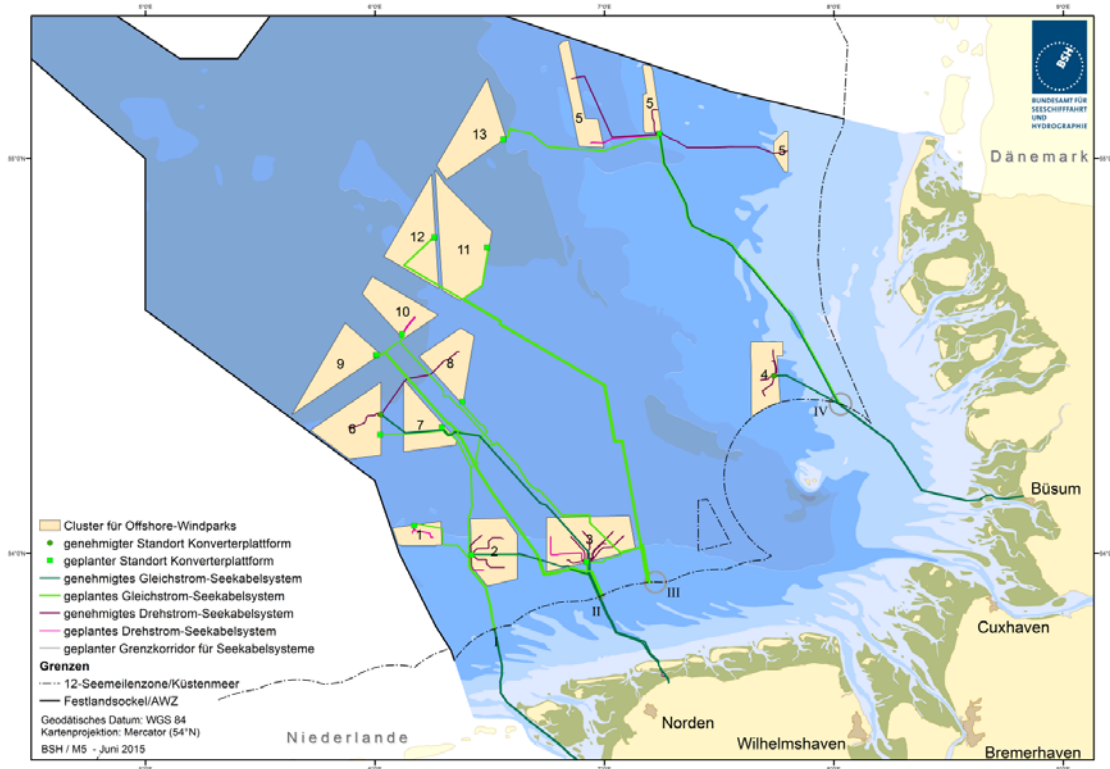


Abbildung 5: Zusammenfassende Darstellung Anbindungsleitung

## 6 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 Netzanschlussysteme für Offshore-Windparks, einfügen.

Dementsprechend werden in diesem Plan die beim BSH derzeit anhängigen Anträge für grenzüberschreitende Stromleitungen dargestellt. Konkret bedeutet dies, dass Anträge für die Projekte „NorGer“ und „COBRA“, in leicht angepasster Form – entsprechend der festgelegten Regelvorgaben und Planungsgrundsätze – in den Plan aufgenommen werden. Zusätzlich wird eine Alternativtrasse für „COBRA“ vorgesehen.

Im Netzentwicklungsplan hat die BNetzA das Projekt „Nord.Link“ bestätigt. Als angestrebtes Inbetriebnahmejahr wird 2021 angegeben. „Nord.Link“ wird durch die EU-Kommission als „Project of Common Interest“ (PCI) geführt, dem gemeinschaftsweite Bedeutung beigemessen wird. Die notwendigen Genehmigungen für das Vorhaben „Nord.Link“ im Bereich der deutschen AWZ liegen vor. Das Kabel wurde ebenfalls im Zuständigkeitsbereich von Schleswig-Holstein planfestgestellt.

Die Projekte „NorGer“ und „COBRA“ werden im NEP nicht berücksichtigt. Jedoch wurde das Projekt „COBRA“ als PCI eingestuft.

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 2014) 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. Allerdings werden diesen keine konkreten Räume zugeordnet.

Zukünftige zusätzlich geplante Projekte, deren konkrete Trassenverläufe noch nicht bekannt sind, können im Rahmen der Konsultationen zukünftiger Fortschreibungen 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 4.2.2).

#### 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 Fortschreibung des BFO-N 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 Kabel in ein vermaschtes Offshore-Netz sind jedoch noch technische, aber auch regulatorische Fragestellungen zu klären. Diese werden bereits im Rahmen der EU-Nordsee-Netz-Initiative (North Seas Countries' Offshore Grid Initiative – NSCOGI) sowie von Forschungsprojekten diskutiert. Die Ergebnisse dieser Initiativen sowie eigener Ermittlungen werden in die Fortschreibungen dieses Plans einfließen.

Mit einer Einbindung der grenzüberschreitenden Kabel 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 und 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 bereits genehmigten Offshore-Windparks der Cluster 1, 2 und 3. Diese genießen aufgrund des genehmigten und regelmäßig fortgeschrittenen 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 Kabel 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 Kabel 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 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, 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 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, sollen 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 Standortwahl sollen bekannte Fundstellen von Kampfmitteln vermieden 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 Kabel 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. Dies sind unter Zugrundelegung der unter Kapitel 4.3 angenommenen Leistung von ca. 20 GW bis 2030 voraussichtlich insgesamt 20 Seekabelsysteme in Richtung der niedersächsischen Küste und sechs Kabelsysteme in Richtung der schleswig-holsteinischen Küste.

Die Lage der Grenzkorridore am Übergang zum Küstenmeer in Richtung Niedersachsen ergibt sich aus den bereits genehmigten bzw. planungsrechtlich verfestigten Windparkplanungen im Bereich zwischen den beiden Verkehrstrennungsgebieten „German Bight Western Approach“ und „Terschelling German Bight“.

Bei der Dimensionierung der Grenzkorridore in Richtung Niedersachsen wurden im Grenzkorridor I (Ems) das grenzüberschreitende Kabel „COBRA“ und in Grenzkorridor III (Europipe 2) das Kabel „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 Kabel „Nord.Link“ berücksichtigt.

Die an der äußeren Grenze der AWZ vorgesehenen Grenzkorridore V bis XVI 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. Diese 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. Der Grenzkorridor XVI wurde zusammen mit dem Konverter in Cluster 1 an den nördlichen Rand des Clusters verschoben. Dieser ermöglicht eine Verbindung mit den westlich Cluster 1 liegenden genehmigten niederländischen Windparks.

Eine Abstimmung dieser Grenzkorridore V bis XVI für grenzüberschreitende Seekabelsysteme mit den Anrainerstaaten soll im Rahmen dieses Plans oder den jeweiligen Genehmigungsverfahren erfolgen.

### 6.3.2 Trassen für grenzüberschreitende Seekabelsysteme

Die genehmigte Trasse von „Nord.Link“ sowie die bekannten Planungen „NorGer“, und „COBRA“ werden im BFO-N ausschließlich dargestellt. Die Trassen der Planungen werden

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 FFH-Gebiet „Sylter Außenriff“ im Abstand von 500 m parallel zur „Europipe 2“. Dort knickt es nach Nordwesten ab und verläuft parallel zum FFH-Gebiet „Sylter Außenriff“ 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“ und „TAT 14N“ gekreuzt.

Das genehmigte grenzüberschreitende Seekabelsystem „Nord.Link“ verläuft von Grenzkorridor IV in nördlicher Richtung durch das komplette FFH-Gebiet „Sylter Außenriff“ zu Grenzkorridor VI und kreuzt die Datenkabel „Atlantic Crossing 2“ und „Atlantic Crossing 1A“.

Für das beantragte grenzüberschreitende Seekabelsystem „COBRA“ sind verschiedene Trassenverläufe über die komplette Trasse einschließlich der Bereiche im Küstenmeer bzw. den dänischen Gewässern beim BSH eingereicht worden. Die hier dargestellte angepasste Antragstrasse des Vorhabenträgers beginnt westlich der drei Gleichstrom-Seekabelsysteme in Grenzkorridor I. Von dort verläuft das Seekabelsystem bis zur „Europipe 1“ parallel zu dem Gleichstrom-Seekabelsystem aus Cluster 8 („BorWin3“). Die Trasse liegt innerhalb des Schifffahrt-Vorranggebietes 3. Auf diesem Abschnitt wird das Kabel entsprechend den Planungen des Vorhabenträgers wie ein System des zuständigen ÜNB behandelt. Die Abstände zu den benachbarten Kabeln werden entsprechend von 500 m auf 100 bzw. 200 m verringert. Nach der Kreuzung mit den Rohrleitungen „Norpipe“ und „Europipe 1“ verläuft das geplante grenzüberschreitende Seekabelsystem 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 das FFH-Gebiet „Sylter Außenriff“. Innerhalb der AWZ werden zudem die Datenkabel „SeaMeWe 3“, „Atlantic Crossing 2“, „TAT 14N“ und „Atlantic Crossing 1A“ gekreuzt. Der eingereichten Vorzugstrasse entsprechend führt das System an der Grenze zu den dänischen Gewässern durch den Grenzkorridor V. Die Abschnitte außerhalb der deutschen AWZ der Nordsee werden in der derzeit beantragten Form nachrichtlich mit dargestellt.

Als Alternativen zu dem beschriebenen „COBRA“-Kabel wurden vorsorglich Seekabeltrassen parallel zu den Schifffahrtsrouten 6 und 10 geprüft. Da die Trasse entlang Schifffahrtsroute 6 aber in großen Bereichen auch durch das FFH-Gebiet „Sylter Außenriff“ und zudem durch § 30-Biotop-Verdachtsflächen führt, kommt diese Trasse im Bereich des FFH-Gebiets derzeit als Alternative nicht ernsthaft in Betracht. Da die Route jedoch aus planerischer Sicht im westlichen Bereich als Alternative zur „COBRA“-Vorzugstrasse angesehen wird, wird die ggf. erforderliche Fläche in diesem Bereich über die Verlängerung und Änderung vom 15. Juni 2015 der Veränderungssperre vom 15. Juni 2012 weiterhin räumlich gesichert. Die zweite Alternative zum „COBRA“-Kabel verläuft parallel zu Schifffahrtsroute 10. Diese Trasse ist sowohl aus planerischer als auch aus naturschutzfachlicher Sicht als Alternative zu „COBRA“ zu prüfen und ist als Alternativtrasse im BFO-N dargestellt. Diese Trasse käme auch für weitere Interkonnektoren-Planungen von den Niederlanden Richtung Dänemark oder Norwegen in Betracht.

## 6.4 Kartographische Darstellung

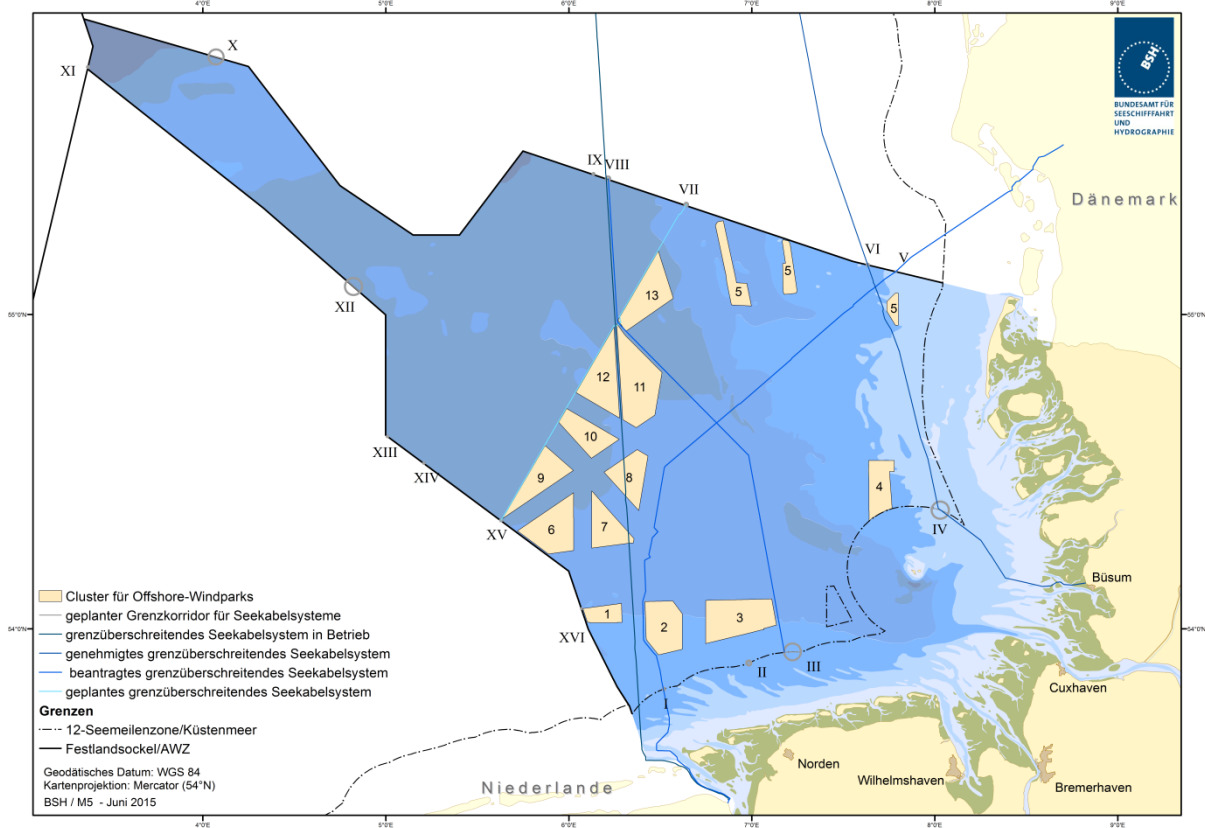


Abbildung 6: Darstellungen der grenzüberschreitenden Seekabelsysteme

## 7 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 dem Umspannwerk 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 5.1.1.5 beschrieben, auf ca. 200 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 5.1.1.5 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 Gleichstromverbindungen 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 Fortschreibung des Plans 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 Fortschreibung des Plans 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-Seekabelsysteme 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 und 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 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.

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  $45^\circ$  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, 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 Biotop**e nach § 30 BNatSchG oder entsprechende Strukturen sind möglichst zu umgehen.

Die Vorgaben des § 45 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, sollen 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 Standortwahl sollen bekannte Fundstellen von Kampfmitteln vermieden 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 werden. Für Verbindungen mittels Drehstrom werden aufgrund der relativ geringeren Leistung je Kabelsystem Korridore für jeweils zwei Systeme, für Verbindungen mittels Gleichstrom Korridore für ein Kabel 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 Fortschreibung 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 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.

#### **Verbindungen Untereinander bis 20 km Länge (zwei parallele Systeme)**

Eine Verbindung der bereits genehmigten Konverterplattformen „BorWin alpha“ und „BorWin beta“ mit der dritten in diesem Cluster erforderlichen Plattform dient der Systemsicherheit, da die zugehörigen Gleichstrom-Seekabelsysteme über unterschiedliche Trassen an Land geführt werden. Die bestehenden Plattformen „BorWin alpha“ und „BorWin beta“ werden über die Norderney-Trasse (Grenzkorridor III) geführt, die dritte Plattform über den Grenzkorridor I (Ems-Korridor). Die Trasse zwischen diesen Plattformen ist ca. 6 km lang.

Auch die Verbindung zwischen Cluster 6 und 7 wird von den beiden bereits genehmigten Plattformen „BorWin alpha“ und „BorWin beta“ aus vorgesehen. Durch diese 20 km lange, parallel zu den Anbindungsleitungen „BorWin1“ und „BorWin2“ verlaufende Trasse kann eine Teilredundanz erzeugt werden, da die Korridore über verschiedene Gleichstrom-Seekabelsysteme und Grenzkorridore an Land geführt werden. Gleiches gilt auch für die ca. 17 km lange Trasse zwischen den Clustern 6 und 9, die die entsprechenden Plattformen auf direktem Weg verbindet.

Die Plattformen der Cluster 7 und 8 sowie die der Cluster 9 und 10 können jeweils direkt miteinander verbunden werden. Diese ca. 10 km langen Verbindungen kreuzen die Rohrleitungen „Norpipe“ und „Europipe 1“.

Bei den nur durch das grenzüberschreitende Stromkabel „NorNed“ getrennten Clustern 11 und 12 ist eine Verbindung auf möglichst direktem Weg durch Cluster 11 möglich. Diese Verbindung ist ca. 17 km lang.

### **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 beantragte System „COBRA“ und die Gleichstrom-Seekabelsysteme aus Cluster 6 und 8 gekreuzt.

Es wird eine Trasse festgelegt, die die geplante dritte Plattform in Cluster 6 („BorWin delta“) mit der Plattform in Cluster 1 verbindet. In Cluster 6 liegt der Korridor 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. 30 km lang. Da die Plattformen über unterschiedliche Trassen angebunden werden, dient dies zusätzlich der Systemsicherheit.

Als Fortführung der Verbindung der Konverterplattformen in Cluster 6 und 7 sowie 7 und 8 wird eine das Cluster 8 mit Cluster 11 verbindende Trasse vorgehalten. Diese ca. 45 km lange Verbindung verläuft westlich parallel zur Schifffahrtsroute 5.

Bei der Verbindung der Cluster 8 und 10 werden zwei alternative Trassen gesichert. Die ca. 42 km lange Trasse verläuft vom Standort der Konverterplattform des Clusters 10 in nordöstlicher Richtung parallel zwischen Schifffahrtsroute 6 und dem genehmigten Windpark „Kaikas“, kreuzt das grenzüberschreitende Seekabel-System „NorNed“ sowie die Schifffahrtsroute parallel zu Schifffahrtsroute 4 und führt anschließend parallel zu Schifffahrtsroute 5 nach Süden zur Konverterplattform des Clusters 8. Die ca. 28 km lange Alternativtrasse kreuzt die Rohrleitung „Europipe 1“, verläuft dann südlich parallel zur Rohrleitung und kreuzt diese dann erneut zur Anbindung an den Plattformstandort.

Die ca. 35 km lange vorgehaltene Trasse zur Verbindung der Cluster 10 und 12 verläuft in Cluster 10 zwischen dem genehmigten Windpark „Kaikas“, einem beantragten Projekt und dann parallel zu Schifffahrtsroute 4 in nordwestlicher Richtung. Anschließend wird die Route 4 gekreuzt und die Trasse verläuft in nordöstlicher Richtung zwischen den beantragten Windparks zum Konverterplattformstandort des Clusters 12.

Auch für die Cluster 5 und 13 wird eine Verbindung untereinander vorbereitet. Beide Cluster liegen am FFH-Gebiet „Sylter Außenriff“. Der Korridor für die Verbindung untereinander verläuft parallel zur Anbindungsleitung von Cluster 13 an der nördlichen Grenze des FFH-Gebiets „Sylter Außenriff“. Die Vorrang- und Vorbehaltsgebiete Schifffahrt sowie die Rohrleitung „Europipe 2“ werden, soweit möglich, rechtwinklig gekreuzt. Aufgrund der Führung nördlich des FFH-Gebiets, die eine Querung vermeidet, ergibt sich gegenüber einer Querung des FFH-Gebiets ein um ca. 3 km längerer Kabelkorridor, daher soll diese Trassierung im Einzelverfahren näher untersucht werden.

Des Weiteren werden Trassen zur Verbindung von Clustern untereinander gesichert, die über verschiedene Grenzkorridore an Netzverknüpfungspunkte in Schleswig-Holstein und Niedersachsen angebunden werden. Mit diesen Trassen wird die Möglichkeit eröffnet, über eine möglichst voneinander unabhängige Abführung eine zusätzliche Sicherheit für die Netzanbindung dieser Cluster zu erreichen – ohne zusätzliche Seekabelsysteme durch das Küstenmeer führen zu müssen.

Es werden mögliche Trassen zur Verbindung der Cluster 11 und 12 mit dem Cluster 13 festgelegt. Die Trasse zur Verbindung des Clusters 12 mit Cluster 13 führt vom Plattformstandort in nordwestlicher Richtung zur Schifffahrtsroute 10, zu der sie dann parallel bis zum grenzüberschreitenden Seekabel „NorNed“ verläuft. „NorNed“ wird rechtwinklig gekreuzt, ebenso das geplante grenzüberschreitende Seekabelsystem „NorGer“. Anschließend verläuft die Trasse parallel zum FFH-Gebiet „Sylter Außenriff“ zu den Plattformen des Clusters

13. Möglich wäre auch innerhalb des Clusters 12 eine Führung parallel zum grenzüberschreitenden Seekabelsystem „NorNed“.

Die Verbindung der Cluster 11 und 13, die im Entwurf das FFH-Gebiet „Sylter Außenriff“ auf dem kürzest möglichen Weg querte, wird der Stellungnahme der Abstimmungsbehörde BfN folgend vorsorglich um das Schutzgebiet herum geplant. Die Cluster werden durch eine etwa 44 km lange Trasse verbunden, die entlang der südöstlichen Seite von Cluster 13 und der nordöstlichen Seite von Cluster 11 parallel zum FFH-Gebiet „Sylter Außenriff“ verläuft. Da unter Querung des FFH-Gebiets eine kürzere Alternativroute möglich ist, soll im Einzelverfahren näher untersucht werden, welche Trasse umweltverträglicher ist. Das gilt insbesondere vor dem Hintergrund, dass Verbindungen untereinander mittelfristig möglicherweise als Gleichstrom-Verbindung mit nur einem Kabel umgesetzt werden können.

#### **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 bzw. planungsrechtlich verfestigten Windparks nicht mehr möglich. Diese Verbindung ist ca. 60 km lang.

Des Weiteren werden Trassen zur 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 den Clustern 8 und 11 vorgesehen. Die ca. 130 km lange Trasse zur möglichen Verbindung der Cluster 4 und 11 verläuft bis zur Schifffahrtsroute 2 (Verkehrstrennungsgebiet „German Bight Western Approach“) parallel zu dem beantragten grenzüberschreitenden Seekabelsystem „NorGer“ bzw. der Rohrleitung „Europipe 2“. Dort kreuzt es die Rohrleitung „Europipe 2“ und das Seekabelsystem „NorGer“ und verläuft in östlicher Richtung südlich der militärischen Übungsgebiete zu Cluster 4.

Die ca. 110 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 Schifffahrtsroute 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 parallel zu der Trasse zur Verbindung der Cluster 4 und 11.

## 7.4 Kartographische Darstellung

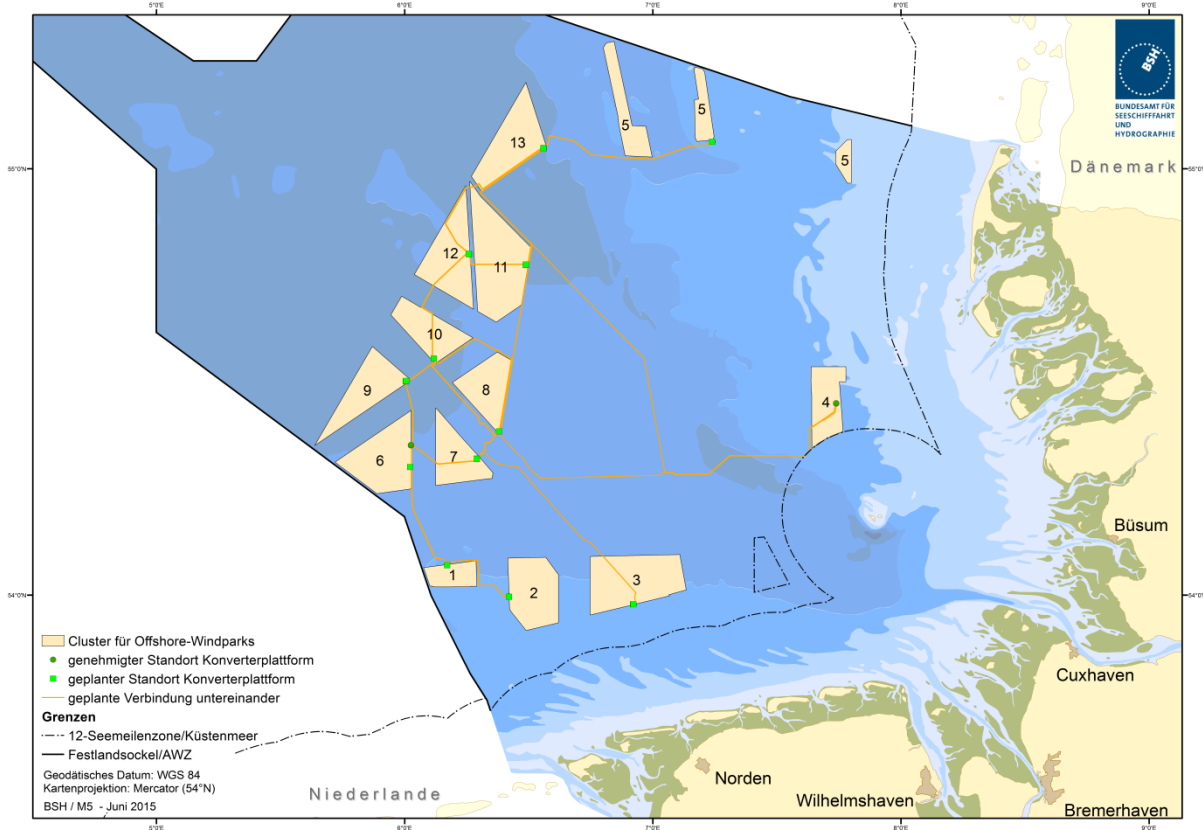


Abbildung 7: Darstellungen der Verbindungen untereinander

## **8 Wesentliche Änderungen und Ergänzungen gegenüber dem BFO-N 2012**

### Kapitel 1 bis 4: Cluster, Planungshorizonte, Abstimmung O-NEP und angenommene Leistung

Ein Schwerpunkt der Fortschreibung dieses Plans lag in der Abstimmung der Festlegungen des BFO-N mit den Maßnahmen des aktuellen Entwurfs des O-NEP 2014, welcher sich parallel in der Konsultation befand bzw. befindet.

Die Frage der zugrunde zu legenden Planungshorizonte des BFO wurde vor allem mit Einführung der weiteren Netzplanungsinstrumente für den Offshore-Bereich bereits im Erstaufstellungsverfahren des BFO im Jahr 2012 intensiv diskutiert.

Nach Durchführung der Konsultation der Fortschreibung des vorliegenden Plans erfolgen die Festlegungen dieses Plans unter Zugrundelegung eines Planungshorizonts von 20 – 30 Jahren. Der Planungshorizont orientiert sich dabei nicht mehr an der durch den Szenariorahmen vorgezeichneten 10- bzw. 20-Jahressperspektive des O-NEP, sondern 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.

Die angenommene Leistung aus Offshore-Windenergie wurde zum einen methodisch begründet und zum anderen anhand der derzeit vorliegenden Informationen aktualisiert.

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

Klarstellend wurde das Kapitel Anbindungskonzept eingefügt, in dem die standardisierten Technikvorgaben, die dieses Konzept beschreiben, gebündelt werden. Auf Grundlage der durchgeführten Ankerzugversuche wurde der Grundsatz „Verlegetiefe“ überarbeitet und in „Überdeckung“ umbenannt. Der Grundsatz legt nunmehr im Ergebnis die notwendige Mindestüberdeckung der Kabelsysteme auf durchgängig 1,50 m fest.

Analog zum BFO-O 2013 wurden die Anforderungen an die Schallminderung bei der Installation von Pfahlgründungen konkretisiert. Ebenfalls analog zum BFO-O 2013 wird ein eigener Planungsgrundsatz zur maximal zulässigen Sedimenterwärmung formuliert und begründet.

Wesentliche Änderungen im Hinblick auf die Trassenführung der Seekabel bzw. die Standorte der Konverterplattformen ergeben sich im Rahmen der Fortschreibung nicht. In Cluster 1 wurde der Standort der Konverterplattform vom bisherigen Standort an die nördliche Kante des Clusters verschoben. Für Cluster 10 wurde eine Alternativtrasse parallel zu den Trassen aus Cluster 9 zu Grenzkorridor II (Norderney) vorgeschlagen. Gleiches gilt auch für Cluster 3, dessen drittes Netzanbindungssystem entweder über Grenzkorridor II oder über Grenzkorridor III zu führen ist. Innerhalb des Grenzkorridors II (Norderney) war es aufgrund der Trassenführung im Küstenmeer erforderlich, alle neuen dort anlandenden Systeme von der westlichen Seite der bereits verlegten Systeme auf die östliche Seite umzuplanen. Zudem wurden weitere geringfügige Veränderungen an den Trassen vorgenommen, um zwingend erforderliche Kreuzungen zu entzerren.

Soweit inzwischen abgestimmte Clusterkonzepte vorliegen, wurden die entsprechenden AC-Trassen mit aufgenommen. Dies gilt auch für die genehmigten bzw. planfestgestellten Trassen.

Im Kapitel Räumliche Festlegung Gleichstromkabel wurde die Beschreibung in die Unterkapitel „Grenzkorridore“ und „Seekabelsysteme“ geteilt.

### Kapitel 6: Grenzüberschreitende Seekabelsysteme

Im Kapitel Räumliche Festlegung Gleichstromkabel wurde die Beschreibung in die Unterkapitel „Grenzkorridore“ und „Seekabelsysteme“ geteilt. Nach der Genehmigung des grenzüberschreitenden Seekabelsystems Nord.Link entfällt die vorgesehene Alternativtrasse.

## Kapitel 7: Verbindungen untereinander

Aufgrund der Verschiebung des Konverters in Cluster 1 ergeben sich kleinräumige Anpassungen der dort ankommenden Verbindungen untereinander.

## **9 Abwägung**

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Konsultation im Rahmen des Fortschreibungsverfahrens, einschließlich des Anhörungstermins am 16.12.2014, und die Berücksichtigung der rechtzeitig eingegangenen Stellungnahmen und Hinweise dargestellt.

### **9.1 Fortschreibungsverfahren**

Einige Konsultationsteilnehmer haben die Durchführung eines öffentlichen Anhörungstermins angeregt bzw. gefordert, da eine entsprechende gesetzliche Verpflichtung bestünde.

Unabhängig von der Frage, ob die Durchführung eines Anhörungstermins für das Fortschreibungsverfahren gesetzlich zwingend ist, kam das BSH dieser Anregung bzw. Forderung gerne nach und führte am 16.12.2014 einen Anhörungstermin zu den wesentlichen Änderungen im Rahmen des Fortschreibungsverfahrens durch.

### **9.2 Festlegung von Offshore-Anlagen für Sammelanbindungen**

#### **9.2.1 Planungshorizonte**

Einige Konsultationsteilnehmer tragen zum Planungshorizont bzw. zu dem im Entwurf der Fortschreibung in Bezug genommenen Sensitivitätsbericht 2014 der ÜNB vor, dass die mit der Darstellung der Sensitivität verbundenen Konsequenzen im BFO Nordsee eine wesentliche Neuerung darstelle. Der O-NEP 2014 und der BFO-N-Entwurf nutzten das Leitszenario B bis 2024 als Basis und Bewertungskriterium für die Ausbauziele der Bundesregierung, wohingegen der Sensitivitätsbericht der ÜNB auf dem Szenario A bis 2024 basiere. Diese Darstellung führe zu einer systematischen Unstimmigkeit bei der Inbezugnahme im BFO-N-Entwurf. Eine Betrachtung und Darstellung von Planungen unter Bezugnahme auf den Sensitivitätsbericht im auf dem Szenario B beruhenden BFO-N sei demnach verfehlt und solle entsprechend gestrichen werden. Unabhängig davon werde die im BFO-N-Entwurf gezogene Konsequenz aus diesem Sensitivitätsbericht in Hinblick auf das Verhältnis Zeitschiene – Netzanbindungsbedarf als rein nachrichtlich und nicht als konstitutiv verstanden. Dies ergebe sich aus dem Umstand, dass das BSH nicht zur Festlegung einer Verwirklichungsreihenfolge ermächtigt sei. Die räumliche Sicherung aller sich aus dem Szenario B ergebenden Netzanbindungssysteme bleibe geboten.

Einzelne Konsultationsteilnehmer vertreten die Auffassung § 17a EnWG enthalte – anders als § 17b EnWG – keine Verweise des BFO auf den O-NEP. Aus dieser Auslegung ergebe sich eindeutig, dass der O-NEP auf dem jeweiligen BFO aufbaue und dessen Festlegungen berücksichtigen müsse und nicht umgekehrt. Insoweit seien grundsätzlich alle Verweise auf den O-NEP und die Berücksichtigung von Netzanbindungssystemen des O-NEP gesetzlich nicht vorgesehen und unzulässig.

Andere Konsultationsteilnehmer sprechen sich demgegenüber explizit für die Darstellung einer Zehnjahresperspektive entsprechend des O-NEP aus bzw. begrüßen die entsprechende Berücksichtigung – einschließlich der Berücksichtigung des Sensitivitätsberichts. Mehrfach wird vorgebracht, die Ziele des EEG 2014 seien sowohl im Rahmen des O-NEP als auch im BFO-N einzubeziehen. Es solle ferner der Szenariorahmen 2015 einfließen.

Die Frage der im BFO zugrunde zu legenden Planungshorizonte wurde vor allem mit Einführung der weiteren Netzplanungsinstrumente für den Offshore-Bereich bereits im Erstaufstellungsverfahren im Jahr 2012 intensiv diskutiert.

Nach Durchführung der Konsultation der Fortschreibung des vorliegenden Plans kommt das BSH zu dem Ergebnis, dass im Sinne einer klareren Aufgabentrennung zwischen BFO und den

anderen Netzplanungsinstrumenten die Festlegungen dieses Plans unter Zugrundelegung eines Planungshorizonts von 20 – 30 Jahren erfolgen sollte. Dieser Planungshorizont orientiert sich dabei 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 – ohne zwingende Abhängigkeit des Planungsraums vom über O-NEP festgestellten energiewirtschaftlichen Bedarf – einen zusammenhängenden Planungsraum.

Für die Zugrundelegung eines solchen Planungshorizonts spricht zum einen, dass die Aufgabe der vorausschauenden, systematischen und aufeinander abgestimmten räumlichen Planung sachgerechter Rechnung getragen werden kann. Je mehr potentielle Vorhaben in die räumliche Planung einbezogen werden, desto vorausschauender und koordinierter lässt sich die Netztopologie räumlichen planen.

Darüber hinaus wird sichergestellt, dass die für die im Rahmen des O-NEP festzulegende zeitliche Reihenfolge der Netzanbindungssysteme erforderlichen räumlichen Festlegungen des BFO für die regelmäßige Überarbeitung des O-NEP rechtzeitig zur Verfügung gestellt werden können und dabei gleichzeitig die Aufgabenbereiche des O-NEP und des BFO eindeutig voneinander abzugrenzen. Auf diese Weise wird klargestellt, dass der BFO räumliche Festlegungen überwiegend unabhängig von der Festlegung der Realisierungszeiten, die Aufgabe des O-NEP sind, trifft.

Die räumliche Darstellung eines gestaffelten Planungshorizonts für die nächsten zehn Jahre in Übereinstimmung mit dem O-NEP erfolgt ausschließlich zur besseren Nachvollziehbarkeit nachrichtlich anhand einer kartographischen Darstellung im Anhang.

Eine Beplanung der gesamten AWZ der Nordsee mit Offshore-Windenergie und der entsprechenden Netztopologie erscheint demgegenüber nach derzeitigem Stand nicht möglich, da die erforderlichen Festlegungen von der mit der Erstellung bzw. Fortschreibung dieses Plans beauftragten Behörde nicht den Anforderungen des § 17a Abs. 2 EnWG entsprechend dargestellt und auf der Grundlage der vorliegenden Informationen bewertet werden können.

### **9.2.2 Räumliche Bestimmung der Cluster – Cluster 1 bis 13 und nicht einbezogene Cluster**

Einige Konsultationsteilnehmer, insbesondere Projektgesellschaften von Offshore-Windparks, kritisieren aus unterschiedlichen Gründen die Einbeziehung der im Plan dargestellten 13 Cluster für Offshore-Windparks.

Ein Konsultationsteilnehmer trägt vor, dass die Standorte für zu genehmigende Windparkcluster und einzelne Windparks bisher vor allem durch Anträge der unterschiedlichen Vorhabenträger vorfestgelegt worden seien. Die Festlegung dieser besonderen Eignungsgebiete für Windkraftanlagen sei durch das BSH keiner Strategischen Umweltprüfung unterzogen worden und habe bisher keine steuernde Wirkung entfaltet. Der Genehmigungsanspruch der Vorhabenträger bedinge die aktuell gleichzeitige Beplanung mehrerer Cluster, statt tatsächlich ein Cluster nach dem nächsten zu „füllen“ und an das Stromnetz anzuschließen. Gleichzeitig sei die Lage der Cluster bezüglich ihrer Umweltverträglichkeit sehr unterschiedlich zu bewerten.

Insbesondere Cluster 1 und 2 lägen in einem von zwei Konzentrationsgebieten des Schweinswals und unmittelbar an der Grenze des FFH-Gebietes „Borkum-Riffgrund“. Eine Beeinträchtigung im Gebiet sei durch die kumulativen Wirkungen der Bautätigkeiten an sich zeitlich überschneidenden Windparkprojekten, den dafür notwendigen Kabelverlegungen und Konverterplattform-Errichtungen sowie anderen Nutzungsformen gegeben. Durch die Gründung der Windenergieanlagen und Plattformen ergebe sich unter der Annahme eines fachlich anerkannten 8-km-Störradius (NEHLS & DIEDERICHS, 2013) selbst bei Verwendung von Schallschutzmaßnahmen eine Verlärmung im FFH-Gebiet auf über 50% dessen Fläche (siehe Abb. 1). Allein die Verlärmung bei der Rammung von Anlagenfundamenten wirke sich also erheblich auf die dort konzentrierten Schweinswalpopulationen im und außerhalb des angrenzenden FFH-Gebiets aus. Die Ausweisung der raumordnerisch festgesetzten Cluster

bedinge eine Gefährdung des „günstigen Erhaltungszustands“ (Art. 1 e FFH-Richtlinie) der Art im angrenzenden FFH-Gebiet.

Cluster 4 liege fast vollständig im Hauptkonzentrationsgebiet Schweinswal und Seetaucher (BMU, 2013; BFO-N Abb. 13). Für die Seetaucher sei durch den spezifischen Meidungsraum von 2 km um einen Windpark (MENDEL & GARTHE, 2010) ein Flächenverlust von deutlich über 5 % Prozent im Konzentrationsgebiet nördlich von Helgoland und beeinträchtigte ebenso Teile des EU-VSG Östliche Deutsche Bucht. Ausführungen zur Berücksichtigung der Seetaucher (BFO-N S. 13) fänden bedauerlicherweise keinen Bezug, da die Schutzvorkehrungen keine bis 2009 erteilten Genehmigungen berührten.

Zwei der drei Windparkgruppen des Clusters 5 belasteten die angrenzenden bzw. direkt beanspruchten FFH- und Vogelschutzgebiete durch ihre Lage in den Hauptkonzentrationsgebieten der genannten geschützten Arten. Sowohl die einzelnen Parks als auch das Cluster hätten aus Sicht des Konsultationsteilnehmers hier nicht genehmigt werden dürfen. Ferner wird auf ein anhängiges Gerichtsverfahren zu dieser Thematik verwiesen.

Dem BSH liegen derzeit keine Anhaltspunkte vor, dass die erteilten Genehmigungen in den angesprochenen Clustern rechtswidrig sind. Die Ausweisung der Cluster erfolgte in Bezug auf das Thema Seetaucher unter Anwendung des Positionspapiers des BMU zur Bewertung des kumulativen Habitatverlustes von Seetauchern.

Bei den in den Clustern 4 und 5 bereits errichteten bzw. in der Errichtung befindlichen Windparks handelt es sich um Genehmigungen, die bereits vor 2009 erteilt wurden. Etwaige Habitatverluste für Seetaucher aufgrund der genehmigten Windparks in den Clustern 4 und 5 wurden im Rahmen der Festsetzung des Hauptverbreitungsgebietes der Seetaucher berücksichtigt (BMU, 2009). Gemäß dem Positionspapier zur Festlegung des Hauptverbreitungsgebietes ergibt sich für die Rastpopulationen der Seetaucher in der deutschen Nordsee durch weitere Offshore-Windparkvorhaben auch bei einer kumulativen Betrachtung grundsätzlich keine erhebliche Störung i.S.v. § 44 Abs. 1 Nr. 2 BNatSchG 2010. Für den Bereich des Hauptkonzentrationsgebietes der Seetaucher sind keine Windpark(cluster) in den Plan aufgenommen worden, die nicht auch bisher bereits Bestandteil formal genehmigter Vorhaben sind und der Abgrenzung des Gebietes insofern auch zugrunde lagen (vgl. Kapitel 4.4 Umweltbericht).

Im Hinblick auf Schweinswale gelten die strengen Anforderungen des Schallschutzkonzeptes des BMUB (2013). Seit Dezember 2013 wird bei der Realisierung von Offshore-Windparkvorhaben das Schallschutzkonzept des Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) für den Schweinswal (BMU, 2013) angewendet. Gemäß dem Schallschutzkonzept des BMUB (2013) ist eine erhebliche Beeinträchtigung des Gebiets anzunehmen, wenn sich mindestens zehn Prozent der Gebietsfläche innerhalb eines Störradius von acht Kilometern befinden (bei Einhaltung des Grenzwertes des Schallereignispegels (SEL) von 160 dB re 1  $\mu\text{Pa}^2\text{s}$  bzw. Spitzenschalldruckpegels (SPL) von 190 dB re 1  $\mu\text{Pa}$  in 750 m Entfernung). Um den Vorgaben aus dem Schallschutzkonzept Rechnung zu tragen, werden sämtliche Rammarbeiten – bei der Gründung von Windenergieanlagen wie auch bei der Gründung von Konverterplattformen – derart zeitlich koordiniert, dass sich der Schalleintrag im FFH-Gebiet „Sylter Außenriff“ bzw. „Borkum Riffgrund“ stets auf weniger als zehn Prozent der Gebietsfläche auswirkt. In der besonders sensiblen Zeit vom 1. Mai bis zum 31. August darf die Beeinträchtigung ein Prozent der Fläche des Schutzgebietes „Sylter Außenriff“ nicht überschreiten.

Zudem werden bei allen Gründungsarbeiten Schallminderungssysteme eingesetzt, die einzeln oder in Kombination die Einhaltung der Grenzwerte gewährleisten und sogar signifikant unterschreiten. Die Ergebnisse aus aktuellen Bauvorhaben liefern den Nachweis, dass Schallminderungssysteme entwickelt wurden, die ein sehr deutliches Schallminderungspotenzial aufweisen und auf diese Weise dazu beitragen, dass die Anforderungen aus dem Arten- und Gebietsschutz erfüllt werden können.



Einige Konsultationsteilnehmer tragen vor, dass es im Entwurf der Fortschreibung an Ausführungen zu den im Rahmen des Erstaufstellungsverfahrens zum BFO-N 2012 in Einzelverfahren eingereichten Gutachten zur „Geeignetheit“ von Vorhaben nordwestlich der Schifffahrtsroute 10 für die Aufnahme in den BFO- N mangle. Die Datengrundlage zu Umwelt- und Baugrundverhältnissen für einzelne Vorhaben nordwestlich der Schifffahrtsroute 10 werde weiterhin als belastbar eingeschätzt. Diese habe sich seit der Aufstellung des BFO-N 2012 sogar durch Einreichung weiterer Umweltverträglichkeitsstudien verbessert. Anders als in küstennäheren Bereichen der AWZ fehlen für einen Großteil des Bereichs nordwestlich der Schifffahrtsroute 10 umfassende Erfahrungen zu Umwelt- und Baugrundverhältnissen. Zudem können die möglichen Auswirkungen der Installation von Netzanschlussystemen in Wassertiefen von bis zu 60 m nur schwer abgeschätzt werden. Zwar liegen für einzelne beantragte Windpark-Vorhaben punktuell projektspezifische Umweltdaten vor, es fehlen allerdings großräumigere und über einen längeren Zeitraum ermittelte Datengrundlagen, wie sie in küstennäheren Bereichen etwa aus nationalen Monitoringprogrammen vorliegen.

Es wird weiter vorgetragen, die Gesetzessystematik des Energiewirtschaftsgesetzes lasse die Schlussfolgerung nicht zu, dass über den Regelungsgehalt des Szenariorahmens für die Netzentwicklungsplanung (§ 12a EnWG) und des Offshore-Netzentwicklungsplans (§ 17b EnWG) auf die Frage der „Geeignetheit“ von Offshore-Windparkcluster im Rahmen der Aufstellung des Bundesfachplans Offshore (§ 17a EnWG) geschlossen werden könne. Es sei zwar nachvollziehbar, wenn das BSH rein informativ im BFO-N 2013/2014 (E) die Planungshorizonte 2024 (10 Jahre) und 2034 (20 Jahre) abbilde. Es entspreche jedoch nicht der Gesetzessystematik des EnWG bei der Frage, welche Windenergieanlagen auf See für Sammelanbindungen geeignet seien und der hiermit verbundenen Auslegung des unbestimmten Rechtsbegriffs „geeignet“, in einschränkender Art und Weise auf den Szenariorahmen und den O-NEP zurückzugreifen. Energiepolitische Ausbaupfade der Erzeugungsleistung durch Windenergie auf See könnten nicht auf den raumordnerisch zu bestimmenden Begriff der „Geeignetheit“ im Sinne des § 17a Absatz 1 Satz 2 Nr. 1 EnWG und somit auf den BFO-N 2013/2014 (E) ausstrahlen.

Die mittel- und langfristigen energiepolitischen (Ausbau-) Ziele der Bundesregierung mit den entsprechenden Annahmen zur Erzeugung von Strom aus Windenergie auf See seien insoweit keine einfließenden Größen in den BFO-N. Diese bestimmten vielmehr die Ausgestaltung des gemeinsamen Szenariorahmens, der unabhängig und parallel zum BFO-N erarbeitet werde. In einem zweiten Schritt würden BFO-N und Szenariorahmen bildlich gesprochen mit einander „verschnitten“. Dies geschehe über den O-NEP. Im O-NEP sei mittels festzulegender Kriterien bestimmt, in welcher zeitlichen Abfolge und mit welcher Geschwindigkeit die im BFO-N identifizierten Windpark-Cluster an das Übertragungsnetz angeschlossen würden, so dass letztlich die Vorgaben des Szenariorahmens in der 10 bzw. 20 Jahre Prognose erfüllt werden könnten. Rückschlüsse vom O-NEP auf die Aufstellung bzw. die Fortschreibung des BFO-N zu ziehen, sei hingegen von der Gesetzessystematik des EnWG nicht vorgesehen. In diesem Zusammenhang sollte auch durch das BSH überprüft werden, ob das unter Kapitel 4.2 aufgeführte „Aufstellungskriterium d.“ schlüssig sei und es entsprechende Anwendungsfälle gebe oder ob nicht vielmehr ein unzulässiger Zirkelschluss vorliege.

Ergebe sich eine Konstellation, bei der in den BFO-N so viele Windpark-Cluster als grundsätzlich „geeignet“ aufgenommen werden müssten (kein Ermessensspielraum des BSH), dass die Summe ihrer theoretischen Erzeugungskapazitäten das 20-Jahre Ausbaziel des Szenariorahmens überschreite, führe dies unter Anwendung der Gesetzessystematik in der Konsequenz nicht dazu, entsprechend Cluster – nach welchen Kriterien auch immer – wieder aus dem BFO als „ungeeignet“ zu streichen bzw. weitere erst gar nicht aufzunehmen. Vielmehr würden im Ergebnis im O-NEP in dem entsprechenden 20-Jahreszeitraum einigen Windpark-Clustern – unter Zugrundelegung der Kriterien der zeitlichen Abfolge der Umsetzung – (vorerst) keine Netzanbindungsmaßnahmen zugeteilt werden können. Ob und wann bei der Fortschreibung des O-NEPs für diese Cluster Netzanbindungsmaßnahmen festgelegt werden, hänge dann wiederum davon ab, inwiefern andere Cluster ausfallen und/oder die mittel- und

langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung für den Ausbau der Windenergie auf See nach oben (über den Szenariorahmen) angepasst würden.

Nach Ansicht einzelner Konsultationsteilnehmer müssten sämtliche beim BSH beantragte Vorhaben in der AWZ in den BFO-N mit den entsprechenden Festlegungen aufgenommen werden. Im Vergleich zu den Clustern mit geringerer Küstenentfernung befänden sich in diesem küstenfernen Clustern Projekte mit zum Teil gleichem oder sogar fortgeschrittenem Verfahrensstand. Die fehlende Berücksichtigung im Bundesfachplan Offshore hemme die Weiterentwicklung der küstenfernen Projekte aufgrund fehlender Planungssicherheit, ohne die Initiativen zur Fortentwicklung der Projekte nicht ergriffen würden. Eine zügige Weiterentwicklung küstennaher Projekte könne erfahrungsgemäß nicht garantiert werden. Das Einfrieren von Projekten könne indes nicht im Interesse eines zügigen Ausbaus der Erneuerbaren Energien (15 GW Offshore Windenergie bis 2030) und des Ziel zur Kostenreduzierung sein.

Einzelne Konsultationsteilnehmer vertreten die Auffassung, dass die Nichtaufnahme des Clusters 14 in den BFO-N 2013/2014 weiterhin nicht gerechtfertigt sei. Es fehle jegliche Begründung im Entwurf der Fortschreibung, weshalb die Windpark-Vorhaben des Clusters 14 die Festlegung bezüglich ihrer Weiterbehandlung (Planfeststellungsverfahren) und im Rahmen einer möglichen Bearbeitungsreihenfolge nach § 4 Absatz 4 SeeAnIV nunmehr verlieren sollten. Der im Szenariorahmen festgestellte Bedarf sei insoweit "Cluster-neutral" und habe keine unmittelbare Lenkungswirkung auf die Festlegung, welche Cluster im Rahmen der Aufstellung des BFO-N als „geeignet“ anzusehen seien. Gerade hier bestünde bei bisheriger Argumentation im BFO-N 2013/2014 (E) die Gefahr eines systemwidrigen Zirkelschlusses.

Es sei nicht ersichtlich, weshalb die richtige Festlegung des BFO-N 2012, dass die zwei Vorhaben wegen des fortgeschrittenen Verfahrensstandes nicht im Rahmen einer etwaigen Bearbeitungsreihenfolge nach § 4 Absatz 4 Seeanlagenverordnung (SeeAnIV) zurückgestellt werden dürften (vgl. im BFO-N 2012 unter Gliederungspunkt 4.2.3). Es werde deutlich, dass es für eine Streichung dieser Festlegung keine nachvollziehbare Rechtfertigung gebe. Vielmehr wäre es mehr als konsequent, nunmehr auch zwei weitere Vorhaben mit in das Cluster 14 aufzunehmen, da für dies Umweltverträglichkeitsstudien eingereicht worden seien.

Einige Konsultationsteilnehmer begrüßen ausdrücklich die Festlegungen in Kapitel 4.2.3.4, dass die für Anbindungssysteme nordwestlich der Schifffahrtsroute 10 notwendigen Flächen weiterhin mittels der am 16. Juni 2012 in Kraft getretenen Veränderungssperre räumlich gesichert würden.

Der Planungshorizont des BFO und das Zusammenspiel zwischen den einzelnen Netzplanungsinstrumenten – dem Szenariorahmen, dem O-NEP und dem BFO – wurden bereits im Erstaufstellungsverfahren des BFO im Jahr 2012 intensiv diskutiert.

Nachdem sich die Netzplanungsinstrumente im Rahmen der jeweiligen Erstaufstellung und den entsprechenden Fortschreibungen entwickelt und fortentwickelt haben, hat sich im Laufe der Konsultationen die Aufgabenwahrnehmung der jeweiligen Instrumente herausgebildet und etabliert.

Es ist grundsätzlich richtig, dass der BFO die räumlichen Festlegungen für Cluster für Offshore-Windenergieanlagen und die Trassen bzw. Trassenkorridore für Seekabelsysteme bzw. Standorte für Konverterplattformen auf der Grundlage von standardisierten Technikvorgaben und Planungsgrundsätzen räumlich festlegt. Der O-NEP regelt hingegen auf der Grundlage des genehmigten Szenariorahmens die zeitliche Realisierungsreihenfolge der Netzanbindungssysteme anhand der im O-NEP enthaltenen Kriterien und unter Berücksichtigung der überwiegend räumlichen Festlegungen des BFO. Während im Erstaufstellungsverfahren des BFO von etlichen Konsultationsteilnehmern gefordert wurde, die Festlegungen des BFO und des O-NEP soweit wie möglich zu synchronisieren, äußern sich die Konsultationsteilnehmer in diesem Fortschreibungsverfahren dahingehend, dass die Festlegungen des BFO und des O-NEP klarer zu trennen seien und nicht vermischt werden sollten.

Auf der Grundlage der vorgebrachten Gesichtspunkte, kommt das BSH zu dem Ergebnis, dass im Sinne einer klareren Aufgabentrennung zwischen BFO und den anderen Netzplanungsinstrumenten die Festlegungen dieses Plans unter Zugrundelegung eines Planungshorizonts von 20 – 30 Jahren erfolgen. Der Planungshorizont orientiert sich dabei 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 zum einen, dass die Aufgabe der vorausschauenden, systematischen und aufeinander abgestimmten räumlichen Planung sachgerechter Rechnung getragen werden kann. Je mehr potentielle Vorhaben in die räumliche Planung einbezogen werden, desto vorausschauender und koordinierter lässt sich die Netztopologie räumlichen planen.

Darüber hinaus wird sichergestellt, dass die für die im Rahmen des O-NEP festzulegende zeitliche Reihenfolge der Netzanbindungssysteme erforderlichen räumlichen Festlegungen des BFO für die regelmäßige Überarbeitung des O-NEP rechtzeitig zur Verfügung gestellt werden können, ohne dabei die Aufgabenbereiche des O-NEP und des BFO zu vermischen. Auf diese Weise wird klargestellt, dass der BFO räumliche Festlegungen überwiegend unabhängig von der Festlegung der Realisierungszeiten, die Aufgabe des O-NEP sind, trifft.

Dem Einwand, dass sich jedwede Verweise im BFO auf den O-NEP aus rechtlichen Gründen rechtlich verbieten, kann nicht in vollem Umfang gefolgt werden. Bereits die systematische Stellung der Rechtsgrundlage des BFO in Teil 3 „Regulierung des Netzbetriebs“ im EnWG sowie der Anforderung, dass die Festlegungen des BFO bei der Offshore-Netzentwicklungsplanung zu berücksichtigen sind, zeigt, dass die beiden Instrumente im Einklang stehen müssen. Allerdings sind Festlegungen des O-NEP nicht unmittelbar Gegenstand des BFO, sondern werden lediglich zur Verdeutlichung des Zusammenhangs zwischen O-NEP und BFO in Kapitel 11 im Anhang anhand einer kartographischen Darstellung nachrichtlich dargestellt.

Eine Beplanung der gesamten AWZ der Nordsee mit Offshore-Windenergie und der entsprechenden Netztopologie erscheint demgegenüber nach derzeitigem Stand nicht möglich, da entsprechende Festlegungen von der mit der Erstellung bzw. Fortschreibung dieses Plans beauftragten Behörde nicht den Anforderungen des § 17a Abs. 1 Satz 2 EnWG entsprechend dargestellt und auf der Grundlage der vorliegenden Informationen bewertet werden können. Eine Bewertung, ob überwiegende öffentliche oder private Belange bei Einbeziehung sämtlicher beim BSH anhängiger Anträge für Offshore-Windparks ließe sich auch im Hinblick auf eine kumulative Betrachtung über einen Planungszeitraum, der über 30 Jahre hinaus geht, nicht auf der Ebene der Fachplanung mit der erforderlichen Sicherheit vornehmen. In diesem Zusammenhang macht es auch keinen Unterschied, ob Umweltverträglichkeitsstudien für zwei oder mehreren Vorhaben nordwestlich der Schifffahrtsroute 10 eingereicht wurden, denn einzubeziehen wären mit der Argumentation jener Konsultationsteilnehmer, die im Passus „Windenergieanlagen, die für Sammelanbindungen geeignet sind“ sämtliche Vorhaben, da der Wortlaut insoweit gerade keinerlei Einschränkungen vorsieht. Der Verfahrensstand kann daher für die Frage, ob beantragte Vorhaben einbezogen werden im Bereich nordwestlich der Schifffahrtsroute 10 keinen Unterschied machen. Daher kommt auch die Einbeziehung des Clusters 14 nicht in Betracht.

Die Frage, ob Vorhaben nordwestlich der Schifffahrtsroute 10 im Einzelzulassungsverfahren weiterbearbeitet werden, ist nicht Gegenstand des BFO, sondern bleibt dem jeweiligen Einzelzulassungsverfahren vorbehalten. Durch den BFO ist insoweit keine nachteilige Wirkung für bestimmte Einzelprojekte intendiert.

Ein Konsultationsteilnehmer schlägt in Bezug auf anhängige Anträge für Offshore-Windparks in Bereich militärischer Übungsgebiete vor, in Übereinstimmung mit den neutraleren Formulierungen zur Seetaucher-Thematik auf der Seite 14 des Entwurfs die Formulierungen entsprechend des aktuellen Standes in den Einzelzulassungsverfahren zu aktualisieren.

Die Stellungnahme wurde in Kapitel 4.2.3.1 berücksichtigt und die vorgeschlagenen Formulierungen im Wesentlichen übernommen.

### **9.2.3 Angenommene Leistung der Cluster – Tabelle**

Im Rahmen der Konsultation wurde hinsichtlich der angenommenen Leistung in Cluster 5 Stellung genommen. Es wurde sowohl gefordert, dass für die in diesem Bereich genehmigten Vorhaben bzw. Standorte eine höhere Anlagenleistung angenommen werden sollte als auch die Berücksichtigung weiterer beantragter Vorhaben.

Der Erhöhung der Leistung für die genehmigten Anlagen wird im Rahmen der auf Grundlage der gegenwärtigen Zulassungen plausiblen Leistung von 6 MW pro Anlage erhöht. Weitere Vorhaben werden, wie unter Kapitel 4.2.3.1 im Einzelnen beschrieben, für Cluster 5 nicht berücksichtigt.

Aufgrund der überschlägig im Sinne der räumlichen Planung ermittelten Leistung, die insbesondere für die weiter in der Zukunft liegenden Projekte nur abgeschätzt werden kann, wurde die angenommene Leistung weiter gerundet. Zudem wurde die ermittelte Leistung insbesondere aufgrund sich konkretisierender Projekte geringfügig angepasst.

### **9.2.4 Standardisierte Technikvorgaben**

In der finalen Phase der Fortschreibung des gegenständigen Plans wurden insbesondere im Rahmen der Diskussionen um die Gestaltung eines Ausschreibungssystems zur Bestimmung der EEG-Förderung für Offshore-Windenergievorhaben mögliche technische Weiterentwicklungen der HGÜ-Netzanbindungen eingebracht. Dies betrifft sowohl eine Erhöhung der Spannungsebene der VSC-HGÜ als auch die Entwicklung alternativer, modularer Anbindungskonzepte unter Nutzung netzgeführter HGÜ.

Konkrete diesbezügliche Stellungnahmen sind im Rahmen der Beteiligungsrunde im Fortschreibungsverfahren BFO-N 2013/14 nicht eingegangen. Aufgrund des fortgeschrittenen Verfahrensstands der Fortschreibung konnten die Entwicklungen auch seitens BSH nicht mehr eingebracht werden. Es ist vorgesehen, den Umgang mit den technischen Entwicklungen im Rahmen der nächsten Fortschreibung zu konsultieren und im Ergebnis ggf. die standardisierten Technikvorgaben entsprechend anzupassen.

Im Rahmen der Fortschreibung wurde von einem Konsultationsteilnehmer darauf hingewiesen, dass eine größere Konverterplattform anstelle von zwei eng beieinander stehenden die verbaute Fläche reduzieren und geringere Umweltbeeinträchtigungen mit sich bringen könnte. Da die Plattformen bereits an die Grenzen der aktuell möglichen Größe stoßen, kann dieser Forderung nicht gefolgt werden.

### **9.2.5 Planungsgrundsätze**

Im Rahmen der Konsultation wurde weiterhin die Prüfung von Alternativtrassen bzw. -standorten gefordert.

Zu möglichen Alternativtrassen und -standorten, insbesondere für die Anbindungsleitungen der Offshore-Windparks, ist grundsätzlich anzumerken, dass auf der abstrakten Ebene der Gesamtfachplanung eine Prüfung jeder möglichen und denkbaren Alternative aus folgenden Gründen weder möglich noch sinnvoll ist:

Im BFO werden Trassen bzw. Korridore für Seekabelsysteme und Standorte für Konverterplattformen insbesondere für die Anbindung der Offshore-Windparks anhand von standardisierten Technikvorgaben sowie Planungsgrundsätzen festgelegt. Die standardisierten Technikvorgaben wirken sich unmittelbar auf die räumlichen Planungen, insbesondere den Platzbedarf, aus. Ziel der Planungsgrundsätze ist es, eine Grundlage für eine systematische und koordinierte Gesamtplanung festzulegen. Wie der Begründung der einzelnen Planungsgrundsätze zu entnehmen ist, liegt dem jeweiligen Grundsatz bereits eine Abwägung

möglicherweise betroffener öffentlicher Belange und Rechtspositionen zugrunde, so dass dadurch auch bereits eine „Vorprüfung“ möglicher Alternativen erfolgt ist.

In der AWZ bestehen bereits eine Vielzahl unterschiedlicher Nutzungen und rechtlich geschützter Belange. Zur Ordnung der Nutzungsinteressen innerhalb der AWZ existiert zudem der Raumordnungsplan, welcher Ziele und Grundsätze festlegt. Eine Gesamtabwägung der Nutzungen untereinander ist damit ebenfalls bereits erfolgt. Die Ziele und Grundsätze des Raumordnungsplans sind zu weiten Teilen im BFO übernommen worden und hinsichtlich der speziellen Regelungsgegenstände anhand der vorgetragenen Belange und Rechte erneut überprüft und abgewogen worden.

In Bezug auf die konkreten Regelungsgegenstände des Plans stellt sich die Situation in der Weise dar, dass insbesondere etliche Offshore-Windparks und deren Netzanschlussysteme bereits gebaut werden, genehmigt sind oder den rechtlich schützenswerten Status der planungsrechtlichen Verfestigung erlangt haben, so dass die Netzplanung von vornherein nicht mehr vollständig im Sinne eines koordinierten und abgestimmten Gesamtsystems erfolgen kann. Das heißt, die Planung hat sich in die bestehenden Nutzungen unter Wahrung der geschützten Rechtspositionen einzufügen. Vor diesem Hintergrund und der Tatsache, dass der Raumordnungsplan die meisten Nutzungen bereits regelt, kommen für die räumlichen Festlegungen nur sehr wenige Alternativen ernsthaft in Betracht. Soweit räumliche Alternativen ernsthaft in Betracht kommen, wurden diese auch als Alternativen im Plan eingezeichnet und in den jeweiligen räumlichen Beschreibungen beschrieben.

Um nicht jede nur denkbare Alternative darzustellen, folgt der Netzplan daher dem System der Festlegung von Regeln und Grundsätzen. Eine intensivere Abwägung möglicher widerstreitender öffentlicher und privater Belange erfolgt immer dann, wenn von dem Grundsatz – im Ausnahmefall – abgewichen wird. Denn insbesondere dann wird unter näherer Betrachtung des Einzelfalls unter Zugrundelegung eines überwiegenden Belanges unter Zurückstellung des unterliegenden Belanges eine Entscheidung zugunsten einer bestimmten Trassenführung bzw. eines Standortes getroffen, die Eingang im Rahmen der Festlegung des Netzplans findet.

#### **9.2.5.1 Konverterplattformen**

Im Rahmen der Fortschreibung wurde gefordert, dass die standardisierten Technikvorgaben und die Planungsgrundsätze für Konverterplattformen nicht als Grundsätze zu verstehen sein sollten, von denen im Einzelfall abgewichen werden kann.

Die Planungsgrundsätze sind als Regel zu verstehen, von denen im begründeten Einzelfall abgewichen werden kann bzw. muss. Auch für die Konverterplattformen erscheint es sinnvoll diesen Charakter beizubehalten, da sich z.B. bereits im BFO Fälle ergeben können, in denen nicht sämtliche Grundsätze gleichzeitig eingehalten werden können, die eine Abwägung und Entscheidung zwischen Grundsätzen erforderlich machen. Zudem kann nicht ausgeschlossen werden, dass sich in der Umsetzung der Plattformen Umstände ergeben, die Abweichungen von Planungsgrundsätzen erforderlich machen. Voraussetzung hierfür ist ebenso wie für die Abweichung von den übrigen Grundsätzen, dass diese im Einzelfall nachvollziehbar und plausibel begründet werden. Dabei ist es erforderlich, dass die Abweichung die mit der Regel verfolgten Ziele und Zwecke in gleichwertiger Weise erfüllt, bzw. diese nicht in signifikanter Weise beeinträchtigt. Die Grundzüge der Planung müssen bestehen bleiben.

Von Konsultationsteilnehmern wurde gefordert, dass innerhalb des BFO ein Planungsgrundsatz zur Ausgestaltung der Gründung der Konverterplattformen – konkret die Festlegung von Schwerkraffundamenten – erfolgen solle. Zudem sei hinsichtlich des Einsatzes von umweltschonenden Kabelverlegeverfahren ein höherer Konkretisierungsgrad wünschenswert. Im Rahmen des Umweltberichts erfolgt eine Auseinandersetzung sowohl mit verschiedenen Gründungsoptionen (Kapitel 4.1), u.a. Schwerkraffundamenten, als auch mit Verlegeverfahren (Kapitel 4.2) aus umweltfachlicher Sicht. Die Vorgabe von im Einzelverfahren konkret einzusetzenden technischen Lösungen im Rahmen des BFO entspricht nicht dessen Charakter als Fachplan, insofern erfolgt keine weitere Konkretisierung der Planungsgrundsätze.

### **Abstände zu Strukturen Dritter**

Im Rahmen der Konsultation wurde von der Deutschen Telekom AG dahingehend Stellung genommen, dass um unterseeische Telekommunikationskabel ein ausreichender Sicherheitsbereich für die Operation von Serviceschiffen notwendig sei, um deren Wartung und Reparatur zu gewährleisten. Sie beruft sich dabei auf Empfehlungen des International Cable Protection Committee sowie des SC UK. Konkret wird für Wassertiefen bis zu 75 m ein Abstand von 500 m beidseitig des Seekabels als „Working Zone“, dem notwendiger Arbeitsbereich des Kabelschiffs für Reparaturen am Kabel, gefordert. Zusätzlich sei eine „Hazard Area“ von zusätzlichen 250 m für einen Mindestabstand von 750 m zwischen Seekabeln und Windenergieanlagen notwendig, um die Kollisionssicherheit und erforderliche Manövrierfähigkeit der Kabelschiffe sicherzustellen.

Die Festlegungen des BFO hinsichtlich der Abstände bzw. Standorten von Konverterplattformen stehen nicht im Widerspruch zu dieser Forderung, da alle festgelegten Standorte einen deutlich größeren Abstand zu in Betrieb befindlichen unterseeischen Telekommunikationskabeln halten.

Der Übertragungsnetzbetreiber der Nordsee TenneT hat im Rahmen seiner Stellungnahme erneut vorgetragen, dass für die Installation der Plattformen zusätzlich zu der im BFO vorgesehenen Fläche für Konverterplattformen ein Radius von mindestens 1.000 m um die Plattformmittelpunkte von Anlagen oder Kabeln Dritter freizuhalten sei. Dieser Raum würde auch zu späteren Zeitpunkten, beispielsweise beim Austausch von Großkomponenten, benötigt. Zur Heranführung der Drehstromkabel an die Plattform, zur zwischenzeitlichen Ablage von Kabeln 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. Zudem wurde um die vorsorgliche Sicherung eines jeweils dritten Plattformstandortes in jedem Cluster als Wohnplattform bzw. für den Einsatz neuer technischer Großkomponenten, sowie um ausreichend Platz für ein wet storage vor den Plattformen gebeten. Diese deutlich größeren als die vorgesehenen Abstände sind nicht vereinbar mit dem Grundsatz des sparsamen Flächenverbrauchs und befördern eine Tendenz zur seeverkehrstechnisch unerwünschten Ausbildung von alleinstehenden Bauwerken. Die Plattformen sollten verkehrlich in das Gesamtensemble der Windparkbebauung integriert werden. Daher wird dieser Forderung nicht gefolgt. Dem begründeten Interesse des Netzbetreibers nach ausreichend Raum zur Errichtung der Plattform sowie zur Kabelführung kann ggf. im Einzelverfahren nachgekommen werden. Da die Errichtung der Konverterplattform voraussichtlich zu Beginn der Erschließung eines Clusters steht, sollten etwa die in der Nähe der Plattform gelegenen Windenergieanlagen nach der Plattform errichtet werden.

### **Natur- und Umweltschutz**

Die Forderung nach größeren Abständen der Konverterplattformen zu den Natura2000-Gebieten wurde häufig in Verbindung mit der Forderung nach einer Konkretisierung im Hinblick auf schallminimierende Maßnahmen und Monitoringauflagen vorgebracht. Hierbei wird auch auf die entsprechenden Papiere zu den Hauptkonzentrationsgebieten für Seetaucher und Schweinswale Bezug genommen.

Ein Konsultationsteilnehmer fordert einen größeren Mindestabstand von Konverterplattformen zu Schutzgebieten und argumentiert diesbezüglich mit dem Meidungsabstand von 2 km für Seetaucher, der Kollisionsgefahr für Kleinvögel und Anforderungen, die sich aus dem Schallschutzkonzept des BMUB ergeben. Standorte für Konverterplattformen werden im Plan mit einem möglichst großen Abstand zu Natura2000-Gebieten festgelegt. Der Meidungsraum von 2 km für Seetaucher wurde in der Definition des Hauptverbreitungsgebiets der Seetaucher im Positionspapier des BMU (2009) berücksichtigt und betrifft Bauwerke bzw. Strukturen, die aus dem Meer herausragen und somit eine Scheuchwirkung für störepfindliche Arten wie Seetaucher entfalten können. Das Positionspapier des BMU wurde der kumulativen Bewertung der Auswirkungen des BFO-N auf See- und Rastvögel zugrunde gelegt (vgl. Kap. 4.4 Umweltbericht). Für den Bereich des Hauptkonzentrationsgebietes der Seetaucher sind keine Windpark(cluster) in den Plan aufgenommen worden, die nicht auch bisher bereits Bestandteil

formal genehmigter Vorhaben sind und der Abgrenzung des Gebietes insofern auch zugrunde lagen. Die Konverterplattformen werden in der Regel in bis zu 500 m Entfernung von den Windparks errichtet und führen somit zu keinem signifikanten zusätzlichen Habitatverlust, der über den des Windparks, einschließlich der 2 km Meidezone, hinausgeht. Das gilt auch für etwaige Störungen durch den Schiffsverkehr im Zusammenhang mit dem Betrieb und der Wartung der Seekabel und Konverterplattformen. Da große Teile der Deutschen Bucht intensiv für die Schifffahrt genutzt werden, ist durch den erhöhten Schiffsverkehr in der Bauphase oder zu Reparatur- und Wartungszwecken keine signifikante zusätzliche Störung empfindlicher Arten zu erwarten. In Bezug auf das Argument der Kollisionsgefahr für Kleinvögel erschließt sich die Forderung nach einer Vergrößerung des Mindestabstands zu Schutzgebieten nicht. Von einem Kollisionsrisiko für Kleinvögel ist v.a. nachts und bei schlechten Sichtbedingungen auszugehen und der Nachtzug erfolgt im Breitfrontzug.

Nach aktuellem Kenntnisstand ist durch Einhaltung der Lärmschutzwerte durch den Einsatz von technisch ausgereiften Schallminderungssystemen und durch die konsequente Anwendung des Schallschutzkonzeptes des BMUB (2013) mit ausreichender Sicherheit gewährleistet ist, dass in Bezug auf die Festlegungen des BFO-N die Anforderungen an den Artenschutz eingehalten und Natura2000-Gebiete nicht erheblich beeinträchtigt werden.

Eine geforderte weitergehende Konkretisierung des Schallminderungs-Grundsatzes in Bezug auf konkrete Maßnahmen erfolgt nicht, da diese Maßnahmen Gegenstand des Einzelzulassungsverfahrens sind und nicht mit der abstrakten Ebene der Fachplanung vereinbar scheinen. Konkrete Maßnahmen im Hinblick auf relevante Arten und/oder Gebiete können unter Berücksichtigung des Schallschutzkonzeptes des BMUB nur im Rahmen von konkreten Zulassungsverfahren angeordnet werden. Allerdings wurde in die Begründung des Grundsatzes ein allgemeiner Hinweis auf das Schallschutzkonzept des BMUB aufgenommen. Hinsichtlich der Überwachungsmaßnahmen kommt dem vorhabensbezogenen Monitoring im Einzelverfahren eine große Bedeutung zu, insbesondere dem Effektmonitoring für die direkt angeschlossenen Offshore-Windparks und der Begleitforschung. Zusätzlich werden sich die nationalen und internationalen Monitoringprogramme weiterhin auch mit den Auswirkungen von Hochbauten im Meer auseinandersetzen, so dass in den kommenden Jahren ein weiterer Erkenntnisgewinn hinsichtlich der Auswirkungen aufgrund der Umsetzung der Festlegungen des Bundesfachplans Offshore erwartet werden kann. Diese Erkenntnisse fließen jeweils in die Fortschreibung des Plans sowie des zugehörigen Umweltberichts ein. Insofern bilden die Festlegungen des Plans hinsichtlich der Vermeidung und Verminderung von Umweltauswirkungen einen Rahmen, jedoch kommt diesbezüglich dem Einzelzulassungsverfahren eine große Bedeutung zu. Im Rahmen dieser Verfahren werden auf den Einzelfall zugeschnittene Bestimmungen für Errichtung und Betrieb der Konverterplattform festgelegt.

Ein Konsultationsteilnehmer bittet um einen Planungsgrundsatz zur Beleuchtung der Anlagen. Es solle eine weitestgehende Reduzierung von Anlockeffekten durch die Wahl geeigneter Lichtintensitäten und -spektren oder Beleuchtungsintervalle bei der notwendigen Beleuchtung der Plattformen vorgeschrieben werden. Bezüglich der Beleuchtung der Anlagen sind insbesondere die Aspekte der Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs zu berücksichtigen. Die aus Naturschutzgründen und die für eine sichere Schifffahrt bestehenden Anforderungen stehen regelmäßig als gegeneinander abzuwägende Belange gegenüber. Bei Lichtemissionen stellen die Sicherheitsanforderungen des Schiffsverkehrs für das Ziel der Emissionsvermeidung während Bau- und Betriebsphase eine zwingende Untergrenze dar. Sofern eine Vermeidung von Lichtemissionen nicht erreicht werden kann, wird im Einzelverfahren regelmäßig entsprechend dem Vorsorgeprinzip eine Minimierung der hervorgerufenen Beeinträchtigungen angeordnet. Zu denken ist hier z.B. an die Entwicklung und Anwendung von Vergrämungsmaßnahmen für nachteilig beeinträchtigte Tierarten, den Einsatz einer nach dem Stand der Technik bestverfügbaren und naturverträglichen Verkehrssicherungsbefeuerung im Sinne einer selbststeuernden Anlage, die die Lichtstärke flexibel an die Sichtverhältnisse anpasst. Durch die Farbgebung der Anlagen soll eine Blendwirkung durch unnötige Reflexionen an glatten Oberflächen der Anlagen verhindert werden. Da diese Anforderungen noch einer

Entwicklung unterliegen und es keinen Stand der Technik gibt, der Sicherheitsbelange und naturschutzrechtliche Fragestellung gleichermaßen zufriedenstellend regelt, scheint ein entsprechender Grundsatz nicht angemessen.

### **Rückbau**

Von einem Vertreter des Naturschutzes werden über die Festlegungen des BFO hinausgehende Forderungen zum Rückbau der Konverterplattformen erhoben. Dies betrifft zum einen die Mindesthöhe des Rückbaus und die finanzielle Absicherung des Rückbaus. Bezüglich der Rückbauhöhe wurde im Planungsgrundsatz festgelegt, dass der Rückbau so weit erfolgen muss, dass die Oberkante des verbleibenden Fundaments so weit unterhalb der beweglichen Sedimentunterkante liegt, dass ein Freilegen durch Sedimentumlagerungen dauerhaft ausgeschlossen werden kann. Dies ist je nach Örtlichkeit für eine angemessene Zeit zu überprüfen, so dass sichergestellt ist, dass kein Hindernis entsteht. Die genauen Festlegungen zum Rückbau bleiben jedoch ebenso wie die erforderliche Rückbausicherheit dem Einzelverfahren vorbehalten, da dort die projektspezifischen Rahmenbedingungen bekannt werden und die Anforderungen u. a. an die Gegebenheiten am Standort angepasst werden können.

### **9.2.5.2 Seekabelsysteme**

#### **Abstände zu Strukturen Dritter**

Im Rahmen der Konsultation wurde von der Deutschen Telekom AG dahingehend Stellung genommen, dass um unterseeische Telekommunikationskabel ein ausreichender Sicherheitsbereich für die Operation von Serviceschiffen notwendig sei, um deren Wartung und Reparatur zu gewährleisten. Sie beruft sich dabei auf Empfehlungen des International Cable Protection Committee sowie des SC UK. Konkret wird für Wassertiefen bis zu 75 m ein Abstand von 500 m beidseitig des Seekabels als „Working Zone“, dem notwendiger Arbeitsbereich des Kabelschiffs für Reparaturen am Kabel, gefordert. Zusätzlich sei eine „Hazard Area“ von zusätzlichen 250 m für einen Mindestabstand von 750 m zwischen Seekabeln und Windenergieanlagen notwendig, um die Kollisionssicherheit und erforderliche Manövrierfähigkeit der Kabelschiffe sicherzustellen.

Die Forderung entspricht grundsätzlich den Festlegungen des BFO hinsichtlich der Abstände von Seekabelsystemen zu Strukturen Dritter: Zwischen Seekabeln Dritter und den von diesem Plan umfassten Kabelsystemen ist grundsätzlich ein Abstand von 500 m zu halten. Dieser Abstand ist ausweislich der Stellungnahme der Deutschen Telekom AG ausreichend als „Working Area“ für die Reparatur dieser Seekabel. Die Festlegung eines darüber hinausgehenden Abstands im Sinne der dargestellten „Hazard Area“ erscheint für Seekabelsysteme nicht erforderlich, da von diesen keine Einschränkung für die Kollisionssicherheit des eingesetzten Fahrzeugs oder dessen Manövrierfähigkeit ausgeht.

Zudem wird von der GDWS darauf hingewiesen, dass die Verlegung von Kabeln in raumordnerisch festgelegten Vorranggebieten Schifffahrt dem Raumordnungsplan widerspreche, da die Verlegung und der Betrieb von Kabeln die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs, einschließlich des ruhenden Verkehrs, nicht unerheblich beeinträchtigt.

Den Grundsätzen nach ist auch im BFO eine Verlegung von Kabeln innerhalb der raumordnerisch festgelegten Vorrang- und Vorbehaltsgebiete Schifffahrt zu vermeiden. Im Bereich zwischen den Clustern 1 und 2, in welchem im BFO Kabel in einem Vorranggebiet Schifffahrt geplant sind, besteht jedoch aufgrund der bereits existierenden Genehmigungen für Windparks in der AWZ (die teilweise bereits im Bau sind) und den genehmigten Leitungen im Küstenmeer keine Alternative zur Verlegung am Rand des Vorranggebietes Schifffahrt.



### **Anbindung im eigenen Cluster und Begrenzung der Länge des Drehstrom-Systems**

Im Rahmen der Konsultation wurde mehrfach darum gebeten, dass die Anbindung im eigenen Cluster für alle zukünftigen Planungen zwingend umzusetzen sei. Allerdings solle dies nicht rückwirkend für bereits existierende clusterübergreifende Anbindungen umgesetzt werden. Dies solle auch bei nachgelagerten Verfahren bei der BNetzA nicht in Frage gestellt werden. Zudem solle die Trassenlängenbegrenzung von 20 km zwingend eingehalten werden.

Der BFO plant grundsätzlich keine clusterübergreifenden Anbindungen.

Wie auch bei anderen Planungsgrundsätzen gilt, dass Umstände auftreten können, die eine Abweichung im Einzelfall erforderlich machen. Die Abweichung ist im Rahmen des jeweiligen Einzelzulassungsverfahrens zu beantragen und nachvollziehbar zu begründen. Bei der Prüfung der Abweichungsmöglichkeit ist grundsätzlich zu berücksichtigen, dass die Grundzüge der Planung erhalten bleiben müssen. Zur näheren Begründung wird auf die Begründung zu Grundsatz 5.4.2.6 verwiesen.

Bei der Festlegung zur Trassenlänge wird davon ausgegangen, dass die Trasse zwischen Umspannwerk des Windparks und Konverterplattform jeweils möglichst gradlinig und kurz zu planen ist. Es ist jedoch zum derzeitigen Zeitpunkt nicht auszuschließen, dass auch bei Einhaltung der Planungsgrundsätze eine Trassenführung unter 20 km aufgrund existierender Nutzungen nicht umsetzbar ist, so dass im begründeten Einzelfall eine Abweichung gerechtfertigt sein kann.

### **Kreuzungen**

Bezüglich der Kreuzungen fordert der Netzbetreiber TenneT in seiner Stellungnahme für die Kreuzung von Stromkabeln, einen Kreuzungswinkel von 60° als Standardwinkel festzulegen und einen Winkel von 45° nicht zu unterschreiten. Wenn sich Kreuzungen nicht vermeiden lassen, sollen die damit einhergehenden Eingriffe, auch aus Gründen des Umweltschutzes, möglichst gering gehalten werden. Das kürzest denkbare Kreuzungsbauwerk ist bei einem 90° Winkel zu erwarten. Entsprechend sollen die Kreuzungen möglichst im rechten Winkel ausgeführt werden. Ein geringerer Kreuzungswinkel ist also nur zugelassen, wenn die Kreuzung anders nicht möglich ist. Regelungen zur Kostenverteilung bei Kreuzungen sind nicht Regelungsgegenstand des BFO.

### **Natur- und Umweltschutz**

Die Forderung eines Konsultationsteilnehmers, im Planungsgrundsatz zur Sedimenterwärmung die Formulierung, dass das 2K-Kriterium einzuhalten sei, dahingehend zu ändern, dass das 2K-Kriterium bei der Dimensionierung des Kabels zu berücksichtigen sei, wird nicht umgesetzt. Beim 2K-Kriterium handelt es sich um einen etablierten naturschutzfachlichen Vorsorgewert, dessen Einhaltung im konkreten Zulassungsverfahren nachzuweisen ist. Der Hinweis auf die Bedeutung der technischen Dimensionierung des Kabels für das Ausmaß der Sedimenterwärmung wird in die Begründung des Grundsatzes aufgenommen.

Die vom Nabu geforderten Maßnahmen bei Nichteinhaltung des 2K-Kriteriums können nicht im Rahmen des BFO behandelt werden, da hier die Umsetzung dieses Vorsorgewertes verpflichtend ist. Sollte es im Einzelverfahren nicht möglich sein, diesen Wert einzuhalten, so ist dies entsprechend begründet zu beantragen. Ggf. sind in diesem Fall im Einzelverfahren entsprechende Maßnahmen anzuordnen. Gleichzeitig wird darauf hingewiesen, dass auch die in diesem Zusammenhang bedeutsame Mindestüberdeckung der Kabelsysteme dauerhaft sicherzustellen ist.

Im Rahmen einer Stellungnahme wird gefordert, dass eine umfassende Betrachtung der Seekabel als Ökotope veränderndes Bauwerk erfolgen müsse. Dies gelte umso mehr, als dass der MSRL-Deskriptor 6 mit den Kriterien Substrateigenschaften und physische Schäden sowie Beschaffenheit der benthischen Lebensgemeinschaften berücksichtigt werden müsse. Im Rahmen des Umweltberichts werden für den gesamten Untersuchungsraum sowohl Auswirkungen der Seekabelsysteme auf das Sediment als auch auf das Benthos und geschützte

Biotoptypen geprüft. Die SUP kommt zu dem Ergebnis, dass bei ausreichender Verlegetiefe und unter Berücksichtigung der Tatsache, dass die Effekte kleinräumig auftreten werden, nach derzeitigem Kenntnisstand keine erheblichen Auswirkungen auf das Sediment und die Benthoslebensgemeinschaften zu erwarten seien. Die baubedingten Auswirkungen sind temporär und kleinräumig.

Zudem wird gefordert, auszuführen, wie genau die zeitliche Gesamtkoordinierung (gleichzeitige Verlegung oder nacheinander terminierte Verlegung) definiert sei. In Bezug auf die zeitliche Koordination wird angestrebt, dass sämtliche Arbeiten derart koordiniert werden sollen, dass immer ausreichend Ausweichmöglichkeiten in den Schutzgebieten aber auch in der gesamten deutschen AWZ zur Verfügung stehen.

Die Festlegung geeigneter Verlegeverfahren, wie ebenfalls in der Konsultation gefordert, erfolgt nicht, da die Eignung der Verfahren unter Berücksichtigung der erforderlichen Mindestüberdeckung etwa von der Wassertiefe und den Sedimentverhältnissen abhängt und zudem die Entwicklung neuer Verfahren nicht durch Festlegungen gehemmt werden soll. Die Ermittlung des geeigneten Verlegeverfahrens kann erst nach Durchführung der Trassenuntersuchung und Kenntnis der konkreten Projektanforderungen erfolgen und bleibt aus diesen Gründen dem Einzelverfahren vorbehalten.

Ein Konsultationsteilnehmer bittet um Aufnahme eines zusätzlichen Planungsgrundsatzes zu Bauausschlusszeiten. Die Verlegung von Kabeln im Seetaucherkonzentrationsgebiet solle vorzugsweise außerhalb der Haupttrastzeit der Seetaucher (März bis Mitte Mai) erfolgen.

Dieser Bitte kann nicht gefolgt werden. Im Gegensatz zu den küstennahen Gebieten sind Ausschlusszeiten in der AWZ nicht zielführend. Die Verlegearbeiten erfordern meistens die Anwesenheit von zwei bis drei Schiffen vor Ort. Etwaige Störungseffekte, verursacht durch die in die Verlegearbeiten involvierten Schiffe, sind lokal sehr eingeschränkt, so dass erhebliche Auswirkungen auf den Rastbestand der Seetaucher mit der erforderlichen Sicherheit ausgeschlossen werden können.

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

Im Rahmen der Stellungnahmen wurde vom NABU ein strategisches Konzept für den Umgang mit Weltkriegsmunition gefordert. Entsprechende Gebiete sollen kartiert und anschließenden Risikoanalysen erarbeitet werden. Zudem sollte auf Sprengungen verzichtet und entsprechend andere Bergungsmethoden entwickelt werden.

Im Rahmen des BFO ist eine Kartierung und anschließende Analyse von möglichen Munitionsgebieten unter zumutbarem Aufwand nicht möglich. Bereits bekannte Gebiete werden bei der Planung vermieden. Die Antragsteller sind im konkreten Einzelverfahren für die Ermittlung und Erkundung von etwaigen Kampfmitteln sowie für alle daraus resultierenden Schutzmaßnahmen selbst verantwortlich (entsprechend DIN 4020). Ob und in welcher Form eine Munitionsräumung möglich und erforderlich ist, bleibt dann nach einem entsprechenden Fund im jeweiligen Einzelverfahren zu klären. Diesbezüglich wird auf die Ausführungen zum Planungsgrundsatz 5.2.3.13 verwiesen.

### **9.2.6 Räumliche Festlegungen**

Im Rahmen der Stellungnahmen wurde angemerkt, dass die Karten des BFO insoweit intransparent seien, als dass keine Karten abgebildet wären, die eine Verschneidung verschiedener Gebiete zeigten bzw. weil Namen und Bezeichnungen zu anderen Nutzungen fehlten. Bezüglich der Namen wird auf die Karten des Anhangs verwiesen, in denen alle zuvor genannten Anlagen auch benannt werden. Zudem ist der BFO als WMS-Dienst im Internet verfügbar, so dass eine Verschneidung mit eigenen Daten und BSH-Daten möglich ist. Über die Funktionen des GeoSeaPortals sind hier ebenfalls die Bezeichnungen und Namen der einzelnen Anlagen ermittelbar. Eine Karte, die alle angesprochenen Bezeichnungen enthalten würde wäre aufgrund der Vielzahl an Informationen nicht nutzbar.

### 9.2.6.1 Konverterplattformen

Im Rahmen der Stellungnahmen wurde vom NABU auf eine mögliche Inkonsistenz zwischen den Karten und den textlichen Ausführungen bezüglich des Status der Plattformen hingewiesen.

In den Karten wird zwischen im Rahmen des BFO geplanten und bereits genehmigten Plattformen unterschieden. Eine weitere Differenzierung, in wie weit die genehmigten Plattformen im Bau oder in Betrieb sind erfolgt ausschließlich im Text. Insoweit sind der Plan und die textlichen Ausführungen konsistent.

### 9.2.6.2 Grenzkorridore

Im Rahmen der Konsultation wurde durch die GDWS erneut gefordert, zu prüfen, in wie weit es möglich ist, Kabel durch die Cluster 1 bis 3 zu führen, um insbesondere den „Emskorridor“ (Grenzkorridor I) und den Bereich zwischen der „Europipe 2“ und der Tiefseereede (Grenzkorridor III) nicht für Kabel nutzen zu müssen. Mit der Nutzung dieser Korridore werden Nachteile für die Schifffahrt verknüpft, weil die entsprechenden Räume nicht mehr für Notankerungen zu Verfügung ständen. Dies gilt auch für Systeme, die nordwestlich von Schifffahrtsroute 10 erforderlich werden könnten.

Der NABU fordert, die Grenzkorridore aus Sicht des Küstenmeeres festzulegen, da hier das größere Konfliktpotential zu erwarten sei. Zudem solle die Festlegungen mehrere Kilometer breit als Suchraum ausgewiesen werden. Auch fehlt dem NABU eine Begründung, warum Grenzkorridore notwendig seien und wie sich deren Bedarf ermittele. Zudem wird vorgeschlagen, alle zukünftigen Netzanbindungen auf Grenzkorridor II (Norderney) zu bündeln.

Im aktuellen LROP Niedersachsen, das am 03.10.2012 in Kraft getreten ist, wurde der Grenzkorridor I (Ems) als Übergabepunkt im Verfahren mit allen Beteiligten (u.a. WSD NW, BfN, BSH, Nationalparkverwaltung) verhandelt und im Ergebnis verbindlich festgelegt. Die daraus resultierende Fortführung der Trassen in der AWZ wurde in den Teilbereichen Schifffahrt und Naturschutz im Festlegungsverfahren im Küstenmeer mit diskutiert. Daher wird der Grenzkorridor I (Ems) mit drei im Küstenmeer bereits genehmigten bzw. planfestgestellten Systemen als Ort, an dem die Anbindungsleitungen die Grenze zwischen der AWZ und dem Küstenmeer überschreitet, festgelegt.

In Bezug auf die vorgebrachten Bedenken hinsichtlich eines Kabelkorridors zwischen des Vorbehaltsgebiets Rohrleitung (Europipe 2) und der Tiefwasserreede, wird zunächst darauf hingewiesen, dass dieser Korridor derzeit erst als dritter Korridor vorgesehen wird, wenn alle Möglichkeiten 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 bis 2030 nicht zu befürchten. In Anbetracht des im Vergleich zu dem geplanten Kabelkorridor großen Abstands zur Reede erscheint weiterhin eine Anpassung 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. Zusätzlich soll im Rahmen der Fortschreibung geprüft werden, inwiefern die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs durch technische, bauliche, bauaufsichtliche oder gefahrenminimierende Maßnahmen verbessert werden kann. Dies bezieht sich insbesondere auf eine eventuelle Erweiterung des Kabelkorridors zwischen der Rohrleitung Europipe 2 und der Tiefwasserreede.

Bezüglich der Forderung nach Trassenführungen durch Windparks bzw. geringeren Abständen zu den Windenergieanlagen, wird auf die Grundsätze zu den Abständen bei Parallelverlegung (vgl. 5.3.2.2), zu Drittinfrastruktur (vgl. 0) und zu Kreuzungen (vgl. 5.3.2.6) verwiesen. Aus verlegetechnischen Gründen und Gründen der Systemsicherheit der Stromversorgung sind zu den Windenergieanlagen und zwischen den zu verlegenden Kabeln Sicherheitsabstände einzuhalten. Zudem wäre eine Verlegung durch einen Windpark nur mit einer Vielzahl an zusätzlichen Kreuzungen der parkinternen Verkabelung möglich. Da die Windmühlen in der Regel in den Clustern 1 bis 3 deutlich weniger als 1000 m auseinanderstehen, ist die gebündelte Verlegung mehrerer Kabel innerhalb der bereits errichteten Windparks praktisch nicht mehr möglich. Auch eine Verlegung zwischen zwei Projekten ist aufgrund der zu geringen Abstände nahezu auszuschließen. Das BfN hat auf eine Unstimmigkeit bezüglich der Aussagen zu Grenzkorridor I hingewiesen. In der räumlichen Beschreibung zu Grenzkorridor I wird ausgeführt, dass im Küstenmeer im Bereich der Westerems nur 3 Systeme technisch machbar sind, im BFO würde aber zusätzlich der Interkonnektor COBRA über diesen Grenzkorridor ausgewiesen.

Dies ist jedoch kein Widerspruch, da die COBRA-Trasse im Bereich des Küstenmeeres nicht über die gleiche Trasse in der Westerems nach Emden geführt wird sondern auf einer eigenen Trasse auf der niederländischen Seite der Ems Richtung Emshaven. Zur Verdeutlichung wurde der derzeit beantragte Trassenbereich im Küstenmeer nachrichtlich mit dargestellt.

### 9.2.6.3 Gleichstrom-Seekabelsysteme

Im Rahmen der Stellungnahme wurde vom Übertragungsnetzbetreiber TenneT um zahlreiche Anpassungen der Kabelverläufe gebeten. Diese hätten sich im Wesentlichen aus den Änderungen zwischen den ersten und zweiten Entwurf des O-NEP ergeben, beispielsweise durch die Änderung der Reihenfolge der Entwicklung und den Tausch von Netzverknüpfungspunkten und damit auch der Grenzkorridore. Zudem sieht TenneT es als kaum realisierbar an, Kabel „auf Lücke“ zu legen. Hierzu wird u.a. auch ausgeführt, dass damit räumliche Konflikte mit einem bestehenden, in Betrieb befindlichen Datenkabel zeitlich früher auftreten und bereits durchgeführte Trassensurveys im Küstenmeer nicht mehr nutzbar wären. Ob eine Verlegung auf Lücke möglich wäre, ließe sich nur mit einer geophysikalischen Untersuchung des gesamten Korridors klären. Zudem würde sich bei schlechtem Wetter bei der Verlegung der nachfolgenden Kabel innerhalb der Lücke das Risiko der Beschädigung für die Bestandskabel erhöhen, das das Verleges Schiff im Notfall über diesen Ankern müsste. Auch die Verlegung im Flachwasserbereich würde deutlich schwieriger.

Für Projekte, die nicht in den nächsten 10 Jahren umgesetzt werden, kann 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, insbesondere in Zone 3 des O-NEP, hat sich in der Vergangenheit geändert. Insoweit erscheint eine zuverlässige Planung einschließlich der Reihenfolge der Systeme an den Grenzkorridoren derzeit, zumindest für nicht im Bestätigungsentwurf der BNetzA vorgesehene Systeme, nicht möglich. Entsprechend wurde bei der Trassenplanung im BFO der Schwerpunkt auf die Einhaltung der Planungsgrundsätze gelegt. Sollte sich nach einer genauen Prüfung der Trasse eine Verlegung auf Lücke, auch bei ggf. größeren Abständen, als nicht umsetzbar erweisen, kann im Rahmen der jeweiligen Einzelzulassungsverfahren einer detaillierten Betrachtung erfolgen.

Durch einen Konsultationsteilnehmer wurde angeregt, die Trassen der Cluster 11 und 12 mit dem geplanten grenzüberschreitenden System NorGer zu bündeln.

Sowohl die Anbindungsleitungen von Cluster 11 und 12 als auch das grenzüberschreitende System NorGer werden in den nächsten Jahren nicht umgesetzt. Eine Bündelung der Trassen des Clusters 12 zu NorGer würde zu einer deutlichen Verlängerung der Trassen führen, da eine Führung durch Cluster 11 derzeit nicht sinnvoll erscheint. Zudem würde durch eine Bündelung zu NorGer ein deutlich größerer Korridor am Rand des Schutzgebietes entstehen. Eine Bündelung erscheint spätestens bei Betrachtung der ggf. erforderlichen Leitungen für Projekte

nordwestlich der Route 10, wie in der Veränderungssperre dargestellt, nicht mehr zielführend. Sollte eine Bündelung angestrebt werden, wäre eher zu überlegen, ob eine Bündelung entlang der Trassen der Cluster 11 und 12 möglich erscheint, um den Abstand zum Schutzgebiet zu vergrößern.

#### **9.2.6.4 Drehstrom-Seekabelsysteme**

Im Rahmen der Konsultation forderte ein Teilnehmer, klarzustellen, dass an „DoWin alpha“ nur „MEG Offshore 1“ und „Trianel Windpark Borkum“ angeschlossen werden, nicht aber „Borkum Riffgrund 1“. In der räumlichen Beschreibung wird auf die Genehmigung der Konverterplattform „DoWin alpha“ und die gleichzeitig mit genehmigten Kabeltrassen abgestellt. Die Entscheidung, welcher Windpark wie viel Kapazität an welchem Netzanschluss erhält, bleibt dem Zuweisungsverfahren der BNetzA vorbehalten.

Zudem wurde von der Nördlicher Grund GmbH vorgeschlagen, den Windpark „Nördlicher Grund“ an „HelWin beta“ anzuschließen, um die dort freien Kapazitäten zu nutzen. Die Trassenführung solle parallel zur bereits vorhandenen SylWin-Trasse erfolgen. Dieser Vorschlag ist mit mehreren Planungsgrundsätzen des BFO nicht vereinbar. Die vorgeschlagene Anbindung wäre entgegen Grundsatz 5.4.2.6 clusterübergreifend, die Trasse wäre entgegen Grundsatz 5.4.2.5 bei der vorgeschlagenen Route über 100 km lang und diese würde zudem annähernd vollständig durch Schutzgebiete (Grundsatz 5.4.2.8) verlaufen. Vor diesem Hintergrund ist eine solche Trassenführung mit den Grundzügen der Planung nicht vereinbar.

und scheint damit die Grundzüge der Planung zu berühren. Im Rahmen der Fortschreibung wurde gefordert, dass Interimslösungen nur soweit erfolgen dürfen, dass keine Windparks beeinträchtigt werden. Grundsätzlich werden Interimsanbindungen als Lösungen im Einzelfall im BFO nicht geregelt. Die räumliche Umsetzung ist im Einzelzulassungsverfahren auf ihre Verträglichkeit mit den Festlegungen des BFO zu prüfen.

Darüber hinaus wurde eine Klarstellung über die Dauer des Bestehens einer Interimslösung gefordert. Da die zeitliche Festlegung von Netzanbindungen im O-NEP und nicht im BFO erfolgt, trifft der BFO hierzu keine Aussagen.

### **9.3 Grenzüberschreitende Seekabelsysteme**

#### **9.3.1 Planungsgrundsätze**

Die im Rahmen der Konsultation vorgebrachten Stellungnahmen zu den Planungsgrundsätzen für Seekabelsysteme gelten in vielen Fällen auch für die grenzüberschreitenden Seekabelsysteme, da im Wesentlichen die gleichen Grundsätze gelten. Daher wird bezüglich dieser Argumente auf die oben stehende Abwägung dieser Grundsätze verwiesen.

#### **9.3.2 Räumliche Festlegungen**

Ein Konsultationsteilnehmer bittet in seiner Stellungnahme darum, die Planungsgrundsätze des BFO bei der Planung von Interkonnektoren zu berücksichtigen, insbesondere dann, wenn diese aus Naturschutzsicht von Bedeutung sind. Grenzüberschreitende Kabel, deren Planung nicht so weit fortgeschritten seien, dass ein ernsthaftes und begründetes Interesse an einer Verwirklichung bestehe, seien entsprechend im BFO nicht zu sichern. Bei in Deutschland anlanden Kabeln sollten nur solche Planungen einbezogen werden, die im NEP aufgeführt werden.

Bei den im Rahmen des BFO geplanten Trassen werden die Planungsgrundsätze des BFO eingehalten. Bei den Antragstrassen werden die Trassen dahingehend optimiert, dass möglichst viele Grundsätze des BFO eingehalten werden. Alles Weitere ist im Rahmen der Feintrassierung im Einzelprojekt zu klären. Dargestellt werden alle beim BSH beantragten Projekte, unabhängig von ihrer Nennung im NEP.

Bezüglich des Projektes COBRA und der im BFO vorgeschlagenen Alternativtrassen gab es gegensätzliche Stellungnahmen. TenneT weist darauf hin, dass sich der Trassenverlauf

verändert hat und bittet um Berücksichtigung des neuen Trassenverlaufes. Soweit dies nicht den Grundsätzen des BFO widersprach wurde der Trassenverlauf angepasst. Eine Verschiebung des Grenzkorridors an der deutsch-dänischen Grenze in ein Vorbehaltsgebiet Schifffahrt erfolgte jedoch nicht. Bezüglich der Alternativtrasse parallel zu Schifffahrtsroute 10 wurde sowohl die Beibehaltung der Trasse (durch das BFN) als auch die Streichung der Trasse (von einem Windparkentwickler) gefordert. Letzterer schlug alternativ vor, für diese Trasse die Planungsgrundsätze bezüglich des Abstandes zur Schifffahrtsroute und zu parallel angrenzenden Kabeln deutlich zu minimieren. Da der betreffende Windpark nicht planungsrechtlich verfestigt ist, in den nächsten Jahren gem. O-NEP nicht mit einem Netzanschluss zu rechnen ist und die anderen 8 Projekte entlang der Trasse keine Verschiebung forderten, kann dieser Forderung nicht nachgekommen werden. Die Trassenplanung im BFO entspricht den festgelegten Grundsätzen.

Im Rahmen der Konsultation fordert der NABU die Führung des Interkonnektors Nord.Link außerhalb der FFH-Gebiete. Dieser Interkonnektor wurde jedoch am 02.10.2014 genehmigt. Im BFO ist entsprechend die genehmigte Trasse dargestellt.

Der NABU fordert, die Festlegungen der Grenzkorridore mehrere Kilometer breit als Suchraum auszuweisen. Auch fehlt dem NABU eine Begründung, warum überhaupt Grenzkorridore notwendig sind und wie sich deren Bedarf ermittelt.

Neben den Grenzkorridoren wurden zusätzlich Korridore am Rand der AWZ zu den Nachbarländern ausgewiesen. Diese Ausweisung erfolgt, da die tatsächliche Festlegung einzelner Trassen für grenzüberschreitende Kabel gesetzlich gefordert ist, innerhalb der AWZ aber ohne grundlegende Stromnetzplanungen, beispielsweise durch den TYNDP, nicht konkretisiert werden können. Soweit Planungen für grenzüberschreitende Systeme vorliegen, wurden auch diese Übergabestellen gesichert. Dieses Vorgehen wurde von den Nachbarländern akzeptiert, da dort, ebenso wie im Küstenmeer, die Planungen nicht so weit fortgeschritten sind, dass eine Planung eines nordseeweiten Netzes zum jetzigen Zeitpunkt möglich wäre.

## **9.4 Verbindungen untereinander**

Hinsichtlich der Festlegungen zu Verbindungen untereinander hat ein Konsultationsteilnehmer dahingehend Stellung genommen, dass sich der BFO-N als vorgelagerte Planungsebene zum O-NEP verstärkt auch mit möglichen alternativen Trassenkorridoren zur Erstellung eines vermaschten Netzes auseinandersetzen sollte.

Der BFO-N sichert umfangreiche Trassenkorridore und legt standardisierte Technikvorgaben fest. Mit diesen sollen die grundlegenden räumlichen sowie technischen Voraussetzungen für eine Vermaschung der Netzanbindungssysteme geschaffen werden. Dabei erfolgt auf der gegenständlichen Ebene der räumlichen Planung keine Bewertung oder gar Vorfestlegung über deren tatsächliche Nutzung. Hierfür erscheint vielmehr die Bewertung auf Grundlage des energiewirtschaftlichen Bedarfs erforderlich. 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

### **9.4.1 Standardisierte Technikvorgaben**

Wegen der Einwendungen zu den standardisierten Technikvorgaben wird aufgrund der inhaltlichen Übertragbarkeit auf die Abwägung der standardisierten Technikvorgaben zu Anbindungsleitungen verwiesen.

### **9.4.2 Planungsgrundsätze**

Wegen der Einwendungen zu den Planungsgrundsätzen wird aufgrund der inhaltlichen Übertragbarkeit auf die Abwägung der Planungsgrundsätze zu Anbindungsleitungen verwiesen.

### 9.4.3 Räumliche Festlegungen

Der NABU führt in der Stellungnahme aus, dass aus seiner Sicht der BFO keine Verbindungen untereinander planen darf, da damit die Entscheidung über die Notwendigkeit dieser Trassen vorausgenommen würde und verweist diesbezüglich auf den NEP/O-NEP, der nicht von einem n-1 sicheren Netz in der AWZ ausgeht, sondern von einem reinen Kraftwerksanschluss.

Der BFO wird auf Grundlage des § 17a EnWG aufgestellt. Dort sind in Absatz 1 Nr. 6 explizit Verbindungen untereinander genannt. Insoweit folgt der BFO mit der Ausweisung von möglichen Trassen dem gesetzlichen Auftrag. Mit der Ausweisung im BFO wird jedoch keine Aussage über die tatsächliche Umsetzung der Trasse getroffen. Dies bleibt den nachgelagerten Verfahren überlassen.

EnBW führt aus, dass zwar grundsätzlich die Möglichkeit von Teilredundanzen begrüßt wird, ihr Projekt „He Dreht II“ jedoch durch die Ausweisung der Verbindungen untereinander in der Wirtschaftlichkeit gefährdet sei. Eine Beeinträchtigung genehmigter Windparks durch Verbindungen untereinander müsse ausgeschlossen werden. Durch frühzeitige Planung sei hier eine konsensuale Einigung zu erzielen.

Bei der Ausweisung von Verbindungen untereinander im BFO wurden alle planungsrechtlich verfestigten Windparks berücksichtigt. Insoweit erfolgt mit den Ausweisungen keine Beeinträchtigung genehmigter Projekte. Da He Dreht II nicht planungsrechtlich verfestigt ist, erfolgte mit der Veränderungssperre 2012 eine Überplanung eines Teils der Fläche für weitere Kabelsysteme. Eine Einigung über Trassen war trotz durchgeführter Clustergespräche in diesem Cluster bisher nicht zu erzielen.

## 9.5 Darstellungen im Anhang

Ein Konsultationsteilnehmer weist unter Bezugnahme der Darstellung des Hauptkonzentrationsgebietes für Schweinswale im Bereich Sylter Außenriff in Abbildung 11 (im Entwurf Abbildung 13) des BFO darauf hin, dass es fachlich nicht nachzuvollziehen sei, dass nicht auch die Umgebung des Borkum Riffgrundes entsprechend dargestellt werde, da sie eine vergleichbare Bedeutung für Schweinswale habe. Die vorliegenden Erkenntnissen aus den Jahren 2002 bis 2012 zum Vorkommen des Schweinswals in der Deutschen Bucht haben zur Abgrenzung eines Hauptkonzentrationsgebiets im Rahmen der Erarbeitung des Schallschutzkonzeptes für den Schweinswal in der deutschen Nordsee (BMU, 2013) geführt. Auf dieses Schallschutzkonzept bezieht sich die Darstellung in der Anlage des BFO. Das Hauptkonzentrationsgebiet des Schweinswals umfasst das Schutzgebiet „Sylter Außenriff“ und seine Randbereiche. Im Hauptverbreitungsgebiet treten gerade in den Sommermonaten die höchsten Schweinswaldichten, begleitet von dem höchsten Anteil an Kälbern, in der Deutschen Bucht auf. Dem Bereich „Sylter Außenriff“ kommt somit eine herausragende Bedeutung als Aufzuchtgebiet zu. Dagegen treten im Bereich des FFH-Gebietes „Borkum Riffgrund“ sowie in der restlichen Deutschen Bucht im Vergleich eher niedrige Dichten auf. Auch wenn in den Jahren 2002 bis 2013 ein Anstieg des Vorkommens gerade im Bereich des Borkum Riffgrundes festgestellt wurde, blieb die Dichte stets hinter der Dichte im Bereich des „Sylter Außenriffs“ und eine Funktion als Aufzuchtgebiet wurde nicht festgestellt.

## 9.6 Umweltbericht

Ein Konsultationsteilnehmer äußert, dass die Frage, wie der BFO-N 2014 zu den Zielen des Klimaschutzes beitrage, etwa in welchem Umfang er die Einhaltung der Klimaschutzziele sicherstelle, unbeantwortet bleibe. Entsprechend fehle auch eine Antwort auf die Frage, ob die untersuchten alternativen Trassen und Trassenkorridore den gleichen oder einen größeren bzw. geringeren Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele der Bundesregierung leisteten.

Die Offshore-Windenergie hat in der Klimaschutzstrategie der Bundesregierung eine besondere Bedeutung. Durch den koordinierten Ausbau der Netzinfrastruktur im Offshore-Bereich wird eine höhere Planungssicherheit für den Ausbau der Offshore-Windenergie geschaffen. Durch die mit dem Ausbau der 13 Offshore-Windenergie-Cluster (rund 20 GW angenommene

Leistung) verbundenen CO<sub>2</sub>-Einsparungen kann ein wichtiger Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele der Bundesregierung geleistet werden. Es ist grundsätzlich nachvollziehbar, dass der Wunsch nach einer möglichst konkreten Quantifizierung im Hinblick auf die Einhaltung der Klimaschutzziele besteht. Es ist richtig, dass das UVPG nach § 14 Abs. 2 Satz 1 Nr. 2 UVPG die Darstellung der für den Plan geltenden Ziele des Umweltschutzes sowie der Art, wie diese Ziele und sonstige Umwelterwägungen bei der Ausarbeitung des Plans oder des Programms berücksichtigt wurden, enthalten soll. Dies gilt allerdings unter Maßgabe des § 14f UVGP. D.h., der Umweltbericht enthält die Angaben, die mit zumutbarem Aufwand ermittelt werden können, und berücksichtigt dabei den gegenwärtigen Wissensstand und der Behörde bekannte Äußerungen der Öffentlichkeit, allgemein anerkannte Prüfungsmethoden, Inhalt und Detaillierungsgrad des Plans sowie dessen Stellung im Entscheidungsprozess.

Es erscheint auf der Ebene der Fachplanung nicht zumutbar ermittelbar, welcher konkrete Beitrag durch den BFO-N zu den Klimaschutzzielen geleistet wird. Eine solche Quantifizierung erfordert eine umfassende Systemanalyse der möglichen CO<sub>2</sub>-Minderungen unter adäquater Berücksichtigung aller relevanten Vorgänge. Dies würde ein Ökobilanzmodell der Offshore-Windenergienutzung und dynamische Annahmen etwa hinsichtlich Substitutionsfaktoren, Energiemix etc. umfassen. Insbesondere vor dem Hintergrund, dass der Ausbau der Offshore-Windenergie sukzessive über mehrere Jahrzehnte erfolgt, erscheint eine Ermittlung und konkrete Quantifizierung der Einsparpotenziale nicht unter zumutbarem Aufwand umsetzbar. Diesbezügliche Informationen wurden in der Konsultation weder zur Verfügung gestellt, noch sind dahingehende Äußerungen bekannt. Eine entsprechende Einschätzung gilt für die Quantifizierung mit Blick auf Alternativen.

Ein Konsultationsteilnehmer regt an, die verbal-argumentative Bewertung im Umweltbericht zukünftig mit Bewertungsskalen und -matrizen zu ergänzen. Aus fachlicher Sicht kann der Aufstellung von Bewertungsskalen und -matrizen grundsätzlich zugestimmt werden. Im vorliegenden Umweltbericht erfolgt keine grundsätzliche Änderung/Ergänzung der Methodik, da der Bericht sich als Fortschreibung des Umweltberichts zum BFO-N 2012 versteht. Anpassungen beschränken sich daher auf den erforderlichen Bedarf. Eine Ergänzung der Methodik, wie vom BfN angeregt, kann ggf. im Rahmen des gemäß § 17a Abs. 4 EnWG alle drei Jahre erforderlichen vollständigen Verfahrens umgesetzt werden, wenn weitergehende Erkenntnisse und Erfahrungen aus bereits realisierten Projekten vorliegen.

Wie in einzelnen Stellungnahmen gefordert, erfolgte im Rahmen der Überarbeitung des Umweltberichts in Kapitel 4.2 eine Ergänzung im Hinblick auf verschiedene Verlegeverfahren.

Der Hinweis eines Konsultationsteilnehmers, wonach die Aussage in Kapitel 4.4 Umweltbericht, dass für die 13 festgelegten Cluster keine unüberwindbaren Zulassungshindernisse bekannt seien, geändert werden solle, ist nicht nachvollziehbar. Die Bewertung der einzelnen Cluster im Umweltbericht bezieht sich auf die Clusterabgrenzung aus dem BFO-N. Windparkteilflächen, die innerhalb des Seetaucher-Hauptkonzentrationsgebietes liegen, liegen außerhalb dieser Clusterflächen und sind damit nicht von der Bewertung umfasst.

Unter Bezugnahme auf die im Umweltbericht angeführten Vermeidungs- und Verminderungsmaßnahmen weist ein Konsultationsteilnehmer darauf hin, dass die Wahl einer möglichst kurzen Trasse aus naturschutzfachlicher Sicht nicht zwingend die bessere Alternative sei. Aus Sicht des Naturschutzes sei eine längere Trasse vorzuziehen, soweit Schutzgebiete und geschützte Biotope umgangen und störungsfreie, unzerschnittene Räume erhalten werden. Durch den bestehenden Planungsgrundsatz „Verlegung außerhalb der Natura2000-Gebiete...“ wird dieser Bewertung Rechnung getragen. Eine Umgehung von Schutzgebieten kann allerdings zu erheblichen Kabelmehrlängen führen, womit ein größerer Flächenverbrauch, eine größere Störwirkung durch die längere Bauzeit und ein höherer Eintrag von Fremdmaterialien einhergehen. So kann der Eingriff, selbst wenn er außerhalb von Schutzgebieten stattfindet, im Vergleich zu einer Trassierung auf möglichst kurzem Weg durch das Schutzgebiet unter Umgehung geschützter Biotopstrukturen u.U. größer sein. Grundsätzlich ist im Rahmen des



Einzelzulassungsverfahren im Detail zu prüfen, welche Trasse unter ökologischen Aspekten die verträglichste darstellt.

Die Stellungnahme eines Konsultationsteilnehmers, dass die im Kapitel Alternativenprüfung des Umweltberichts angeführten „wenigen Alternativen“ nicht dargestellt würden, wodurch keine nachvollziehbare Abwägung stattfinden könne, kann nicht geteilt werden. Im Rahmen der FFH-Verträglichkeitsprüfung erfolgt eine Alternativenprüfung für (noch nicht genehmigte) Trassen, die das FFH-Gebiet „Sylter Außenriff“ queren. Dass eine Entscheidung für eine Variante erst im Einzelzulassungsverfahren erfolgen kann, ist der Tatsache geschuldet, dass regelmäßig erst auf Ebene des Einzelzulassungsverfahrens eine hinreichende Daten- und Bewertungsgrundlage, insbesondere in Bezug auf geschützte FFH-LRT und Biotoptypen, vorliegt. Im Übrigen wird auf die Abwägung unter Kap. 9.1.2.5 zur Alternativenprüfung verwiesen.

## **10 Zusammenfassende Umwelterklärung und Überwachungsmaßnahmen**

### **10.1 Zusammenfassende Umwelterklärung nach § 14I UVPG**

Bei der Erstaufstellung des BFO-N im Jahr 2012 ist im Sinne des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG) begleitend bzw. integriert eine strategische Umweltprüfung (SUP) durchgeführt worden. Der BFO-N 2012 und der zugehörige Umweltbericht werden nunmehr für das Jahr 2013 und 2014 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 Vorhabensplanung angemessen Rechnung getragen wird.

Umfang und Detaillierungsgrad des Umweltberichts (Untersuchungsrahmen) sind im Rahmen der Erstaufstellung 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 § 14f 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 vernünftigen 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 FFH- und EU-Vogelschutzgebiete sowie der artenschutzrechtlichen Prüfung dargestellt.

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 Seekabeltrassen 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 Natura2000-Gebieten 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 FFH- und Vogelschutzgebiete 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 Schutzgebieten ist für alle Trassen, die Natura2000-Gebiete in Anspruch nehmen und für die eine Umgehung des Schutzgebietes 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 § 14k 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 2012 und der Inhalte des Umweltberichts haben sich hinsichtlich folgender Punkte ergeben:

Im Rahmen dieser Fortschreibung des BFO-N werden zusätzliche Planungsgrundsätze, die der Vermeidung und Verminderung von Umweltauswirkungen dienen, – auch im Sinne der Konsistenz mit dem BFO Ostsee 2013 – mit aufgenommen bzw. bestehende Grundsätze konkretisiert. Als Ergebnis der Konsultation des BFO Ostsee 2013 wurde ein neuer Planungsgrundsatz zur Sedimenterwärmung in den Plan mit aufgenommen, der die Einhaltung des sog. 2 K-Kriteriums sicherstellen soll, d.h. eine maximal tolerierbare Temperaturerhöhung des Sediments um 2°C in 20 cm Sedimenttiefe. Zudem wurde der bestehende Planungsgrundsatz zur Schallminderung dahingehend konkretisiert, dass die der ständigen Praxis im Einzelzulassungsverfahren entsprechenden Lärmschutzwerte von 160 dB (Schallereignispegel) und 190 dB (Spitzenschalldruckpegel) in die Begründung des Grundsatzes aufgenommen wurden. Es handelt sich zwar sowohl bei der Forderung nach Einhaltung des 2 K-Kriteriums als auch bei den festgelegten Lärmschutzwerten um ständige Zulassungspraxis, die Ergänzung der Grundsätze im BFO-N stellt jedoch für die Bewertung von Auswirkungen im Rahmen der SUP eine verbindlichere Grundlage dar.

Wesentliche Änderungen im Hinblick auf die Trassenführung der Seekabel bzw. die Standorte der Konverterplattformen ergeben sich im Rahmen der Fortschreibung nicht. Großräumig sind keine vollkommen neuen Kabeltrassen oder Konverterstandorte hinzugekommen. In einzelnen Clustern wurden AC-Trassen festgelegt. Diese Trassen wurden im BFO-N 2012 als Flächen dargestellt, die über die Veränderungssperre gesichert werden, und entsprechend im Rahmen der SUP berücksichtigt. Insofern ergibt sich aus der Trassenfestlegung kein neuer Prüfauftrag für die SUP. In Cluster 1 wurde der Konverterstandort vom bisherigen Standort an die nördliche Kante des Clusters verschoben. Der neue Standort ist aus naturschutzfachlicher Sicht günstiger zu bewerten als der bisherige Konverterstandort, v. a. im Hinblick auf die FFH-Verträglichkeitsprüfung für das FFH-Gebiet „Borkum Riffgrund“.

Weitere Änderungen im Umweltbericht resultieren insbesondere aus neuen Erkenntnissen aus inzwischen erteilten Genehmigungen/ Planfeststellungen bzw. aus der Umsetzung von Projekten. 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 Schutzgebietes „Sylter Außenriff“ auf Grundlage der Erkenntnisse aus den Projekten „SylWin1 und SylWin alpha“, „HelWin2 und HelWin beta“, „Nord.Link“ 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. Auf der Grundlage neuer Erkenntnisse, die im Rahmen des Planfeststellungsverfahrens „DoWin2 und DoWin beta“ gewonnen wurden, wird darüber hinaus ein kurzer Abschnitt zu den Auswirkungen von Konverterplattformen, die als Schwerkraftfundament ausgeführt werden, im Umweltbericht ergänzt.

Als Ergebnis der Konsultation des Umweltbericht-Entwurfs wurde im Kapitel 4.2 eine Ergänzung im Hinblick auf die unterschiedlichen Verlegemethoden, die in der AWZ der Nordsee grundsätzlich zum Einsatz kommen können, vorgenommen. Ergänzend wurde zudem ein neues Kapitel zur Bewertung möglicher grenzüberschreitender Auswirkungen der Umsetzung des BFO-N in den Umweltbericht aufgenommen.

Wesentliche Änderungen im Hinblick auf die Trassenführung der Seekabel bzw. die Standorte der Konverterplattformen ergeben sich im Rahmen der Fortschreibung nicht. Großräumig sind keine vollkommen neuen Kabeltrassen oder Konverterstandorte hinzugekommen. In einzelnen Clustern wurden AC-Trassen festgelegt. Diese Trassen wurden im BFO-N 2012 als Flächen dargestellt, die über die Veränderungssperre gesichert werden, und entsprechend im Rahmen der SUP berücksichtigt. Insofern ergibt sich aus der Trassenfestlegung kein neuer Prüfauftrag für die SUP. In Cluster 1 wurde der Konverterstandort vom bisherigen Standort an die nördliche Kante des Clusters verschoben. Der neue Standort ist aus naturschutzfachlicher Sicht günstiger zu bewerten als der bisherige Konverterstandort, v.a. im Hinblick auf die FFH-Verträglichkeitsprüfung für das FFH-Gebiet „Borkum Riffgrund“.

Eine weitere Anpassung im Umweltbericht ergibt sich durch eine Konkretisierung der Monitoringanforderungen an Netzanbindungsvorhaben auf der Basis des im Oktober 2013 veröffentlichten StUK4.

Die Überarbeitungen und Ergänzungen ändern grundsätzlich nichts am Ergebnis des Umweltberichts, da alle Änderungen einer besseren Berücksichtigung der Belange des Naturschutzes dienen.

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. folgender Fortschreibungen des BFO-N 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 FFH- und Vogelschutzgebiete 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 für die weiteren Fortschreibungen zukünftig mehr Klarheit erbringen.

Im Rahmen der FFH-VP werden explizit nur mögliche Fernwirkungen der innerhalb der AWZ festgelegten Konverterstandorte und Seekabeltrassen auf Natura2000-Gebiete der Nachbarstaaten und im Küstenmeer untersucht. Diese liegen regelmäßig ausreichend weit von den Schutzgebieten 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.

## **10.2 Überwachungsmaßnahmen nach § 14m UVPG**

Die potenziellen erheblichen Auswirkungen, die sich aus der Durchführung des BFO-N auf die Umwelt ergeben, sind gemäß § 14m 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 § 14m 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.

### **10.2.1 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 vorhabensspezifisches Untersuchungskonzept vorzulegen. Zur

Bewertung des Standortes der Konverterplattform im Hinblick auf die biologischen Schutzgüter sind jeweils die Ergebnisse aus den Untersuchungen von 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 Windpark-Vorhaben abgestimmt und nach Möglichkeit darin enthalten sind. Gemäß aktueller Zulassungspraxis ist zudem eine Totfundregistrierung von Vögeln und Fledermäusen auf der Konverterplattform (bei jedem Wartungs- und Reparaturbesuch) durchzuführen und mit Hilfe digitaler Bilder 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 zum Großteil auch auf Konverterplattformen übertragbar.

### **10.2.2 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 Seekabeltrassen 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 Kabels ist dessen ausreichende Überdeckung 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.

Im Rahmen der SUP für den BFO-N wurden neue Erkenntnisse aus den UVSen sowie aus der gemeinsamen Auswertung von Forschungs- und UVS-Daten verwendet. Durch 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-Windparks 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 des BSH abrufbaren Kartendiensten für Benthosorganismen, Seevögel und Schweinswale werden fachlich qualitätsgesicherte Informationen für andere Behörden, Wirtschaft, Wissenschaft und die interessierte Öffentlichkeit bereitgestellt ([www.geoseaportal.de](http://www.geoseaportal.de)).

# 11 Anlagen: Karten

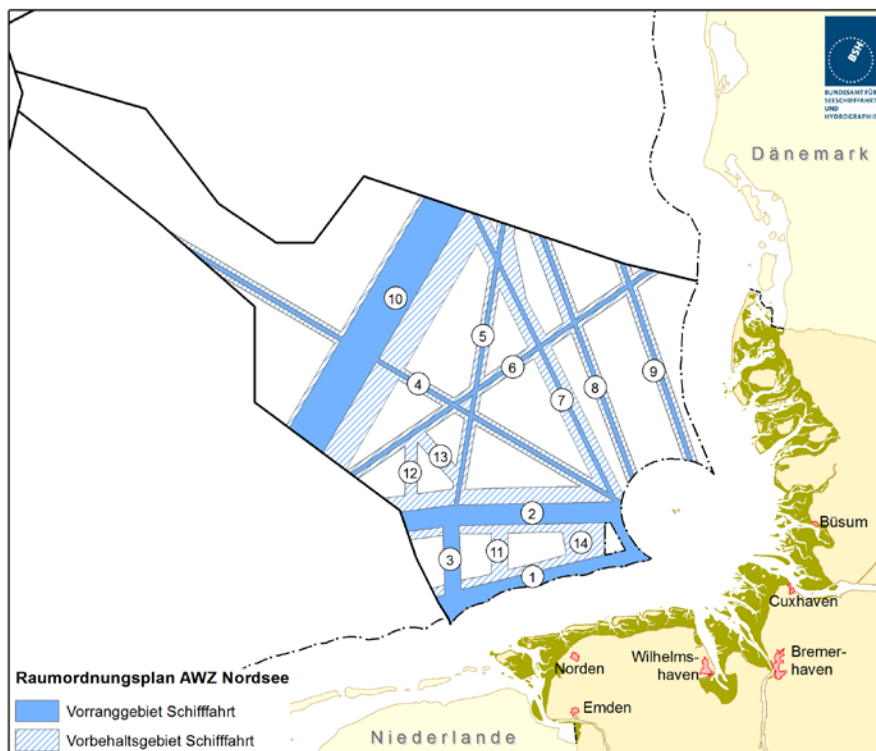


Abbildung 8: Schifffahrtsrouten des Raumordnungsplans AWZ Nordsee

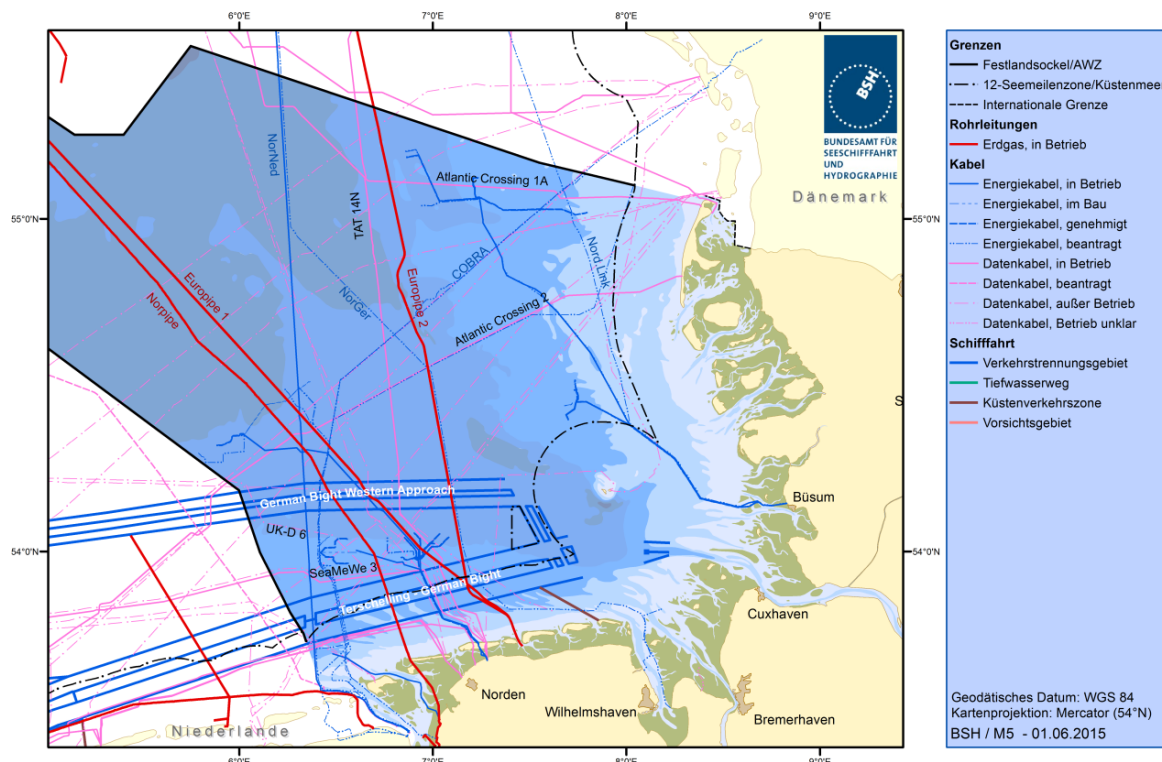


Abbildung 9: Bezeichnungen Seekabel, Rohrleitungen, Verkehrstrennungsgebiete

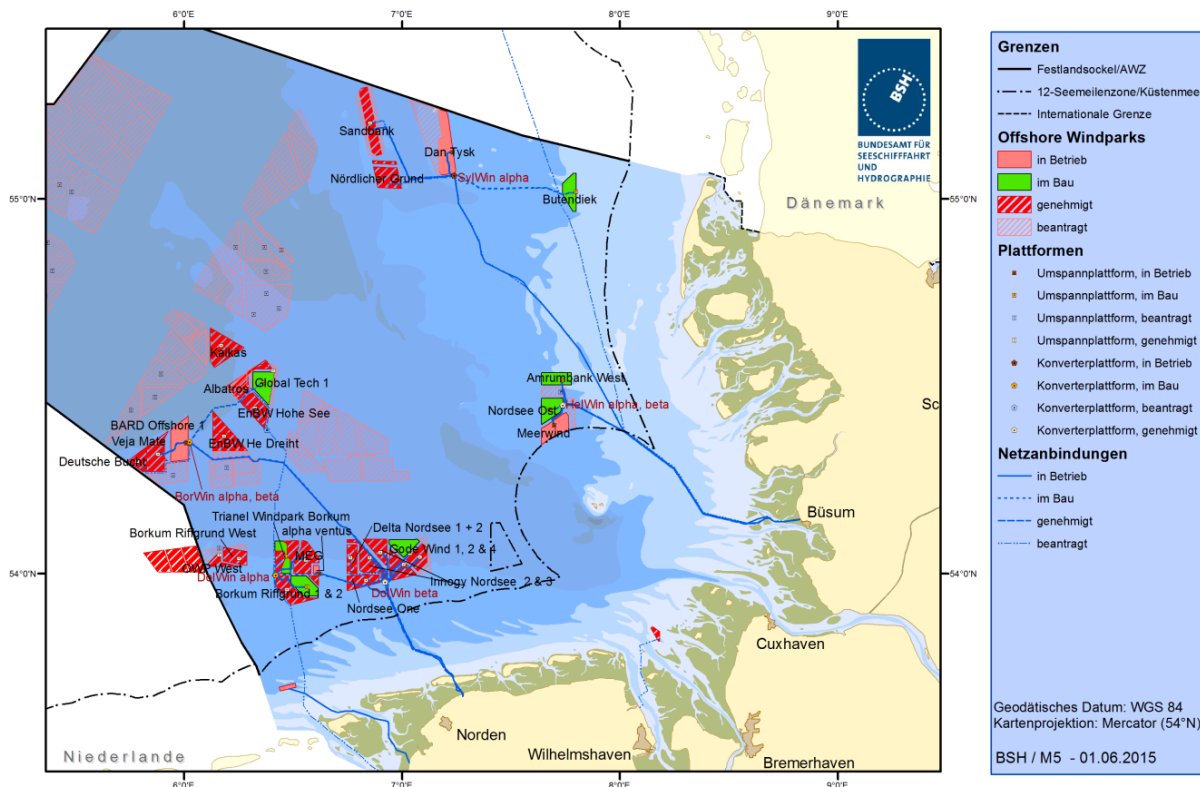


Abbildung 10: Bezeichnungen Offshore-Windparks und Konverterplattformen

(nur die genehmigten Offshore-Windparks sowie die genehmigten Konverterplattformen sowie Abbildung genehmigter Seekabelsysteme)

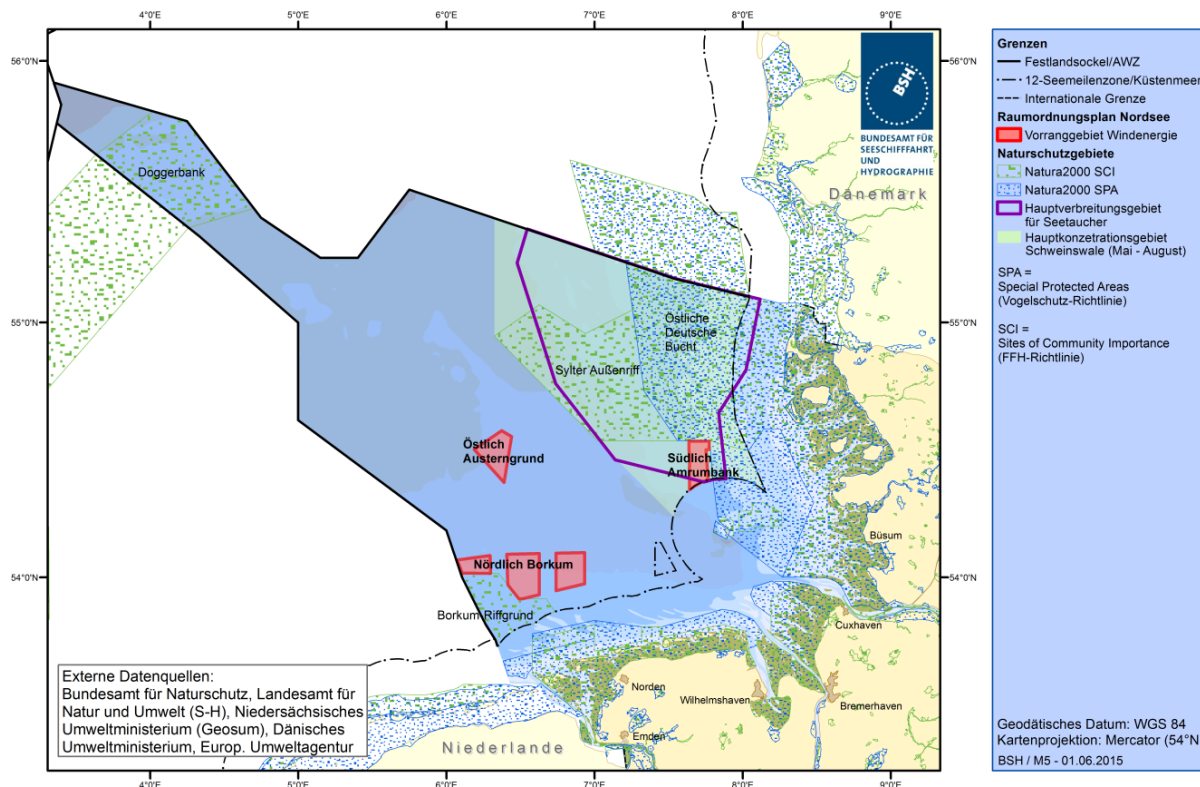


Abbildung 11: Hauptverbreitungsgebiet für Seetaucher, Hauptkonzentrationsgebiet Schweinswale, Bezeichnungen Naturschutzgebiete und Vorranggebiete Windenergie aus Raumordnungsplan AWZ Nordsee



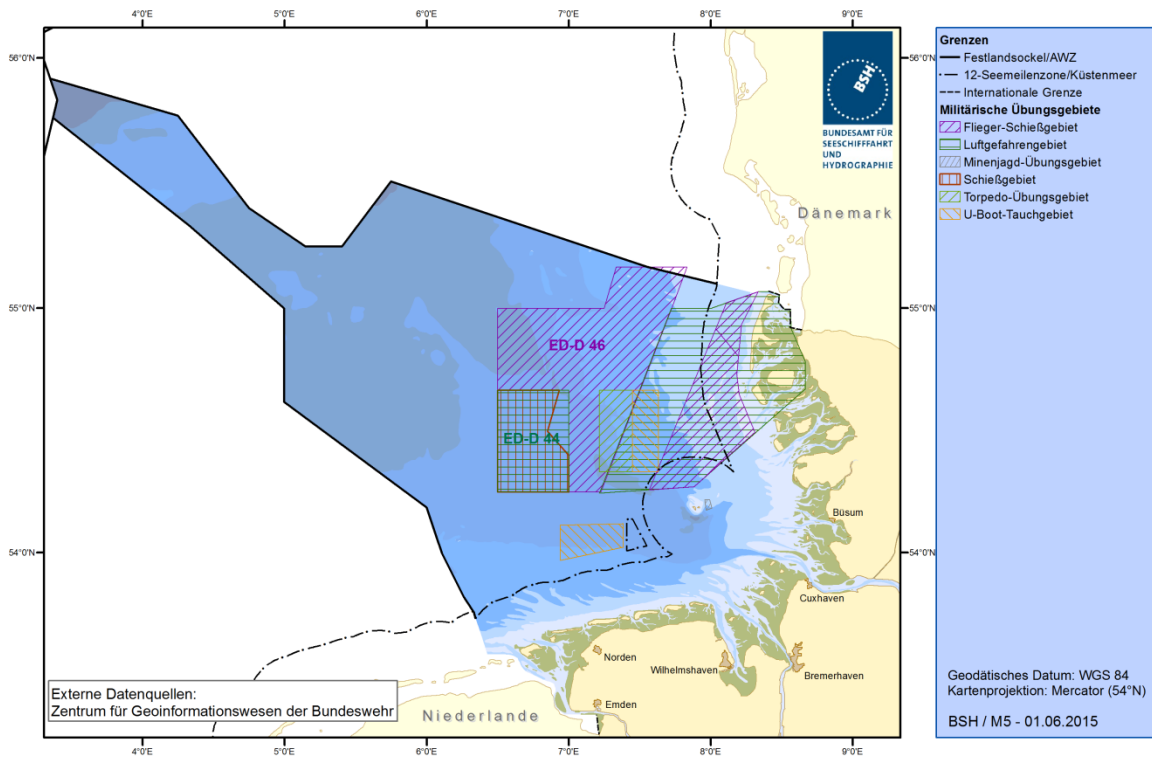


Abbildung 12: Gebiete der Landesverteidigung

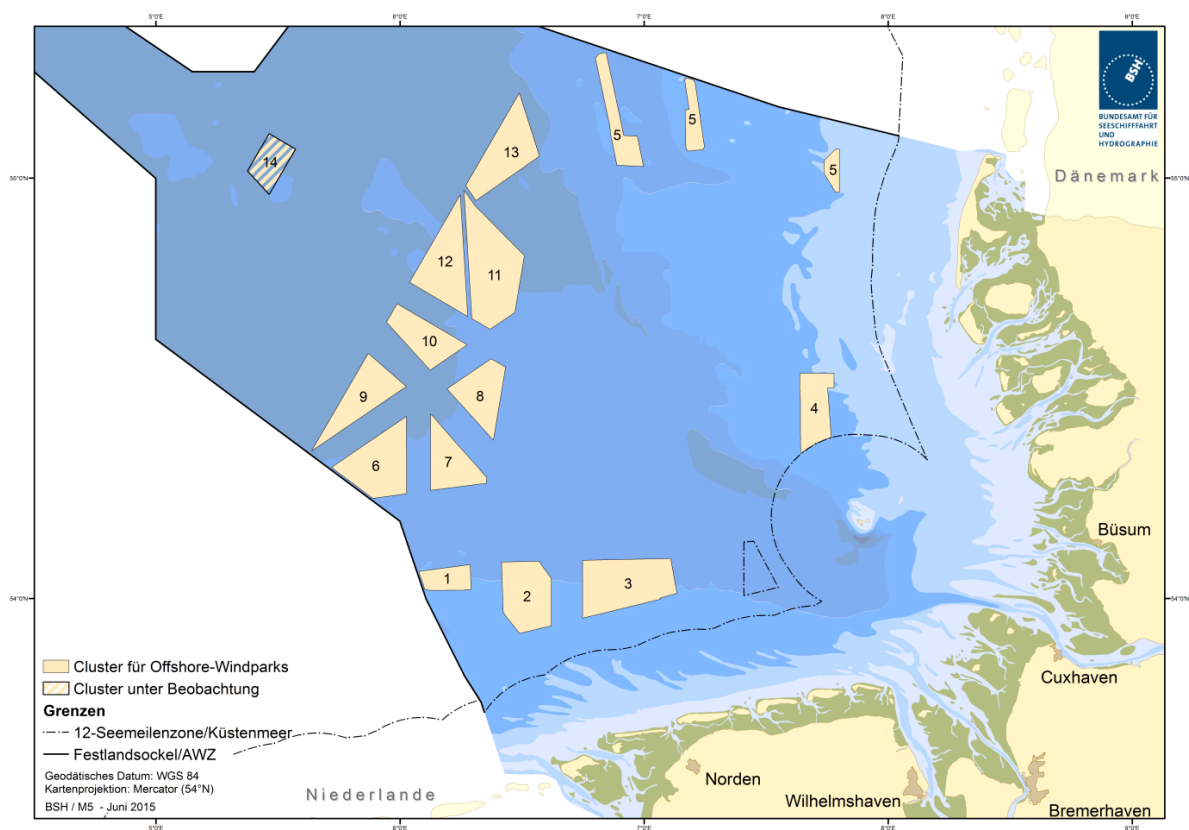


Abbildung 13: Cluster unter Beobachtung

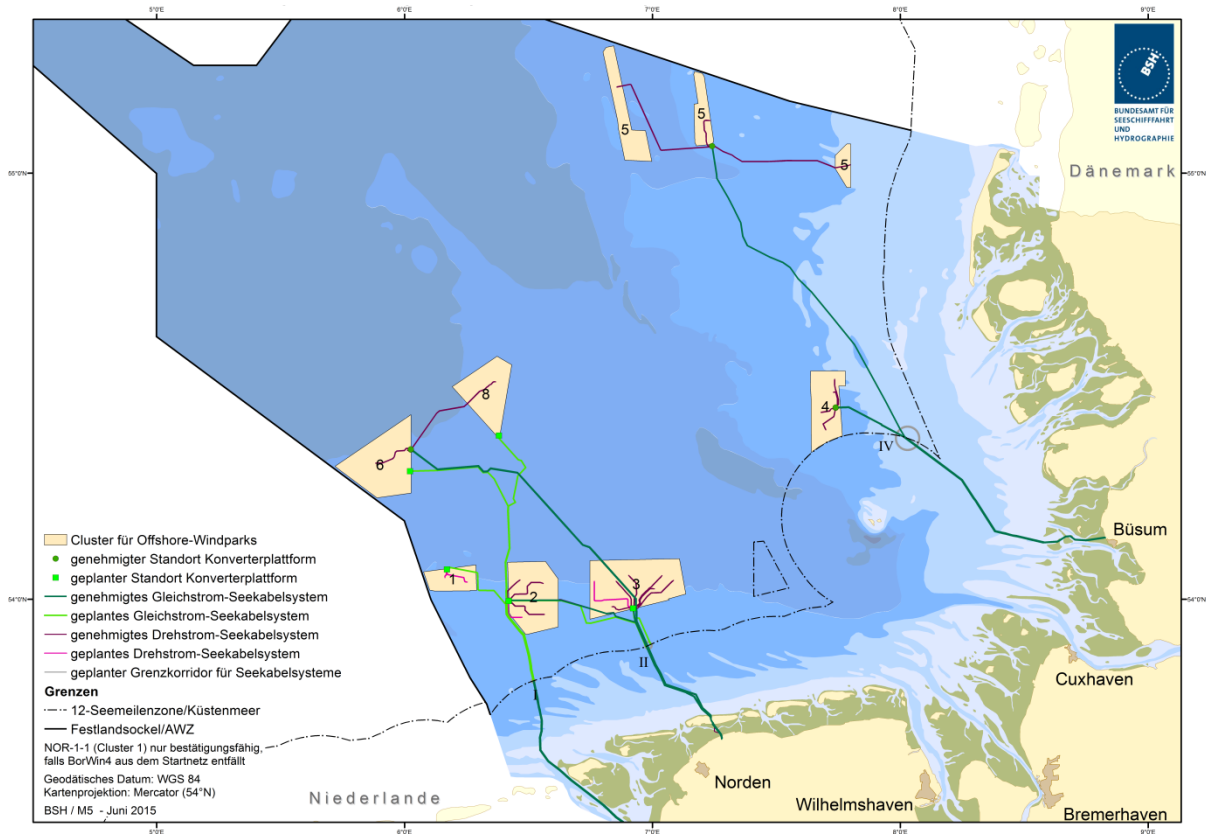
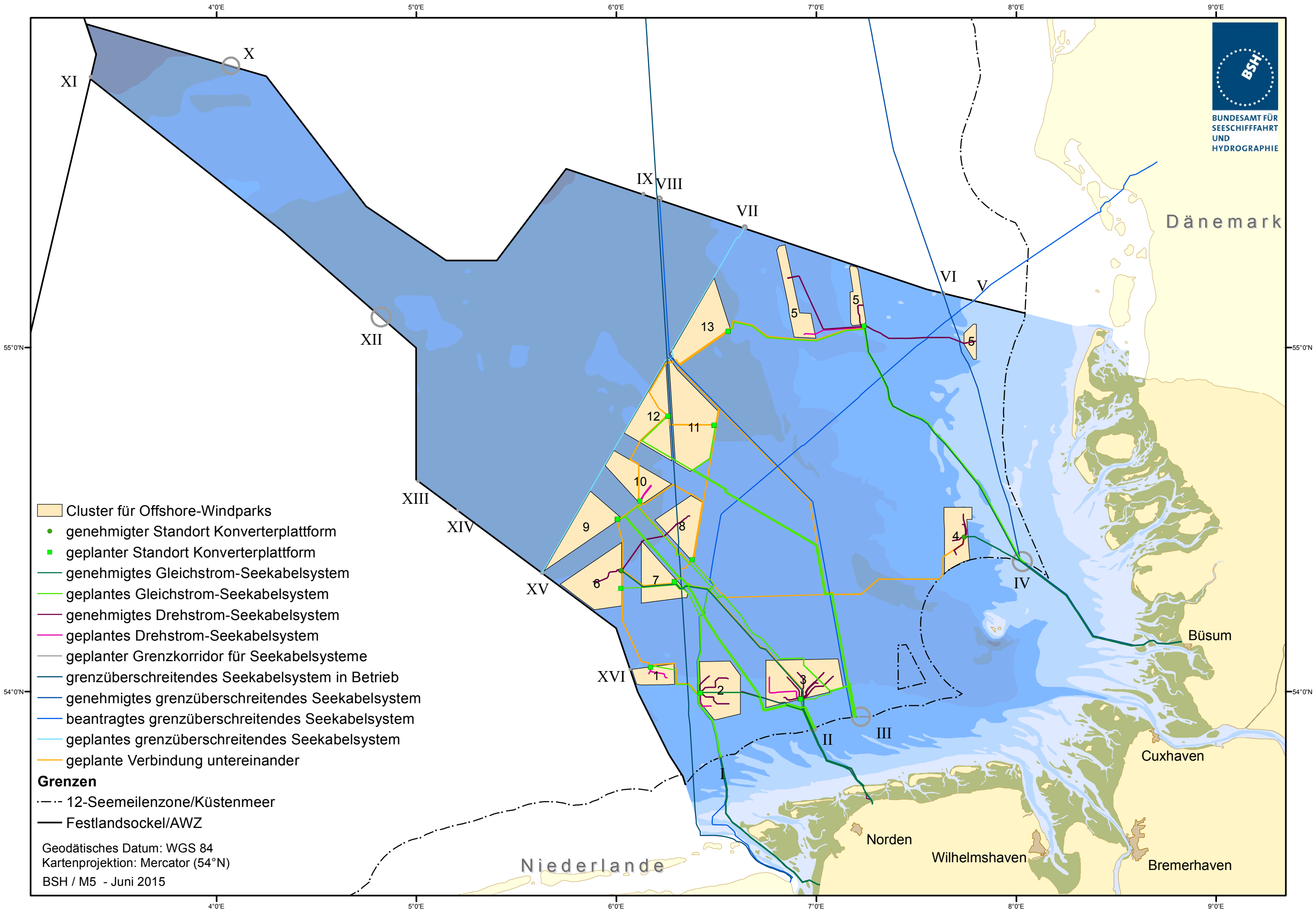


Abbildung 14: Zusammenfassende Darstellung Anbindungsleitung (Entwurf Bedarfsermittlung 2024)

# Bundesfachplan Offshore Nordsee 2013 / 2014



BUNDESAMT FÜR  
SEESCHIFFFAHRT  
UND  
HYDROGRAPHIE



- Cluster für Offshore-Windparks
- genehmigter Standort Konverterplattform
- geplanter Standort Konverterplattform
- genehmigtes Gleichstrom-Seekabelsystem
- geplantes Gleichstrom-Seekabelsystem
- genehmigtes Drehstrom-Seekabelsystem
- geplantes Drehstrom-Seekabelsystem
- geplanter Grenzkorridor für Seekabelsysteme
- grenzüberschreitendes Seekabelsystem in Betrieb
- genehmigtes grenzüberschreitendes Seekabelsystem
- beantragtes grenzüberschreitendes Seekabelsystem
- geplantes grenzüberschreitendes Seekabelsystem
- geplante Verbindung untereinander

- Grenzen**
- 12-Seemeilenzone/Küstenmeer
  - Festlandsockel/AWZ

Geodätisches Datum: WGS 84  
Kartenprojektion: Mercator (54°N)  
BSH / M5 - Juni 2015