

Bedarfsermittlung 2017-2030

Vorläufige Prüfungsergebnisse

Offshore-Netzentwicklungsplan



Bedarfsermittlung 2017-2030

Vorläufige Prüfungsergebnisse Offshore-Netzentwicklungsplan (Zieljahr 2030)

Stand: August 2017

Vorwort

Das nachfolgende Dokument beinhaltet die vorläufigen Prüfungsergebnisse der Bundesnetzagentur zum zweiten Entwurf des Offshore-Netzentwicklungsplans 2017-2030. Stellungnahmen können bis zum 16.10.2017

per Formular: www.netzausbau.de/2030-nep-ub

oder per Post an die

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
Stichwort: O-NEP 2017-2030
Postfach 80 01
53113 Bonn

gerichtet werden.

Die Energiewende erfordert einen Ausbau der deutschen Stromnetzinfrastruktur. Gemäß den Zielen der Bundesregierung soll bis zum Jahr 2050 80% des Bruttostromverbrauchs aus erneuerbaren Energien stammen. Einen wesentlichen Beitrag zu einer künftigen, vornehmlich auf erneuerbaren Energien basierenden, Energieversorgung soll der in der Nord- und Ostsee erzeugte Windstrom leisten. Deshalb sind die Übertragungsnetzbetreiber gesetzlich verpflichtet worden, analog zum landseitigen Netzentwicklungsplan (NEP) auch einen sog. Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP) zu erarbeiten. Der O-NEP enthält eine Gesamtplanung für den Ausbau von Anbindungssystemen bzw. Sammelanbindungen in der Nord- und Ostsee.

Der O-NEP weist die notwendigen Anbindungssysteme zur Anbindung von Offshore-Windparks aus. Anbindungssysteme sind Sammelanbindungen bestehend aus der Gesamtheit aller Einrichtungen zur Übertragung elektrischer Energie zwischen dem landseitigen (Konverter oder Umspannwerk) und dem seeseitigen Netzverknüpfungspunkt (DC- oder AC-Sammelplattform oder Bündelungspunkt), die einen bestimmten Cluster – jedoch nicht einen bestimmten Offshore-Windpark – erschließen. Bei Clustern handelt es sich um mehrere Offshore-Windparks, die räumlich in Zusammenhang stehen und für Sammelanbindungen zur Erschließung mehrerer Offshore-Windparks grundsätzlich geeignet sind. Eine Offshore-Anbindungsleitung wiederum besteht aus einem Anbindungssystem bzw. einer Sammelanbindung sowie windparkspezifischen Komponenten, wie insbesondere den AC-Seekabeln zwischen Sammelplattform oder Bündelungspunkt und der Umspannplattform eines Offshore-Windparks. Die windparkspezifischen Komponenten sind nicht Teil des O-NEP, sondern basieren auf der Zuweisung von Kapazität auf einer Sammelanbindung durch die Bundesnetzagentur an einen bestimmten Offshore-Windpark. Die Übertragungsnetzbetreiber werden durch den O-NEP verpflichtet, das Offshore-Anbindungssystem vom landseitigen bis zum seeseitigen Netzverknüpfungspunkt zu errichten und zu betreiben. Offshore-Windparks, welchen Kapazität auf einer bestimmten Offshore-Anbindungsleitung zugewiesen wurde, haben einen Anspruch auf physikalischen Anschluss an die jeweilige Offshore-Anbindungsleitung und auf Nutzung der

zugewiesenen Kapazität, jedoch keinen Anspruch auf Bau und Betrieb einer bestimmten Offshore-Anbindungsleitung.

Allerdings erfolgt mit der Einführung eines Ausschreibungssystems für die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien ein weiterer „Systemwechsel“ auch für die Offshore-Windenergie. Die maßgeblichen Inhalte für die Offshore-Windenergie werden durch das Gesetz zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See (Windenergie-auf-See-Gesetz, kurz WindSeeG) geregelt. Danach wird bis einschließlich 2020 die bestehende Rechtslage fortgelten, für den Zeitraum ab einschließlich des Jahres 2026 werden Ausschreibungen auf Flächen in Nord- und Ostsee stattfinden, die staatlich voruntersucht wurden (sog. Zielmodell). Für die Jahre 2021 bis 2025 wurde ein Übergangssystem implementiert, in welchem bestehende Projekte, d. h. Offshore-Windparkprojekte mit einer planungsrechtlichen Zulassung oder einem Erörterungstermin in einem solchen Verfahren, die im Küstenmeer oder Cluster 1 bis 8 der AWZ der Nordsee oder Cluster 1 bis 3 der AWZ der Ostsee liegen, an zwei Ausschreibungen mit einem Volumen von jeweils 1.550 MW teilnehmen können. Der bestätigte O-NEP bildet hinsichtlich der Anbindungssysteme die Grundlage der beiden Ausschreibungen im Übergangssystem. Mittlerweile wurde im Frühjahr 2017 die erste der beiden Ausschreibungen auf der Basis des bestätigten O-NEP 2025 durchgeführt. Im Zielmodell wird der Bedarf an Offshore-Anbindungsleitungen zukünftig durch den landseitigen NEP ermittelt, dem seinerseits die Festlegungen des Flächenentwicklungsplans (FEP) zugrunde zu legen sind. Insoweit handelt es sich bei dem O-NEP 2017-2030 um den letzten eigenständigen O-NEP.

Die Grundlage sowohl für den landseitigen als auch den seeseitigen NEP bildet der sog. Szenariorahmen nach § 12a EnWG. Im Szenariorahmen werden Annahmen über die wahrscheinliche Entwicklung der Energieerzeugung und des Energieverbrauchs bis zum jeweiligen Zieljahr des NEP bzw. O-NEP festgelegt. Er umfasst mindestens drei Entwicklungspfade (Szenarien), die die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen der mittel- und langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung abdecken. Er wird jährlich von den Übertragungsnetzbetreibern erstellt und der Bundesnetzagentur zur Konsultation und anschließenden Genehmigung vorgelegt. Der Szenariorahmen bildet die Grundlage für den NEP und den O-NEP.

Die Anbindungssysteme, die sich bereits in Betrieb befinden, die beauftragt wurden oder auf denen Offshore-Windparks in der bereits erfolgten Ausschreibung des Übergangsmodells im Wege eines Zuschlags Kapazität erhalten haben, bilden als Startnetz den Ausgangspunkt der Offshore-Planungen und werden als Eingangsparameter im O-NEP 2017-2030 berücksichtigt.

Der erste Entwurf des O-NEP 2017-2030 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern am 31. Januar 2017 veröffentlicht und bis zum 28. Februar 2017 zur Konsultation gestellt. Die Bundesnetzagentur hat den aufgrund der Konsultation von den Übertragungsnetzbetreibern überarbeiteten zweiten Entwurf des O-NEP 2017-2030 am 2. Mai 2017 erhalten und prüft ihn seitdem.

Im Rahmen der zweiten Konsultation des O-NEP veröffentlicht die Bundesnetzagentur ihre vorläufigen Prüfungsergebnisse zum O-NEP 2017-2030. Diese enthalten die Ergebnisse der bisherigen Prüfung des O-NEP und sollen der Öffentlichkeit eine Hilfestellung bieten, den komplexen Prozess der Erstellung und Genehmigung des Plans besser nachvollziehen zu können.

Das erste Kapitel des vorliegenden Dokuments enthält einen Überblick, welche Anbindungssysteme des O-NEP nach der vorläufigen Prüfung bestätigungsfähig erscheinen. Anschließend erläutert das Kapitel B

„Grundlagen“ neben detaillierteren Informationen zur Erstellung und zur Bedeutung des O-NEP die Bedeutung des Szenariorahmens und des Bundesfachplan-Offshore (BFO). Das weitere Kapitel C „Prüfung“ stellt dar, inwieweit die verschiedenen Prüfkriterien, die Voraussetzung für die Bestätigung des O-NEP sind, von den Übertragungsnetzbetreibern erfüllt wurden. Das Kapitel D „Anbindungssysteme“ enthält Informationen über die Ergebnisse der Prüfung der einzelnen Anbindungen.

Der zweite Entwurf des O-NEP 2017-2030 sowie die vorläufigen Prüfungsergebnisse werden vom 4. August 2017 bis zum 14. September 2017 am Sitz der Bundesnetzagentur (Tulpenfeld 4, 53113 Bonn) ausgelegt und auf der Internetseite www.netzausbau.de öffentlich bekannt gemacht. Behörden und Öffentlichkeit können sich zu dem Entwurf des O-NEP 2017-2030 bis zum 16. Oktober 2017 äußern.

Mit Einleitung der Konsultation ist die Prüfung der Bundesnetzagentur nicht abgeschlossen. Dennoch hält es die Bundesnetzagentur für sinnvoll, ihre derzeitigen Prüfungsergebnisse möglichst klar und deutlich darzustellen. Aus den Formulierungen sollte keinesfalls geschlossen werden, dass die behördliche Prüfung bereits beendet sei. Es gilt in jedem Falle, dass die Bundesnetzagentur die Konsultationsbeiträge ergebnisoffen prüft.

Die Bundesnetzagentur setzt auch ihre eigenen Prüfungen während der Konsultation fort. Das nachfolgend beschriebene Meinungsbild ist unter diesem Aspekt nur ein vorläufiges, selbst wenn dies nicht an jeder Stelle des Textes ausdrücklich betont wird.

Die Bundesnetzagentur bittet diejenigen, die eine Stellungnahme zum O-NEP abgeben möchten, darin kenntlich zu machen, auf welche Abschnitte des Konsultationsdokuments sie sich bezieht. Um die Inhalte einer Stellungnahme gründlich zu erfassen, ist es äußerst hilfreich, wenn sich aus ihr klar ergibt, ob es zum Beispiel um grundsätzliche Kritik an der Vorgehensweise oder um ein bestimmtes Anbindungssystem geht.

Inhaltsverzeichnis

Vorwort	5
Inhaltsverzeichnis	9
A Zusammenfassung.....	11
B Grundlagen.....	13
1. Erstellung des Offshore-Netzentwicklungsplans.....	13
2. Erstellung des Szenariorahmens.....	13
3. Erstellung des Bundesfachplans Offshore.....	14
3.1 Bundesfachplan Offshore Nordsee.....	14
3.2 Bundesfachplan Offshore Ostsee	15
4. Startnetz	15
C Prüfung.....	19
1. Berücksichtigung des Szenariorahmens	20
2. Berücksichtigung des Bundesfachplans Offshore.....	20
3. Ausbaubedarf	23
3.1 Nordsee.....	26
3.2 Ostsee.....	28
4. Kriterien für die zeitliche Abfolge der Umsetzung.....	29
4.1 Auswahl der Kriterien	29
4.2 Küstenentfernung.....	30
4.3 Erzeugungspotenzial.....	32
4.4 Geplante Inbetriebnahme der Netzverknüpfungspunkte.....	32
4.5 Realisierungsfortschritt der anzubindenden Offshore-Windparks	33
4.6 Zusätzliche Kriterien.....	33
4.7 Gewichtung der Kriterien und Prüfungsreihenfolge	33
5. Angabe von Terminen.....	35
5.1 Verbindlicher Termin für den Beginn der Umsetzung.....	35
5.2 Geplanter Zeitpunkt der Fertigstellung.....	35
6. Zeitliche Staffelung der Anbindungssysteme	37
6.1 Nordsee.....	37
6.2 Ostsee.....	40
7. Angaben zum Stand der Umsetzung	44
8. Einklang mit dem Netzentwicklungsplan Strom.....	45
9. Einklang mit dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan.....	46
10. Festlegungen zu clusterübergreifenden Netzanschlüssen	47
10.1 Nordsee	47
10.2 Ostsee.....	50
11. Öffentlichkeitsbeteiligung der Übertragungsnetzbetreiber	51
D Anbindungssysteme.....	53
1. Anbindungssysteme Nordsee	55
1.1 Anbindungssystem NOR-5-2: HGÜ-Verbindung NOR-5-2 (SylWin 2).....	55
1.2 Anbindungssystem NOR-3-2: HGÜ-Verbindung NOR-3-2 (DolWin 4).....	57

1.3	Anbindungssystem NOR-6-3: HGÜ-Verbindung NOR-6-3 (BorWin 4).....	59
2.	Anbindungssysteme Ostsee	61
2.1	Anbindungssystem OST-2-1: AC-Verbindung OST-2-1	61
2.2	Anbindungssystem OST-2-2: AC-Verbindung OST-2-2	63
2.3	Anbindungssystem OST-2-3: AC-Verbindung OST-2-3	65
2.4	Anbindungssystem OST-2-4: HGÜ-Verbindung OST-2-4	67
2.5	Anbindungssystem OST-6-1: HGÜ-Verbindung OST-6-1	69
Abkürzungsverzeichnis		71
Glossar		73
Impressum		75

A Zusammenfassung

1. Nachfolgend genannte Anbindungssysteme wären aus heutiger Sicht bis 2030 bestätigungsfähig:

Anbindungssystem	Umsetzungsbeginn	geplante Fertigstellung	Netzanschluss für Cluster
NOR-5-2 (SylWin 2)	2020	2025	5 (Nordsee)
NOR-3-2 (DolWin4)	2023	2028	3 (Nordsee)
NOR-6-3 (BorWin 4)	2025	2030	6 und 7 (Nordsee)
OST-2-1	2018	2021	1, 2 und 4 (Ostsee)
OST-2-2	2018	2021	1, 2 und 4 (Ostsee)
OST-2-3	2018	2022	1, 2 und 4 (Ostsee)
OST-2-4	2022	2027	1, 2 und 4 (Ostsee)
OST-6-1 ¹	2024	2029	6 (Ostsee)

¹ Im zweiten Entwurf des O-NEP 2017-2030 als OST-3-3 bezeichnet.

Das im zweiten Entwurf als OST-3-3 bezeichnete AC-Anbindungssystem ist voraussichtlich als Anbindungssystem OST-6-1 bestätigungsfähig. Die im O-NEP 2025 für das Übergangssystem von 2021 bis 2025 bestätigten Anbindungssysteme NOR-5-2 (SylWin 2) in der Nordsee sowie OST-2-1, OST-2-2 und OST-2-3 einschließlich der bestätigten clusterübergreifenden Anschlüsse nach Cluster 1 und 4 der Ostsee werden nach der zweiten Ausschreibung einer erneuten Prüfung unterzogen, sofern nicht in einer der beiden Ausschreibungen Windparks durch einen Zuschlag Kapazität auf der entsprechenden Anbindung erhalten. Sollte dies geschehen, wird die entsprechende Anbindung Teil des Startnetzes. Nach dem ersten Gebotstermin zum 1. April 2017 sind demnach die Anbindungssysteme NOR-3-3 (DolWin 6), NOR-1-1 (DolWin 5) sowie NOR-7-1 (BorWin 5) nunmehr Teil des Startnetzes.

2. Die Beauftragung der bestätigungsfähigen Anbindungssysteme mit einer geplanten Fertigstellung bis einschließlich 2025 stünde unter dem Vorbehalt der Bezuschlagung mindestens eines Windparkprojektes gem. § 34 WindSeeG in dem Cluster, der durch das jeweilige Anbindungssystem erschlossen werden soll. Die Bestätigung der voraussichtlich erforderlichen Anbindungssysteme mit einer Fertigstellung nach 2025 steht unter dem Vorbehalt der Bestätigung der Erforderlichkeit durch den bestätigten NEP 2019-2030 auf der Grundlage des Flächenentwicklungsplans (FEP).
3. Der O-NEP 2017-2030 kann – vorbehaltlich der Festlegungen des FEP und des erweiterten NEP 2019-2030 – auch für den Zeitraum nach 2025 Festlegungen enthalten, in welchem Umfang Flächen ausnahmsweise auch über Anbindungssysteme angeschlossen werden, die nicht den eigenen, sondern einen anderen Cluster erschließen (sog. clusterübergreifender Anschluss): Gegenwärtig käme in der Nordsee nach Ansicht der Bundesnetzagentur ein clusterübergreifender Anschluss lediglich für Flächen in Cluster 7 über das Anbindungssystem NOR-6-3 in Betracht, in der Ostsee für Flächen in Cluster 1 und 4 über das Anbindungssystem OST-2-4.

B Grundlagen

1. Erstellung des Offshore-Netzentwicklungsplans

Der erste Entwurf des O-NEP 2017-2030 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erarbeitet und vom 31. Januar 2017 bis zum 28. Februar 2017 für die Öffentlichkeit zur Konsultation gestellt. Nach einer Überarbeitung seitens der Übertragungsnetzbetreiber übersandten diese am 2. Mai 2017 den zweiten Entwurf des O-NEP 2017-2030 der Bundesnetzagentur zur Prüfung. In Abstimmung mit dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie erfolgt hierbei die Prüfung, ob der O-NEP die Anforderungen nach § 17b EnWG erfüllt. Der zweite Entwurf des O-NEP wird ab dem 4. August 2017 bis zum 14. September 2017 am Sitz der Bundesnetzagentur ausgelegt und darüber hinaus auf ihrer Internetseite (www.netzausbau.de) öffentlich bekannt gemacht.

Den Ausgangspunkt für den O-NEP bildet der Szenariorahmen (vgl. Kapitel B 2.), in dem bis zum Jahre 2030 bzw. 2035 die zu erwartende installierte Leistung an Offshore-Windenergie in der Nord- und Ostsee prognostiziert wird.

Um den Ausbaubedarf an Anbindungssystemen für die Nord- und Ostsee zu ermitteln, ist neben dem Szenariorahmen das sogenannte Startnetz relevant (vgl. Kapitel B 4.). Dies besteht aus allen Anbindungssystemen, die sich bereits in Betrieb befinden, die beauftragt wurden oder auf denen Offshore-Windparks in den beiden Ausschreibungen des Übergangsmodells im Wege eines Zuschlags Kapazität erhalten haben. Aus der Differenz zwischen der durch das Startnetz transportierbaren Leistung und der im Szenariorahmen für das Jahr 2030 prognostizierten Leistung ergibt sich die Anzahl der benötigten Anbindungssysteme in der Nord- und der Ostsee.

Eine weitere Eingangsgröße für die Erstellung des O-NEP bildet der BFO, welcher vom Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie erstellt wird (vgl. Kapitel B 3.). Neben einer Festlegung der Trassenkorridore für mögliche Anbindungssysteme werden im BFO innerhalb der ausschließlichen Wirtschaftszone der Bundesrepublik Deutschland (AWZ) geplante und in Betrieb befindliche Offshore-Windparks, die in räumlichem Zusammenhang stehen und für Sammelanbindungen geeignet sind, zu Clustern zusammengefasst. Zudem werden im BFO die Grenzkorridore angegeben, an denen die Anbindungssysteme die Grenze zwischen der AWZ und dem Küstenmeer überschreiten. Darüber hinaus enthält der BFO standardisierte Technikvorgaben und Planungsgrundsätze.

2. Erstellung des Szenariorahmens

Die Übertragungsnetzbetreiber haben gemäß § 12a EnWG einen sog. Szenariorahmen zu erstellen. Dieser Szenariorahmen bildet die Grundlage für die beiden ebenfalls zu erstellenden Netzentwicklungspläne landseitig und seeseitig.

Der Szenariorahmen umfasst mehrere Entwicklungspfade (Szenarien), die für den Zeitraum bis zum Zieljahr des jeweiligen NEP bzw. O-NEP die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen der mittel- und langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung abdecken. Im Szenariorahmen werden insbesondere Annahmen über die zukünftigen Erzeugungskapazitäten und den Verbrauch elektrischer

Energie in der Bundesrepublik Deutschland in den kommenden Jahren getroffen. Der Szenariorahmen enthält damit auch Angaben zu der installierten Offshore-Leistung in allen Szenarien.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben der Bundesnetzagentur am 10. Januar 2016 den Entwurf des Szenariorahmens zum NEP/O-NEP 2017-2030 (Szenariorahmen 2017-2030) überreicht. Die Bundesnetzagentur hat den Szenariorahmen 2017-2030 im Zeitraum vom 18. Januar 2016 bis zum 22. Februar 2016 konsultiert und am 30. Juni 2016 genehmigt.

Der Szenariorahmen 2017-2030 enthält die Szenarien A2030, B 2030, B 2035 und C2030. Das Szenario A 2030 unterstellt dabei, dass die Zubaugrenze nicht erreicht bzw. unterschritten wird, während die übrigen Szenarien deren Erreichen unterstellen.

Der Szenariorahmen zum NEP/O-NEP 2017-2030 enthält darüber hinaus folgende Vorgabe zur regionalen Verteilung der Offshore-Kapazitäten nach Nord- und Ostsee für die einzelnen Szenarien:

Tabelle 1: Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie gemäß Szenariorahmen 2017-2030

	Szenario A 2030	Szenario B 2030	Szenario B 2035	Szenario C 2030
Nordsee	11.200 MW	11.700 MW	14.400 MW	11.700 MW
Ostsee	3.100 MW	3.300 MW	4.600 MW	3.300 MW
Gesamt	14.300 MW	15.000 MW	19.000 MW	15.000 MW

3. Erstellung des Bundesfachplans Offshore

Nach § 17a EnWG erstellt das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie den BFO. § 17b Abs. 1 Satz 2 EnWG sieht vor, dass der O-NEP unter Berücksichtigung der im BFO enthaltenen Festlegungen erstellt wird. Der BFO nach § 17a EnWG wird jeweils inhaltlich getrennt für Nord- und Ostsee erstellt.

Der BFO als räumliche Fachplanung weist für den Bereich der AWZ von Nord- und Ostsee mögliche Standorte für technische Werke wie z.B. Umspannplattformen und Konverter aus. Weiterhin ist die Ausweisung von Trassenverläufen für Anbindungssysteme von Offshore-Windparks bis zur Grenze AWZ – Küstenmeer Regelungsgegenstand. Zudem werden Grenzkorridore festgelegt, an denen Anbindungssysteme die Grenze zwischen der AWZ und dem Küstenmeer überschreiten sollen. Des Weiteren werden im BFO Offshore-Windparks, die regelmäßig in einem räumlichen Zusammenhang stehen und für Sammelanbindungen geeignet sind, zu Clustern zusammengefasst. Außerdem werden standardisierte Technikvorgaben und Planungsgrundsätze festgelegt.

Flankiert wird der BFO von einer Strategischen Umweltprüfung nach §14g UVPG i. V. m. § 17a Abs. 2 EnWG.

3.1 Bundesfachplan Offshore Nordsee

Bereits am 22.02.2013 wurde der Bundesfachplan Offshore für die AWZ der Nordsee (BFO-N) veröffentlicht, am 12.06.2015 sowie am 09.12.2016 wurde der BFO-N fortgeschrieben. Derzeit befindet sich der BFO-N in einer weiteren Fortschreibung.

Im BFO-N ist im Sinne einer technischen Standardisierung eine Übertragungsleistung von 900 MW (bei +/-320 kV) pro Gleichstromleitung festgelegt worden.

Weiterhin wurden 13 Cluster einbezogen, welche im Rahmen des BFO-N mit entsprechenden Standorten für Konverterstationen und Trassenkorridoren für die entsprechenden Anbindungssysteme versehen wurden. Zusätzlich enthält der BFO-N zu jedem einbezogenen Cluster eine Angabe über die in diesem Cluster zu erwartende Erzeugungsleistung. Diese beruht auf der Grundlage bereits gebauter bzw. im Bau befindlicher Offshore-Windparks und auf der jeweiligen Antrags- und Genehmigungslage.

3.2 Bundesfachplan Offshore Ostsee

Der BFO wurde für die Ostsee (BFO-O) erstmalig zum 07. März 2014 aufgestellt sowie am 09.12.2016 fortgeschrieben. Derzeit befindet sich der BFO-O in einer weiteren Fortschreibung.

Für die Planung der Trassenkorridore der Anbindungssysteme wurde zu Grunde gelegt, dass sämtliche Leitungen mittels Drehstromtechnologie in einer einheitlichen Spannung von 220 kV realisiert werden sollen. Die Leistung pro Drehstromkabel soll laut BFO-O 250 MW betragen.

Im BFO-O sind vom Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie drei Windparkcluster vorgesehen. Die ermittelte Erzeugungsleistung basiert auf bisherigen Genehmigungen von Offshore-Windparks und einem Flächenansatz. Der Flächenansatz sieht vor, dass pro Quadratkilometer (km²) zwei Anlagen mit je 7 MW Leistung installiert werden, d. h. 14 MW/km².

4. Startnetz

Das Startnetz beinhaltet sämtliche beauftragte und in Betrieb befindliche Anbindungssysteme für Offshore-Windparks, die aufgrund der alten Rechtslage (§ 118 Abs. 12 EnWG i. V. m. § 17 Abs. 2a EnWG a.F.) realisiert wurden oder noch werden (Startnetz alt), sowie die Anbindungssysteme, die aufgrund eines bestätigten O-NEP beauftragt oder auf denen Offshore-Windparks in der ersten Ausschreibung des Übergangmodells im Wege eines Zuschlags Kapazität erhalten haben (Startnetz neu). Letzteres betrifft bisher die Anbindungssysteme NOR-1-1 (DoIWin 5), NOR-3-3 (DoIWin 6) sowie NOR-7-1 (BorWin 5).

Die Anbindungssysteme im Startnetz werden – analog dem Vorgehen aus dem landseitigen NEP – bei der Prüfung des O-NEP als gegeben unterstellt und deren Erforderlichkeit im Rahmen der Prüfung zum O-NEP nicht untersucht. Infolgedessen ist das Startnetz nicht Teil der Bestätigung des O-NEP durch die Bundesnetzagentur.

In Tabelle 2 sind die dem Startnetz zugehörigen Anbindungssysteme informativ aufgeführt.

Tabelle 2: Anbindungssysteme im Startnetz

Anbindungssystem	Netzverknüpfungspunkt	Übertragungskapazität [MW]	Umsetzungsbeginn ¹	Umsetzungsstand / geplante Fertigstellung
NOR-0-1 (AC-Netzanbindungssystem Riffgat)	Emden/Borßum	113,4	-	in Betrieb
NOR-0-2 (AC-Netzanbindungssystem)	Inhausen	111	-	im Bau / 2017

Anbindungssystem	Netzverknüpfungspunkt	Übertragungskapazität [MW]	Umsetzungsbeginn ¹	Umsetzungsstand / geplante Fertigstellung
system Nordergründe)				
NOR-1-1 (DC-Netzanbindungssystem DolWin 5)	Emden/Ost	900	2019	in Planung / 2024
NOR-2-1 (AC-Netzanbindungssystem alpha ventus)	Hagermarsch	62	-	in Betrieb
NOR-2-2 (DC-Netzanbindungssystem DolWin1)	Dörpen/West	800	-	in Betrieb
NOR-2-3 (DC-Netzanbindungssystem DolWin3)	Dörpen/West	900	-	im Bau / 2018
NOR-3-1 (DC-Netzanbindungssystem DolWin2)	Dörpen/West	916,2	-	in Betrieb
NOR-3-3 (DC-Netzanbindungssystem DolWin 6)	Emden/Ost	900	2017	in Planung / 2023
NOR-4-1 (DC-Netzanbindungssystem HelWin1)	Büttel	576	-	in Betrieb
NOR-4-2 (DC-Netzanbindungssystem HelWin2)	Büttel	690	-	in Betrieb
NOR-5-1 (DC-Netzanbindungssystem SylWin1)	Büttel	864	-	in Betrieb
NOR-6-1 (DC-Netzanbindungssystem BorWin1)	Diele	400	-	in Betrieb
NOR-6-2 (DC-Netzanbindungssystem BorWin2)	Diele	800	-	in Betrieb
NOR-7-1 (DC-Netzanbindungssystem BorWin5)	Cloppenburg	900	2020	in Planung / 2025
NOR-8-1 (DC-Netzanbindungssystem BorWin3)	Emden/Ost	900	-	im Bau / 2019
OST-1-1 (AC-Netzanbindungssystem Westlich Adlergrund)	Lubmin	250	2014	im Bau / 2018
OST-1-2 (AC-Netzanbindungssystem Westlich	Lubmin	250	2014	im Bau / 2019

Anbindungssystem	Netzverknüpfungspunkt	Übertragungskapazität [MW]	Umsetzungsbeginn ¹	Umsetzungsstand / geplante Fertigstellung
Adlergrund)				
OST-1-3 (AC-Netzanbindungssystem Westlich Adlergrund)	Lubmin	250	2014	im Bau / 2019
OST-3-1 (AC-Netzanbindungssystem Baltic 1)	Bentwisch	50,6	-	in Betrieb
OST-3-2 (AC-Netzanbindungssystem Baltic 2)	Bentwisch	338,6 ²	-	in Betrieb

¹ Angabe nur bei Anbindungssystemen, die auf einem bestätigten O-NEP basieren, d.h. nicht bei solchen Anbindungen, die auf Basis der alten Rechtslage vor Einführung des O-NEP-Systems umgesetzt werden.

² Das Anbindungssystem OST-3-2 baut auf dem Anbindungssystem OST-3-1 auf. Durch beide Anbindungssysteme ergibt sich eine Übertragungskapazität von insgesamt 338,6 MW.

In Abbildung 1 ist das Startnetz der Nordsee und in Abbildung 2 das Startnetz der Ostsee dargestellt.

Die Gesamtanbindungskapazität des Startnetzes beträgt 10.921,2 MW. Davon entfällt eine Anbindungskapazität von 9.832,6 MW auf die Nordsee und 1.088,6 MW auf die Ostsee.

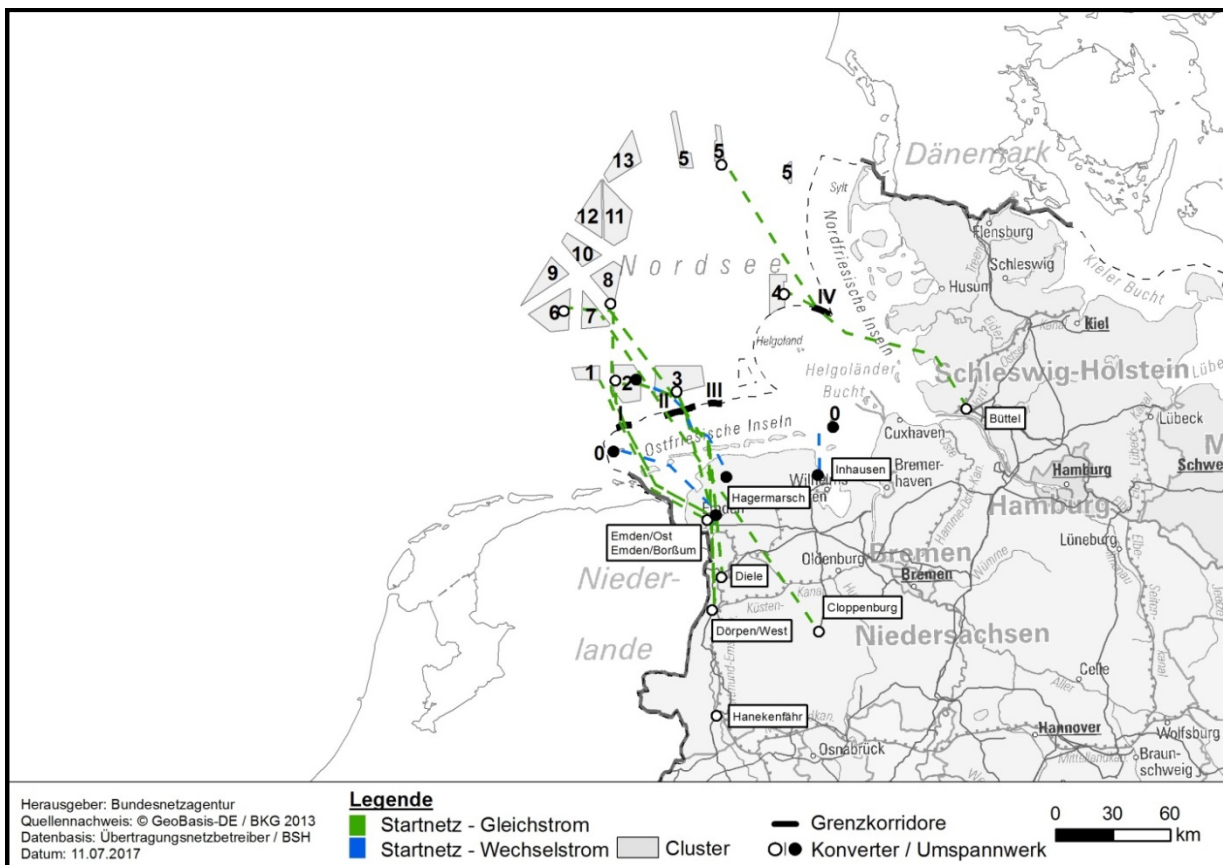


Abbildung 1: Startnetz Nordsee

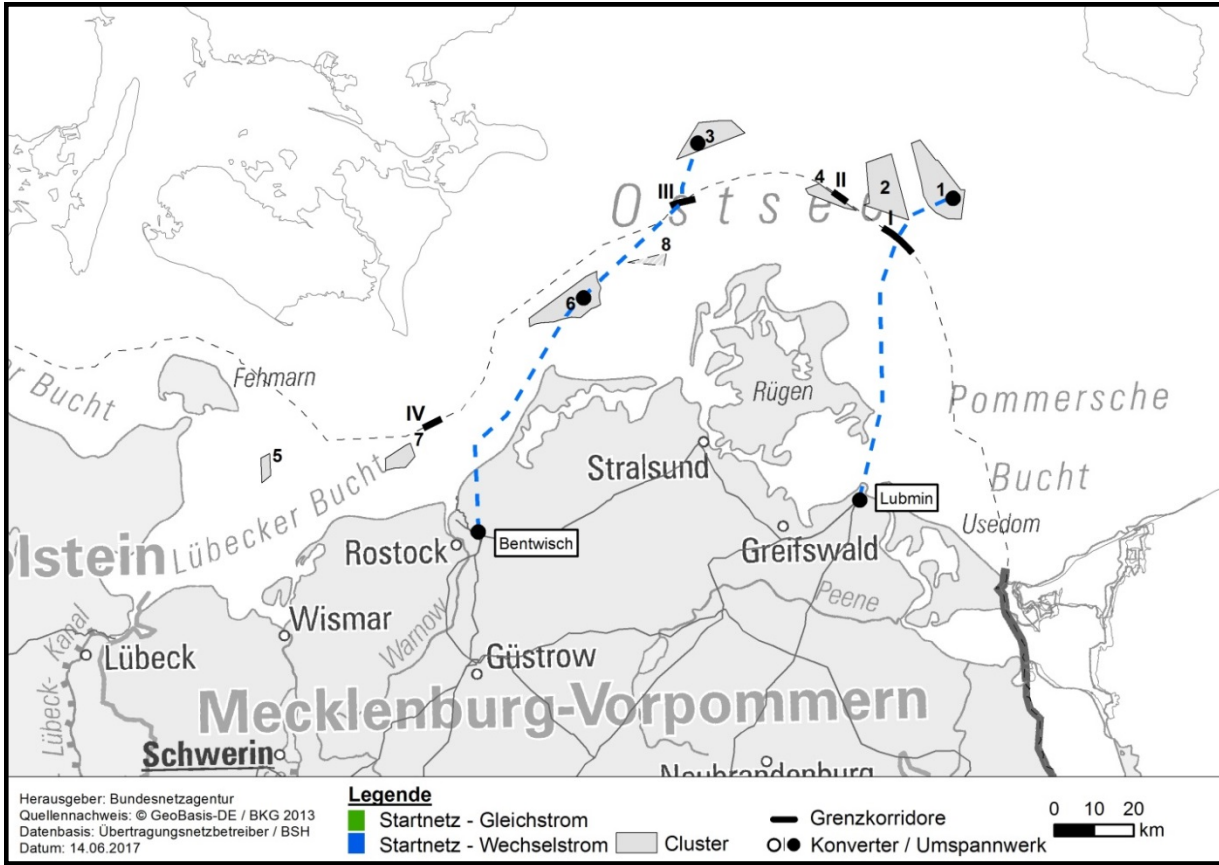


Abbildung 2: Startnetz Ostsee

C Prüfung

Der O-NEP stellt eine auf einen Zieljahr-Horizont vorgenommene Planung von Anbindungssystemen, d. h. Sammelanbindungen, zur Erschließung von Offshore-Windpark-Clustern für die gesamte Nord- und Ostsee Deutschlands dar. Im Gegensatz zum landseitigen NEP, dessen Ziel der Ausbau des Stromnetzes für eine sichere und zuverlässige Stromversorgung ist, handelt es sich bei dem O-NEP um einen Plan für Sammelanbindungen zur Erschließung von Clustern. Daher unterscheidet sich auch die Prüfung des O-NEP von der Prüfung des NEP.

Im landseitigen NEP werden im Rahmen eines Zieljahr-Horizontes die notwendigen Maßnahmen dargestellt, um das Übertragungsnetz weiterhin sicher und zuverlässig zu betreiben. Hierfür sind sowohl Veränderungen bei der Erzeugungsstruktur als auch beim Verbrauch zu berücksichtigen.

Im Gegensatz zum NEP wird im O-NEP eine Anbindungsplanung für Erzeugungseinheiten vorgegeben, deren erzeugte elektrische Energie an Land transportiert werden muss. Es entsteht somit eine Planung, ab welchem Zeitpunkt die Erzeugung aus Offshore-Windenergie in den Küstenregionen Deutschlands an welchen Orten eingespeist werden soll. Da in den Seegebieten kein Verbrauch im Sinne einer Abnahme der erzeugten Energie erfolgt, muss die erzeugte elektrische Energie zu nahezu 100% an Land transportiert werden. Die Planung der Anbindungskapazitäten folgt demnach direkt der im Szenariorahmen prognostizierten Erzeugungsleistung. Der Verbrauch von Energie spielt dabei, anders als im landseitigen NEP, keine Rolle.

Ein weiterer zentraler Punkt bei der Prüfung des landseitigen NEP ist die Prüfung der Wirksamkeit einer Maßnahme. Dabei wird untersucht, ob das Netz auch ohne diese Maßnahme sicher wäre und weiterhin zuverlässig betrieben werden könnte. Im Unterschied dazu führt der Ausfall eines Anbindungssystems zunächst dazu, dass die daran angeschlossenen Offshore-Windparks nicht mehr ins Übertragungsnetz einspeisen können. Solange die fehlende Einspeisung durch andere Stromeinspeisungen kompensiert werden kann, hat dies jedoch keinerlei Einfluss auf die Stabilität des Stromnetzes. Das Kriterium der Wirksamkeit, wie es im landseitigen NEP geprüft wird, hat demnach für die Prüfung des O-NEP derzeit keine Relevanz.

Die Bundesnetzagentur hat gemäß § 17c EnWG die Übereinstimmung des O-NEP mit den Anforderungen nach § 17b EnWG in Abstimmung mit dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie zu prüfen. Laut § 17b EnWG muss dabei der O-NEP auf Grundlage des Szenariorahmens erstellt werden und den jeweils aktuellen BFO berücksichtigen. Ein zentraler Punkt der Prüfung des O-NEP ist die sachgerechte Wahl und Anwendung von Kriterien für die zeitliche Abfolge der Anbindungssysteme, da dies entscheidet, in welcher Reihenfolge die Cluster für Offshore-Windparks in der Nord- und Ostsee erschlossen werden.

Die vorläufigen Prüfungsergebnisse der relevanten Anforderungen für die Bestätigung der Anbindungssysteme gemäß § 17b EnWG werden im Folgenden dargestellt.

Da im sog. Zielmodell ab dem Jahre 2026 gem. § 12b Abs. 1 Satz 4 Nr. 7 EnWG der Bedarf an Offshore-Anbindungsleitungen durch den landseitigen NEP ermittelt wird, dem seinerseits die Festlegungen des Flächenentwicklungsplans (FEP) zugrunde zu legen sind, steht die Bestätigung der voraussichtlich erforderlichen Anbindungssysteme mit einer Fertigstellung nach 2025 unter dem Vorbehalt der

Bestätigung der Erforderlichkeit durch den bestätigten NEP 2019-2030 auf der Grundlage der Festlegungen des FEP.

1. Berücksichtigung des Szenariorahmens

Nach § 17b Abs. 1 Satz 2 EnWG müssen die Übertragungsnetzbetreiber im Entwurf zum O-NEP den Szenariorahmen nach § 12a EnWG zu Grunde legen.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben die Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie gemäß dem genehmigten Szenariorahmen 2017-2030 übernommen (vgl. Tabelle 1). Neben der genehmigten Mantelzahl haben die Übertragungsnetzbetreiber dabei auch der Vorgabe für die Regionalisierung dieser Leistung nach Nord- und Ostsee Rechnung getragen. Da die im Szenariorahmen vorgenommene ergänzende Regionalisierung eine wichtige Eingangsgröße für den landseitigen NEP ist, besteht bezogen auf diese Größe Konsistenz zum landseitigen NEP. Für die der Prüfung zugrunde liegenden Szenarien wurde von den Übertragungsnetzbetreibern demnach die gesamte Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie von 15.000 MW auf 11.700 MW in der Nordsee und 3.300 MW in der Ostsee aufgeteilt.

2. Berücksichtigung des Bundesfachplans Offshore

Die Bundesnetzagentur erachtet auch die Berücksichtigung des BFO-N und BFO-O gemäß § 17b Abs. 1 Satz 2 EnWG für gegeben.

Für die Berücksichtigung des BFO bei der Prüfung des O-NEP sind aus Sicht der Bundesnetzagentur insbesondere die folgenden getätigten Angaben innerhalb des BFO relevant:

1. Die standardisierten Technikvorgaben, insbesondere für die Seekabel.
2. Die Clusterausweisung innerhalb der AWZ sowie das für jedes Cluster angegebene Erzeugungspotenzial.
3. Die angegebenen Grenzkorridore zwischen AWZ und Küstenmeer.
4. Die raumordnerischen Festlegungen zu clusterübergreifenden Netzanschlüssen.

Sowohl in der Nord- als auch in der Ostsee werden die im BFO-N und BFO-O gemachten standardisierten Technikvorgaben, welche für den O-NEP relevant sind, berücksichtigt. Demnach wurde in der Nordsee eine Übertragungsleistung von 900 MW pro DC-Kabel und in der Ostsee eine Übertragungsleistung von 250 MW pro AC-Kabel unterstellt. Für die Erschließung etwaig (d.h. in Abhängigkeit vom Ausgang der Ausschreibungen im Übergangssystem) nicht erschlossener Potenziale in der Ostsee nach dem Jahr 2025 kommt ausnahmsweise als Alternative zu mehreren AC-Systemen die Verwendung der DC-Technologie in Betracht (siehe 3.).

Auch die Clustereinteilung innerhalb der AWZ wurde aus Sicht der Bundesnetzagentur berücksichtigt. Dies umfasst für die Nordsee die Berücksichtigung der im BFO-N einbezogenen Cluster 1 bis 13 und für die Ostsee die Berücksichtigung der im BFO-O einbezogenen Cluster 1 bis 3. Für das Küstenmeer wurden in der Nordsee die beiden nach alter Rechtslage realisierten bzw. noch zu realisierenden Projekte zu einem Cluster 0 zusammengeschlossen.

In Abbildung 3 sind sämtliche im zweiten Entwurf des O-NEP 2017-2030 berücksichtigten Cluster der Nordsee aufgeführt. Die gestrichelte Linie entspricht der 12-Seemeilen-Grenze, welche die Grenze

zwischen dem Küstenmeer und der AWZ der Nordsee bildet. Zusätzlich sind in Abbildung 1 die Grenzkorridore eingezeichnet.

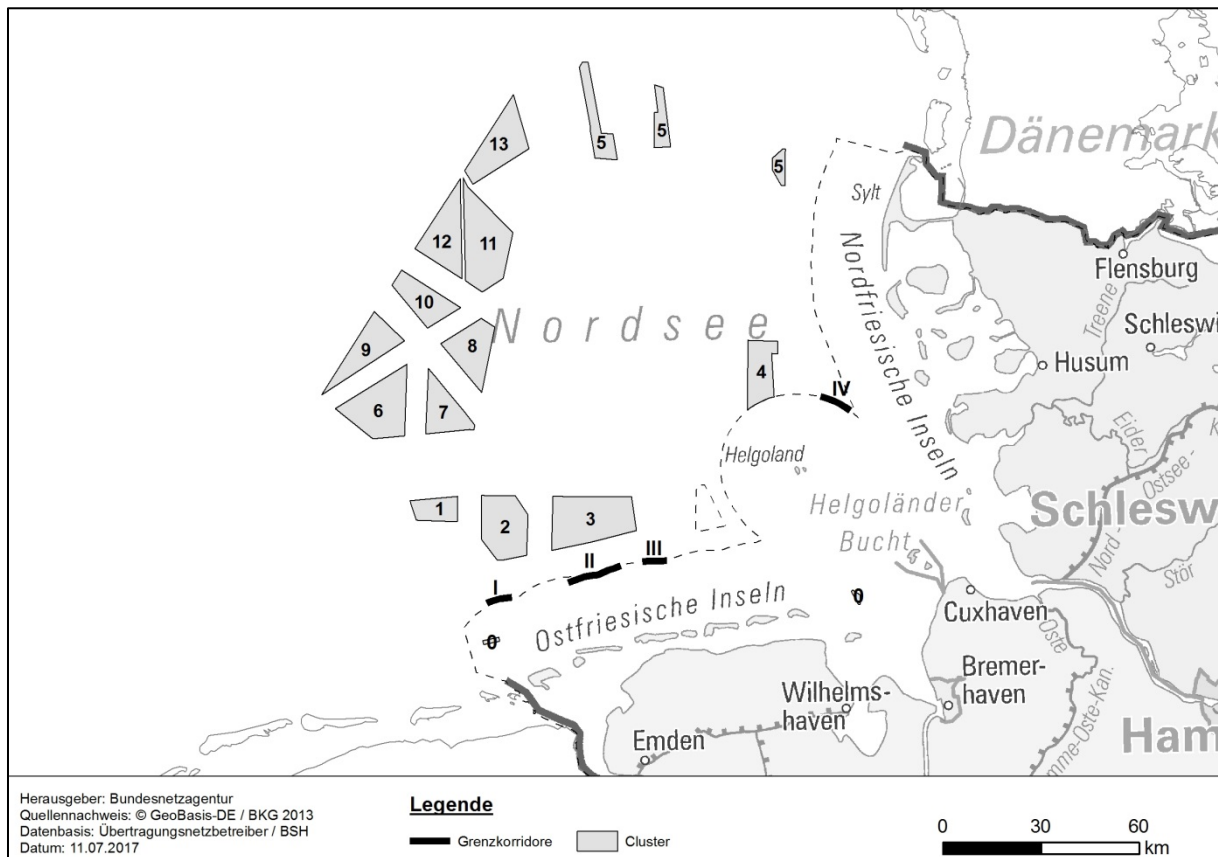


Abbildung 3: Cluster für Offshore-Windparks und Grenzkorridore in der Nordsee

Im Küstenmeer der Ostsee wurden die Cluster 3, 4 und 5 bislang anhand bereits realisierter, genehmigter und beantragter Projekte gebildet, wobei die Flächen der Windparks Baltic 1 und GICON-SOF im Küstenmeer mit Cluster 3 in der AWZ zu einem Cluster verschmolzen wurden. Infolge der Fortschreibung des Landesraumentwicklungsprogramms Mecklenburg-Vorpommern 2016 wurden zwei Flächen als Vorranggebiete für Offshore-Windenergie (Fläche Darß um Baltic 1, ein Teil der Fläche Warnemünde zwischen Rostock und dem bestehenden Cluster 5), eine Fläche als Vorranggebiet für Testanlage für Offshore-Windenergie (anderer Teil der Fläche Warnemünde) und eine Fläche als Vorbehaltsgebiet für Offshore-Windenergie (Fläche Hiddensee östlich von Baltic 1) festgelegt. Diese Flächen sind im zweiten Entwurf des O-NEP 2017-2030 vollumfänglich als Cluster dargestellt, wobei die Flächen Darß und Hiddensee mit Cluster 3 und die Flächen Warnemünde mit Cluster 5 verschmolzen wurde. Dies erscheint teilweise als nicht sachgerecht. Zunächst erscheint die Berücksichtigung der Flächen Darß und Warnemünde als zulässig, da es sich hierbei um Windvorranggebiete handelt, d.h. vor Einleitung eines Genehmigungsverfahrens muss kein weiteres Raumordnungsprogramm durchgeführt werden. Mithin entfaltet das Landesraumentwicklungsprogramm hinsichtlich dieser Flächen eine dem BFO vergleichbare Wirkung. Dies gilt jedoch noch nicht für die Fläche Hiddensee als Vorbehaltsgebiet, denn hier müsste erst noch ein Raumordnungsverfahren durchgeführt werden. Ferner erscheint die Verbindung der Fläche Darß (einschl. des Windparks Baltic 1) mit Cluster 3 AWZ und zukünftig gegebenenfalls mit der Fläche Hiddensee sowie die Verbindung der Fläche Warnemünde mit Cluster 5 nicht sachgerecht. Insoweit handelt es sich nicht um in räumlichem Zusammenhang stehende und für eine Sammelanbindung

geeignete Flächen entsprechend § 17a Abs. 1 Satz 2 Nr. 1 EnWG. Dies wird auch nicht durch die Notwendigkeit begründet, dass bei einer etwaigen weiteren Anbindung von Cluster 3 AWZ mittels AC-Technologie auf einer Umspannplattform eines anderen Projekts auf der Fläche Darß eine Zwischenkompensation vorzunehmen wäre. Daher sind die Fläche Darß als Cluster 6 sowie die Fläche Warnemünde als Cluster 7 im O-NEP zu berücksichtigen, während die Fläche Hiddensee im O-NEP 2017-2030 noch keine Berücksichtigung finden kann.

In Abbildung 4 sind sämtliche zu berücksichtigende Cluster der Ostsee aufgeführt. Die gestrichelte Linie entspricht der 12-Seemeilen-Grenze, welche die Grenze zwischen dem Küstenmeer und der AWZ der Ostsee bildet. Daneben sind in Abbildung 4 die Grenzkorridore für Anbindungssysteme eingezeichnet. In Abbildung 5 sind zum Vergleich die Cluster im Küstenmeer der Ostsee aufgeführt wie sie im zweiten Entwurf des O-NEP 2017-2030 der Übertragungsnetzbetreiber vorgeschlagen wurden:



Abbildung 4: Cluster für Offshore-Windparks und Grenzkorridore in der Ostsee

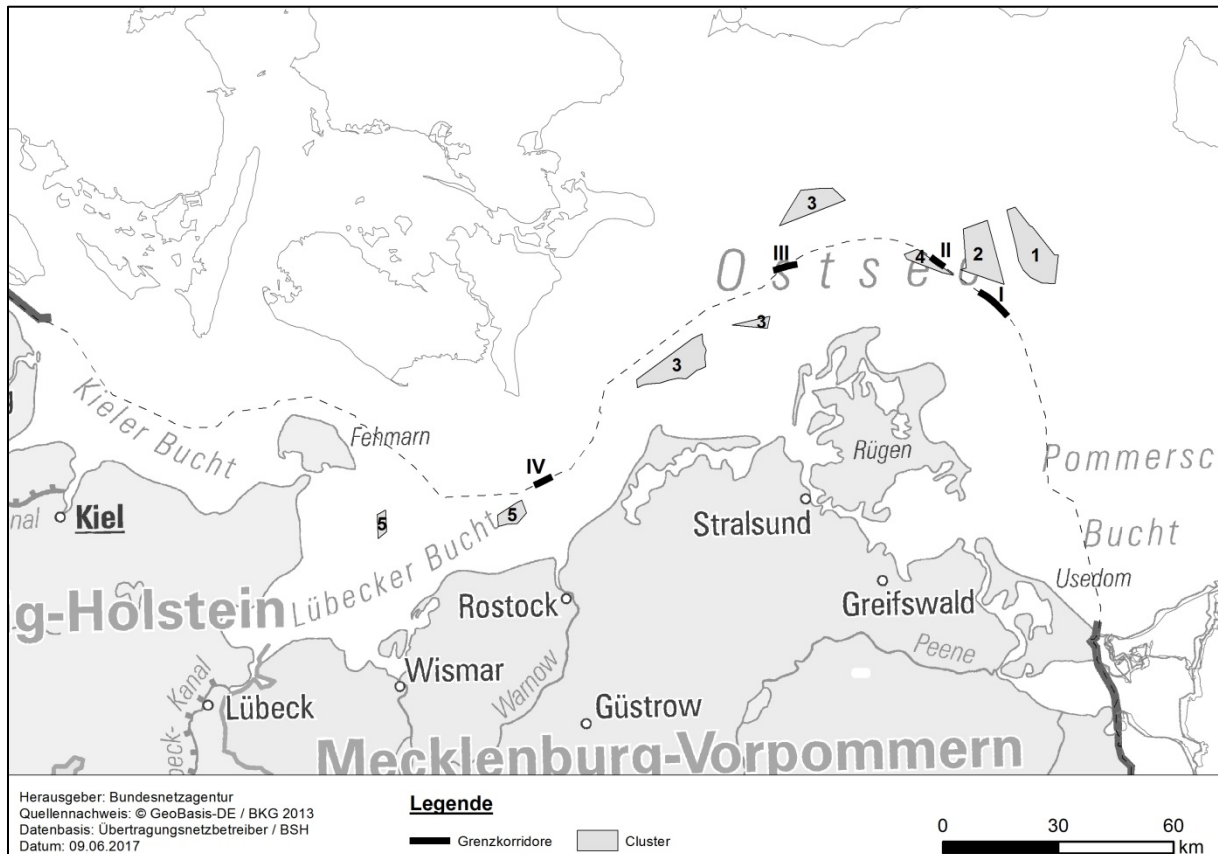


Abbildung 5: Cluster für Offshore-Windparks und Grenzkorridore in der Ostsee entsprechend dem zweiten Entwurf des O-NEP 2017-2030 der Übertragungsnetzbetreiber

In Nordsee und Ostsee wurden durch die Übertragungsnetzbetreiber die im BFO-N und BFO-O angegebenen Werte für das Erzeugungspotenzial verwendet. Das Erzeugungspotenzial für die Flächen im Küstenmeer wird anhand bestehender, genehmigter oder geplanter Projekte ermittelt. Dagegen kann das Potential der für Testanlagen vorbehaltene Teil der Fläche Warnemünde bezüglich der Ermittlung des Ausbaubedarfs nicht berücksichtigt werden. Denn auch im Zielmodell wird für die Zuweisung von Kapazität für Test- bzw. Pilotanlagen eine bereits bestehende oder in den folgenden Jahren fertigzustellende Anbindung vorausgesetzt. Daher kann sie jedenfalls nach geltender Rechtslage nicht selbst den Bedarf einer solchen Anbindung (mit-) auslösen.

3. Ausbaubedarf

Anhand der Differenz aus prognostizierter Offshore-Erzeugungsleistung für das Jahr 2030 und der durch das Startnetz sowie der durch im O-NEP 2025 bestätigten Anbindungen bereits abgedeckten Übertragungskapazität ergibt sich der Ausbaubedarf für den O-NEP 2017-2030.

Die im O-NEP 2025 bestätigten Maßnahmen werden erst nach dem zweiten Gebotstermin im Übergangssystem am 1. April 2018 einer erneuten Prüfung unterzogen, da eine erneute Prüfung im Rahmen des O-NEP 2017-2030 nach derzeitiger Auffassung der Bundesnetzagentur nicht zu einem anderen Ergebnis hinsichtlich der bis zum Jahr 2025 zu bestätigenden Anbindungen kommen darf als in der Bestätigung des O-NEP 2025. Denn die dort bestätigten Anbindungen bilden eine Teilnehmegrundlage für den zweiten Gebotstermin am 1. April 2018.

Diese Vorgehensweise ist dem Umstand geschuldet, dass die Bestätigung des O-NEP 2017-2030 voraussichtlich noch vor dem zweiten Gebotstermin ergeht. Eine inhaltliche Prüfung der Anbindungsleitungen des Zubaunetzes aus dem O-NEP 2025 und deren zeitlicher Reihung im O-NEP 2017-2030 könnte konsequenterweise dazu führen, dass im O-NEP 2017-2030 eine Anbindung nicht mehr bestätigt würde, die noch im O-NEP 2025 bestätigt wurde. Infolgedessen würden die durch die entsprechende Anbindung erschlossenen Windparks am zweiten Gebotstermin nicht teilnehmen können, während dies im ersten Gebotstermin noch möglich war. Dies würde dem Sinn und Zweck des § 30 Abs. 1 WindSeeG widersprechen, wonach grundsätzlich alle Inhaber eines bestehenden Projektes im Sinne des § 26 Abs. 2 WindSeeG an den beiden Ausschreibungen teilnehmen können. Dieses Ziel kann nur erreicht werden, wenn die im O-NEP 2025 bestätigten Anbindungen auch im O-NEP 2017-2030 Bestand haben. Insofern ist § 118 Abs. 20 EnWG auf den O-NEP 2017-2030 analog anzuwenden.

Zwar sieht § 26 WindSeeG zwei Gebotstermine vor. Diese Gebotstermine stellen jedoch nicht zwei voneinander völlig unabhängige Auktionen dar. So kann beispielsweise ein bestehendes Projekt gem. § 30 Abs. 3 WindSeeG an der zweiten Ausschreibung nur dann teilnehmen, wenn bei der ersten Ausschreibung kein Zuschlag erteilt wurde. Auch erhöht sich das Ausschreibungsvolumen des zweiten Gebotstermins gem. § 27 Abs. 2 WindSeeG, falls die zulässige Obergrenze im ersten Termin nicht voll ausgeschöpft wird. Auch dient die Aufteilung der Ausschreibung im Übergangssystem gerade der Erhöhung des Anreizes taktischer Gebote mit dem Ziel den Wettbewerb zwischen bestehenden Projekten zu erhöhen. Daher will die Bundesnetzagentur vermeiden, dass einem Gebot und auch einem Nichtgebot im ersten Gebotstermin mit Blick auf den zweiten Gebotstermin die Grundlage durch eine zwischenzeitliche Änderung des O-NEPs entzogen würde.

Die Bundesnetzagentur bittet die Konsultationsteilnehmer ausdrücklich um Stellungnahme zu dieser Vorgehensweise.

Eine erneute Prüfung der im O-NEP 2025 bestätigten Anbindungsleitungen nach dem zweiten Gebotstermin würde erst im Rahmen des erweiterten landseitigen NEP nach § 12b Satz 4 Nr. 7 EnWG auf Basis des FEP stattfinden. Es sei denn im zweiten Gebotstermin erhalten Windparks im Wege eines Zuschlags Kapazität auf der entsprechenden Anbindung; denn damit würden diese Anbindungen Teil des Startnetzes für den NEP 2019-2030. Dies betrifft derzeit die Anbindungssysteme NOR-5-2 (SylWin 2), OST-2-1, OST-2-2 sowie OST-2-3. Diese im O-NEP 2025 bestätigten Anbindungen des Zubaunetzes werden im Folgenden als „Zubaunetz 2025“ bezeichnet.

Der Ausbaubedarf stellt die zusätzlich notwendige Übertragungskapazität in MW in den Jahren 2026 bis 2030 dar. Auf wie viele Anbindungssysteme sich dieser Ausbaubedarf verteilt, hängt u.a. von der **Übertragungskapazität der einzelnen Seekabel** ab. Hier sind die standardisierten Technikvorgaben innerhalb des BFO zu berücksichtigen.

Die Netzanbindung erfolgt in der Nordsee laut Vorgabe des BFO-N standardmäßig mittels DC-Technologie. Für jedes Anbindungssystem werden eine landseitige Konverterstation und eine Konverterstation in der Nordsee in räumlicher Nähe zu den anzuschließenden Offshore-Windparks benötigt. Konverter richten den Strom von AC nach DC um oder umgekehrt. Standardmäßig soll die übertragbare Leistung 900 MW pro Seekabel betragen. Die Offshore-Windparks sammeln zunächst ihren erzeugten Strom auf einer eigenen Umspannplattform. Von dort aus wird der Strom mittels AC-Seekabeln zu der seeseitigen Konverterplattform der Übertragungsnetzbetreiber übertragen. Hier wird der Strom von

AC nach DC umgerichtet. Mittels DC-Seekabel wird dann der Strom zur landseitigen Konverterstation übertragen. Hier erfolgt erneut eine Umrichtung von DC nach AC, bevor der Strom in das landseitige Übertragungsnetz eingespeist wird.

Die Netzanbindung in der Ostsee erfolgte bisher gemäß BFO mittels AC-Technologie. Dazu sammeln die Offshore-Windparks den erzeugten Strom auf einer Umspannplattform. Von dort wird der Strom mittels AC-Seekabeln direkt an Land übertragen. Durch die Verwendung von AC-Technologie ist kein Einsatz von Konvertern notwendig. Im BFO-O wird eine standardisierte Übertragungsspannung von 220 kV für die AC-Seekabel vorgegeben. Dies entspricht der momentan für den Einsatzzweck größten, herstellerunabhängigen am Markt verfügbaren Übertragungstechnik. Dadurch kann eine Übertragungsleistung von 250 MW pro Kabel realisiert werden. Für die Erschließung etwaig (d.h. in Abhängigkeit vom Ausgang der Ausschreibungen im Übergangssystem) nicht erschlossener Potenziale in Cluster 1, 2 und 4 einerseits sowie für die Erschließung des Potenzials von Cluster 6 kommt jedoch aufgrund der Clusterpotenziale und der jährlich im Zielmodell auszuschreibenden Leistung ausnahmsweise auch in der Ostsee als Alternative zu mehreren AC-Systemen die Verwendung der DC-Technologie in Betracht. Bei einer Ausführung als AC-System kommen – abweichend vom zweiten Entwurf des O-NEP 2017-2030 – neben Übertragungskapazitäten in Höhe von 750 MW auch Übertragungskapazitäten in Höhe von 1.000 in Betracht (bestehend aus drei oder vier Seekabelsystemen mit einer Übertragungskapazität in Höhe von jeweils 250 MW). So können im Rahmen des FEP in den jeweiligen Jahren in der Ostsee Flächen mit einem Potenzial von bis zu 900 MW vorgesehen werden. Mit welcher Übertragungskapazität ein AC-System realisiert würde, hinge insoweit von den entsprechenden Festlegungen des FEP ab und bleibt dem Konsultationsverfahren des FEP vorbehalten.

3.1 Nordsee

Vorangestellt sind im Folgenden die Eingangsparameter für die Bedarfsermittlung in der Nordsee:

Tabelle 3: Übersicht Eingangsparameter für die Ermittlung des Ausbaubedarfs in der Nordsee

Cluster ¹	Übertragungskapazität Startnetz + Zubaunetz 2025 [MW]	Erzeugungspotenzial pro Cluster [MW] ²	nicht nutzbare Übertragungs-kapazität [MW]
0	224,4	224,4	0
1	900	840	60
2	1762	1623,2	138,8
3	1816,2	2546,2	0
4	1266	1151	115
5	1344 ³	1344	0
6	1200 ⁴	1681,8	0
7	900	1386	0
8	900	1406,8 ⁵	0
Summe	10312,6 ⁶	12203,4	313,8

¹ Die Cluster 9 bis 13 werden hier nicht dargestellt, da ihre Erschließung nach derzeitiger Sach- und Rechtslage nicht bis 2030 erforderlich ist.

² Die Eingangsparameter entsprechen den Werten, die dem BFO-N bzw. dem Entwurf der Fortschreibung des BFO-N zugrunde liegen. Diese wurden jedoch anders als im BFO nicht gerundet.

³ Zubaunetz 2025, d.h. im O-NEP 2025 bestätigte Anbindung.

⁴ 116,8 MW werden von einem Offshore-Windpark aus Cluster 8 belegt.

⁵ Ein Offshore-Windpark in Cluster 8 mit 116,8 MW Leistung wird in Cluster 6 angeschlossen.

⁶ Davon 9832,6 MW Startnetz und 480 MW Zubaunetz 2025, d.h. im O-NEP 2025 bestätigte Anbindungen.

Die Bundesnetzagentur erachtet nach dem derzeitigen Stand der Prüfung den für die Nordsee im zweiten Entwurf des O-NEP 2017-2030 durch die Übertragungsnetzbetreiber ermittelten Übertragungsbedarf voraussichtlich als sachgerecht.

Aufgrund der Ermittlung und Regionalisierung der Offshore-Leistung anhand des Szenariorahmens 2017-2030 sind in der Nordsee im Jahr 2030 Windparks mit einer Leistung von ca. 11.700 MW zu erschließen. Beim Zubaubedarf nicht zu berücksichtigen ist die Leistung der Windparks, die bereits durch das Startnetz oder durch im O-NEP 2025 bestätigte Anbindungen (Zubaunetz 2025) erschlossen werden. Insoweit ist vom Zubaubedarf die Übertragungskapazität des Startnetzes und des Zubaunetzes 2025 abzuziehen. Orientiert man sich dabei an der Übertragungskapazität der Anbindungssysteme, umfasst die über das Startnetz und das Zubaunetz 2025 derzeit zu berücksichtigende Leistung der Offshore-Windparks in der Nordsee 10.312,6 MW. Es verbliebe für die Nordsee somit eine Leistung von ca. 1.390 MW.

Allerdings lässt eine bloße Betrachtung der Übertragungsleistung der Anbindungssysteme außer Acht, dass einige der Anbindungen nach gegenwärtigem Sachstand nicht voll ausgenutzt werden, da die Übertragungskapazität der Startnetzsysteme das gesamte Erzeugungspotenzial des jeweiligen Clusters

überschreitet. Werden jedoch bei Ermittlung des Ausbaubedarfs Restkapazitäten auf Anbindungssystemen mitberücksichtigt, die nach derzeitigem Sachstand nicht genutzt werden können, besteht die Gefahr, dass diese nicht nutzbare Übertragungskapazität der Bestätigung weiterer Anbindungssysteme entgegensteht. Falls die Übertragungskapazität des Startnetzes größer als das Erzeugungspotenzial des jeweiligen Clusters ist, sollte daher – anstelle der Übertragungskapazität des Startnetzes – das Erzeugungspotenzial des jeweiligen Clusters von der prognostizierten Offshore-Erzeugungsleistung abgezogen werden. Hinsichtlich des Erzeugungspotenzials der Cluster werden die entsprechenden Angaben des BFO-N herangezogen.

Infolgedessen wäre der Zubaubedarf in der Nordsee nicht um 10.312,6 MW (Übertragungskapazität Startnetz und Zubaunetz 2025), sondern um 9.998,8 MW (Startnetz ohne nicht nutzbare Übertragungskapazität) zu kürzen. Danach verbliebe noch ein Zubaubedarf von ca. 1.700 MW.

Bei dem festgelegten Standard von 900 MW pro Anbindungsmaßnahmen werden demnach **zwei** Anbindungssysteme benötigt.

Insoweit kann die Kapazität der Anbindungssysteme die Zubauleistung auch übersteigen. Die Standardisierung macht ein exaktes Erreichen der regionalisierten Leistung unwahrscheinlich. Wie im bisherigen O-NEP-Prozess sollten grundsätzlich so viele Anbindungssysteme gebaut werden, dass die komplette regionalisierte Leistung abgeführt werden kann. Hiervon zu unterscheiden sind Fälle, in welchen ein Cluster nur noch ein sehr geringes Restpotenzial aufweist, dessen Erschließung durch ein Anbindungssystem als unverhältnismäßig erscheint.

3.2 Ostsee

Vorangestellt sind im Folgenden die Eingangsparameter für die Bedarfsermittlung in der Ostsee:

Tabelle 4: Übersicht Eingangsparameter für die Ermittlung des Ausbaubedarfs in der Ostsee

Cluster	Übertragungs-kapazität Startnetz + Zubaunetz 2025 [MW]	Erzeugungspotenzial pro Cluster [MW] ¹	nicht nutzbare Übertragungs-kapazität [MW]
1	750	1093,8	0
2	750 ²	1055,6	0
3	288	611	0
4	0	494	0
5	0	150	0
6	50,6	874,6	0
7	0	256 ³	0
8	0	(152) ⁴	0
Summe	1838,6	4535 (4687 ⁴)	0

¹ Die Eingangsparameter entsprechen für die AWZ den Werten die dem BFO-O bzw. dem Entwurf der Fortschreibung des BFO-O zugrunde liegen. Diese wurden jedoch anders als im BFO nicht gerundet. Für das Küstenmeer entsprechen die Eingangsparameter den Angaben der Küstenländer.

² Zubaunetz 2025, d.h. im O-NEP 2025 bestätigte Anbindung. Über diese Anbindungen können auch Projekte aus Cluster 1 und 4 erschlossen werden.

³ Der Teil der Fläche Warnemünde für Testanlagen ist im Rahmen der Bedarfsermittlung nicht zu berücksichtigen.

⁴ Die Fläche Hiddensee wird im O-NEP 2017-2030 noch nicht berücksichtigt.

Die Bundesnetzagentur erachtet nach dem derzeitigen Prüfungsstand den für die Ostsee im zweiten Entwurf des O-NEP 2017-2030 durch die Übertragungsnetzbetreiber ermittelten Übertragungsbedarf voraussichtlich als sachgerecht.

In der Ostsee sind im Jahr 2030 Windparks mit einer Leistung von ca. 3.300 MW zu erschließen. Beim Zubaubedarf nicht zu berücksichtigen ist die Leistung der Windparks, die bereits durch das Startnetz und das Zubaunetz 2025 erschlossen werden. Insoweit ist vom Zubaubedarf die Übertragungskapazität des Startnetzes und des Zubaunetzes 2025 abzuziehen. Orientiert man sich dabei an der Übertragungskapazität der Anbindungsleitungen, umfasst die über das Startnetz und das Zubaunetz 2025 bereits erschlossene Leistung der Offshore-Windparks in der Ostsee 1.838,6 MW.

In der Ostsee wird derzeit in keinem Cluster das Erzeugungspotenzial durch die Übertragungskapazität der Startnetzleitungen überschritten. Infolgedessen ist der Zubaubedarf in der Ostsee um 1.838,6 MW zu kürzen. Unterstellt man eine regionalisierte Leistung von 3.300 MW, verbleibt danach noch ein Zubaubedarf von ca. 1.460 MW.

Aufgrund des noch zu erschließenden Potenzials der Cluster 1, 2 und 4 einerseits und des Clusters 6 andererseits (siehe Kapitel 5.2) erscheint ausnahmsweise die Erschließung durch HGÜ-Verbindungen mit einer Kapazität von jeweils 900 MW als sinnvolle Alternative zu einem Einsatz von AC-Systemen mit einer Kapazität von jeweils bis zu 1.000 MW. Der anbindungsverpflichtete Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz Transmission GmbH führt zwar mit Stellungnahme vom 06.07.2017 aus, dass die Erschließung von Cluster 6 mit einem AC-System wirtschaftlich günstiger sei, jedoch ohne dies plausibel darzulegen. Legt man die Kostenprognose entsprechend des zweiten Entwurfs des O-NEP 2017-2030 zugrunde, wären sowohl bei Erschließung des Clusters 6 die Kosten eines DC-Systems (mit Kosten in Höhe von ca. 1,1 Mrd. Euro) geringer als die eines AC-Systems mit einer Übertragungskapazität zwischen 750 und 1.000 MW (mit Kosten in Höhe von ca. 1,3 bis 1,7 Mrd. Euro) als auch bei Erschließung der Cluster 1, 2 und 4 die Kosten eines DC-Systems (mit Kosten in Höhe von ca. 1,2 Mrd. Euro) geringer als die eines AC-Systems mit einer Übertragungskapazität zwischen 750 und 1.000 MW (mit Kosten in Höhe von ca. 1,4 bis 1,8 Mrd. Euro). Zudem sprechen im Falle der Anbindung der Cluster 1, 2 und 4 auch raumordnerische Gründe im Küstenmeer gegen eine Realisierung als AC-System (Trassenraum voraussichtlich nicht ausreichend für weitere drei bzw. vier AC-Kabelsysteme).

Demnach würden grundsätzlich **zwei** weitere Anbindungssysteme benötigt.

Die Bundesnetzagentur bittet ausdrücklich um Stellungnahmen zur Frage, welche Anbindungstechnologie in dieser Situation aus Sicht der Öffentlichkeit, der Betroffenen und der Träger öffentlicher Belange sinnvoll ist.

4. Kriterien für die zeitliche Abfolge der Umsetzung

4.1 Auswahl der Kriterien

Gemäß § 17b Abs. 2 Satz 3 EnWG muss der O-NEP Kriterien für eine zeitliche Abfolge der Offshore-Netzausbaumaßnahmen enthalten. Laut Gesetz können dies insbesondere

- der Realisierungsfortschritt der anzubindenden Offshore-Anlagen,
- die effiziente Nutzung der zu errichtenden Anbindungskapazität,
- die räumliche Nähe zur Küste sowie
- die geplante Inbetriebnahme der Netzanknüpfungspunkte

sein. Die Kriterien sind im Gesetz gleichrangig aufgeführt. Die Berücksichtigung weiterer Kriterien ist in § 17b Abs. 2 Satz 3 EnWG nicht ausgeschlossen.

Anhand der zuvor aufgelisteten vier Kriterien erstellen die Übertragungsnetzbetreiber folgende Reihungskriterien für eine zeitliche Staffelung der Offshore-Netzausbaumaßnahmen:

1. Küstenentfernung,
2. jeweiliges Erzeugungspotenzial eines Offshore-Windenergie-Clusters,
3. geplante Inbetriebnahme der Netzverknüpfungspunkte und
4. Realisierungsfortschritt der anzubindenden Offshore-Windparks.

Dabei erfolgt die Bewertung, in welcher Reihenfolge die Cluster angeschlossen werden sollen, zunächst durch eine sukzessive Anwendung der Kriterien 1) und 2). Kriterium 3) und 4) werden als Korrektiv zur so ermittelten Staffelung verwendet.

Der FEP hat im Rahmen der Auswahl und zeitlichen Reihung der vorzuentwickelnden Flächen daneben zusätzliche Kriterien zu berücksichtigen. Diese Kriterien können sich auch auf die zeitliche Reihung der Anbindungen auswirken, da deren Reihung im Zielmodell derart gestaltet sein muss, dass sie die vorzuentwickelnden Flächen entsprechend ihrer Reihung im FEP erschließen.

4.2 Küstenentfernung

Die Bundesnetzagentur erachtet das Kriterium „Küstenentfernung“ in der von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Ausgestaltung als sachgerecht.

Das in § 17b Abs. 2 Satz 3 EnWG explizit genannte Kriterium „räumliche Nähe zur Küste“ wird von den Übertragungsnetzbetreibern durch das Kriterium 1) „Küstenentfernung“ als Kriterium für die zeitliche Abfolge der Offshore-Netzausbaumaßnahmen übernommen. Dabei erfolgt die Beurteilung der Cluster im Hinblick auf ihre Küstenentfernung nicht anhand der Länge der kürzesten Verbindung des Clusters zum Festland („Luftlinie“) und auch nicht anhand konkreter Trassenlängen, sondern anhand seiner Lage in Zonen, deren Grenzen sich näherungsweise am Verlauf der Küste orientieren, wie in Abbildung 6 für die Nordsee und in Abbildung 7 für die Ostsee ersichtlich. Cluster, die in etwa die gleiche Küstenentfernung besitzen, werden in dieselbe Zone eingeordnet. Dadurch werden sie in Bezug auf die Küstenentfernung als gleichrangig beurteilt.

In der Nordsee erfolgt von den Übertragungsnetzbetreibern eine Aufteilung in fünf Zonen, während es in der Ostsee nur eine einzige Zone gibt. Dabei entspricht die Fläche der ersten Zone der Nordsee ca. der Fläche der einzigen Zone der Ostsee. In der Ostsee werden demnach alle Cluster bezüglich ihrer Küstenentfernung gleichrangig behandelt.

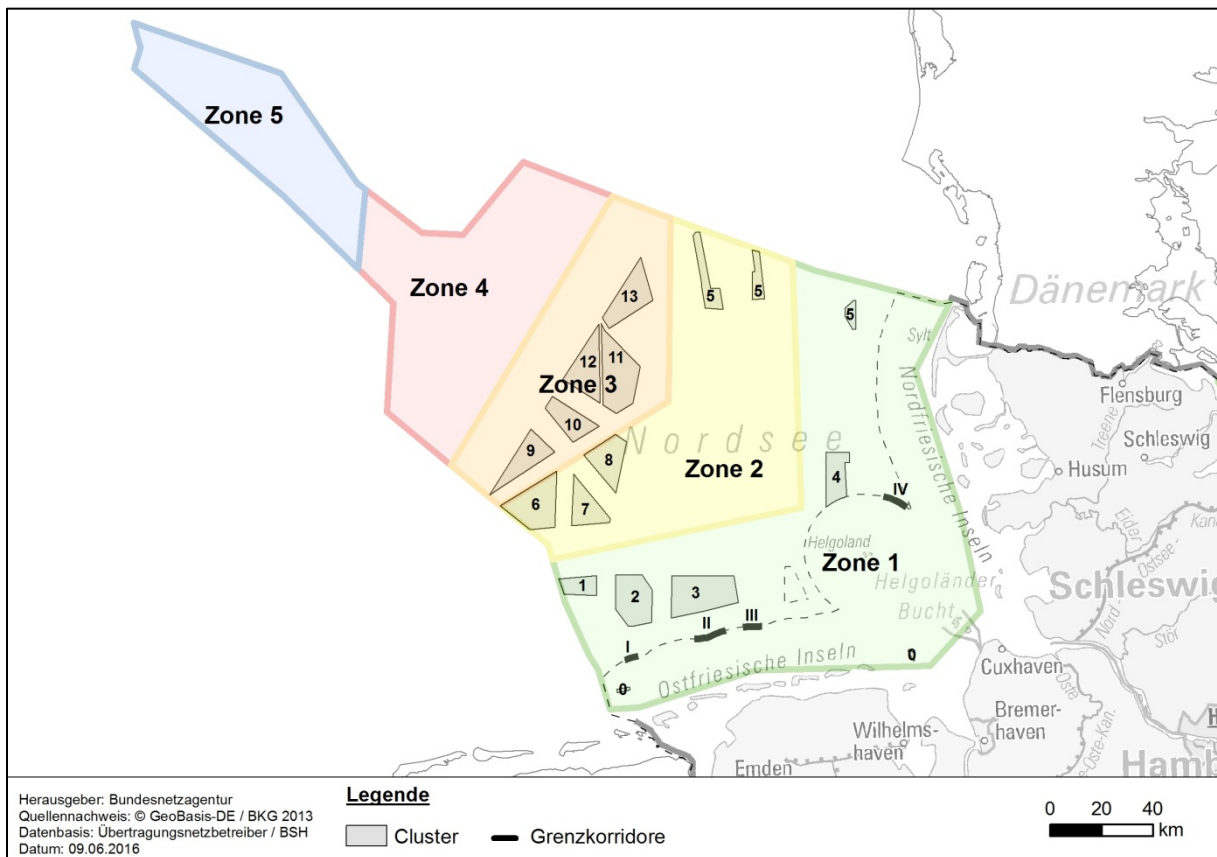


Abbildung 6: Deutsche Nordsee mit Entfernungszonen

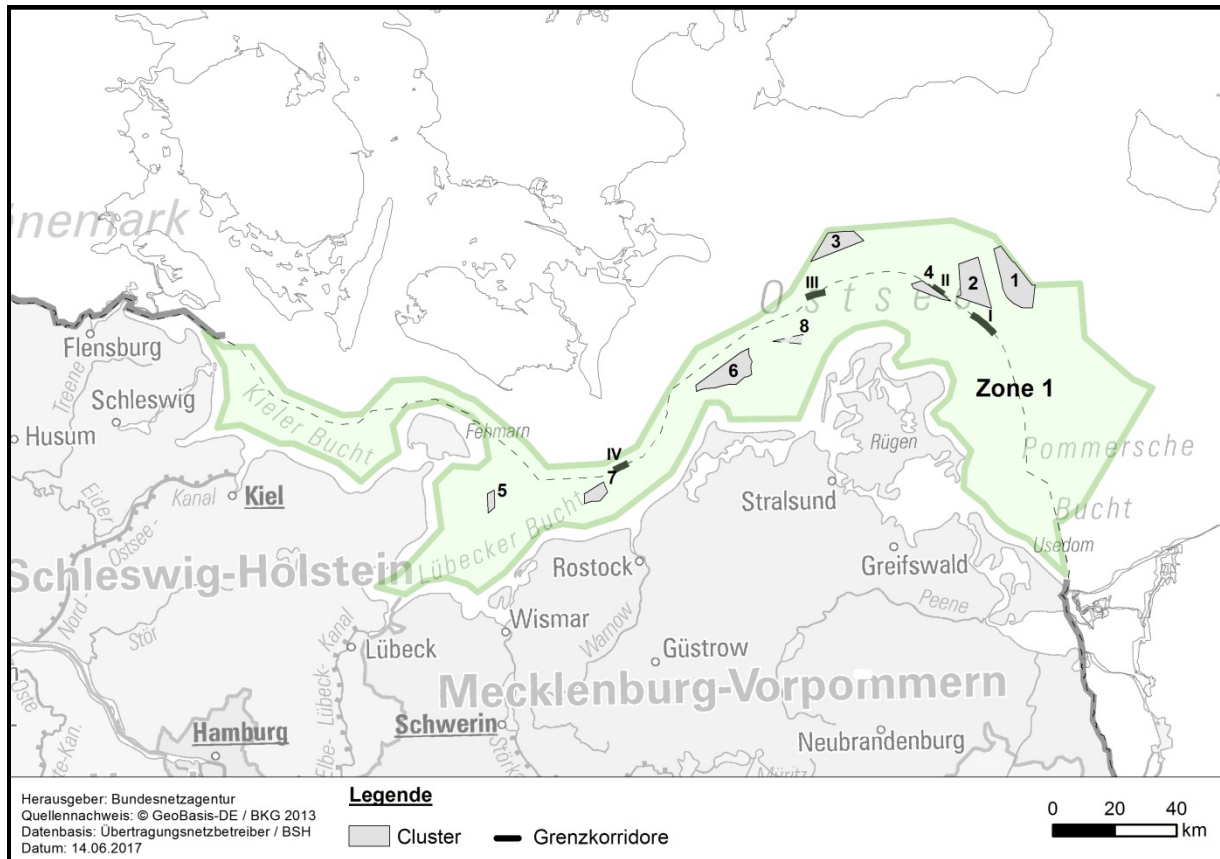


Abbildung 7: Deutsche Ostsee mit Entfernungszonen

Die Zoneinteilung in der Nordsee ist nachvollziehbar. Es erscheint sachgerecht, das Kriterium der Entfernung nicht als kilometerscharfe Angabe des räumlichen Abstands der Cluster von der Küste auszulegen. Dies würde lediglich zu einer Scheingenaugigkeit führen. Eine kilometerscharfe Berücksichtigung der Entfernung der Cluster von der Küste ist allein schon aufgrund der oftmals großen räumlichen Ausdehnung der Cluster von bis zu ca. 30 km nicht praktikabel.

Eine Ermittlung der Entfernung anhand der voraussichtlichen Trassenlänge der Anbindungssysteme scheint ebenfalls nicht sachgerecht. Da bei der Trassenplanung auf vielerlei Festlegungen der Raumordnung Rücksicht genommen werden muss (z.B. Grenzkorridore zwischen AWZ und Küstenmeer, Schifffahrtswege, Rohstoffgewinnung, Naturschutz) entspricht die tatsächliche Trasse für ein Anbindungssystem i. d. R. nicht dem kürzestem Weg zwischen Erzeugungsgebiet und Festland („Luftlinie“). Die konkrete Ausgestaltung der Trasse ist zum Zeitpunkt der Erstellung des O-NEP noch offen und somit auch die genaue Länge der potenziellen Trassen für Anbindungssysteme noch unbestimmt. Zumal sich auch nachträglich noch der landseitige Netzverknüpfungspunkt eines Anbindungssystems ändern kann und infolgedessen auch die Trassenlänge.

Zudem ist es sinnvoll, bestehende bzw. konkurrierende Nutzungsformen in der Nordsee, wie insbesondere Schifffahrtswege, bei der Zonenbildung zu berücksichtigen. Ansonsten wäre zu befürchten, dass ein einzelner Cluster – bei Ausweisung der Cluster wurden gerade andere Nutzungen wie insbesondere die Schifffahrtswege berücksichtigt – mehreren Zonen zugeteilt würde (nur Cluster 5 erstreckt sich als Ausnahme über zwei Zonen: Zone 1 und 2; allerdings wird sämtliches Erzeugungspotenzial in Zone 1 bereits durch das Startnetz bedient; dadurch wird Cluster 5 in Zone 2 eingruppiert). Insoweit führt eine

Einteilung in Zonen auch zu einer rechtssicheren und praktikablen Anwendung des Kriteriums „Küstenentfernung“.

In der Ostsee werden alle Cluster der gleichen Zone zugeteilt, da keine wesentlichen Unterschiede in der Entfernung zur Küste existieren. Selbst die in Luftlinie am weitesten von der Küste entfernten Cluster können ohne erhebliche Unterschiede, die alleine auf der Entfernung basieren, bei der Realisierung und bei den Kosten gegenüber küstennäheren Clustern angebonden werden. Zumal es aufgrund des geringen Abstands zur Küste im Verhältnis zum relativ langen Küstenverlauf zu erheblichen Unterschieden im Trassenverlauf und der Trassenlänge kommen kann, je nachdem über welchen Grenzkorridor und welchen Netzverknüpfungspunkten der jeweilige Cluster angebonden wird.

4.3 Erzeugungspotenzial

Die Bundesnetzagentur erachtet die Ausgestaltung des Kriteriums „Erzeugungspotenzial eines Offshore-Windenergie-Clusters“ durch die Übertragungsnetzbetreiber derzeit als sachgerecht.

Das in § 17b Abs. 2 Satz 3 EnWG explizit genannte Kriterium „effiziente Nutzung der zu errichtenden Anbindungskapazität“ wird von den Übertragungsnetzbetreibern durch das Kriterium 2) „Erzeugungspotenzial eines Offshore-Windenergie-Clusters“ für die zeitliche Staffelung berücksichtigt.

Die Bundesnetzagentur teilt die Auffassung, dass die Wahrscheinlichkeit für eine möglichst effiziente und vollständige Nutzung eines Anbindungssystems entscheidend davon abhängt, wie groß das Erzeugungspotenzial an Offshore-Windenergie ist, welches für die Nutzung des jeweiligen Anbindungssystems in Frage kommt. Ist das in einem Cluster noch freie, nicht einem Offshore-Windpark bereits zugewiesene Erzeugungspotenzial groß, so ist die Wahrscheinlichkeit höher, dass die neu zu errichtende Netzanbindung optimal ausgelastet wird, als wenn das frei verbleibende Erzeugungspotenzial eines Clusters klein ist.

4.4 Geplante Inbetriebnahme der Netzverknüpfungspunkte

Der Bundesnetzagentur erscheint das Kriterium „geplante Inbetriebnahme der Netzverknüpfungspunkte“ als korrekatives Kriterium als sachgerecht angewandt.

Mit diesem Kriterium wird nicht primär die zeitliche Staffelung der Anbindungssysteme festgelegt, sondern es wird lediglich geprüft, ob die zuvor festgelegte Staffelung anhand der Kriterien „Küstenentfernung“ und „Erzeugungspotenziale“ zu Ergebnissen geführt hat, die einer praktischen Umsetzung entgegenstehen, weil der vorgesehene Netzverknüpfungspunkt nicht rechtzeitig verfügbar ist.

Die Netzverknüpfungspunkte stellen die Verbindung zum landseitigen NEP Strom her. Allerdings besteht auch die Möglichkeit, den Netzverknüpfungspunkt eines Anbindungssystems zu ändern, sollte der bislang geplante Netzverknüpfungspunkt voraussichtlich nicht im Jahr der geplanten Fertigstellung des Anbindungssystems zur Verfügung stehen. Dies hätte jedoch keine Auswirkung auf die Staffelung der Anbindungssysteme. Inwieweit der Abtransport der Offshore-Energie in das landseitige Übertragungsnetz gewährleistet ist, wird in Kapitel C 8. aufgegriffen.

4.5 Realisierungsfortschritt der anzubindenden Offshore-Windparks

Die Bundesnetzagentur erachtet eine Berücksichtigung des Kriteriums 4) „Realisierungsfortschritt der anzubindenden Offshore-Windparks“ als korrekatives Kriterium zur Vermeidung eines grob unangemessenen Ergebnisses für Offshore-Anbindungen mit einer geplanten Fertigstellung bis einschließlich 2025 als sachgerecht. Allerdings wird dieses Kriterium auf die staatliche Flächenplanung nach 2025 einschließlich der Vorgabe einer zeitlichen Reihung der auszuschreibenden Flächen keine Anwendung mehr finden; vgl. § 5 Abs. 4 Satz 2 WindSeeG.

4.6 Zusätzliche Kriterien

Der FEP hat im Rahmen der Auswahl und zeitlichen Reihung der vorzuentwickelnden Flächen neben der Küstennähe und effizienten Nutzung der Anbindungen sowie der Verfügbarkeit landseitiger Netzverknüpfungspunkte zusätzliche Kriterien wie bspw. die Bebaubarkeit der Fläche zu berücksichtigen. Diese Kriterien können sich auch auf die zeitliche Reihung der Anbindungen mit einer geplanten Fertigstellung ab 2026 auswirken, da deren Reihung im Zielmodell derart gestaltet sein muss, dass sie die vorzuentwickelnden Flächen entsprechend ihrer Reihung im FEP erschließen.

Allerdings können diese Kriterien im Rahmen des O-NEP 2017-2030 noch keine Berücksichtigung finden, da einerseits die Prüfung dieser Kriterien rechtlich dem FEP vorbehalten ist, andererseits die erforderlichen Prüfungen nicht vor Abschluss der Ausschreibungen im Übergangssystem, mithin vor Bestätigung des O-NEP 2017-2030 beginnen können.

4.7 Gewichtung der Kriterien und Prüfungsreihenfolge

Die Anwendung der Kriterien sowie deren Reihung erscheinen grundsätzlich sachgerecht.

Der räumlichen Nähe zur Küste kommt unter den im Gesetz genannten Kriterien dabei eine besondere Bedeutung zu, welche durch die vorrangige Anwendung als erstes Auswahlmerkmal unter den Kriterien auch zutreffend abgebildet ist.

Sowohl die Errichtung der Anbindungssysteme als auch die Errichtung von Offshore-Windparks ist mit erheblichem technologischem und logistischem Aufwand verbunden. Dieser steigt mit der Küstentfernung und der damit zumeist einhergehenden Wassertiefe an. Die Küstentfernung bestimmt maßgeblich die Länge der Seekabel sowie auch den logistischen und technischen Aufwand für die Errichtung von seeseitigen Konverterstationen. Dadurch bestimmt die Küstentfernung insbesondere in der Nordsee direkt die Kosten der Netzanbindung. Insoweit kommt dem Kriterium „Küstentfernung“ in der Nordsee aus gegenwärtiger Sicht der Bundesnetzagentur zu Recht eine hervorgehobene Bedeutung zu.

In Bezug auf das Erzeugungspotenzial scheint es sinnvoll, nur eine Vorauswahl anhand der Küstentfernung zu treffen. Genau dies wird durch die Einteilung in Zonen erreicht. Wenn im Rahmen der Küstentfernung bereits auf eine konkrete, kilometerscharfe Entfernung des jeweiligen Clusters von der Küste abgestellt würde, gäbe es keinen Raum mehr für eine Berücksichtigung des Erzeugungspotenzials, da alle Entfernungen unterschiedlich wären. Umgekehrt würde die Küstentfernung keine Rolle mehr spielen, wenn zuerst anhand des Erzeugungspotenzials eine Reihung festgelegt würde. Da nahezu alle Cluster ein unterschiedliches Erzeugungspotenzial aufweisen, spielte die Küstentfernung bei der

Reihung keine Rolle mehr, wenn das Erzeugungspotenzial vor der Küstenentfernung berücksichtigt würde.

Das Erzeugungspotenzial scheint wiederum geeignet, als zweites maßgebendes Prüfkriterium auf die Küstenentfernung zu folgen. So hängt, wie bereits erläutert, die Wahrscheinlichkeit für eine möglichst effiziente und vollständige Nutzung eines Anbindungssystems entscheidend davon ab, wie groß das Erzeugungspotenzial an Offshore-Windenergie ist, welches für die Nutzung des jeweiligen Anbindungssystems in Frage kommt. Damit ist eine zeitliche Staffelung vorgegeben, die grundsätzlich eine effiziente Verteilung und Umsetzung der Anbindungssysteme gewährleistet.

Das Kriterium „geplante Inbetriebnahme der Netzverknüpfungspunkte“ scheint hingegen ungeeignet für die Festlegung einer zeitlichen Staffelung der Anbindungssysteme. Es dient lediglich, wie unter 4.3 dargestellt, als korrekatives Kriterium. Stellt sich nachträglich heraus, dass ein seitens der Übertragungsnetzbetreiber vorgesehener Netzverknüpfungspunkt voraussichtlich nicht bis zur geplanten Fertigstellung des Anbindungssystems betriebsbereit ist, können die Übertragungsnetzbetreiber für das betroffene Anbindungssystem einen anderen Netzverknüpfungspunkt einbringen, der bei Inbetriebnahme des Anbindungssystems verfügbar ist, oder auch das Anbindungssystem mit einem Anbindungssystem zur Erschließung desselben Clusters in der zeitlichen Reihung tauschen, für das ein anderer, zeitlich früher verfügbarer Netzverknüpfungspunkt vorgesehen ist (Bsp.: Tausch von NOR-3-2 und NOR-3-3 im bestätigten O-NEP 2013). Daher kann das Kriterium der „geplanten Inbetriebnahme“ nicht direkt für eine zeitliche Staffelung herangezogen werden, da eine eindeutige Verknüpfung zwischen anzuschließendem Cluster und Netzverknüpfungspunkt nicht zwingend gegeben ist. Erst nach der Festlegung einer Staffelung kann überprüft werden, ob hinreichend sinnvolle Netzverknüpfungspunkte für die sich aus der Staffelung ergebenden Anbindungssysteme existieren. Daher wird der rein korrektive Charakter dieses Kriteriums als sachgerecht erachtet.

Der in § 17b Abs. 2 Satz 3 EnWG genannte „Realisierungsfortschritt der anzubindenden Offshore-Anlage“ wird von den Übertragungsnetzbetreibern ebenfalls als korrekatives Kriterium verwendet. Für das Zielmodell bzw. dem Zeitraum nach 2025 kommt eine Anwendung des Kriteriums jedoch nicht mehr in Betracht, da dieses Kriterium auf die staatliche Flächenplanung nach 2025 einschließlich der Vorgabe einer zeitlichen Reihung der auszuschreibenden Flächen keine Anwendung mehr findet; vgl. § 5 Abs. 4 Satz 2 WindSeeG..

Das heißt, zunächst wird eine Vorauswahl von Clustern aufgrund ihrer Küstenentfernung getroffen. Hierzu wurden unterschiedliche sogenannte Zonen von den Übertragungsnetzbetreibern eingeführt. Cluster, die in etwa die gleiche Küstenentfernung haben, werden der gleichen Zone zugeordnet. Zunächst werden diejenigen Cluster betrachtet, die in der küstennächsten Zone liegen. Cluster, die sich in küstenferneren Zonen befinden, werden erst dann berücksichtigt, wenn die Cluster in den küstennäheren Zonen bereits durch Anbindungssysteme vollständig angeschlossen wurden.

Innerhalb der gleichen Zone werden die Cluster auf ihr noch zu erschließendes Erzeugungspotenzial hin geordnet. Der Cluster mit dem größten noch zu erschließenden Erzeugungspotenzial wird als erstes angebunden, dann der Cluster mit dem zweihöchsten noch zu erschließenden Erzeugungspotenzial und weiter in absteigender Reihenfolge bis zu dem Cluster mit dem geringsten noch zu erschließenden Erzeugungspotenzial.

Danach wird die durch die Kriterien 1) und 2) festgelegte zeitliche Staffelung daraufhin geprüft, ob sie mit Kriterium 3) – „geplante Inbetriebnahme der Netzverknüpfungspunkte“ – vereinbar ist. Sollte dies nicht der Fall sein, weil der erforderliche Netzverknüpfungspunkt oder das Übertragungsnetz an Land für den Zeitpunkt der geplanten Fertigstellung der Offshore-Netzausbaumaßnahme nicht den erforderlichen Ausbauzustand aufweist, so wird eine entsprechende Anpassung der zeitlichen Staffelung der Offshore-Netzausbaumaßnahmen vorgenommen, wobei die zeitliche Staffelung der nicht betroffenen Offshore-Netzausbaumaßnahmen anhand der Kriterien 1) und 2) bestehen bleibt.

5. Angabe von Terminen

5.1 Verbindlicher Termin für den Beginn der Umsetzung

Die Übertragungsnetzbetreiber haben im zweiten Entwurf des O-NEP 2017-2030 als Beginn der Umsetzung das Jahr der Beauftragung bzw. Vergabe des Anbindungssystems zugrunde gelegt. Dies ist aus Sicht der Bundesnetzagentur sachgerecht.

Sinn und Zweck des § 17b EnWG – die Schaffung von Planungssicherheit insbesondere für die Offshore-Windparks – sprechen für den Termin der Beauftragung des Anbindungssystems (d. h. der Sammelanbindung, nicht der windparkspezifischen Komponenten), weil erst dann die Investitionsentscheidung durch den Übertragungsnetzbetreiber getroffen wurde.

Bei Beauftragung des Anbindungssystems als Beginn der Umsetzung sollte sich diese auf das gesamte Jahr beziehen. Der Lieferantenmarkt mit zusätzlichen Bietern kann derzeit längere Verhandlungszeiträume als die durchschnittliche Dauer von 12 Monaten erfordern. Dafür sind die Übertragungsnetzbetreiber aber auch verpflichtet, die Vergabe spätestens zum Ende des als Beginn der Umsetzung festgelegten Jahres zu vollenden. Die Bundesnetzagentur ist der Ansicht, dass damit sowohl die Interessen der Übertragungsnetzbetreiber als auch der Offshore-Windparks angemessen berücksichtigt werden.

Der von den Übertragungsnetzbetreibern beantragte und durch die Bundesnetzagentur bestätigte Termin zum Beginn der Umsetzung ist für die Übertragungsnetzbetreiber verbindlich (jedoch nur gegenüber dem Staat bzw. der Bundesnetzagentur als zuständiger Behörde und nicht gegenüber Dritten wie bspw. den Offshore-Windparkbetreibern).

5.2 Geplanter Zeitpunkt der Fertigstellung

Der O-NEP muss den geplanten Zeitpunkt der Fertigstellung der Anbindungen enthalten. Der zweite Entwurf des O-NEP 2017-2030 entspricht aus Sicht der Bundesnetzagentur dieser Anforderung.

Die Fertigstellung bezieht sich auf das DC- bzw. AC-Anbindungssystem, d. h. die Verbindung zwischen dem seeseitigen und landseitigen Netzverknüpfungspunkt. Auf eine weitere Präzisierung des Begriffs der Fertigstellung wurde ebenso verzichtet wie auf eine zeitschärfere bzw. quartalsweise Zeitangabe. Dies erscheint zulässig, da eine weitere Präzisierung des Zeitpunkts der Fertigstellung lediglich eine Scheingenauigkeit erzeugen würde. Aus der gegenwärtigen Perspektive ist nicht quartalsweise oder gar noch detaillierter abzuschätzen, zu welchem Zeitpunkt die Anbindungssysteme innerhalb des angegebenen Jahres fertig gestellt werden. Dies hängt von zu vielen individuellen Umständen ab, die noch nicht prognostiziert werden können. Zumal der Zeitpunkt der geplanten Fertigstellung gemäß O-NEP

unverbindlich ist und weder Pflichten der Übertragungsnetzbetreiber noch Rechte der Offshore-Windparkbetreiber begründet.

Der zweite Entwurf des O-NEP 2017-2030 sieht als Zeiträume von Beginn der Umsetzung bis zur Fertigstellung der Anbindungssysteme generell 5 Jahre sowohl für DC- als auch AC-Anbindungen vor. Diese Zeitangaben erscheinen aus Sicht der Bundesnetzagentur nach derzeitiger Sachlage für den diesjährigen O-NEP als zulässig. Insbesondere erscheint es plausibel, dass auch in der Ostsee mit einer Realisierungsdauer vergleichbar einer DC-Anbindung zu rechnen ist, falls drei AC-Kabelsysteme im selben Jahr fertiggestellt werden sollen. Hinsichtlich der zu erwartenden Planungs-, Zulassungs- und Errichtungszeiten sowie der verfügbaren Erzeugungskapazitäten kann gegenwärtig lediglich auf die aktuellen Erfahrungen der Übertragungsnetzbetreiber bei Vergabe und Realisierung vergleichbarer Projekte zurückgegriffen werden. Darüber hinaus bestehen keine gefestigten Erfahrungen bei der Realisierung der Anbindungssysteme, die eine anderweitige belastbare Einschätzung ermöglichen.

Eine etwaige Bestätigung der geplanten Fertigstellungszeitpunkte im Rahmen des O-NEP 2017-2030 entbindet die Übertragungsnetzbetreiber jedoch nicht von der Pflicht, auch für bestätigte Anbindungssysteme des diesjährigen O-NEP die Realisierungsdauer zukünftig erneut zu überprüfen. Dabei sind insbesondere verkürzte Realisierungsphasen durch technische Standardisierung bzw. Fortschritte bei der Errichtung der Anbindungssysteme sowie die Verfügbarkeit von Errichtungskapazitäten durch die Übertragungsnetzbetreiber anzustreben.

Allerdings haben sich – mit Einführung des Ausschreibungsverfahrens und der damit verbundenen Beschränkung des Ausschreibungsvolumens sowie der Ausrichtung des Bedarfs an Offshore-Anbindungen an dieser Begrenzung – die Termine zur geplanten Fertigstellung an der frühestmöglichen Nutzung von zugewiesenen Kapazitäten auf dem jeweiligen Anbindungssystem zu orientieren und nicht mehr an der schnellstmöglichen Realisierung eines Anbindungssystems. Ansonsten bestünde die Gefahr, dass die entsprechenden Leitungen zu einem Zeitpunkt realisiert würden, zu welchem die Übertragungskapazität – mangels Erforderlichkeit für eine Kapazitätszuweisung infolge einer erfolgreichen Ausschreibungsteilnahme – nicht genutzt würde. Dies würde wiederum Leerstände auf beauftragten Anbindungssystemen zur Folge haben. Daher führt eine kürzere Realisierungsdauer nicht zu einer früheren Fertigstellung, sondern zu einer späteren Beauftragung. Wird ersichtlich, dass sich die Realisierungsdauer einer Maßnahme verkürzt, sind daher nicht die Fertigstellungszeitpunkte bereits bestätigter Maßnahmen vorzuziehen, sondern vielmehr der Beginn der Umsetzung nach hinten zu verlegen.

6. Zeitliche Staffelung der Anbindungssysteme

In diesem Kapitel werden die zeitlichen Staffellungen der Anbindungssysteme für die Nord- und Ostsee einschließlich der Beauftragungs- und Fertigstellungstermine dargestellt, die sich aus den in Kapitel C 4. und 5. dargestellten Kriterien für die zeitliche Abfolge ergeben.

6.1 Nordsee

Die für die zeitliche Staffelung relevanten Eingangsparameter sind in Tabelle 5 zusammengefasst.

Tabelle 5: Übersicht Eingangsparameter zeitliche Staffelung Nordsee

Cluster ¹	Zone	Erzeugungspotenzial pro Cluster [MW] ²	Übertragungskapazität Startnetz + Zubaunetz 2025 [MW]	unerschlossenes Potenzial [MW]
0	1	224,4	224,4	0
1	1	840	900	0
2	1	1623,2	1762	0
3	1	2546,2	1816,2	730
4	1	1151	1266	0
5	1/2	1344	1344 ³	0
6	2	1681,8	1200 ⁴	598,6 ⁴
7	2	1386	900	486
8	2	1406,8 ⁴	900	390 ⁴
Summe	-	12203,4	10312,6	2204,8

¹ Die Cluster 9 bis 13 werden hier nicht dargestellt, da ihre Erschließung nach derzeitiger Sach- und Rechtslage nicht bis 2030 erforderlich ist.

² Die Eingangsparameter entsprechen den Werten, die dem BFO-N bzw. dem Entwurf der Fortschreibung des BFO-N zugrunde liegen. Diese wurden jedoch anders als im BFO nicht gerundet.

³ Zubaunetz 2025, d.h. im O-NEP 2025 bestätigte Anbindung.

⁴ Ein Offshore-Windpark aus Cluster 8 mit 116,8 MW Leistung soll über Cluster 6 angeschlossen werden.

Bei den Eingangsparametern in der Tabelle 5 ist für die Ermittlung des nicht erschlossenen Potenzials noch zu erwähnen, dass in den Clustern 6 und 8 ein clusterübergreifender Netzanschluss zu berücksichtigen ist. So wird nach derzeitiger Planung ein Offshore-Windpark aus Cluster 8 mit einer Kapazität von 116,8 MW über ein Anbindungssystem in Cluster 6 erschlossen. Die Startnetzleitungen nach Cluster 6 sind also nicht nur von in Cluster 6 gelegenen Offshore-Windparks belegt, sondern zusätzlich von einem Offshore-Windpark in Cluster 8. Die noch verfügbare Kapazität auf den Startnetzleitungen in Cluster 6 ist dementsprechend geringer. Dies muss bei der Bestimmung des noch nicht erschlossenen Potentials in Cluster 6 berücksichtigt werden. Entsprechend muss nicht das gesamte Erzeugungspotential

in Cluster 8 über Anbindungssysteme, die direkt nach Cluster 8 führen, abgeführt werden. Vielmehr wird eine Kapazität in Höhe von 116,8 MW eben bereits über Cluster 6 erschlossen.

In der Nordsee ergäbe sich die in Tabelle 6 dargestellte zeitliche Staffelung für die derzeit als bedarfsgerecht erachteten Anbindungssysteme.

Tabelle 6: Zeitliche Staffelung für die Nordsee

Anbindungssystem	Beginn der Umsetzung	Geplante Fertigstellung
NOR-5-2 (SylWin 2)	2020	2025
NOR-3-2 (DolWin 4)	2023	2028
NOR-6-3 (BorWin 4)	2025	2030

Der vorgenannten zeitlichen Staffelung liegen nachfolgend genannte Erwägungen zu Grunde:

In Cluster 0 werden sämtliche Offshore-Windparks innerhalb des Küstenmeeres in der Nordsee zusammengefasst. Cluster 1 bis 13 entsprechen den im BFO-N einbezogenen Clustern. Die Einteilung in Zonen entspricht dem zweiten Entwurf des O-NEP 2017-2030 sowie den bestätigten vorausgegangenen O-NEP. Die Angaben für das Erzeugungspotenzial innerhalb eines Clusters beruhen grundsätzlich auf dem BFO-N.

Aus der Differenz zwischen dem Erzeugungspotenzial pro Cluster und der Übertragungskapazität des Startnetzes und Zubaunetzes 2025 ergibt sich das noch zu erschließende Erzeugungspotenzial, welches für die zeitliche Staffelung relevant ist.

Im ersten Schritt erfolgt zunächst eine Auswahl gemäß der Küstenentfernung in Form der Zonen.

In Zone 1 befinden sich die Cluster 0 (Küstenmeer Nordsee), Cluster 1, Cluster 2, Cluster 3, Cluster 4 und teilweise Cluster 5, vgl. Abbildung 6 und Tabelle 7. Cluster 0, Cluster 1, Cluster 2, Cluster 4 sowie der Teil von Cluster 5, welcher sich in Zone 1 befindet, werden bereits vollständig durch Anbindungssysteme des Startnetzes abgedeckt, vgl. Tabelle 5.

Somit muss innerhalb von Zone 1 nur noch Cluster 3 betrachtet werden.

Gemäß dem Kriterium „Küstenentfernung“ würde als nächstes die Zone 2 erschlossen. In Zone 2 liegen die Cluster 6, 7 und 8 sowie ein Teil von Cluster 5. Cluster 8 wird derzeit bereits durch Maßnahmen des Startnetzes weitestgehend erschlossen, vgl. Tabelle 7. Das im O-NEP 2025 bestätigte Anbindungssystem NOR-5-2 kann erst nach der zweiten Ausschreibung einer erneuten Prüfung unterzogen werden, sofern nicht in einer der beiden Ausschreibungen im Übergangsmodell Windparks im Wege eines Zuschlags Kapazität auf der entsprechenden Anbindung erhalten. Sollte dies geschehen, würde die Anbindung NOR-5-2 Teil des Startnetzes.

Übrig in Zone 2 bleiben Cluster 6 und 7. Da das nicht erschlossene Restpotenzial in Cluster 6 nach dem gegenwärtigen Entwurf der Fortschreibung des BFO-N größer ist als in Cluster 7, wäre zunächst Cluster 6

über NOR-6-3 zu erschließen, während NOR-7-2 erst danach zu realisieren wäre. Insoweit bleibt jedoch das Ergebnis der derzeit noch laufenden Fortschreibung des BFO-N abzuwarten. Im Übrigen erscheint es gegenwärtig als sachgerecht, das Restpotenzial beider Cluster über eine Anbindung zu erschließen, über welche auch der andere Cluster mittels eines clusterübergreifenden Anschlusses angebunden werden kann (dies gilt unabhängig davon, welche der beiden Anbindungen realisiert wird). Dies bedeutet, dass nach derzeitiger Einschätzung der Bundesnetzagentur NOR-6-3 mit einem clusterübergreifenden Anschluss nach Cluster 7 realisiert würde (siehe Punkt 10.1).

Nach dem Aufstellen einer zeitlichen Staffelung anhand der Kriterien „Küstenentfernung“ und „Erzeugungspotenzial“ fehlt noch eine Plausibilisierung der Staffelung anhand des Kriteriums „geplante Inbetriebnahme der Netzverknüpfungspunkte“. Für sämtliche in Tabelle 6 aufgeführten Anbindungssysteme sind zum Zeitpunkt der geplanten Fertigstellung grundsätzlich Netzverknüpfungspunkte laut der Planungslage im NEP 2017-2030 verfügbar.

Eine Plausibilitätskontrolle der vorstehend geschilderten Staffelung der Anbindungssysteme anhand des „Realisierungsfortschritt der anzubindenden Offshore-Windparks“ findet für die zu prüfenden Anbindungssysteme nach 2025 nicht mehr statt.

Daher ergäbe sich für die erforderlichen Anbindungssysteme folgende Reihung: (NOR-5-2,) NOR-3-2, NOR-6-3.

Zusätzlich sind in Tabelle 6 der Beginn der Umsetzung und die geplante Fertigstellung aufgelistet.

Die Termine zur Beauftragung und Fertigstellung der im O-NEP 2025 bestätigten Anbindungen in Nord- und Ostsee können erst nach der zweiten Ausschreibung einer erneuten Prüfung unterzogen werden. Insofern wird es darauf ankommen, ob in einer der beiden Ausschreibungen im Übergangssystem Windparks im Wege eines Zuschlags Kapazität auf der entsprechenden Anbindung erhalten. Sollte dies geschehen, werden die Anbindungen Teil des Startnetzes.

Nach gegenwärtiger Sachlage ist kein weiteres Anbindungssystem in Nord- oder Ostsee im Jahr 2026 erforderlich. Zunächst sind etwaige Leerstände im Startnetz und Zubaunetz 2025 im Rahmen des Zielmodells vorrangig zu nutzen, indem die Flächen der entsprechenden Cluster prioritär voruntersucht und durch die bereits bestätigten Anbindungen erschlossen werden. Die Übertragungskapazität des Startnetzes und Zubaunetzes 2025 beträgt einerseits ca. 4.200 MW, während das Ausschreibungsvolumen im Übergangssystem andererseits auf 3.100 MW begrenzt ist. Insofern muss man bis zum Abschluss der Ausschreibungen im Übergangssystem die Realisierung der im O-NEP 2025 bestätigten Anbindung NOR-5-2 unterstellen. Dies bedeutet jedoch auch, dass nach Durchführung der beiden Ausschreibungen im Übergangssystem erneut zu prüfen ist, ob die Anbindung NOR-5-2 tatsächlich im Jahr 2025 erforderlich ist oder für diese Anbindung kein bestehendes Projekt ein Zuschlag erhalten hat.

Aufgrund der Beschränkung der Übertragungskapazität in der Ostsee verbunden mit der Mindestmenge für die Ostsee nach § 27 Abs. 3 WindSeeG einerseits und der geringeren regionalisierten Leistung für die Ostsee andererseits, wären – im Falle der Bezuschlagung aller Anbindungen in der Nordsee im Rahmen des Übergangssystems – zunächst in 2026 Leerstände auf den Anbindungssystemen in der Nordsee zu nutzen (sollten keine entsprechenden Leerstände auftreten, bspw. mangels Erforderlichkeit der Anbindung NOR-

5-2 im Jahr 2025, wäre der Bedarf eines zusätzlichen Anbindungssystems in der Nordsee im Jahr 2026 im Rahmen des NEP 2019-2030 auf der Grundlage des FEP zu prüfen). Die übrigen jeweils zwei erforderlichen Anbindungssysteme in Nord- und Ostsee sind dann ausgewogen auf die beiden Meeresgebiete zu verteilen. Da unter dieser Annahme in 2026 Flächen in der Nordsee vorentwickelt würden, wäre nach derzeitiger Einschätzung der Bundesnetzagentur im Jahr 2027 in der Ostsee das nächste Anbindungssystem zu realisieren, dann im Jahr 2028 in der Nordsee (NOR-3-2), im Jahr 2029 in der Ostsee und im Jahr 2030 wieder in der Nordsee (NOR-6-3). Einzelheiten bleiben den Verfahren zur Erstellung des FEP und NEP 2019-2030 vorbehalten.

Da als Realisierungsdauer von DC-Anbindungssystemen ab Beauftragung der Anbindung derzeit 60 Monate anzunehmen sind, wäre NOR-3-2 im Jahre 2023 und NOR-6-3 im Jahr 2025 zu beauftragen.

6.2 Ostsee

Die für die zeitliche Staffelung relevanten Eingangsparameter sind in Tabelle 8 zusammengefasst.

Tabelle 8: Übersicht Eingangsparameter zeitliche Staffelung Ostsee

Cluster	Zone	Erzeugungspotenzial pro Cluster [MW] ¹	Übertragungskapazität Startnetz + Zubaunetz 2025 [MW]	unerschlossenes Potenzial [MW]
1	1	1093,8	750	343,8 ²
2	1	1055,6	750 ²	305,6 ²
3	1	611	288	323
4	1	494	0	494 ²
5	1	150	0	150
6	1	874,6	50,6	824
7	1	256 ³	0	256 ³
8	1	(152 ⁴)	0	(152) ⁴
Summe	-	4535 (4687 ⁴)	1838,6	2747 (2899 ⁴)

¹ Die Eingangsparameter entsprechen für die AWZ den Werten, die dem BFO-O bzw. dem Entwurf der Fortschreibung des BFO-O zugrunde liegen. Diese wurden jedoch anders als im BFO nicht gerundet. Für das Küstenmeer entsprechen die Eingangsparameter den Angaben der Küstenländer.

² Zubaunetz 2025, d.h. im O-NEP 2025 bestätigte Anbindung. Über diese Anbindungen können auch Projekte aus Cluster 1 und 4 erschlossen werden. Insoweit soll kein Vorgriff hinsichtlich des Ausgangs der Ausschreibungen im Übergangssystem vorgenommen werden. D.h. nach den beiden Ausschreibungen kann sich das nicht erschlossene Potenzial auch davon abweichend über die drei gemeinsam erschlossenen Cluster 1, 2 und 4 verteilen.

³ Der Teil der Fläche Warnemünde für Testanlagen ist im Rahmen der Bedarfsermittlung nicht zu berücksichtigen.

⁴ Die Fläche Hiddensee wird im O-NEP 2017-2030 noch nicht berücksichtigt.

In der Ostsee ergibt sich die in Tabelle 9 dargestellte zeitliche Staffelung für die derzeit als bedarfsgerecht erachteten Anbindungssysteme.

Tabelle 9: Zeitliche Staffelung für die Ostsee

Anbindungssystem	Beginn der Umsetzung	Geplante Fertigstellung
OST-2-1	2018	2021
OST-2-2	2018	2021
OST-2-3	2018 ¹	2022
OST-2-4	2022	2027
OST-6-1	2024	2029

¹ Der Beginn der Umsetzung für OST-2-3 liegt trotz einer Realisierungsdauer von ca. 3,5 Jahren im Jahr 2018 (siehe hierzu Bestätigung O-NEP 2025, S. 36f.).

Der zeitlichen Staffelung der Anbindungssysteme in der Ostsee liegen folgende Erwägungen zu Grunde:

Die Einteilung in eine Zone entspricht dem zweiten Entwurf des O-NEP 2017-2030 sowie auch den bestätigten vorausgegangenen O-NEP. Die Angaben für das Erzeugungspotenzial pro Cluster beruhen innerhalb der AWZ grundsätzlich auf dem BFO-O. Innerhalb des Küstenmeeres wurde das zu erschließende Potenzial der Cluster anhand der derzeitigen Planungsstände der zum entsprechenden Cluster hinzuzuzählenden Offshore-Windparkprojekte ermittelt. Aus der Differenz zwischen dem Erzeugungspotenzial pro Cluster und der Übertragungskapazität des Startnetzes und Zubaunetzes 2025 ergibt sich das noch zu erschließende Erzeugungspotenzial, welches für die zeitliche Staffelung relevant ist.

Da sämtliche Cluster der Ostsee derselben Zone zugeordnet sind, wird anhand des Entfernungskriteriums keine Vorauswahl getroffen. Entscheidend für die Zuordnung ist demnach das noch zu erschließende Erzeugungspotenzial.

Die im O-NEP 2025 bestätigten Maßnahmen OST-2-1, OST-2-2 und OST-2-3 können erst nach der zweiten Ausschreibung einer erneuten Prüfung unterzogen werden. Insofern wird es darauf ankommen, ob in einer der beiden Ausschreibungen im Übergangsmodell Windparks im Wege eines Zuschlags Kapazität auf der entsprechenden Anbindung erhalten. Sollte dies geschehen, wird die entsprechende Anbindung Teil des Startnetzes.

Die Cluster 1, 2 und 4 würden nach derzeitiger Einschätzung der Bundesnetzagentur entsprechend dem bestätigtem O-NEP 2025 auch im Zielmodell sinnvoller Weise über Sammelanbindungen erschlossen, auf welchen Flächen aus allen drei Clustern angebunden werden können. Unterstellt man die Realisierung der drei Anbindungen in 2021 und 2022 bliebe nach gegenwärtiger Sachlage danach noch ein Potenzial in Cluster 1, 2 und 4 von insgesamt ca. 1.150 MW. Aufgrund der getrennten Betrachtung der Cluster 3 und 6 ist das nicht erschlossene Potenzial der Cluster 1, 2 und 4 – anders als der zweite Entwurf des O-NEP 2017-2030 dies vorsieht – größer als das noch zu erschließende Potenzial der übrigen Cluster. Ob man das Potenzial der Fläche Hiddensee zu Cluster 6 hinzu nimmt (ca. 980 MW) oder ob man das Potenzial des

Clusters 5 und der beiden Flächen Warnemünde zusammen betrachtet (ca. 410 MW), hat daneben aufgrund des geringen Potenzials der Flächen keine Auswirkungen auf die zeitliche Reihung. Daher führt nach derzeitiger Einschätzung der Bundesnetzagentur auch die nächstfolgende Anbindung in der Ostsee nach Cluster 1, 2 und 4 (OST-2-4; die Cluster 1 und 4 würden über clusterübergreifende Anschlüsse angebunden). Danach wären die Cluster 1, 2 und 4 erschlossen; die Erschließung der verbleibenden max. 100 MW erscheint derzeit volkswirtschaftlich nicht sinnvoll. Danach weist nach gegenwärtiger Sachlage Cluster 6 im Küstenmeer mit ca. 820 MW das größte unerschlossene Erzeugungspotenzial auf, mithin führte nach derzeitiger Einschätzung der Bundesnetzagentur die zweite Anbindung in der Ostsee nach Cluster 6 (OST-6-1). Das Anbindungssystem OST-6-1 entspricht dem im zweiten Entwurf des O-NEP 2017-2030 als OST-3-3 bezeichneten Anbindungssystem. Danach ist das Cluster 6 erschlossen.

Als Nächstes weist Cluster 3 in der AWZ mit noch ca. 320 MW das größte unerschlossene Erzeugungspotenzial auf, mithin führt die dritte Anbindung in der Ostsee nach Cluster 3 (OST-3-3 bestehend aus zwei AC-Seekabeln mit einer Übertragungskapazität von insgesamt 500 MW). Danach ist das Cluster 3 erschlossen.

Da das Potenzial des für Testanlagen vorbehaltenen Teils der Fläche Warnemünde bezüglich der Ermittlung des Ausbaubedarfs gemäß der Systematik des § 70 WindSeeG nicht berücksichtigt werden kann und die Flächen Warnemünde und der bisherige Cluster 5 keinen gemeinsamen Cluster bilden (siehe oben Punkt C.2), weisen die Cluster 5 und 7 (Fläche Warnemünde zur kommerziellen Nutzung) sowie Cluster 8 (Fläche Hiddensee), falls für diese noch ein erfolgreiches Raumordnungsverfahren durchgeführt wird, ein nahezu gleiches nicht erschlossenes Erzeugungspotenzial auf. Unterstellt man jedoch einen Bedarf von mindestens 700 MW Ausschreibungsvolumen pro Jahr entsprechend der bis 2030 geltenden Regelungen zur Ausschreibung von Offshore-Windenergie auch noch nach 2030, könnten alle drei Cluster gemeinsam mit Cluster 3 in der AWZ im selben Jahr durch entsprechende Anbindungen erschlossen werden (OST-5-1, OST-7-1 sowie ggf. OST-8-1 mit einer Übertragungskapazität von jeweils 250 MW; bei einer Übertragungskapazität von 250 MW könnte die Fläche Warnemünde für Testanlagen, dann ohne Weiteres über die Anbindung OST-7-1 erschlossen werden).

Hiermit ergäbe sich für die Ostsee nach derzeitiger Einschätzung der Bundesnetzagentur folgende Reihung: (1) OST-2-4, (2) OST-6-1, (3) OST-3-3, OST-5-1, OST-7-1 sowie ggf. OST-8-1. Da zwischen 2026 und 2030 jedoch lediglich ein Bedarf an zwei weiteren Anbindungssystemen in der Ostsee besteht, erscheinen derzeit bis 2030 aufgrund des größeren nicht erschlossenen Erzeugungspotenzials lediglich die Anbindungen OST-2-4 und OST-6-1 als bestätigungsfähig.

Ein Vorziehen der Anbindung OST-7-1 an die erste Stelle aufgrund der Erschließung eines Testfelds zur Erprobung von Pilotanlagen, kommt nach derzeitiger Auffassung der Bundesnetzagentur aus mehreren Gründen nicht in Betracht: Maßgebend sind insoweit die Kriterien zur zeitlichen Reihung entsprechend § 17b Abs. 2 Satz 3 EnWG in der Ausgestaltung der zurückliegenden bestätigten O-NEP sowie des Entwurfs des O-NEP 2017-2030 der Übertragungsnetzbetreiber. Entscheidend für die Reihung im Rahmen des O-NEP ist daher alleine das nicht erschlossene Erzeugungspotenzial der in Betracht kommenden Cluster. Eine anderweitige Begründung für die Reihung der Anbindungen ist nicht erkennbar, jedoch bei den anfallenden Investitionen zwingend erforderlich. Alleine die Ausweisung eines Vorranggebietes für Testanlagen im Landesraumentwicklungsprogramm Mecklenburg-Vorpommern reicht hierzu nach aktueller Gesetzeslage nicht aus, da dies keine Unterscheidung zu anderen Flächen herstellt, die sich innerhalb von ausgewiesenen Clustern bzw. Offshore-Vorranggebieten befinden. Zudem erfordert die

Zuweisung von Kapazität für Pilotwindenergieanlagen gem. § 70 Abs. 1 Nr. 1 bis 3 und Abs. 2 WindSeeG, das Vorhandensein oder die Bestätigung einer Anbindung in einem O-NEP zur Erschließung bestehender Projekte sowie die entsprechende Nutzung durch die bezuschlagten Projekte. Insofern ging die gesetzliche Systematik eindeutig davon aus, dass es sich bei verfügbaren Anbindungen um solche handelt, die bereits als bedarfsgerecht bestätigt und zwecks Erschließung mit Kapazität versehener Projekte errichtet werden (zum historischen Willen des Gesetzgebers vgl. amtliche Begründung BT-Drs. 18/9096, S. 372f.). Ansonsten würde ein Bedarf an Pilotanlagen, die Voraussetzungen für die erfolgreiche Teilnahme an einer Ausschreibung für Pilotanlagen im Sinne des § 70 Abs. 2 WindSeeG im Rahmen des O-NEP begründen, mithin würde im Hinblick auf § 70 Abs. 1 Nr. 1 bis 3 und Abs. 2 WindSeeG ein Zirkelschluss geschaffen. Ein weiteres Problem bezüglich des Vorziehens der Anbindung OST-7-1 bestünde darin, dass der Ausbaubedarf des Jahres in welchem das Anbindungssystem OST-2-4 realisiert würde (unterstellt man ein Vorziehen von OST-7-1 in der zeitlichen Reihung vor OST-2-4) durch das Potenzial des Clusters 7 nicht gedeckt würde. Denn letztlich müssten im entsprechenden Jahr mindestens 700 MW Ausschreibungsvolumen bereitgestellt werden, was selbst im Falle einer gemeinsamen Betrachtung von Cluster 7 und 5 (ca. 410 MW Potenzial insgesamt) nicht gewährleistet wäre.

Die Bundesnetzagentur bittet ausdrücklich um Stellungnahmen zu dem gesamten Fragenkomplex bezüglich der zeitlichen Reihung in der Ostsee einschließlich gegebenenfalls Test- bzw. Pilotanlagen.

Da sich aufgrund der Trennung der Cluster 3 und 5 in der Ostsee Änderungen bei den betroffenen Anbindungssystemen ergeben haben (OST-6-1, OST-3-3, OST-5-1, OST-7-1, OST-8-1), haben auch die Übertragungsnetzbetreiber die Möglichkeit, im Rahmen der Konsultationsphase hierzu Stellung zu nehmen und ggf. entsprechende Änderungen vorzuschlagen, die von der Bundesnetzagentur nach den geltenden gesetzlichen Regelungen geprüft werden würden.

Zuletzt muss noch eine Plausibilisierung anhand des Kriteriums „geplante Inbetriebnahme der Netzverknüpfungspunkte“ durchgeführt werden. Für OST-2-4 und OST-6-1 sind grundsätzlich Netzverknüpfungspunkte verfügbar, daher muss keine Korrektur der Staffelung anhand des Kriteriums „geplante Inbetriebnahme der Netzverknüpfungspunkte“ erfolgen.

Eine Plausibilitätskontrolle der vorstehend geschilderten Staffelung der Anbindungssysteme anhand des „Realisierungsfortschritt der anzubindenden Offshore-Windparks“ findet für die zu prüfenden Anbindungssysteme nach 2025 nicht mehr statt.

Zusätzlich sind in Tabelle 9 der Beginn der Umsetzung und die geplante Fertigstellung aufgelistet.

Die Termine zur Beauftragung und Fertigstellung der im O-NEP 2025 bestätigten Anbindungen in Nord- und Ostsee können erst nach der zweiten Ausschreibung im Übergangssystem einer erneuten Prüfung unterzogen werden, sofern nicht in einer der beiden Ausschreibungen im Übergangssystem Windparks im Wege eines Zuschlags Kapazität auf der entsprechenden Anbindung erhalten. Sollte dies geschehen, wird die entsprechende Anbindung Teil des Startnetzes.

Wie bereits in Kapitel 6.1 dargestellt werden nach gegenwärtiger Sachlage in 2026 Flächen in der Nordsee voruntersucht, danach wäre nach derzeitiger Einschätzung der Bundesnetzagentur im Jahr 2027 in der Ostsee das nächste Anbindungssystem (OST-2-4) zu realisieren, dann im Jahr 2028 in der Nordsee, im Jahr

2029 in der Ostsee (OST-6-1) und im Jahr 2030 wieder in der Nordsee. Einzelheiten bleiben den Verfahren zur Erstellung des FEP und NEP 2019-2030 vorbehalten.

Da als Realisierungsdauer von DC- oder AC-Anbindungssystemen in der Ostsee ab Beauftragung der Anbindung derzeit 60 Monate anzunehmen sind, wäre OST-2-4 im Jahre 2022 und OST-6-1 im Jahr 2024 zu beauftragen.

Der anbindungsverpflichtete Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz Transmission GmbH führt jedoch mit Stellungnahme vom 06.07.2017 aus, dass die Anbindung OST-2-4 frühestens im Jahr 2028 fertiggestellt werden könne. Dies liege insbesondere darin begründet, dass die 50Hertz Transmission GmbH mit der Beauftragung des Anbindungssystems abwarte bis zum Abschluss des Planfeststellungsverfahrens. Gegenüber dem Festhalten an dieser Praxis im vorliegenden Fall bestehen jedoch erhebliche Bedenken, vor allem da in der Nordsee bislang regelmäßig die Beauftragung vor Abschluss der entsprechenden Genehmigungsverfahren stattfand.

Insofern bedürfte es einer weitergehenden Begründung seitens der Übertragungsnetzbetreiber, weshalb ein Abweichen von der bisherigen Unternehmenspraxis im Falle von OST-2-4 nicht möglich erscheint. Zudem bedürfte es einer weiteren Erläuterung, ob weitergehende Gründe vorliegen, die unabhängig davon zu einer nicht rechtzeitigen Fertigstellung bis zum Jahr 2027 führen.

Würde man von einer frühestmöglichen Fertigstellung der Anbindung OST-2-4 im Jahr 2028 ausgehen, müsste man die Anbindung in der zeitlichen Reihung tauschen. Da allerdings auch im Falle des Anbindungssystems OST-6-1 bei einer Realisierung als DC-System laut 50Hertz Transmission GmbH eine Fertigstellung voraussichtlich frühestens im Jahr 2028 möglich ist, erscheint es sinnvoll, zunächst das Anbindungssystem NOR-3-2 mit geplanter Fertigstellung im Jahr 2027 und Beauftragung im Jahr 2022 zu realisieren, während OST-2-4 dann im Jahr 2028 mit einer Beauftragung 2023 realisiert würde.

7. Angaben zum Stand der Umsetzung

§ 17b Abs. 2. Satz 5 EnWG sieht vor, dass dem aktuellen „Offshore-Netzentwicklungsplan Angaben zum Stand der Umsetzung des vorhergehenden Offshore-Netzentwicklungsplans und im Falle von Verzögerungen die dafür maßgeblichen Gründe der Verzögerung beizufügen“ sind.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben im zweiten Entwurf des O-NEP 2017-2030 den Stand der Umsetzung der bereits bestätigten sowie in Umsetzung eines bestätigten O-NEP beauftragten Anbindungssysteme nach derzeitiger Auffassung der Bundesnetzagentur in zulässiger Weise dargestellt. Als Umsetzungsschritte wurden die Vorbereitung des Genehmigungsverfahrens (1), der Beginn des Genehmigungsverfahrens (2), der Vergabeprozess (3), die Bauvorbereitung und der Bau (4) sowie die Realisierung eines Projekts (5) angegeben. Daneben wurden die entsprechenden Beauftragungs- und Fertigstellungstermine den entsprechenden Terminen des letzten gültigen, bestätigten O-NEP gegenübergestellt.

Die Leitungen des Startnetzes alt wurden im Rahmen der Darstellung des Umsetzungsstandes nur informatorisch aufgeführt. Dies erscheint aus Sicht der Bundesnetzagentur grundsätzlich als zulässig und erforderlich. Das Startnetz alt kann nur rein informatorisch dargestellt werden, da es nicht Bestandteil des O-NEP ist und keine Rechte und Pflichten aus dem O-NEP hinsichtlich des Startnetzes alt erwachsen.

8. Einklang mit dem Netzentwicklungsplan Strom

§ 17b Abs. 2 Satz 6 EnWG sieht vor, dass der Entwurf des O-NEP 2017-2030 im Einklang mit dem Entwurf des NEP 2017-2030 stehen muss. Nach gegenwärtiger Einschätzung der Bundesnetzagentur ist diese Voraussetzung grundsätzlich als gegeben zu bewerten.

Beide Entwürfe werden auf Grundlage des Szenariorahmens nach §12a EnWG erstellt. Somit haben beide Entwürfe eine gemeinsame Ausgangsbasis. Durch die Berücksichtigung des Szenariorahmens bei der Erstellung des O-NEP 2017-2030 wurde dieser gemeinsamen Ausgangsbasis Rechnung getragen.

Außerdem sind die Wechselwirkungen zwischen den Entwürfen korrekt zu identifizieren und angemessen zu berücksichtigen. Schnittstellen sind insbesondere die Netzverknüpfungspunkte an Land (siehe dazu Seite 95ff., NEP 2017-2030 zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber sowie Seite 28f., O-NEP 2017-2030 zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber). Eine Konsistenz der Pläne ist dann gegeben, wenn die entsprechend dem Entwurf des O-NEP angebundene Offshore-Erzeugungskapazität auch entsprechend dem Entwurf des NEP an Land abtransportiert werden kann. Dafür ist eine synchrone Umsetzung der jeweiligen Maßnahmen erforderlich, d. h., dass die landseitigen Netzverknüpfungspunkte in den Entwürfen von NEP und O-NEP konsistent sein müssen.

Im Entwurf des NEP 2017-2030 wurde die entsprechende, durch den O-NEP 2017-2030 anzubindende Erzeugungsleistung als Einspeisung an den entsprechenden Netzverknüpfungspunkten im Rahmen der Netzbelastungsrechnungen für den landseitigen NEP modelliert. So konnte bereits methodisch sichergestellt werden, dass zwischen beiden Entwürfen Konsistenz besteht. Durch diese Berücksichtigung des O-NEP als „Einspeiseplan“ für die Küstenregionen Deutschlands konnte im Rahmen des Entwurfs des NEP 2017-2030 durch die Übertragungsnetzbetreiber festgestellt werden, welche Leitungsbaumaßnahmen durch die Anbindung von Erzeugungsleistung auf See benötigt werden.

Neben dieser Analyse der benötigten Leitungsbaumaßnahmen wurde auch dem zeitlich koordinierten Ausbau Rechnung getragen. Zum Zeitpunkt der geplanten Fertigstellung der Anbindungssysteme sollen die zugehörigen Netzverknüpfungspunkte sowie die landseitigen Ausbaumaßnahmen, die unmittelbar erforderlich sind, um den Abtransport des Offshore-Stroms zu gewährleisten, laut Zeitplan der zweiten Entwürfe des O-NEP 2017-2030 sowie des NEP 2017-2030 ebenfalls grundsätzlich fertiggestellt sein (vgl. Kapitel D.). Die Zeitpläne sind insoweit grundsätzlich konsistent, wobei die zeitliche Taktung von Fertigstellung der Anbindungsleitungen und der landseitig zum Abtransport notwendigen Maßnahmen teilweise in das gleiche Kalenderjahr fällt. Sollte es zu Verzögerungen bei einzelnen landseitigen Maßnahmen kommen, ist eine uneingeschränkte Einspeisung von Offshore-Windparks möglicherweise nicht gewährleistet.

Eine Ausnahme besteht insoweit auch nicht hinsichtlich des landseitigen Projekts P 216 Netzverstärkung Güstrow – Siedenbrünzow – Alt Tellin – Iven – Pasewalk/Nord – Pasewalk, welches erforderlich ist, um den Abtransport des Offshore-Stroms zu gewährleisten, der über das Anbindungssystem OST-2-4 geleitet wird. Die Übertragungsnetzbetreiber streben laut ihrem überarbeiteten Entwurf des NEP 2017-2030 zwar eine Gesamtinbetriebnahme des Projekts im Jahr 2028 an. Im ersten Entwurf hatten sie noch eine Inbetriebnahme bis zum Jahr 2025 geplant. Ausschlaggebend ist die verschobene Inbetriebnahme der Maßnahme M455. Für diese Verschiebung sind der Bundesnetzagentur jedoch keine Gründe bekannt, so dass sie derzeit von einer Realisierbarkeit bis zum Jahr 2025 ausgeht. Dafür spricht auch, dass die übrige

Umstellung von 220kV auf 380kV in der Region (Projekte P215 und P216) nach wie vor im Jahr 2025 abgeschlossen sein soll. Es ist nicht ersichtlich, warum die Maßnahme M455 eine Ausnahme davon bilden sollte (Vgl. vorläufige Prüfungsergebnisse Netzentwicklungsplan 2017-2030, Seite 245, Projekt P216).

Sollte eine Inbetriebnahme des landseitigen Projekts P 216 im Jahr 2027 nicht möglich sein, bedürfte es einer Änderung der zeitlichen Reihung. Da im Falle des Anbindungssystems OST-6-1 bei einer Realisierung als DC-System laut Stellungnahme der 50Hertz Transmission GmbH eine Fertigstellung voraussichtlich frühestens im Jahr 2028 möglich ist, erscheint es sinnvoll, zunächst das Anbindungssystem NOR-3-2 mit geplanter Fertigstellung im Jahr 2027 und Beauftragung im Jahr 2022 zu realisieren, während OST-2-4 dann im Jahr 2028 mit einer Beauftragung im Jahr 2023 realisiert würde.

9. Einklang mit dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan

Der zweite Entwurf des O-NEP 2017-2030 berücksichtigt nach derzeitiger Auffassung der Bundesnetzagentur soweit möglich entsprechend § 17b Abs. 2 Satz 6 EnWG den gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan nach Artikel 8 Absatz 3b der Verordnung (EG) Nr. 714/2009.

Alle zwei Jahre erarbeitet der europäische Verbund der Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) einen Zehnjahresplan zur Netzentwicklung (Ten-Year-Network-Development-Plan, TYNDP). Der finale TYNDP 2016 wurde im Dezember 2016 veröffentlicht. Der TYNDP 2016 betrachtet mit dem Jahr 2030 das gleiche Zieljahr wie der O-NEP 2017-2030. Er besteht aus einem Hauptdokument (Executive Report) und 12 Begleitdokumenten (Insight Reports), in denen Hintergrundinformationen, Szenarien, Regionalpläne, technische Daten und die Rolle des TYNDP für die europäischen Netzentwicklung dargestellt werden. Projekte des TYNDP werden in zwei zusätzlichen Dokumenten mit ihren Kosten-Nutzen-Analyse-Ergebnissen dargestellt. Das Dokument „TYNDP2016 combined project sheets“ enthält Leitungsausbauprojekte im Übertragungsnetz. Das Dokument „TYNDP2016 storage projects“ enthält zusätzlich Speicherprojekte. Insgesamt beinhalten diese beiden Dokumente 200 Vorhaben im Bereich des Übertragungsnetzes und der Energiespeicher. Diese 200 Projekte setzen sich aus insgesamt 457 Maßnahmen von paneuropäischer Relevanz zusammen. 42 dieser Projekte und damit 87 Maßnahmen sind zumindest teilweise in Deutschland gelegen. In diesen 87 Maßnahmen mit deutscher Beteiligung sind 23 Offshore Maßnahmen enthalten. Die Maßnahmenliste des TYNDP bildet die Basis für die auf den TYNDP folgende Auswahl von Projekten von gemeinsamen Interesse, der sog. „Projects of Common Interest“ (PCI). Die aktuelle Liste der „Projects of Common Interest“, basierend auf dem TYNDP 2014, wurde am 18. November 2015 von der Europäischen Kommission veröffentlicht. Keines der Anbindungssysteme des Start- oder Zubaunetzes des O-NEP 2025 wurden bislang als PCI ausgewählt. Auf Grundlage des TYNDP 2016 ist eine Aktualisierung der PCI- Liste durch die Europäische Kommission vorgesehen.

Projekte in der Nordsee werden im TYNDP 2016 maßnahmenscharf in vier Nordsee-Clustern angegeben („Tennet Northsea part 1“ bis „Tennet Northsea part 4“). In diesen vier Clustern sind 21 Investments enthalten, von denen 10 Investments Startnetzanbindungssystemen entsprechen. Weitere 11 Investments sind im O-NEP 2017-2030 als Zubaunetzmaßnahmen dargestellt. Darüber hinaus enthält der TYNDP 2016 ebenfalls Ostsee-Projekte, die jedoch nicht maßnahmenscharf aufgeführt sind, sondern in zwei Cluster eingeteilt werden („Offshore Wind Baltic Sea (I)“ und „Offshore Wind Baltic Sea (II)“). Durch die grobe

Einteilung der Ostsee-Projekte kann für die Ostsee alleine schon deshalb derzeit keine maßnahmenscharfe Überprüfung auf Übereinstimmung mit dem O-NEP 2017-2030 durchgeführt werden.

Darüber hinaus unterscheiden sich sowohl die Szenarien für den O-NEP und für den TYNDP als auch die Erstellungszeiten des TYNDP und des O-NEP, sodass sich in der Zwischenzeit Unterschiede ergeben haben können. Daher ist keine vollständige (maßnahmengenaue) Übereinstimmung zwischen O-NEP und TYNDP zu erzielen und zu erwarten. Die Veröffentlichung des NEP und O-NEP ist in ungeraden Jahren vorgesehen, die Veröffentlichung des TYNDP ist hingegen in geraden Jahren vorgesehen.

10. Festlegungen zu clusterübergreifenden Netzanschlüssen

Der O-NEP kann zudem Festlegungen enthalten, in welchem Umfang Flächen ausnahmsweise auch über Anbindungssysteme angeschlossen werden, die eigentlich nicht den eigenen, sondern einen anderen Cluster erschließen (sog. clusterübergreifender Anschluss). Ein clusterübergreifender Anschluss besteht aus AC-Kabelsystemen, die in der Nordsee die Konverterplattform, in der Ostsee die AC-Sammelplattform oder den Bündelungspunkt des jeweiligen Anbindungssystems mit der Umspannplattform eines Offshore-Windparks verbindet, der sich in einem anderen Cluster befindet als demjenigen Cluster, der durch das Anbindungssystem erschlossen wird. Die Anzahl der AC-Kabelsysteme eines clusterübergreifenden Anschlusses richtet sich nach dem Zuschlag im jeweiligen Ausschreibungsverfahren mit welchem der Offshore-Windpark auf dem betroffenen Anbindungssystem Kapazität erhält. Die im O-NEP 2025 bestätigten clusterübergreifenden Anschlüsse der Cluster 1 und 4 in der Ostsee über OST-2-1, OST-2-2 und OST-2-3 bedürfen nach der zweiten Ausschreibung einer erneuten Prüfung. Insofern wird es darauf ankommen, ob in einer der beiden Ausschreibungen im Übergangsmodell Windparks im Wege eines Zuschlags Kapazität auf der entsprechenden Anbindung erhalten.

Ein clusterübergreifender Anschluss kommt nur ausnahmsweise dann in Betracht, wenn er wirtschaftlich geboten erscheint, nicht gegen die Planungsgrundsätze des BFO (Bsp.: Planung und Verlegung von AC-Seekabeln auf kürzestem Wege, möglichst kreuzungsfrei, außerhalb von Natura2000-Gebieten und geschützten Biotopstrukturen) verstößt und nicht eine Kettenreaktion auslöst (Bsp.: Aufgrund eines bereits clusterübergreifend angeschlossenen Windparks reicht die Kapazität der für das Cluster A vorgesehenen Anbindungssysteme nicht mehr aus, um einen weiteren in Cluster A gelegenen Windpark bzw. eine in Cluster A gelegene staatlich vorentwickelte Fläche zu erschließen, so dass der Windpark seinerseits bzw. die vorentwickelte Fläche ihrerseits clusterübergreifend erschlossen werden müsste). Ein clusterübergreifender Anschluss ist insbesondere dann nicht geboten, wenn die entsprechenden Flächen bereits aufgrund eines im Startnetz befindlichen oder eines entsprechend des O-NEP 2017-2030 als bedarfsgerecht bestätigten Anbindungssystems erschlossen werden.

Soweit der O-NEP 2017-2030 Festlegungen über clusterübergreifende Netzanschlüsse enthält, mit denen Cluster angebunden werden, deren Erschließung zeitlich nach 2025 liegt, erfolgen diese Festlegungen vorbehaltlich anderweitiger Festlegungen des FEP und des erweiterten NEP 2019-2030.

10.1 Nordsee

Gegenwärtig kommt in der Nordsee nach Ansicht der Bundesnetzagentur ein clusterübergreifender Anschluss im Zeitraum nach 2025 lediglich für nicht erschlossene Flächen in Cluster 7 über das Anbindungssystem NOR-6-3 in Betracht.

Die Erforderlichkeit des Anbindungssystems NOR-7-2 könnte endgültig entfallen, sollten die ab dem Jahr 2026 vorzuuntersuchenden Flächen hinsichtlich der Erzeugungsleistung derart ausgestaltet werden, dass eine Erschließung der Cluster 6 und 7 über das Anbindungssystem NOR-6-3 ausreicht. Die Anbindungskapazität des Anbindungssystems NOR-6-3 ist bei der Erwägung von clusterübergreifenden Anschlüssen mit einzubeziehen, um ein zusätzliches Anbindungssystem in Cluster 7 zu sparen, wenn die Summe der nicht erschlossenen Erzeugungspotenziale in den Clustern 6 und 7 zusammen über das Anbindungssystem NOR-6-3 erschlossen werden kann.

Für einen clusterübergreifenden Anschluss zwischen Cluster 6 und 7 spricht auch, dass das nicht erschlossene Erzeugungspotenzial in Cluster 6 und 7 jeweils alleine nur noch knapp über 600 MW liegt, und infolgedessen durch einen clusterübergreifenden Anschluss eine Unterschreitung des jährlichen Mindestausschreibungsvolumen von 700 MW im Jahr 2030 (und infolgedessen ggf. auch eine Unterschreitung des durchschnittlichen Ausschreibungsvolumen von 840 MW) vermieden wird. Eine Anbindung die ausschließlich einen der beiden Cluster mit einem Erzeugungspotenzial von 600 MW erschließt, würde nicht mehr gewährleisten, dass das gesetzliche Mindestausschreibungsvolumen im Jahr der geplanten Fertigstellung der Anbindung eingehalten wird.

Eine Verletzung der Planungsgrundsätze des BFO ist zwar gegenwärtig nicht ersichtlich, es bleibt jedoch das Ergebnis der derzeit noch laufenden Fortschreibung des BFO-N abzuwarten.

Auch dürfte es mit Blick auf das Zielmodell nicht zu einer Kettenreaktion kommen. Das Anbindungssystem NOR-6-3 ist jedoch grundsätzlich ausreichend, um nach den Ausschreibungen im Übergangssystem in Cluster 6 und 7 verbleibende Flächen zu erschließen. Weitere Einzelheiten bleiben den Verfahren zur Erstellung des FEP und NEP 2019-2030 vorbehalten.

Im Folgenden sind die möglichen clusterübergreifenden Anbindungen rein informativ und schematisch dargestellt, die in Cluster 6 oder 7 der Nordsee erforderlich werden können. Die windparkspezifischen AC-Anbindungen sind im Übrigen nicht Teil der Bestätigung des O-NEP.

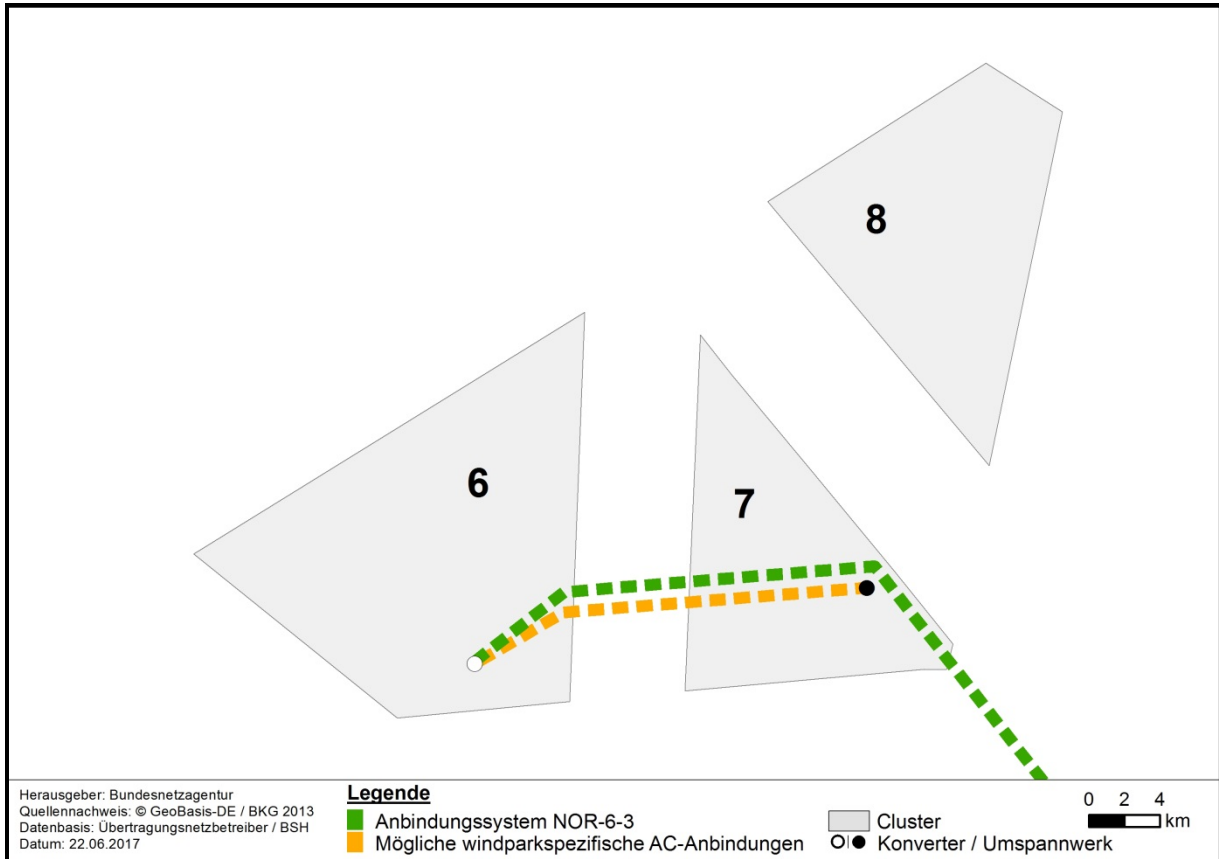


Abbildung 8: Informativ Darstellung möglicher clusterübergreifender Anbindungen

10.2 Ostsee

Gegenwärtig kommt in der Ostsee nach Ansicht der Bundesnetzagentur ein clusterübergreifender Anschluss im Zeitraum ab 2026 lediglich für nicht erschlossene Flächen in Cluster 1 und 4 über das Anbindungssystem OST-2-4 in Betracht.

Durch einen clusterübergreifenden Anschluss der Cluster 1 und 4 zur Anbindung OST-2-4 könnte – je nach Ausgang der Ausschreibungen im Übergangssystem – ein noch verbleibendes Restpotenzial der Cluster vollständig über OST-2-4 erschlossen werden, während eine getrennte Erschließung bis zu sechs AC-Anbindungen auslösen könnte. Mithin erscheint ein clusterübergreifender Anschluss geboten und die Gefahr einer Kettenreaktion ausgeschlossen.

Der BFO-O 2016 bzw. der Entwurf der Fortschreibung des BFO-O 2016/2017 sieht die Möglichkeit eines clusterübergreifenden Anschlusses der Cluster 1 und 4 nach Cluster 2 bereits vor. Dies dürfte grundsätzlich auch für den Fall gelten, dass die clusterübergreifenden Anschlüsse zu einem DC-Konverter führen und nicht wie im Rahmen des BFO-O untersucht zu einer AC-Sammelplattform oder einem Bündelungspunkt. Daher ist eine Verletzung der entsprechenden Planungsgrundsätze gegenwärtig nicht ersichtlich.

Im Folgenden sind die möglichen clusterübergreifenden Anbindungen rein informatorisch und schematisch dargestellt, die in Cluster 1 und 4 Ostsee erforderlich werden können. Die windparkspezifischen AC-Anbindungen sind im Übrigen nicht Teil der Bestätigung des O-NEP.

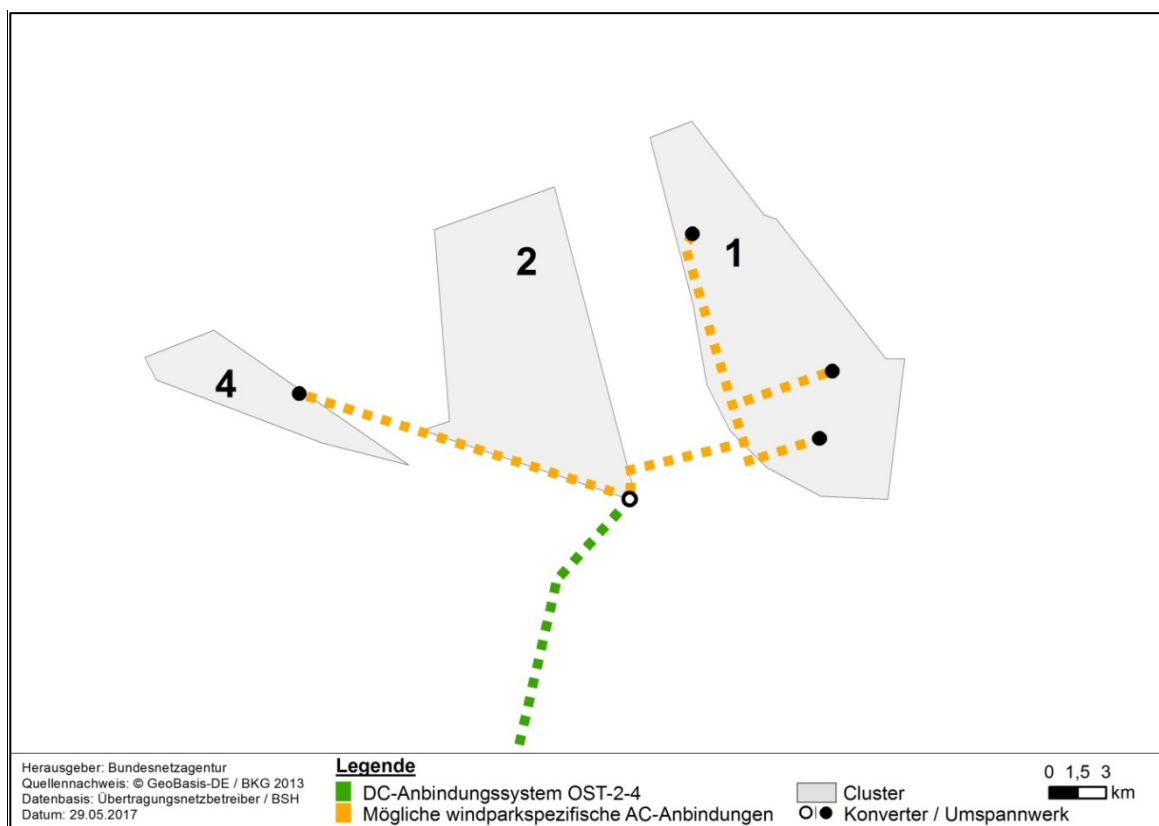


Abbildung 9: Informatorische Darstellung möglicher clusterübergreifender Anbindungen

11. Öffentlichkeitsbeteiligung der Übertragungsnetzbetreiber

Die Übertragungsnetzbetreiber haben die gemäß § 17b Abs. 3 EnWG in Verbindung mit § 12b Abs. 4 EnWG geforderte zusammenfassende Erklärung über die Art und Weise der Berücksichtigung der Öffentlichkeitsbeteiligung beigefügt. Die Übertragungsnetzbetreiber haben der Öffentlichkeit, einschließlich tatsächlicher und potentieller Netznutzer, den nachgelagerten Netzbetreibern sowie den Trägern öffentlicher Belange und den Energieaufsichtsbehörden der Länder Gelegenheit zur Äußerung im Rahmen ihrer Konsultation zum ersten Entwurf des O-NEP 2017-2030 vom 31. Januar 2017 bis zum 28. Februar 2017 gegeben.

In der überarbeiteten Fassung des O-NEP wurde von den Übertragungsnetzbetreibern das Kapitel 5 „Konsultation“ eingefügt. Dort wird eine Übersicht über die häufigsten und wesentlichen Inhalte der Stellungnahmen gegeben und geschildert, wie die Stellungnahmen berücksichtigt wurden. Die Übertragungsnetzbetreiber haben in Kapitel 5 des überarbeiteten O-NEP 2017-2030 einen Überblick über die Themenbereiche der eingegangenen Stellungnahmen gegeben. Sie sind sowohl in diesem wie auch zu Beginn der jeweiligen Kapitel auf die Ergebnisse der Konsultation eingegangen. Insgesamt gingen 17 Stellungnahmen zum ersten Entwurf des O-NEP 2017-2030 bei den Übertragungsnetzbetreibern insbesondere zu folgenden Themen ein: Staffelung und Projekttermine, Ausgestaltung des Szenariorahmens, Berücksichtigung des Flächenentwicklungsplans und des durch das WindSeeG eingeleiteten Systemwechsels, Auswahl geeigneter Netzverknüpfungspunkte und der damit zusammenhängende Netzausbau an Land sowie Aspekte des Natur- und Umweltschutzes.

D Anbindungssysteme

Die vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse als bestätigungsfähig angesehenen Anbindungssysteme sind in Abbildung 10 für die Nordsee und in Abbildung 11 für die Ostsee dargestellt.

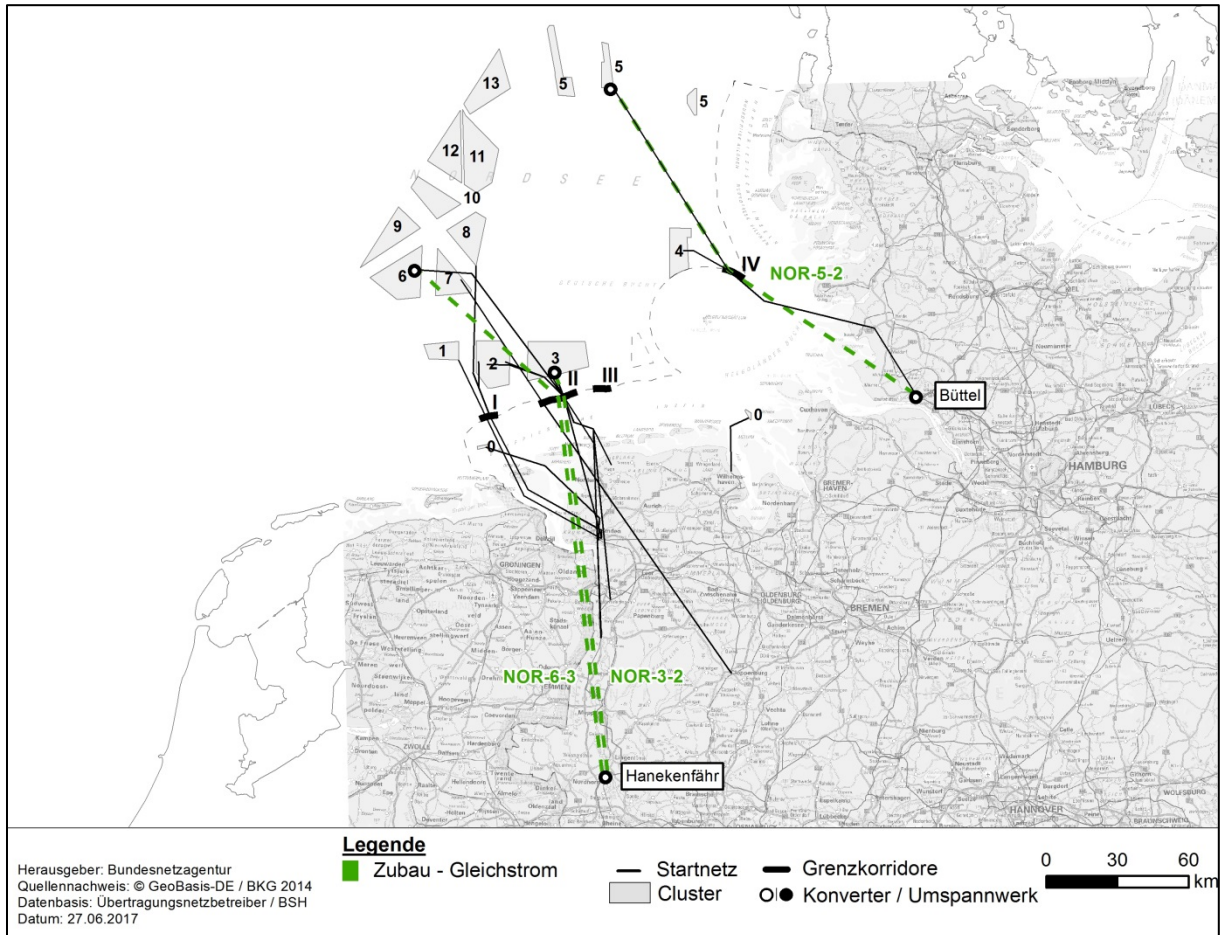


Abbildung 10: Derzeit vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse als bestätigungsfähig angesehenen Anbindungssysteme in der Nordsee im O-NEP 2017-2030

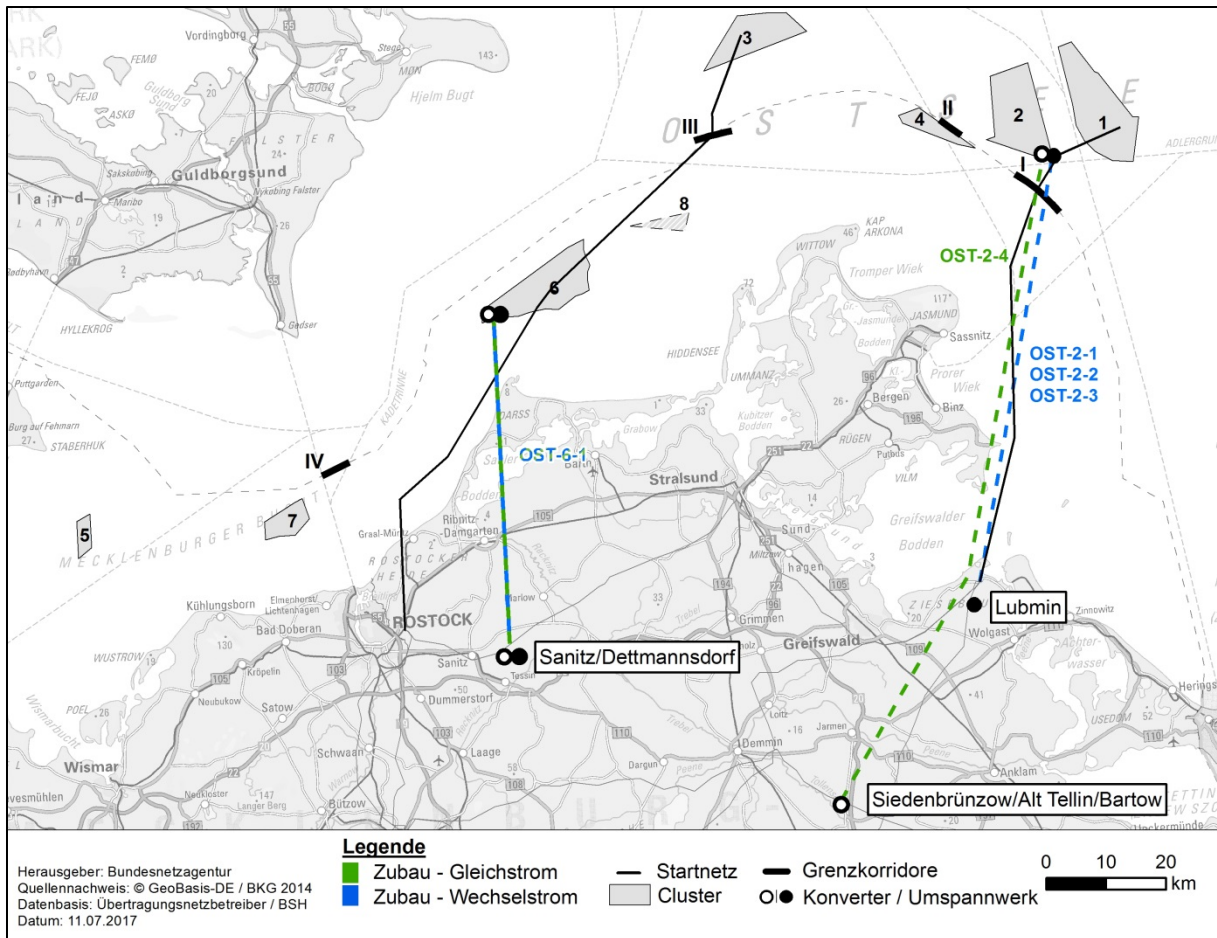


Abbildung 11: Derzeit vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse als bestätigungsfähig angesehene Anbindungssysteme in der Ostsee im O-NEP 2017-2030

1. Anbindungssysteme Nordsee

1.1 Anbindungssystem NOR-5-2: HGÜ-Verbindung NOR-5-2 (SylWin 2)

Das Anbindungssystem NOR-5-2 wurde im O-NEP 2025 bestätigt. Die Notwendigkeit des Anbindungssystems NOR-5-2 wird erst nach der zweiten Ausschreibung im Übergangssystem einer erneuten Prüfung unterzogen.

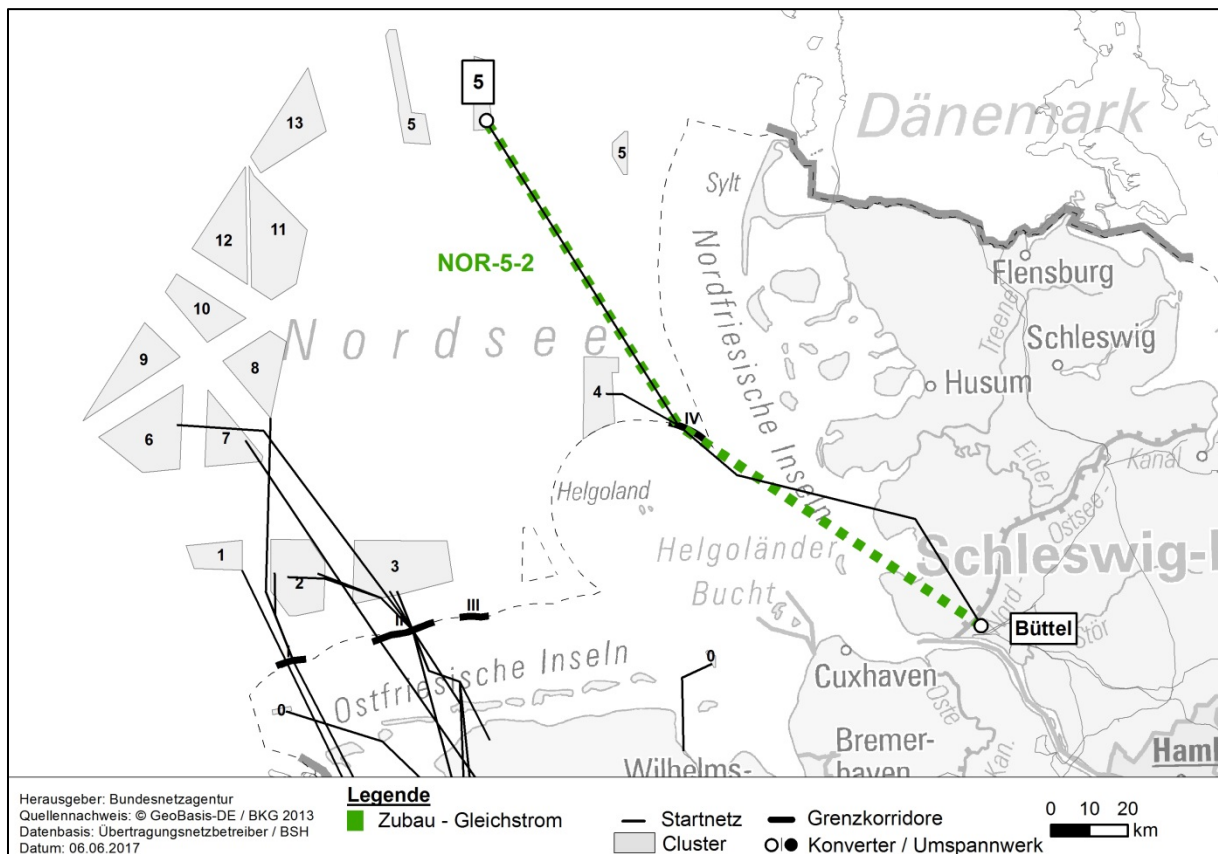


Abbildung 12: Maßnahme 25, HGÜ-Verbindung NOR-5-2

Ziel des Projekts ist die Anbindung von Offshore-Windparks in der Nordsee in Cluster 5 (Zone 2).

Als Netzverknüpfungspunkt ist Büttel vorgesehen, dessen Verfügbarkeit bereits gegeben ist.

Die Netzanbindung soll in Abweichung vom BFO-N ausnahmsweise nicht mit der standardisierten Übertragungskapazität von 900 MW erfolgen, sondern mit einer Übertragungskapazität, die der bezuschlagten Kapazität bestehender Projekte in Cluster 5 gem. §§ 34, 37 WindSeeG entspricht.

Ausgehend von der Konverterplattform in Cluster 5 in der AWZ führt die DC-Netzanbindung über den im BFO-N vorgegebenen Grenzkorridor IV durch das Küstenmeer im Raum Büsum zum Netzverknüpfungspunkt Büttel.

Gemäß des BFO-N wird in Cluster 5 insgesamt eine Erzeugungsleistung durch Offshore-Windparks in Höhe von 1.344 MW erwartet. Die Erschließung soll mittels zweier Anbindungssysteme erfolgen: Das

im Startnetz befindliche Anbindungssystem NOR-5-1 (SylWin1) und das im Zubaunetz befindliche Anbindungssystem NOR-5-2.

Die Umweltauswirkungen von NOR-5-2 werden im Entwurf des Umweltberichts zum O-NEP 2017-2030 mit „C##“ bewertet. Es besteht ein breiter nicht umgehbarer Bereich, in dem mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Zudem können im betrachteten Restraum erhebliche Umweltauswirkungen schutzgutübergreifend voraussichtlich umfangreich ausgelöst werden. Ausführlich sind die maßnahmenspezifischen vorläufigen Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung im Anhang des Umweltberichts-Entwurfs dargestellt.

Trassenlänge: 205 km

Beginn der Umsetzung: 2020

Geplante Fertigstellung: 2025

1.2 Anbindungssystem NOR-3-2: HGÜ-Verbindung NOR-3-2 (DolWin 4)

Das Anbindungssystem NOR-3-2 wäre derzeit vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse bestätigungsfähig.

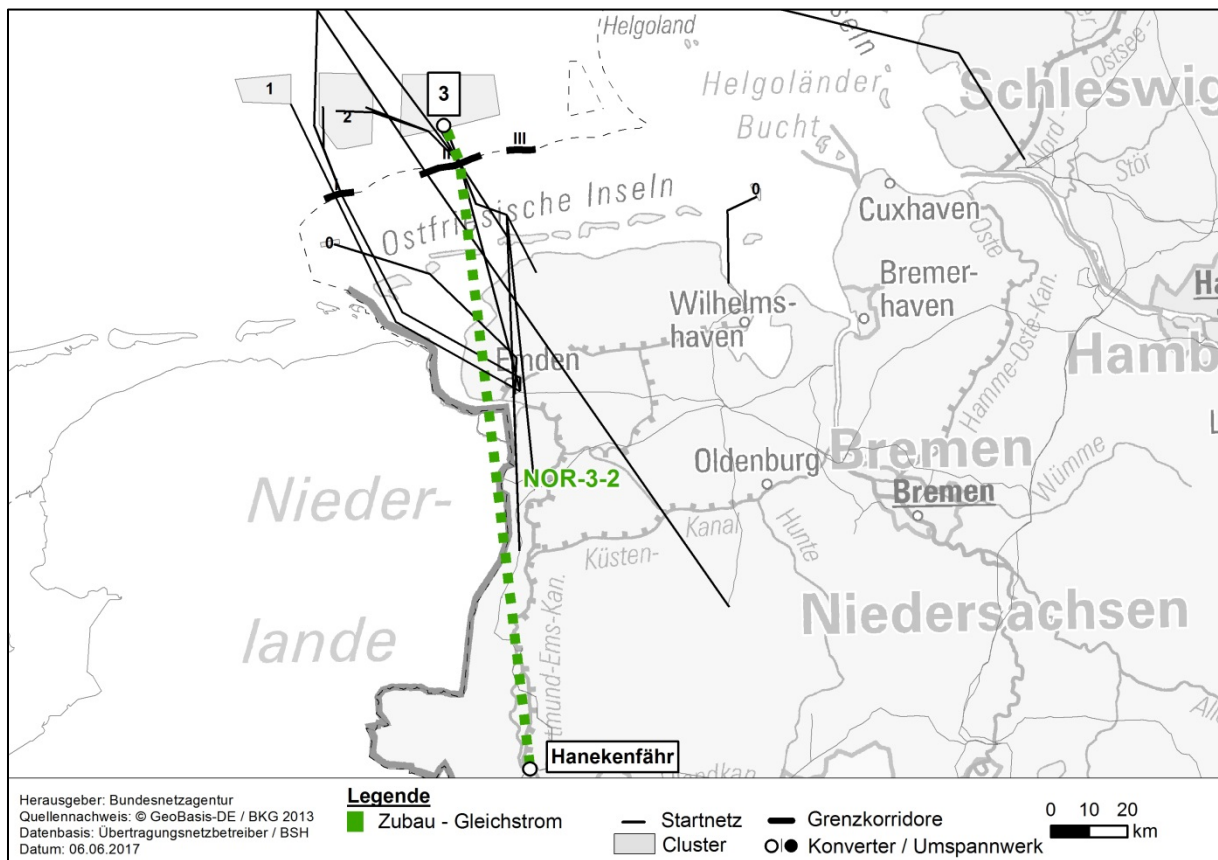


Abbildung 13: Maßnahme 14, HGÜ-Verbindung NOR-3-2

Ziel des Projekts ist die Anbindung von Flächen für Offshore-Windparks in der Nordsee in Cluster 3 (Zone 1).

Als Netzverknüpfungspunkt ist Hanekenfähr vorzusehen, dessen Verfügbarkeit ab 2023 geplant ist. Der zweite Entwurf des O-NEP 2017-2030 sieht als Netzverknüpfungspunkt noch Cloppenburg vor. Allerdings zieht die Bundesnetzagentur nach derzeitigem Stand eine Verlagerung von zwei Anbindungssystemen nach Hanekenfähr als netztechnisch und volkswirtschaftlich sinnvollere Lösung vor und setzt dies bei allen weiteren Prüfungen im Rahmen des landseitigen NEP voraus. Zwei weitere Offshore-Anbindungsleitungen nach Cloppenburg zu führen (neben NOR-7-1) wäre nur unter Hinzunahme einer leistungsflusssteuernden Maßnahme (DC-Kurzkupplung, P235) in das Übertragungsnetz möglich. Als Alternative wurden von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagen, zwei dieser Anbindungsleitungen jeweils nach Hanekenfähr, Meppen oder Unterweser/West zu verlegen. In allen diesen Varianten könnte die leistungsflusssteuernde Maßnahme in Cloppenburg entfallen. Der Standort Hanekenfähr erscheint zunächst naheliegend, da hier mit dem im Jahr 2022 abzuschaltenden KKW Emsland ein netzseitig gut ausgebauter Standort zur Verfügung steht. Der Standort Meppen erscheint zwar auch möglich, da dann jedoch zusätzlicher Ausbaubedarf zwischen Meppen und Hanekenfähr notwendig wäre, kann die Bundesnetzagentur keinen Vorteil gegenüber einer Lösung direkt in Hanekenfähr erkennen. Die dritte Alternative Unterweser/West ließe sich nach Aussagen der Übertragungsnetzbetreiber wiederum lediglich

mit einer lastflussteuernenden Maßnahme, ähnlich wie in Cloppenburg, betreiben. Hinzukommt, dass zwei zusätzliche Anbindungsleitungen in Unterweser/West zwingend die Realisierung des Projekts P22 voraussetzen, welche nach aktueller Planung erst im Jahr 2029 fertiggestellt wäre. Da die beiden Offshore-Anbindungsleitungen jedoch bereits früher zu realisieren sind, erscheint dies nach aktuellem Stand nicht als tragbare Lösung (vgl. Vorläufige Prüfungsergebnisse Netzentwicklungsplan 2017-2030, Seite 56, Netzverknüpfungspunkte Offshore).

Die Netzanbindung soll in Übereinstimmung mit dem BFO-N mittels HGÜ-Technik mit einer Übertragungskapazität von 900 MW erfolgen.

Ausgehend von der Konverterplattform in Cluster 3 in der AWZ führt die DC-Netzanbindung über den vom BFO-N vorgegebenen Grenzkorridor II durch das Küstenmeer im Raum Norderney zum Netzverknüpfungspunkt Hanekenfähr.

Gemäß BFO-N wird in Cluster 3 insgesamt eine Erzeugungsleistung in Höhe von 2.546 MW erwartet. Die Erschließung von Cluster 3 soll mittels drei Anbindungssystemen mit je 900 MW Übertragungskapazität erfolgen: Die im Startnetz befindlichen Anbindungssysteme NOR-3-1 (DoIWin2) und NOR-3-3 sowie das im Zubaunetz befindliche Anbindungssystem NOR-3-2.

Die Umweltauswirkungen von NOR-3-2 werden im Entwurf des Umweltberichts zum O-NEP 2017-2030 mit „C##“ bewertet. Es bestehen mehrere nicht umgehbare Bereiche, in denen mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Zudem können im betrachteten Restraum erhebliche Umweltauswirkungen schutzgutübergreifend voraussichtlich umfangreich ausgelöst werden. Ausführlich sind die maßnahmenspezifischen vorläufigen Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung im Anhang des Umweltberichts-Entwurfs dargestellt.

Trassenlänge: 190 km

Beginn der Umsetzung: 2023

Geplante Fertigstellung: 2028

1.3 Anbindungssystem NOR-6-3: HGÜ-Verbindung NOR-6-3 (BorWin 4)

Das Anbindungssystem NOR-6-3 wäre derzeit vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse bestätigungsfähig.

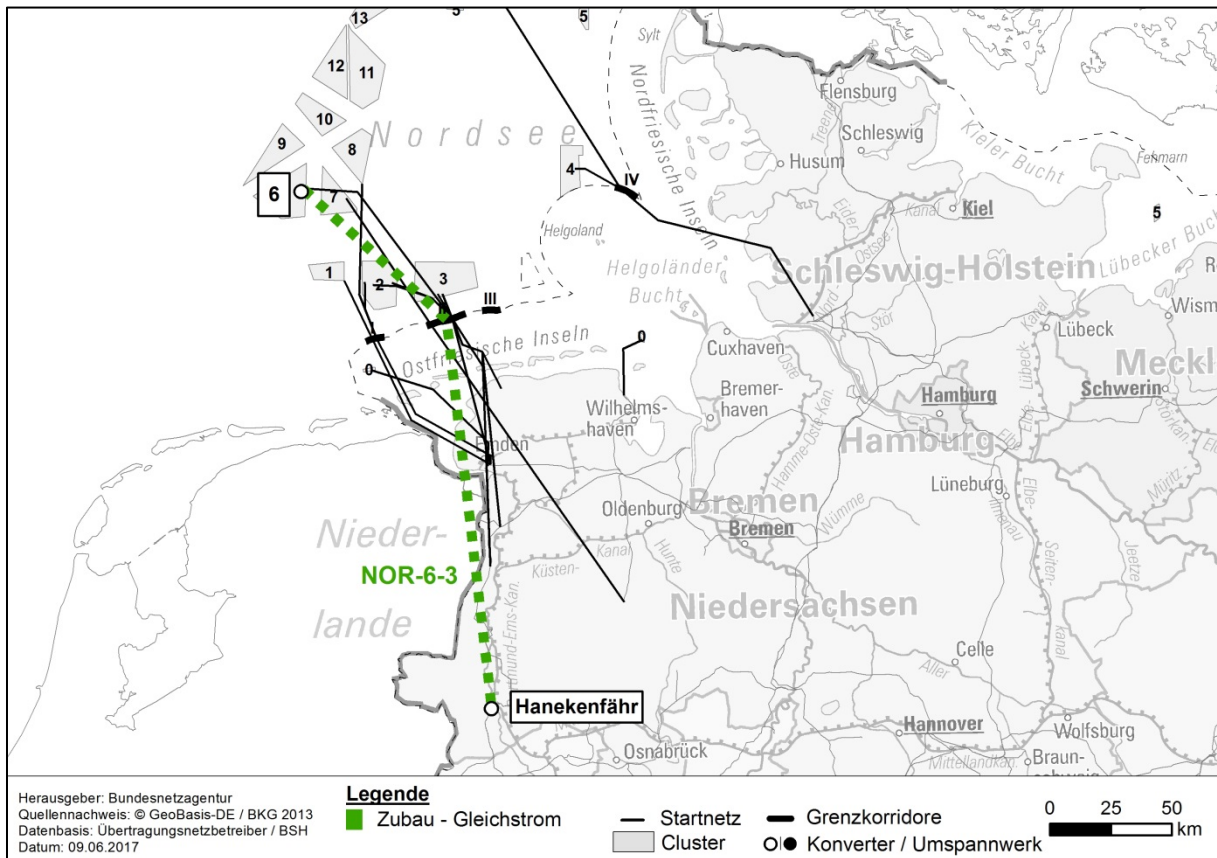


Abbildung 14: Maßnahme 29, HGÜ-Verbindung NOR-6-3

Ziel des Projekts ist die Anbindung von Flächen für Offshore-Windparks in der Nordsee in Cluster 6 und 7 (Zone 2).

Als Netzverknüpfungspunkt ist Hanekenfähr vorzusehen, dessen Verfügbarkeit ab 2023 geplant ist (der zweite Entwurf des O-NEP 2017-2030 sieht als Netzverknüpfungspunkt noch Cloppenburg vor. Zur Begründung des Wechsels des Netzverknüpfungspunktes: Punkt D.1.2 sowie Vorläufige Prüfungsergebnisse Netzentwicklungsplan 2017-2030, Seite 56, Netzverknüpfungspunkte Offshore).

Die Netzanbindung soll in Übereinstimmung mit dem BFO-N mittels HGÜ-Technik mit einer Übertragungskapazität von 900 MW erfolgen.

Ausgehend von der Konverterplattform in Cluster 6 in der AWZ führt die DC-Netzanbindung über den vom BFO-N vorgegebenen Grenzkorridor II durch das Küstenmeer im Raum Norderney zum Netzverknüpfungspunkt Hanekenfähr.

Gemäß BFO-N wird in Cluster 6 insgesamt eine Erzeugungsleistung in Höhe von 1.682 MW erwartet. Die Erschließung von Cluster 6 soll mittels drei Anbindungssystemen mit 400 MW, 800 MW und 900 MW

Übertragungskapazität erfolgen: Die im Startnetz befindlichen Anbindungssysteme NOR-6-1 (BorWin1) und NOR-6-2 (BorWin2) sowie das im Zubaunetz befindliche Anbindungssystem NOR-6-3.

Die Umweltauswirkungen von NOR-6-3 werden im Entwurf des Umweltberichts zum O-NEP 2017-2030 mit „C##“ bewertet. Es bestehen mehrere nicht umgehbare Bereiche, in denen mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Zudem können im betrachteten Restraum erhebliche Umweltauswirkungen schutzgutübergreifend voraussichtlich umfangreich ausgelöst werden. Ausführlich sind die maßnahmenspezifischen vorläufigen Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung im Anhang des Umweltberichts-Entwurfs dargestellt.

Trassenlänge: 272 km

Beginn der Umsetzung: 2025

Geplante Fertigstellung: 2030

Da das nicht erschlossene Restpotenzial in Cluster 6 nach dem gegenwärtigen Entwurf der Fortschreibung des BFO-N größer ist als in Cluster 7, wäre zunächst Cluster 6 über NOR-6-3 zu erschließen, während NOR-7-2 erst danach zu realisieren wäre. Insoweit bleibt jedoch das Ergebnis der derzeit noch laufenden Fortschreibung des BFO-N abzuwarten. Im Übrigen erscheint es gegenwärtig als sachgerecht, das Restpotenzial beider Cluster über eine Anbindung zu erschließen, über welche auch der andere Cluster mittels eines clusterübergreifenden Anschlusses angebunden werden kann (dies gilt unabhängig davon, welche der beiden Anbindungen realisiert wird). D.h. NOR-6-3 würde mit einem clusterübergreifenden Anschluss nach Cluster 7 realisiert (siehe Punkt 10.1). Die Anbindungskapazität des Anbindungssystems NOR-6-3 erscheint nach gegenwärtiger Sachlage auch grundsätzlich ausreichend, um die Summe der nicht erschlossenen Erzeugungspotenziale in den Clustern 6 und 7 zu erschließen, so dass der Bedarf für NOR-7-2 endgültig entfallen würde. Weitere Einzelheiten bleiben den Verfahren zur Erstellung des FEP und NEP 2019-2030 vorbehalten.

2. Anbindungssysteme Ostsee

2.1 Anbindungssystem OST-2-1: AC-Verbindung OST-2-1

Das Anbindungssystem OST-2-1 wurde im O-NEP 2025 bestätigt. Die Notwendigkeit des Anbindungssystems OST-2-1 wird erst nach der zweiten Ausschreibung im Übergangssystem einer erneuten Prüfung unterzogen.

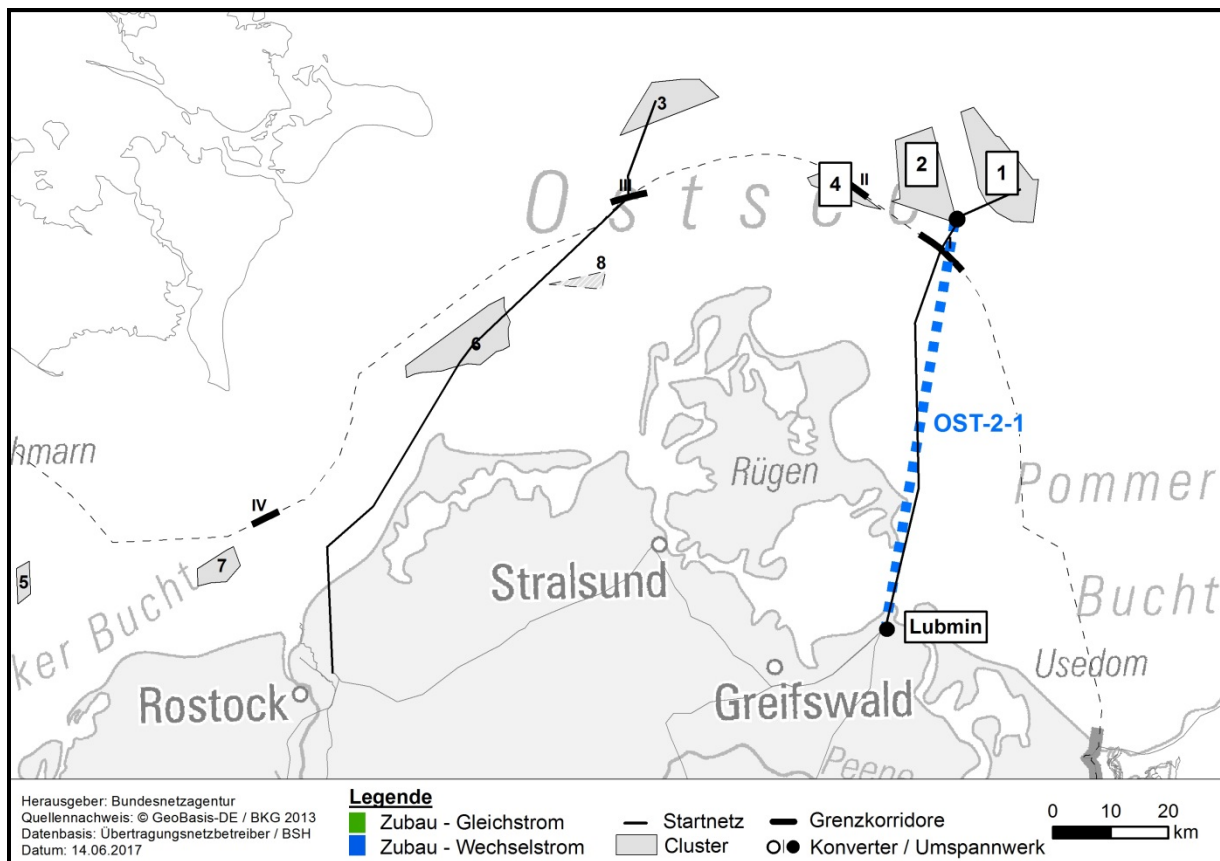


Abbildung 15: Maßnahme 67, AC-Verbindung OST-2-1

Ziel des Projekts ist die Anbindung von Offshore-Windparks in der Ostsee in den Clustern 1 und 2 in der AWZ sowie Cluster 4 im Küstenmeer der Ostsee.

Als Netzverknüpfungspunkt ist Lubmin vorgesehen, dessen Verfügbarkeit bereits gegeben ist. Die Netzanbindung soll mittels 220-kV-AC-Technologie erfolgen.

Im Rahmen der Realisierung des Anbindungssystems wird der Netzverknüpfungspunkt Lubmin erweitert und von dort wird ein AC-Seekabel mit einer technischen Kapazität von 250 MW über den im BFO-O festgelegten Grenzkorridor I an der Grenze des Küstenmeers zur AWZ zu einem Bündelungspunkt im Süden des Cluster 2 hergestellt. Von dem Bündelungspunkt aus soll das Anbindungssystem mit den Umspannplattformen der Offshore-Windparks verbunden werden.

Gemäß BFO-O wird in Cluster 2 insgesamt eine Erzeugungsleistung durch Offshore-Windparks in Höhe von 1.057 MW erwartet. Die Erschließung von Cluster 2 (sowie der Cluster 1 und 4) soll mittels dreier AC-

Anbindungssysteme mit je 250 MW Übertragungskapazität und eines DC-Anbindungssystems mit 900 MW erfolgen: Die Anbindungssysteme OST-2-1, OST-2-2, OST-2-3 und OST-2-4.

Die Umweltauswirkungen von OST-2-1 werden im Entwurf des Umweltberichts zum O-NEP 2017-2030 mit „C##“ bewertet. Es besteht ein breiter nicht umgehbarer Bereich, in dem mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Zudem können im betrachteten Restraum erhebliche Umweltauswirkungen schutzgutübergreifend voraussichtlich umfangreich ausgelöst werden. Ausführlich sind die maßnahmenspezifischen vorläufigen Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung im Anhang des Umweltberichts-Entwurfs dargestellt.

Trassenlänge: 80 km

Beginn der Umsetzung: 2018

Geplante Fertigstellung: 2021

2.2 Anbindungssystem OST-2-2: AC-Verbindung OST-2-2

Das Anbindungssystem OST-2-2 wurde im O-NEP 2025 bestätigt. Die Notwendigkeit des Anbindungssystems OST-2-2 wird erst nach der zweiten Ausschreibung im Übergangssystem einer erneuten Prüfung unterzogen.

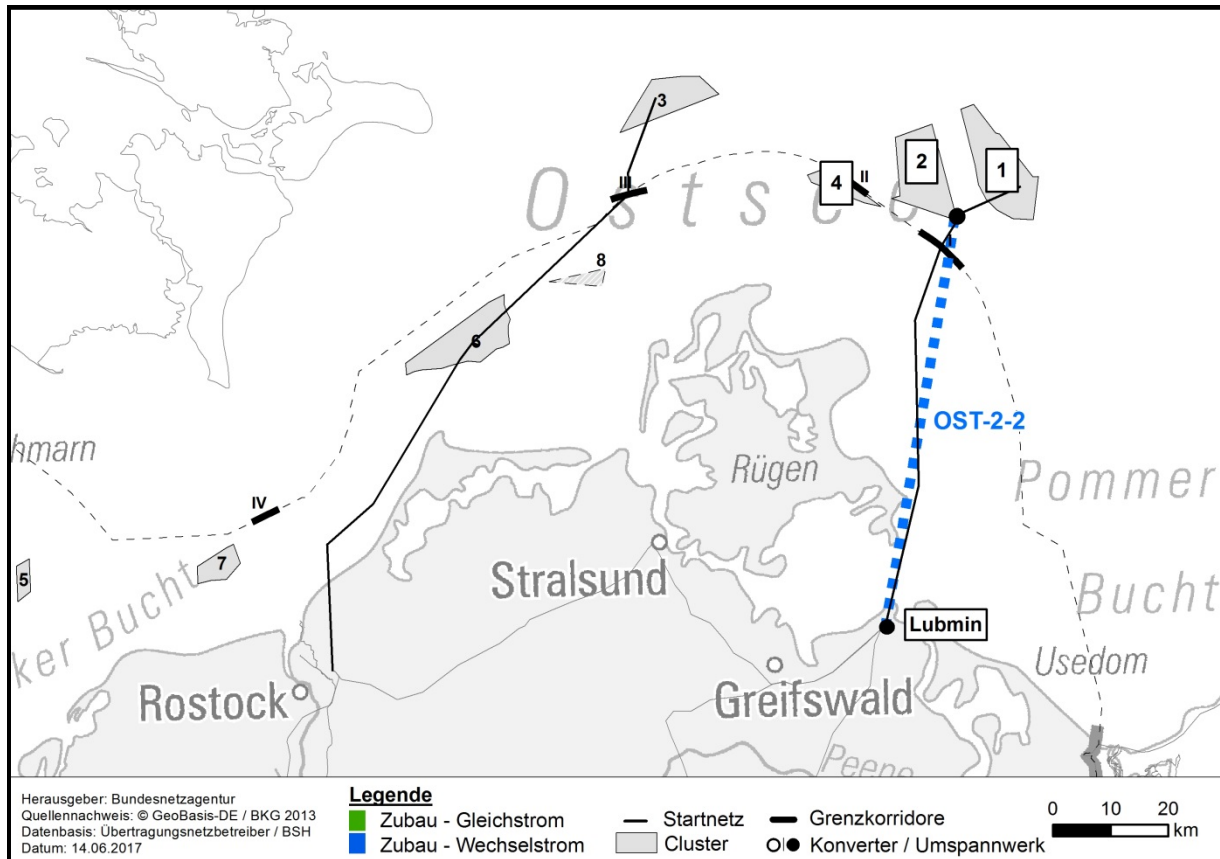


Abbildung 16: Maßnahme 69, AC-Verbindung OST-2-2

Ziel des Projekts ist die Anbindung von Offshore-Windparks in der Ostsee in den Clustern 1 und 2 in der AWZ sowie Cluster 4 im Küstenmeer der Ostsee.

Als Netzverknüpfungspunkt ist Lubmin vorgesehen, dessen Verfügbarkeit bereits gegeben ist. Die Netzanbindung soll mittels 220-kV-AC-Technologie erfolgen.

Im Rahmen der Realisierung des Anbindungssystems wird der Netzverknüpfungspunkt Lubmin erweitert und von dort wird ein AC-Seekabel mit einer technischen Kapazität von 250 MW über den im BFO-O festgelegten Grenzkorridor I an der Grenze des Küstenmeers zur AWZ zu einem Bündelungspunkt im Süden des Cluster 2 hergestellt. Von dem Bündelungspunkt aus soll das Anbindungssystem mit den Umspannplattformen der Offshore-Windparks verbunden werden.

Gemäß BFO-O wird in Cluster 2 insgesamt eine Erzeugungsleistung durch Offshore-Windparks in Höhe von 1.057 MW erwartet. Die Erschließung von Cluster 2 (sowie von Cluster 1 und 4) soll mittels dreier AC-Anbindungssysteme mit je 250 MW Übertragungskapazität und eines DC-Anbindungssystems mit 900 MW erfolgen: Die Anbindungssysteme OST-2-1, OST-2-2, OST-2-3 und OST-2-4.

Die Umweltauswirkungen von OST-2-2 werden im Entwurf des Umweltberichts zum O-NEP 2017-2030 mit „C##“ bewertet. Es besteht ein breiter nicht umgehbarer Bereich, in dem mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Zudem können im betrachteten Restraum erhebliche Umweltauswirkungen schutzgutübergreifend voraussichtlich umfangreich ausgelöst werden. Ausführlich sind die maßnahmenspezifischen vorläufigen Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung im Anhang des Umweltberichts-Entwurfs dargestellt.

Trassenlänge: 80 km

Beginn der Umsetzung: 2018

Geplante Fertigstellung: 2021

2.3 Anbindungssystem OST-2-3: AC-Verbindung OST-2-3

Das Anbindungssystem OST-2-3 wurde im O-NEP 2025 bestätigt. Die Notwendigkeit des Anbindungssystems OST-2-3 wird erst nach der zweiten Ausschreibung im Übergangssystem einer erneuten Prüfung unterzogen.

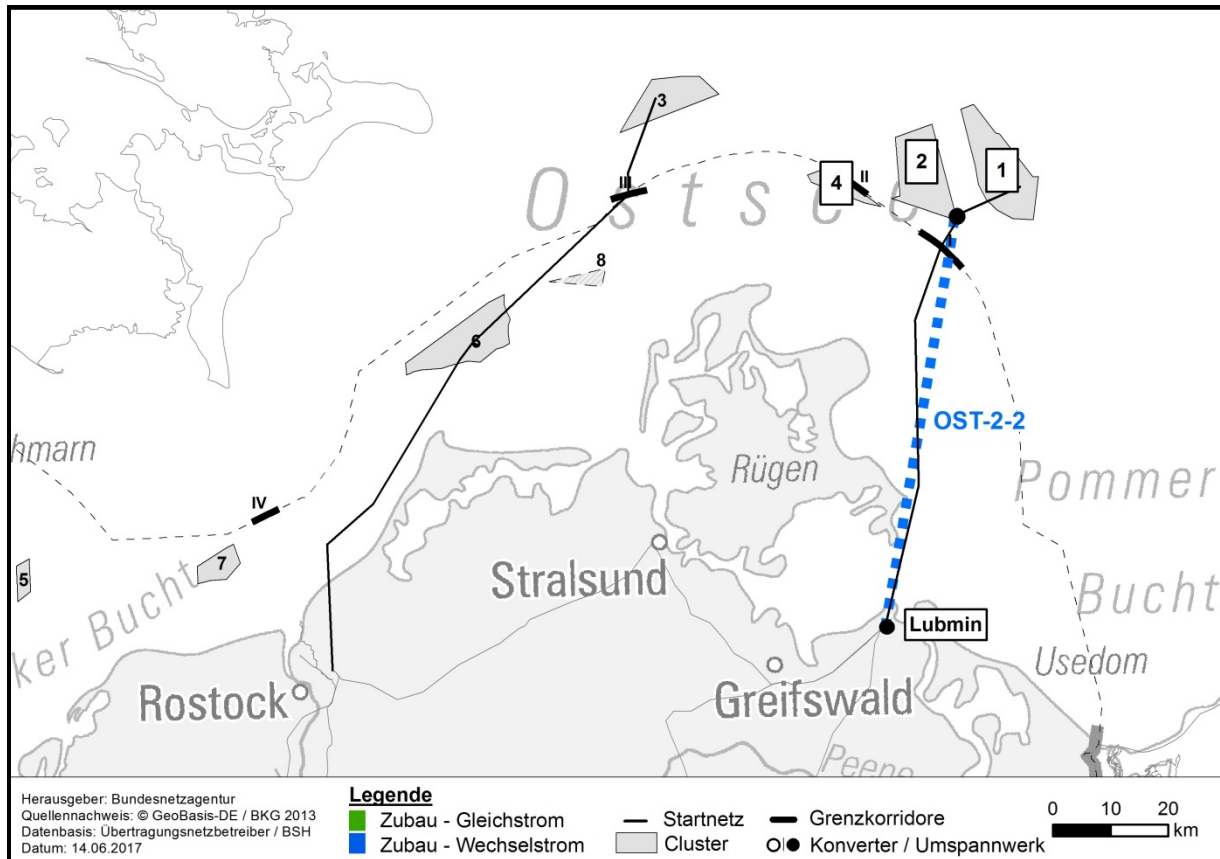


Abbildung 17: Maßnahme 71, AC-Verbindung OST-2-3

Ziel des Projekts ist die Anbindung von Offshore-Windparks in der Ostsee in den Clustern 1 und 2 in der AWZ sowie Cluster 4 im Küstenmeer der Ostsee.

Als Netzverknüpfungspunkt ist Lubmin vorgesehen, dessen Verfügbarkeit bereits gegeben ist. Die Netzanbindung soll mittels 220-kV-AC-Technologie erfolgen.

Im Rahmen der Realisierung des Anbindungssystems wird der Netzverknüpfungspunkt Lubmin erweitert und von dort wird ein AC-Seekabel mit einer technischen Kapazität von 250 MW über den im BFO-O festgelegten Grenzkorridor I an der Grenze des Küstenmeers zur AWZ zu einem Bündelungspunkt im Süden des Cluster 2 hergestellt. Von dem Bündelungspunkt aus soll das Anbindungssystem mit den Umspannplattformen der Offshore-Windparks verbunden werden.

Gemäß BFO-O wird in Cluster 2 insgesamt eine Erzeugungsleistung durch Offshore-Windparks in Höhe von 1.057 MW erwartet. Die Erschließung von Cluster 2 (sowie von Cluster 1 und 4) soll mittels dreier AC-Anbindungssysteme mit je 250 MW Übertragungskapazität und eines DC-Anbindungssystems mit 900 MW erfolgen: Die Anbindungssysteme OST-2-1, OST-2-2, OST-2-3 und OST-2-4.

Die Umweltauswirkungen von OST-2-3 werden im Entwurf des Umweltberichts zum O-NEP 2017-2030 mit „C##“ bewertet. Es besteht ein breiter nicht umgehbarer Bereich, in dem mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Zudem können im betrachteten Restraum erhebliche Umweltauswirkungen schutzgutübergreifend voraussichtlich umfangreich ausgelöst werden. Ausführlich sind die maßnahmenspezifischen vorläufigen Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung im Anhang des Umweltberichts-Entwurfs dargestellt.

Trassenlänge: 80 km

Beginn der Umsetzung: 2018

Geplante Fertigstellung: 2022

2.4 Anbindungssystem OST-2-4: HGÜ-Verbindung OST-2-4

Das Anbindungssystem OST-2-4 wäre derzeitig vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse bestätigungsfähig.

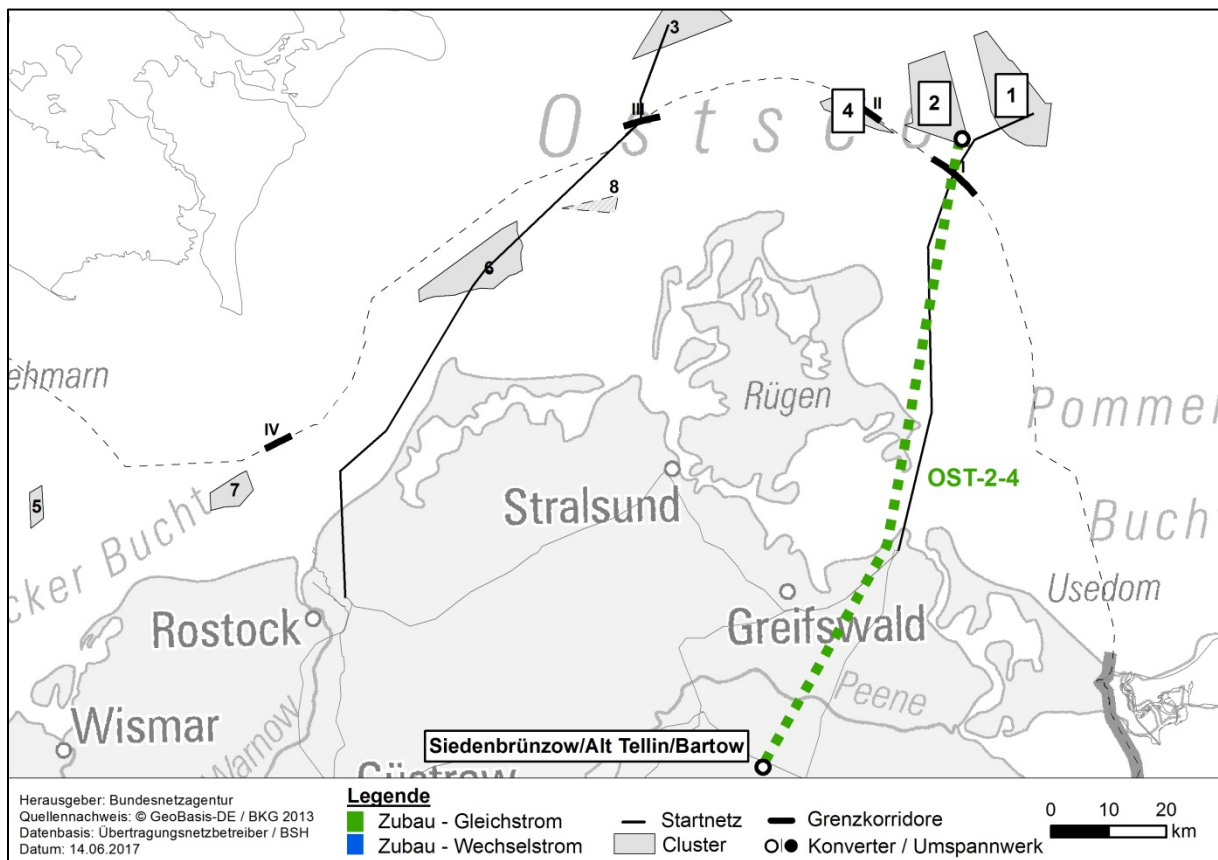


Abbildung 18: Maßnahme 73, HGÜ-Verbindung OST-2-4

Ziel des Projekts ist die Anbindung von Offshore-Windparks in der Ostsee in den Clustern 1 und 2 in der AWZ sowie Cluster 4 im Küstenmeer der Ostsee.

Als Netzverknüpfungspunkt ist Siedenbrünzow/Alt Tellin/Bartow vorgesehen, dessen Verfügbarkeit für 2029 geplant ist. Die Netzanbindung soll mittels 320-kV-DC-Technologie erfolgen.

Die Inbetriebnahme des landseitigen Projekts P 216 Netzverstärkung Güstrow – Siedenbrünzow – Alt Tellin – Iven – Pasewalk/Nord – Pasewalk ist entsprechend dem zweiten Entwurf des NEP 2017-2030 für 2028 anvisiert (vgl. Tabelle 21, Seite 141, NEP 2017-2030). Zu den Bedenken der Bundesnetzagentur, ob diese Zeitplanung sachgerecht ist, siehe auch oben C.8.).

Ausgehend von der Converterplattform in Cluster 2 in der AWZ führt die DC-Netzanbindung über den im BFO-O vorgegebenen Grenzkorridor I durch das Küstenmeer zum Netzverknüpfungspunkt Siedenbrünzow/Alt Tellin/Bartow.

Gemäß BFO-O wird in Cluster 2 insgesamt eine Erzeugungsleistung durch Offshore-Windparks in Höhe von 1.057 MW erwartet. Die Erschließung von Cluster 2 (sowie von Cluster 1 und 4) soll mittels dreier AC-

Anbindungssysteme mit je 250 MW Übertragungskapazität und eines DC-Anbindungssystems mit 900 MW erfolgen: Die Anbindungssysteme OST-2-1, OST-2-2, OST-2-3 und OST-2-4.

Die Umweltauswirkungen von OST-2-4 werden im Entwurf des Umweltberichts zum O-NEP 2017-2030 mit „C##“ bewertet. Es bestehen mehrere nicht umgehbare Bereiche, in denen mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Zudem können im betrachteten Restraum erhebliche Umweltauswirkungen schutzgutübergreifend voraussichtlich umfangreich ausgelöst werden. Ausführlich sind die maßnahmenspezifischen vorläufigen Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung im Anhang des Umweltberichts-Entwurfs dargestellt.

Trassenlänge: 150 km

Beginn der Umsetzung: 2022 (2024 im zweiten Entwurf des O-NEP 2017-2030)

Geplante Fertigstellung: 2027 (2029 im zweiten Entwurf des O-NEP 2017-2030)

Die Umsetzungs- und Fertigstellungstermine weichen vom zweiten Entwurf des O-NEP 2017-2030 der Übertragungsnetzbetreiber ab, da die Anbindung OST-2-4 nach derzeitigem Sachstand voraussichtlich vor der Anbindung OST-6-1 zu realisieren ist (siehe oben Punkt C. 6.2).

2.5 Anbindungssystem OST-6-1: HGÜ-Verbindung OST-6-1

Das Anbindungssystem OST-6-1 wäre derzeitig vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse bestätigungsfähig.

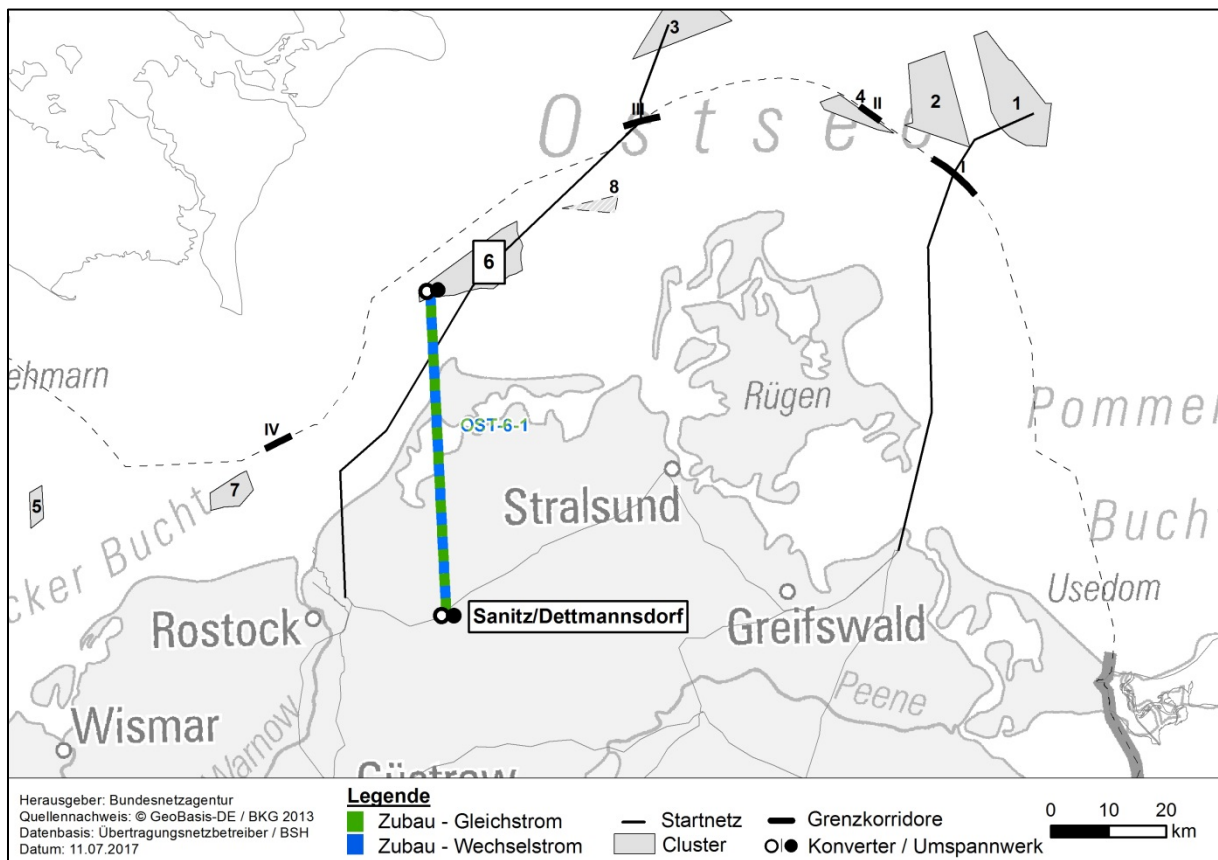


Abbildung 19: Maßnahme 89, HGÜ-Verbindung OST-6-1

Ziel des Projekts ist die Anbindung von Offshore-Windparks in der Ostsee in dem Cluster 6 im Küstenmeer der Ostsee.

Als Netzverknüpfungspunkt ist Sanitz/Dettmannsdorf vorgesehen, dessen Verfügbarkeit für 2027 bzw. 2028 geplant ist. Die Netzanbindung soll mittels 220-kV-AC-Technologie oder alternativ mittels 320-kV-DC-Technologie erfolgen. Aus Kostengründen erscheint eine Ausführung als DC-System derzeit als sinnvoller (siehe oben Punkt C.3.2).

Die Inbetriebnahme des landseitigen Projekts P215 ist entsprechend dem zweiten Entwurf des NEP 2017-2030 für 2027 anvisiert (vgl. Tabelle 21, Seite 140f., NEP 2017-2030 zweiter Entwurf).

Ausgehend von der AC-Plattform oder alternativ der Konverterplattform in Cluster 6 im Küstenmeer führt die Netzanbindung durch das Küstenmeer zum Netzverknüpfungspunkt Sanitz/Dettmannsdorf.

Entsprechend den Angaben zum Küstenmeer wird in Cluster 6 insgesamt eine Erzeugungsleistung durch Offshore-Windparks in Höhe von 824 MW erwartet. Die Erschließung von Cluster 6 soll mittels eines AC-Anbindungssystems mit bis zu 1.000 MW Übertragungskapazität oder alternativ einem DC-Anbindungssystem mit 900 MW Übertragungskapazität erfolgen: Das Anbindungssystem OST-6-1.

Die Umweltauswirkungen von OST-6-1 werden im Entwurf des Umweltberichts zum O-NEP 2017-2030 mit „C##“ bewertet. Es bestehen mehrere nicht umgehbare Bereiche, in denen mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Zudem können im betrachteten Restraum erhebliche Umweltauswirkungen schutzgutübergreifend voraussichtlich umfangreich ausgelöst werden. Ausführlich sind die maßnahmenspezifischen vorläufigen Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung im Anhang des Umweltberichts-Entwurfs dargestellt.

Trassenlänge: 210 bis 280 km (AC-System) oder alternativ 70 km (DC-System)

Beginn der Umsetzung: 2024 (2022 im zweiten Entwurf des O-NEP 2017-2030)

Geplante Fertigstellung: 2029 (2027 im zweiten Entwurf des O-NEP 2017-2030)

Die Umsetzungs- und Fertigstellungstermine weichen vom zweiten Entwurf des O-NEP 2017-2030 der Übertragungsnetzbetreiber ab, da die Anbindung OST-2-4 nach derzeitigem Sachstand voraussichtlich vor der Anbindung OST-6-1 zu realisieren ist (siehe oben Punkt C. 6.2).

Abkürzungsverzeichnis

AC	Alternating current
AWZ	Ausschließliche Wirtschaftszone
BFO	Bundesfachplan Offshore für die AWZ
BFO-N	Bundesfachplan Offshore für die AWZ der Nordsee
BFO-O	Bundesfachplan Offshore für die AWZ der Ostsee
DC	Direct current
EG	Europäische Gemeinschaft
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
FEP	Flächenentwicklungsplan
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
kV	Kilovolt
MW	Megawatt
NEP	Netzentwicklungsplan
O-NEP	Offshore-Netzentwicklungsplan
PCI	Projects of Common Interest
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan

Glossar

alternating current (AC)

Siehe Wechselstrom

Ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ)

Das Seegebiet ab dem Küstenmeer bis zu einer Entfernung von 200 Seemeilen zur Basislinie (oft die Niedrigwasserlinie). In der AWZ hat ein Küstenstaat das alleinige Recht zur wirtschaftlichen Nutzung, z.B. den Betrieb von Offshore-Windparks.

direct current (DC)

Siehe Gleichstrom

Drehstrom

Kurzform von „Dreiphasenwechselstrom“; siehe Wechselstrom

Gleichstrom

Elektrischer Strom, dessen Stärke und Richtung sich nicht ändert. Gleichstrom fließt z. B. aus Batterien.

Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ)

Die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) ist ein Verfahren zur Übertragung von großen elektrischen Leistungen bei sehr hohen Spannungen (100-1000 kV). Oft zu finden ist das Kürzel DC, was von der englischen Bezeichnung „direct current“ stammt. Für die Einspeisung ins herkömmliche Stromnetz sind Hochspannungswechselrichter (Konverter) erforderlich, die Umwandlung geschieht in Umspann- und Schaltanlagen (siehe Gleichstrom).

Konverterstation/ Konverter

Eine Konverterstation wandelt Wechselspannung in Gleichspannung um und umgekehrt. Strom, der von Kraftwerken als Wechselspannung produziert und über lange Strecken transportiert werden muss, wird verlustärmer als Gleichstrom transportiert.

Übertragung

Übertragung ist der Transport von Elektrizität über ein Höchstspannungs- und Hochspannungsverbundnetz einschließlich grenzüberschreitender Verbindungsleitungen zum Zwecke der Belieferung von Letztverbrauchern oder Verteilern.

Wechselstrom

Auch Dreiphasenwechselstrom; Wechselstrom ändert – im Gegensatz zum Gleichstrom – ständig seine Richtung und seine Stärke. Diese Richtungsänderung kann auf den Schwingungsverlauf, die so genannte „Phase“, zurückgeführt werden. Die Frequenz dieser Phasen wird in Hertz gemessen (1 Hertz entspricht einer Schwingung pro Sekunde.) Die Versorgungsnetze in Europa sind mit einem Dreileiter-Drehstromnetz ausgebaut.

Impressum

Herausgeber

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
Tulpenfeld 4
53113 Bonn

Bezugsquelle | Ansprechpartner

Bundesnetzagentur
Tulpenfeld 4
53113 Bonn

Stand

August 2017

Druck

Bundesnetzagentur

Text

Referat 613