

Bedarfsermittlung 2017-2030

Bestätigung

Offshore-Netzentwicklungsplan





Bundesnetzagentur

Bestätigung

Az.: 613-8572/1/2

In dem Verwaltungsverfahren

wegen der Bestätigung des Offshore-Netzentwicklungsplans 2017-2030 gem. § 17c Abs. 1 Satz 2 in
Verbindung mit § 12c Abs. 4 Satz 1 EnWG

gegenüber

1. der 50Hertz Transmission GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,
Heidestraße 2, 10557 Berlin
2. der Amprion GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,
Rheinlanddamm 24, 44139 Dortmund
3. der TenneT TSO GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,
Bernecker Straße 70, 95448 Bayreuth
4. der TransnetBW GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,
Osloer Straße 15 - 17, 70173 Stuttgart

hat die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4,
53113 Bonn, gesetzlich vertreten durch ihren Präsidenten Jochen Homann,

am 22.12.2017

den Offshore-Netzentwicklungsplan 2017-2030 in der überarbeiteten Fassung vom 02.05.2017 wie folgt
bestätigt:

1. Es wird folgender Ausbaubedarf als erforderlich bestätigt:

Anbindungssystem	Beginn der Umsetzung	Geplante Fertigstellung	Netzanschluss für Cluster
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	2024	2029	6 (Ostsee)
NOR-5-2	2020	2025	5 (Nordsee)
NOR-3-2	2023	2028	3 (Nordsee)
NOR-7-2	2025	2030	6 und 7 (Nordsee)

Das Anbindungssystem NOR-6-3 wird nicht bestätigt.

Das Anbindungssystem NOR-5-2 wird mit einer Übertragungskapazität realisiert, die der bezuschlagten Gebotsmenge gem. § 34 Abs. 1 Nr. 2 lit. b WindSeeG entspricht, jedoch nicht mit mehr als 900 MW Übertragungskapazität.

Die Bestätigung des Offshore-Netzentwicklungsplans 2017-2030 in der überarbeiteten Fassung vom 02.05.2017 sowie die Beauftragung der bestätigten Anbindungssysteme steht unter dem Vorbehalt der entsprechenden Bestätigung im Netzentwicklungsplan 2019-2030 auf der Grundlage der Festlegungen des Flächenentwicklungsplans nach § 12c Abs. 4 Satz 1 EnWG in Verbindung mit § 12b Abs. 1 Satz 4 Nr. 7 EnWG. Dieser Vorbehalt gilt nicht für die Bestätigung und Beauftragung der Anbindungssysteme OST-2-1, OST-2-2, OST-2-3 und NOR-5-2, soweit auf dem jeweiligen Anbindungssystem mindestens ein bestehendes Windparkprojekt gem. § 37 Abs. 1 Nr. 2 WindSeeG im Wege eines Zuschlags im Rahmen des zweiten Gebotstermins nach § 26 Abs. 1 WindSeeG Kapazität erhält.

2. Die Kostenentscheidung bleibt einem gesonderten Bescheid vorbehalten.

Gründe

Aufgrund des Umfangs der Darstellung wird den Gründen eine Gliederungsübersicht vorangestellt:

I.	5
II.	16
A	Ermächtigungsgrundlage und formelle Voraussetzungen der Bestätigung	16
B	Materielle Voraussetzungen der Bestätigung	16
	1. Verfahren	16
	2. Berücksichtigung des Szenariorahmens	16
	3. Berücksichtigung des Bundesfachplan Offshore	17
	4. Ausbaubedarf	17
	4.1 Zubaunetz 2025	17
	4.2 Prognostizierte Offshore-Erzeugungsleistung	19
	4.2.1 Mantelzahl	19
	4.2.2 Regionalisierung	20
	4.3 Übertragungskapazität Startnetz und Zubaunetz 2025	22
	4.4 Bedarfsermittlung für den Zeitraum 2026 bis 2030	24
	5. Kriterien für die zeitliche Abfolge der Umsetzung	24
	5.1 Auswahl der Kriterien	25
	5.2 Ausgestaltung der Kriterien	25
	5.2.1 Küstenentfernung	25
	5.2.2 Erzeugungspotenzial	26
	5.2.3 Netzverknüpfungspunkte	27
	5.2.4 Realisierungsfortschritt	27
	5.3 Gewichtung der Kriterien und Prüfungsreihenfolge	28
	6. Angabe von Terminen	29
	6.1 Termin für den Beginn der Umsetzung	30
	6.2 Geplanter Zeitpunkt der Fertigstellung	31
	7. Zeitliche Staffelung und Angabe der Termine der Anbindungssysteme	32
	7.1 Zeitliche Staffelung der Anbindungssysteme in der Nordsee	32
	7.2 Zeitliche Staffelung der Anbindungssysteme in der Ostsee	34
	7.3 Zeitliche Angaben für die Anbindungssysteme in Nord- und Ostsee	38
	8. Festlegungen zu clusterübergreifenden Netzanschlüssen	38
	9. Angaben zum Stand der Umsetzung	40
	10. Einklang mit dem Netzentwicklungsplan Strom	40
	11. Einklang mit dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan	42
	12. Vorbehalt der Bestätigung durch NEP 2019-2030	42
C	Kosten	44
	Rechtsmittelbelehrung	45
	Anhang	46

A-1	Darstellung der Eingangsparameter für die Bedarfsermittlung und die zeitliche Staffelung in der Nordsee.....	46
A-2	Darstellung der Eingangsparameter für die Bedarfsermittlung und die zeitliche Staffelung in der Ostsee.....	47
A-3	Darstellung Cluster, Grenzkorridore, Startnetz und Entfernungszonen.....	48
A-4	Darstellung der Anbindungssysteme	51
1.	Anbindungssysteme Nordsee	51
1.1	Anbindungssystem NOR-3-2.....	52
1.2	Anbindungssystem NOR-5-2.....	54
1.3	Anbindungssystem NOR-6-3.....	56
1.4	Anbindungssystem NOR-7-2.....	58
2.	Anbindungssysteme Ostsee	60
2.1	Anbindungssystem OST-2-1	61
2.2	Anbindungssystem OST-2-2	63
2.3	Anbindungssystem OST-2-3	65
2.4	Anbindungssystem OST-2-4	67
2.5	Anbindungssystem OST-6-1	69
A-5	Darstellung der clusterübergreifenden Netzanschlüsse.....	71

I.

1. Der erste Entwurf des Offshore-Netzentwicklungsplans 2017-2030 (O-NEP 2017-2030) wurde am 31.01.2017 durch die Übertragungsnetzbetreiber veröffentlicht und bis zum 28.02.2017 zur Konsultation gestellt. Insgesamt gingen 17 Stellungnahmen bei den Übertragungsnetzbetreibern ein. Nach Abschluss der Konsultation wurde der Entwurf des O-NEP 2017-2030 durch die Übertragungsnetzbetreiber überarbeitet.

2. Bereits am 30.06.2016 wurde der Szenariorahmen zum NEP/O-NEP 2017-2030 (Szenariorahmen 2017-2030) genehmigt (Bundesnetzagentur, Genehmigung vom 30.06.2016, Az. 68573-1-1/16-06-30/Szenariorahmen 2017-2030). Der Szenariorahmen 2017-2030 enthält die Szenarien A 2030, B 2030, B 2035 und C 2030. Das Szenario A 2030 unterstellt dabei, dass die Zubaugrenze nicht erreicht bzw. unterschritten wird, während die übrigen Szenarien deren Erreichen unterstellen. Nach dem genehmigten Szenariorahmen 2017-2030 stellt sich die gesamte Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie für das Jahr 2030 sowie deren regionale Verteilung auf Nord- und Ostsee wie folgt dar:

	Szenario A 2030 [GW]	Szenario B 2030 [GW]	Szenario B 2035 [GW]	Szenario C 2030 [GW]
Nordsee	11,2	11,7	14,4	11,7
Ostsee	3,1	3,3	4,6	3,3
Gesamt	14,3	15,0	19,0	15,0

Hinsichtlich der Herleitung und Begründung der Szenarien und Regionalisierung wird im Übrigen auf die Genehmigung des Szenariorahmens 2017-2030 verwiesen (Bundesnetzagentur, Genehmigung vom 30.06.2016, Az. 68573-1-1/16-06-30/Szenariorahmen 2017-2030, S. 121f., 127f., 133f., 139f., 155ff.).

3. Am 22.02.2013 wurde der Bundesfachplan Offshore für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ) der Nordsee (BFO-N) veröffentlicht, am 07.03.2014 folgte der Bundesfachplan Offshore für die AWZ der Ostsee (BFO-O). Am 22.12.2017 werden sowohl der BFO-N (BFO-N 2016/2017) als auch der BFO-O (BFO-O 2016/2017) fortgeschrieben. Die Pläne enthalten u.a. Festlegungen zu den standardisierten Technikvorgaben und zur Clustereinteilung innerhalb der AWZ einschließlich der für jedes Cluster ermittelten erwarteten Offshore-Windparkleistung. Wegen der standardisierten Technikvorgaben wird auf den BFO-N 2016/2017 und den BFO-O 2016/2017 verwiesen. Soweit Anbindungsleitungen mit einer geplanten Inbetriebnahme ab dem Jahr 2026 betroffen sind, bleiben entsprechende Festlegungen der Aufstellung des Flächenentwicklungsplans vorbehalten. Weiterhin wurden 13 Cluster einbezogen, und zu jedem einbezogenen Cluster wurde die in diesem Cluster zu erwartende Windparkleistung ermittelt. Die Prognose beruht auf den Angaben bereits gebauter bzw. im Bau befindlicher Offshore-Windparks und für bestehende Projekte auf der jeweiligen Antrags- und Genehmigungslage. Für die übrigen Flächen wird ein Ansatz angewendet, der vorsieht, dass pro km² eine Windenergieanlagenleistung von durchschnittlich 14 MW installiert wird. Im BFO-O 2016/2017 sind drei Windparkcluster vorgesehen. Die ermittelte Windparkleistung basiert auf den Angaben bereits gebauter bzw. im Bau befindlicher Offshore-Windparks

und für bestehende, genehmigte Projekte auf der jeweiligen Genehmigungslage. Für die nicht genehmigten, bestehenden Projekte und die übrigen Flächen wird ein Ansatz angewendet, der vorsieht, dass pro km² eine Windenergieanlagenleistung von durchschnittlich 14 MW installiert wird.

Die Cluster 0 bis 8 in der Nordsee weisen entsprechend BFO-N 2016/2017 folgendes Erzeugungspotenzial auf:

Windparkcluster	Erzeugungspotenzial pro Cluster [MW]
Küstenmeer (nachrichtlich)	224
Cluster 1	900
Cluster 2	1650
Cluster 3	2600
Cluster 4	1150
Cluster 5	1350
Cluster 6	1650
Cluster 7	1650
Cluster 8 ¹	1400

¹ Ein in Cluster 8 gelegener Windpark wird mit 116,8 MW über Cluster 6 angeschlossen.

Im Küstenmeer der Nordsee befinden sich noch zusätzlich die beiden in Betrieb befindlichen Projekte Riffgat und Nordergründe mit einer Leistung von insgesamt 224 MW.

Die Cluster 1 bis 3 in der Ostsee weisen entsprechend BFO-O 2016/2017 folgendes Erzeugungspotenzial auf:

Windparkcluster	Erzeugungspotenzial pro Cluster [MW]
Cluster 1	1094
Cluster 2	1056
Cluster 3	610

Der BFO enthält außerdem Angaben zu clusterübergreifenden Anbindungen. So sieht der BFO-N 2016/2017 u.a. die Möglichkeit einer clusterübergreifenden Anbindung von Cluster 6 zum Konverter der Anbindung NOR-7-2 vor, der BFO-O 2016/2017 die Möglichkeit einer clusterübergreifenden Anbindung von Cluster 1 und 4 über die Anbindung von Cluster 2.

4. Am 09.06.2016 trat das fortgeschriebene Landesraumentwicklungsprogramm Mecklenburg-Vorpommern (LEP M-V) in Kraft. Das LEP M-V weist im Küstenmeer des Landes Mecklenburg-Vorpommern 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 Testanlagen für Offshore-Windenergie (anderer Teil der Fläche Warnemünde) und eine

Fläche als Vorbehaltsgebiet für Offshore-Windenergie (Fläche Hiddensee östlich von Baltic 1) aus. Mit Schreiben vom 15.06.2017 teilte das Land Mecklenburg-Vorpommern folgendes Erzeugungspotenzial für die ausgewiesenen Flächen mit:

Fläche	Erzeugungspotenzial pro Fläche [MW]
ARCADIS Ost 1	494
Darß	824
Warnemünde	256
Hiddensee	152

Für den Teil der Fläche Warnemünde, der als Vorranggebiet für Testanlagen ausgewiesen wurde, sieht das Land Mecklenburg-Vorpommern ein Erzeugungspotenzial von ca. 104 MW.

Die Kapazität des bereits in Betrieb befindlichen Projekts Baltic 1 von 48 MW und des Projekts GICON-SOF mit einer zugewiesenen Kapazität von 2 MW ist bei der Fläche Darß nicht berücksichtigt.

5. Mit Schreiben vom 04.08.2016 teilte das Land Schleswig-Holstein mit, dass die im Küstenmeer des Landes in der Ostsee befindliche Fläche der ehemaligen Projekte SKY 2000 bzw. Beta Baltic und GEOFRE ein Erzeugungspotenzial von 150 MW aufweist.

6. Am 25.11.2016 wurde der O-NEP 2025 durch die Bundesnetzagentur bestätigt. Der O-NEP 2025 sieht hiernach folgende Anbindungssysteme als erforderlich an:

Anbindungssystem	Beginn der Umsetzung	Geplante Fertigstellung	Netzanschluss für Cluster
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)
NOR-3-3	2018	2023	3 (Nordsee)
NOR-1-1	2019	2024	1 (Nordsee)
NOR-7-1	2020	2025	6 und 7 (Nordsee)
NOR-5-2	2020	2025	5 (Nordsee)

Hinsichtlich der Begründung des Ausbaubedarfs, der Reihung und Termine der Anbindungssysteme wird im Übrigen auf die Bestätigung des O-NEP 2025 verwiesen (Bundesnetzagentur, Bestätigung vom 25.11.2017, Az. 613-8572/1/1).

7. Mit Entscheidung vom 13.04.2017 erteilte die Bundesnetzagentur zwei bestehenden Projekten, die über das Anbindungssystem NOR-1-1 erschlossen werden, einem bestehenden Projekt, das über das

Anbindungssystem NOR-3-3 erschlossen wird, sowie einem bestehendem Projekt, das über das Anbindungssystem NOR-7-1 erschlossen wird, einen Zuschlag.

8. Am 02.05.2017 legten die Übertragungsnetzbetreiber den zweiten Entwurf des O-NEP 2017-2030 der Bundesnetzagentur zur Prüfung vor.

Der Bedarf an Netzanbindungssystemen wird im zweiten Entwurf des O-NEP 2017-2030 anhand der im Szenariorahmen 2017-2030 prognostizierten Offshore-Erzeugungleistung für das Jahr 2030 abzüglich der folgenden im zweiten Entwurf enthaltenen Angaben zur Übertragungskapazität des sog. Startnetzes ermittelt:

Projekt (Netzanbindungssystem)	Übertragungskapazität MW¹
NOR-0-1 (AC-Netzanbindungssystem Riffgat)	113
NOR-0-2 (AC-Netzanbindungssystem Nordergründe)	111
NOR-2-1 (AC-Netzanbindungssystem alpha ventus)	62
NOR-2-2 (DC-Netzanbindungssystem DolWin1)	800
NOR-2-3 (DC-Netzanbindungssystem DolWin3)	900
NOR-3-1 (DC-Netzanbindungssystem DolWin2)	916
NOR-4-1 (DC-Netzanbindungssystem HelWin1)	576
NOR-4-2 (DC-Netzanbindungssystem HelWin2)	690
NOR-5-1 (DC-Netzanbindungssystem SylWin1)	864
NOR-6-1 (DC-Netzanbindungssystem BorWin1)	400
NOR-6-2 (DC-Netzanbindungssystem BorWin2)	800
NOR-8-1 (DC-Netzanbindungssystem BorWin3)	900
OST-1-1 (AC-Netzanbindungssystem Cluster 1)	250
OST-1-2 (AC-Netzanbindungssystem Cluster 1)	250
OST-1-3 (AC-Netzanbindungssystem Cluster 1)	250
OST-3-1 (AC-Netzanbindungssystem Baltic 1)	51
OST-3-2 (AC-Netzanbindungssystem Baltic 2) ²	339

¹ Die Übertragungskapazität bezieht sich auf die Netzanschlusspunkte.

² Gesamtübertragungskapazität, der beiden aufeinander aufbauenden Anbindungssysteme Baltic 1 und 2.

Weiterhin wurde die zeitliche Reihung der Netzanbindungssysteme im zweiten Entwurf des O-NEP 2017-2030 anhand der folgenden Kriterien vorgenommen: 1) Küstenentfernung der zu erschließenden Windparkcluster, 2) Erzeugungspotenzial der zu erschließenden Windparkcluster, 3) Verfügbarkeit der Netzverknüpfungspunkte und 4) Realisierungsfortschritt der anzubindenden Offshore-Windparks.

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. 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 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 insoweit alle Cluster bezüglich ihrer Küstenentfernung gleichrangig behandelt. In Zone 1 der Nordsee befinden sich die Cluster 0 bis 4 und der bereits durch das Anbindungssystem NOR-5-1 vollständig erschlossene Teil des Clusters 5. In Zone 2 befinden sich der noch nicht erschlossene Teil von Cluster 5 sowie die Cluster 6 bis 8, während in Zone 3 die Cluster 9 bis 13 gelegen sind.

Das im Rahmen der zeitlichen Staffelung der Anbindungssysteme maßgebliche Erzeugungspotenzial wird im Rahmen des zweiten Entwurfs des O-NEP 2017-2030 anhand des Erzeugungspotenzials nach BFO-N abzüglich der Übertragungskapazität des Startnetzes ermittelt. Das Erzeugungspotenzial der Cluster im Küstenmeer basiert auf der Antrags- und Genehmigungslage sowie auf Schätzungen der Übertragungsnetzbetreiber auf Basis des LEP M-V. Zudem wurden in der Ostsee die Flächen Darß und Hiddensee mit Cluster 3 in der AWZ als ein gemeinsamer Cluster 3 betrachtet, die Fläche ARCADIS Ost 1 wurde als Cluster 4 bezeichnet und die Flächen Warnemünde mit der Fläche SKY2000/Beta Baltic/GEOFRéE als Cluster 5 betrachtet.

Als weitere Kriterien sieht der zweite Entwurf die Verfügbarkeit eines Netzverknüpfungspunktes bei geplanter Fertigstellung des jeweiligen Anbindungssystems sowie den Realisierungsfortschritt der anzubindenden Windparks vor.

Die Bewertung, in welcher Reihenfolge die Cluster angeschlossen werden sollen, erfolgt zunächst durch eine sukzessive Anwendung der Kriterien 1) und 2). Kriterium 3) und 4) werden als Korrektiv zur so ermittelten Staffelung verwendet. Das heißt, 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) „der geplanten 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 Netzanbindungssysteme vorgenommen, wobei die zeitliche Staffelung der nicht betroffenen Netzanbindungssysteme anhand der Kriterien 1) und 2) bestehen bleibt. Bei dem Kriterium 4) „Realisierungsfortschritt der anzubindenden Offshore-Windparks“ wird analog zu Kriterium 3) eine Plausibilitätskontrolle durchgeführt. Die sich ergebende zeitliche Staffelung wird daraufhin geprüft, ob sie im Hinblick auf den aktuellen Planungs- und Realisierungsfortschritt bzw. die Realisierungswahrscheinlichkeit der anzubindenden Offshore-Windparks zu grob unangemessenen Ergebnissen führen würde. Ist dies ausnahmsweise der Fall, so wird eine entsprechende Korrektur der zeitlichen Staffelung der Netzanbindungssysteme durchgeführt, wobei die zeitliche Staffelung der nicht betroffenen Netzanbindungssysteme bestehen bleibt.

Neben den Kriterien und der zeitlichen Reihung werden im zweiten Entwurf des O-NEP 2017-2030 auch die Termine zum Beginn der Umsetzung und zur geplanten Fertigstellung der Anbindungssysteme angegeben. Dem Beginn der Umsetzung wurde im zweiten Entwurf des O-NEP 2017-2030 das Jahr der Beauftragung bzw. Vergabe des Anbindungssystems zugrunde gelegt. Zwischen dem Beginn der Umsetzung und der geplanten Fertigstellung wird im zweiten Entwurf des O-NEP 2017-2030 sowohl für die Realisierung der DC-Anbindungssysteme in der Nordsee als auch für die Realisierung der AC-Anbindungssysteme in der Ostsee mit einer geplanten Fertigstellung nach 2025 ein Zeitraum von 60 Monaten angesetzt.

Auf dieser Basis entwickelt der zweite Entwurf des O-NEP 2017-2030 eine zeitliche Staffelung für alle vier Szenarien des Szenariorahmens 2017-2030. Für die Szenarien A 2030, B 2030 und C 2030 ist folgende zeitliche Staffelung vorgesehen:

Projekt	Maßnahme	Name der Maßnahme	Netzverknüpfungspunkt	Beginn der Umsetzung	Geplante Fertigstellung
NOR-3-3	15	HGÜ-Verbindung NOR-3-3 (DolWin6)	Emden/Ost	2017	2023
NOR-1-1	3	HGÜ-Verbindung NOR-1-1 (DolWin5)	Emden/Ost	2019	2024
NOR-7-1	31	HGÜ-Verbindung NOR-7-1 (BorWin5)	Cloppenburg	2020	2025
NOR-5-2	25	HGÜ-Verbindung NOR-5-2 (SylWin2)	Büttel	2020	2025
NOR-3-2	14	HGÜ-Verbindung NOR-3-2 (DolWin4)	Cloppenburg	2023	2028
NOR-6-3	29	HGÜ-Verbindung NOR-6-3 (BorWin4)	Cloppenburg	2025	2030
OST-2-1	67	AC-Verbindung OST-2-1	Lubmin	2018	2021
OST-2-2	69	AC-Verbindung OST-2-2	Lubmin	2018	2021
OST-2-3	71	AC-Verbindung OST-2-3	Lubmin	2018	2022
OST-3-3	89	AC-Verbindung OST-3-3	Suchraum Sanitz/ Dettmannsdorf	2022	2027
OST-2-4	73	HGÜ-Verbindung OST-2-4	Suchraum Siedenbrünzow/ Alt Tellin/Bartow	2024	2029

Im Szenario B 2035 ist das Anbindungssystem NOR-7-2 (Maßnahme 32, HGÜ-Verbindung NOR-7-2, BorWin6) mit dem Netzverknüpfungspunkt Wilhelmshaven2, als erstes System in der Nordsee nach 2030 vorgesehen.

Das Anbindungssystem OST-3-3 wird als AC-Verbindung bestehend aus drei Kabelsystemen mit einer Übertragungskapazität von insgesamt 750 MW geplant.

Neben der Ermittlung des Ausbaubedarfs und der zeitlichen Reihung der Anbindungssysteme enthält der zweite Entwurf des O-NEP 2017-2030 auch den Stand der Umsetzung der im O-NEP 2013, 2024 und 2025 bestätigten Netzanbindungssysteme einschließlich der im O-NEP 2013 bestätigten und bereits beauftragten Anbindungen OST-1-1, OST-1-2 und OST-1-3. Informativ ist auch der Umsetzungsstand des Startnetzes basierend auf der alten Rechtslage dargestellt. Tabellarisch aufgeführt werden der Netzverknüpfungspunkt und das Jahr der geplanten Fertigstellung sowohl nach der jeweils maßgeblichen Bestätigung des O-NEP 2013, 2024 oder 2025 als auch nach O-NEP 2017-2030 sowie der Umsetzungsstand des jeweiligen Projekts. Als Umsetzungsschritte wurden im zweiten Entwurf des O-NEP 2017-2030 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. Gründe für etwaige Verzögerungen in der Umsetzung gegenüber vorangegangenen O-NEP werden separat erläutert.

Außerdem wurde im zweiten Entwurf des O-NEP 2017-2030 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. In Kapitel 5 des zweiten Entwurfs des O-NEP 2017-2030 wird ein Überblick über die Themenbereiche der eingegangenen Stellungnahmen gegeben. Sowohl in Kapitel 5 wie auch zu Beginn der jeweiligen Kapitel wird auf die Ergebnisse der Konsultation eingegangen.

Hinsichtlich des weiteren Inhalts des zweiten Entwurfs des O-NEP 2017-2030 sowie der vorläufigen Prüfungsergebnisse der Bundesnetzagentur wird im Übrigen auf die entsprechenden, veröffentlichten Dokumente verwiesen.

9. Die Bundesnetzagentur prüfte den zweiten Entwurf des O-NEP 2017-2030 und veröffentlichte diesen gemeinsam mit den vorläufigen Prüfungsergebnissen zum O-NEP 2017-2030 am 04.08.2017. Der zweite Entwurf des O-NEP 2017-2030 wurde vom 04.08.2017 bis zum 14.09.2017 am Sitz der Bundesnetzagentur (Tulpenfeld 4, 53113 Bonn) ausgelegt und auf der Internetseite www.netzausbau.de öffentlich bekannt gemacht. Behörden und Öffentlichkeit konnten sich bis zum 16.10.2017 äußern. Insgesamt gingen 13 Stellungnahmen zum zweiten Entwurf des O-NEP 2017-2030 sowie den vorläufigen Prüfungsergebnissen ein, davon sechs von Ministerien und Behörden, fünf von Windparkbetreibern, sowie zwei von Verbänden.

Im Folgenden sind die maßgeblichen Inhalte der Konsultationsbeiträge dargestellt (die Reihenfolge ist systematisch, d.h. sie orientiert sich am Aufbau der Bestätigung):

Ein Konsultationsteilnehmer ist der Auffassung, dass eine Änderung des O-NEP zwischen den beiden Ausschreibungen des Übergangssystems vermieden werden sollte, wenn sie dazu führte, dass einem Gebot oder Nichtgebot die Grundlage entzogen würde.

Ein anderer Konsultationsteilnehmer führt demgegenüber zur Behandlung von im O-NEP 2025 bestätigten Anbindungen aus, auf welchen im Rahmen des ersten Gebotstermins noch kein bestehendes Projekt einen Zuschlag erhalten hat, dass das in den vorläufigen Prüfungsergebnissen bzgl. solcher Anbindungen vorgeschlagene Vorgehen eine Überprüfung der Netzverknüpfungspunkte dieser Vorhaben verhindere. Eine Verlegung des Netzverknüpfungspunktes wäre hingegen für die grundsätzliche

Anbindung eines Offshore-Windparks irrelevant. Auch bliebe unklar, ob durch einen möglichen Wegfall einer Maßnahme andere Maßnahmen erforderlich werden.

Ein Konsultationsteilnehmer kritisiert die Erhöhung der Ausbauziele in allen Szenarien gegenüber dem O-NEP 2025, ohne dass gesichert sei, in welchem Umfang Offshore-Anlagen zugebaut würden, und ohne dass die bestehenden Stromnetze auch nur ansatzweise dafür ausgelegt seien, den auf See erzeugten Strom landseitig abzuführen. Auch würde ein derartiges Ausbauvolumen erhebliche Umweltauswirkungen auf See mit sich bringen; insoweit sei die bisherige Planung der Offshore-Windparks aufgrund behördlicher Fehler anfechtbar.

Demgegenüber fordert ein anderer Konsultationsteilnehmer, dass für die Zieljahre 2030 und 2035 im O-NEP jeweils zwei zusätzliche Szenarien zu berücksichtigen seien: Für das Jahr 2030 zwei Szenarien mit einer Stromerzeugung aus Offshore-Windparks in Höhe von 23 und 28 GW, für das Jahr 2035 zwei Szenarien mit einer Stromerzeugung aus Offshore-Windparks in Höhe von 35 und 45 GW. Auch andere Konsultationsteilnehmer fordern die Berücksichtigung eines zusätzlichen Szenarios bzw. einer Sensitivitätenberechnung, welche eine mögliche Anhebung des Ausbaupfades berücksichtigen. So wird die Berücksichtigung eines Szenarios mit 20 GW Offshore-Stromerzeugung im Jahr 2030 und 25 GW Offshore-Stromerzeugung im Jahr 2035 vorgeschlagen.

Im Rahmen der Konsultation wurde zudem mehrfach kritisiert, dass der Ausbau der Offshore-Windkraft in der Ostsee in den Szenarien B 2030 und B 2035 zu hoch angesetzt sei und sich daher vorrangig in der Nordsee konzentrieren sollte. Hierzu führt ein Konsultationsteilnehmer an, dass es an einer nachvollziehbaren Begründung für die Ausbauannahmen in der Ostsee fehle. Demgegenüber spreche die Bedeutung der Ostsee für den Vogelzug und als Winterhabitat für Vögel sowie einer Gefährdung der beiden Schweinswalpopulationen in der Ostsee gegen einen weiteren Ausbau an Offshore-Windenergie in der Ostsee. Ein entsprechender Erschließungsdruck hinsichtlich der Cluster 1, 2 und 4 in der Ostsee bliebe auch bei der Verwendung von DC-Technik im Rahmen der Realisierung der Anbindung OST-2-4 bestehen. Ein weiterer Konsultationsteilnehmer kritisiert die Aufteilung der Netzanschlusskapazität zwischen Nord- und Ostsee entsprechend dem Szenariorahmen 2017-2030. Würde man die Ausbaupotenziale entsprechend des BFO-N und BFO-O miteinander vergleichen, ließe sich eine faktisch hälftige Aufteilung der neu zu bauenden Anschlusskapazitäten zwischen Nord- und Ostsee nicht herleiten, sondern es müssten ca. 85 Prozent der Netzanschlusskapazität in der Nordsee realisiert werden. Dieser Anteil entspräche auch der Aufteilung des Start- und Zubaunetzes im O-NEP 2025. Zudem sei die Errichtung der Netzanschlusskapazitäten in der Ostsee entsprechend der Angaben des zweiten Entwurfs des O-NEP 2017-2030 zu den Kosten der Anbindungssysteme in Euro/kWh deutlich teurer als in der Nordsee. Auch würde in den Anrainerstaaten bis 2030 in der Nordsee 100 Mrd. Euro, in der Ostsee lediglich 10 Mrd. Euro investiert. Ferner blieben die natürlichen Umgebungsbedingungen in Nord- und Ostsee wie die Bodenbeschaffenheit, Eis- und Windverhältnisse, Wassertiefen etc. unberücksichtigt.

Mehrere Konsultationsteilnehmer fordern die Realisierung des Anbindungssystems NOR-5-2 mit einer Übertragungskapazität in Höhe von 900 MW, d.h. ohne Abweichung vom technischen Standard des BFO-N. Ein Konsultationsteilnehmer begründet dies mit der Minimierung des Ausbaubedarfs an Offshore-Anbindungen sowie der möglichen Erschließung des Clusters 13 in der Nordsee. Ein anderer Konsultationsteilnehmer führt dazu aus, dass bei Realisierung von NOR-5-2 mit einer Übertragungskapazität, die der Größe eines erfolgreichen Zuschlags in der Auktion im Übergangsmodell

entspricht, die beiden Projekte in Cluster 5 diskriminiert würden. So wäre für den Fall, dass nur eines der zwei teilnahmeberechtigten bestehenden Projekte einen Zuschlag erhielte, für das unterlegene Projekt nicht das Eintrittsrecht gewährleistet, da der Konverter alleine auf das erfolgreiche Projekt maßgeschneidert wäre. Ein weiterer Konsultationsteilnehmer weist daraufhin, dass die Kosten für Kabeleinkauf und -verlegung unabhängig von der Konvertergröße quasi gleich hoch und die Umweltauswirkungen beim Bau identisch seien.

Ferner wurde gefordert, dass auch das unerschlossene Restpotenzial beim Ausbaubedarf berücksichtigt werden sollte, was jedoch voraussetze, dass diese nicht zukünftig doch durch Einzelanbindungen erschlossen werden. Zudem solle eine Prüfung stattfinden, ob die Nutzung eines bestehenden Anbindungssystems nach eventueller Aufrüstung einzelner Komponenten möglich ist, um die Anzahl der Anbindungssysteme möglichst gering zu halten, die vorhandenen Leitungen möglichst vollständig zu auszulasten und die Übertragungskapazitäten zu erhöhen.

Ein Konsultationsteilnehmer fordert, dass das Reihungskriterium „Küstenentfernung“ auf die Länge der konkreten Kabeltrasse bis zum landseitigen Netzverknüpfungspunkt abstellen sollte, da dies die wälzbaren Netznutzungsentgelte reduziere.

Ein Konsultationsteilnehmer fordert für den Fall der fehlenden Bezuschlagung eines Windparks in Cluster 5 Nordsee im Rahmen des Übergangssystems eine Verschiebung oder Streichung des Anbindungssystems NOR-5-2. Zwei andere Konsultationsteilnehmer fordern demgegenüber für diesen Fall die geplante Fertigstellung von NOR-5-2 im Jahr 2026, um die anhand der Kriterien eruierte Reihenfolge beizubehalten und gleichzeitig im Zielsystem Flächen für die Stromerzeugung in kosteneffizient, wirtschaftlich verwertbarer Größenordnung zur Ausschreibung stellen zu können, bzw. da diese Netzanschlusskapazität bereits im Zubaunetz 2025 allokiert und einkalkuliert wurde, um das Ausbauziel von 15 GW bis 2030 zu erreichen.

Ein Konsultationsteilnehmer fordert aufgrund der Fortschreibung des BFO-N ein zeitliches Vorziehen des Anbindungssystems NOR-7-2 vor NOR-6-3. Unabhängig davon sei die Möglichkeit einer clusterübergreifenden Anbindung zwischen den Clustern 6 und 7 sinnvoll. In diesem Zusammenhang regt ein weiterer Konsultationsteilnehmer die Überprüfung des Anbindungsbedarfs bzw. der Anbindungsreihenfolge aufgrund der clusterübergreifenden Anbindung zwischen Cluster 6 und 7 an.

Ein anderer Konsultationsteilnehmer fordert eine gemeinsame Erschließung des Clusters 3 in der AWZ der Ostsee und der Fläche Darß im Küstenmeer Mecklenburg-Vorpommerns. Es bestünden ein räumlicher Zusammenhang, die Eignung für eine Sammelanbindung sowie die technische Sinnhaftigkeit für ein solches Vorgehen. Die Seekabel liefen über die gleichen Trassen. Demgegenüber wäre eine Trennung zwischen Küstenmeer und AWZ nicht vorgegeben. So ließe sich Cluster 3 in der AWZ über einen Bündelungspunkt im Bereich der Fläche Darß und Cluster 5 über einen Bündelungspunkt im Bereich der Fläche Warnemünde. Das Beispiel des Clusters 5 in der Nordsee spreche zudem auch für die geografische Verteilung eines Clusters. Außerdem würde die getrennte Erschließung der Cluster zu einem erhöhten Anbindungsbedarf und zur Benachteiligung der entsprechend kleineren gegenüber größeren Clustern führen. Des Weiteren sei eine frühere Anbindung der küstennäheren Flächen geboten, da dies auch aufgrund der Baugrundverhältnisse im Küstenmeer wirtschaftlich sinnvoller sei. Darüber hinaus seien die

Fertigstellungstermine der Anbindungen OST-3-3 und OST-3-4 noch weiter vorzuziehen, da dies energiepolitisch sinnvoll und sowohl technisch als auch wirtschaftlich möglich sei.

Auch ein weiterer Konsultationsteilnehmer führt aus, dass aufgrund eines aussichtsreichen Projekts in Cluster 6 die Maßnahme OST-6-1 weiterhin mit geplanter Fertigstellung im Jahr 2027 belassen werden sollte.

Ein Konsultationsteilnehmer regt an, dass im O-NEP ein Vorziehen der Anbindung OST-7-1 zur Erschließung eines marinen Windeignungsgebietes zu Testzwecken entsprechend den Ausweisungen des LEP M-V berücksichtigt werden sollte, da Fläche zeitnah für das Jahr 2023 zur Erprobung von Pilotanlagen bereitgestellt werden sollte. Demgegenüber führt ein anderer Konsultationsteilnehmer aus, dass die Frage der Erschließung des Testfeldes in Cluster 7 im Rahmen der zeitlichen Staffelung des O-NEP 2017-2030 ausgeklammert werden könne, da das Cluster 7 aufgrund seiner geringen Größe auf keinen Fall nach vorne rücken werde. Vielmehr bedürfe es einer Änderung der gesetzlichen Rahmenbedingungen, die eine Anbindung von Testfeldern kurzfristig ermöglicht.

Ein Konsultationsteilnehmer bringt vor, dass sich die im O-NEP 2017-2030 getroffenen Aussagen keinesfalls verfestigen dürften, und infolgedessen diese später rechtsverbindlich in zukünftige Flächenentwicklungspläne übernommen werden müssten.

Ein anderer Konsultationsteilnehmer fordert im Zusammenhang mit der Realisierung des Anbindungssystems NOR-7-1 bis 2025 eine zeitliche Verknüpfung mit der Fertigstellung der landseitigen Maßnahme P235, die nach dem NEP erst im Jahr 2030 fertiggestellt werden sollte.

10. Mit Schreiben vom 01.06.2017 teilte der Übertragungsnetzbetreiber Amprion GmbH mit, dass der Netzverknüpfungspunkt Hanekenfähr spätestens zum 31.12.2022 netztechnisch für den Anschluss einer oder zweier Offshore-Anbindungen zur Verfügung steht.

Mit Schreiben vom 13.11.2017 legt die 50Hertz Transmission GmbH dar, dass zwar der Teilabschnitt „380-kV-Neubau Güstrow-Siedenbrünzow“ der Maßnahme der P216 M455 voraussichtlich erst im Jahre 2028 fertiggestellt wird, die Inbetriebnahme des Teilabschnitts „380-kV-Neubau Siedenbrünzow-Gemeinde Alt Tellin-Iven“ voraussichtlich bereits im Jahre 2026 erfolgt. Mit der Inbetriebnahme des Teilabschnitts „Siedenbrünzow – Gemeinde Alt Tellin – Iven“ im Jahre 2026 können der Netzanschluss und die Fertigstellung des Netzanbindungssystems OST-2-4 in Alt Tellin im Jahr 2027 erfolgen.

11. Am 14.12.2017 erfolgte die Abstimmung der Bestätigung des O-NEP 2017-2030 mit dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie.

12. Am 04.12.2017 gab die Bundesnetzagentur den Übertragungsnetzbetreibern zum Entscheidungstenor der beabsichtigten Bestätigung des O-NEP 2017-2030 mit Frist bis zum 08.12.2017 Gelegenheit zur Stellungnahme. Die 50Hertz Transmission GmbH weist mit Stellungnahme vom 12.12.2017 darauf hin, dass eine Bestätigung der Anbindungssysteme mit einer geplanten Fertigstellung bis 2025 gem. § 17c EnWG nicht unter den Vorbehalt gestellt werden könnten, dass im zweiten Gebotstermin ein bestehendes Projekt im Wege eines Zuschlags Kapazität auf dem jeweiligen Anbindungssystem erhält. Die Amprion GmbH vertritt mit Stellungnahme vom 12.12.2017 den Standpunkt, dass eine Bestätigung der Anbindungssysteme mit einer geplanten Fertigstellung nach 2025 gem. § 17c Abs. 1 Satz 3 EnWG nicht

unter den Vorbehalt gestellt werden könnten, dass diese erneut im Rahmen des NEP 2019-2030 unter Zugrundelegung der Festlegungen des FEP bestätigt werden.

II.

A Ermächtigungsgrundlage und formelle Voraussetzungen der Bestätigung

Der O-NEP 2017-2030 wird gem. § 17c Abs. 1 EnWG bestätigt. Die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur ergibt sich aus den §§ 54 Abs. 1 Halbsatz 1, 59 Abs. 1 Satz 2 EnWG.

Nach Vorlage des zweiten Entwurfs des O-NEP 2017-2030 durch die Übertragungsnetzbetreiber beteiligte die Bundesnetzagentur die Öffentlichkeit und die zuständigen Behörden gem. § 17c Abs. 1 Satz 2 EnWG in Verbindung mit § 12c Abs. 3 EnWG. Sie machte den zweiten Entwurf des Offshore-Netzentwicklungsplans der Übertragungsnetzbetreiber auf ihrer Internetseite bekannt und gab der Öffentlichkeit zehn Wochen Gelegenheit zur Äußerung. Die Bestätigung des Offshore-Netzentwicklungsplans erfolgte unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Öffentlichkeits- und Behördenbeteiligung gem. § 17c Abs. 1 Satz 2 EnWG in Verbindung mit § 12c Abs. 4 EnWG und gem. § 17c Abs. 1 Satz 1 EnWG in Abstimmung mit dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie.

B Materielle Voraussetzungen der Bestätigung

1. Verfahren

Die Übertragungsnetzbetreiber haben den ersten und zweiten Entwurf des O-NEP 2017-2030 unter Einhaltung der Regelungen des § 17b Abs. 1 Satz 1 und Abs. 4 EnWG in Verbindung mit § 12b Abs. 3 bis 5 EnWG erstellt und der Bundesnetzagentur vorgelegt.

Der erste Entwurf des O-NEP 2017-2030 wurde durch die Übertragungsnetzbetreiber gem. § 17b Abs. 4 EnWG in Verbindung mit § 12b Abs. 3 EnWG am 31.01.2017 veröffentlicht und zur Konsultation gestellt.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben die gem. § 17b Abs. 4 EnWG in Verbindung mit § 12b Abs. 4 EnWG geforderte zusammenfassende Erklärung über die Art und Weise der Berücksichtigung der Öffentlichkeitsbeteiligung in Kapitel 5 des zweiten Entwurfs des O-NEP 2017-2030 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 vom 31.01.2017 bis zum 28.02.2017 gegeben.

2. Berücksichtigung des Szenariorahmens

Die Übertragungsnetzbetreiber haben gem. § 17b Abs. 1 Satz 1 EnWG im Entwurf zum Offshore-Netzentwicklungsplan den Szenariorahmen nach § 12a EnWG zu Grunde gelegt, indem sie die Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie gemäß dem genehmigten Szenariorahmen 2017-2030 übernommen haben. Neben der genehmigten Mantelzahl haben die Übertragungsnetzbetreiber dabei auch der Vorgabe für die Regionalisierung dieser Leistung nach Nord- und Ostsee Rechnung getragen.

3. Berücksichtigung des Bundesfachplan Offshore

Der BFO-N und der BFO-O wurden gem. § 17b Abs. 1 Satz 2 EnWG durch die Übertragungsnetzbetreiber bei der Erstellung des O-NEP 2017-2030 berücksichtigt.

Sowohl in der Nord- als auch in der Ostsee werden die im BFO-N 2016/2017 und BFO-O 2016/2017 gemachten standardisierten Technikvorgaben, welche für den O-NEP relevant sind, berücksichtigt. Demnach wurde in der Nordsee für Inbetriebnahmen bis Ende 2025 eine Übertragungsleistung von 900 MW pro DC-Anbindungsleitung und in der Ostsee eine Übertragungsleistung von 250 MW pro AC-Anbindungsleitung unterstellt. Ab Inbetriebnahme 2026 wird der ab 01.01.2018 aufzustellende Flächenentwicklungsplan Festlegungen treffen. Auf Kapitel 1.5.1 des BFO-N 16/17 bzw. des BFO-O 16/17 wird verwiesen.

Auch die Clustereinteilung innerhalb der AWZ wurde berücksichtigt. Dies umfasst für die Nordsee die Berücksichtigung der im BFO-N einbezogenen Cluster 1 bis 13, in der Ostsee die Berücksichtigung der im BFO-O einbezogenen Cluster 1 bis 3 (zur Berücksichtigung des Küstenmeers in der Ostsee siehe unten B.7.2).

Zudem wurden für Nordsee und Ostsee auch die im BFO-N und BFO-O angegebenen Werte für das Erzeugungspotenzial der einzelnen Cluster verwendet.

Für den O-NEP sind Angaben über die genauen Trassenverläufe innerhalb der AWZ für die zu bestätigenden Netzanbindungssysteme nicht relevant. Dies obliegt der räumlichen Planung des BFO. Relevant sind hingegen die Angaben, zu welchen Clustern ein Anbindungssystem führt. Diese Angaben können dem O-NEP sowohl für die Nordsee als auch für die Ostsee entnommen werden. Hierbei wurde der BFO-N und BFO-O durch die Übertragungsnetzbetreiber berücksichtigt.

4. Ausbaubedarf

Es wird ein Ausbaubedarf von drei Anbindungssystemen in der Nordsee sowie ein Ausbaubedarf von fünf Anbindungssystemen in der Ostsee als erforderlich bestätigt.

Der Ausbaubedarf des O-NEP 2017-2030 ergibt sich für Anbindungssysteme mit einer geplanten Fertigstellung bis 2025 auf Basis des bestätigten O-NEP 2025 (Zubaunetz 2025) sowie für Anbindungssysteme mit einer geplanten Fertigstellung ab 2026 aus der Differenz zwischen der prognostizierten Offshore-Erzeugungsleistung für das Jahr 2030 und der durch das Startnetz und das Zubaunetz 2025 bereits abgedeckten Übertragungskapazität.

4.1 Zubaunetz 2025

Die Anbindungssysteme OST-2-1, OST-2-2, OST-2-3 und NOR-5-2 sind als Zubaunetz 2025 entsprechend der Bestätigung des O-NEP 2025 erneut als bedarfsgerecht zu bestätigen.

Die vorgenannten im O-NEP 2025 bestätigten Anbindungssysteme 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 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 Teilnahmegrundlage für den zweiten Gebotstermin am 1. April 2018, und die Bestätigung des O-NEP 2017-2030 ergeht noch vor dem zweiten Gebotstermin. Eine inhaltliche Prüfung der Anbindungssysteme 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 sowohl dem Sinn und Zweck des § 118 Abs. 20 EnWG als auch 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 unter Berücksichtigung des § 118 Abs. 20 EnWG bestätigten Anbindungen auch im O-NEP 2017-2030 Bestand haben.

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 Wettbewerbs zwischen bestehenden Projekten. 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 für Inbetriebnahmen bis Ende 2025 entzogen würde. Aus diesem Grund spricht sich auch ein Konsultationsteilnehmer dafür aus, dass eine Änderung der bestätigten Anbindungssysteme im O-NEP zwischen den beiden Ausschreibungen des Übergangssystems vermieden werden sollte.

Eine erneute Prüfung der im O-NEP 2025 bestätigten Anbindungsleitungen nach dem zweiten Gebotstermin wird erst im Rahmen des erweiterten landseitigen NEP nach § 12b Satz 4 Nr. 7 EnWG unter Zugrundlegung der Festlegungen 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 (siehe unten Punkt B.4.3).

Demgegenüber können die landseitigen Netzverknüpfungspunkte der Anbindungssysteme, die bis zum Jahr 2025 fertiggestellt sein sollen (Lubmin für OST-2-1, OST-2-2, OST-2-3, Büttel für NOR-5-2), – anders als in der Konsultation kritisiert – einer Überprüfung im Rahmen der Bestätigung des NEP 2017-2030 unterzogen werden, soweit eine etwaige Änderung der Netzverknüpfungspunkte ohne Auswirkung auf die zeitliche Reihung der Anbindungssysteme bleibt (vgl. unten, Punkt B.5.2.3). Diese Überprüfung hat die Bundesnetzagentur vorgenommen. Sie hatte die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Netzverknüpfungspunkte zur Konsultation gestellt. Im Ergebnis bleibt die Bundesnetzagentur bei den Netzverknüpfungspunkten. Alternative Netzverknüpfungspunkte waren hinsichtlich einer Realisierung der Anbindungssysteme des Zubaunetzes bis zum Jahr 2025 nicht geeignet (vgl. Bundesnetzagentur, Bestätigung vom 22.12.2017, Az. 613-8571-1-2, S. 64ff.).

Zudem wurde in der Konsultation kritisiert, dass hinsichtlich der Anbindungssysteme des Zubaunetzes 2025 unklar bleibe, ob durch einen möglichen Wegfall eines Anbindungssystems ein anderes

Anbindungssystem erforderlich würde. Ein Wegfall bedeutet in diesem Zusammenhang jedoch lediglich, dass das entsprechende Anbindungssystem bis zum Jahr 2025 nicht erforderlich ist. Zudem kann sich diese Situation nur dann ergeben, wenn im Rahmen des zweiten Gebotstermins am 01.04.2018 kein Windparkprojekt im Wege eines Zuschlags Kapazität auf einem Anbindungssystem des Zubaunetzes 2025 erhält. Das Ergebnis des Gebotstermins kann jedoch im Rahmen der Bestätigung des O-NEP 2017-2030 nicht antizipiert bzw. prognostiziert werden. Daher wird die Frage nach dem Bedarf und der zeitlichen Reihung einer nicht bis 2025 benötigten Anbindung des Zubaunetzes 2025 erst nach dem zweiten Gebotstermin im Rahmen der Bestätigung des NEP 2019-2030 auf der Basis des FEP beantwortet. Falls es eines Anbindungssystems des Zubaunetzes 2025 mangels Zuschlags nicht bis zum Jahr 2025 bedarf, müsste der Bedarf und die zeitliche Reihung sämtlicher nach 2025 erforderlicher Anbindungssysteme erneut unter Zugrundlegung der Festlegungen des FEP geprüft werden. Insoweit wird durch den O-NEP 2017-2030 keine Vorfestlegung getroffen, in welchem Umfang und in welcher Reihenfolge Flächen im Zielmodell entsprechend FEP voruntersucht und zur Ausschreibung gebracht werden.

4.2 Prognostizierte Offshore-Erzeugungsleistung

Für das Jahr 2030 ist eine Offshore-Erzeugungsleistung von insgesamt 15 GW, davon ca. 11,7 GW in der Nordsee und ca. 3,3 GW in der Ostsee, anzunehmen.

4.2.1 Mantelzahl

Die prognostizierte Offshore-Erzeugungsleistung muss grundsätzlich auf dem vorangegangenen Szenariorahmen basieren, das hieße im Falle des O-NEP 2017-2030 auf den Angaben des Szenariorahmens 2017-2030. Die Vorgaben des Szenariorahmens wurden insoweit durch den zweiten Entwurf des O-NEP 2017-2030 berücksichtigt. Dabei ist der Bedarf an Offshore-Anbindungssystemen im Rahmen des O-NEP anhand der konkreten gesetzlichen Ziele zu ermitteln und nicht anhand des Verfehlens dieser Ziele, weshalb sich der Ausbaubedarf an dem zehnjährigen B-Szenario orientiert und nicht an dem A-Szenario (das C-Szenario entspricht insoweit dem B-Szenario, da ein Überschreiten der gesetzlichen Ziele nicht mehr zulässig ist).

Die Annahme eines weiteren Ausbaus an Offshore-Windenergie über das Jahr 2025 hinaus ist mit Blick auf das Zieljahr 2030 – entgegen der Kritik, die im Rahmen der Konsultation vorgebracht wurde – zwingend erforderlich. Maßgebend für die Annahmen in den Szenarien des O-NEP 2017-2030 ist der genehmigte Szenariorahmen 2017-2030. Eine Abweichung hiervon wäre möglich, wenn eine Änderung der Rechtslage zu einer Neubewertung der Regionalisierung führen würde. Da sich die Rechtslage insoweit jedoch nicht gegenüber derjenigen zum Zeitpunkt der Genehmigung des Szenariorahmens 2017-2030 geändert hat, kommt eine Abweichung von den Mantelzahlen des genehmigten Szenariorahmens 2017-2030 nicht in Betracht.

Doch selbst bei einer erneuten Prüfung käme man zu keinem anderen Ergebnis. Denn ansonsten könnte der gesetzlich festgelegte Ausbaupfad von 15 GW auf See erzeugtem Strom nicht erreicht und das gesetzlich vorgeschriebene Ausschreibungsvolumen überhaupt nicht zur Ausschreibung gebracht werden. Zudem zeigten die bisherigen Ausschreibungs- und Zuweisungsverfahren, dass nahezu die gesamte verfügbare Kapazität durch Windparkprojekte in Anspruch genommen wird. Die Möglichkeit, dass im Rahmen des Übergangssystems oder Zielmodells bezuschlagte Projekte nicht realisiert werden, kann zwar zum gegenwärtigen Zeitpunkt nicht vollständig ausgeschlossen werden. Dies wird jedoch durch

entsprechende Pönalen der Windparkbetreiber bei Nichtrealisierung auch abgemildert; vgl. § 60 WindSeeG. Im Falle eines Projektabbruchs vor Beauftragung der Anbindung, kann die Fläche zudem erneut ausgeschrieben oder die Erschließung einer anderen Fläche vorgezogen werden. Auch steht ein fehlender landseitiger Netzausbau dem gegenwärtigen Ausbaupfad für das Jahr 2030 nicht entgegen (siehe hierzu Punkt B.10.). Die Anfechtbarkeit der Planung der Offshore-Windparks aufgrund seitens eines Konsultationsteilnehmers behaupteter behördlicher Fehler im Hinblick auf etwaige Umweltauswirkungen wäre im Rahmen von Gerichtsverfahren gegen die entsprechenden behördlichen Entscheidungen zu klären und ist nicht Gegenstand der Bestätigung des O-NEP 2017-2030.

Die zusätzliche Erhöhung des Ausbaupfades gegenüber den Annahmen für das Zieljahr 2030 im Rahmen zusätzlicher Szenarien oder Sensitivitäten – wie seitens mehrerer Konsultationsteilnehmer gefordert – ist zum Zeitpunkt der Bestätigung des O-NEP 2017-2030 mangels einer entsprechenden Rechtsänderung ebenso wenig möglich. Im Übrigen lassen sich erste Indikationen für die land- und seeseitige Entwicklung des Netzes bei Annahme eines Zubaus von 19 GW Offshore-Erzeugungsleistung im Szenario B 2035 des zweiten Entwurfs des NEP 2017-2030 und des O-NEP 2017-2030 bereits erkennen, auch wenn dieses Szenario nicht Teil der Bestätigungen ist und auch einen weiteren landseitigen Ausbau an erneuerbaren Energien unterstellt.

4.2.2 Regionalisierung

Neben der genehmigten Mantelzahl wurde im Rahmen des zweiten Entwurfs des O-NEP 2017-2030 auch der Vorgabe für die Regionalisierung der prognostizierten Leistung nach Nord- und Ostsee Rechnung getragen.

Eine Änderung der Regionalisierung – wie in der Konsultation mehrfach gefordert – zugunsten eines stärkeren Ausbaus in der Nordsee kommt im Rahmen der Bestätigung des O-NEP 2017-2030 nicht in Betracht. Zunächst ist auch bzgl. der Regionalisierung grundsätzlich alleine der genehmigte Szenariorahmen 2017-2030 maßgebend. Eine Abweichung hiervon wäre nur ausnahmsweise dann möglich, wenn eine Änderung der Rechtslage zu einer Neubewertung der Regionalisierung führen würde. Da sich die Rechtslage insoweit jedoch nicht gegenüber derjenigen zum Zeitpunkt der Genehmigung des Szenariorahmens 2017-2030 geändert hat, kommt eine Abweichung von der Regionalisierung des genehmigten Szenariorahmens 2017-2030 schon aus diesem Grund nicht in Betracht.

Doch selbst bei einer erneuten Prüfung der Regionalisierung käme man zu keinem anderen Ergebnis. Da die Küstenentfernung gem. § 5 Abs. 4 Nr. 3 WindSeeG auch im Rahmen des FEP ein maßgebliches Kriterium bei der Auswahl der geeigneten Flächen darstellt und die Flächen in den Küstenentfernungszonen 1 und 2 in Nord- und Ostsee basierend auf den Annahmen des BFO-N und BFO-O ausreichend sind, um das Ziel von 15 GW im Jahr 2030 zu erreichen, wären zunächst lediglich die Potenziale der nicht durch das Startnetz erschlossenen Flächen in Zone 1 und 2 von Nord- und Ostsee zu betrachten (vgl. Bundesnetzagentur, Genehmigung vom 30.06.2016, Az. 68573-1-1/16-06-30/Szenariorahmen 2017-2030, S. 156). Einer Berücksichtigung der Potenziale der Zone 3 der Nordsee bedürfte es – anders als in der Konsultation gefordert – gerade nicht. Daher würde auch eine erneute Prüfung unter Berücksichtigung des Potenzials der bislang nicht erschlossenen Flächen zu keiner Anhebung der prognostizierten Leistung für die Nordsee führen (siehe zur Berechnung: Bundesnetzagentur, Genehmigung vom 30.06.2016, Az. 68573-1-1/16-06-30/Szenariorahmen 2017-2030, S. 156f.).

In der Konsultation wurde vorgeschlagen, die im O-NEP 2025 für das Jahr 2025 vorgegebene Verteilung auf Nord- und Ostsee linear bis zu einem Ausbau von insg. 15 GW im Jahr 2030 fortzuschreiben. Dies kommt nicht in Betracht, da die Regionalisierung im O-NEP 2025 anhand der Leistung der aufgrund der alten Rechtslage bereits realisierten oder in Realisierung befindlichen Projekte bis zum Jahr 2020 sowie anhand des Mengengerüsts für die Jahre 2021 bis 2025 entsprechend § 27 Abs. 4 WindSeeG vorgenommen wurde. Mithin wird die Regionalisierung für diesen Zeitraum anhand gänzlich anderer gesetzlicher Annahmen getroffen, als dies für den Zeitraum nach 2025 der Fall ist.

Auch die in der Konsultation vorgeschlagene Berücksichtigung etwaiger Kostenunterschiede bei der Realisierung von Anbindungssystemen zugunsten der Nordsee verfängt nicht. Zunächst basiert diese Annahme alleine auf einem Vergleich der Kosten der DC- und AC-Kabel pro km entsprechend zweitem Entwurf des O-NEP 2017-2030, wonach die Kosten pro km für AC-Kabel in der Ostsee deutlich über den Kosten pro km für DC-Kabel in der Nordsee liegen. Dies lässt jedoch unberücksichtigt, dass die Kosten einer AC-Station in der Ostsee wesentlich geringer als die einer DC-Station in der Nordsee sind, und zukünftig die Distanz zwischen den anzubindenden Flächen in der Nordsee und den jeweiligen landseitigen Netzverknüpfungspunkten weit größer sein wird als in der Ostsee. Beides führt dazu, dass die Kosten eines Anbindungssystems in der Nordsee und in der Ostsee mit einer Fertigstellung nach 2025 bei Zugrundlegung der Kostenannahmen des zweiten Entwurfs des O-NEP 2017-2030 in der Regel in einer annähernd gleichen Spannweite liegen werden. Nicht außer Acht gelassen werden darf hierbei, dass auch erhebliche Abweichungen zwischen prognostizierten und tatsächlichen Kosten, aber auch Abweichungen aufgrund unterschiedlicher Einkaufsbedingungen der jeweils anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber möglich erscheinen. Zudem kann anhand der Kosten keine willkürfrei anwendbare Methodik zur Regionalisierung entwickelt werden, da die Kosten wie bereits ausgeführt je nach Küstenentfernung zu stark schwanken und zu schwierig zu prognostizieren sind.

Etwaige Unterschiede in den Investitionen der Nachbarstaaten Deutschlands in Offshore-Windparks in Nord- und Ostsee – wie dies in der Konsultation behauptet wurde – sind nicht maßgebend für die Verteilung des Offshore-Ausbaupotenzials in Deutschland und der deutschen AWZ. Zudem hängt dieses Investitionsverhalten in erster Linie von den teils höchst unterschiedlichen gesetzlichen Regelungen der jeweiligen Staaten ab.

Ferner wurde in der Konsultation vorgebracht, dass der Naturschutz, die Bodenbeschaffenheit, die Eis- und Windverhältnisse sowie Wassertiefen in der Ostsee eine Verlagerung des Ausbaupotenzials von der Ost- in die Nordsee geböten. Die Abwägung dieser Aspekte obliegt jedoch nicht dem O-NEP. Sollten sich im Rahmen der Aufstellung des Flächenentwicklungsplans in Folge der dort anzuwendenden Kriterien Änderungen ergeben, könnte dies in zukünftigen Szenariorahmen entsprechend berücksichtigt werden.

Als alternative Methode zur Regionalisierung denkbar wäre allenfalls eine gleichmäßige Verteilung der in den Jahren 2026 bis 2030 voraussichtlich realisierten Offshore-Windenergieleistung (4,2 GW) unter Berücksichtigung der Potenziale von Nord- und Ostsee. Letzteres kann bei einer gleichmäßigen Verteilung jedoch lediglich bedeuten, dass der (gleichmäßig verteilte) Ausbaubedarf eines Seegebiets nicht über dem Gesamtpotenzial der noch für Ausschreibungen im Zielmodell verfügbaren Flächen des jeweiligen Seegebiets liegt. Wenn man insoweit – vorbehaltlich der Ergebnisse des zweiten Gebotstermins sowie der Festlegungen des FEP – unterstellt, dass zum einen im Jahre 2026 zunächst Flächen in der Nordsee zur Ausschreibung kommen und danach abwechselnd Flächen in Nord- und Ostsee (vgl. unten, Punkt B.7.3),

zum anderen die Flächen gem. §§ 5 Abs. 5, 17 WindSeeG mit einem Ausschreibungsvolumen von durchschnittlich 840 MW zur Ausschreibung kommen, dann kann in den Jahren 2026 bis 2030 in der Nordsee ein Zubau von ca. 2,5 GW und in der Ostsee ein Zubau von ca. 1,6 GW angenommen werden. Nimmt man die bis zum Jahr 2020 bereits in beiden Seegebieten realisierte und zugewiesene Leistung (ca. 6,6 GW in der Nordsee, ca. 1,1 GW in der Ostsee) und die bis zum Jahr 2025 bezuschlagte Leistung (ca. 2,4 bis 2,7 GW in der Nordsee, ca. 0,5 bis 0,8 GW in der Ostsee) hinzu, käme man auf eine regionalisierte Leistung im Zieljahr 2030 für die Nordsee in Höhe von ca. 11,5 bis 11,8 GW und für die Ostsee in Höhe von 3,2 bis 3,5 GW. Eine Verschiebung zugunsten der Nordsee käme darüber hinaus nicht in Betracht, da basierend auf den Annahmen des BFO-O und den Angaben der Küstenländer derzeit in der Ostsee nach dem Jahr 2025 noch Flächen mit einem Gesamtpotenzial von mehr als 1,6 GW zur Verfügung stehen (ca. 2,6 GW). Folglich würde man bei einer alternativen Betrachtung zu keiner wesentlichen Veränderung gelangen, die eine Auswirkung auf die Anzahl der zu bestätigenden Anbindungssysteme hätte (vgl. unten, Punkt B. 4.4).

Hierbei ist jedoch zu berücksichtigen, dass die Regionalisierung zukünftig, d.h. ab dem Jahr 2026 von den Festlegungen des FEP zur Bestimmung und Größe der für die Ausschreibungen im Zielmodell zur Verfügung stehenden Flächen auf Nord- und Ostsee abhängt; vgl. § 5 Abs. 1 und 4 S. 2 Nr. 7 WindSeeG. Insoweit kann der O-NEP 2017-2030 keine für den FEP verbindliche Vorfestlegung treffen (siehe unten, Punkt B.11.), mithin kann der FEP vom O-NEP 2017-2030 abweichende Festlegungen für die Jahre 2026 bis 2030 treffen; dies gilt insbesondere hinsichtlich des Erzeugungspotenzials der Flächen je Seegebiet, die nach dem Jahr 2025 für Ausschreibungen im Zielmodell noch zur Verfügung stehen. Etwaige abweichende Festlegungen des FEP können dann im NEP 2019-2030 berücksichtigt werden.

4.3 Übertragungskapazität Startnetz und Zubaunetz 2025

Die im Rahmen des Zubaubedarfs für die Jahre 2026 bis 2030 von der prognostizierten Leistung abzuziehende Übertragungskapazität des Startnetzes sowie Zubaunetzes 2025 beträgt für die Ostsee ca. 1,8 GW und für die Nordsee ca. 10,4 GW.

Das Startnetz beinhaltet zum einen sämtliche geplante und in Betrieb befindliche Netzanbindungssysteme für Offshore-Windparks, die zur Erfüllung eines individuellen Anspruchs auf Netzananschluss eines Windparkbetreibers entsprechend einer unbedingten Netzanbindungszusage aufgrund der alten Rechtslage (§ 118 Abs. 12 EnWG in Verbindung mit § 17 Abs. 2a EnWG a.F.) beauftragt wurden (Startnetz alt). Zum anderen umfasst es die Anbindungssysteme, die aufgrund eines bestätigten O-NEP beauftragt wurden oder auf denen Offshore-Windparks in der ersten Ausschreibung des Übergangsmodells im Wege eines Zuschlags Kapazität erhalten haben (Startnetz neu).

In der Ostsee wurden die Anbindungssysteme OST-3-1 und OST-3-2 mit insgesamt ca. 350 MW Übertragungskapazität zur Erfüllung der unbedingten Netzanbindungszusagen zweier Windparks aufgrund der alten Rechtslage beauftragt, während die Anbindungssysteme OST-1-1, OST-1-2 und OST-1-3 mit insgesamt 750 MW Übertragungskapazität in Umsetzung des O-NEP 2013 beauftragt wurden.

In der Nordsee wurden die Anbindungssysteme NOR-0-1, NOR-0-2, NOR-2-1, NOR-2-2, NOR-2-3, NOR-3-1, NOR-4-1, NOR-4-2, NOR-5-1, NOR-6-1, NOR-6-2 und NOR-8-1 mit insgesamt ca. 7,1 GW Übertragungskapazität zur Erfüllung der unbedingten Netzanbindungszusagen von 21 Windparks aufgrund der alten Rechtslage beauftragt. Während auf den Anbindungssystemen NOR-1-1, NOR-3-3 und

NOR-7-1 mit insgesamt ca. 2,7 GW Übertragungskapazität im Rahmen des ersten Gebotstermins der Ausschreibung für bestehende Projekte vier Offshore-Windparks Kapazität im Wege eines Zuschlags erhalten haben.

Das Zubaunetz 2025 beinhaltet die Anbindungssysteme, die im Rahmen des O-NEP 2025 bestätigt wurden und auf denen kein Offshore-Windpark in der ersten Ausschreibung des Übergangsmodells im Wege eines Zuschlags Kapazität erhalten hat. Dies betrifft die Anbindungssysteme OST-2-1, OST-2-2, OST-2-3 in der Ostsee mit insgesamt 750 MW Übertragungskapazität und NOR-5-2 in der Nordsee. Die Übertragungskapazität von NOR-5-2 richtet sich – entgegen einiger Forderungen im Rahmen der Konsultation – entsprechend der Bestätigung des O-NEP 2025 bis zu einer Grenze von 900 MW zwar grundsätzlich nach der bezuschlagten Gebotsmenge gem. § 34 Abs. 1 Nr. 2 lit. b WindSeeG. Sollte sich jedoch nach dem zweiten Gebotstermin im Rahmen der Erstellung des FEP herausstellen, dass in Cluster 5 oder auch in anderen Clustern wie bspw. Cluster 13 ein noch bis zum Jahr 2030 zu erschließendes Erzeugungspotenzial besteht, das am wirtschaftlich sinnvollsten über NOR-5-2 zu erschließen ist, wäre die Höhe der Übertragungskapazität des Systems NOR-5-2 unter Zugrundlegung der Festlegungen des FEP im Rahmen der Vergabe und Beauftragung der Anbindung durch den anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber entsprechend anzupassen (siehe unten, Punkt B.12.). Auch insoweit kann der O-NEP 2017-2030 keine Vorfestlegung treffen, ob und wann ggf. im Übergangssystem nicht bezuschlagte Flächen in Cluster 5 voruntersucht und im Zielmodell zur Ausschreibung gebracht werden. Weshalb die Kosten eines Anbindungssystems mit einem Konverter, der auf 900 MW ausgelegt ist, und die Kosten einer Anbindung mit einem u.U. wesentlich kleineren Konverter gleich groß sein sollen – wie in der Konsultation behauptet – erschließt sich nicht.

Die Übertragungskapazität des gesamten Startnetzes und Zubaunetzes 2025 beträgt hiernach bis zu 10,7 GW.

Die Übertragungskapazität der Anbindungssysteme ist jedoch – entgegen einer Forderung im Rahmen der Konsultation – nur insoweit in vollem Umfang von der prognostizierten Leistung abzuziehen, als dass sie kleiner oder gleich dem Erzeugungspotenzial des Clusters ist, der durch die jeweiligen Anbindungssysteme erschlossen wird. Ansonsten besteht die Gefahr, dass der ermittelte Ausbaubedarf zu gering ist, um alle Anbindungssysteme zu bestätigen, die voraussichtlich erforderlich wären, um das gesetzlich festgelegte Mindest- und Durchschnittsausschreibungsvolumen für die Jahre 2026 bis 2030 im Rahmen des Zielmodells zu erschließen. Sollte sich im Rahmen des zweiten Gebotstermins oder der Erstellung des FEP herausstellen, dass entsprechende Restkapazitäten aufgrund eines ggf. größeren Erzeugungspotenzials der jeweiligen Cluster doch genutzt werden können, würde dies im Rahmen der Bedarfsermittlung des NEP 2019-2030 auf der Basis des FEP berücksichtigt.

Da in Cluster 1, 2 und 4 der Nordsee das Erzeugungspotenzial derzeit um bis zu 0,3 GW geringer ist als die Übertragungskapazität der das Cluster erschließende(n) Anbindungsleitung(en), sind von der prognostizierten Leistung für die Nordsee bis zu 10,4 GW abzuziehen. In der Ostsee ist das Erzeugungspotenzial derzeit in keinem Cluster geringer als die Übertragungskapazität des Startnetzes, so dass es hier bei 1,8 GW zu berücksichtigender Übertragungskapazität bleibt.

Die in der Konsultation geforderten Prüfungen der Erhöhung der Übertragungskapazität bestehender Anbindungssysteme durch Aufrüstung, einer Auslastung der Anbindungssysteme über das gegenwärtige

Maß hinaus sowie einer höheren Übertragungskapazität (bei noch zu beauftragenden Anbindungssystemen) sind nicht Gegenstand der Bestätigung des O-NEP.

4.4 Bedarfsermittlung für den Zeitraum 2026 bis 2030

In Nord- und Ostsee bedarf es für den Zeitraum 2026 bis 2030 jeweils zwei weiterer Anbindungssysteme.

Bei einer prognostizierten Offshore-Erzeugungsleistung von ca. 11,7 GW abzüglich einer nutzbaren Übertragungskapazität des Startnetzes und Zubaunetzes 2025 von bis zu 10,4 GW besteht für die Nordsee in den Jahren 2026 bis 2030 im O-NEP 2017-2030 ein Ausbaubedarf von ca. 1,3 GW Leistung. Bei dem festgelegten Standard von 900 MW pro Anbindung werden demnach ab 2026 – d.h. neben dem Anbindungssystem des Zubaunetzes 2025 – zwei weitere Anbindungssysteme für einen bedarfsgerechten Ausbau an Netzanbindungssystemen in der Nordsee bis 2030 benötigt.

Bei einer prognostizierten Offshore-Erzeugungsleistung von ca. 3,3 GW abzüglich einer Übertragungskapazität des Startnetzes und Zubaunetzes 2025 von ca. 1,8 GW besteht für die Ostsee im O-NEP 2017 ein Ausbaubedarf von ca. 1,5 GW. Dazu werden ab dem Jahr 2026 – d.h. neben den drei Anbindungssystemen des Zubaunetzes 2025 – zwei weitere Anbindungssysteme benötigt. Dies gilt auch unabhängig davon, ob AC- oder DC-Technologie zum Einsatz kommt: Auch beim Einsatz eines AC-Systems würde dieses je nach Ausschreibungsvolumen für die jeweils zu erschließende Fläche eine Übertragungskapazität von 750 MW (drei Seekabel mit einer Übertragungskapazität von je 250 MW) oder 1.000 MW (vier Seekabel mit einer Übertragungskapazität von je 250 MW) aufweisen.

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.

Wie bereits unter Punkt B.4.1 erörtert führt der mögliche Wegfall eines Anbindungssystems des Zubaunetzes 2025, wenn im Rahmen des zweiten Gebotstermins kein Windparkprojekt im Wege eines Zuschlags Kapazität auf dem jeweiligen Anbindungssystem erhält, nicht zu einer Vorfestlegung hinsichtlich der Festlegungen des FEP. Falls es eines Anbindungssystems des Zubaunetzes 2025 mangels Zuschlags nicht bis zum Jahr 2025 bedarf, müsste der Bedarf und die zeitliche Reihung sämtlicher nach 2025 erforderlicher Anbindungssysteme erneut unter Zugrundlegung der Festlegungen des FEP geprüft werden.

5. Kriterien für die zeitliche Abfolge der Umsetzung

Die Festlegung der Kriterien für die zeitliche Abfolge der Umsetzung durch den zweiten Entwurf des O-NEP 2017-2030 sowie deren Anwendung und Reihung sind grundsätzlich zulässig und werden von der Bundesnetzagentur wie auch bei den vorausgegangenen O-NEP bei ihrer Bestätigungsentscheidung zugrunde gelegt. Allerdings kommt sie für das Zubaunetz 2025 aus den gleichen Gründen nicht zur Anwendung wie im Rahmen der Ermittlung des Ausbedarfs (siehe oben Punkt B.4.1). D.h. eine erneute Prüfung der zeitlichen Reihung des Zubaunetzes 2025 findet erst im Rahmen des NEP 2019-2030 unter Zugrundlegung der Festlegungen des FEP statt, es sei denn die entsprechenden Anbindungssysteme

wurden ein Teil des Startnetzes infolge der Bezuschlagung eines bestehenden Projekts im Rahmen des zweiten Gebotstermins, welches über das jeweilige Anbindungssystem erschlossen wird.

5.1 Auswahl der Kriterien

Die Auswahl der Kriterien im zweiten Entwurf des O-NEP 2017-2030 entspricht den Anforderungen des § 17b Abs. 2 Satz 3 EnWG.

Kriterien können gem. § 17b Abs. 2 Satz 3 EnWG insbesondere der Realisierungsfortschritt der anzubindenden Offshore-Anlagen, die effiziente Nutzung der zu errichtenden Anbindungskapazität, die räumliche Nähe zur Küste sowie die geplante Inbetriebnahme der Netzverknüpfungspunkte sein. Die Kriterien sind im Gesetz gleichrangig aufgeführt.

Der FEP hat im Rahmen der Auswahl und zeitlichen Reihung der Flächen, die zur Ausschreibung kommen sollen, 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 Flächen, die zur Ausschreibung kommen sollen, 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.

5.2 Ausgestaltung der Kriterien

5.2.1 Küstenentfernung

Die Ausgestaltung des Kriteriums der räumlichen Nähe zur Küste im zweiten Entwurf des O-NEP 2017-2030 ist sachgerecht und wird von der Bundesnetzagentur bei ihrer Bestätigungsentscheidung zugrunde gelegt.

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 Netzanbindungssysteme übernommen.

Die Zoneneinteilung in der Nordsee ist zulässig. Das Kriterium der Entfernung ist nicht als kilometerscharfe Angabe des räumlichen Abstands der Cluster von der Küste auszulegen. Dies würde lediglich zu einer Scheingenauigkeit 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. Denn dabei wäre unklar, welcher Punkt eines Clusters für die Entfernungsbestimmung zu Grunde gelegt werden soll. In Frage kommen dabei z.B. der küstennächste Punkt eines Clusters, der räumliche Mittelpunkt eines Clusters oder auch der Standort der Konverter-/Umspannplattform. Abhängig von der Wahl dieser denkbaren Punkte gäbe es womöglich unterschiedliche Reihungen. Deswegen ist ein Abstellen auf eine kilometerscharfe Abstandsbestimmung nicht sinnvoll.

Eine Ermittlung der Entfernung anhand der voraussichtlichen Trassenlänge der Anbindungsleitung – wie seitens eines Konsultationsteilnehmers gefordert – ist 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 eine Anbindungsleitung i. d. R. nicht dem kürzestem Weg zwischen Erzeugungsgebiet und Festland („Luftlinie“). Ebenfalls ist für den Aufwand der Verlegung nicht ausschließlich die Kabellänge ausschlaggebend. Faktoren wie z.B. die Wassertiefe, Bodenbeschaffenheit und Altlasten (Munition) bestimmen den Aufwand für die Verlegung entscheidend mit; umgekehrt kann jedoch auch nicht pauschal aus einem der anderen genannten Faktoren eine willkürfreie zeitliche Reihung abgeleitet werden. So ist insbesondere die konkrete Ausgestaltung der Trasse zum Zeitpunkt der Erstellung des O-NEP oftmals noch offen und somit auch die genaue Länge der potenziellen Trassen sowie die übrigen Faktoren für Anbindungsleitungen noch unbestimmt. Aus diesem Grund stellt auch die Länge der Trasse an Land keinen hinreichenden Indikator dar, zumal Unsicherheiten in Bezug auf den Konverterstandort bzw. den Netzverknüpfungspunkt unabhängig von der Länge der Landtrasse bestehen.

Zudem ist es sinnvoll, bestehende bzw. konkurrierende Nutzungsformen in der Nordsee 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 der Küstenentfernung. Dies wiederum entspricht auch dem mit dem O-NEP intendierten Ziel des Gesetzgebers weg von der Anbindung konkreter Offshore-Windparks hin zu einer übergeordneten Offshore-Netzplanung. Daher bietet sich vielmehr eine Bildung von Zonen an, deren Grenzen sich an der Küstenentfernung unter Berücksichtigung bestehender Schifffahrtswege orientiert.

In der Ostsee werden alle Cluster der gleichen Zone zugeteilt, da keine großen Unterschiede in der Entfernung zur Küste existieren. Selbst die am weitesten von der Küste entfernten Cluster gemessen an der Luftlinie können ohne erhebliche Unterschiede, die alleine auf der Entfernung basieren, bei der Realisierung und bei den Kosten gegenüber küstennäheren Clustern angebunden werden. Etwaige Unterschiede in der Realisierbarkeit oder in den Kosten ergeben sich in der Ostsee weniger aus der Entfernung zur Küste, sondern mehr aus anderen Umständen wie bspw. aus der Beschaffenheit des Baugrunds. Insbesondere kann es aufgrund des geringen Abstands zur Küste im Verhältnis zum relativ langen Küstenverlauf zu erheblichen Unterschieden im Trassenverlauf und der Trassenlänge kommen, je nachdem über welchen Grenzkorridor und welchen Netzverknüpfungspunkt der jeweilige Cluster angebunden wird.

5.2.2 Erzeugungspotenzial

Die Ausgestaltung des Kriteriums der effizienten Nutzung der zu errichtenden Anbindungskapazität im zweiten Entwurf des O-NEP 2017-2030 ist zulässig.

Die Ausgestaltung des Kriteriums der effizienten Nutzung der zu errichtenden Anbindungskapazität im Sinne des § 17b Abs. 2 Satz 3 EnWG als das nicht bereits durch das Startnetz erschlossene Erzeugungspotenzial eines Offshore-Windenergie-Clusters ist sachgerecht.

Die Wahrscheinlichkeit für eine möglichst effiziente und vollständige Nutzung eines Netzanbindungssystems hängt entscheidend davon ab, wie groß das Erzeugungspotenzial an Offshore-Windenergie ist, welches für die Nutzung des jeweiligen Netzanbindungssystems in Frage kommt. Ist das in einem Cluster noch freie, nicht von einem Offshore-Windpark bereits erschlossene 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. Dies unterstellt nicht, dass Windparks in kleineren Clustern nicht realisiert würden, da die Betrachtung im Rahmen dieses Kriteriums eine rein clusterbezogene ist. Zumal es bei Festlegung der Anbindungsreihenfolge auch nicht auf das gesamte Erzeugungspotenzial eines Clusters ankommt, sondern nur auf das noch nicht erschlossene. So kann nach Erschließung eines großen Clusters durch ein bestätigtes Anbindungssystem das Potenzial eines insgesamt kleineren Clusters größer sein als das Restpotenzial des bereits erschlossenen größeren Clusters.

5.2.3 Netzverknüpfungspunkte

Die Ausgestaltung des Kriteriums der geplanten Inbetriebnahme der Netzverknüpfungspunkte im zweiten Entwurf des O-NEP 2017-2030 ist sachgerecht und wird von der Bundesnetzagentur bei ihrer Bestätigungsentscheidung zugrunde gelegt.

Da ohne entsprechenden Netzverknüpfungspunkt an Land der auf See erzeugte Strom nicht in das 220/380-kV-Übertragungsnetz an Land weitergeleitet werden kann, ist die Verfügbarkeit eines Netzverknüpfungspunktes an Land für ein Anbindungssystem obligatorisch. Daher muss nach einer Staffelung der Anbindungssysteme überprüft werden, ob für jedes Anbindungssystem zum Zeitpunkt der geplanten Fertigstellung ein Netzverknüpfungspunkt an Land verfügbar ist. Die Netzverknüpfungspunkte stellen die Verbindung zum landseitigen NEP Strom her. Allerdings besteht auch die Möglichkeit, das Anbindungssystem ausnahmsweise zu einem anderen Netzverknüpfungspunkt als dem ursprünglich geplanten zu führen, wenn dieser im Jahr der geplanten Fertigstellung des Anbindungssystems voraussichtlich noch nicht zur Verfügung stehen wird, die Konsistenz mit dem landseitigen Netzausbau gewahrt bleibt und die sonstigen energiewirtschaftlichen und raumordnerischen Voraussetzungen für eine anderweitige Einbindung vorliegen. Dies hat keine Auswirkung auf die Staffelung der Anbindungssysteme.

5.2.4 Realisierungsfortschritt

Die Berücksichtigung des Kriteriums des Realisierungsfortschritts der anzubindenden Offshore-Windparks zur Vermeidung eines grob unangemessenen Ergebnisses für Offshore-Anbindungen mit einer geplanten Fertigstellung bis 2025 ist sinnvoll. Bezüglich der Reihung von Anbindungssystemen mit einer geplanten Fertigstellung ab 2026 ist die Anwendung des Kriteriums unzulässig, da es auf die staatliche Flächenplanung im zentralen Modell nach 2025 einschließlich der Vorgabe einer zeitlichen Reihung der auszuschreibenden Flächen keine Anwendung mehr finden wird; vgl. § 5 Abs. 4 Satz 2 WindSeeG.

5.3 Gewichtung der Kriterien und Prüfungsreihenfolge

Die Gewichtung der Kriterien entsprechend dem zweiten Entwurf des O-NEP 2017-2030 ist sachgerecht.

Der räumlichen Nähe zur Küste kommt unter den im Gesetz genannten Kriterien 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 Küstenentfernung und der damit zumeist einhergehenden Wassertiefe an. Die Kosten für Errichtung, Verlegung und Wartung werden mit zunehmender Küstenentfernung durch den logistischen Mehraufwand erheblich gesteigert. Insbesondere bei Küstenentfernungen von über ca. 180 km (Luftlinie) müssten zusätzliche Versorgungsstationen geschaffen werden (z.B. Aufenthaltsplattformen für das Personal des Windparkentwicklers und des Netzbetreibers, Rettungsstationen). Die Küstenentfernung bestimmt auch maßgeblich die Länge der seeseitigen Anschlusskabel sowie den logistischen und technischen Aufwand für die Errichtung von seeseitigen Konverterstationen. Dadurch bestimmt die Küstenentfernung insbesondere in der Nordsee direkt die Kosten der Netzanbindung. Zudem nehmen die Fehleranfälligkeit und das Risiko von Fremdeinwirkung mit der Kabellänge zu. Insoweit kommt dem Kriterium der Küstenentfernung zu Recht eine hervorgehobene Bedeutung zu.

In Bezug auf das Erzeugungspotenzial ist es sinnvoll, nur eine Vorauswahl anhand der Küstenentfernung zu treffen. Genau dies wird durch die Einteilung in Zonen erreicht. Wenn im Rahmen der Küstenentfernung 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 Küstenentfernung keine Rolle mehr spielen, wenn zuerst anhand des Erzeugungspotenzials eine Reihung festgelegt würde. Da nahezu alle Cluster ein unterschiedliches Erzeugungspotenzial aufweisen, spielte die Küstenentfernung bei der Reihung keine Rolle mehr, wenn das Erzeugungspotenzial vor der Küstenentfernung berücksichtigt würde. Dies würde zu unsachgemäßen und unwirtschaftlichen Ergebnissen führen, da hierdurch der Küstenentfernung die notwendige Berücksichtigung fehlen würde. Das Erzeugungspotenzial ist 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 Netzanbindungssystems entscheidend davon ab, wie groß das Erzeugungspotenzial an Offshore-Windenergie ist, welches für die Nutzung des jeweiligen Netzanbindungssystems in Frage kommt. Zudem erlaubt die Betrachtung des konkreten Erzeugungspotenzials eine konkrete Reihung der Cluster, ohne dass es auf die Größe einzelner Offshore-Windparks innerhalb eines Clusters ankommt. Damit ist eine zeitliche Staffelung vorgegeben, die grundsätzlich eine effiziente Verteilung und Umsetzung der Anbindungssysteme gewährleistet.

Das Kriterium der geplanten Inbetriebnahme der Netzverknüpfungspunkte ist hingegen ungeeignet für die Festlegung einer zeitlichen Staffelung der Anbindungssysteme. Stellt sich nachträglich heraus, dass ein seitens der Übertragungsnetzbetreiber vorgesehener Netzverknüpfungspunkt voraussichtlich nicht bis zur geplanten Fertigstellung des Anbindungssystems betriebsbereit ist, können die Übertragungsnetzbetreiber das betroffene Anbindungssystem – unter Einhaltung der oben genannten Voraussetzungen – an einem anderen Netzverknüpfungspunkt einbinden, der bei Inbetriebnahme des Anbindungssystems voraussichtlich verfügbar ist, oder auch das betroffene Anbindungssystem mit einem anderen Anbindungssystem zur Erschließung desselben Clusters in der zeitlichen Reihung tauschen, für das ein

anderer, zeitlich früher verfügbarer Netzverknüpfungspunkt vorgesehen ist. 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 Systeme existieren. Daher ist der rein korrektive Charakter dieses Kriteriums sachgerecht.

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

Das heißt im Ergebnis, dass zunächst eine Vorauswahl von Clustern aufgrund ihrer Küstenentfernung getroffen wird. 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.

6. Angabe von Terminen

Die Festlegung der Bestimmung der Termine für den Beginn der Umsetzung und der geplanten Fertigstellung entsprechend dem zweiten Entwurf des O-NEP 2017-2030 sind grundsätzlich zulässig und wurde von der Bundesnetzagentur übernommen. Allerdings kommen sie für das Zubaunetz 2025 aus den gleichen Gründen nicht zur Anwendung wie im Rahmen der Ermittlung des Ausbedarfs (siehe oben Punkt B.4.1). D.h. eine erneute Prüfung der Termine der geplanten Fertigstellung des Zubaunetzes 2025 findet erst im Rahmen des NEP 2019-2030 unter Zugrundlegung der Festlegungen des FEP statt, es sei denn die entsprechenden Anbindungssysteme wurden ein Teil des Startnetzes infolge der Bezuschlagung eines bestehenden Projekts im Rahmen des zweiten Gebotstermins, der über das jeweilige Anbindungssystem erschlossen wird. Der Termin des Umsetzungsbeginns wird zukünftig jedoch nicht im Rahmen des NEP

festgelegt. Vielmehr ist die Beauftragung eines Anbindungssystems so rechtzeitig durch den anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber vorzunehmen, dass das durch den FEP festgelegte und den NEP bestätigte Kalenderjahr der Fertigstellung des jeweiligen Anbindungssystems eingehalten werden kann; vgl. § 17d Abs. 2 Satz 1 EnWG.

6.1 Termin für den Beginn der Umsetzung

Die Festlegung des Jahres der Beauftragung bzw. Vergabe des Anbindungssystems als Beginn der Umsetzung ist korrekt.

Sinn und Zweck der Norm, die Schaffung von Planungssicherheit insbesondere für die Offshore-Windparks, sprechen für den Termin der Beauftragung des Anbindungssystems, weil erst dann die Investitionsentscheidung durch den Übertragungsnetzbetreiber getroffen wurde und ein voraussichtlicher Fertigstellungstermin bekannt gegeben werden kann.

Bei Beauftragung des Anbindungssystems als Beginn der Umsetzung sollte sich der Umsetzungsbeginn auf das gesamte Jahr beziehen. Der Lieferantenmarkt mit zusätzlichen Bietern kann derzeit längere Verhandlungszeiträume als die durchschnittliche Dauer von zwölf Monaten erfordern. Dafür sind die Übertragungsnetzbetreiber aber auch verpflichtet, die Vergabe spätestens zum Ende des als Beginn der Umsetzung festgelegten Jahres zu vollenden und die Ausschreibung bzw. Verhandlungen entsprechend rechtzeitig zu beginnen. Damit werden sowohl die Interessen der Übertragungsnetzbetreiber als auch der Offshore-Windparks angemessen berücksichtigt.

Das Jahr der Beauftragung wird wiederum auf der Basis des Jahres der geplanten Fertigstellung bestimmt, d.h. es wird zunächst entsprechend Punkt B.6.2 der geplante Zeitpunkt der Fertigstellung des jeweiligen Netzanbindungssystems bestimmt. Ausgehend von diesem Zeitpunkt wird anhand der voraussichtlichen Realisierungsdauer der Anbindungssysteme das Jahr, in welchem das Anbindungssystem beauftragt werden muss, um eine Fertigstellung zu dem geplanten Termin zu gewährleisten, festgelegt.

Insoweit haben sich die Termine zur geplanten Fertigstellung an dem gesetzlich festgelegten Ausschreibungsvolumen zu orientieren und nicht mehr am Umsetzungsbeginn bzw. der schnellstmöglichen Realisierung eines Anbindungssystems; vgl. § 5 Abs. 5 Satz 1 WindSeeG. Ansonsten bestünde auch die Gefahr, dass die entsprechenden Leitungen zu einem Zeitpunkt realisiert würden, zu welchem die Übertragungskapazität nicht genutzt würde. Dies würde wiederum Leerstände auf zu früh beauftragten Anbindungssystemen zur Folge haben. Daher führt eine kürzere Realisierungsdauer im Rahmen des O-NEP 2017-2030 nicht zu einer früheren Fertigstellung, sondern zu einer späteren Beauftragung. Wird ersichtlich, dass sich die Realisierungsdauer eines Systems verkürzt, sind daher nicht die Fertigstellungszeitpunkte bereits bestätigter Anbindungssysteme im jeweils aktuellen O-NEP vorzuziehen, sondern vielmehr der Beginn der Umsetzung nach hinten zu verlegen.

Der zweite Entwurf des O-NEP 2017-2030 sieht als Zeiträume von Beginn der Umsetzung bis zur Fertigstellung der Anbindungssysteme generell fünf Jahre für die Nordsee und Ostsee vor. Dabei gehen die Übertragungsnetzbetreiber von einem Zeitraum von 60 Monaten für die Realisierungsphase der DC- und AC-Anbindungssysteme aus. Diese Zeitangaben sind zulässig. Insoweit erscheint es plausibel, dass auch in der Ostsee mit einer Realisierungsdauer vergleichbar einer DC-Anbindung zu rechnen ist, falls drei bis vier AC-Kabelsysteme im selben Jahr fertiggestellt werden sollen, da dies einen höheren Realisierungsaufwand

bedeutet als die bislang vorgesehene Realisierung von einem bis maximal zwei AC-Kabelsystemen. Hinsichtlich der zu erwartenden Realisierungszeiten 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. Etwaige Beschleunigungspotenziale im Rahmen der Planungs-, Genehmigungs-, Ausschreibungs- und Vergabephase würden sich nicht auf den Beauftragungszeitpunkt bzw. der Beginn der Umsetzung auswirken, da diese vor der Beauftragung liegen. Maßgeblich für die Bestimmung des Beauftragungszeitpunkts ist – ausgehend vom Fertigstellungszeitpunkt – grundsätzlich alleine die Dauer der Realisierungsphase.

Der Termin zum Beginn der Umsetzung ist insoweit verbindlich, als dass er eine öffentlich-rechtliche Verpflichtung begründet, die der Kontrolle durch die Bundesnetzagentur unterliegt. Er begründet jedoch nicht eine Pflicht gegenüber Dritten wie bspw. den Projektentwicklungsträgern bestehender Projekte im Sinne des § 26 Abs. 2 WindSeeG.

6.2 Geplanter Zeitpunkt der Fertigstellung

Der zweite Entwurf des O-NEP 2017-2030 orientiert sich bei der Definition des Zeitpunktes zu Recht am Gesetzeswortlaut, der die Angabe eines geplanten Zeitpunkts der Fertigstellung vorsieht.

Die Fertigstellung bezieht sich auf die HGÜ- bzw. AC-Verbindung, d.h. die Verbindung zwischen der Sammelplattform oder dem Bündelungspunkt, an welchem der individuelle Windparkanschluss beginnt, und dem Netzverknüpfungspunkt an Land. 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 keine Pflichten der Übertragungsnetzbetreiber gegenüber den Offshore-Windparkbetreibern begründet.

Das Jahr der geplanten Fertigstellung des jeweiligen Anbindungssystems ab dem Jahr 2026 orientiert sich an dem gesetzlich festgelegten Ausschreibungsvolumen und nicht mehr am Umsetzungsbeginn bzw. der schnellstmöglichen Realisierung eines Anbindungssystems; vgl. § 5 Abs. 5 Satz 1 WindSeeG. Der geplante Zeitpunkt der Fertigstellung begründet keine Pflicht gegenüber Dritten wie bspw. den Projektentwicklungsträgern bestehender Projekte im Sinne des § 26 Abs. 2 WindSeeG. Erst nach Beauftragung des Anbindungssystems veröffentlicht der anbindungsverpflichtete Übertragungsnetzbetreiber einen voraussichtlichen Fertigstellungstermin auf seiner Internetseite und macht diesen der Bundesnetzagentur bekannt; § 17d Abs. 2 Satz 4 EnWG. Erst 30 Monate vor der voraussichtlichen Fertigstellung wird der bekannt gemachte Fertigstellungstermin gegenüber dem Projektentwicklungsträger verbindlich; vgl. § 17d Abs. 2 Satz 9 EnWG.

7. Zeitliche Staffelung und Angabe der Termine der Anbindungssysteme

7.1 Zeitliche Staffelung der Anbindungssysteme in der Nordsee

Es wird folgende Reihenfolge der drei erforderlichen Anbindungssysteme in der Nordsee bestätigt: (1) NOR-5-2, (2) NOR-3-2, (3) NOR-7-2. Da neben der Anbindung NOR-5-2 nach 2025 lediglich zwei weitere Anbindungssysteme bedarfsgerecht sind und das im zweiten Entwurf des O-NEP 2017-2030 beantragte Anbindungssystem NOR-6-3 zeitlich nach NOR-7-2 zu realisieren ist, kann das Anbindungssystem NOR-6-3 nicht bestätigt werden.

Das Anbindungssystem NOR-5-2 ist entsprechend der Bestätigung des O-NEP 2025 im Jahr 2025 zu realisieren. Weitere Anbindungssysteme im Zubaunetz sieht der bestätigte O-NEP 2025 nicht vor (die übrigen im O-NEP 2025 bestätigten Anbindungen in der Nordsee sind bereits Teil des Startnetzes; siehe oben Punkt B.4.3). Daher ist das Anbindungssystem NOR-5-2 als erstes System im O-NEP 2017-2030 zu bestätigen. Eine Prüfung des Anbindungssystems unter der Prämisse, dass kein bestehendes Projekt im Wege eines Zuschlags in dem Gebotstermin am 01.04.2018 Kapazität auf dem Anbindungssystem erhält, und mit den in der Konsultation geforderten, sich widerstreitenden Ergebnissen (Streichung vs. Realisierung im Jahr 2026), kann im Rahmen der Bestätigung des O-NEP 2017-2030 aus den oben genannten Gründen nicht vorgenommen werden: Das Ergebnis des Gebotstermins kann im Rahmen der Bestätigung des O-NEP 2017-2030 nicht antizipiert bzw. prognostiziert werden. Daher kann auch die Frage nach dem Bedarf und der zeitlichen Reihung einer nicht bis 2025 benötigten Anbindung des Zubaunetzes 2025 erst nach dem zweiten Gebotstermin im Rahmen der Bestätigung des NEP 2019-2030 auf der Basis des FEP geprüft werden (siehe oben, Punkte B.4.1 und B.4.4). Dies führt auch nicht zu einer Vorfestlegung hinsichtlich der Vorgabe des Umfangs und der Reihenfolge der Flächen, die zur Ausschreibung kommen sollen, durch den FEP. Falls es eines Anbindungssystems des Zubaunetzes 2025 mangels Zuschlags nicht bis zum Jahr 2025 bedarf, müsste der Bedarf und die zeitliche Reihung sämtlicher nach 2025 erforderlicher Anbindungssysteme – nicht nur der des Anbindungssystems NOR-5-2 – erneut unter Zugrundlegung der Festlegungen des FEP geprüft werden.

Hinsichtlich der beiden im Zeitraum zwischen 2026 und 2030 erforderlichen Anbindungssysteme hat im ersten Schritt eine Auswahl gemäß der Küstenentfernung in Form der Zonen zu erfolgen. In Zone 1 befinden sich die Cluster 0 (Küstenmeer Nordsee), Cluster 1, Cluster 2, Cluster 3, Cluster 4 und teilweise Cluster 5. 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. Somit muss innerhalb von Zone 1 nur noch Cluster 3 betrachtet werden.

Aus der Differenz zwischen dem Erzeugungspotenzial pro Cluster entsprechend BFO-N und der Übertragungskapazität des Startnetzes und Zubaunetzes 2025 entsprechend der Angaben des zweiten Entwurfs des O-NEP 2017-2030 ergibt sich das noch zu erschließende Erzeugungspotenzial, welches für die zeitliche Staffelung relevant ist. Da Cluster 3 als einziger noch zu erschließender Cluster ein nicht erschlossenes Restpotenzial (ca. 750 MW) aufweist, führt das zweite zu bestätigende Anbindungssystem nach Cluster 3 (NOR-3-2), der damit vollständig erschlossen wäre.

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 5 würde bereits durch die im Zubaunetz 2025 befindliche und daher erneut zu bestätigende Anbindung NOR-5-2 vollständig erschlossen (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; siehe oben Punkt B.4.1).

Da der BFO-N 2016/2017 erstmalig für Cluster 7 ein Potenzial von 1650 MW abschätzt (bislang 1400 MW), ist das nicht erschlossene Restpotenzial in Cluster 7 mit nunmehr ca. 750 MW (und nicht wie bislang ca. 500 MW) größer als das in Cluster 6 mit ca. 600 MW und das in Cluster 8 mit ca. 400 MW. Daher wäre – entsprechend einer Forderung im Konsultationsverfahren – zunächst Cluster 7 über das Anbindungssystem NOR-7-2 zu erschließen, während das im zweiten Entwurf des O-NEP 2017-2030 als dritte Anbindung beantragte System NOR-6-3 – mangels Bedarf für ein weiteres Anbindungssystem bis 2030 – erst nach 2030 zu realisieren wäre. Es erscheint jedoch – entsprechend der Anregung im Konsultationsverfahren – als sachgerecht, das Restpotenzial beider Cluster alternativ über eine Anbindung zu erschließen, über welche auch Cluster 6 mittels eines clusterübergreifenden Anschlusses angebunden werden kann. Dies bedeutet, dass NOR-7-2 mit einem clusterübergreifenden Anschluss nach Cluster 6 realisiert würde, während NOR-6-3 hiernach ggf. zur Erschließung des Cluster 6 nicht mehr erforderlich wäre (siehe Punkt B.10.1). Ein clusterübergreifender Anschluss hat keine weitere Auswirkung auf die zeitliche Reihenfolge, da das einzige noch zu erschließende Restpotenzial in Cluster 8 ohnehin geringer ist als die jeweiligen Restpotenziale in Cluster 6 und 7.

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 Anbindungssysteme sind zum Zeitpunkt der geplanten Fertigstellung grundsätzlich Netzverknüpfungspunkte verfügbar. Das Anbindungssystem NOR-7-2 würde zunächst aufgrund des Wechsels in der Reihung mit NOR-6-3 an den Netzverknüpfungspunkt von NOR-6-3 geführt werden, mithin wäre dies entsprechend des zweiten Entwurfs des O-NEP 2017-2030 Cloppenburg, so dass sowohl für NOR-3-2 als auch NOR-7-2 dieser Netzverknüpfungspunkt in Betracht käme. Jedoch sind beide Anbindungssysteme abweichend vom zweiten Entwurf des O-NEP 2017-2030 nicht über den Netzverknüpfungspunkt Cloppenburg, sondern über den Netzverknüpfungspunkt Hanekenfähr landseitig anzubinden. Diese Verlagerung ist als netztechnisch und volkswirtschaftlich sinnvollere Lösung geboten; dies war auch Ergebnis bei allen Prüfungen der Bundesnetzagentur im Rahmen des landseitigen NEP. Zwei weitere Offshore-Anbindungsleitungen nach Cloppenburg zu führen (neben NOR-7-1) wäre nur unter Hinzunahme einer leistungsflusssteuernden Maßnahme (DC-Kurzkupplung, P235) oder zusätzlichen Netzausbaus südlich von Cloppenburg möglich (insofern muss NOR-7-1 – anders als in der Konsultation gefordert – auch nicht mit der Realisierung der Maßnahme P235 verknüpft werden, da alleine dieses Anbindungssystem noch keine DC-Kurzkupplung erfordert). Als Alternative wurde 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 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, ist kein Vorteil gegenüber einer Lösung direkt in Hanekenfähr erkennbar. Die dritte Alternative Unterweser/West würde nach Aussagen der Übertragungsnetzbetreiber 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 nicht als tragbare Lösung (vgl. Bundesnetzagentur, Bestätigung vom 22.12.2017, Az. 613-8571-1-2, Seite 65f.). Der Netzverknüpfungspunkt Hanekenfähr ist ab dem Jahre 2023 verfügbar, mithin noch vor der geplanten Fertigstellung der beiden Anbindungssysteme NOR-3-2 und NOR-7-2. Ob diese Erkenntnis auch auf neuer Tatsachengrundlage zu ziehen wäre, wenn bspw. aufgrund höherer Onshore- und Offshore-Zubauzahlen weitere HGÜ-Korridore erforderlich würden, muss derzeit nicht entschieden werden. Abgesehen davon, dass solche Zahlen der Bundesnetzagentur nicht bekannt sind, wäre dafür bei Erstellung und Prüfung des NEP 2019-2030 unter Zugrundlegung der Festlegungen des FEP ausreichend Gelegenheit.

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.

7.2 Zeitliche Staffelung der Anbindungssysteme in der Ostsee

Es wird folgende Reihenfolge der fünf erforderlichen Anbindungssysteme in der Ostsee bestätigt:

(1) OST-2-1, (2) OST-2-2, (3) OST-2-3, (4) OST-2-4, (5) OST-6-1.

Die Anbindungssysteme OST-2-1, OST-2-2 und OST-2-3 sind entsprechend der Bestätigung des O-NEP 2025 in den Jahren 2021 und 2022 zu realisieren. Daher sind die Anbindungssysteme als erste Systeme auch im O-NEP 2017-2030 zu bestätigen.

Da sämtliche Cluster der Ostsee derselben Zone zugeordnet sind, wird anhand des Entfernungskriteriums keine Vorauswahl getroffen. Entscheidend für die zeitliche Reihung der beiden weiteren nach 2025 erforderlichen Anbindungssysteme ist demnach das noch zu erschließende Erzeugungspotenzial, welches sich wie in der Nordsee aus der Differenz zwischen dem Erzeugungspotenzial pro Cluster entsprechend BFO-N und der Übertragungskapazität des Startnetzes und Zubaunetzes 2025 entsprechend der Angaben des zweiten Entwurfs des O-NEP 2017-2030 ergibt.

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 angebinden 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. Anders als der zweite Entwurf des O-NEP 2017-2030 dies vorsieht weist Cluster 3 lediglich ein nicht erschlossenes Potenzial von ca. 320 MW und Cluster 5 ein nicht erschlossenes Potenzial von ca. 150 MW auf. Das Potenzial der neu im LEP MV ausgewiesenen Flächen für Offshore-Windenergie ist dabei getrennt zu betrachten. Insoweit wird die Fläche Darß im Rahmen der Bestätigung des O-NEP 2017-2030 als Cluster 6 mit einem nicht erschlossenen Potenzial von ca. 820 MW sowie die Fläche Warnemünde als Cluster 7 mit einem Potenzial von 152 MW berücksichtigt. Die Fläche Hiddensee als Cluster 8 mit einem Potenzial von 152 MW findet im Rahmen des O-NEP 2017-2030 noch keine Berücksichtigung.

Zunächst ist die Berücksichtigung der Flächen Darß und Warnemünde zulässig, da es sich hierbei um Windvorranggebiete handelt, d.h. vor Einleitung eines Zulassungsverfahrens muss kein weiteres Raumordnungsverfahren für etwaige Offshore-Windparks 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 und damit als nicht endabgewogener Grundsatz der Raumordnung, denn hier müsste erst noch ein Raumordnungsverfahren durchgeführt werden.

Ferner ist die Verbindung der Fläche Darß (einschl. des Windparks Baltic 1) mit Cluster 3 und zukünftig gegebenenfalls mit der Fläche Hiddensee sowie die Verbindung der Fläche Warnemünde mit Cluster 5 zu gemeinsamen Clustern – entgegen der Forderung eines Konsultationsteilnehmers – nicht zulässig. 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, dessen Rechtsgedanke auch zur Bildung von Clustern im Küstenmeer zur Anwendung kommt. Ein räumlicher Zusammenhang geografisch getrennter Flächen wird auch nicht durch eine gemeinsame Trassenführung erzeugt. Dies würde gerade nicht mehr zu einer klaren Clusterausweisung führen, da dann theoretisch je nach Trassenverlauf jede Fläche mit einer anderen kombinierbar wäre, selbst wenn die Flächen geografisch in keinerlei Zusammenhang stehen und durch andere Nutzungsformen des Meeres voneinander getrennt sind. Ansonsten könnte man dann auch bspw. Cluster 10 und Cluster 3 in der Nordsee als einen Cluster zusammenfassen. Auch sind die beiden Flächen nicht für die Erschließung durch eine gemeinsame Sammelanbindung geeignet. Das derzeitige Potenzial der Flächen ist ausreichend groß, dass eine Erschließung durch eigene Anbindungssysteme erforderlich ist. Würde entgegen der derzeitigen Sachlage dennoch ein Restpotenzial auf der Anbindung für die Fläche Darß bestehen, über welche Cluster 3 in der AWZ wirtschaftlich und technisch sinnvoll erschlossen werden kann, sei es über eine Konverter- oder AC-Plattform auf der Fläche Darß, würde ein clusterübergreifender Anschluss von Cluster 3 über die Fläche Darß vorliegen. Etwas Anderes würde auch nicht durch die Notwendigkeit begründet, dass bei einer etwaigen weiteren Anbindung von Cluster 3 in der AWZ mittels AC-Technologie auf einer Umspannplattform eines anderen Projekts auf der Fläche Darß eine Zwischenkompensation vorzunehmen wäre. In diesem Fall würde es sich nach wie vor nicht um eine einzige Sammelanbindung handeln. Das bloße Verschieben eines virtuellen Bündelungspunktes aus Cluster 3 in der AWZ in den Bereich der Fläche Darß, wäre wiederum willkürlich und würde lediglich dem Zweck dienen, die beiden geografisch getrennten Flächen als einen Cluster definieren zu können, obschon es weiterhin an einem räumlichen Zusammenhang fehlen würde. Der Verweis auf Cluster 5 in der Nordsee verfängt insoweit nicht. Die bislang nicht erschlossenen bestehenden Projekte im Bereich des Gebiets Nördlicher Grund bilden mit der bereits erschlossenen Fläche Sandbank unstreitig einen gemeinsamen Cluster. Da die übrigen Projekte bereits über das Anbindungssystem NOR-5-1 nach alter Rechtslage erschlossen werden, ist es unerheblich, ob diese überhaupt einen gemeinsamen Cluster bilden oder ob hier nicht tatsächlich zwei bzw. drei Cluster vorliegen. Ein erhöhter Anbindungsbedarf durch die getrennte Betrachtung der Flächen ist nicht ersichtlich, da etwaige Restpotenziale der beiden Flächen, die unter 100 MW liegen nicht mehr in wirtschaftlich sinnvoller Weise erschlossen werden. Zumal es insoweit zukünftig auf die Festlegungen des FEP und nicht mehr die Antrags- bzw. Genehmigungslage ankommt, d.h. die Flächen nicht nur mit Blick auf die Ausschreibung, sondern auch auf die Vermeidung von Leerständen auf Anbindungssystemen zugeschnitten werden können. Der Umstand, dass kleinere Flächen später als größere angeschlossen werden, ist keine Benachteiligung, sondern ein Gebot der effizienten Erschließung, welches die Grundlage des Reihungskriteriums „Erzeugungspotenzial“ bildet (siehe oben, Punkt B.5.2.2). Zumal im Zielmodell keine Benachteiligung eines bestimmten Windparkprojekts entstehen kann, da die entsprechenden Flächen staatlich voruntersucht und für alle Bieter im Rahmen der Ausschreibung gleichermaßen zur Verfügung stehen. Wird eine Fläche hingegen nicht voruntersucht und zur Ausschreibung gebracht, besteht auch kein Bedarf für eine Anbindung.

Ferner kann das Potential des für Testanlagen vorbehaltenen Teils der Fläche Warnemünde in Höhe von ca. 104 MW 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.

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 geringeren Potenzials der Flächen keine Auswirkungen auf die zeitliche Reihung. Daher führt auch die vierte Anbindung in der Ostsee nach Cluster 1, 2 und 4 (OST-2-4; die Cluster 1 und 4 würden über clusterübergreifende Anschlüsse angebunden; siehe unten Punkt B.8.). Danach wären die Cluster 1, 2 und 4 erschlossen; die Erschließung der verbleibenden max. 100 MW ist volkswirtschaftlich nicht sinnvoll. Infolgedessen weist 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 beantragten Anbindungssystem. Danach ist das Cluster 6 erschlossen.

Ein Vorziehen der Anbindung OST-6-1 – wie dies zwei Konsultationsteilnehmer fordern – aufgrund etwaig besserer Baugrundverhältnisse im Küstenmeer, des Bestehens eines aussichtsreichen Projekts in Cluster 6, der energiepolitischen Sinnhaftigkeit oder der technischen und wirtschaftlichen Möglichkeit kommt nicht in Betracht. Der FEP hat zwar im Rahmen der Auswahl und zeitlichen Reihung der Flächen, die zur Ausschreibung kommen sollen, auch die Bebaubarkeit der Fläche zu berücksichtigen (insoweit kann der FEP nach Maßgabe des § 2 Abs. 1 Nr. 1 WindSeeG auch Festlegungen für das Küstenmeer treffen). 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 Flächen, die zur Ausschreibung kommen sollen, 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 (siehe oben, Punkt B.5.1). Die Frage des Bestehens eines aussichtsreichen, vorzugswürdigen Projekts in Cluster 6 ist daher im Rahmen des O-NEP 2017-2030 unerheblich. Eine behauptete energiepolitische Sinnhaftigkeit des Vorziehens der Anbindung kann aufgrund des vorliegenden Sachverhalts nicht festgestellt werden (was nicht bedeutet, dass die Realisierung als solche nicht energiepolitisch sinnvoll ist, denn die Anbindung ist grundsätzlich bestätigungsfähig). Der Umstand, dass eine Anbindung technisch und wirtschaftlich möglich sei, begründet hingegen kein Vorziehen der Anbindung, sondern ist Voraussetzung, dass diese überhaupt im Rahmen des O-NEP – unabhängig von ihrer zeitlichen Reihung – Berücksichtigung finden kann.

Ein Vorziehen der Anbindung OST-7-1 an die erste Stelle mit einer geplanten Fertigstellung im Jahr 2023 aufgrund der Erschließung eines Testfelds zur Erprobung von Pilotanlagen, kommt – anders als seitens eines Konsultationsteilnehmers gefordert – 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 Offshore-Netzentwicklungspläne 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. Insoweit 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 miterschlossene kommerzielle 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 bzw. Erschließung von Cluster 7 und 5 (ca. 300 MW Potenzial insgesamt) nicht gewährleistet wäre. Folglich ermöglicht der aktuelle gesetzliche Rahmen nicht, dass Testfelder zur Erprobung von Pilotanlagen mit einer eigenen Netzanbindung angeschlossen werden. Vielmehr bedürfte ein Vorziehen bzw. eine zusätzliche Bestätigung des Anbindungssystems OST-7-1 mit geplanter Fertigstellung im Jahr 2023 – wie auch ein anderer Konsultationsteilnehmer konstatiert – ebenso wie eine zügige Planung der Leitungstrasse durch das Land Mecklenburg-Vorpommern einer zeitnahen Änderung der gesetzlichen Rahmenbedingungen. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie überprüft derzeit die gesetzlichen Rahmenbedingungen, damit Innovationen im Bereich der Offshore-Windenergie und der Netzanbindung verstärkt erprobt werden können. Sollte sich der gesetzliche Rahmen dementsprechend ändern, könnte das Anbindungssystem OST-7-1 nach erfolgter Prüfung im Rahmen NEP 2019-2030 auf der Basis des FEP bestätigungsfähig sein.

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 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.

7.3 Zeitliche Angaben für die Anbindungssysteme in Nord- und Ostsee

Es werden folgende Termine für die drei erforderlichen Anbindungssysteme in der Nordsee bestätigt: (1) NOR-5-2 Beauftragung im Jahr 2020, geplante Fertigstellung im Jahr 2025; (2) NOR-3-2 Beauftragung im Jahr 2023, geplante Fertigstellung im Jahr 2028; (3) NOR-7-2 Beauftragung im Jahr 2025, geplante Fertigstellung im Jahr 2030.

Es werden folgende Termine für die fünf erforderlichen Anbindungssysteme in der Ostsee bestätigt: (1) OST-2-1 Beauftragung im Jahr 2018, geplante Fertigstellung im Jahr 2021; (2) OST-2-2 Beauftragung im Jahr 2018, geplante Fertigstellung im Jahr 2021; (3) OST-2-3 Beauftragung im Jahr 2018, geplante Fertigstellung im Jahr 2022; (4) OST-2-4 Beauftragung im Jahr 2022, geplante Fertigstellung im Jahr 2027; (5) OST-6-1 Beauftragung im Jahr 2024, geplante Fertigstellung im Jahr 2029.

Die Anbindungssysteme NOR-5-2, OST-2-1, OST-2-2 und OST-2-3 sind entsprechend der Bestätigung des O-NEP 2025 als Zubaunetz 2025 zu beauftragen und fertigzustellen. Daher sind die Anbindungssysteme als erste Systeme auch im O-NEP 2017-2030 zu bestätigen.

Hinsichtlich der zeitlichen Angaben der im Zeitraum zwischen 2026 und 2030 erforderlichen Anbindungssysteme waren folgende Erwägungen maßgebend: Im Jahr 2026 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. Insofern muss man – neben dem Startnetz – bis zum Abschluss der Ausschreibungen im Übergangssystem, und daher auch im Rahmen der Bestätigung des O-NEP 2017-2030, die Realisierung der im O-NEP 2025 bestätigten Anbindungen NOR-5-2, OST-2-1, OST-2-2 und OST-2-3 unterstellen.

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, wäre der Bedarf eines zusätzlichen Anbindungssystems in der Nordsee im Jahr 2026 im Rahmen des NEP 2019-2030 unter Zugrundelegung der Festlegungen des FEP zu prüfen). Die übrigen jeweils zwei erforderlichen Anbindungssysteme in Nord- und Ostsee sind dann gleichmäßig auf die beiden Meeresgebiete zu verteilen.

Da unter dieser Annahme in 2026 Flächen in der Nordsee vorentwickelt würden, wäre im Jahr 2027 in der Ostsee das nächste Anbindungssystem (OST-2-4) zu realisieren, dann im Jahr 2028 in der Nordsee (NOR-3-2), im Jahr 2029 in der Ostsee (OST-6-1) und im Jahr 2030 wieder in der Nordsee (NOR-7-2).

Da als Realisierungsdauer von DC- und AC-Anbindungssystemen ab Beauftragung der Anbindung derzeit 60 Monate anzunehmen sind, wäre OST-2-4 im Jahre 2022, NOR-3-2 im Jahre 2023, OST-6-1 im Jahr 2024 und NOR-7-2 im Jahr 2025 zu beauftragen.

8. Festlegungen zu clusterübergreifenden Netzanschlüssen

Es werden folgende clusterübergreifende Netzanschlüsse bestätigt: In der Nordsee können Flächen in Cluster 6 über das Anbindungssystem NOR-7-2 erschlossen werden. In der Ostsee können Projekte im

Sinne des § 26 Abs. 2 EnWG aus Cluster 1 und 4 an die Anbindungssysteme OST-2-1, OST-2-2 und OST-2-3 angeschlossen und auf diesen Kapazität zugewiesen werden. Außerdem können in der Ostsee Flächen in Cluster 1 und 4 über das Anbindungssystem OST-2-4 erschlossen werden. Im Übrigen ist der Anschluss eines Projekts oder einer Fläche über einen anderen Cluster – auch entsprechend der Vorgaben des BFO-O 2016/2017 – ausgeschlossen. Die windparkspezifischen AC-Anbindungen sind nicht Teil der Bestätigung des O-NEP.

Die Möglichkeit clusterübergreifender Anschlüsse für bestehende Projekte im Sinne des § 26 Abs. 2 WindSeeG aus Cluster 1 und 4 in der Ostsee über die Anbindungssysteme OST-2-1, OST-2-2 und OST-2-3 besteht entsprechend der Bestätigung des O-NEP 2025. Diese bedürfen nach der zweiten Ausschreibung einer erneuten Prüfung. Insofern wird es darauf ankommen, ob in einer der beiden Ausschreibungen im Übergangmodell Windparks im Wege eines Zuschlags Kapazität auf der entsprechenden Anbindung erhalten.

Ein clusterübergreifender Anschluss kommt im Übrigen nur ausnahmsweise dann in Betracht, wenn er wirtschaftlich geboten erscheint, nicht gegen die Planungsgrundsätze des BFO verstößt und keine Kettenreaktion auslöst. Ein clusterübergreifender Anschluss ist insbesondere dann nicht geboten, wenn die entsprechenden Flächen bereits aufgrund eines im Startnetz befindlichen oder eines entsprechend des O-NEP oder zukünftig des NEP unter Zugrundelegung der Festlegungen des FEP als bedarfsgerecht bestätigten Anbindungssystems erschlossen werden.

In der Nordsee ist die Möglichkeit eines Anschlusses von zukünftigen Projekten im Rahmen des Zielmodells in Cluster 6 über das Anbindungssystem NOR-7-2 zu gewährleisten.

Dies kann wirtschaftlich sinnvoll sein, da die Erforderlichkeit des Anbindungssystems NOR-6-3 endgültig entfallen könnte, sollten die ab dem Jahr 2026 Flächen, die zur Ausschreibung kommen sollen, hinsichtlich der Erzeugungsleistung derart ausgestaltet werden, dass eine Erschließung der Cluster 6 und 7 über das Anbindungssystem NOR-7-2 ausreicht. Die Anbindungskapazität des Anbindungssystems NOR-7-2 ist bei der Erwägung von clusterübergreifenden Anschlüssen mit einzubeziehen, um ein zusätzliches Anbindungssystem in Cluster 6 zu sparen, wenn die Summe der nicht erschlossenen Erzeugungspotenziale in den Clustern 6 und 7 zusammen über das Anbindungssystem NOR-7-2 erschlossen werden kann. Sollte sich im Rahmen der Erstellung des FEP erweisen, dass das Potenzial der Flächen in den Clustern 6 und 7 größer ist als bislang im Rahmen des BFO angenommen, müsste die wirtschaftliche Zweckmäßigkeit eines clusterübergreifenden Anschlusses zwischen Cluster 6 und 7 bzw. die Erforderlichkeit des Anbindungssystems NOR-6-3 im Rahmen des NEP 2019-2030 unter Zugrundelegung der Festlegungen des FEP erneut überprüft werden (vgl. unten, Punkt B.11.).

Eine Verletzung der Planungsgrundsätze des BFO ist nicht ersichtlich. Vielmehr sieht der BFO-N 2016/2017 ebenfalls die Möglichkeit eines clusterübergreifenden Anschlusses von Cluster 6 über Cluster 7 vor. Auch dürfte es mit Blick auf das Zielmodell nicht zu einer Kettenreaktion kommen. Das Anbindungssystem NOR-7-2 ist grundsätzlich ausreichend, um nach den Ausschreibungen im Übergangssystem in Cluster 6 und 7 verbleibende Flächen zu erschließen (auch dies gilt nur vorbehaltlich anderweitiger Erkenntnisse zum Erzeugungspotenzial der beiden Cluster im Rahmen des Verfahrens zur Erstellung des FEP).

In der Ostsee ist die Möglichkeit eines Anschlusses von zukünftigen Projekten im Rahmen des Zielmodells in den Clustern 1 und 4 über das Anbindungssystem OST-2-4 zu gewährleisten.

Dies ist wirtschaftlich sinnvoll, da durch einen clusterübergreifenden Anschluss der Cluster 1 und 4 zur Anbindung OST-2-4 ein noch verbleibendes Restpotenzial der Cluster vollständig über OST-2-4 erschlossen werden, während eine getrennte Erschließung zusätzliche AC-Anbindungen auslösen könnte. Mithin erscheint ein clusterübergreifender Anschluss geboten und die Gefahr einer Kettenreaktion ausgeschlossen (auch dies gilt nur vorbehaltlich anderweitiger Erkenntnisse zum Erzeugungspotenzial der beiden Cluster im Rahmen des Verfahrens zur Erstellung des FEP). Sollten die noch bestehenden Projekte in Cluster 1 und 4 jedoch im Rahmen des 2. Gebotstermins bezuschlagt werden, wäre ein clusterübergreifender Anschluss voraussichtlich nicht mehr erforderlich.

Eine Verletzung der Planungsgrundsätze des BFO ist nicht ersichtlich. Vielmehr sieht der BFO-O 2016/2017 ebenfalls die Möglichkeit eines clusterübergreifenden Anschlusses von Cluster 1 und 4 über Cluster 2 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.

9. Angaben zum Stand der Umsetzung

Im zweiten Entwurf des O-NEP 2017-2030 wird der Stand der Umsetzung der Anbindungssysteme aus den vorhergehenden Offshore-Netzentwicklungsplänen korrekt entsprechend § 17b Abs. 2 Satz 5 EnWG 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. Insoweit wurden die im O-NEP 2013 bestätigten, geplanten Fertigstellungstermine der Anbindungssysteme OST-1-1, OST-1-2 und OST-1-3 – wie bereits im O-NEP 2025 – um jeweils ein Jahr nach hinten verschoben. Dies begründen die Übertragungsnetzbetreiber u.a. mit Altlasten, archäologischen Funden und unvorhergesehenen Naturschutzvorkehrungen.

Die Leitungen des Startnetzes alt wurden im Rahmen der Darstellung des Umsetzungsstandes nur informatorisch aufgeführt. Dies erscheint aus Sicht der Bundesnetzagentur grundsätzlich als zulässig, aber auch 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.

10. Einklang mit dem Netzentwicklungsplan Strom

Der zweite Entwurf des O-NEP 2017-2030 steht entsprechend § 17b Abs. 2 Satz 6 EnWG im Einklang mit dem zweiten Entwurf des NEP 2017-2030.

Beide Netzentwicklungspläne werden auf Grundlage des Szenariorahmens nach § 12a EnWG erstellt. Somit haben beide Netzentwicklungspläne eine gemeinsame Ausgangsbasis. Durch die Berücksichtigung

des Szenariorahmens bei der Erstellung der Entwürfe des O-NEP 2017-2030 wurde dieser gemeinsamen Ausgangsbasis Rechnung getragen.

Außerdem wurden die Wechselwirkungen zwischen O-NEP und dem NEP korrekt identifiziert und angemessen berücksichtigt. Schnittstellen zwischen O-NEP und NEP sind insbesondere die Netzverknüpfungspunkte an Land (Zweiter Entwurf des NEP 2017-2030, Tabelle 8, S. 95). Eine Konsistenz der Pläne ist dann gegeben, wenn die entsprechend dem O-NEP angebundene Offshore-Erzeugungskapazität auch entsprechend dem NEP an Land abtransportiert werden kann. Dafür ist eine synchrone Umsetzung der jeweiligen Systeme in NEP und O-NEP erforderlich, d.h. dass in NEP und O-NEP die Netzverknüpfungspunkte konsistent sein müssen.

Die Konsistenz war bei den zweiten Entwürfen des NEP 2017-2030 und O-NEP 2017-2030 gegeben. 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. oben Punkt B.7.1). 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 P216 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. Das Projekt besteht aus zwei Maßnahmen, der Maßnahme M523 Iven-Pasewalk/Nord-Pasewalk (östlicher Teil des Projekts) und der Maßnahme M455 Güstrow – Siedenbrünzow – Alt Tellin – Iven (westlicher Teil des Projekts). Ausschlaggebend für die zeitliche Verschiebung des Gesamtprojekts ist die verschobene Inbetriebnahme der Maßnahme M455. Insoweit ist es entsprechend der Stellungnahme der 50Hertz Transmission GmbH für den landseitigen Abtransport des Offshore-Stroms über OST-2-4 jedoch ausreichend, dass der östliche Teilabschnitt der Maßnahme M455 „380-kV-Neubau Siedenbrünzow-Gemeinde Alt Tellin-Iven“ voraussichtlich bereits im Jahre 2026 fertiggestellt wird (während die Inbetriebnahme des westlichen Teilabschnitts „380-kV-Neubau Güstrow-Siedenbrünzow“ voraussichtlich erst im Jahre 2028 erfolgt). Mit der Inbetriebnahme der Maßnahme M523

sowie des Teilabschnitts „Siedenbrünzow – Gemeinde Alt Tellin – Iven“ der Maßnahme M455 im Jahre 2026 können der Netzanschluss und die Fertigstellung des Netzanbindungssystems OST-2-4 in Alt Tellin im Jahr 2027 erfolgen (Vgl. Bundesnetzagentur, Bestätigung vom 22.12.2017, Az. 613-8571-1-2, Seite 66).

11. Einklang mit dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan

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

Der finale Europäische Netzentwicklungsplan (Ten-Year-Network-Development-Plan, TYNDP) wurde im Dezember 2016 veröffentlicht. Der TYNDP 2016 betrachtet mit dem Jahr 2030 das gleiche Zieljahr wie der O-NEP 2017-2030. Insgesamt beinhaltet der TYNDP 2016 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 2016, wurde am 24. November 2017 von der Europäischen Kommission veröffentlicht. Keines der Anbindungssysteme des Start- oder Zubaunetzes des O-NEP 2017-2030 wurde bislang als PCI ausgewählt.

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.

12. Vorbehalt der Bestätigung durch NEP 2019-2030

Die Bestätigung der Anbindungssysteme einschl. der Reihenfolge, des Umsetzungsbeginns, der geplanten Fertigstellung und der Festlegung clusterübergreifender Anschlüsse sowie die Beauftragung der Anbindungssysteme steht unter dem Vorbehalt, dass die Anbindungssysteme im Rahmen des NEP 2019-2030 unter Zugrundelegung der Festlegungen des Flächenentwicklungsplans nach § 12c Abs. 4 Satz 1 EnWG in Verbindung mit § 12b Abs. 1 Satz 4 Nr. 7 EnWG erneut bestätigt werden.

Dieser Vorbehalt gilt nicht für die Bestätigung und Beauftragung der Anbindungssysteme OST-2-1, OST-2-2, OST-2-3 und NOR-5-2, soweit auf dem jeweiligen Anbindungssystem mindestens ein bestehendes

Windparkprojekt im Wege eines Zuschlags nach § 26 Abs. 1 WindSeeG im Gebotstermin am 01.04.2018 Kapazität erhält. Dies bedeutet, dass – entgegen der Auffassung der 50Hertz Transmission GmbH – eine Beauftragung der bestätigten Anbindungen des Zubaunetzes 2025 nur dann entsprechend der vorliegenden Bestätigung des O-NEP 2017-2030 erfolgen darf, wenn in dem Gebotstermin am 01.04.2018 ein Zuschlag für ein bestehendes Projekt durch die Bundesnetzagentur erteilt wurde, welchem infolge des Zuschlags gem. § 37 Abs. 1 Nr. 2 WindSeeG auf dem jeweiligen Anbindungssystem Kapazität zugewiesen wurde. Eine bloß teilweise Auslastung des Anbindungssystems führt jedoch nicht zu einem Wegfall oder einem zeitlichen Verschieben des Anbindungssystems.

Die Erforderlichkeit einer mangels Zuschlag nicht beauftragten Anbindung des Zubaunetzes 2025 wird im Rahmen des NEP 2019 – 2030 unter Zugrundlegung der Festlegungen des FEP erneut geprüft (dann allerdings mit einer geplanten Fertigstellung für den Zeitraum nach 2025). Dies führt auch nicht zu einer Vorfestlegung hinsichtlich der Vorgabe des Umfangs und der Reihenfolge der Flächen, die zur Ausschreibung kommen sollen, durch den FEP. Falls es eines Anbindungssystems des Zubaunetzes 2025 mangels Zuschlags nicht bis zum Jahr 2025 bedarf, müsste der Bedarf und die zeitliche Reihung sämtlicher nach 2025 erforderlicher Anbindungssysteme erneut unter Zugrundlegung der Festlegungen des FEP geprüft werden. Sollte sich nach dem zweiten Gebotstermin im Rahmen der Erstellung des FEP herausstellen, dass – trotz Bezuschlagung eines bestehenden Projektes – in Cluster 5 oder auch in einem anderen Cluster ein noch bis zum Jahr 2030 zu erschließendes Erzeugungspotenzial besteht, das am wirtschaftlich sinnvollsten über NOR-5-2 zu erschließen ist, müsste die Höhe der Übertragungskapazität des Systems NOR-5-2 im Rahmen der Vergabe und Beauftragung der Anbindung durch den anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber im Jahr 2020 entsprechend angepasst werden (siehe oben, Punkt B.4.3). Auch insoweit kann der O-NEP 2017-2030 keine Vorfestlegung hinsichtlich der Festlegungen des FEP treffen, ob und wann ggf. im Übergangssystem nicht oder teilweise bezuschlagte Flächen in Cluster 5 im Zielmodell zur Ausschreibung gebracht 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 ebenfalls vorbehaltlich anderweitiger Festlegungen des NEP 2019-2030 unter Zugrundlegung der Festlegungen des FEP.

Der Vorbehalt ist – entgegen der Auffassung der Amprion GmbH – zulässig, aber auch erforderlich, da für die Festlegung des Bedarfs an Anbindungssystemen im sog. Zielmodell ab dem Jahre 2026 gem. § 12b Abs. 1 Satz 4 Nr. 7 EnWG alleine der landseitige NEP maßgebend ist, dem seinerseits die Festlegungen des Flächenentwicklungsplans (FEP) zugrunde zu legen sind. Der landseitige NEP wird in dieser Form erstmalig mit dem NEP 2019-2030 seitens der Übertragungsnetzbetreiber vorgelegt und durch die Bundesnetzagentur geprüft und bestätigt. Die Festlegungen des O-NEP 2017-2030 können insoweit – entsprechend einer Forderung im Konsultationsverfahren – weder für die Erstellung des FEP noch für die Bestätigung von Anbindungssystemen durch den NEP – erstmalig den NEP 2019-2030 – bindend sein.

C Kosten

Hinsichtlich der Kosten ergeht ein gesonderter Bescheid nach § 91 EnWG.

Rechtsmittelbelehrung

Gegen diesen Bescheid kann binnen einer Frist von einem Monat ab Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist schriftlich bei der Bundesnetzagentur (Hausanschrift: Tulpenfeld 4, 53113 Bonn) einzureichen. Es genügt, wenn die Beschwerde innerhalb der Frist bei dem Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf) eingeht.

Die Beschwerde ist zu begründen. Die Frist für die Beschwerdebegründung beträgt einen Monat. Sie beginnt mit der Einlegung der Beschwerde und kann auf Antrag von dem oder der Vorsitzenden des Beschwerdegerichts verlängert werden. Die Beschwerdebegründung muss die Erklärung, inwieweit der Bescheid angefochten und seine Abänderung oder Aufhebung beantragt wird, und die Angabe der Tatsachen und Beweismittel, auf die sich die Beschwerde stützt, enthalten. Die Beschwerdeschrift und Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

Die Beschwerde hat keine aufschiebende Wirkung (§ 76 Abs. 1 EnWG).

Jochen Homann

Präsident

Anhang

A-1 Darstellung der Eingangsparameter für die Bedarfsermittlung und die zeitliche Staffelung in der Nordsee

Cluster	Zone	Erzeugungspotenzial pro Cluster [MW] ¹	Übertragungs-kapazität Startnetz + Zubaunetz 2025 [MW] ²	Nicht erschlossenes Potenzial [MW]
0	1	224	224	0
1	1	840	900 (840) ³	0
2	1	1623	1762 (1623) ³	0
3	1	2546	1816	730
4	1	1151	1266 (1151) ³	0
5	1/2	1344	bis zu 1764	0
6	2	1682	1200	599 ⁴
7	2	1611	900	711
8	2	1410	900	393 ⁴
Summe		12431	10732 (10418) ³	2433
Summe [GW]		12,4	10,7 (10,4) ³	2,4

¹ Die Eingangsparameter entsprechen den Werten, die dem BFO-N zugrunde liegen. Diese wurden jedoch anders als im BFO nicht gerundet.

² Die Eingangsparameter entsprechen den Angaben der Übertragungsnetzbetreiber im zweiten Entwurf des O-NEP 2017-2030.

³ Ist das Erzeugungspotenzial kleiner als die Übertragungskapazität, ist im Rahmen der Bedarfsermittlung von der prognostizierten Leistung ausnw. lediglich das Erzeugungspotenzial des jeweiligen Cluster abzuziehen.

⁴ In Cluster 8 werden ca. 117 MW über Cluster 6 erschlossen.

A-2 Darstellung der Eingangsparameter für die Bedarfsermittlung und die zeitliche Staffelung in der Ostsee

Cluster	Zone	Erzeugungspotenzial pro Cluster [MW] ¹	Übertragungskapazität Startnetz + Zubaunetz 2025 [MW] ²	Nicht erschlossenes Potenzial [MW]
1	1	1094	750	344
2	1	1056	750	306
3	1	611	288	323
4	1	494	0	494
5	1	150	0	150
6	1	875	51	824
7	1	152 ³	0	152
8	1	(152) ⁴	0	0
Summe		4432	1839	2593
Summe [GW]		4,4	1,8	2,6

¹Die Eingangsparameter entsprechen für die AWZ dem BFO-O 2016/2017, für das Küstenmeer den Angaben der Küstenländer.

²Die Eingangsparameter entsprechen den Angaben der Übertragungsnetzbetreiber im zweiten Entwurf des O-NEP 2025.

³Das Erzeugungspotenzial des Testfelds in Höhe von ca. 104 MW ist nicht berücksichtigungsfähig.

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

A-3 Darstellung Cluster, Grenzkorridore, Startnetz und Entfernungszonen

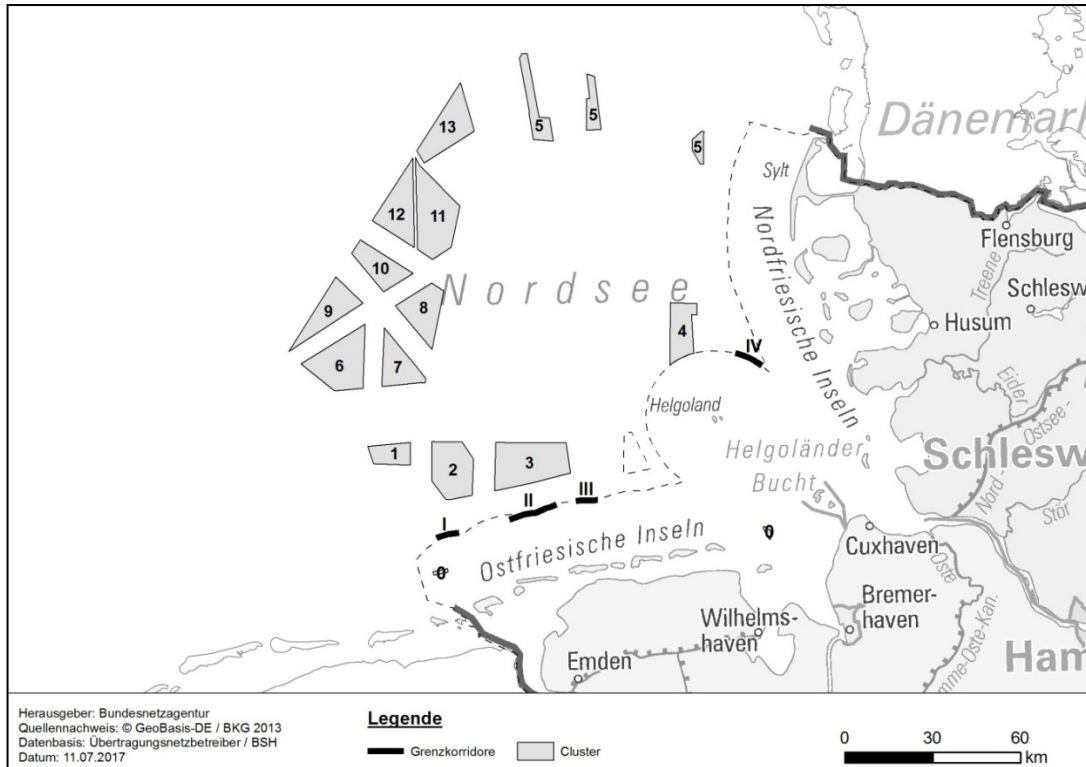


Abbildung 1: Darstellung der Cluster für Offshore-Windparks und Grenzkorridore in der Nordsee



Abbildung 2: Darstellung der Cluster für Offshore-Windparks und Grenzkorridore in der Ostsee

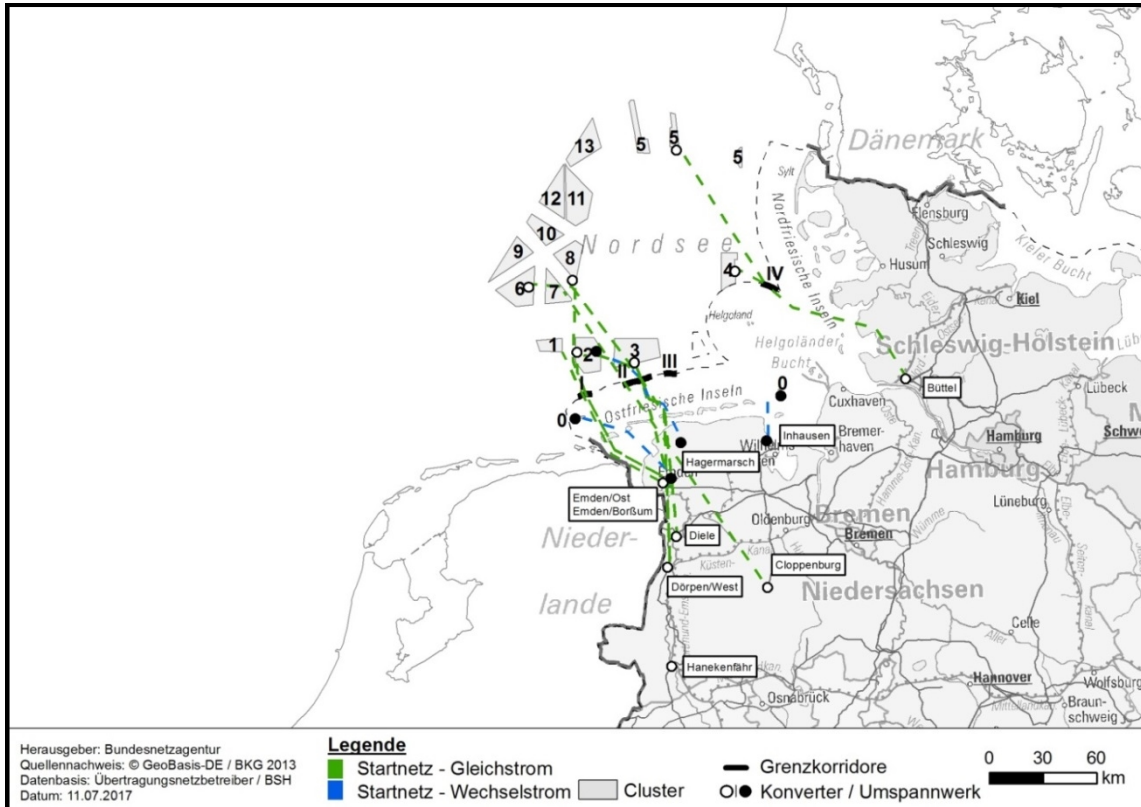


Abbildung 3: Darstellung des Startnetzes in der Nordsee

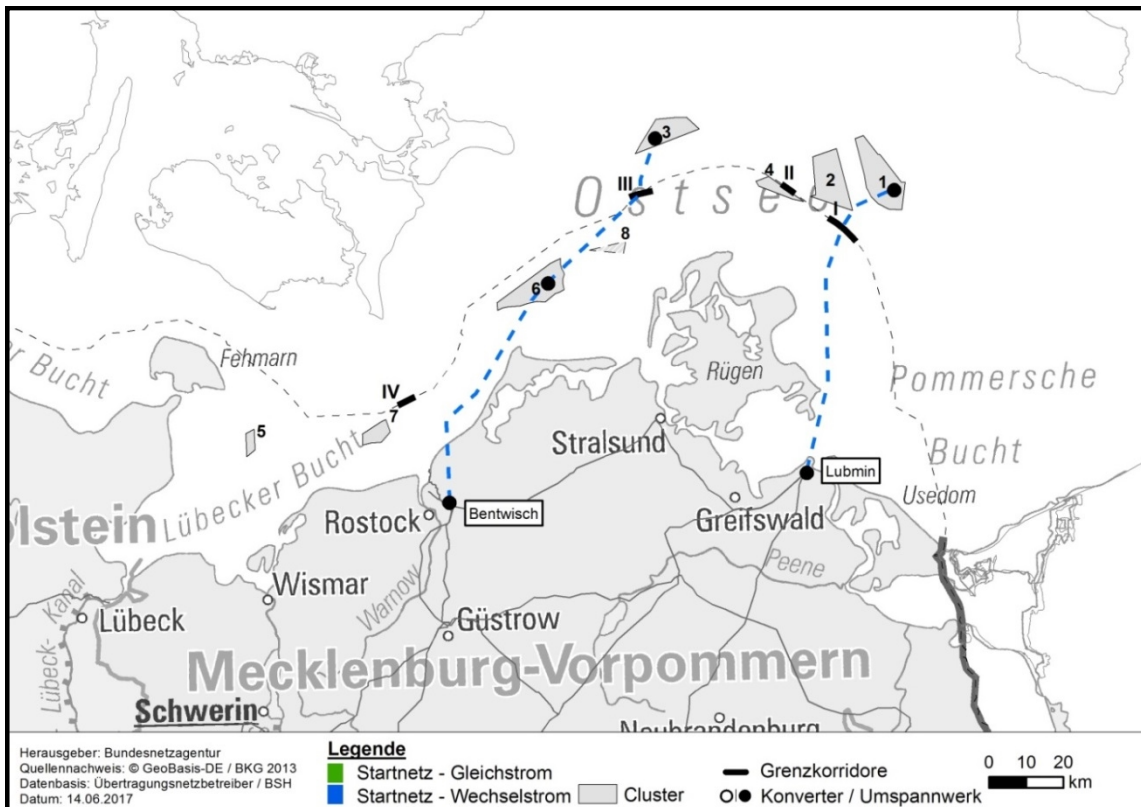


Abbildung 4: Darstellung des Startnetzes in der Ostsee

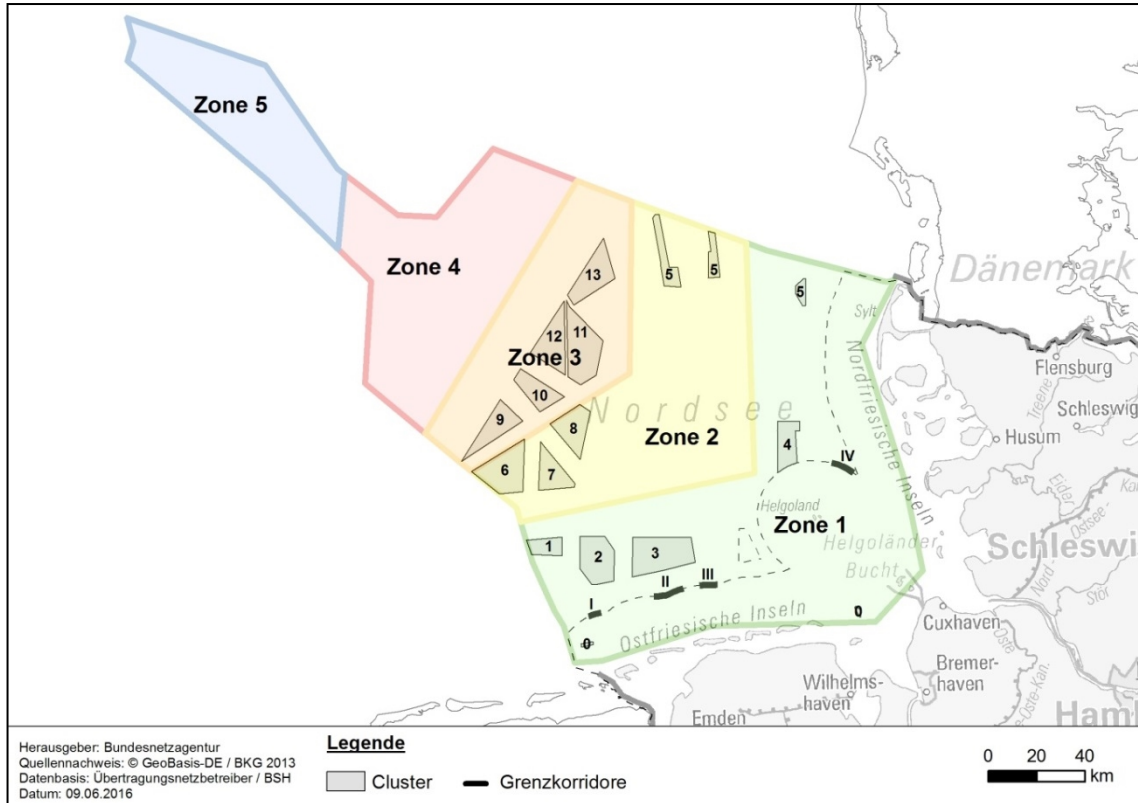


Abbildung 5: Darstellung der Entfernungszonen in der Nordsee

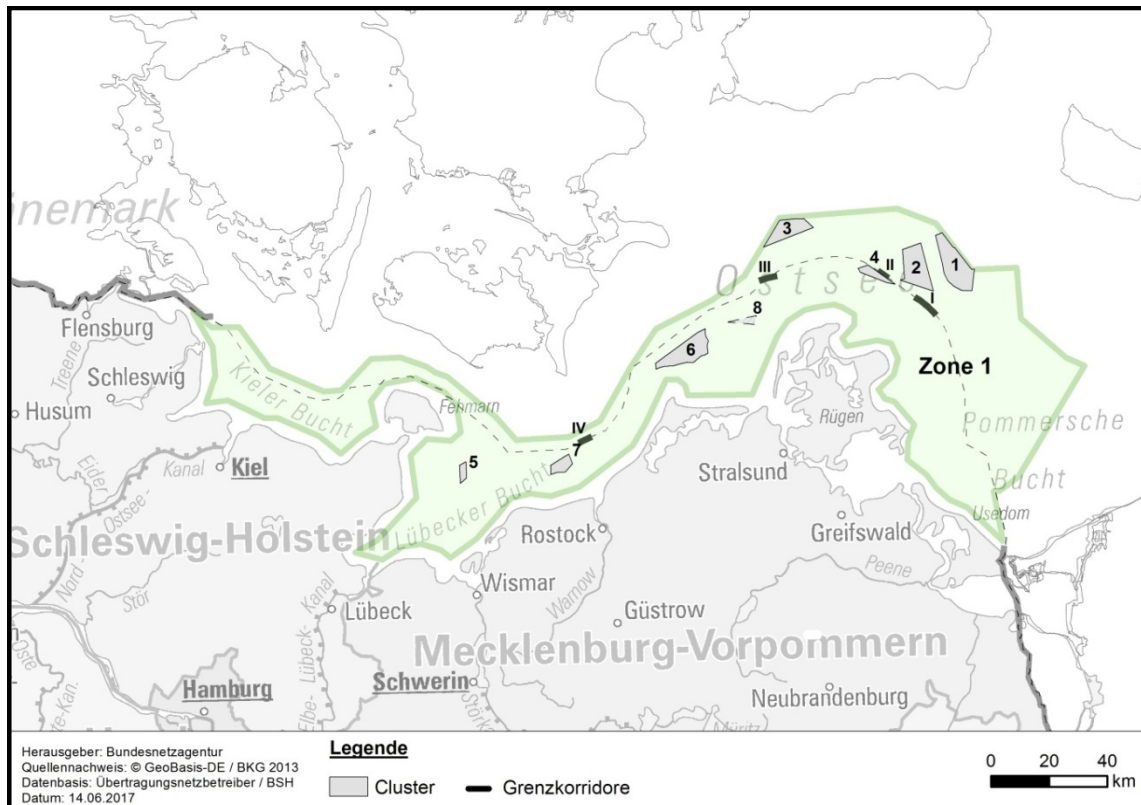


Abbildung 6: Darstellung der Entfernungszonen in der Ostsee

A-4 Darstellung der Anbindungssysteme

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. 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. Im Folgenden werden alle im O-NEP 2017-2030 bestätigten und nicht bestätigten Anbindungssysteme dargestellt:

1. Anbindungssysteme Nordsee

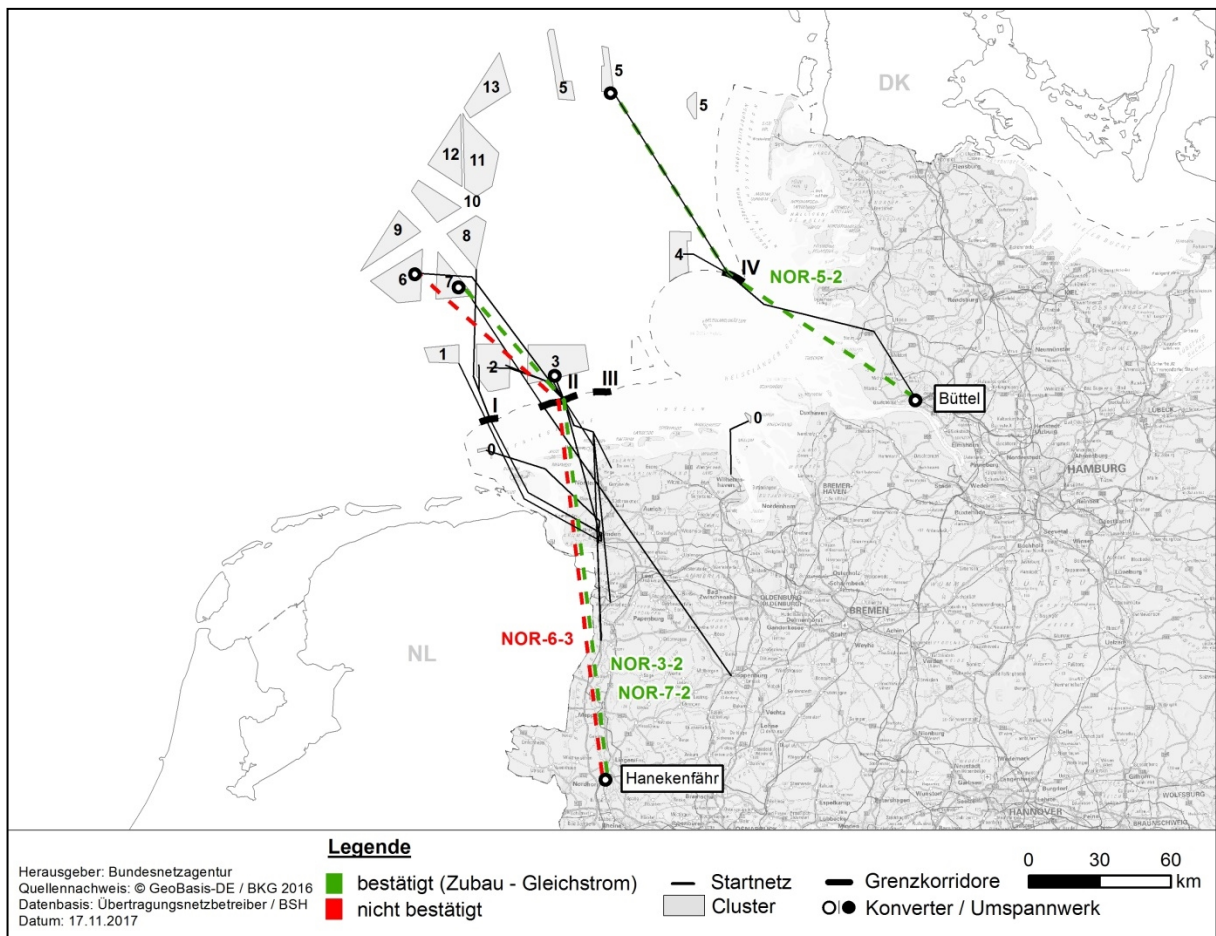


Abbildung 7: Darstellung der im O-NEP 2017-2030 bestätigten und nicht bestätigten Anbindungssysteme in der Nordsee

1.1 Anbindungssystem NOR-3-2

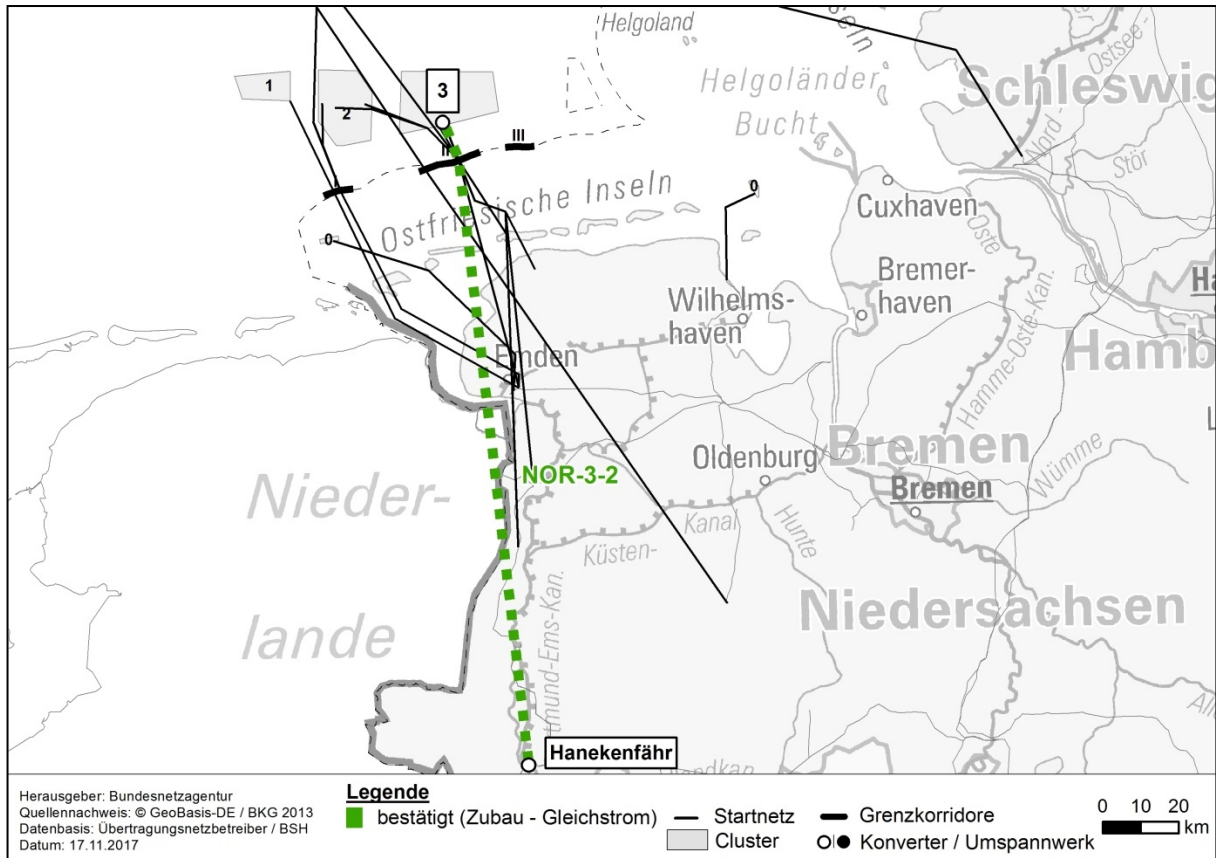


Abbildung 8: Darstellung des Anbindungssystems NOR-3-2

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 (vgl. oben Punkt B.7.1). Die Netzanbindung soll in Übereinstimmung mit dem BFO-N mittels HGÜ-Technik 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.

In Cluster 3 wird in Übereinstimmung mit dem BFO-N insgesamt eine Erzeugungsleistung in Höhe von 2.546 MW erwartet. Die Erschließung von Cluster 3 soll mittels dreier Anbindungssysteme erfolgen: Die im Startnetz befindlichen Anbindungssysteme NOR-3-1 (DolWin2) und NOR-3-3 (DolWin6) sowie das im Zubaunetz befindliche Anbindungssystem NOR-3-2 (DolWin4).

Die Umweltauswirkungen von NOR-3-2 werden im Umweltbericht 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 Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung im Anhang des Umweltberichts dargestellt.

Trassenlänge: 218 km

Beginn der Umsetzung: 2023

Geplante Fertigstellung: 2028

Die Bestätigung und Beauftragung des Anbindungssystems NOR-3-2 stehen unter dem Vorbehalt der erneuten Bestätigung im Rahmen des NEP 2019-2030 unter Zugrundlegung der Festlegungen des Flächenentwicklungsplans nach § 12c Abs. 4 Satz 1 EnWG in Verbindung mit § 12b Abs. 1 Satz 4 Nr. 7 EnWG.

1.2 Anbindungssystem NOR-5-2

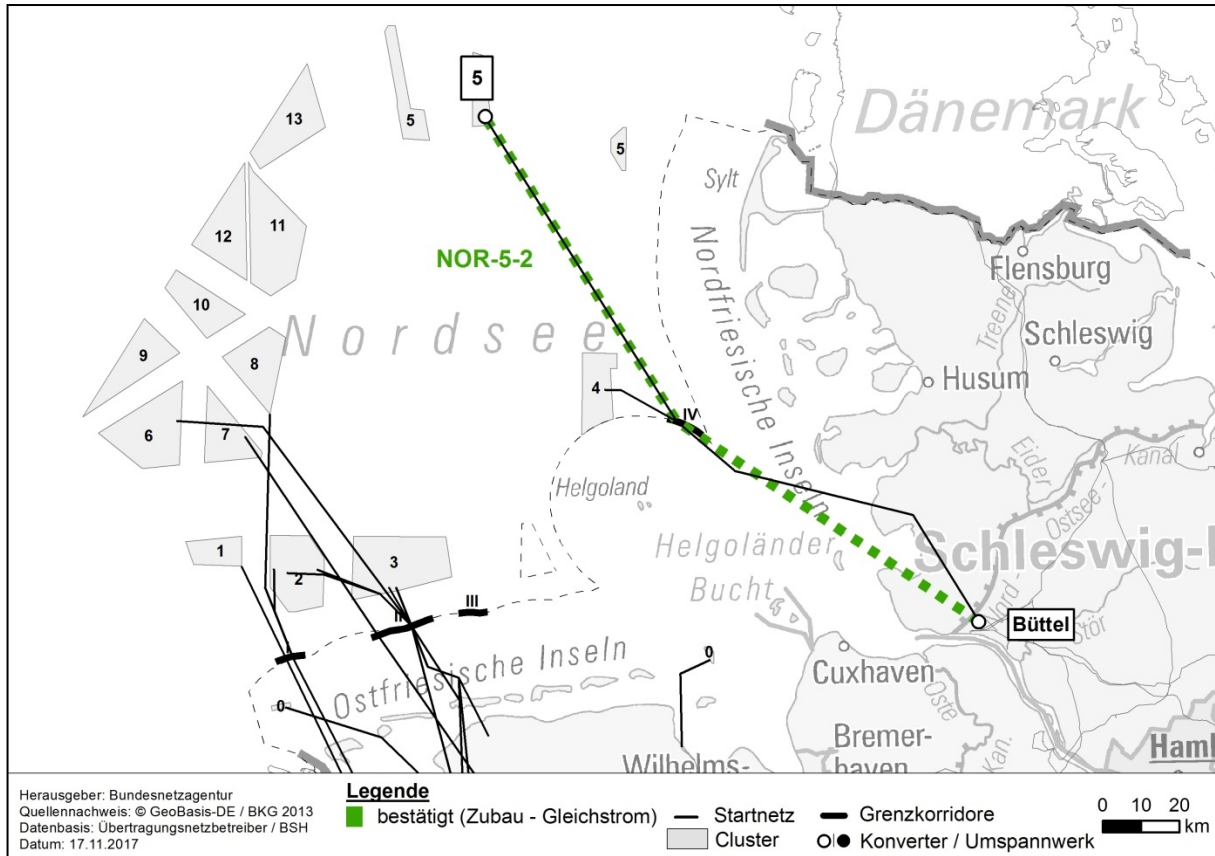


Abbildung 9: Darstellung des Anbindungssystems NOR-5-2

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 Übereinstimmung mit dem BFO-N mittels HGÜ-Technik erfolgen.

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. Das Anbindungssystem NOR-5-2 wird mit einer Übertragungskapazität realisiert, die der bezuschlagten Gebotsmenge gem. § 34 Abs. 1 Nr. 2 lit. b WindSeeG entspricht, jedoch nicht mit mehr als 900 MW Übertragungskapazität.

In Cluster 5 wird in Übereinstimmung mit dem BFO-N 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 (SylWin2).

Die Umweltauswirkungen von NOR-5-2 werden im Umweltbericht 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 Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung im Anhang des Umweltberichts dargestellt.

Trassenlänge: 205 km

Beginn der Umsetzung: 2020

Geplante Fertigstellung: 2025

Die Bestätigung und Beauftragung des Anbindungssystems NOR-5-2 stehen unter dem Vorbehalt der erneuten Bestätigung im Rahmen des NEP 2019-2030 auf der Grundlage des Flächenentwicklungsplans nach § 12c Abs. 4 Satz 1 EnWG in Verbindung mit § 12b Abs. 1 Satz 4 Nr. 7 EnWG, es sei denn mindestens ein bestehendes Windparkprojekt, das durch das Anbindungssystem NOR-5-2 erschlossen wird, wurde im Rahmen einer der beiden Gebotstermine nach § 26 Abs. 1 WindSeeG ein Zuschlag erteilt. Dies führt auch nicht zu einer Vorfestlegung hinsichtlich der Vorgabe des Umfangs und der Reihenfolge der Flächen, die zur Ausschreibung kommen sollen, durch den FEP. Falls es des Anbindungssystems NOR-5-2 mangels Zuschlags nicht bis zum Jahr 2025 bedarf, müsste der Bedarf und die zeitliche Reihung sämtlicher nach 2025 erforderlicher Anbindungssysteme – und nicht nur der des Anbindungssystems NOR-5-2 – erneut unter Zugrundlegung der Festlegungen des FEP geprüft werden.

Sollte sich nach dem zweiten Gebotstermin im Rahmen der Erstellung des FEP herausstellen, dass – trotz Bezuschlagung eines bestehenden Projektes – in Cluster 5 oder auch in einem anderen Clustern wie bspw. Cluster 13 ein noch bis zum Jahr 2030 zu erschließendes Erzeugungspotenzial besteht, das am wirtschaftlich sinnvollsten über NOR-5-2 zu erschließen ist, müsste die Höhe der Übertragungskapazität des Systems NOR-5-2 im Rahmen der Vergabe und Beauftragung der Anbindung durch den anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber im Jahr 2020 entsprechend angepasst werden (siehe oben, Punkt B.4.3). Auch insoweit kann der O-NEP 2017-2030 keine Vorfestlegung treffen, ob und wann ggf. im Übergangssystem nicht bezuschlagte Flächen in Cluster 5 voruntersucht und im Zielmodell zur Ausschreibung gebracht werden.

1.3 Anbindungssystem NOR-6-3

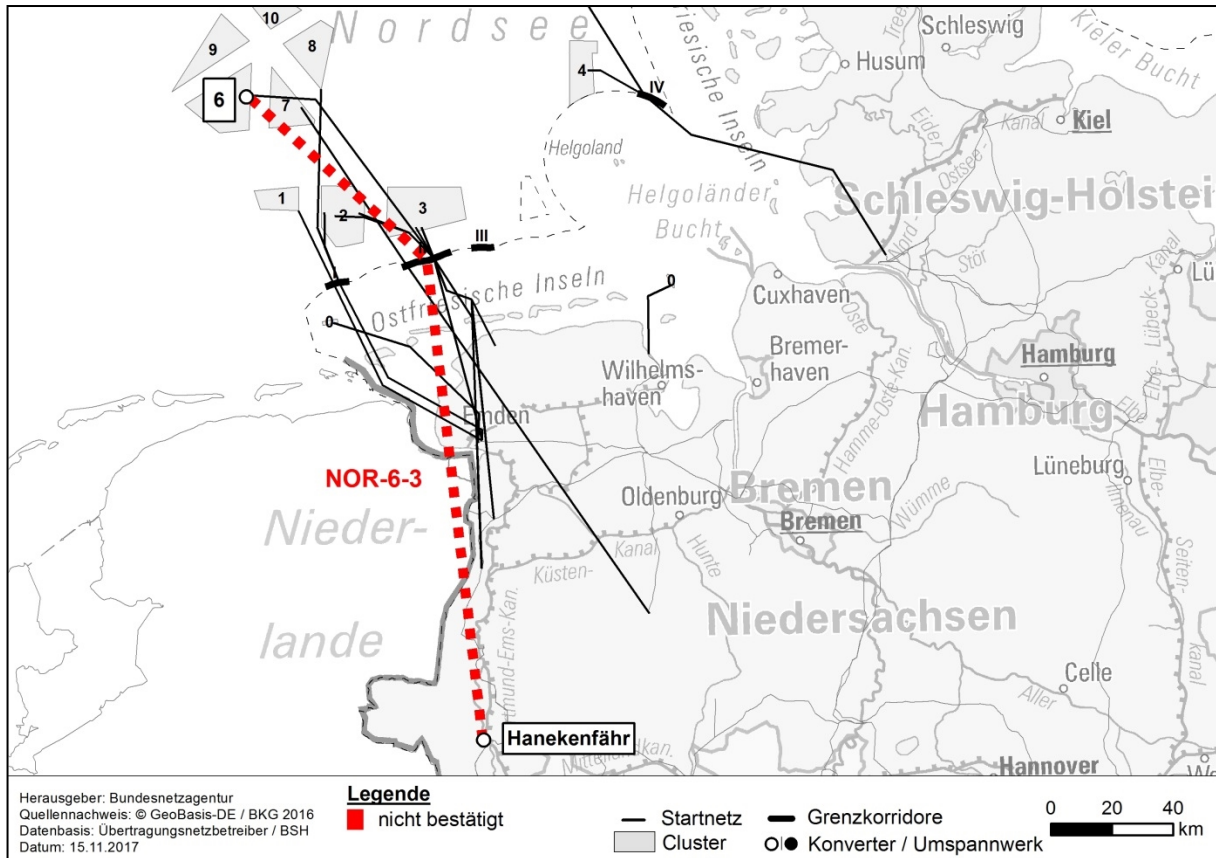


Abbildung 10: Darstellung des Anbindungssystems NOR-6-3

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

Als Netzverknüpfungspunkt war Hanekenfähr vorgesehen, dessen Verfügbarkeit ab 2023 geplant ist. Die Netzanbindung soll in Übereinstimmung mit dem BFO-N mittels HGÜ-Technik 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.

In Cluster 6 wird in Übereinstimmung mit dem BFO-N insgesamt eine Erzeugungsleistung in Höhe von 1.682 MW erwartet. Die Erschließung von Cluster 6 soll mittels zweier oder dreier Anbindungssysteme erfolgen: Die im Startnetz befindlichen Anbindungssysteme NOR-6-1 (BorWin1) und NOR-6-2 (BorWin2) sowie ggf. das Anbindungssystem NOR-6-3 (BorWin4).

Die Umweltauswirkungen von NOR-6-3 werden im Umweltbericht zum O-NEP 2017-2030 mit „C##“ bewertet. Es bestehen mehrere nicht umgehare 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 Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung im Anhang des Umweltberichts dargestellt.

Trassenlänge: 298 km

Das Anbindungssystem NOR-6-3 ist im Rahmen des O-NEP 2017-2030 nicht bestätigungsfähig. Je nach Größe des Potenzials der Cluster 6 und 7 kann der Bedarf für das Anbindungssystem vollständig entfallen, wenn das restliche Potenzial der beiden Cluster durch das Anbindungssystem NOR-7-2 in Kombination mit einem clusterübergreifenden Anschluss zwischen Cluster 6 und 7 erschlossen werden kann (vgl. oben, Punkt B.8.).

1.4 Anbindungssystem NOR-7-2

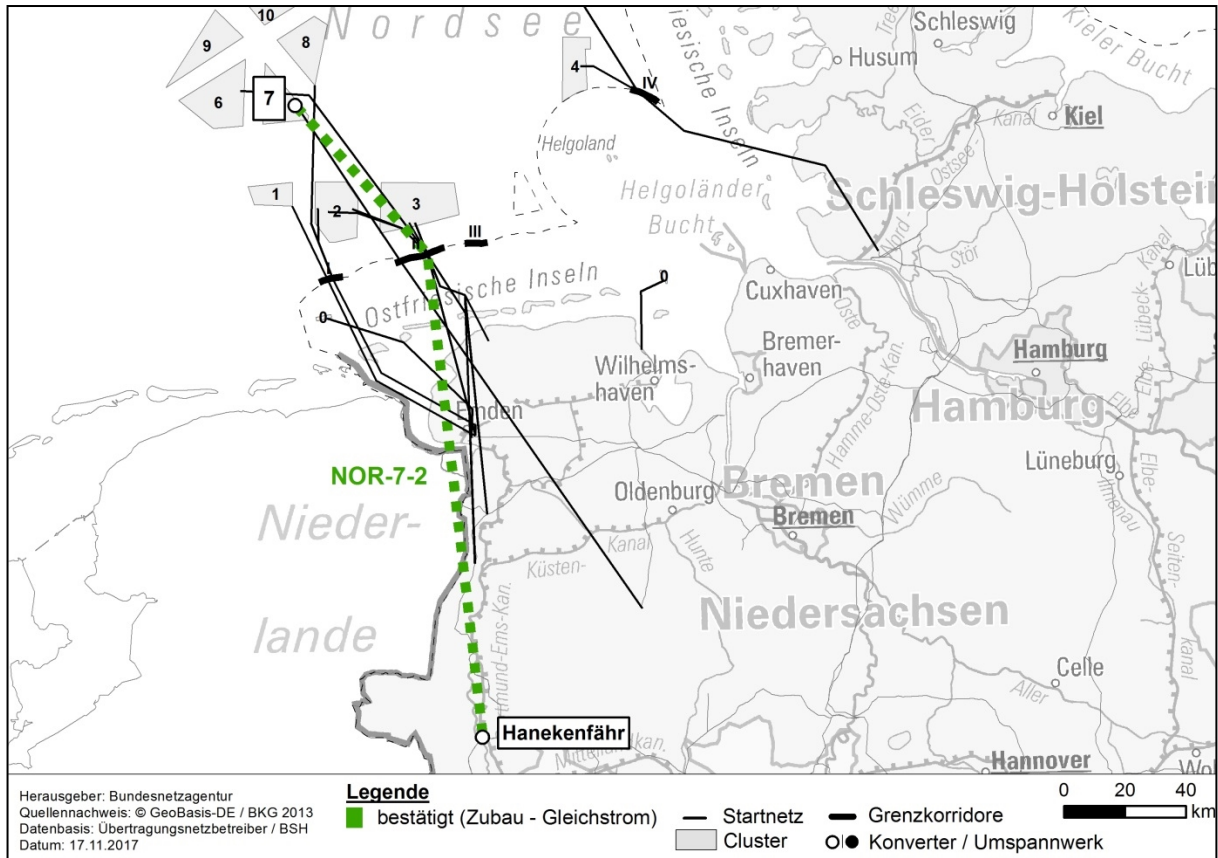


Abbildung 11: Darstellung des Anbindungssystems NOR-7-2

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

Als Netzverknüpfungspunkt ist Hanekenfähr vorzusehen, dessen Verfügbarkeit ab 2023 geplant ist (vgl. oben Punkt B.7.1). Die Netzanbindung soll in Übereinstimmung mit dem BFO-N mittels HGÜ-Technik erfolgen.

Ausgehend von der Konverterplattform in Cluster 7 in der AWZ führt die DC-Netzanbindung über den vom BFO-N vorgegebenen Grenzkorridor II durch das Küstenmeer im Raum Norderney zum Netzverknüpfungspunkt Hanekenfähr.

In Cluster 7 wird in Übereinstimmung mit dem BFO-N insgesamt eine Erzeugungsleistung in Höhe von 1.611 MW erwartet. Die Erschließung von Cluster 7 soll mittels zweier Anbindungssysteme erfolgen: Das im Startnetz befindliche Anbindungssystem NOR-7-1 (BorWin5) sowie das im Zubaunetz befindliche Anbindungssystem NOR-7-2 (BorWin6).

Die Umweltauswirkungen von NOR-7-2 werden im Umweltbericht 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 Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung im Anhang des Umweltberichts dargestellt.

Trassenlänge: 281 km

Beginn der Umsetzung: 2025

Geplante Fertigstellung: 2030

Die Bestätigung und Beauftragung des Anbindungssystems NOR-7-2 stehen unter dem Vorbehalt der erneuten Bestätigung im Rahmen des NEP 2019-2030 unter Zugrundlegung der Festlegungen des Flächenentwicklungsplans nach § 12c Abs. 4 Satz 1 EnWG in Verbindung mit § 12b Abs. 1 Satz 4 Nr. 7 EnWG.

2. Anbindungssysteme Ostsee

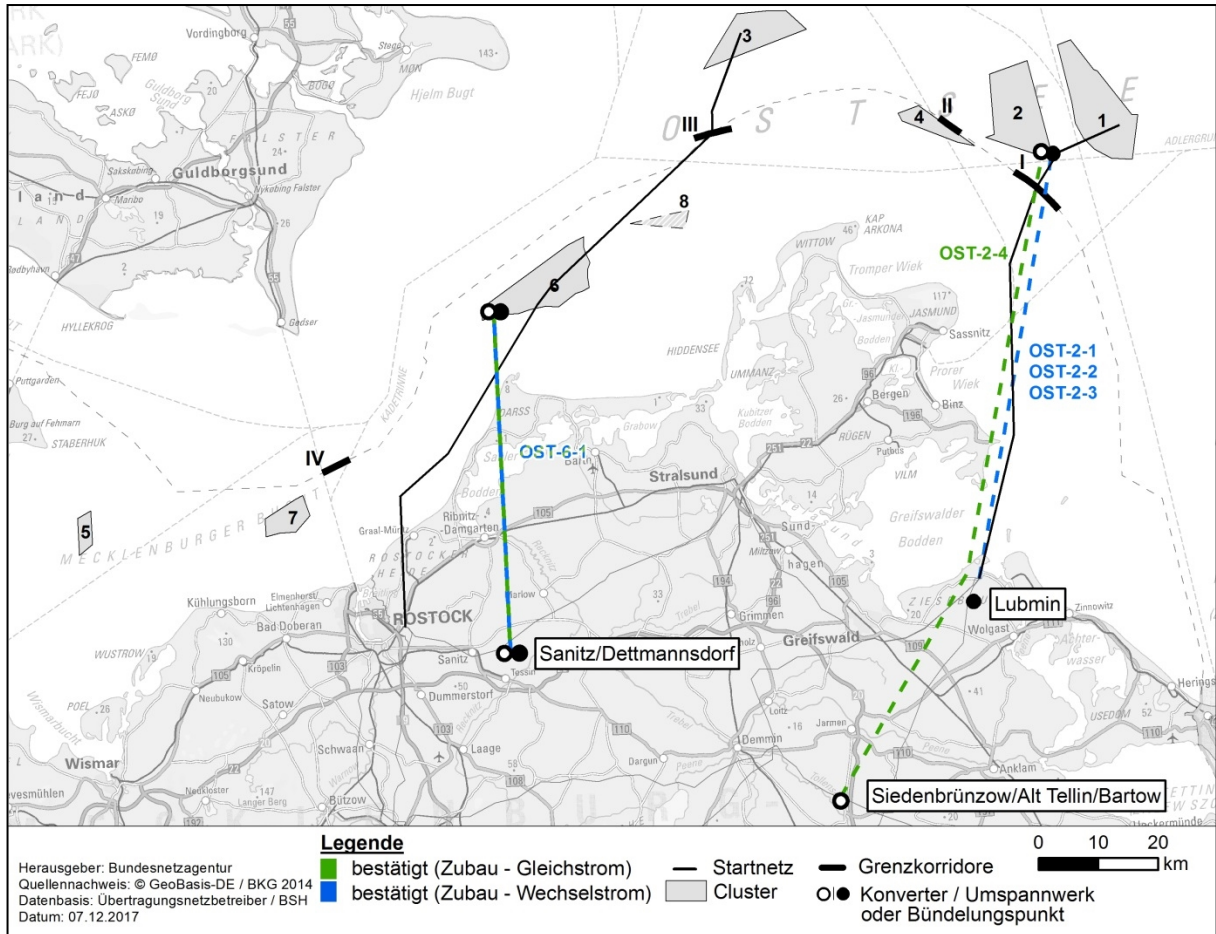


Abbildung 13: Darstellung der im O-NEP 2017-2030 bestätigten Anbindungssysteme in der Ostsee

2.1 Anbindungssystem OST-2-1

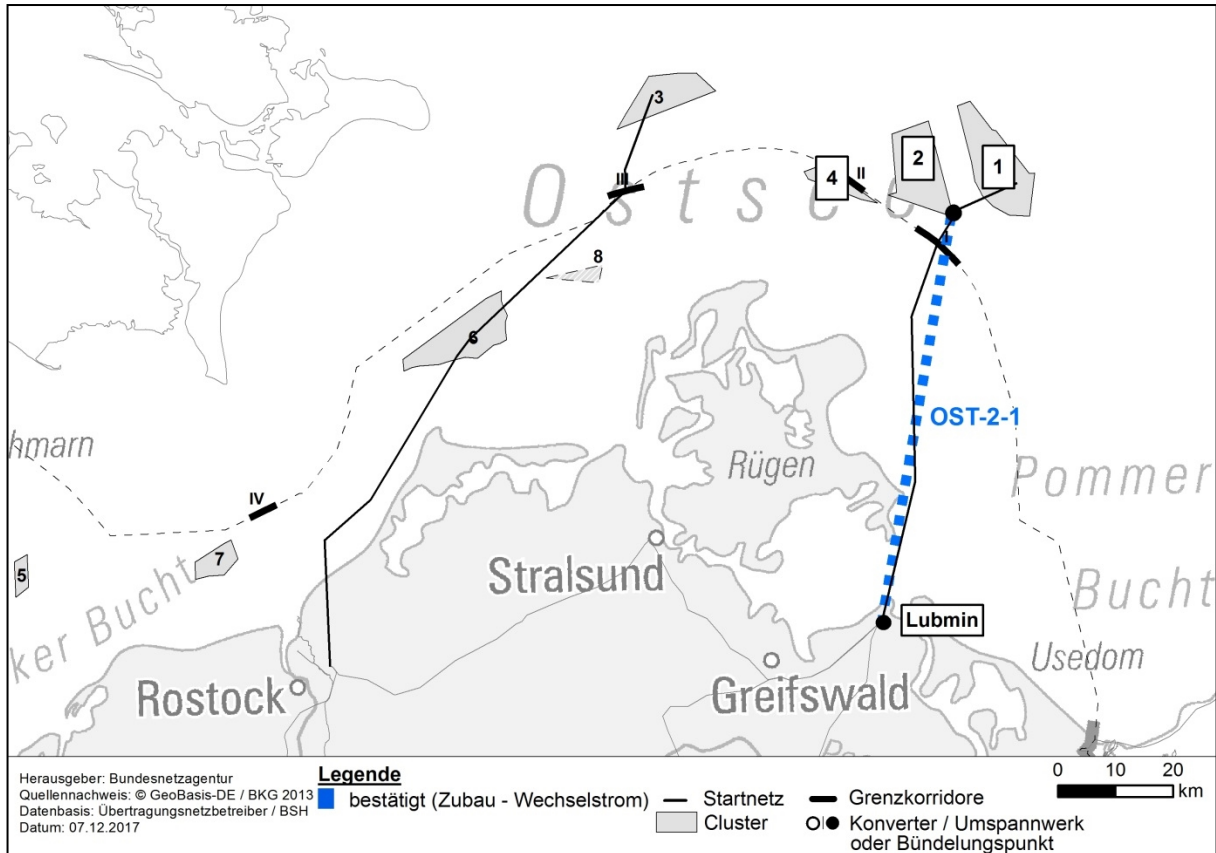


Abbildung 14: Darstellung des Anbindungssystems OST-2-1

Ziel des Projekts ist die Anbindung von Offshore-Windparks in der Ostsee in Cluster 2 sowie ggf. über clusterübergreifende Anschlüsse in den Clustern 1 und 4.

Als Netzverknüpfungspunkt ist Lubmin vorgesehen, dessen Verfügbarkeit bereits gegeben ist. Die Netzanbindung soll in Übereinstimmung mit dem BFO-O mittels AC-Technik erfolgen.

Im Rahmen der Realisierung des Anbindungssystems wird der Netzverknüpfungspunkt Lubmin erweitert und von dort wird ein AC-Seekabel über den im BFO-O festgelegten Grenzkorridor I an der Grenze des Küstenmeers zur AWZ zu einem virtuellen Bündelungspunkt im Süden des Cluster 2 hergestellt. Von dem virtuellen 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 1.056 MW erwartet. Die Erschließung von Cluster 2 (sowie der Cluster 1 und 4) soll mittels dreier AC-Anbindungssysteme und eines DC-Anbindungssystems erfolgen: Die Anbindungssysteme OST-2-1, OST-2-2, OST-2-3 und OST-2-4.

Die Umweltauswirkungen von OST-2-1 werden im Umweltbericht 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 Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung im Anhang des Umweltberichts dargestellt.

Trassenlänge: 80 km

Beginn der Umsetzung: 2018

Geplante Fertigstellung: 2021

Die Bestätigung und Beauftragung des Anbindungssystems OST-2-1 stehen unter dem Vorbehalt der erneuten Bestätigung im Rahmen des NEP 2019-2030 unter Zugrundlegung der Festlegungen des Flächenentwicklungsplans nach § 12c Abs. 4 Satz 1 EnWG in Verbindung mit § 12b Abs. 1 Satz 4 Nr. 7 EnWG, es sei denn mindestens ein bestehendes Windparkprojekt, das durch das Anbindungssystem OST-2-1 erschlossen wird, wurde im Rahmen einer der beiden Gebotstermine nach § 26 Abs. 1 WindSeeG ein Zuschlag erteilt.

2.2 Anbindungssystem OST-2-2

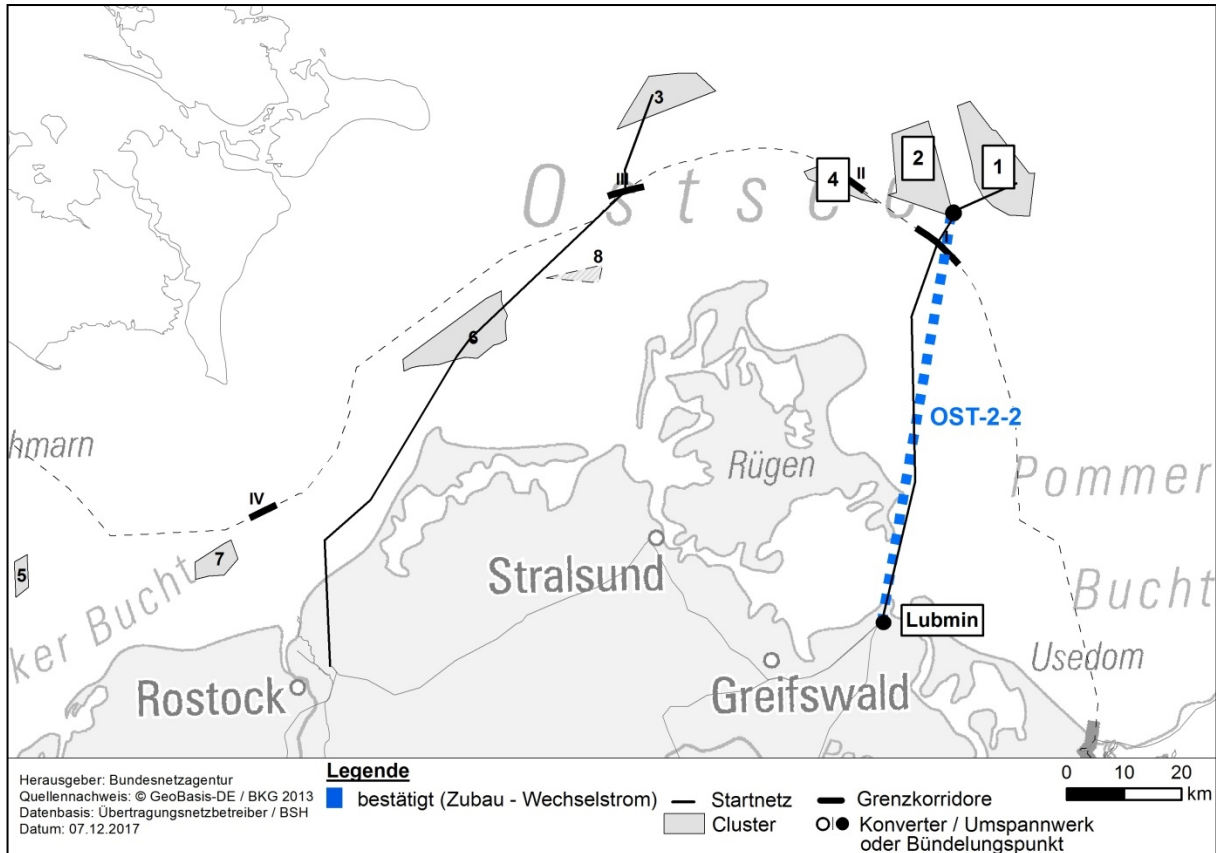


Abbildung 15: Darstellung des Anbindungssystems OST-2-2

Ziel des Projekts ist die Anbindung von Offshore-Windparks in der Ostsee in Cluster 2 sowie ggf. über clusterübergreifende Anschlüsse in den Clustern 1 und 4.

Als Netzverknüpfungspunkt ist Lubmin vorgesehen, dessen Verfügbarkeit bereits gegeben ist. Die Netzanbindung soll in Übereinstimmung mit dem BFO-O mittels AC-Technik erfolgen.

Im Rahmen der Realisierung des Anbindungssystems wird der Netzverknüpfungspunkt Lubmin erweitert und von dort wird ein AC-Seekabel über den im BFO-O festgelegten Grenzkorridor I an der Grenze des Küstenmeers zur AWZ zu einem virtuellen Bündelungspunkt im Süden des Cluster 2 hergestellt. Von dem virtuellen 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 1.056 MW erwartet. Die Erschließung von Cluster 2 (sowie von Cluster 1 und 4) soll mittels dreier AC-Anbindungssysteme und eines DC-Anbindungssystems erfolgen: Die Anbindungssysteme OST-2-1, OST-2-2, OST-2-3 und OST-2-4.

Die Umweltauswirkungen von OST-2-2 werden im Umweltbericht 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 Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung im Anhang des Umweltberichts dargestellt.

Trassenlänge: 80 km

Beginn der Umsetzung: 2018

Geplante Fertigstellung: 2021

Die Bestätigung und Beauftragung des Anbindungssystems OST-2-2 stehen unter dem Vorbehalt der erneuten Bestätigung im Rahmen des NEP 2019-2030 unter Zugrundlegung der Festlegungen des Flächenentwicklungsplans nach § 12c Abs. 4 Satz 1 EnWG in Verbindung mit § 12b Abs. 1 Satz 4 Nr. 7 EnWG, es sei denn mindestens ein bestehendes Windparkprojekt, das durch das Anbindungssystem OST-2-2 erschlossen wird, wurde im Rahmen einer der beiden Gebotstermine nach § 26 Abs. 1 WindSeeG ein Zuschlag erteilt.

2.3 Anbindungssystem OST-2-3

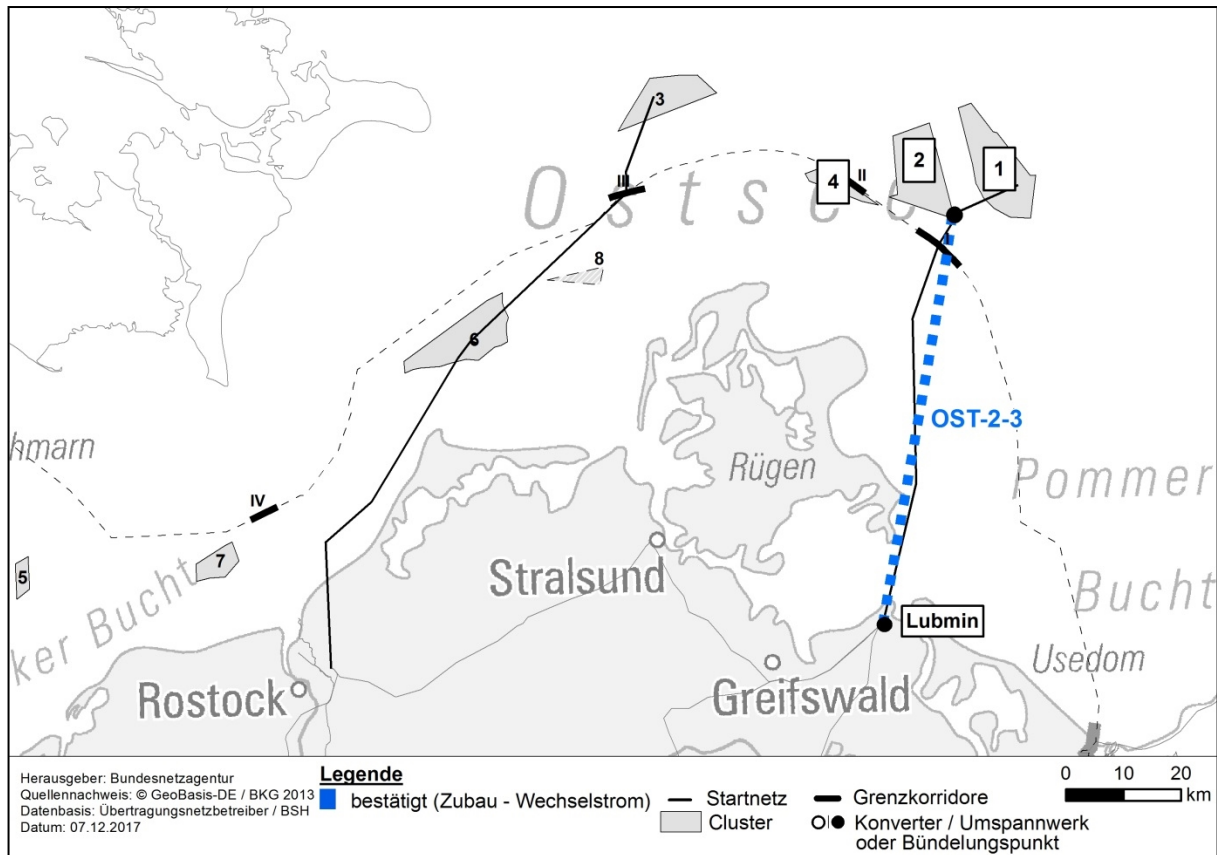


Abbildung 16: Darstellung des Anbindungssystems OST-2-3

Ziel des Projekts ist die Anbindung von Offshore-Windparks in der Ostsee in Cluster 2 sowie ggf. über clusterübergreifende Anschlüsse in den Clustern 1 und 4.

Als Netzverknüpfungspunkt ist Lubmin vorgesehen, dessen Verfügbarkeit bereits gegeben ist. Die Netzanbindung soll in Übereinstimmung mit dem BFO-O mittels AC-Technik erfolgen.

Im Rahmen der Realisierung des Anbindungssystems wird der Netzverknüpfungspunkt Lubmin erweitert und von dort wird ein AC-Seekabel über den im BFO-O festgelegten Grenzkorridor I an der Grenze des Küstenmeers zur AWZ zu einem virtuellen Bündelungspunkt im Süden des Cluster 2 hergestellt. Von dem virtuellen 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 1.056 MW erwartet. Die Erschließung von Cluster 2 (sowie von Cluster 1 und 4) soll mittels dreier AC-Anbindungssysteme und eines DC-Anbindungssystems erfolgen: Die Anbindungssysteme OST-2-1, OST-2-2, OST-2-3 und OST-2-4.

Die Umweltauswirkungen von OST-2-3 werden im Umweltbericht 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 Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung im Anhang des Umweltberichts dargestellt.

Trassenlänge: 80 km

Beginn der Umsetzung: 2018

Geplante Fertigstellung: 2022

Die Bestätigung und Beauftragung des Anbindungssystems OST-2-3 stehen unter dem Vorbehalt der erneuten Bestätigung im Rahmen des NEP 2019-2030 unter Zugrundlegung der Festlegungen des Flächenentwicklungsplans nach § 12c Abs. 4 Satz 1 EnWG in Verbindung mit § 12b Abs. 1 Satz 4 Nr. 7 EnWG, es sei denn mindestens ein bestehendes Windparkprojekt, das durch das Anbindungssystem OST-2-3 erschlossen wird, wurde im Rahmen einer der beiden Gebotstermine nach § 26 Abs. 1 WindSeeG ein Zuschlag erteilt.

2.4 Anbindungssystem OST-2-4

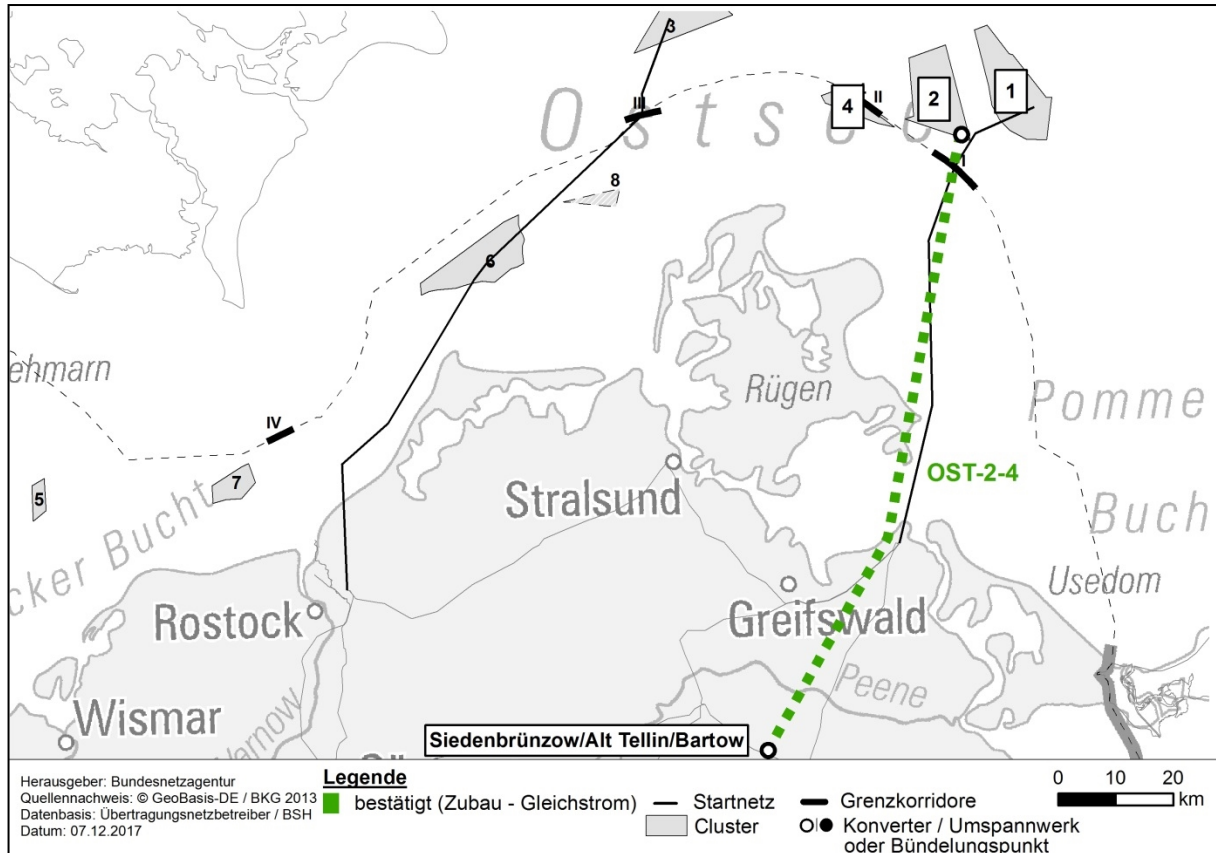


Abbildung 17: Darstellung des Anbindungssystems OST-2-3

Ziel des Projekts ist die Anbindung von Offshore-Windparks in der Ostsee in Cluster 2 sowie ggf. über clusterübergreifende Anschlüsse in den Clustern 1 und 4.

Als Netzverknüpfungspunkt ist Siedenbrünzow/Alt Tellin/Bartow vorgesehen, dessen Verfügbarkeit für 2029 geplant ist. Die Netzanbindung soll mittels HGÜ-Technik erfolgen.

Die Inbetriebnahme der für den Anschluss des Anbindungssystems OST-2-4 maßgeblichen Teilabschnitte des landseitigen Projekts P 216 Netzverstärkung Güstrow – Siedenbrünzow – Alt Tellin – Iven – Pasewalk/Nord – Pasewalk ist für 20256 anvisiert (siehe oben, Punkt B.10.).

Ausgehend von der Konverterplattform 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 1.056 MW erwartet. Die Erschließung von Cluster 2 (sowie von Cluster 1 und 4) soll mittels dreier AC-Anbindungssysteme und eines DC-Anbindungssystems erfolgen: Die Anbindungssysteme OST-2-1, OST-2-2, OST-2-3 und OST-2-4.

Die Umweltauswirkungen von OST-2-4 werden im Umweltbericht 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 Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung im Anhang des Umweltberichts dargestellt.

Trassenlänge: 150 km

Beginn der Umsetzung: 2022

Geplante Fertigstellung: 2027

Die Bestätigung und Beauftragung des Anbindungssystems OST-2-4 stehen unter dem Vorbehalt der erneuten Bestätigung im Rahmen des NEP 2019-2030 unter Zugrundlegung der Festlegungen des Flächenentwicklungsplans nach § 12c Abs. 4 Satz 1 EnWG in Verbindung mit § 12b Abs. 1 Satz 4 Nr. 7 EnWG.

2.5 Anbindungssystem OST-6-1

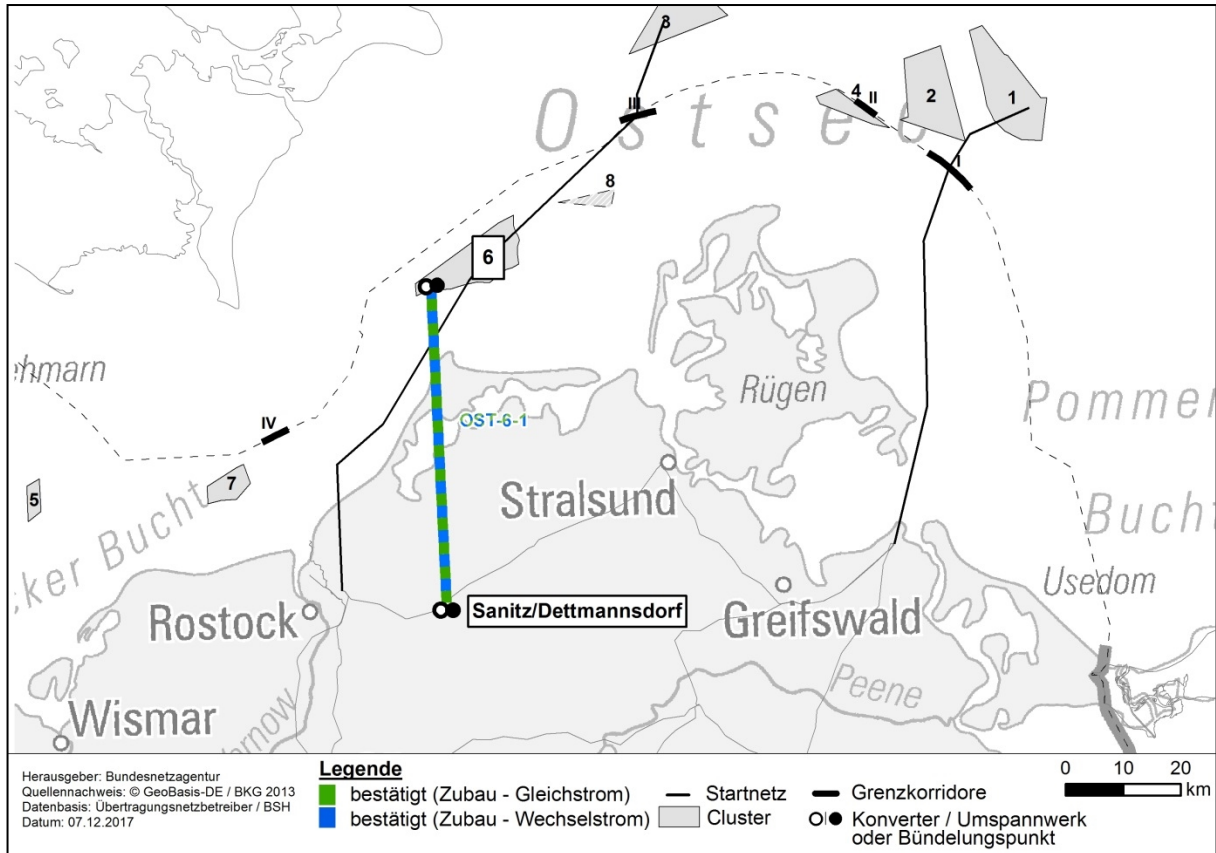


Abbildung 18: Darstellung des Anbindungssystems OST-6-1

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

Als Netzverknüpfungspunkt ist Sanitz/Dettmannsdorf vorgesehen, dessen Verfügbarkeit für 2027 bzw. 2028 geplant ist. Die Netzanbindung soll mittels AC- oder alternativ mittels HGÜ-Technologie erfolgen.

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 bzw. einem virtuellem Bündelungspunkt 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 875 MW erwartet. Die Erschließung von Cluster 6 soll mittels zweier Anbindungssysteme erfolgen: Das im Startnetz befindliche Anbindungssystem OST-3-1 (Baltic 1) sowie das im Zubaunetz befindliche Anbindungssystem OST-6-1.

Die Umweltauswirkungen von OST-6-1 werden im Umweltbericht 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 Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung im Anhang des Umweltberichts dargestellt.

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

Beginn der Umsetzung: 2024

Geplante Fertigstellung: 2029

Die Bestätigung und Beauftragung des Anbindungssystems OST-6-1 stehen unter dem Vorbehalt der erneuten Bestätigung im Rahmen des NEP 2019-2030 unter Zugrundlegung der Festlegungen des Flächenentwicklungsplans nach § 12c Abs. 4 Satz 1 EnWG in Verbindung mit § 12b Abs. 1 Satz 4 Nr. 7 EnWG.

A-5 Darstellung der clusterübergreifenden Netzanschlüsse

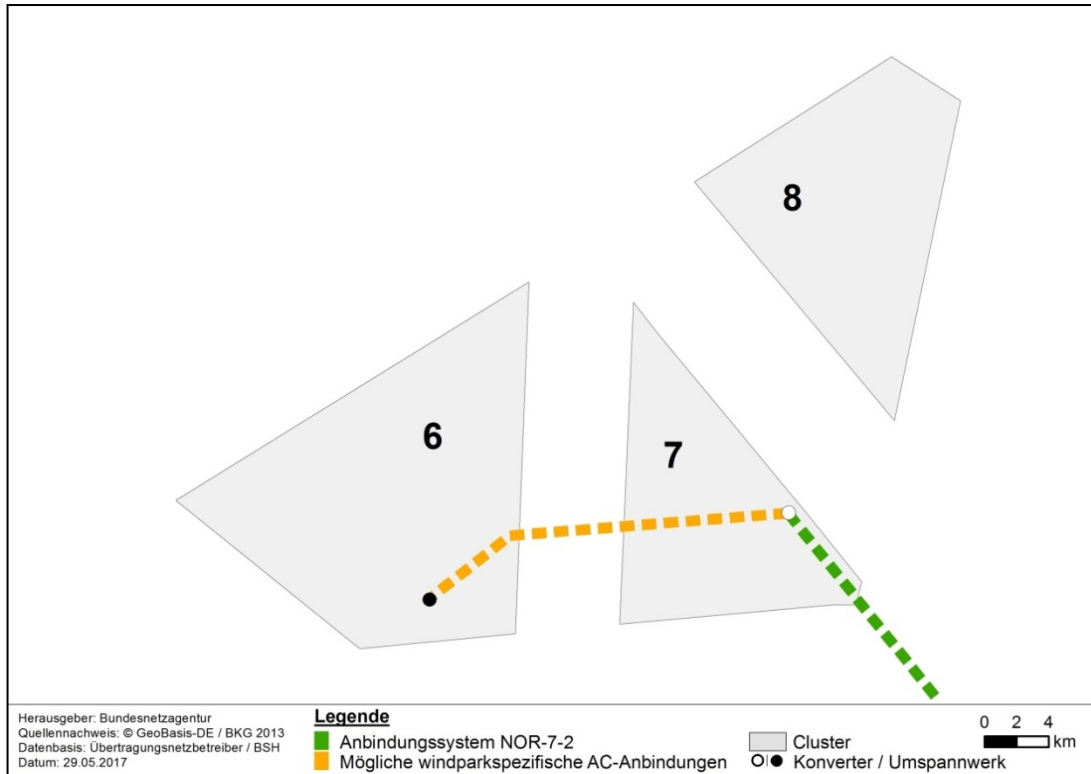


Abbildung 19: Darstellung der clusterübergreifender Netzanschlüsse in der Nordsee

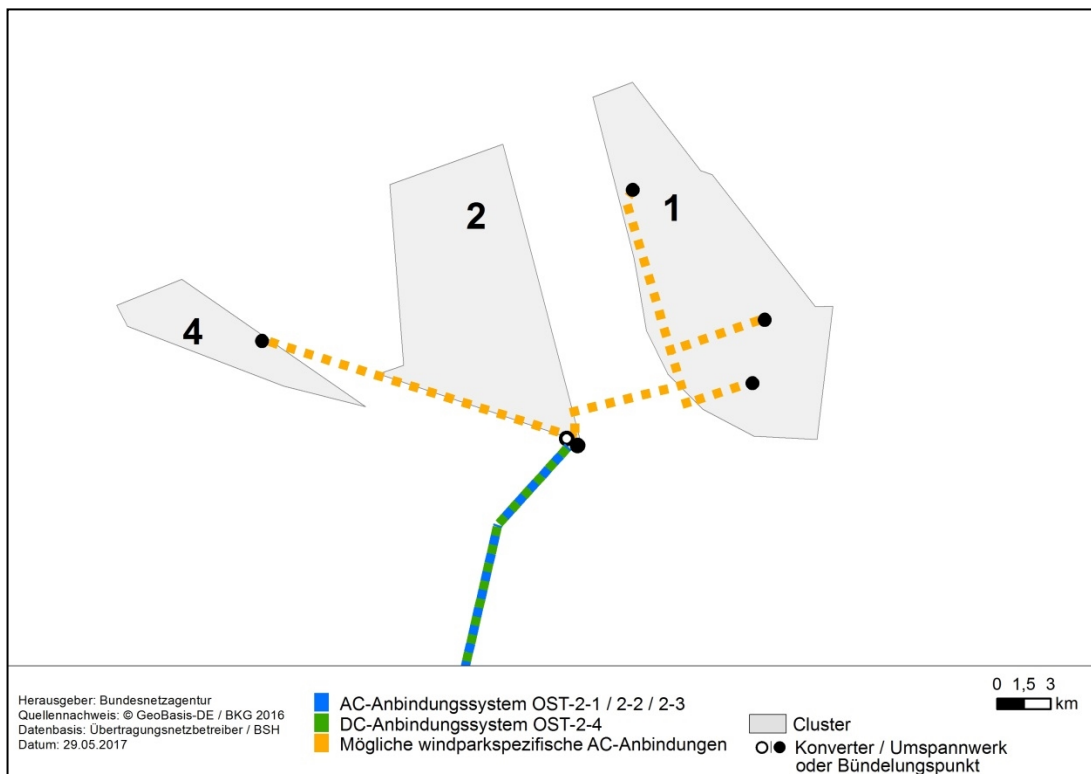


Abbildung 20: Darstellung der clusterübergreifender Netzanschlüsse in der Ostsee