



Bundesnetzagentur

Bedarfsermittlung 2024

Bestätigung

Offshore-Netzentwicklungsplan (Zieljahr 2024)



SEPTEMBER 2015

**Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen**

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Telefon: 0800 638 9 638

www.netzausbau.de

Folgen Sie uns auf twitter.com/netzausbau

Besuchen Sie uns auf youtube.com/netzausbau

Informieren Sie sich bei slideshare.net/netzausbau

Abonnieren Sie den netzausbau.de/newsletter

September 2015

Bedarfsermittlung 2024

Bestätigung des Offshore-Netzentwicklungsplans für das Zieljahr 2024

September 2015



Bundesnetzagentur

Bestätigung

Az.: 6.00.11.02.02

In dem Verwaltungsverfahren

wegen der Bestätigung des Offshore-Netzentwicklungsplans 2024 gem. § 17c Satz 2 in Verbindung mit § 12c Abs. 4 Satz 1 EnWG

gegenüber

1. der 50Hertz Transmission GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung, Eichenstraße 3A, 12435 Berlin
2. der Amprion GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung, Rheinlanddamm 24, 44139 Dortmund
3. der TenneT TSO GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung, Bernecker Str. 70, 95448 Bayreuth
4. der TransnetBW GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung, Pariser Platz, Osloer Straße 15 - 17, 70174 Stuttgart

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

am 04. September 2015

den Offshore-Netzentwicklungsplan 2024 in der überarbeiteten Fassung vom 04.11.2014 unter folgender Maßgabe bestätigt:

1. Es wird ein Ausbaubedarf von zwei Anbindungssystemen in der Nordsee sowie ein Ausbaubedarf von einem Anbindungssystem in der Ostsee in folgender Abfolge und unter Angabe folgender Termine für den Beginn der Umsetzung und die geplante Fertigstellung als erforderlich bestätigt:

Anbindungssystem	Beginn der Umsetzung	Geplante Fertigstellung
NOR-3-3	2018	2023
NOR-1-1	2019	2024
OST-B-1	2020	2023

Die Anbindungssysteme NOR-3-3 und NOR-1-1 haben eine Übertragungskapazität in Höhe von jeweils 900 MW, das Anbindungssystem OST-B-1 hat eine Übertragungskapazität in Höhe von 500 MW.

Die nachfolgenden Anbindungssysteme werden nicht bestätigt:

Anbindungssystem	Beginn der Umsetzung	Geplante Fertigstellung
NOR-7-1	2018	2023
NOR-5-2	2019	2024
OST-4-1	2016	2019
OST-4-2	2017	2020

2. Die Übertragungsnetzbetreiber haben eine Kosten-Nutzen-Analyse zur Errichtung und zum Betrieb einer AC-Sammelplattform im Rahmen der Realisierung von Sammelanbindungen in der Ostsee anhand des Beispiels des Anbindungssystems OST-B-1 gemeinsam mit dem Entwurf des Offshore-Netzentwicklungsplans 2025 vorzulegen.
3. Die Kostenentscheidung bleibt einem gesonderten Bescheid vorbehalten.

Gründe

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

I.	SACHVERHALT	9
II.	RECHTLICHE WÜRDIGUNG.....	21
A	Formelle Voraussetzungen der Bestätigung.....	21
B	Materielle Voraussetzungen der Bestätigung.....	21
1.	Verfahren	21
2.	Berücksichtigung des Szenariorahmens	21
3.	Berücksichtigung des Bundesfachplan Offshore	22
4.	Ausbaubedarf	22
4.1	Prognostizierte Offshore-Erzeugungsleistung	23
4.2	Übertragungskapazität Startnetz.....	26
4.3	Bedarfsermittlung	27
5.	Kriterien für die zeitliche Abfolge der Umsetzung	28
5.1	Auswahl der Kriterien.....	28
5.2	Küstenentfernung	28
5.3	Erzeugungspotenzial.....	30
5.4	Netzverknüpfungspunkte	32
5.5	Realisierungsfortschritt	32
5.6	Gewichtung der Kriterien und Prüfungsreihenfolge.....	33
6.	Zeitliche Staffelung der Anbindungssysteme	34
6.1	Zeitliche Staffelung der Anbindungssysteme in der Nordsee.....	34
6.2	Zeitliche Staffelung der Anbindungssysteme in der Ostsee	35
7.	Angabe von Terminen.....	36
7.1	Termin für den Beginn der Umsetzung.....	36
7.2	Geplanter Zeitpunkt der Fertigstellung.....	37
7.3	Zeitliche Angaben für die Anbindungssysteme in der Nordsee.....	38
7.4	Zeitliche Angaben für die Anbindungssysteme in der Ostsee	39
8.	Angaben zum Stand der Umsetzung	40
9.	Einklang mit dem Netzentwicklungsplan Strom.....	40
10.	Einklang mit dem Gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan.....	41
11.	Abwägung mit geprüften anderweitigen Planungsmöglichkeiten	42

C. Anhang	43
A-1 Kosten Anbindungssysteme	43
A-2 Darstellung der Eingangsparameter für die zeitliche Staffelung in der Nordsee	44
A-3 Darstellung der Eingangsparameter für die zeitliche Staffelung in der Ostsee	45
A-4 Darstellung der Eingangsparameter zur Regionalisierung	46
A-5 Darstellung Cluster, Grenzkorridore, Startnetz und Entfernungszonen	47
A-6 Darstellung der Anbindungssysteme	50
1. Anbindungssysteme Nordsee	50
1.1 Anbindungssystem NOR-1-1	51
1.2 Anbindungssystem NOR-3-3	52
1.3 Anbindungssystem NOR-5-2	53
1.4 Anbindungssystem NOR-7-1	54
2. Anbindungssysteme Ostsee	55
2.1 Anbindungssystem OST-B-1	56
2.2 Anbindungssystem OST-4-1	58
2.3 Anbindungssystem OST-4-2	59
Rechtsmittelbelehrung	61

I.

1. Der erste Entwurf des Offshore-Netzentwicklungsplans 2024 (O-NEP 2024) wurde am 16.04.2014 durch die Übertragungsnetzbetreiber veröffentlicht und der Bundesnetzagentur vorgelegt. Der erste Entwurf des O-NEP 2024 wurde bis zum 28.05.2014 durch die Übertragungsnetzbetreiber zur Konsultation gestellt. Insgesamt gingen 23 Stellungnahmen zum ersten Entwurf des O-NEP 2024 bei den Übertragungsnetzbetreibern ein. Nach Abschluss der Konsultation wurde der Entwurf des O-NEP 2024 durch die Übertragungsnetzbetreiber überarbeitet.

2. Am 01.08.2014 trat die Neuregelung der Zuweisung von Kapazitäten für Offshore-Windparks (OWP) auf Netzanbindungssystemen nach § 17d Abs. 3 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) in Kraft, wonach die bis 2020 maximal durch die Bundesnetzagentur zuweisbare Anschlusskapazität 6.500 MW beträgt, die danach jährlich um maximal 800 MW ansteigt. Zudem regelt der ebenfalls neu geschaffene § 118 Abs. 14 EnWG, dass bis einschließlich 2017 bei Bedarf auch bis zu 7.700 MW installierte Leistung durch die Bundesnetzagentur zugewiesen werden können. Auf dieser Grundlage sind nach Durchführung eines ersten Zuweisungsverfahrens bereits ca. 1.200 MW Anbindungskapazität zugewiesen worden (Bundesnetzagentur, Beschlüsse vom 21. und 28.01.2015 – BK6-14-129-Z1, BK6-14-129-Z2, BK6-14-129-Z3, BK6-14-129-Z4, BK6-14-129-Z5, BK6-14-129-Z7, BK6-14-129-Z8), die verbleibenden 211,1 MW Anbindungskapazität werden derzeit in einem zweiten Vergabeverfahren angeboten. Ferner wurde mit § 17d Abs. 5 EnWG eine Regelung geschaffen, die es der Bundesnetzagentur ermöglicht, nach alter Rechtslage durch die Übertragungsnetzbetreiber zugesagte oder nach neuer Rechtslage durch die Bundesnetzagentur zugewiesene Kapazitäten von einem Anbindungssystem auf ein anderes zu verlagern. Von dieser Möglichkeit hat die Bundesnetzagentur ebenfalls Gebrauch gemacht. Die Bundesnetzagentur hat insoweit beschlossen, dass ein Windpark aus Cluster 8 in der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) der Nordsee, der über nach alter Rechtslage durch den Übertragungsnetzbetreiber zugesagte Anbindungskapazität für das Anbindungssystem NOR-6-2 (BorWin 2) verfügt, nunmehr über das Anbindungssystem NOR-8-1 (BorWin 3) erschlossen wird (Bundesnetzagentur, Beschluss vom 23.03.2015 – BK6-14-127). Die auf NOR-6-2 frei gewordene Kapazität kann dann ein Windpark aus Cluster 6 nutzen, der ebenfalls über nach alter Rechtslage durch den Übertragungsnetzbetreiber zugesagte Anbindungskapazität verfügt und bislang über das Anbindungssystem NOR-6-3 (BorWin 4) erschlossen werden sollte. Ansonsten wird über das Anbindungssystem NOR-6-3 kein Windpark erschlossen, der über eine unbedingte Netzanbindungszusage oder zugewiesene Kapazität verfügt. Gegen den entsprechenden Beschluss der Bundesnetzagentur ist eine Beschwerde anhängig. Einen Eilantrag hat das zuständige Oberlandesgericht abgewiesen (OLG Düsseldorf, n.v. Beschluss vom 27.05.2015 – Az. VI-3 Kart 84/14 (V)).

3. Bereits am 30.08.2013 wurde der Szenariorahmen 2024 genehmigt (Bundesnetzagentur, Genehmigung vom 30.08.2013, Az. 6.00.03.05/13-08-30/Szenariorahmen 2013). Dieser enthält die vier Szenarien A2024, B2024, C2024 und B2034 für die Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie:

	Szenario A2024	Szenario B2024	Szenario B2034	Szenario C2024
Nordsee	10,2 GW	11,0 GW	20,1 GW	13,2 GW
Ostsee	1,3 GW	1,7 GW	5,2 GW	2,9 GW
Gesamt	11,5 GW	12,7 GW	25,3 GW	16,1 GW

In Szenario A2024 wird ein moderater, im Szenario B2024 ein mittlerer und in Szenario C2024 ein sehr ambitionierter Ausbau erneuerbarer Energien angenommen. Das Szenario C2024 beruht bezüglich der Annahmen zur Entwicklung erneuerbarer Energien auf den Angaben der Bundesländer. In dem zwanzigjährigen Szenario B2034 werden die Annahmen aus dem Szenario B2024 um weitere zehn Jahre fortgeschrieben. Der Szenariorahmen 2024 enthält darüber hinaus eine Vorgabe zur regionalen Verteilung der Offshore-Kapazitäten nach Nord- und Ostsee (sog. Regionalisierung) für die einzelnen Szenarien. Im Rahmen der Regionalisierung des Szenarios B2024 wird zunächst die Genehmigungslage als Maßstab für die Realisierungsgeschwindigkeit von Offshore Windparks in Nord- und Ostsee betrachtet. Zudem werden Nachholeffekte zugunsten der Ostsee angenommen. Aus diesen Gründen war davon auszugehen, dass in B2024 zu den bereits vorhandenen Genehmigungen ein weiterer OWP mit einer Leistung von ca. 0,4 GW in der Ostsee errichtet wird. Die Genehmigung des betroffenen Windparks wurde mittlerweile erteilt.

Hinsichtlich der Herleitung und Begründung der Szenarien und Regionalisierung wird im Übrigen auf die Genehmigung des Szenariorahmens für die Netzentwicklungsplanung und Offshore-Netzentwicklungsplanung für das Jahr 2024 verwiesen (Bundesnetzagentur, Genehmigung vom 30.08.2013, Az. 6.00.03.05/13-08-30/Szenariorahmen 2013, S. 55, 64 ff., 71, 75 f., 86 f.).

Am 19.12.2014 wurde der Szenariorahmen 2025 mit folgenden Annahmen für die Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie bestätigt:

	Szenario A 2025	Szenario B1 2025	Szenario B1 2025	Szenario B2 2025	Szenario B2 2025	Szenario C 2025
Nordsee	7,7 GW	9,2 GW	16,6 GW	9,2 GW	16,6 GW	9,2 GW
Ostsee	1,2 GW	1,3 GW	1,9 GW	1,3 GW	1,9 GW	1,3 GW
Gesamt	8,9 GW	10,5 GW	18,5 GW	10,5 GW	18,5 GW	10,5 GW

Die prognostizierte Offshore-Leistung des Szenariorahmens 2025 basiert bereits auf den neuen Vorschriften des EnWG. Für die Szenarien B1 2025, B2 2025 und C 2025 wurde von der Bundesnetzagentur eine Gesamt-Erzeugungsleistung von 10,5 GW genehmigt. Dem liegt das exakte Erreichen der Obergrenze der Kapazität zugrunde, die durch die Bundesnetzagentur bis 2025 zugewiesen werden darf (6.500 MW bis 2020, danach jährlich 800 MW). Demgegenüber geht das Szenario A 2025 davon aus, dass diese Obergrenze um 1,6 GW unterschritten wird.

Hinsichtlich der Herleitung und Begründung der Szenarien und der Regionalisierung wird auf die Genehmigung des Szenariorahmens für die Netzentwicklungsplanung und Offshore-Netzentwicklungsplanung für das Jahr 2025 verwiesen (Bundesnetzagentur, Genehmigung vom 19.12.2014, Az. 6.00.03.05/14-12-19/Szenariorahmen 2025, S. 87, 92 ff., 99, 104 f., 116 f.).

Bereits am 22.02.2013 wurde der Bundesfachplan Offshore für die AWZ der Nordsee (BFO-N 2012) veröffentlicht, am 07.03.2014 folgte der Bundesfachplan Offshore für die AWZ der Ostsee (BFO-O). Am 12.06.2015 wurde der Bundesfachplan Offshore für die AWZ der Nordsee fortgeschrieben (BFO-N 2013/2014). Die Pläne enthalten u.a. Festlegungen zu den standardisierten Technikvorgaben, zur Clustereinteilung innerhalb der AWZ einschließlich des für jedes Cluster angegebenen Erzeugungspotenzials sowie zu den Grenzkorridoren zwischen AWZ und Küstenmeer. Für die Nordsee ist im Sinne einer technischen Standardisierung der Anbindung eine Übertragungsleistung von 900 MW vorgegeben worden. Weiterhin wurden 13 Cluster einbezogen, zu jedem einbezogenen Cluster wurde die in diesem Cluster zu erwartende Erzeugungsleistung ermittelt. Diese Prognose beruht auf den Angaben bereits gebauter bzw. im Bau befindlicher OWP und der jeweiligen Antrags- und Genehmigungslage. Insgesamt wird im BFO-N 2012 eine Leistung an Offshore-Windenergie von ca. 19,7 GW innerhalb der 13 einbezogenen Cluster ausgewiesen. Die Fortschreibung des BFO-N 2013/2014 sieht eine Leistung an Offshore-Windenergie von ca. 20,4 GW innerhalb der 13 einbezogenen Cluster vor. Hierbei nimmt der BFO-N 2013/2014 insbesondere gegenüber dem BFO-N 2012, aber auch dem Entwurf des BFO-N 2013/2013 in Cluster 2 ein um 250 MW größeres Erzeugungspotenzial an; gegenüber den vorläufigen Prüfungsergebnissen der Bundesnetzagentur – die bereits die Werte aus dem ersten Kapazitätszuweisungsverfahren berücksichtigten – ist das Erzeugungspotenzial um 130 MW größer. Grund hierfür ist insbesondere die Potenzialkorrektur eines genehmigten OWP in Cluster 2 (höhere angenommene Leistung der bereits genehmigten Anlagenstandorte). Das Küstenmeer (im O-NEP 2024 als Cluster 0 bezeichnet) wird nur nachrichtlich mit 219 MW angegeben; zusätzlich hat die Bundesnetzagentur im Küstenmeer bereits Anschlusskapazitäten in Höhe von 5 MW zugewiesen. Zudem sind vier Grenzkorridore (I, II, III, IV) für den Übergang von der AWZ zum Küstenmeer der Nordsee ausgewiesen. Für die Ostsee ist im Sinne einer technischen Standardisierung der Anbindung eine Übertragungsleistung von 250 MW vorgegeben worden. Ferner sind drei Windparkcluster mit einer Erzeugungsleistung von ca. 3,7 GW vorgesehen. Die ermittelte Erzeugungsleistung basiert auf den Angaben zu den bisherigen Genehmigungen von OWP und einem Flächenansatz. Der Flächenansatz sieht vor, dass pro km² zwei Anlagen mit je 7 MW installiert werden. In der Ostsee wird Cluster 3 im O-NEP 2024 um ca. 51 MW durch einen bereits in Betrieb befindlichen und einen genehmigten Windpark im Küstenmeer der Ostsee erweitert, während Cluster 4 und 5, die sich vollständig im Küstenmeer befinden, im O-NEP 2024 mit 350 MW und 150 MW anhand der Genehmigungs- bzw. Antragslage gebildet wurden. Ferner sieht der BFO-O drei Grenzkorridore (I, II, III) für den Übergang von der AWZ zum Küstenmeer der Ostsee vor.

Der BFO-N 2013/2014 sieht unter Berücksichtigung des Küstenmeers entsprechend O-NEP 2024 für die Nordsee folgendes Erzeugungspotenzial der einzelnen Cluster vor:

Windparkcluster	Erzeugungspotenzial pro Cluster [MW]
Cluster 0*	224
Cluster 1	900
Cluster 2	1750
Cluster 3	2600
Cluster 4	1150
Cluster 5	1400
Cluster 6	1650
Cluster 7	1400
Cluster 8	1300
Cluster 9	1300
Cluster 10	1300
Cluster 11	1900
Cluster 12	1700
Cluster 13	2000
Summe	20574

* In Cluster 0 wurde zusätzlich durch die Bundesnetzagentur Kapazität in Höhe von 5 MW zugewiesen.

Der BFO-O sieht unter Berücksichtigung des Küstenmeers entsprechend O-NEP 2024 für die Ostsee folgendes Erzeugungspotenzial der einzelnen Cluster vor:

Windparkcluster	Erzeugungspotenzial pro Cluster [MW]
Cluster 1	1650
Cluster 2	1288
Cluster 3 (AWZ) (Küstenmeer)	773 (722) (51*)
Cluster 4 (Küstenmeer)	350**
Cluster 5 (Küstenmeer)	150**
Summe	4211

* Cluster 3 im BFO-O wurde um einen OWP im Küstenmeer der Ostsee erweitert, der über dieselbe Startnetzanbindung wie der in Cluster 3 AWZ befindliche OWP angeschlossen wird.

** Cluster 4 und 5 wurden entsprechend O-NEP 2024 anhand der Genehmigungs- bzw. Antragslage gebildet.

4. Den überarbeiteten zweiten Entwurf des O-NEP 2024 legten die Übertragungsnetzbetreiber der Bundesnetzagentur am 04.11.2014 vor.

Der Bedarf an Netzanbindungssystemen wird im zweiten Entwurf des O-NEP 2024 anhand der im Szenariorahmen 2024 prognostizierten Offshore-Erzeugungsleistung für das Jahr 2024 abzüglich der

folgenden im zweiten Entwurf enthaltenen Angaben zur Übertragungskapazität des sog. Startnetzes ermittelt:

Projekt (Netzanbindungssystem)	Übertragungskapazität MW*
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)	339**

*Die Übertragungskapazität bezieht sich auf die Netzanschlusspunkte.

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

Weiterhin wurde die zeitliche Reihung der Netzanbindungssysteme im zweiten Entwurf des O-NEP 2024 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 OWP.

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 2024 anhand des Erzeugungspotenzials nach BFO-N 2012 abzüglich der Übertragungskapazität des Startnetzes ermittelt. Im zweiten Entwurf des O-NEP 2024 sehen die Übertragungsnetzbetreiber bei der Bestimmung des Erzeugungspotenzials der zu erschließenden Windparkcluster zudem eine Unterscheidung in einen Lang- und einen Kurzfristplanungshorizont vor. Dem Langfristplanungshorizont liegt die Leistung der Cluster des Planungshorizonts 2030 des BFO-N 2012 und des BFO-O, dem Kurzfristplanungshorizont die Leistung der Cluster des Planungshorizonts 2022 des BFO-N 2012 sowie des Planungshorizonts 2023 des BFO-O zugrunde. In Zone 1 und 2 der Nordsee entsprechen sich der Kurzfrist- und der Langfristplanungshorizont. Der Kurzfristplanungshorizont soll gemäß dem zweiten Entwurf des O-NEP 2024 basierend auf dem BFO-N 2012 Flächen darstellen, auf welchen innerhalb der nächsten 10 Jahre mit einem Ausbau gerechnet werden kann, während der BFO-N 2012 mit dem Planungshorizont 2022 informatorisch den Szenariorahmen 2022 abbildet. Der zweite Entwurf des O-NEP 2024 gibt weiterhin vor, dass ein Cluster, der im Kurzfristplanungshorizont ein größeres Erzeugungspotenzial aufweist als ein anderer Cluster, zeitlich früher angeschlossen wird, selbst wenn der andere Cluster im Langfristplanungshorizont ein größeres Erzeugungspotenzial aufweist. Wenn das gesamte Erzeugungspotenzial entsprechend dem Kurzfristplanungshorizont erschlossen ist, wird die zeitliche Reihung entsprechend dem verbleibenden Erzeugungspotenzial gemäß dem Langfristplanungshorizont vorgenommen.

Als weiteres Kriterium sieht der zweite Entwurf die Verfügbarkeit eines Netzverknüpfungspunktes (NVP) bei geplanter Fertigstellung des jeweiligen Anbindungssystems sowie den Realisierungsfortschritts des 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 küstentferneren 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 NVP“ vereinbar ist. Sollte dies nicht der Fall sein, weil der erforderliche NVP 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 OWP“ 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 OWP 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 zeitliche Reihung werden im zweiten Entwurf des O-NEP 2024 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 2024 das Jahr der Beauftragung bzw. Vergabe des Anbindungssystems zugrunde gelegt. Zudem wurde im zweiten Entwurf des O-NEP 2024 der verbindliche Termin für den Beginn der Umsetzung ab einschließlich der ersten AC-Verbindung im Zubaunetz in der Ostsee unter den Vorbehalt gestellt, dass zuvor die Nutzung der bis dahin bereits beauftragten AC-Verbindungen durch OWP mit einer hinreichenden Realisierungswahrscheinlichkeit und entsprechend zugewiesener Netzanschlusskapazität durch die Bundesnetzagentur sichergestellt ist. Zwischen dem Beginn der Umsetzung und der geplanten Fertigstellung wird im zweiten Entwurf des O-NEP 2024 ein Zeitraum von 60 Monaten für die Realisierung der DC-Anbindungssysteme in der Nordsee und 42 Monaten für die Realisierung der AC-Anbindungssysteme in der Ostsee angesetzt.

Auf dieser Basis entwickelt der zweite Entwurf des O-NEP 2024 eine zeitliche Staffelung für alle vier Szenarien des Szenariorahmens 2024. Für Szenario B2024 ist folgende zeitliche Staffelung vorgesehen:

Projekt	Maßnahme	Name der Maßnahme	Beginn der Umsetzung	Geplante Fertigstellung
NOR-3-3	15	HGÜ-Verbindung NOR-3-3	2016	2021
NOR-1-1	3	HGÜ-Verbindung NOR-1-1	2017	2022
NOR-7-1	31	HGÜ-Verbindung NOR-7-1	2018	2023
NOR-5-2	25	HGÜ-Verbindung NOR-5-2	2019	2024
OST-4-1	81	AC-Verbindung OST-4-1	2016	2019
OST-4-2	83	AC-Verbindung OST-4-2	2017	2020
OST-1-4	57	AC-Verbindung OST-1-4	2017	2020

Neben der Ermittlung des Ausbaubedarfs und der zeitlichen Reihung der Anbindungssysteme enthält der zweite Entwurf des O-NEP 2024 auch den Stand der Umsetzung der im O-NEP 2013 bestätigten Netzanbindungssysteme. Informativ ist auch der Umsetzungsstand des Startnetzes dargestellt einschließlich der im O-NEP 2013 bestätigten und bereits beauftragten Anbindungssysteme OST-1-1, OST-1-2 und OST-1-3. Tabellarisch aufgeführt werden der NVP, das Jahr der geplanten Fertigstellung sowie der Umsetzungsstand des jeweiligen Projekts. Als Umsetzungsschritte wurden im zweiten Entwurf des O-NEP 2024 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.

Außerdem wurde im zweiten Entwurf des O-NEP 2024 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 2024 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. Die Themen wurden in vier Kategorien eingeteilt: Methodik und Durchführung, Auswirkungen des Netzausbaus, Gestaltung des Netzausbaus, Projektkommunikation.

Hinsichtlich des weiteren Inhalts des zweiten Entwurfs des O-NEP 2024 sowie der vorläufigen Prüfungsergebnisse der Bundesnetzagentur wird im Übrigen auf die entsprechenden, veröffentlichten Dokumente verwiesen.

5. Die Bundesnetzagentur prüfte den zweiten Entwurf des O-NEP 2024 und veröffentlichte diesen gemeinsam mit dem Entwurf des Umweltberichts sowie den vorläufigen Prüfungsergebnisse zum NEP Strom 2024 und zum O-NEP 2024 am 27.02.2015. Der zweite Entwurf des O-NEP 2024 wurde vom 27.02.2015 bis zum 10. 04.2015 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 15.05.2015 äußern. Insgesamt gingen 30 Stellungnahmen mit direktem Bezug zum zweiten Entwurf des O-NEP 2024 sowie den vorläufigen Prüfungsergebnisse ein, davon 19 seitens Windparkbetreibern (davon waren nur zwei mit der Veröffentlichung ihrer Stellungnahme einverstanden), fünf seitens Behörden, fünf seitens Gemeinden und Landkreisen sowie eine seitens eines Verbandes.

Im Folgenden sind die für die Bestätigung maßgeblichen Inhalte der Konsultationsbeiträge dargestellt:

Der Ausbaubedarf, welchen die Bundesnetzagentur ihren vorläufigen Prüfungsergebnissen zugrunde legt, wurde von einigen Konsultationsteilnehmern als zu gering eingeschätzt.

Ein Konsultationsteilnehmer bringt vor, dass der O-NEP 2024 auf dem Szenariorahmen 2024 basieren müsse, nicht jedoch auf dem Szenariorahmen 2025. Ansonsten müsste man auch die geplante Gesetzesänderung zur Einführung eines Betrachtungshorizonts im O-NEP von bis zu 15 Jahren berücksichtigen. In diesem Fall wären auch unter Zugrundelegung des Szenariorahmens 2025 bis zu sieben Netzanbindungssysteme zu bestätigen. Der O-NEP müsse ferner alle Anbindungssysteme erfassen, deren Planung im Betrachtungszeitraum des O-NEP beginnt, da ansonsten die Übertragungsnetzbetreiber nicht verpflichtet seien, an den betroffenen Systemen zu arbeiten. Da vor Beginn des Vergabeverfahrens noch

Planungszeiträume von bis zu drei Jahren erforderlich wären, müssten insoweit mindestens alle Anbindungssysteme im O-NEP 2024 berücksichtigt werden, die bis 2030 fertiggestellt werden sollen. Da der O-NEP erst 2015 bestätigt werden könne, gebiete die Einhaltung des zehnjährigen Betrachtungszeitraums zudem die Berücksichtigung des Zieljahrs 2025 bereits im O-NEP 2024. Zwei weitere Konsultationsteilnehmer forderten, den bestätigten O-NEP 2013 als Basis der Fortschreibung des O-NEP 2024 unverändert zu verwenden, bzw. dass die jeweils nächsten drei im O-NEP bestätigten Netzanbindungssysteme als räumlich und zeitlich unumkehrbar gelten sollten und nur in höchst außergewöhnlichen Fällen wieder einer Neubewertung unterzogen werden dürften, da ansonsten die Pflichten der Übertragungsnetzbetreiber Makulatur würden und den Erzeugern die Planungs- und Investitionssicherheit entzogen würde.

Es wurde außerdem angemerkt, dass die rechtlichen Vorgaben zur Begrenzung der Kapazitätszuweisung keine Aussage dahingehend trafen, dass bereits der O-NEP lediglich Anbindungssysteme nur in einer solchen Kapazität bestätigen dürfe, bis die Kapazitätsobergrenze des Ausbaudeckels erreicht sei. Zudem müsse mehr Übertragungskapazität zur Verfügung stehen als Kapazität in den jeweiligen Jahren zugewiesen werden kann. Ansonsten würde ein Wettbewerb um Kapazitäten im Wege der Versteigerung verhindert, der die Kosten des Ausbaus des Offshore-Netzes verringern könnte. Ein Konsultationsteilnehmer schlägt insoweit einen Puffer von zwei zusätzlichen Anbindungssystemen vor, die gegebenenfalls auch ohne zeitliche Reihung untereinander bestätigt werden könnten.

Ein Konsultationsteilnehmer ist der Ansicht, dass die Bundesnetzagentur nicht verpflichtet sei, bei einer Zuweisung und absehbaren Nutzung von 7,7 GW Übertragungskapazität Ende 2020 in den beiden Folgejahren 1,2 GW wieder „einzusparen“, d.h. erst 2022 wieder 400 MW zuweisen könne. Dieses Abschmelzen solle erst am Ende der zweiten Tranche gegen 2030 stattfinden. Ansonsten käme es zu einem Ausbaustopp auf der Erzeugerseite mit negativen Auswirkungen für die Hersteller- und Zulieferindustrie sowie einer Gefährdung der Kostenreduktionsziele von Industrie und Politik.

Seitens eines Konsultationsteilnehmers wurde ausgeführt, dass bei einem jährlichen Zubau von 800 MW jedes Jahr ein neues Netzanbindungssystem in der Nordsee in Betrieb genommen werden müsse, es sei denn, es bestünden genügend Restkapazitäten auf beauftragten Netzanbindungssystemen und diesen Restkapazitäten stünde auch eine realisierbare Erzeugungskapazität gegenüber. Letzteres sei bei dem Netzanbindungssystem NOR-4-2 fraglich bzw. es sei dort ein längerer Leerstand von 200 MW absehbar. Darüber hinaus sei das Ausfüllen kleinerer Restkapazitäten ebenso praxisfern und unrealistisch wie eine punktgenaue Ausnutzung von 900 MW pro Anbindungssystem. Ein Konsultationsteilnehmer forderte, das Netzanbindungssystem BorWin 4 (NOR-6-3) im Startnetz zu belassen und kritisierte, dass die Bundesnetzagentur den Verbleib von BorWin 4 im Startnetz von dem Ausgang (Bestandskraft) des Kapazitätsverlagerungsverfahrens abhängig mache.

Nach Ansicht eines weiteren Konsultationsteilnehmers sei in der Ostsee – insbesondere im Falle einer Sammelanbindung – aufgrund der Übertragungsleistung von nur 250 MW mindestens ein zweites Netzanbindungssystem erforderlich, um die Realisierung von mindestens einem wirtschaftlich sinnvollen OWP-Vorhaben zu gewährleisten, während in der Nordsee über ein Anbindungssystem gleich mehrere Windparks angeschlossen werden können. Dies vermindere auch ganz erheblich das Risiko von fehlgeleiteten Investitionen, jedenfalls im Hinblick auf die jeweils ersten Anbindungssysteme. Darüber hinaus wurde von anderen Konsultationsteilnehmern die Regionalisierung entsprechend des

Szenariorahmens 2025 und der vorläufigen Prüfungsergebnisse der Bundesnetzagentur dahingehend kritisiert, dass in der Ostsee noch immer mit einem Nachholeffekt zu rechnen sei und auch die Bezugnahme auf den „schwierigen Baugrund“ nicht zutreffe. Vielmehr sei im Rahmen der Regionalisierung ein weiteres nicht genehmigtes Projekt – für das ein Erörterungstermin im Rahmen eines Planfeststellungsverfahrens stattfand – mit einer Leistung von 500 MW zu berücksichtigen. Dies müsse auch bei Ermittlung der geplanten Fertigstellungstermine und der Termine zum Beginn der Umsetzung berücksichtigt werden.

Ferner würde nach Auffassung eines Konsultationsteilnehmers entsprechend dem Ziel für das Jahr 2020 auch für das Jahr 2030 und die Offshore-Netzplanung für das Jahr 2024 ein Puffer bei den Netzkapazitäten erforderlich. Zumal die Möglichkeit des Entzugs nicht genutzter Anbindungskapazitäten durch die Bundesnetzagentur bestünde, die jedoch keinen Sinn mache, wenn erst nach erfolgreichem Entzug an anderer Stelle Übertragungskapazität geschaffen würde; eine Vergabe innerhalb desselben Clusters sei hingegen eher unwahrscheinlich. Dies gelte gerade in der Anfangsphase der geltenden Regelung, denn zurzeit sei der Bestand der bereits vorgenommenen Zuweisungen und Zusagen von Übertragungskapazität besonders ungewiss bzw. ein Entzug und eine Neuvergabe in absehbarer Zeit erscheine als realistisches Szenario.

Einige Konsultationsteilnehmer merkten an, dass es aufgrund der beabsichtigten Umstellung des EEG auf Ausschreibungen, je nach Ausschreibungsmodell sinnvoll sein könnte, zusätzliche Netzanschlusskapazitäten bereitzustellen, die über die gesetzlichen Ausbauziele hinausgehen, um ein ausreichend hohes Maß an Wettbewerb in der Ausschreibung – und infolgedessen eine maximale Kosteneffizienz bei sinkender Förderung – zu ermöglichen. Einzelne Ausschreibungsmodelle sollten nicht frühzeitig durch eine restriktive Ausgestaltung des O-NEP verbaut werden. Demgegenüber könne der Gesichtspunkt einer zeitweisen Teilauslastung der Anbindungssysteme nicht entscheidend sein für eine Begrenzung der Netzkapazitäten, zumal eine Teilauslastung ohnehin aufgrund der Standardgrößen der Anbindungsleitungen vorprogrammiert sei.

Mit Blick auf die Umstellung auf ein zukünftiges Ausschreibungssystem wurde zudem durch einen Konsultationsteilnehmer angeregt, für eine Pilotausschreibung in der Ostsee die Netzanbindungssysteme OST-3-3 und OST-3-4 vorzuziehen und im O-NEP 2024 zu berücksichtigen. Es wird zudem die fehlende Bestätigungsfähigkeit der beiden Anbindungssysteme OST-4-1 und OST-4-2 kritisch gesehen, da dies keinen weiteren Spielraum für noch offene Entscheidungen des Landes Mecklenburg-Vorpommern zu weiteren Ausweisungen im Küstenmeer lasse. Sofern die Anbindung von Cluster 4 über Rügen keine Bestätigung finde, so seien zumindest die Systeme OST-1-5 und OST-1-6 aufzunehmen.

Die Ausgestaltung des Kriteriums der Küstenentfernung wurde seitens eines Konsultationsteilnehmers dahingehend kritisiert, dass es entgegen dem zweiten Entwurf des O-NEP 2024 sowie der vorläufigen Prüfungsergebnisse der Bundesnetzagentur maßgebend auf die erforderlichen Investitionen für die See- und Landkabelverbindung zwischen Cluster und NVP ankomme und sich das Kriterium der Küstenentfernung insofern nach der Trassenlänge und den vorgefundenen Umgebungsbedingungen richte. Zudem sollte die höhere Unsicherheit, die höheren Risiken und der höhere Aufwand einer Trassenverlegung an Land berücksichtigt werden. Ein anderer Konsultationsteilnehmer kritisiert, dass das Kriterium der Küstenentfernung zwar zu Recht der Senkung der volkswirtschaftlichen Kosten diene, dies jedoch mit Blick auf die Ostsee nicht ausreichend berücksichtigt werde. Denn aufgrund der Verwendung

der AC-Technologie seien die Anbindungssysteme in der Ostsee grundsätzlich kostengünstiger als in der Nordsee, was zu einem faktischen Anbindungsvorrang der OWP in der Ostsee führe. Die geringeren Kosten sprächen nach Einführung des Ausbaudeckels auch gegen die Regionalisierung anhand der bereits erteilten Genehmigungen, da die kostengünstigeren Anschlüsse in der Ostsee dann kaum noch zum Zuge kämen. Ein weiterer Konsultationsteilnehmer kritisiert die fehlende Berücksichtigung von Faktoren wie z.B. der Baugrundverhältnisse und der konkreten Ergebnisse der wettbewerblichen Verhandlungsverfahren sowie des Umstandes, dass küstenfernere Windparks aufgrund höherer und konstanterer Windgeschwindigkeiten Effizienzsteigerungen aufweisen können.

In Bezug auf das Kriterium des Erzeugungspotenzials wurde angemerkt, dass aus der Höhe der anzubindenden Leistung kein Vertrauen in die Reihenfolge der Netzanbindung entstehen könne, da sich die Höhe der anzubindenden Leistung anderer Windparks bzw. Cluster von Jahr zu Jahr ändern könne. Es sollten daher weitere Kriterien einbezogen werden wie bspw. Genehmigungen zur Netzanbindung oder der Stand der Projektentwicklung der OWP. Außerdem unterstelle eine solche Betrachtung ohne sachlichen Grund, dass eine Reihe von OWP in kleineren Clustern nicht realisiert werden. Ein weiterer Konsultationsteilnehmer konstatierte, dass der Entwurf des Landesraumentwicklungsprogramms des Landes Mecklenburg-Vorpommern die Vergrößerung von Vorrang- bzw. Eignungsgebieten vorsieht, die sich positiv auf die Priorisierung von Anbindungssystemen zu bereits bestehenden Clustern auswirken könnte.

Bei Anwendung des Kriteriums der geplanten Inbetriebnahme der NVP sollte laut mehrerer Konsultationsteilnehmer der Umstand berücksichtigt werden, dass ein NVP bereits in Betrieb genommen wurde.

Im Rahmen des Kriteriums des Realisierungsfortschritts seien nach Auffassung einiger Konsultationsteilnehmer das Vorliegen der Voraussetzungen einer unbedingten Netzanschlusszusage bei Inkrafttreten der Regelungen zum O-NEP, bestehende Genehmigungen sowie die Erfüllung sonstiger Meilensteine eines OWP ebenso zu würdigen wie bereits durchgeführte Raumordnungsverfahren und bestehende Genehmigungen der see- und landseitigen Anbindungstrassen und Konverter. Zumal die Genehmigungen zeitlich befristet seien wie beispielsweise die bestehende naturschutzrechtliche Genehmigung des Anbindungssystems NOR-5-2. Ein Konsultationsteilnehmer trägt vor, dass bezüglich der Genehmigung der Windparks zu unterscheiden sei zwischen der AWZ und dem Küstenmeer, da nur im Küstenmeer Genehmigungen nach Bundesimmissionsschutzgesetz mit einer entsprechenden Konzentrationswirkung erteilt würden und insofern eine solche Genehmigung einen stärkeren Realisierungsfortschritt vermittele als eine Genehmigung in der AWZ auf Grundlage der Seeanlagenverordnung ohne eine Konzentrationswirkung.

Hinsichtlich des Beginns der Umsetzung der Netzanbindungssysteme ist ein Konsultationsteilnehmer der Ansicht, dass die Verschiebung des ersten Netzanbindungssystems in der Nordsee der mit dem O-NEP angestrebten Planungssicherheit zuwiderliefe. Aber auch in der Ostsee müsse nach Auffassung eines Konsultationsteilnehmers das nächste System bereits 2021 zu Verfügung stehen, um eine mehrjährige Unterbrechung der Entwicklung zu vermeiden. Insoweit müssten schon heute die für die Jahre nach 2020 projektierten OWP stetig vorangetrieben werden.

Ein Konsultationsteilnehmer merkte an, dass der Fertigstellungstermin der Anbindungssysteme im Jahr vor der möglichen Inbetriebnahme von Windparks mit zugewiesener Kapazität in dem zu erschließenden Cluster liegen müsse, da einerseits die geplante Fertigstellung der Anbindungssysteme auch am Ende des im O-NEP bestätigten Jahres liegen könne, andererseits ein Windpark die ihm zugewiesene Kapazität bereits zum Beginn des Zieljahres nutzen können müsse. Ansonsten bestünde die Gefahr, dass Anbindungssysteme erst gegen Ende des Jahres der geplanten Fertigstellung in Betrieb genommen würden, obwohl der Windpark berechtigt und in der Lage wäre, bereits ab Beginn des jeweiligen Jahres einzuspeisen.

Ein Konsultationsteilnehmer fordert, dass das Startnetz zur Wahrung der Planungs- und Investitionssicherheit vollständig und rechtzeitig fertiggestellt werden müsse. So sei die Beauftragung des Anbindungssystems NOR-6-3 nicht fristgerecht entsprechend dem O-NEP 2013 erfolgt.

Im Rahmen der Konsultation wurde zudem angemerkt, dass die Alternativenprüfung die Vermaschung zwischen den Clustern berücksichtigen sollte, da eine verstärkte Vermaschung die Sicherheit und die Verfügbarkeit verbessere und weitere bzw. veränderte Anbindungsvarianten an Land eröffne. Darüber hinaus sollten clusterübergreifende Anbindungen insbesondere zur Vermeidung ungenutzter Kapazitäten auf Netzanbindungssystemen zulässig sein, falls diese nicht den Stromtransport aus anderen Clustern oder eine zukünftige Vermaschung erschwerten. Ein Konsultationsteilnehmer fordert insoweit den Anschluss eines OWP in Cluster 5 über das derzeit nicht vollständig genutzte Anbindungssystem NOR-4-2.

Ebenfalls sei nach Ansicht eines Konsultationsteilnehmers eine Alternativenbetrachtung hinsichtlich der NVP an Land angezeigt und unverzichtbar. Insoweit seien alternative Lösungen in Form unterschiedlicher NVP, Anbindungsleitungen und Ausbaubedarfe aufzuzeigen und zu bewerten. Die alternativen Standorte müssten in einem Raumordnungsverfahren geprüft werden. Dies gelte insbesondere für den NVP Halbmond bzw. eine alternative Verlagerung des NVP nach Ihlow. Diese Alternative sei im Falle einer erfolgten Bestätigung eines NVP im Raum Wilhelmshaven zur Ableitung der auf See erzeugten Energie in Cluster 3 möglich gewesen.

Ein Konsultationsteilnehmer schlug die Berücksichtigung eines Windparks westlich des Cluster 4 vor, der sich bislang nicht innerhalb des Cluster 4 befindet und zumindest teilweise über NOR-4-2 erschlossen werden sollte.

6. Am 15.05.2015 teilte der Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz der Bundesnetzagentur mit, dass das Anbindungssystem OST-1-4 nunmehr an einem Bündelungspunkt bei Cluster 2 endet. Der Projektname des Anbindungssystems lautet nunmehr OST-B-1. Aus Sicht des Übertragungsnetzbetreibers sei es wünschenswert, dass die Bundesnetzagentur das durch sie als bestätigungsfähig erachtete Anbindungssystem OST-1-4 mit dem Projektnamen OST-B-1 und einem Trassenverlauf vom NVP Lubmin bis zum Bündelungspunkt bestätigt, um somit bereits dem Sammelanbindungsgedanken für die Cluster 1, 2 und 4 Rechnung zu tragen.

II.

A Formelle Voraussetzungen der Bestätigung

Die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur ergibt sich aus den §§ 54 Abs. 1 Halbsatz 1 EnWG und 59 Abs. 1 Satz 2 EnWG.

Nach Vorlage des zweiten Entwurfs des O-NEP 2024 durch die Übertragungsnetzbetreiber beteiligte die Bundesnetzagentur die Öffentlichkeit und die zuständigen Behörden gem. § 17c 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 Gelegenheit zur Äußerung. Die Bestätigung des Offshore-Netzentwicklungsplans erfolgte unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Öffentlichkeits- und Behördenbeteiligung gem. § 17c Satz 2 EnWG in Verbindung mit § 12c Abs. 4 EnWG und gem. § 17c Satz 1 EnWG in Abstimmung mit dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH).

B Materielle Voraussetzungen der Bestätigung

1. Verfahren

Die Übertragungsnetzbetreiber haben den ersten und zweiten Entwurf des O-NEP 2024 unter Einhaltung der Regelungen der §§ 17b Abs. 1 Satz 1 EnWG und 17b Abs. 3 EnWG in Verbindung mit § 12b Abs. 3 bis 5 EnWG erstellt und der Bundesnetzagentur vorgelegt.

Der erste Entwurf des O-NEP 2024 wurde der Bundesnetzagentur gem. § 17b Abs. 1 Satz 1 EnWG vorgelegt und durch die Übertragungsnetzbetreiber gem. § 17b Abs. 3 EnWG in Verbindung mit § 12b Abs. 3 EnWG am 16. 04.2014 veröffentlicht und zur Konsultation gestellt.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben die gem. § 17b Abs. 3 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 2024 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 16. 04.2014 bis zum 28.05.2014 gegeben.

2. Berücksichtigung des Szenariorahmens

Die Übertragungsnetzbetreiber haben gem. § 17b Abs. 1 Satz 2 EnWG im Entwurf zum Offshore-Netzentwicklungsplans den Szenariorahmen nach § 12a EnWG zu Grunde gelegt, indem sie die Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie gemäß dem genehmigten Szenariorahmen 2024 übernommen haben.

Neben der genehmigten Mantelzahl haben die Übertragungsnetzbetreiber dabei auch der Vorgabe für die Regionalisierung dieser Leistung nach Nord- und Ostsee Rechnung getragen. Da die im Szenariorahmen vorgenommene ergänzende Regionalisierung eine wichtige Eingangsgröße für den landseitigen NEP 2024

ist, besteht bezogen auf diese Größe Konsistenz zum landseitigen NEP 2024. Für das Szenario B2024 wurde von den Übertragungsnetzbetreiber demnach die gesamte Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie von 12,7 GW auf 11,0 GW in der Nordsee und 1,7 GW in der Ostsee aufgeteilt.

Allerdings muss der O-NEP 2024 bei Ermittlung des Ausbaubedarfs die ab dem 01.08.2014 maßgebende Rechtslage zur Zuweisung von Kapazitäten gem. § 17d Abs. 3 EnWG berücksichtigen, wonach maximal 6.500 MW an Übertragungskapazitäten bis 2020 und danach jährlich maximal 800 MW an Übertragungskapazitäten auf beauftragten Anbindungssystemen durch die Bundesnetzagentur zugewiesen werden können (siehe Punkt 4.1).

3. Berücksichtigung des Bundesfachplan Offshore

Der Bundesfachplan Offshore für die AWZ der Nordsee (BFO-N) und der Bundesfachplan Offshore für die AWZ der Ostsee (BFO-O) wurden gem. § 17b Abs. 1 Satz 2 EnWG durch die Übertragungsnetzbetreiber bei Erstellung des O-NEP 2024 berücksichtigt.

Sowohl in der Nord- als auch in der Ostsee werden die im BFO-N und BFO-O gemachten standardisierten Technikvorgaben, welche für den O-NEP relevant sind, berücksichtigt. Demnach wurde in der Nordsee eine Übertragungsleistung von 900 MW pro DC-Anbindungsleitung und in der Ostsee eine Übertragungsleistung von 250 MW pro AC-Anbindungsleitung unterstellt.

Auch die Clustereinteilung innerhalb der AWZ wurde berücksichtigt. Dies umfasst für die Nordsee die Berücksichtigung der im BFO-N einbezogenen Cluster 1 bis 13. Die Berücksichtigung des Küstenmeers bei der Clusterbildung im Rahmen des zweiten Entwurfs des O-NEP 2024 – Erweiterung von Cluster 3 der Ostsee, der Bildung von Cluster 4 und 5 in der Ostsee sowie der Bildung von Cluster 0 in der Nordsee – ist zulässig. Zudem wurden für Nordsee und Ostsee auch die im BFO-N und BFO-O angegebenen Werte für das Erzeugungspotenzial der einzelnen Cluster verwendet. Nicht berücksichtigt werden können Windparks außerhalb bestehender Cluster, wie in der Konsultation bezüglich eines Windparks westlich des Cluster 4 vorgetragen. Insoweit bestehen keine Anhaltspunkte, die an einer korrekten Bildung des Clusters 4 im Rahmen des BFO-N zweifeln lassen.

Für den O-NEP sind Angaben über die genauen Trassenverläufe innerhalb der AWZ für die zu bestätigenden Netzanbindungssysteme nicht relevant. Dies obliegt der Raumplanung innerhalb des BFO. Relevant sind hingegen die Angaben, zu welchen Clustern ein Anbindungssystem führt und über welchen Grenzkorridor der Übergang von der AWZ zum Küstenmeer erfolgen soll. 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.

Die zum Zeitpunkt der Fertigstellung des zweiten Entwurfs des O-NEP noch nicht vorliegende Fortschreibung des BFO-N (BFO-N 2013/2014) konnte von den Übertragungsnetzbetreiber nicht berücksichtigt werden.

4. Ausbaubedarf

Es wird ein Ausbaubedarf von 1,4 GW aufgeteilt auf zwei Anbindungssystemen in der Nordsee mit einer Übertragungskapazität von jeweils 900 MW sowie ein Ausbaubedarf von 0,1 GW mit einem

Anbindungssystem in der Ostsee mit einer Übertragungskapazität von 500 MW als erforderlich bestätigt. Ein darüber hinausgehender Ausbaubedarf wird nicht bestätigt.

Der Ausbaubedarf des O-NEP 2024 ergibt sich aus der Differenz zwischen der prognostizierten Offshore-Erzeugungsleistung für das Jahr 2024 und der durch das Startnetz bereits abgedeckten Übertragungskapazität. Wie viele Netzanbindungssysteme sich aufgrund des Ausbaubedarfs ergeben, hängt dann von der Übertragungskapazität des einzelnen Systems ab.

4.1 Prognostizierte Offshore-Erzeugungsleistung

Für das Jahr 2024 ist eine Offshore-Erzeugungsleistung von insgesamt 9,7 GW, davon 8,5 GW in der Nordsee und 1,2 GW in der Ostsee, anzunehmen.

Die prognostizierte Offshore-Erzeugungsleistung basiert grundsätzlich auf dem vorangegangenen Szenariorahmen, das hieße im Falle des O-NEP 2024 auf den Angaben des Szenariorahmens 2024. Eine Betrachtung von Netzanbindungssystemen, deren Fertigstellung erst nach dem Zieljahr geplant ist, wie seitens eines Konsultationsteilnehmers gefordert, kommt nicht in Betracht. Das Gesetz zur Änderung von Bestimmungen des Rechts des Energieleitungsbaus, mit welchem gegebenenfalls ein bis zu 15-jähriger Betrachtungszeitraum eröffnet würde, liegt bislang lediglich als Kabinettsentwurf vor und gilt auch erst für zukünftige Netzentwicklungspläne, während die Neuregelung des § 17d EnWG bereits in Kraft getreten ist und bereits Wirkungen für den O-NEP 2024 entfaltet. Etwaige Planungsphasen, die vor dem im O-NEP verbindlich festgelegten Termin der Beauftragung des Anbindungssystems liegen, sind seitens der Übertragungsnetzbetreiber zu beachten, erfordern und rechtfertigen jedoch ebensowenig einen erweiterten Betrachtungszeitraum wie eine Bestätigung des O-NEP für das Jahr, das auf den Beginn des zehnjährigen Betrachtungszeitraums folgt, wie bspw. die Bestätigung des O-NEP 2024, der das Jahr 2025 mit umfasst. Hierdurch haben sich bislang keine der bestätigungsfähigen Projekte verschoben.

Allerdings muss der O-NEP 2024 abweichend vom zweiten Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber bei Ermittlung des Ausbaubedarfs die ab dem 01.08.2014 maßgebende Rechtslage zur Zuweisung von Kapazitäten gem. § 17d Abs. 3 EnWG berücksichtigen. Hiernach beträgt die bis 2020 maximal durch die Bundesnetzagentur zuweisbare Anschlusskapazität 6.500 MW, welche danach jährlich um maximal 800 MW ansteigt. Die Flexibilisierung gem. § 118 Abs. 14 EnWG, wonach bis einschließlich 2017 bei Bedarf auch bis zu 7,7 GW installierte Leistung durch die Bundesnetzagentur zugewiesen werden können, spielt mit Blick auf das maßgebliche Jahr 2024 keine Rolle, da bei einer Zuweisung von bis zu 7,7 GW der Zubau der Folgejahre entsprechend zu kürzen wäre (so auch OLG Düsseldorf, n.v. Beschluss vom 27.05.2015 – Az. VI-3 Kart 84/14 (V) – S. 33, 41: „Im Hinblick auf den gesetzlichen Kapazitätsdeckel gem. § 17d Abs. 3 S. 2 in Verbindung mit § 118 Abs. 14 EnWG können voraussichtlich erst 2022 neue Kapazitäten zugewiesen werden. Grund hierfür ist, dass der mit Blick auf den eigentlich vorgesehenen Kapazitätsdeckel von 6,5 GW bestehende Kapazitätsüberschuss von 1,2 GW in 2021 und 2022 wieder abgeschmolzen werden muss. Die Möglichkeit, dass durch den Entzug von Kapazität bereits vor dem Jahr 2022 Kapazität für eine Zuweisung zur Verfügung steht, ist rein spekulativ.“). Da bereits Kapazitäten in Höhe von insgesamt 7,5 GW per unbedingter Netzanschlusszusage oder Kapazitätszuweisung zugewiesen wurden, kann erst im Jahr 2022 wieder Kapazität in Höhe von maximal 600 MW zugewiesen werden (sollten im Rahmen des laufenden Verfahrens noch die übrigen Kapazitäten in Höhe von 211 MW zugewiesen werden, könnten im Jahr 2022 lediglich 400 MW zugewiesen werden).

Eine weitere Flexibilität zum Erreichen des politischen Ziels einer Offshore-Windleistung von 15 GW in 2030 ist gesetzlich nicht vorgesehen, und kann aus diesem Grund – anders als in der Konsultation gefordert – auch nicht im Rahmen des O-NEP berücksichtigt werden. Es ist auch nicht möglich, infolge der in Anspruch genommenen Flexibilität den Zubau erst in den Jahren bis 2030 zu kürzen, d.h. in den Jahren 2021 und 2022 jeweils 800 MW an Kapazität zuzuweisen, während in 2029 nur 400 MW und 2030 keine Kapazität zugewiesen wird. Insoweit ist der Wortlaut der Vorschrift des § 118 Abs. 14 EnWG eindeutig: Bis zum 01.01.2018 können abweichend von § 17d Abs. 3 Satz 2 höchstens 7,7 GW Anschlusskapazität zugewiesen werden. Das heißt, die Regelung trifft eine Abweichung zu Satz 2 des § 17d Abs. 3 EnWG, weder ändert sie diesen selbst ab, noch weicht sie von der Vorschrift des § 17d Abs. 3 Satz 3 EnWG ab, wonach sich ab dem 01.01.2021 die Menge der nach § 17d Abs. 3 Satz 2 zuweisbaren Anschlusskapazität jährlich um 800 MW erhöht. Infolgedessen erhöht sich weder die abweichend von Satz 2 nach § 118 Abs. 4 EnWG zuweisbare Anschlusskapazität in Höhe von 7,7 GW um 800 MW jährlich noch die Menge, die nach Satz 2 zugewiesen kann. Vielmehr stellt § 118 Abs. 4 EnWG eine Übergangsbestimmung dar, die nicht den Regelungsgehalt des § 17d Abs. 3 Satz 2 und 3 EnWG abändert. Zudem stellt der Bezug der Erhöhung der Menge nach § 17d Abs. 3 Satz 2 EnWG auf das Jahr 2021 auch klar, dass die Erhöhung ausbleibt, soweit und solange diese Kapazität bereits überschritten ist. Die Vorschrift des § 17d Abs. 3 Satz 3 EnWG lässt gerade nicht eine generelle jährliche Erhöhung um 800 MW unabhängig vom Erreichen bzw. Überschreiten der 6,5 GW zum 01.01.2021 zu. Dies stellt eine bewusste Entscheidung des Gesetzgebers dar, denn eine anderslautende Regelung wäre durchaus möglich gewesen. Zudem wurde gesetzlich auch keine dem § 17d Abs. 3 Satz 2 EnWG entsprechende Kapazitätsbegrenzung in Höhe von 15 GW für das Jahr implementiert, d.h. bis zum Jahr 2030 können nach gültiger Rechtslage maximal 14,5 GW an Anschlusskapazität zugewiesen werden und nach 2030 wäre weiterhin eine Zuweisung von jährlich 800 MW Anschlusskapazität zulässig.

Eine Berücksichtigung der neuen Rechtslage im Rahmen des O-NEP 2024 ist auch zwingend erforderlich. Insoweit sind Offshore-Anbindungssysteme für das Zieljahr 2024 nicht bestätigungsfähig, die unter Zugrundelegung neuerer Erkenntnisse bzw. der neuen Rechtslage für das Zieljahr 2024 mit an Sicherheit grenzender Wahrscheinlichkeit nicht mehr erforderlich sein werden. Die Bestätigung von Leitungen, deren zusätzliche Kapazität für die Kapazitätsvergabe bis zum Jahr 2024 nach gültiger Rechtslage nicht benötigt wird, entspricht nicht den Grundsätzen eines effizienten, wirtschaftlichen und bedarfsgerechten Ausbaus an Offshore-Anbindungssystemen. Würde bspw. ein System zusätzlich bzw. früher bestätigt, als für die Kapazitätszuweisung im jeweiligen Jahr erforderlich, führte dies zu erheblichen volkswirtschaftlichen Mehrkosten. Alleine ein Leerstand von einem Jahr hätte bei einem DC-Anbindungssystem in der Nordsee bereits schätzungsweise Mehrkosten in Höhe von ca. 250 Millionen Euro zur Folge (Bundesnetzagentur, Beschluss vom 23.03.2015 – BK6-14-127 – S. 15; bestätigt durch OLG Düsseldorf, n.v. Beschluss vom 27.05.2015 – Az. VI-3 Kart 84/14 (V) – S. 33).

Auch eine – derzeit nicht vorgesehene – Kapazitätszuweisung vor Beauftragung der Leitungen würde dieses Risiko nur unerheblich mindern, da auch ein nur partieller Leerstand volkswirtschaftlich als nicht vertretbar erscheint (Bsp.: Zuweisung von insgesamt 800 MW Übertragungskapazität an vier Windparks in der Nordsee zu durchschnittlich je 200 MW, die durch vier unterschiedliche Anbindungssysteme erschlossen werden); zumal eine zeitgleiche Beauftragung und Realisierung mehrerer DC-Anbindungssysteme aufgrund des engen Anbietermarktes zu erhöhten Verzögerungsrisiken führt und den geplanten OWP gerade keine Planungssicherheit verschafft. Zwar besteht bereits eine partielle Teilauslastung infolge der Standardisierung der Anbindungssysteme. Allerdings rechtfertigt dies nicht die

Schaffung weiterer Teilauslastungen infolge der Realisierung von vornherein nicht zwingend benötigter Anbindungssysteme. Darüber hinaus soll nach derzeitiger Rechtslage über die Vorschriften zur Kapazitätszuweisung (und auch zum O-NEP) kein umfassender Wettbewerb um freie Kapazitäten geschaffen werden, der die gesamtwirtschaftlichen Kosten der Förderung der Offshore-Windenergie senken soll. Insoweit ist lediglich im Falle einer Knappheit an Kapazitäten eine Versteigerung vorgesehen, um zu einem sachgerechten Zuweisungsergebnis zu gelangen; vgl. § 17d Abs. 4 EnWG sowie Bundesnetzagentur, Beschluss vom 13.08.2014 – BK6-13-001.

Die Bedarfsermittlung erfasst – anders als im Rahmen der Konsultation gefordert – daher auch Anbindungssysteme, die im vorangegangenen O-NEP bestätigt, aber noch nicht beauftragt wurden. Auf Anbindungssysteme, die nicht beauftragt sind bzw. für die keine unbedingte Netzanbindungszusage nach alter Rechtslage erteilt worden ist, besteht grundsätzlich kein Vertrauensschutz der Windparkbetreiber. Die entsprechenden Systeme unterliegen grundsätzlich der Bedarfsermittlung und der Prüfung der zeitlichen Reihung des jeweils aktuellen O-NEP. Ansonsten bestünde eine erhebliche Gefahr von Leerständen mit entsprechenden volkswirtschaftlichen Mehrkosten. Aus den gleichen Gründen ist auch die in der Konsultation angeregte Unumkehrbarkeit der jeweils nächsten drei im O-NEP bestätigten Leitungen nicht sachgerecht.

Ferner kann auch die Möglichkeit der Bundesnetzagentur, Kapazitäten gem. § 17d Abs. 6 Satz 3 EnWG zu entziehen, nicht im Rahmen der Ermittlung des Ausbaubedarfs berücksichtigt werden. Derzeit wird kein Entzugsverfahren durch die Bundesnetzagentur durchgeführt. Die abstrakte Möglichkeit der fehlenden Realisierung von OWP ist jedoch nicht ausreichend, um den Bau zusätzlicher Anbindungssysteme auszulösen (OLG Düsseldorf, n.v. Beschluss vom 27.05.2015 – Az. VI-3 Kart 84/14 (V) – S. 41).

Die seitens einiger Konsultationsteilnehmer geforderte Berücksichtigung eines zukünftigen Ausschreibungsmodells für die EEG-Förderung von OWP ist noch nicht hinreichend konkretisiert, es sind mehrere sehr unterschiedliche Modelle vorstellbar. Dies gilt auch für die geforderte Pilotausschreibung in der Ostsee auf den Anbindungssystemen OST-3-3 und OST-3-4, zumal ein derartiges Vorziehen der Anbindungssysteme ohne entsprechende Rechtsgrundlage auch andere Windparks in Nord- und Ostsee willkürlich benachteiligen würde.

Die Berücksichtigung der geltenden Rechtslage führt im Ergebnis dazu, dass die Ausbautzahlen aller drei Szenarien bereits für das Jahr 2024 anzupassen waren.

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 des O-NEP 2024 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).

Dies bedeutet für den O-NEP 2024 bei einem jährlichen Ausbau von 800 MW entsprechend § 17d Abs. 3 EnWG eine installierte Gesamtleistung von 9,7 GW an Offshore-Windenergie. Bei Anwendung der Regionalisierungsmethodik des Szenariorahmens 2024 entfallen von dieser Gesamtleistung 8,5 GW auf die Nordsee und 1,2 GW auf die Ostsee. Insofern entsprechen sich die Regionalisierungsmethodik des Szenariorahmens 2024 einerseits und des O-NEP 2024 andererseits. Denn auch bei der

Regionalisierungsmethodik in Szenario B2024 des Szenariorahmens 2024 wird die Genehmigungslage bis zu der Höhe an Offshore-Leistung berücksichtigt, die bereits durch Genehmigungen abgedeckt war. In der Ostsee wurde in Szenario B2024 ein Nachholeffekt aufgrund der bevorstehenden Genehmigung eines OWP berücksichtigt. Diese Erwartungen haben sich nach der zwischenzeitlichen Genehmigung des betroffenen Windparks in der Ostsee erfüllt, so dass auch die Eingangsparameter hinsichtlich der Genehmigungslage im O-NEP 2024 gegenüber dem Szenariorahmen 2024 gleich geblieben sind. Ein weiterer, erneuter Nachholeffekt in der Ostsee könnte erst im Rahmen des nächsten Szenariorahmens und des übernächsten O-NEP berücksichtigt werden.

Die in der Konsultation geforderte Berücksichtigung der geringeren Kosten der AC-Anbindungssysteme in der Ostsee ist nicht sachgerecht, da die Kosten der Anbindungssysteme keine Aussage über die zu erwartenden Ausbaupotenziale geben; zumal dies insbesondere nach Reduzierung des Ausbaupfades auf 800 MW Offshore-Leistung pro Jahr auch eine strukturelle Benachteiligung der Nordsee trotz größeren Potenzials bedeuten würde. Hierbei ist auch zu berücksichtigen, dass eine DC-Anbindungsleitung eine Übertragungskapazität aufweist, die fast um den Faktor vier größer ist als die einer AC-Anbindungsleitung.

Bei Ermittlung der Genehmigungslage wurde die Leistung aller genehmigten OWP in der AWZ und im Küstenmeer von Nord- und Ostsee berücksichtigt. Hierbei wurden grundsätzlich die Angaben des BSH zum BFO-N und zum BFO-O herangezogen. Daher weicht die Ermittlung des Ausbaubedarfs weder in der Methodik noch hinsichtlich der Eingangsparameter der Regionalisierung von dem genehmigten Szenariorahmen 2024 ab, sondern vielmehr in der zu regionalisierenden Gesamtleistung, die infolge der Novellierung des § 17d EnWG gegenüber dem Szenariorahmen 2024 um 3 GW geringer ist.

4.2 Übertragungskapazität Startnetz

Die im Rahmen des Zubaubedarfs von der prognostizierten Leistung abzuziehende Übertragungskapazität des sog. Startnetzes beträgt für die Ostsee 1,1 GW und für die Nordsee 7,1 GW.

Das Startnetz beinhaltet zum einen sämtliche geplante und in Betrieb befindliche Netzanbindungssysteme für OWP, die zur Erfüllung eines individuellen Anspruchs auf Netzanschluss 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 oder zur Erfüllung dieses Anspruchs erforderlich sind (Startnetz alt). Zum anderen umfasst es die Anbindungssysteme, die aufgrund eines bestätigten O-NEP beauftragt wurden (Startnetz neu). Maßgebend ist hierbei der verbindliche Termin zum Beginn der Umsetzung des Anbindungssystems, d.h. das Jahr der Beauftragung des Anbindungssystems entsprechend dem jeweils aktuell bestätigten O-NEP.

In der Ostsee wurden die Anbindungssysteme OST-3-1 und OST-3-2 mit insgesamt 339 MW Übertragungskapazität zur Erfüllung der unbedingten Netzanbindungszusagen zweier Windparks in Cluster 3 aufgrund der alten Rechtslage beauftragt, während die Anbindungssysteme OST-1-1, OST-1-2 und OST-1-3 mit je 250 MW Übertragungskapazität in Umsetzung des O-NEP 2013 beauftragt wurden.

In der Nordsee wurden die Anbindungssysteme 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 7.100 MW Übertragungskapazität zur Erfüllung der unbedingten Netzanbindungszusagen von 19 Windparks in Cluster 2, 3, 4, 5, 6 und 8 aufgrund der alten Rechtslage beauftragt. Die Übertragungskapazität des Anbindungssystems NOR-6-3

(BorWin 4) wird im Rahmen der Ermittlung des Ausbaubedarfs des O-NEP 2024 für die Nordsee nicht mehr berücksichtigt (vgl. auch OLG Düsseldorf, n.v. Beschluss vom 27.05.2015 – Az. VI-3 Kart 84/14 (V) – S. 39). Es kann im Ergebnis auch dahinstehen, dass eine bloße Betrachtung der Übertragungsleistung der Anbindungssysteme außer Acht lässt, dass einige der Anbindungsleitungen nach gegenwärtigem Sachstand nicht voll ausgenutzt werden, da die Übertragungskapazität der Startnetzleitungen bereits das gesamte Erzeugungspotenzial des jeweiligen Clusters überschreitet. Denn unter Berücksichtigung des finalen BFO-N 2013/2014 überschreitet die Gesamtübertragungskapazität des Startnetzes das Gesamterzeugungspotenzial der durch Startnetz erschlossenen Cluster in der Nordsee derzeit um rund 130 MW, während in der Ostsee keine relevante Differenz besteht. Infolgedessen betrüge der Zubaubedarf in der Nordsee 1,5 GW, was jedoch nicht zu einem dritten Anbindungssystem führen würde. Ein größerer dauerhafter Leerstand in Cluster 4, wie seitens eines Konsultationsteilnehmers behauptet, ist derzeit nicht absehbar. Aufgrund eines zwischenzeitlich größeren Erzeugungspotenzials eines OWP in Cluster 2 beträgt auch die nicht genutzte Übertragungskapazität in Cluster 2 nur noch 10 MW und nicht mehr wie noch unter Zugrundelegung des BFO-N 2012 und des BFO-N 2013/2014 in den vorläufigen Prüfungsergebnissen der Bundesnetzagentur angenommen mindestens 140 MW.

4.3 Bedarfsermittlung

Bei einer prognostizierten Offshore-Erzeugungsleistung von 8,5 GW abzüglich einer Übertragungskapazität von 7,1 GW besteht für die Nordsee im O-NEP 2024 ein Ausbaubedarf von 1,4 GW Leistung. Bei dem festgelegten Standard von 900 MW pro Anbindung werden demnach zwei Anbindungssysteme benötigt.

Bei einer prognostizierten Offshore-Erzeugungsleistung von 1,2 GW abzüglich einer Übertragungskapazität von 1,1 GW besteht für die Ostsee im O-NEP 2024 ein Ausbaubedarf von 0,1 GW Leistung. Es wird ein Anbindungssystem benötigt, da die Übertragungskapazität 500 MW beträgt.

Insoweit kann die Kapazität der Anbindungsleitungen die Zubauleistung auch übersteigen. Die Standardisierung der Anbindungsleitungen macht ein exaktes Erreichen der regionalisierten Leistung unwahrscheinlich. Wie im bisherigen O-NEP Prozess sollten grundsätzlich so viele Anbindungssysteme gebaut werden, bis die komplette regionalisierte Leistung abgeführt werden kann, da ansonsten ein Ausbau, der den Bedarf an Netzanbindungen entsprechend der prognostizierten Offshore-Leistung abdeckt, nicht gewährleistet ist. Außerdem entspricht in der Regel die Leistung der über ein Anbindungssystem zu erschließenden OWP nicht der Leistung der jeweiligen Anbindungssysteme, d.h. man wird systembedingt keine vollständige Auslastung erreichen; zumal im jeweils folgenden O-NEP eine größere regionalisierte Leistung abgeführt werden muss. In der Nordsee wird eine im O-NEP 2024 nicht vollständige durch die regionalisierte Leistung umfasste Übertragungskapazität eines Anbindungssystems im darauffolgenden O-NEP durch die zu regionalisierende Leistung sogar vollständig erfasst. Hiervon zu unterscheiden sind Fälle, in welchen ein Cluster nur noch ein sehr geringes Restpotenzial aufweist, dessen Erschließung durch ein eigenes Anbindungssystem als unverhältnismäßig erscheint.

Es ist auch geboten Netzanbindungssysteme in der Ostsee mit einer Übertragungskapazität von 500 MW zu planen. Dies begegnet dem Umstand, dass in der Ostsee in Abhängigkeit von der zeitlichen Reihung Cluster angeschlossen werden, in welchen sich noch zu erschließender OWP mit einer Leistung von mehr als 250 MW befinden. Ansonsten würde ein Anbindungssystem bestätigt, bei welchem die Gefahr besteht, dass es den bzw. die betroffenen OWP nicht vollständig erschließt. Aufgrund der Begrenzung des

Ausbaupfades würde das nächste Anbindungssystem bei einer Übertragungskapazität von 250 MW voraussichtlich erst drei Jahre später fertiggestellt werden. Dies würde auch eine strukturelle Benachteiligung der Ostsee bedeuten. Zwar geht die Regionalisierung des Szenariorahmens zu Recht von einer wesentlichen geringeren Offshore-Leistung für die Ostsee aus. Allerdings erscheint es nicht sinnvoll, dass aufgrund der prognostizierten Leistung in der Ostsee und der geringeren Übertragungskapazität der Standardanbindungssysteme noch nicht einmal ein OWP mit einer üblichen Erzeugungsleistung über ein bestätigtes Anbindungssystem erschlossen wird. So weisen bspw. die beiden bereits erschlossenen Windparks in Cluster 1 eine Leistung von ca. 400 MW und 350 MW und zwei weitere OWP in Cluster 2 und 4 mit einer Genehmigung bzw. einem Erörterungstermin im Planfeststellungsverfahren eine Leistung von 350 bzw. um die 500 MW auf. Daneben planen auch weitere beantragte Windparks in der Ostsee mit teilweise deutlich über 400 MW. Zudem erscheint eine Bündelung der Realisierung zweier Anbindungsleitungen mit einer Übertragungskapazität von je 250 MW sinnvoller als deren gestaffelte Fertigstellung über einen Zeitraum von bis zu vier Jahren.

Da jedoch die Übertragungskapazität der AC-Anbindungsleitungen derzeit aus technischen Gründen nicht erhöht werden kann (siehe BFO-O, S. 18 ff., 68 f.), besteht das entsprechende Anbindungssystem nicht aus einer Leitung mit einer Übertragungskapazität von 500 MW, sondern aus zwei Leitungen mit einer Übertragungskapazität von je 250 MW. Entsprechend dem BFO-O sind jedoch diesbezügliche technische Fortschritte im Rahmen der Fortschreibung des BFO-O zu überprüfen (BFO-O, S. 69).

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 2024 ist teilweise nicht überzeugend. Die Anwendung der Kriterien sowie deren Reihung sind jedoch sachgerecht und werden von der Bundesnetzagentur bei ihrer Bestätigungsentscheidung zugrunde gelegt.

5.1 Auswahl der Kriterien

Die Auswahl der Kriterien im zweiten Entwurf des O-NEP 2024 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. Die Berücksichtigung weiterer Kriterien ist in § 17b Abs. 2 Satz 3 EnWG zwar nicht ausgeschlossen, aber auch nicht erforderlich. Es bestehen insoweit keine Anhaltspunkte, die eine Heranziehung weiterer Kriterien rechtfertigen.

5.2 Küstenentfernung

Die Ausgestaltung des Kriteriums der räumlichen Nähe zur Küste im zweiten Entwurf des O-NEP 2024 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 Übertragungsnetzbetreiber 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 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 NVP unabhängig von der Länge der Landtrasse bestehen.

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

Insoweit führt eine Einteilung in Zonen auch zu einer rechtssicheren und praktikablen Anwendung des Kriteriums der Küstenentfernung. Dies wiederum entspricht auch dem mit dem Systemwechsel intendierten Ziel des Gesetzgebers von der Anbindung konkreter OWP hin zu einem übergeordneten O-NEP. Daher bietet sich vielmehr eine Bildung von Zonen an, deren Grenzen sich an der Küstenentfernung unter Berücksichtigung bestehender Schifffahrtswege orientiert.

Selbst wenn man den seitens eines Konsultationsteilnehmers vorgetragenen Umstand unterstellt, dass weiter entfernte OWP eine höhere Auslastung und Effizienz aufwiesen, so dass der Betrieb trotz der teureren Anbindungsleitung volkswirtschaftlich sinnvoller seien, führt dies zu keiner anderen Bewertung. Denn es muss auch der logistische Aufwand zum Bau und Betrieb der längeren Anbindungsleitung berücksichtigt werden, was wiederum einer zügigen Umsetzung des O-NEP entgegensteht.

In der Ostsee werden alle Cluster der gleichen Zone zugeteilt, da keine großen Unterschiede in der Entfernung zur Küste existieren. Selbst die in Luftlinie am weitesten von der Küste entfernten Cluster können ohne erhebliche Unterschiede, die alleine auf der Entfernung basieren, bei der Realisierung und bei den Kosten gegenüber küstennäheren Clustern angebonden werden. 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 NVP der jeweilige Cluster angebonden wird.

Einen Anbindungsvorrang der Anbindungssysteme in der Ostsee gegenüber den Anbindungssystemen in der Nordsee im Rahmen der Bewertung der Küstenentfernung, wie er seitens eines Konsultationsteilnehmers aufgrund der geringeren Kosten der AC-Anbindungssysteme gegenüber DC-Anbindungssystemen gefordert wurde, ist nicht sachgerecht. Denn dies würde nicht zu einem Ausbau entsprechend der zu erwartenden Potenziale in Nord- und Ostsee führen und die Nordsee trotz größeren Ausbaupotenzials strukturell benachteiligen. Ein genereller Anbindungsvorrang der Ostsee ist auch erkennbar nicht Inhalt des EnWG. Zudem würde über diesen Weg auch die Regionalisierung konterkariert, die gerade einem volkswirtschaftlich effizienten Ausbau und Nutzung der Anbindungssysteme dient. Zumal sich die Unterschiede aus den Kosten der Konverter ergeben, die bei Realisierung der AC-Anbindungssysteme nicht erforderlich sind, und nicht über die der Anbindungsleitungen. In diesem Zusammenhang ist auch zu berücksichtigen, dass eine DC-Anbindungsleitung eine Übertragungskapazität aufweist, die fast um den Faktor vier größer ist als die einer AC-Anbindungsleitung.

5.3 Erzeugungspotenzial

Die Ausgestaltung des Kriteriums der effizienten Nutzung der zu errichtenden Anbindungskapazität im zweiten Entwurf des O-NEP 2024 ist nur teilweise richtig.

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 grundsätzlich ein sinnvoller Ansatz.

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 einem OWP 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 auch 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 Cluster durch ein bestätigtes Anbindungssystem das Potenzial eines insgesamt kleineren Clusters größer sein als das Restpotenzial des bereits erschlossenen größeren Clusters. Der im Rahmen der Konsultation vorgebrachte Vorwurf der permanenten Änderung der Reihenfolge der Anbindungssysteme infolge einer sich stetig ändernde Größe der Windparks kann nicht gefolgt werden. Die Potenziale wurden im Rahmen des BFO-N und BFO-O eher am oberen Rand des Leistungsspektrums

angesetzt. Das bislang durchgeführte Kapazitätszuweisungsverfahren hat gezeigt, dass dieser Ansatz die Realität sehr gut abbildet und nachträgliche Änderungen für die zeitliche Reihung nicht derart wesentlich sind, dass sie zu einer permanenten Neubewertung der zeitlichen Reihenfolge der Anbindungssysteme führten. Dennoch kann die nachträgliche Umbildung von Clustern oder die nachträgliche Schaffung neuer Cluster theoretisch zu einer Veränderung der zeitlichen Abfolge bereits bestätigter, aber noch nicht beauftragter Anbindungssysteme führen. Insoweit kann unter der neuen Rechtslage vor Beauftragung der Anbindungssysteme kein schutzwürdiges Vertrauen eines Windparkbetreibers auf ein Anbindungssystem entstehen.

Die Pläne des Landes Mecklenburg-Vorpommern zur weiteren Ausweisung von Vorrang-/Eignungsgebieten für OWP im Küstenmeer der Ostsee können derzeit noch nicht berücksichtigt werden. Dies kann frühestens geschehen, wenn die Fortschreibung des Landesraumentwicklungsprogramms abgeschlossen ist.

Die Berücksichtigung eines Kurzfristplanungshorizonts im Rahmen des Kriteriums „Erzeugungspotenzial eines Offshore-Windenergie-Clusters“ – wie dies der zweite Entwurf des O-NEP 2024 vorsieht – ist nicht sachgerecht.

Im Rahmen des Kriteriums „Erzeugungspotenzial“ ist nicht auf die Genehmigungslage abzustellen, da diese grundsätzlich nicht geeignet ist, eine angemessene und sichere zeitliche Reihung zu gewährleisten. Denn jede neue Genehmigung könnte die zeitliche Reihung im nächsten O-NEP wieder ändern. Dies wird noch dadurch verstärkt, dass nicht lediglich auf die Genehmigung selbst, sondern auch auf die Leistung genehmigter OWP abgestellt wird. D.h. selbst zwischen zwei genehmigten OWP würde noch danach unterschieden, wieviel genehmigte Leistung bei beiden vorliegt. Außerdem soll die Genehmigungserteilung nach dem gesetzlichen Modell auch keine steuernde Wirkung in Bezug auf die konkrete Anbindungsreihenfolge entfalten.

Die Planbarkeit der Sammelanbindungen und deren Loslösung von konkreten OWP, die durch den Systemwechsel vom einzelnen Anschlussbegehren zu einem O-NEP bezweckt wurde, würden so konterkariert. Dies gilt umso mehr für die Ostsee, da dort das Kriterium der Küstenentfernung bedeutungslos ist und die zeitliche Reihung maßgeblich durch das Erzeugungspotenzial der Cluster bestimmt wird. Daher bedarf es gerade bei der Ermittlung des Erzeugungspotenzials klarer und nicht ohne weiteres veränderbarer Eingangsgrößen. Folglich ist auch eine noch über das Vorliegen einer Genehmigung hinausgehende Realisierungswahrscheinlichkeit nicht zu berücksichtigen. Dies würde neben einer unsicheren zeitlichen Reihung auch noch zu willkürlichen und kaum überprüfbareren Ergebnissen führen. Zumal die Realisierungswahrscheinlichkeit auf diesem Wege doppelt berücksichtigt würde: einmal beim Erzeugungspotenzial und ein zweites Mal im Rahmen des Realisierungsfortschritts.

Im Übrigen stellen der BFO-N 2012 und der BFO-O lediglich informatorisch die Auswirkungen des Szenariorahmens 2022 und 2023 dar und prognostizieren gerade nicht ein Erzeugungspotenzial für das Jahr 2022 bzw. 2023. Die Potenzialermittlung der Cluster erfolgt grundsätzlich unabhängig von dem energiewirtschaftlichen 10-Jahres-Horizont des O-NEP, sondern unterliegt einem Planungshorizont von 20 bis 30 Jahren, der sich an den Bedürfnissen der Raumordnungsplanung orientiert; vgl. BFO-N 2013/2014, S. 8.

5.4 Netzverknüpfungspunkte

Die Ausgestaltung des Kriteriums der geplanten Inbetriebnahme der Netzverknüpfungspunkte im zweiten Entwurf des O-NEP 2024 ist sachgerecht und wird von der Bundesnetzagentur bei ihrer Bestätigungsentscheidung zugrunde gelegt.

Da ohne entsprechenden NVP an Land der auf See erzeugte Strom nicht in das 220/380-kV-Übertragungsnetz an Land weitergeleitet werden kann, ist die Verfügbarkeit eines NVP 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 entsprechender NVP an Land verfügbar ist. Die NVP stellen die Verbindung zum landseitigen NEP Strom her. Eine Berücksichtigung des Umstandes, wie in der Konsultation gefordert, dass ein NVP bereits in Betrieb genommen wurde, kommt allerdings nicht in Betracht, da zunächst davon ausgegangen werden muss, dass, soweit keine anderweitigen offensichtlichen Anhaltspunkte dafür vorliegen, ein noch nicht in Betrieb genommener NVP auch zum geplanten Zeitpunkt in Betrieb geht.

5.5 Realisierungsfortschritt

Die Berücksichtigung des Kriteriums des Realisierungsfortschritts der anzubindenden OWP zur Vermeidung eines grob unangemessenen Ergebnisses ist sinnvoll.

Dabei ist der Anwendungsbereich dieses Kriteriums insbesondere dahingehend anzuwenden, unbillige Härten durch den Wechsel vom windparkspezifischen Anbindungsregime zum neuen Regime des O-NEP zu verhindern. Insoweit sind Cluster mit einem OWP, der bei Inkrafttreten der Regelungen zum O-NEP nach § 17b EnWG noch nach alter Rechtslage die Voraussetzungen für eine bedingte oder unbedingte Netzanbindung erfüllt hätte, vorrangig gegenüber Clustern mit OWP anzubinden, die über keine oder erst seit kurzem über eine Baugenehmigung verfügen. Eine darüber hinausgehende Priorisierung der entsprechenden Windparks ist jedoch nicht zwingend vorgegeben und aufgrund des Systemwechsels weg von der Betrachtung einzelner Windparks auch nicht geboten.

Daneben ist das bloße Abstellen auf einzelne Genehmigungen, d.h. ein reiner Vergleich der Anzahl an Genehmigungen in den betroffenen Clustern, die nicht bereits durch das Startnetz abgedeckt sind, oder die Berücksichtigung eines etwaigen in der Konsultation vorgetragenen Unterschieds im Umfang der Genehmigung im Küstenmeer und der AWZ unzulässig. Denn dies birgt auch im Rahmen des Realisierungsfortschritts die Gefahr einer permanent zu korrigierenden zeitlichen Reihung. Dann hätte der Realisierungsfortschritt auch keine korrigierende Wirkung mehr bzw. würde sich nicht mehr lediglich auf Ausnahmefälle beschränken, sondern würde zum maßgebenden Kriterium. Ähnlich der Einführung eines Kurzfristplanungshorizonts würde die Planbarkeit der Sammelanbindungen und deren Loslösung von konkreten OWP konterkariert, die gerade durch den Systemwechsel vom einzelnen Anschlussbegehren zu einem O-NEP bezweckt wurde. Andere Kriterien als das Vorliegen einer Genehmigung führen von vornherein entweder zu willkürlichen und schwer objektiv überprüfbaren Ergebnissen oder liegen oftmals erst zu einem späteren Zeitpunkt vor, zu welchem u.U. bereits die Sammelanbindung beauftragt, mithin Teil des Startnetzes wurde (Bsp.: Baugrundhauptuntersuchung).

Eine Berücksichtigung des Umstandes, wie in der Konsultation gefordert, dass ein Anbindungssystem in der Planung und den Genehmigungsverfahren bereits weiter fortgeschritten ist als ein anderes, kommt

nicht in Betracht, da zunächst davon ausgegangen werden muss, dass soweit keine anderweitigen offensichtlichen Anhaltspunkte dafür vorliegen, ein bestätigtes Anbindungssystem auch zum festgelegten Umsetzungsbeginn beauftragt wird und zum geplanten Zeitpunkt in Betrieb geht. Bestehende Genehmigungen nicht bestätigter Anbindungsleitungen müssen infolgedessen entweder verlängert oder neu beantragt werden, gebieten jedoch keine andere zeitliche Reihung der Anbindungssysteme.

5.6 Gewichtung der Kriterien und Prüfungsreihenfolge

Die Gewichtung der Kriterien entsprechend dem zweiten Entwurf des O-NEP 2024 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 OWP ist mit erheblichem technologischem und logistischem Aufwand verbunden. Dieser steigt mit der Küstenentfernung und der damit zumeist einhergehenden Wassertiefe an. Der BFO-N weist bereits auf die Relevanz der Küstenentfernung für das Erreichen der Ziele des § 1 Abs. 1 EnWG hin. 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 auch 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 OWP 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 NVP ist hingegen ungeeignet für die Festlegung einer zeitlichen Staffelung der Anbindungssysteme. Stellt sich nachträglich heraus, dass ein seitens der Übertragungsnetzbetreiber vorgesehener NVP voraussichtlich nicht bis zur geplanten Fertigstellung des Anbindungssystems betriebsbereit ist, können die Übertragungsnetzbetreiber für das betroffene Anbindungssystem einen anderen NVP einbringen, der bei Inbetriebnahme des Anbindungssystems verfügbar ist, oder auch das Anbindungssystem mit einem Anbindungssystem zur Erschließung desselben Clusters in der zeitlichen Reihung tauschen, für das ein anderer, zeitlich früher verfügbarer NVP 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 NVP nicht zwingend gegeben ist. Erst nach der Festlegung einer Staffelung kann überprüft werden, ob hinreichend sinnvolle NVP 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 im zweiten Entwurf des O-NEP 2024 zulässigerweise ebenfalls als korrekatives Kriterium verwendet. Die Übertragungsnetzbetreiber begründen richtiger Weise die rein korrektive Form des Kriteriums mit dem durch den Gesetzgeber beschlossenen Systemwechsel. Eine vorrangige Gewichtung des Kriteriums „Realisierungsfortschritt der anzubindenden OWP“ würde dem vom Gesetzgeber beschlossenen Weg, weg von einem individuellen Anbindungsanspruch der OWP hin zu einer windparkunspezifischen Ausbauplanung des Netzanbindungssystems, widersprechen. Zudem ließe sich im Rahmen einer Zehnjahresplanung, wie im O-NEP vorgesehen, der Realisierungsfortschritt einzelner OWP in den meisten Fällen kaum belastbar beurteilen. Des Weiteren ist die Planung und Genehmigung eines OWP-Projektes ein dynamischer Prozess, so dass sich innerhalb eines Jahres erhebliche Veränderungen ergeben können, sowohl im positiven als auch im negativen Sinne. Eine zu hohe Gewichtung des Realisierungsfortschritts bei der zeitlichen Staffelung würde dazu führen, dass auch die zeitliche Staffelung der Netzanbindungssysteme starken Veränderungen unterliegen würde. Dies wäre weder für den anbindungspflichtigen Übertragungsnetzbetreiber praktikabel, noch würde für die Projektträger der OWP die gewünschte Planungssicherheit hinsichtlich der Fertigstellung der Netzanbindung entstehen. Insoweit widerspräche eine vorrangige Gewichtung des Kriteriums 4) „Realisierungsfortschritt der anzubindenden OWP“ dem mit der Einführung eines O-NEP geplanten Systemwechsels, weg von einer windparkspezifischen Anbindung hin zu einer vorausschauenden und vorsorglichen Errichtung von Anschlüssen für Cluster. Daher kann das Kriterium des Realisierungsfortschritts eine einmal getroffene Reihung nur in Ausnahmefällen korrigieren, um unbillige Härten zu vermeiden.

6. Zeitliche Staffelung der Anbindungssysteme

6.1 Zeitliche Staffelung der Anbindungssysteme in der Nordsee

Die im zweiten Entwurf des O-NEP 2024 vorgesehene Staffelung der Anbindungssysteme in der Nordsee ist unter Berücksichtigung der Kürzung des Ausbaubedarfs richtig.

Die Erkenntnisse und Prüfergebnisse der Bundesnetzagentur bestätigen die von den Übertragungsnetzbetreibern gewählte Reihenfolge. Dies ergibt sich aus folgenden Gründen:

Im ersten Schritt hat zunächst eine Auswahl gemäß der Küstenentfernung in Form der Zonen zu erfolgen. Cluster 0, Cluster 2, Cluster 4 sowie der Anteil von Cluster 5, welcher sich in Zone 1 befindet, werden

bereits durch Anbindungssysteme des Startnetzes abgedeckt. Somit müssen innerhalb von Zone 1 nur noch die Cluster 1 und 3 betrachtet werden.

Die Entscheidung, welches Cluster in Zone 1 zuerst angeschlossen wird, wird anhand des Kriteriums des Erzeugungspotenzials getroffen. Die Angaben für das nicht erschlossene Erzeugungspotenzial innerhalb eines Clusters müssen zwar grundsätzlich auf dem BFO-N 2013/2014 beruhen, während für das Erzeugungspotenzial im Rahmen des O-NEP 2024 noch die Angaben des BFO-N 2012 herangezogen wurden.

Für Cluster 1 wird im BFO-N 2013/2014 ein Erzeugungspotenzial von ca. 900 MW angegeben und für Cluster 3 ein Erzeugungspotenzial von ca. 2.600 MW. In Cluster 3 werden jedoch schon 916 MW durch ein Netzanbindungssystem im Startnetz (NOR-3-1) abgedeckt, so dass noch 1.684 MW in Cluster 3 zu erschließen sind. Da das noch zu erschließende Erzeugungspotenzial in Cluster 3 (1.684 MW) höher ist als in Cluster 1 (900 MW), wird zunächst Cluster 3 erschlossen. Damit ergibt sich NOR-3-3 als erstes System.

Danach bleiben in Cluster 3 noch 784 MW zu erschließendes Erzeugungspotenzial. Nun ist das noch zu erschließende Erzeugungspotenzial in Cluster 1 (900 MW) höher als in Cluster 3 (784 MW). Demnach wird das nächste Anbindungssystem (NOR-1-1) dem Cluster 1 zugeordnet.

Da jedoch in der Nordsee entsprechend den Ausführungen unter Punkt 1. lediglich eine Leistung von 1,4 GW anzubinden ist, bedarf es im Rahmen des O-NEP 2024 lediglich zwei weiterer Anbindungssysteme in der Nordsee. Die Anbindungssysteme NOR-3-3 und NOR-1-1 in Zone 1 decken diesen Transportbedarf ab. Daher sind in Zone 2 (und auch 3) der Nordsee derzeit keine Anbindungssysteme bestätigungsfähig. Das Anbindungssystem NOR-6-3 (BorWin 4) wäre insoweit ebenfalls nicht bestätigungsfähig.

Nach dem Aufstellen einer zeitlichen Staffelung anhand der Kriterien der Küstenentfernung und des Erzeugungspotenzials fehlt noch eine Plausibilisierung der Staffelung anhand der Kriterien „Geplante Inbetriebnahme der Netzverknüpfungspunkte“ und „Realisierungsfortschritt der anzubindenden OWP“. Sowohl für das Anbindungssystem NOR-3-3 als auch das Anbindungssystem NOR-1-1 sind zum Zeitpunkt der geplanten Fertigstellung grundsätzlich NVP laut der Planungslage im NEP 2024 verfügbar.

Bei einer Plausibilitätskontrolle der vorstehend geschilderten Staffelung der Anbindungssysteme anhand des „Realisierungsfortschritt der anzubindenden OWP“ ergibt sich kein Korrekturbedarf hinsichtlich der Leitungen, die erforderlich sind, um in der Nordsee eine Leistung von 1,4 GW anzubinden. D.h. zumindest die Leitungen NOR-3-3 und NOR-1-1 werden in ihrer zeitlichen Reihung als erste zu realisierende Leitungen nicht korrigiert. Eine Verschiebung der Systeme NOR-7-1 und NOR-5-2 noch vor die Systeme NOR-3-3 und NOR-1-1 ist nicht sachgerecht, da auch diese Systeme OWP erschließen, die bereits seit längerer Zeit über eine Genehmigung verfügen. Ob eine zeitliche Verschiebung der Anbindungssysteme NOR-7-1 und NOR-5-2 vor NOR-3-2 in Betracht kommt, kann im Rahmen des O-NEP 2024 insoweit noch offenbleiben.

6.2 Zeitliche Staffelung der Anbindungssysteme in der Ostsee

Die im zweiten Entwurf des O-NEP 2024 vorgesehene Staffelung der Anbindungssysteme in der Ostsee ist falsch.

Die Bundesnetzagentur hat daher die zeitliche Staffelung wie aus dem Tenor ersichtlich korrigiert: Nur das Anbindungssystem OST-B-1 ist zu bestätigen. Dies ergibt sich aus folgenden Gründen:

Da sämtliche Cluster der Ostsee derselben Zone zugeordnet sind, wird anhand des Entfernungskriteriums keine Vorauswahl getroffen. Entscheidend für die Zuordnung ist demnach das noch zu erschließende Erzeugungspotenzial. Da allerdings das Anbindungssystem OST-1-4 unter der Bezeichnung OST-B-1 als Sammelanbindung für die Erschließung der Cluster 1, 2 und 4 realisiert werden soll, findet eine zeitliche Reihung nur noch zwischen den Sammelanbindungen für die besagten drei Cluster einerseits sowie den jeweiligen Anbindungen der Cluster 3 und 5 andererseits statt. Insofern können OWP aus allen drei Clustern (1, 2 und 4) auf der Sammelanbindung OST-B-1 die Zuweisung von Übertragungskapazitäten beantragen.

Im Rahmen der zeitlichen Staffelung ist daher das nicht erschlossene Erzeugungspotenzial der Cluster 1, 2 und 4 insgesamt zu berücksichtigen.

Dies führt dazu, dass zunächst das Anbindungssystem OST-B-1 zu Cluster 1, 2 und 4 mit einem noch zu erschließenden Erzeugungspotenzial von insgesamt ca. 2.400 MW geführt wird, während Cluster 3 lediglich ein noch zu erschließendes Erzeugungspotenzial von ca. 434 MW und Cluster 5 ein noch zu erschließendes Erzeugungspotenzial von ca. 150 MW aufweist.

Von den anzubindenden 1,2 GW Offshore-Windenergie werden ca. 1,1 GW bereits durch das Startnetz abtransportiert. Demnach sind Netzanbindungssysteme für 0,1 GW erforderlich. Bei einem Anbindungssystem mit einer Übertragungskapazität von 500 MW ist ein weiteres Netzanbindungssystem zu bestätigen. Dies ist gemäß der zeitlichen Reihung entsprechend dem Erzeugungspotenzial das Anbindungssystem OST-B-1.

Zuletzt ist noch eine Plausibilisierung anhand der Kriterien „Geplante Inbetriebnahme der Netzverknüpfungspunkte“ und „Realisierungsfortschritt der anzubindenden OWP“ durchzuführen. Für das Anbindungssystem OST-B-1 ist ein NVP verfügbar, daher erfolgt keine Korrektur der Staffelung anhand des Kriteriums der geplanten Inbetriebnahme der Netzverknüpfungspunkte. Bei einer Plausibilitätskontrolle der vorstehend geschilderten Staffelung der Anbindungssysteme anhand des „Realisierungsfortschritt der anzubindenden OWP“ ergibt sich kein Korrekturbedarf.

7. Angabe von Terminen

7.1 Termin für den Beginn der Umsetzung

Der Termin für den Beginn der Umsetzung wurde durch die Bundesnetzagentur teilweise korrigiert.

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 OWP, sprechen für den Termin der Beauftragung des Anbindungssystems, weil erst dann die Investitionsentscheidung durch den Übertragungsnetzbetreiber getroffen wurde und ein voraussichtlicher Fertigstellungstermin bekannt ist.

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

Der Termin zum Beginn der Umsetzung ist verbindlich. Der Vorbehalt für die Verbindlichkeit der Termine für den Beginn der Umsetzung im Zubaunetz der Ostsee ist hingegen nicht zulässig. Ein solcher Vorbehalt widerspricht grundsätzlich der Systematik des O-NEP, dass Leitungen unabhängig von konkreten OWP realisiert werden sollen. Die Realisierungswahrscheinlichkeit wird abschließend durch das Kriterium des Realisierungsfortschritts der anzubindenden OWP berücksichtigt (siehe oben 4.4). Sollte die Fertigstellung einer Leitung für die Kapazitätsvergabe zu einem bestimmten Zeitpunkt nicht erforderlich sein, bedarf es zwar möglicherweise einer entsprechenden Anpassung der Termine zum Beginn der Umsetzung und zum geplanten Zeitpunkt der Fertigstellung im O-NEP (siehe unten 6.). Einen Vorbehalt für den Beginn der Umsetzung rechtfertigt dies jedoch nicht. Bestehen grundsätzliche technische Bedenken gegen die Realisierbarkeit von OWP in einem Cluster oder bestimmten Teilen eines Clusters, welche die Realisierung eines Anbindungssystems als nicht bedarfsgerecht erscheinen lassen, so sind diese rechtzeitig im Rahmen des O-NEP zu berücksichtigen.

7.2 Geplanter Zeitpunkt der Fertigstellung

Der Termin für den geplanten Zeitpunkt der Fertigstellung wurde im zweiten Entwurf des O-NEP 2024 korrekt festgelegt und von der Bundesnetzagentur übernommen.

Der zweite Entwurf des O-NEP 2024 orientiert sich bei der Definition des Zeitpunktes nunmehr 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 OWP-Anschluss beginnt, und dem NVP an Land. Auf eine weitere Präzisierung des Begriffs der Fertigstellung als Inbetriebnahme der Anbindungssysteme wurde im diesjährigen O-NEP ebenso verzichtet wie auf eine zeitschärfere bzw. quartalsweise Zeitangabe. Dies ist 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.

Der zweite Entwurf des O-NEP 2024 sieht als Zeiträume von Beginn der Umsetzung bis zur Fertigstellung der Anbindungssysteme generell fünf Jahre für die Nordsee und 3,5 Jahre für die Ostsee vor. Dabei gehen die Übertragungsnetzbetreiber von einem Zeitraum von 60 Monaten für die Realisierung der DC-Anbindungssysteme in der Nordsee und 42 Monaten für die Realisierung der AC-Anbindungssysteme in der Ostsee aus. Diese Zeitangaben sind für den diesjährigen O-NEP weiterhin zulässig. Hinsichtlich der zu erwartenden Planungs-, Zulassungs- und Errichtungszeiten sowie der verfügbaren Erzeugungskapazitäten kann gegenwärtig lediglich auf die aktuellen Erfahrungen der Übertragungsnetzbetreiber bei Vergabe und Realisierung vergleichbarer Projekte zurückgegriffen werden. Darüber hinaus bestehen noch keine

gefestigten Erfahrungen bei der Realisierung der Anbindungssysteme, die eine anderweitige belastbare Einschätzung ermöglichen.

Eine etwaige Bestätigung der Fertigstellungszeitpunkte im Rahmen des O-NEP 2024 entbindet die Übertragungsnetzbetreiber jedoch nicht von der Pflicht, auch für bestätigte Anbindungssysteme des diesjährigen O-NEP die Realisierungsdauer in zukünftigen O-NEP erneut zu überprüfen. Dabei sind insbesondere verkürzte Realisierungsphasen durch technische Standardisierung bzw. Fortschritte bei der Errichtung der Anbindungssysteme sowie die Verfügbarkeit von Errichtungskapazitäten durch die Übertragungsnetzbetreiber anzustreben und jährlich bei der Erstellung des O-NEP zu berücksichtigen. Darüber hinaus sind Erfahrungen infolge zurückliegender Realisierungsprojekte seitens der Übertragungsnetzbetreiber heranzuziehen, um in zukünftigen O-NEP eine geeignete Methode zur Berücksichtigung der zu erwartenden Planungs-, Zulassungs- und Errichtungszeiten sowie der verfügbaren Erzeugungskapazitäten zu entwickeln. Hierbei sind gerade auch die zu erwartende Lernkurven und Fortschritte bei der Realisierung, bspw. infolge einer technischen Standardisierung, zu berücksichtigen.

7.3 Zeitliche Angaben für die Anbindungssysteme in der Nordsee

Die im zweiten Entwurf des O-NEP 2024 angegebenen Termine für den verbindlichen Beginn der Umsetzung und der geplanten Fertigstellung der Anbindungssysteme NOR-3-3 und NOR-1-1 sind nicht sachgerecht.

Würde man NOR-3-3 und NOR-1-1 wie im zweiten Entwurf des O-NEP 2024 vorgesehen in den Jahren 2016 und 2017 beauftragen, würden die Anbindungssysteme voraussichtlich in Jahren 2021 und 2022 fertiggestellt. Da nach Abschluss der ersten Kapazitätszuweisung durch die Bundesnetzagentur erst für das Jahr 2022 erneut ca. 610 MW Kapazität zugewiesen werden kann, würden die Anbindungssysteme NOR-3-3 und NOR-1-1 nicht bis 2021, sondern erst ab 2022 benötigt.

Der Termin für die Beauftragung eines Anbindungssystems kann nicht derart früh gewählt werden, dass die geplante Fertigstellung zu einem Zeitpunkt stattfindet, für welchen noch keine Kapazitäten durch die Bundesnetzagentur zugewiesen werden dürfen. Insoweit haben sich – mit Einführung der gesetzlichen Begrenzung der zu vergebenden Kapazität gem. § 17d Abs. 3 EnWG und der Ausrichtung des Ausbaubedarfs des O-NEP an dieser Begrenzung – die Termine zur geplanten Fertigstellung an der frühestmöglichen Nutzung von zugewiesenen Kapazitäten auf dem jeweiligen Anbindungssystem zu orientieren und nicht mehr am Umsetzungsbeginn bzw. der schnellstmöglichen Realisierung eines Anbindungssystems. Ansonsten bestünde die Gefahr, dass die entsprechenden Leitungen zu einem Zeitpunkt realisiert würden, zu welchem die Übertragungskapazität – mangels Erforderlichkeit für eine Kapazitätszuweisung – nicht genutzt würde. Dies würde wiederum Leerstände auf zu früh beauftragten Anbindungssystemen zur Folge haben. Daher führt eine kürzere Realisierungsdauer nicht zu einer früheren Fertigstellung, sondern zu einer späteren Beauftragung. Wird ersichtlich, dass sich die Realisierungsdauer 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.

Die seitens eines Konsultationsteilnehmers geforderte Festlegung des Termins der geplanten Fertigstellung ein Jahr vor der Inbetriebnahme eines Windparks mit zugewiesener Kapazität ist nicht

sachgerecht. Die Koordinierung der Errichtung des OWP und des Anbindungssystems ist nicht Gegenstand des O-NEP, sondern in § 17d Abs. 2 EnWG geregelt.

Im Übrigen orientiert sich die geplante Fertigstellung des jeweiligen Anbindungssystems ab 2022 an der Regionalisierung entsprechend der Methodik des Szenariorahmens 2025, d.h. für die Nordsee 7,0 GW in 2022, 7,7 GW in 2023 sowie 8,5 GW in 2024. Der so regionalisierten Leistung sind das Startnetz und das bestätigungsfähige Zubaunetz in den jeweiligen Jahren gegenüberzustellen. Das Startnetz beträgt im Jahr 2022 in der Nordsee 7,1 GW. Dies bedeutet, dass im Jahr 2022 in der Nordsee kein Anbindungssystem erforderlich ist, um die regionalisierte Leistung für dieses Jahr abzutransportieren. Die Änderung gegenüber den vorläufigen Prüfungsergebnissen ergibt sich aufgrund der fehlenden Berücksichtigung bzw. der Verringerung nicht genutzter Übertragungskapazitäten im Startnetz, insbesondere in Cluster 2 (siehe oben 4.). Im Jahr 2023 ist in der Nordsee dann allerdings ein Anbindungssystem erforderlich. Berücksichtigt man dieses Anbindungssystem, ergibt sich für das Jahr 2024 in der Nordsee ein Netz von 8,0 GW, so dass in 2024 das nächste Anbindungssystem erforderlich wäre.

Da als Realisierungsdauer von Anbindungssystemen ab Beauftragung der Leitung in der Nordsee derzeit 60 Monate anzunehmen sind, ist das nächste Anbindungssystem in der Nordsee NOR-3-3 im Jahre 2018 und das zweite Anbindungssystem NOR-1-1 im Jahr 2019 zu beauftragen.

7.4 Zeitliche Angaben für die Anbindungssysteme in der Ostsee

Die im zweiten Entwurf des O-NEP 2024 angegebenen Termine für den verbindlichen Beginn der Umsetzung und der geplanten Fertigstellung der Anbindungssystem OST-B-1 sind von der Bundesnetzagentur abweichend vom Vorschlag der Übertragungsnetzbetreiber festgesetzt worden.

Würde man OST-B-1 wie im zweiten Entwurf des O-NEP 2024 für das erste Anbindungssystem im Zubaunetz (OST-4-1) vorgesehen im Jahr 2016 beauftragen, würde das Anbindungssystem voraussichtlich im Jahr 2019 fertiggestellt. Da nach Abschluss der ersten Kapazitätszuweisung durch die Bundesnetzagentur erst für das Jahr 2022 erneut ca. 610 MW Kapazität zugewiesen werden kann, würde das Anbindungssystem OST-B-1 nicht bis 2019, sondern erst ab 2022 benötigt.

Im Übrigen orientiert sich die geplante Fertigstellung des jeweiligen Anbindungssystems ab 2022 an der Regionalisierung entsprechend der Methodik des Szenariorahmens 2025, d.h. für die Ostsee 1,1 GW in 2022, 1,2 GW in 2023 sowie abermals 1,2 GW in 2024. Der so regionalisierten Leistung ist das Startnetz und bestätigungsfähige Zubaunetz in den jeweiligen Jahren gegenüberzustellen. Das Startnetz beträgt im Jahr 2022 in der Ostsee 1,1 GW. Dies bedeutet, dass im Jahr 2022 in der Ostsee kein Anbindungssystem erforderlich ist, um die regionalisierte Leistung für dieses Jahr abzutransportieren. Im Jahr 2023 ist in der Ostsee dann allerdings ein Anbindungssystem erforderlich.

Da als Realisierungsdauer von Anbindungssystemen ab Beauftragung der Leitung in der Ostsee derzeit 42 Monate anzunehmen sind, ist das nächste Anbindungssystem in der Ostsee OST-B-1 im Jahre 2020 zu beauftragen.

8. Angaben zum Stand der Umsetzung

Im zweiten Entwurf des O-NEP 2024 wird der Stand der Umsetzung der Anbindungssysteme aus dem vorhergehenden O-NEP 2013 grundsätzlich korrekt entsprechend § 17b Abs. 2. Satz 5 EnWG dargestellt. Dem aktuellen Offshore-Netzentwicklungsplan werden Angaben zum Stand der Umsetzung des vorhergehenden Offshore-Netzentwicklungsplans und im Falle von Verzögerungen die dafür maßgeblichen Gründe der Verzögerung beigefügt.

Die Leitungen des Startnetzes wurden im Rahmen der Darstellung des Umsetzungsstandes nur informatorisch aufgeführt. Dies ist für das Startnetz alt zulässig und erforderlich. Das Startnetz alt kann nur rein informatorisch dargestellt werden, da es nicht Bestandteil des O-NEP ist und den Übertragungsnetzbetreiber überdies keine Pflichten aus dem O-NEP hinsichtlich des Startnetzes alt erwachsen. Insoweit ist die vollständige und rechtzeitige Fertigstellung des Startnetzes alt – anders als im Rahmen der Konsultation gefordert – auch nicht Gegenstand des O-NEP.

Anders verhält es sich jedoch beim Startnetz neu. Hierbei handelt es sich derzeit um die im O-NEP 2013 bestätigten und bereits 2014 beauftragten Systeme OST-1-1, OST-1-2 und OST-1-3. Diese Systeme müssen zukünftig auch – anders als im zweiten Entwurf des O-NEP 2024 vorgesehen – im O-NEP verpflichtend dargestellt werden, da diese in Umsetzung des O-NEP 2013 realisiert werden und der Kontrolle der Umsetzung des O-NEP gem. § 17d Abs. 1 EnWG unterliegen.

9. Einklang mit dem Netzentwicklungsplan Strom

Der Entwurf des O-NEP 2024 steht entsprechend § 17b Abs. 2 Satz 6 EnWG im Einklang mit dem Entwurf des NEP 2024.

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 des O-NEP 2024 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 NVP an Land (Zweiter Entwurf des NEP 2024, Tabelle 7, S. 65). 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 NVP konsistent sein müssen.

Dies war bei den ersten Entwürfen des NEP 2024 und O-NEP 2024 noch nicht der Fall, da für vier NVP unterschiedliche prognostizierte installierte Erzeugungsleistungen zugrunde gelegt wurden. Allerdings wurde diese Inkonsistenz durch die zweiten Entwürfe der beiden Pläne aufgehoben, die nunmehr eine identische installierte Erzeugungsleistung an allen NVP vorsehen.

Im Übrigen wurde im NEP 2024 die entsprechende, durch den O-NEP 2024 anzubindende Erzeugungsleistung als Einspeisung an den entsprechenden NVP im Rahmen der

Netzbelastungsrechnungen für den landseitigen NEP modelliert. So konnte bereits methodisch sichergestellt werden, dass zwischen beiden Plänen Konsistenz besteht. Durch diese Berücksichtigung des O-NEP konnte im Rahmen des zweiten Entwurfs des NEP 2024 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 sind die zugehörigen NVP sowie die landseitigen Ausbaumaßnahmen, die den Abtransport des Offshore-Stroms gewährleisten sollen, laut Zeitplan fertiggestellt.

Im zweiten Entwurf des O-NEP 2024 ist somit auf den drei Ebenen Szenariorahmen, modelltechnischer Berücksichtigung im NEP sowie der zeitlichen Koordinierung (Inbetriebnahme NVP) Konsistenz zwischen beiden Plänen hergestellt worden; bestehende Inkonsistenzen zwischen den beiden ersten Entwürfen wurden aufgehoben.

10. Einklang mit dem Gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan

Der zweite Entwurf des O-NEP 2024 berücksichtigt in zulässigem Umfang entsprechend § 17b Abs. 2 Satz 6 EnWG den gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan nach Artikel 8 Absatz 3b der Verordnung (EG) Nr. 714/2009.

Der Europäische Netzentwicklungsplan 2014 (Ten-Year Network Development Plan, TYNDP) wurde im Dezember 2014 vorgelegt. Im Gegensatz zum Zehn-Jahres-Horizont des O-NEP ist hier das Zieljahr 2030, wodurch eine Brücke zwischen den EU-Zielen 2020 und 2050 gebildet werden soll. Der TYNDP besteht aus einem Hauptdokument, sechs Regionalplänen und einem Scenario Outlook & Adequacy Forecast 2014-2030, erschienen am 03.06.2014, welcher bis zum Jahr 2030 reicht. Das Hauptdokument des TYNDP 2014 enthält 127 Projekte mit insgesamt 382 Investments („Maßnahmen“) von paneuropäischer Relevanz im ENTSO-E-Gebiet, wovon 86 Maßnahmen zumindest teilweise in Deutschland gelegen sind. In diesen 86 Maßnahmen mit deutscher Beteiligung sind 24 Offshore Maßnahmen enthalten. Die Maßnahmenliste bildet die Basis für die kommende Auswahl der sog. „Projects of Common Interest“ (PCI). Keines der Anbindungssysteme des Start- oder Zubaunetzes des O-NEP 2024 wurden bislang als PCI ausgewählt.

Projekte in der Nordsee werden im TYNDP 2014 maßnahmenscharf in vier Nordsee-Clustern angegeben („Tennet Northsea part 1“ bis „Tennet Northsea part 4“). In diesen vier Clustern sind 22 Investments enthalten, von denen 9 Investments Startnetzprojekten des O-NEP entsprechen. Die übrigen 13 Investments sind im O-NEP 2024 als Zubaunetz dargestellt. Darüber hinaus enthält der TYNDP 2014 ebenfalls Ostsee-Projekte, die im TYNDP jedoch nicht maßnahmenscharf aufgeführt sind, sondern in zwei Cluster eingeteilt werden („Baltic Sea East“ und „Baltic Sea West“). Durch die grobe Einteilung der Ostsee-Projekte kann für die Ostsee alleine schon deshalb keine maßnahmenscharfe Überprüfung auf Übereinstimmung mit dem O-NEP 2024 durchgeführt werden.

Darüber hinaus unterscheiden sich sowohl der Betrachtungszeitraum als auch die Gestaltung der Szenarien für den O-NEP und für den TYNDP, so dass keine vollständige (maßnahmengenaue) Übereinstimmung zwischen O-NEP und TYNDP zu erzielen und zu erwarten ist. Insoweit kommt es aufgrund des zeitlichen Versatzes zwischen TYNDP 2014 und O-NEP 2024 bei einigen Maßnahmen zu Unterschieden in der Beschreibung. Änderungen, die sich während des laufenden O-NEP Prozesses

zwischen den Entwürfen 1 und 2 ergeben haben, konnten noch nicht in den finalen TYNDP 2014 einfließen. So sind beispielsweise im TYNDP 2014 einige NVP und Inbetriebnahmedaten genannt, welche sich im O-NEP 2024 bereits geändert haben. Diese Änderungen werden voraussichtlich in den nächsten TYNDP 2016 aufgenommen.

11. Abwägung mit geprüften anderweitigen Planungsmöglichkeiten

Das Szenario A2024 ist eine anderweitige, energiewirtschaftliche Planungsmöglichkeit im Sinne von § 17b Abs. 3 EnWG in Verbindung mit § 12b Abs. 4 EnWG. Allerdings ist – wie bereits im Rahmen der Ermittlung Offshore-Erzeugungsleistung unter Punkt 4.1 ausgeführt – der Bedarf an Offshore-Anbindungssystemen im Rahmen des O-NEP anhand der konkreten gesetzlichen Ziele zu ermitteln und nicht anhand des Verfehlers dieser Ziele, weshalb sich der Ausbaubedarf des O-NEP 2024 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 möglich ist).

Die in der Konsultation geforderte Berücksichtigung von Vermaschungen bzw. Querverbindungen zwischen Clustern ist nicht Gegenstand des O-NEP, da Querverbindungen nicht unmittelbar der Anbindung von OWP dienen und insofern nicht als Anbindungsleitungen zu klassifizieren sind. Bei dem O-NEP handelt es sich gerade nicht – wie beim landseitigen NEP – um ein vermaschtes Stromnetz mit dem Erfordernis einer (n-1)-Sicherheit, sondern um ein reines Kraftwerksanschlusskonzept (analog zu anderen regenerativen und konventionellen Erzeugern). Doch auch wenn Querverbindungen nicht innerhalb des O-NEP bestätigt werden, können diese weiterhin errichtet werden und im Einzelfall im Rahmen eines von den Netzbetreibern der Bundesnetzagentur vorzulegenden Schadensminderungskonzepts Berücksichtigung finden. Der gemeinsame Anschluss mehrerer Cluster über eine Sammelanbindung kann hingegen grundsätzlich Gegenstand des O-NEP sein (bspw. OST-B-1), während eine clusterübergreifende Anbindung einzelner Windparks – wie im Rahmen der Konsultation für die Anbindung eines Windparks in Cluster 5 über das Anbindungssystem NOR-4-2 gefordert – keine Frage des O-NEP ist.

Die in der Konsultation geforderte Ausweitung der Alternativenprüfung auf Alternativen zu den für die Anbindungssysteme in den Entwürfen des O-NEP vorgesehenen NVP ist nicht möglich. Denn im Rahmen des O-NEP findet weder eine elektrotechnische noch eine raumordnerische Prüfung der NVP (oder der Anbindungsleitungen) statt. Der Bedarf an Offshore-Anbindungssystemen wird anders als im Falle des landseitigen Ausbaubedarfs nicht im Rahmen der elektrotechnischen Prüfung ermittelt, sondern durch den gesetzlichen Ausbaupfad vorgegeben. Die Trassenführung selbst wird bzgl. der AWZ durch BFO-N und BFO-O festgelegt. Allerdings ist der NVP Teil des elektrotechnischen Prüfprogramms und der Bestätigung des landseitigen Netzentwicklungsplans. Die Prüfung der raumordnerischen Belange ist wiederum einem eigenständigen Verfahren vorbehalten und nicht vom Prüfungsumfang des § 17b EnWG erfasst. So wurde insbesondere das Verfahren bzgl. der Norderney-II-Trasse einschließlich des NVP Halbmond vom Amt für regionale Landesentwicklung Weser-Ems mit Entscheidung vom 06.05.2015 positiv beschieden; die im Rahmen der Konsultation des O-NEP 2024 vorgebrachten Einwände gegen den Konverter in Halbmond wurden auch in diesem Verfahren erhoben.

C. Anhang

A-1 Kosten Anbindungssysteme

Kosten der bestätigten Anbindungssysteme

Anbindungssystem	Kosten in Mio. €
NOR-3-3	1020
NOR-1-1	1400
OST-B-1	440

Kosten der nicht bestätigten Anbindungssysteme

Anbindungssystem	Kosten in Mio. €
NOR-7-1	1420
NOR-5-2	1310
OST-4-1	220
OST-4-2	220

Die Kostenabschätzung basiert auf den Angaben der Übertragungsnetzbetreiber im 2. Entwurf des O-NEP 2024 und ergeben sich aus den Kosten der Leitung sowie der Stationen (See- und Landseitig). Die AC-Anschlüsse der individuellen OWP sind nicht enthalten, da diese nicht Teil der Bestätigung des O-NEP sind.

A-2 Darstellung der Eingangsparameter für die zeitliche Staffelung in der Nordsee

Windparkcluster Nordsee	Zone	Erzeugungspotenzial pro Cluster [MW]*	Übertragungskapazität Startnetz [MW] **	Nicht erschlossenes Potenzial [MW]
Cluster 0	1	224	224	0
Cluster 1	1	900	0	900
Cluster 2	1	1750	1762	0
Cluster 3	1	2600	916	1684
Cluster 4	1	1150	1266	0
Cluster 5	1/2	1400	864	536***
Cluster 6	2	1650	1200	450****
Cluster 7	2	1400	0	1400
Cluster 8	2	1300	900	400*****
Cluster 9	3	1300	0	1300
Cluster 10	3	1300	0	1300
Cluster 11	3	1900	0	1900
Cluster 12	3	1700	0	1700
Cluster 13	3	2000	0	2000
Summe		20574	7134	13570

*Die Eingangsparameter entsprechen dem BFO-N 2013/2014. In Cluster 0 wurde die zusätzlich durch die Bundesnetzagentur zugewiesene Kapazität (5 MW) berücksichtigt.

** Die Eingangsparameter entsprechen den Angaben der Übertragungsnetzbetreiber im zweiten Entwurf des O-NEP 2024.

***Sämtliche 536 MW noch zu erschließendes Potenzial in Cluster 5 liegen in Zone 2.

****Bis zu 640 MW, falls im laufenden Kapazitätsvergabeverfahren OWP aus Cluster 8 Kapazitäten in Höhe von maximal 190 MW zugewiesen werden.

*****bis zu 210 MW, falls infolge des laufenden Kapazitätsvergabeverfahrens OWP aus Cluster 8 mit Kapazitäten in Höhe von maximal 190 MW über Cluster 6 erschlossen werden.

A-3 Darstellung der Eingangsparameter für die zeitliche Staffelung in der Ostsee

Windparkcluster Ostsee	Zone	Erzeugungspotenzial pro Cluster [MW]*	Übertragungskapazität Startnetz [MW] **	Nicht erschlossenes Potenzial [MW]
Cluster 1	1	1650***	750	900***
Cluster 2	1	1288	0	1288
Cluster 3****	1	773	339	434
Cluster 4*****	1	350	0	350
Cluster 5*****	1	150	0	150
Summe		4211	1089	2992

* Die Eingangsparameter entsprechen für die AWZ dem BFO-O.

** Die Eingangsparameter entsprechen den Angaben der Übertragungsnetzbetreiber im zweiten Entwurf des O-NEP 2024.

*** Gegebenenfalls zukünftig Reduzierung der Leistung eines genehmigten OWP um 130 MW infolge eines derzeit noch laufenden Änderungsverfahrens.

**** Cluster 3 im BFO-O wurde um einen OWP im Küstenmeer der Ostsee erweitert, der über dieselbe Startnetzanbindung wie der in Cluster 3 AWZ befindliche OWP angeschlossen wird.

***** Cluster 4 und 5 entsprechend O-NEP 2024 anhand der Genehmigungs- bzw. Antragslage gebildet.

A-4 Darstellung der Eingangsparameter zur Regionalisierung

Leistung genehmigter, durch Startnetz erschlossener OWP* [MW]			Leistung genehmigter, durch Startnetz nicht erschlossener OWP* [MW]		
Cluster	Nordsee	Ostsee	Cluster	Nordsee	Ostsee
0	224**	-	0	-	-
1	-	735	1	612	15
2	1.624	-	2	132	-
3	916	336***	3	1.604	2
4	879	-	4	16	348****
5	864	-	5	528	25****
6	1.010	-	6	-	-
7	-	-	7	732	-
8	900	-	8	387	-
10	-	-	10	581	-
Gesamt	6.417	1.071	Gesamt	4.592	390

* Die Eingangsparameter entsprechen für die AWZ den Annahmen des BSH zum BFO-N 2012 bzw. BFO-N 2013/2014 und zum BFO-O. Aufgrund der derzeit noch laufenden Vergabe von 211,11 MW freier Anbindungskapazität können sich zukünftig noch geringfügige Änderungen ergeben, die jedoch keine Auswirkung auf die Regionalisierung haben.

** In Cluster 0 wurde zusätzlich durch die Bundesnetzagentur Kapazität in Höhe von 5 MW zugewiesen.

*** Cluster 3 wurde um einen OWP im Küstenmeer der Ostsee erweitert, der über dieselbe Startnetzanbindung wie der in Cluster 3 AWZ befindliche OWP angeschlossen wird.

**** Cluster 4 und 5 wurden entsprechend O-NEP 2024 anhand der Genehmigungs- bzw. Antragslage gebildet.

A-5 Darstellung Cluster, Grenzkorridore, Startnetz und Entfernungszonen

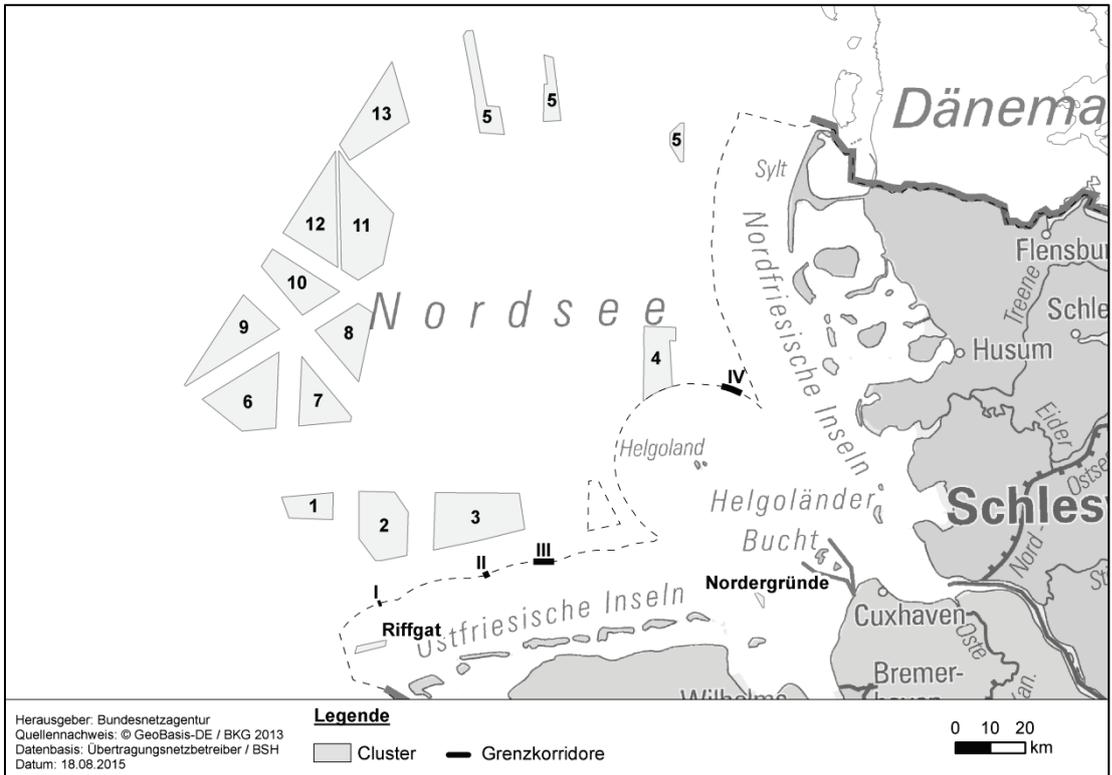


Abbildung 1: Darstellung der Cluster für OWP und Grenzkorridore in der Nordsee

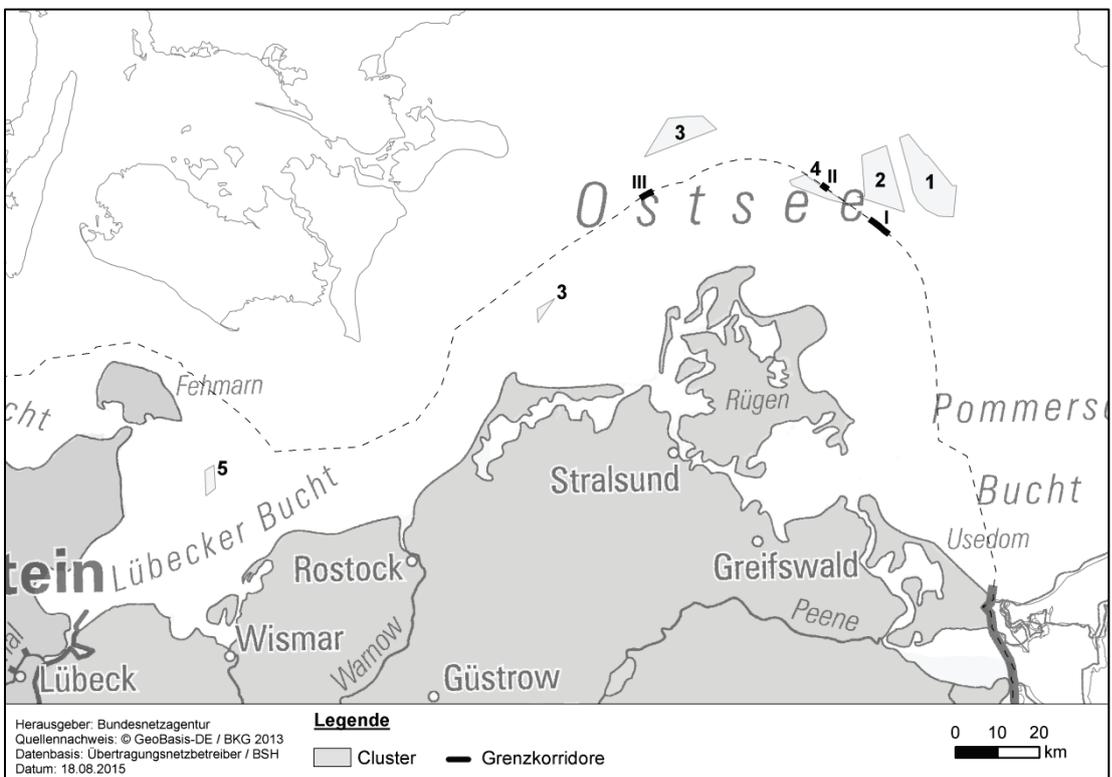


Abbildung 2: Darstellung der Cluster für OWP und Grenzkorridore in der Ostsee

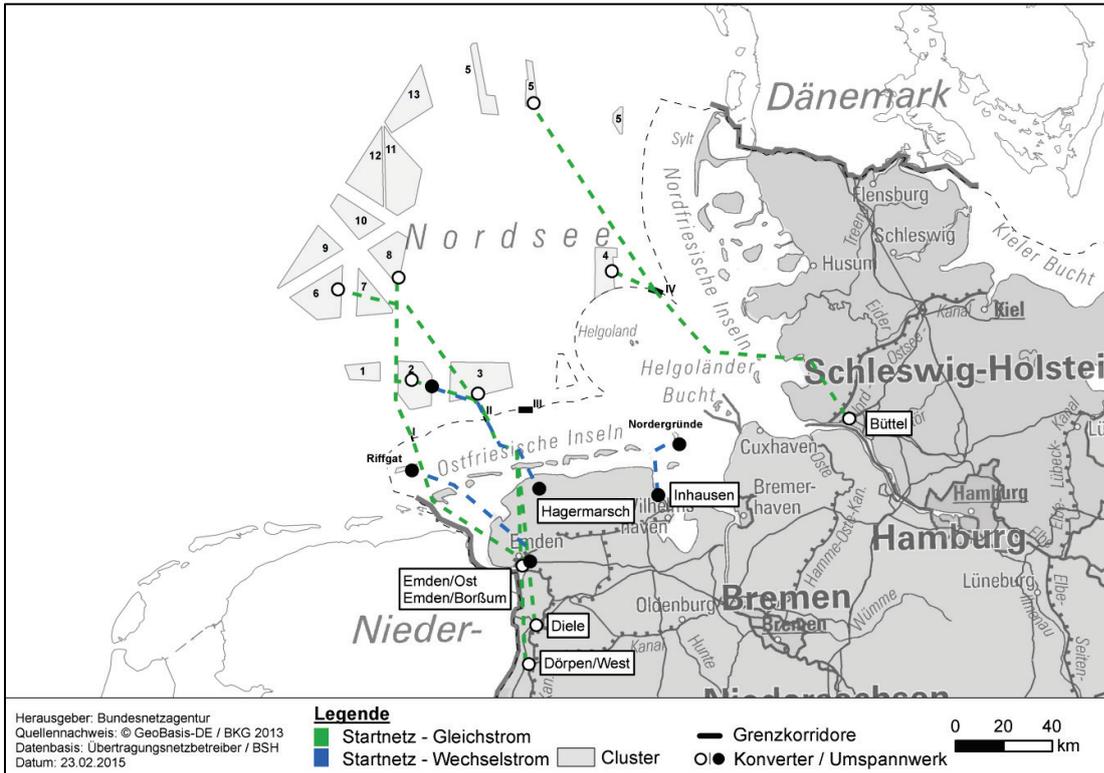


Abbildung 3: Darstellung des Startnetzes in der deutschen Nordsee

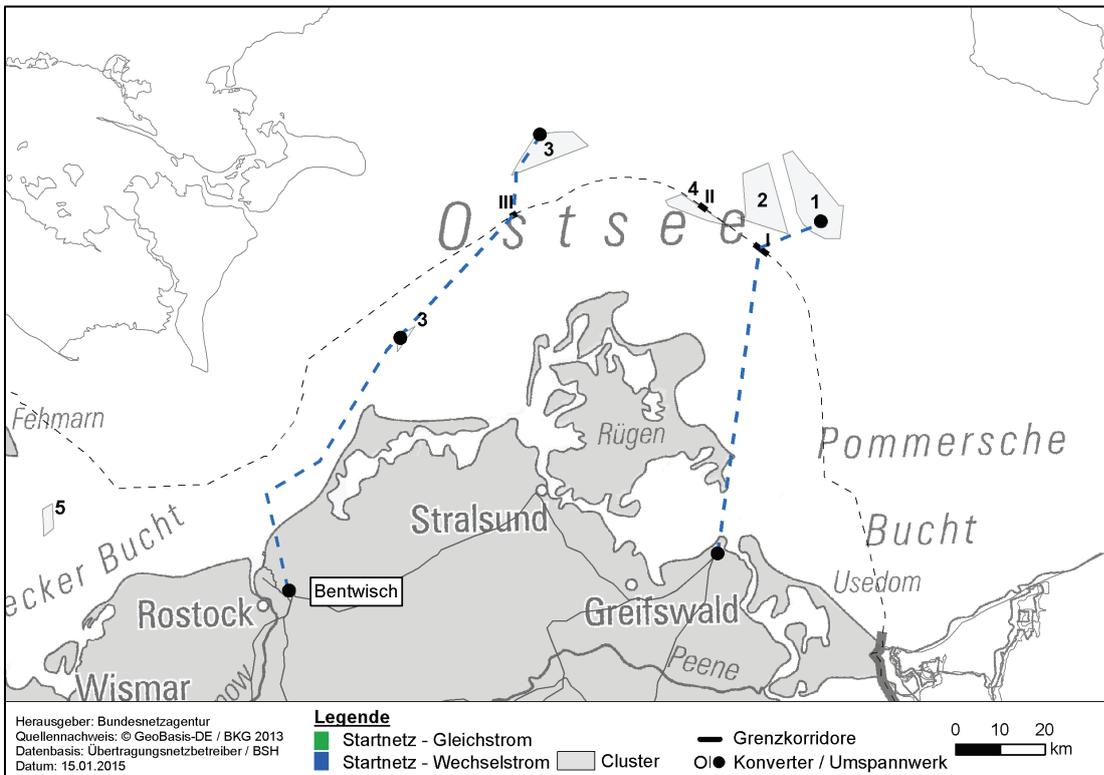


Abbildung 4: Darstellung des Startnetzes in der deutschen Ostsee

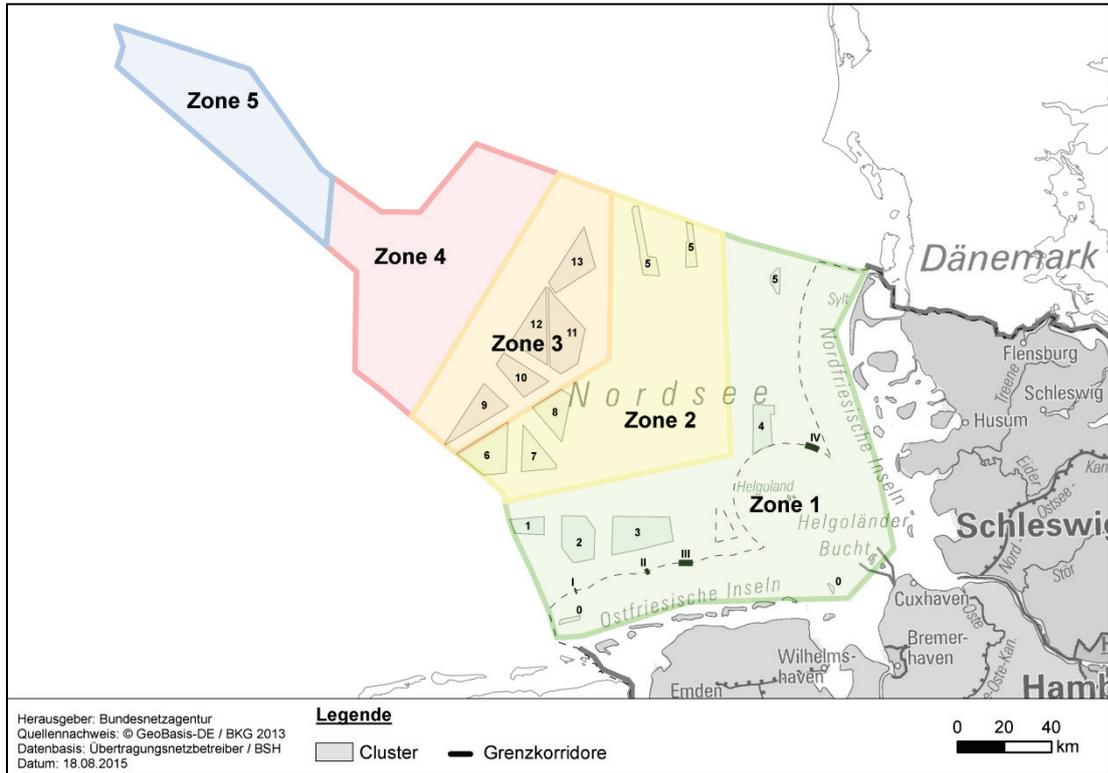


Abbildung 5: Darstellung der deutschen Nordsee mit Entfernungszonen

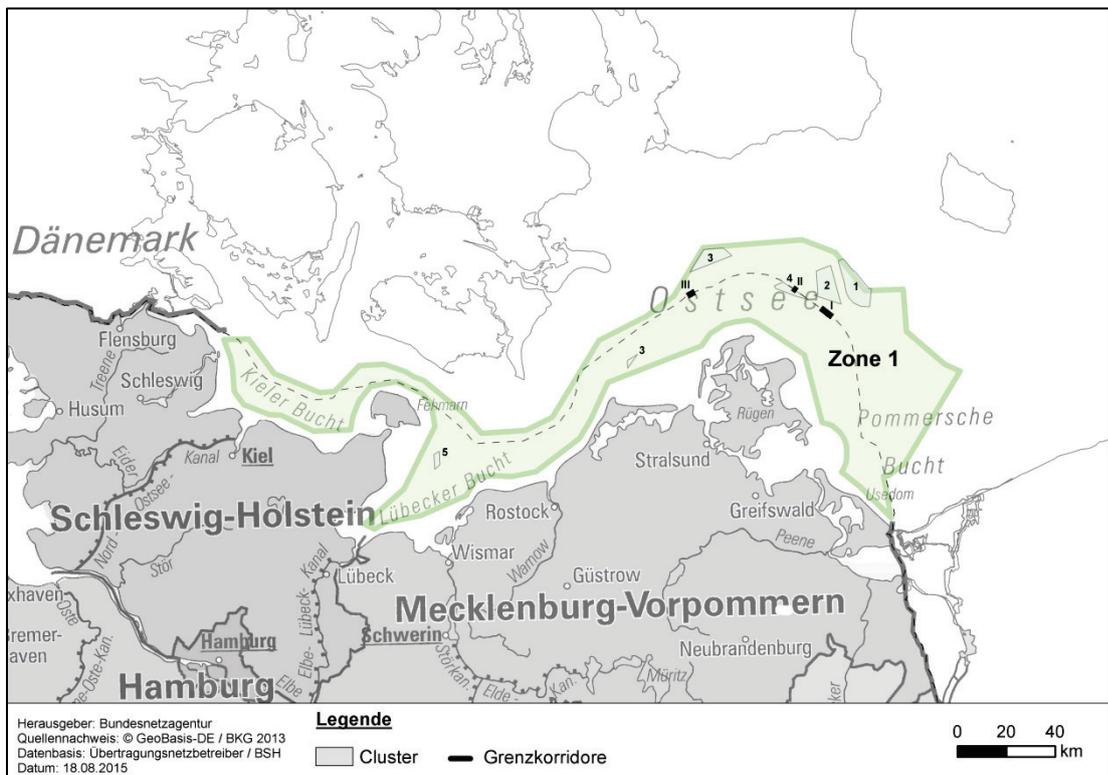


Abbildung 6: Darstellung der deutschen Ostsee mit Entfernungszonen

A-6 Darstellung der Anbindungssysteme

Im Folgenden werden alle in Szenario B2024 des zweiten Entwurfs des O-NEP 2024 enthaltenen Anbindungssysteme unter Berücksichtigung der vorstehenden Bestätigung des O-NEP 2024 dargestellt:

1. Anbindungssysteme Nordsee

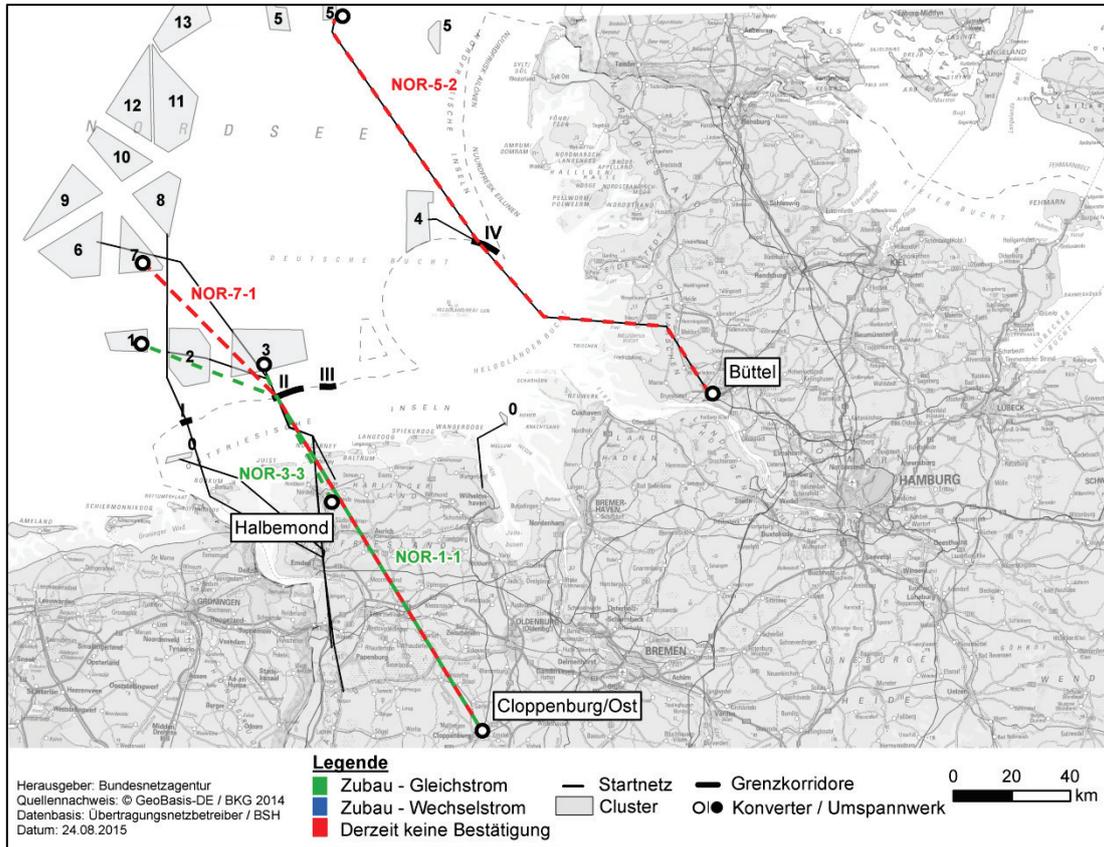


Abbildung 7: Darstellung der bestätigten und nicht bestätigten Anbindungssysteme in der Nordsee im O-NEP 2024

1.1 Anbindungssystem NOR-1-1

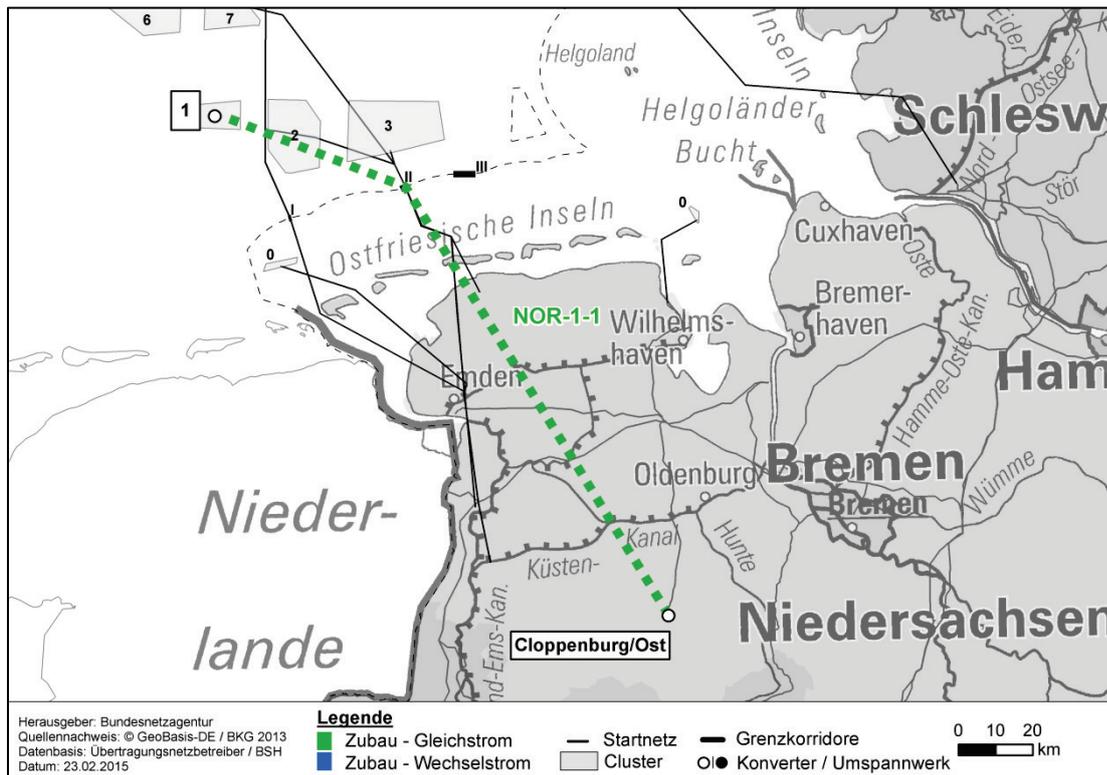


Abbildung 8: Darstellung des Anbindungssystems NOR-1-1

Beginn der Umsetzung: 2019

Geplante Fertigstellung: 2024

Das Anbindungssystem wird im O-NEP 2024 als zweite Anbindung in der Nordsee bestätigt.

Ziel des Projekts ist die Anbindung von OWP in der Nordsee in Cluster 1 (Zone 1).

Als NVP ist Cloppenburg/Ost vorgesehen, dessen Verfügbarkeit für 2022 geplant ist.

Die Netzanbindung soll mittels HGÜ-Technik mit einer Übertragungskapazität von 900 MW erfolgen.

Ausgehend von der Converterplattform in Cluster 1 in der AWZ führt die DC-Netzanbindung über den Grenzkorridor II durch das Küstenmeer im Raum Norderney zum NVP Cloppenburg/Ost.

Gemäß BFO-N 2013/2014 wird in Cluster 1 insgesamt eine Erzeugungsleistung durch OWP in Höhe von 900 MW erwartet. Die Erschließung soll mittels eines Netzanbindungssystems mit 900 MW Übertragungskapazität erfolgen.

Trassenlänge: 250 km

1.2 Anbindungssystem NOR-3-3

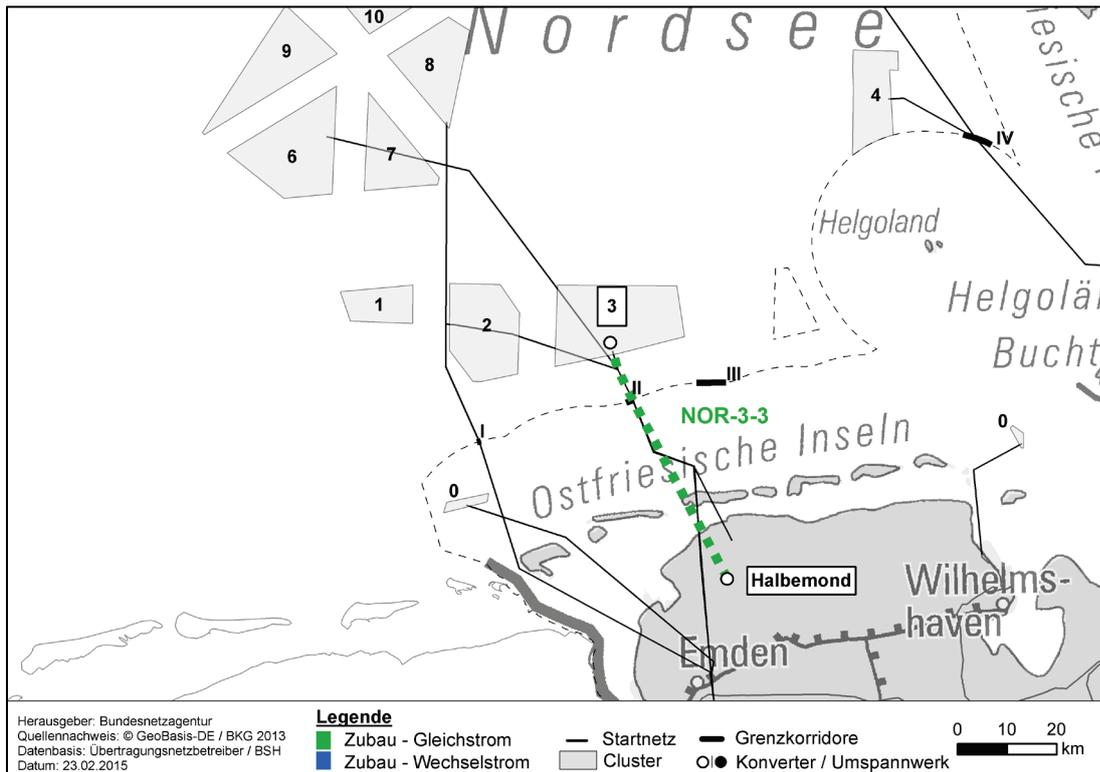


Abbildung 9: Darstellung des Anbindungssystems NOR-3-3

Beginn der Umsetzung: 2018

Geplante Fertigstellung: 2023

Das Anbindungssystem wird im O-NEP 2024 als erste Anbindung in der Nordsee bestätigt.

Ziel des Projekts ist die Anbindung von OWP in der Nordsee in Cluster 3 (Zone 1).

Als NVP ist Halbmond vorgesehen, dessen Verfügbarkeit für 2021 geplant ist.

Die Netzanbindung soll mittels HGÜ-Technik mit einer Übertragungskapazität von 900 MW erfolgen.

Ausgehend von der Konverterplattform in Cluster 3 in der AWZ führt die DC-Netzanbindung über den Grenzkorridor II durch das Küstenmeer im Raum Norderney zum NVP Halbmond.

Gemäß BFO-N 2013/2014 wird in Cluster 3 insgesamt eine Erzeugungsleistung durch OWP in Höhe von 2.600 MW erwartet. Die Erschließung soll mittels drei Netzanbindungssystemen mit je 900 MW Übertragungskapazität erfolgen: Das im Startnetz befindliche DC-Netzanbindungssystem NOR-3-1 (DoWin2), das DC-Netzanbindungssystem NOR-3-2 und das Netzanbindungssystem NOR-3-3.

Trassenlänge: 60 km

1.3 Anbindungssystem NOR-5-2

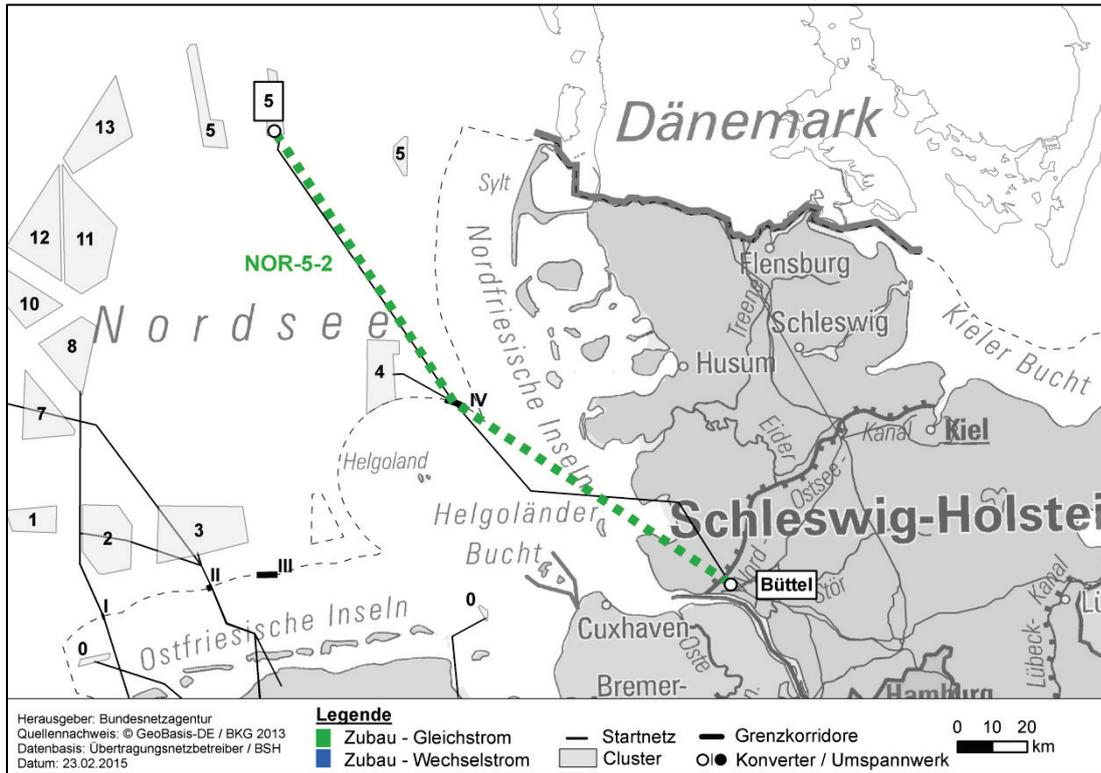


Abbildung 10: Darstellung des Anbindungssystems NOR-5-2

Das Anbindungssystem wird im O-NEP 2024 noch nicht bestätigt.

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

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

Die Netzanbindung soll mittels HGÜ-Technik mit einer Übertragungskapazität von 900 MW erfolgen.

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

Gemäß BFO-N 2013/2014 wird in Cluster 5 insgesamt eine Erzeugungsleistung durch OWP in Höhe von 1.400 MW erwartet. Die Erschließung soll mittels zwei Netzanbindungssystemen mit je 900 MW Übertragungskapazität erfolgen: Dem im Startnetz befindlichen Netzanbindungssystem NOR-5-1 (SylWin1) und dem Netzanbindungssystem NOR-5-2.

Trassenlänge: 205 km

1.4 Anbindungssystem NOR-7-1

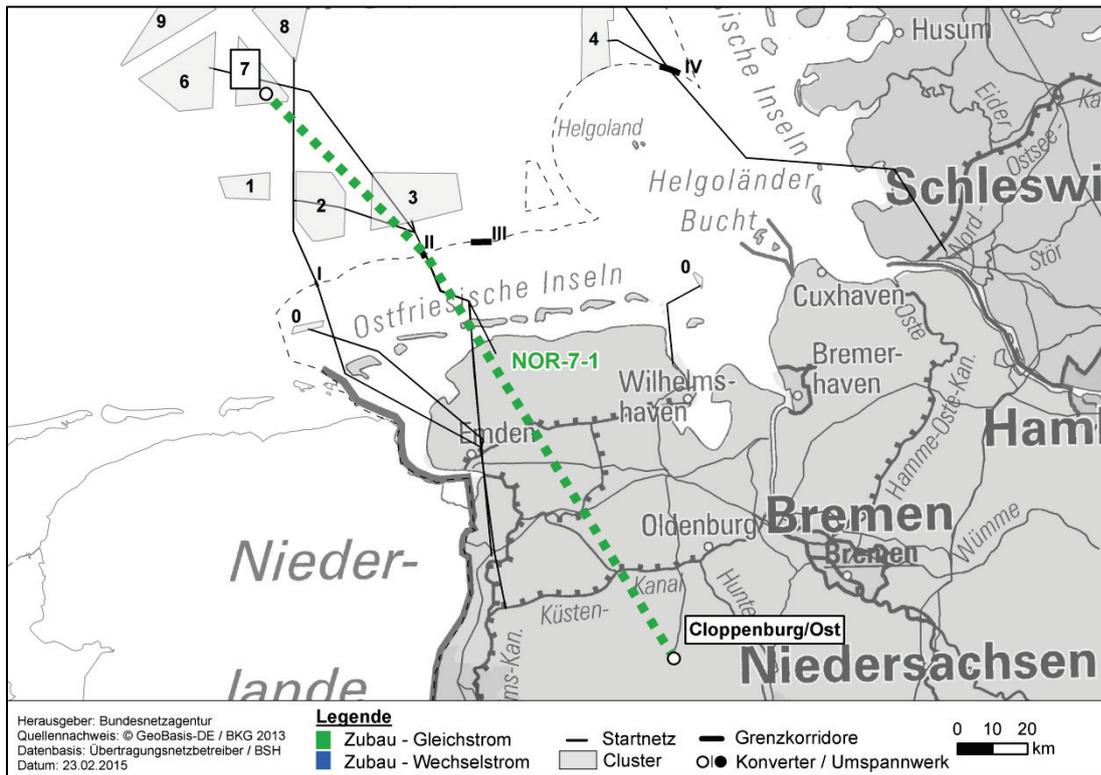


Abbildung 11: Darstellung des Anbindungssystems NOR-7-1

Das Anbindungssystem wird im O-NEP 2024 noch nicht bestätigt.

Ziel des Projekts ist die Anbindung von OWP in der Nordsee in Cluster 7 (Zone 2).

Als NVP ist Cloppenburg/Ost vorgesehen, dessen Verfügbarkeit für 2022 geplant ist.

Die Netzanbindung soll mittels HGÜ-Technik mit einer Übertragungskapazität von 900 MW erfolgen.

Ausgehend von der Konverterplattform in Cluster 7 in der AWZ führt die DC-Netzanbindung über den Grenzkorridor II durch das Küstenmeer im Raum Norderney zum NVP Cloppenburg/Ost.

Gemäß BFO-N 2013/2014 wird in Cluster 7 insgesamt eine Erzeugungsleistung durch OWP in Höhe von 1.400 MW erwartet. Die Erschließung soll mittels zwei Netzanbindungssystemen mit je 900 MW Übertragungskapazität erfolgen: Den Netzanbindungssystemen NOR-7-1 und NOR-7-2.

Trassenlänge: 260 km

2. Anbindungssysteme Ostsee

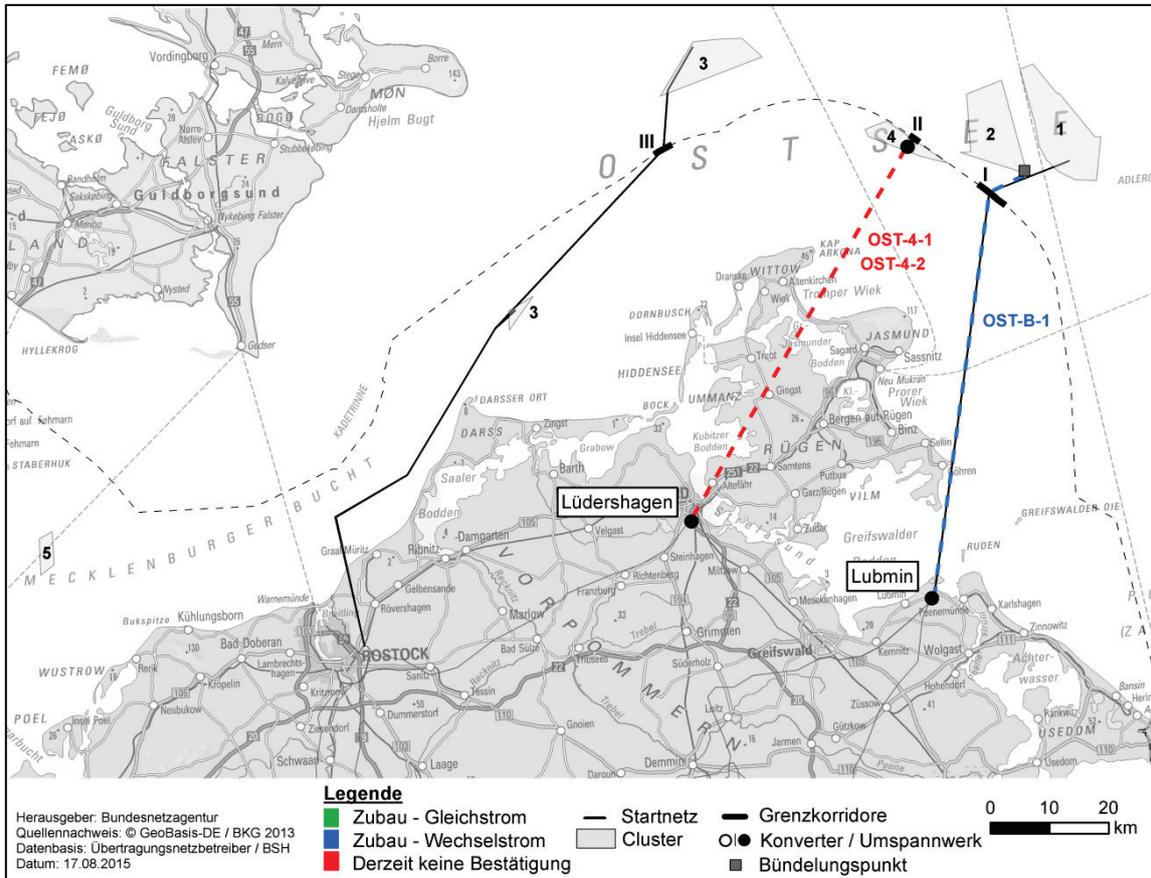


Abbildung 12: Darstellung der bestätigten und nicht bestätigten Anbindungssysteme in der Ostsee im O-NEP 2024

2.1 Anbindungssystem OST-B-1

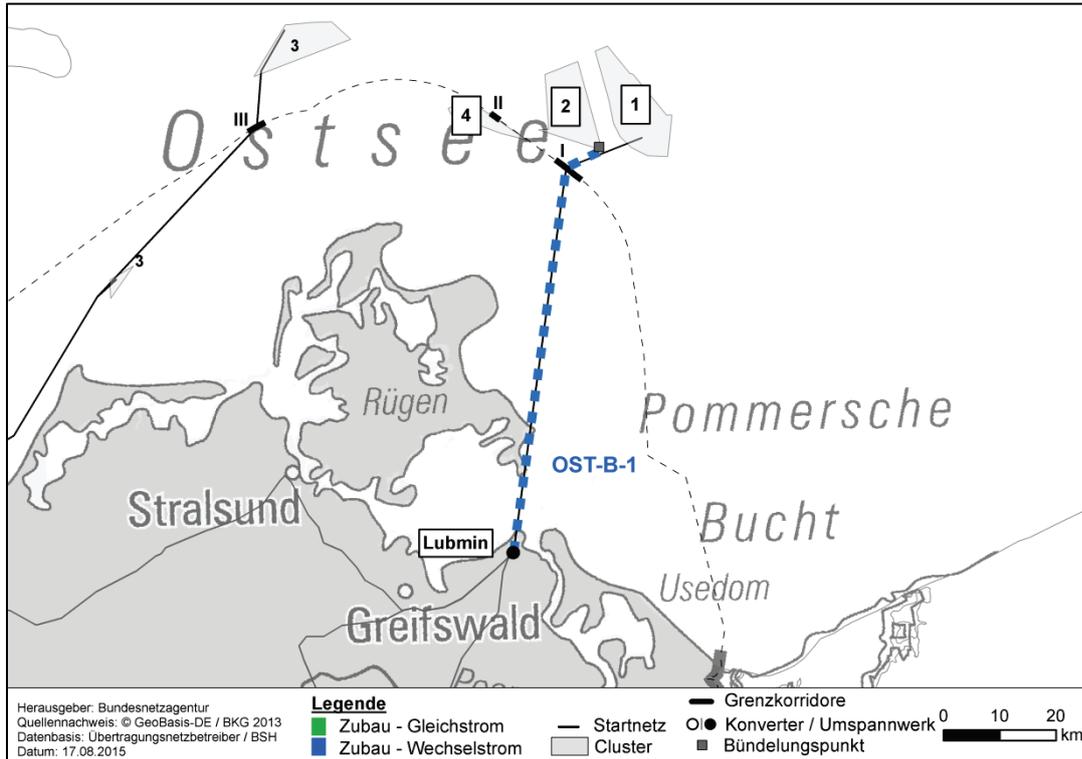


Abbildung 13: Darstellung des Anbindungssystems OST-B-1

Beginn der Umsetzung: 2020

Geplante Fertigstellung: 2023

Das Anbindungssystem wird im O-NEP 2024 als erste Anbindung in der Ostsee mit einer Übertragungskapazität von 500 MW bestätigt.

Ziel des Projekts ist die Anbindung von OWP in der Ostsee in Cluster 1, 2 und 4 in der AWZ der Ostsee (Zone 1). Ursprünglich sollte das Projekt unter der Bezeichnung OST-1-4 lediglich Cluster 1 erschließen.

Als NVP ist Lubmin vorgesehen, dessen Verfügbarkeit bereits gegeben ist. Die Netzanbindung erfolgt mittels 220-kV-AC-Technologie.

Im Rahmen der Realisierung des Anbindungssystems wird der NVP Lubmin erweitert und von dort werden zwei AC-Anbindungsleitungen mit einer technischen Kapazität von jeweils 250 MW zu dem in der Raumordnungsverordnung zur AWZ Ostsee festgelegten Grenzkorridor I an der Grenze des Küstenmeers zur AWZ hergestellt. In der AWZ endet das erste Anbindungssystem an einem Bündelungspunkt bei Cluster 2, an dem eine AC-Sammelplattform errichtet werden kann. Von dort aus wird das Anbindungssystem durch einen AC-Anschluss mit der Umspannplattform eines OWP verbunden. Dadurch wird die im OWP erzeugte elektrische Energie in das Übertragungsnetz an Land eingespeist werden. Das in der zeitlichen Reihenfolge zuerst zu realisierende Anbindungssystem OST-B-1 ist geeignet, zukünftig als Sammelanbindung neben Cluster 1 auch Cluster 2 und 4 der Ostsee zu erschließen, wenn die

Sammelplattform oder der Bündelungspunkt auf See außerhalb der vom BFO Ostsee definierten Clustergrenzen liegt. Infolgedessen können OWP aus allen drei Clustern Kapazitäten auf dem Anbindungssystem beantragen. Dies gilt vor allem im Hinblick auf Cluster 4, der einerseits nur aus einem einzigen OWP besteht, andererseits bislang über zwei selbständige Anbindungssysteme erschlossen werden sollte, die von keinem anderen OWP genutzt werden könnten und gegebenenfalls auch überdimensioniert wären, um den betroffenen OWP zu erschließen. Eine solche Lösung wäre nicht nur ineffizient gewesen, sie wäre auch im Hinblick auf künftige Kapazitätszuweisungen bedenklich.

Die Übertragungsnetzbetreiber planen derzeit, keine Sammelplattform zu errichten. Dennoch erscheint gerade im Falle einer Sammelanbindung der Cluster 1, 2 und 4 der Ostsee eine Sammelplattform gegenüber einem Bündelungspunkt als sinnvoller. Denn im Falle einer Sammelplattform können auch nach einer ersten Kapazitätszuweisung auf dem Anbindungssystem noch OWP aus allen drei Clustern freie Kapazitäten zugewiesen werden. Diese bliebe infolgedessen nicht ungenutzt oder stünden nicht dem bereits mit Kapazität bedachten Windpark exklusiv für eine Erweiterung zur Verfügung. Daher haben die Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen einer Kosten-Nutzen-Analyse gemeinsam mit der Vorlage des Entwurfs des O-NEP 2025 darzulegen, weshalb AC-Sammelplattformen im Rahmen der Realisierung von Sammelanbindungen in der Ostsee nicht in Betracht kommen.

Trassenlänge: 85 km

2.2 Anbindungssystem OST-4-1

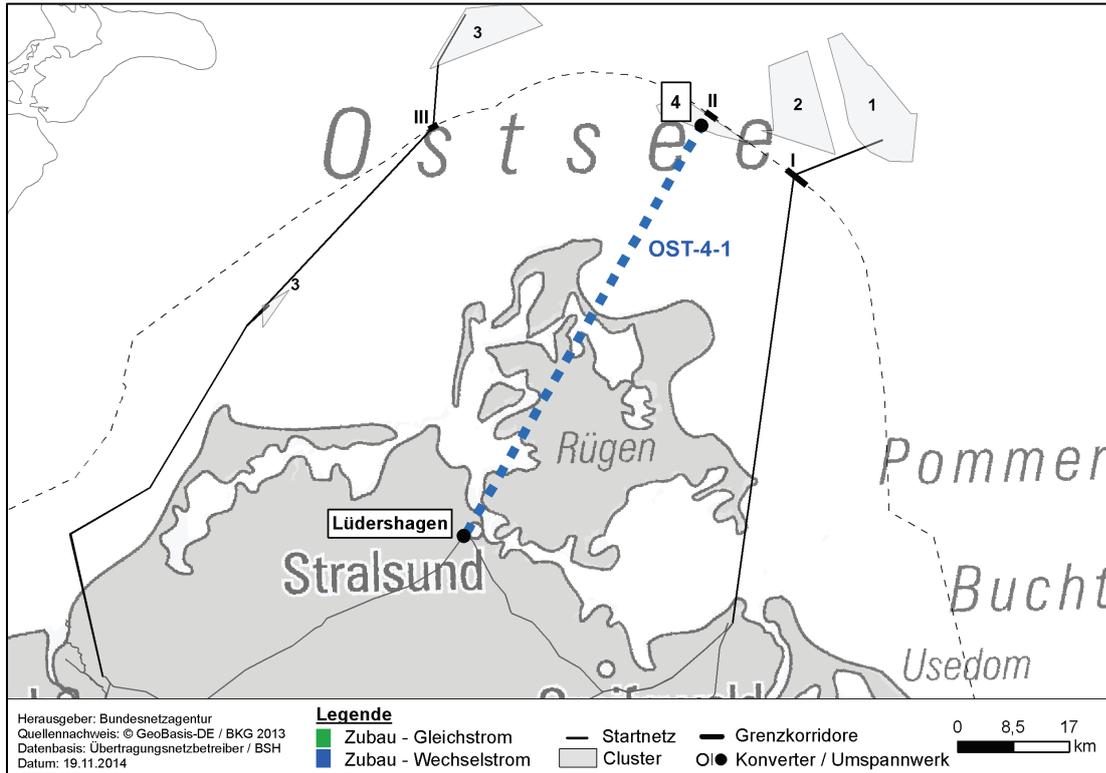


Abbildung 14: Darstellung des Anbindungssystems OST-4-1

Das Anbindungssystem wird im O-NEP 2024 nicht bestätigt.

Ziel des Projekts war die Anbindung eines OWP in der Ostsee im Cluster 4 (Westlich Arkonasee) in der AWZ der Ostsee (Zone 1).

Als NVP war Lüdershagen vorgesehen. Die Netzanbindung sollte mittels 220-kV-AC-Technologie erfolgen.

Mittlerweile soll Cluster 4 über eine Sammelanbindung erschlossen werden, die auch der Erschließung von Cluster 1 und 2 dient (siehe Beschreibung OST-B-1).

Trassenlänge: 85 km

2.3 Anbindungssystem OST-4-2

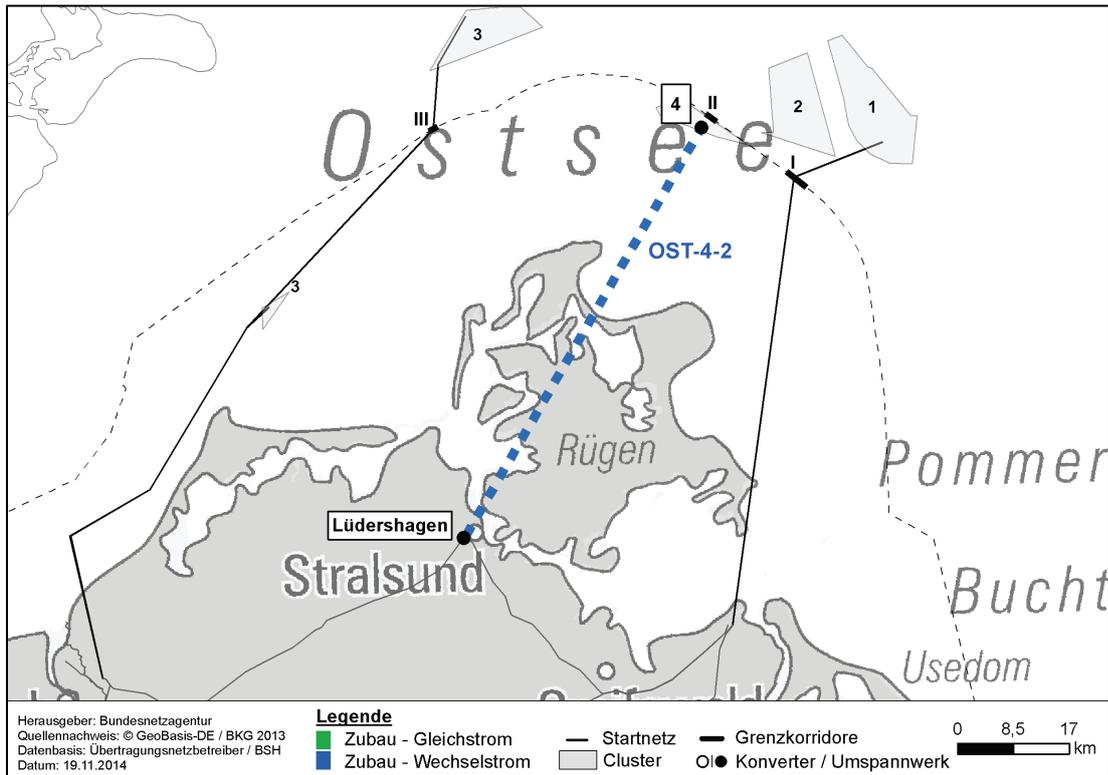


Abbildung 15: Darstellung des Anbindungssystems OST-4-2

Das Anbindungssystem wird im O-NEP 2024 nicht bestätigt.

Ziel des Projekts war die Anbindung eines OWP in der Ostsee im Cluster 4 (Westlich Arkonasee) in der AWZ der Ostsee (Zone 1).

Als NVP war Lüdershagen vorgesehen. Die Netzanbindung sollte mittels 220-kV-AC-Technologie erfolgen.

Mittlerweile soll Cluster 4 über eine Sammelanbindung erschlossen werden, die auch der Erschließung von Cluster 1 und 2 dient (siehe Beschreibung OST-B-1).

Trassenlänge: 85 km

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

Impressum

Herausgeber

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

Bezugsquelle | Ansprechpartner

Bundesnetzagentur
Tulpenfeld 4
53113 Bonn
nep2024-ub@bundesnetzagentur.de

Stand

September 2015

Druck

Bundesnetzagentur

Text

Referat 613