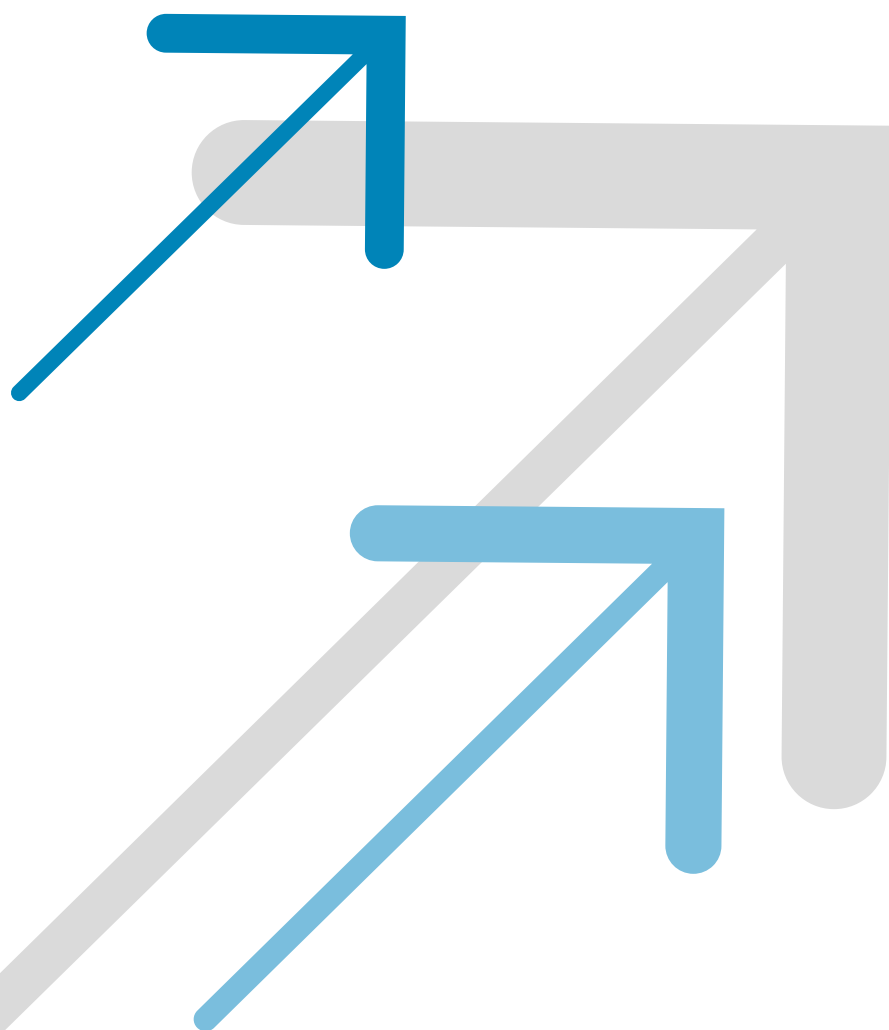




NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**



OFFSHORE-

NETZENTWICKLUNGSPLAN 2030,
VERSION 2017

ERSTER ENTWURF DER
ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER

50Hertz Transmission GmbH

Heidestraße 2
10557 Berlin

www.50hertz.com

Geschäftsführung:
Boris Schucht (Vorsitz),
Dr. Frank Golletz,
Marco Nix,
Dr. Dirk Biermann

Handelsregister:
Amtsgericht Charlottenburg,
HRB 84446
Umsatzsteuer-ID:
DE 813473551

Amprion GmbH

Rheinlanddamm 24
44139 Dortmund

www.amprion.net

Geschäftsführung:
Dr. Hans-Jürgen Brick,
Dr. Klaus Kleinekorte

Handelsregister:
Amtsgericht Dortmund,
HRB 15940
Umsatzsteuer-ID:
DE 813761356

TenneT TSO GmbH

Bernecker Straße 70
95448 Bayreuth

www.tennet.eu

Geschäftsführer:
Dr. Urban Keussen (Vorsitz),
Alexander Hartman

Handelsregister:
Amtsgericht Bayreuth,
HRB 4923
Umsatzsteuer-ID:
DE 815073514

TransnetBW GmbH

Pariser Platz
Osloer Straße 15-17
70173 Stuttgart

www.transnetbw.de

Geschäftsführer:
Dr. Werner Götz (Vorsitz),
Rainer Joswig,
Dr. Rainer Pflaum

Handelsregister:
Registergericht Stuttgart,
HRB 740510
Umsatzsteuer-ID:
DE 191008872

Redaktion

Kerstin Maria Rippel (50Hertz Transmission GmbH),
Ulrike Hörchens (TenneT TSO GmbH)

E-Mail: info@netzentwicklungsplan.de
www.netzentwicklungsplan.de

Gestaltung

CB.e Clausecker | Bingel AG
Agentur für Kommunikation
www.cbe.de

Stand

31. Januar 2017

INHALTSVERZEICHNIS

Abbildungsverzeichnis	4
Tabellenverzeichnis	5
Abkürzungsverzeichnis	6
Vorwort	7
1 Einführung	10
1.1 Gesetzliche Grundlagen und Neuerungen	11
1.2 Schritte zur Erstellung des Offshore-Netzentwicklungsplans	15
1.3 Einflussgrößen des Offshore-Netzentwicklungsplans	17
1.4 Bestimmung der erforderlichen Maßnahmen	20
2 Ausgangsdaten	23
2.1 Schnittstellen mit dem Netzentwicklungsplan Strom: Szenariorahmen und Netzverknüpfungspunkte	24
2.2 Das Start-Offshorenetz	29
3 Ermittlung des Offshore-Netzausbaubedarfs	33
3.1 Zeitliche Staffelung der Offshore-Netzausbaumaßnahmen	35
3.2 Offshore-Netzausbau in den Szenarien A 2030, B 2030, B 2035, C 2030	41
3.2.1 Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes im Szenario A 2030, B 2030 und C 2030	42
3.2.2 Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes im Szenario B 2035	45
3.3 Investitionsvolumen des Offshore-Netzausbaus	48
4 Übersicht der im O-NEP identifizierten Massnahmen sowie des Umsetzungsstands	51
5 Konsultation	56
6 Fazit	60
Glossar	63
Literaturverzeichnis	69
<u>Anhang zum Offshore-Netzentwicklungsplans (Darstellung der Maßnahmen)</u>	71

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Übergang vom O-NEP zum FEP	14
Abbildung 2: Der Gesamtprozess	16
Abbildung 3: Unterteilung der Nordsee in ausschließliche Wirtschaftszone und Küstenmeer, Lage der Grenzkorridore	18
Abbildung 4: Unterteilung der Ostsee in ausschließliche Wirtschaftszone und Küstenmeer, Lage der Grenzkorridore	19
Abbildung 5: Cluster in der Nordsee	25
Abbildung 6: Cluster in der Ostsee	26
Abbildung 7: Start-Offshorenetz Nordsee	31
Abbildung 8: Start-Offshorenetz Ostsee	32
Abbildung 9: Deutsche Nordsee mit Entfernungszonen	36
Abbildung 10: Deutsche Ostsee mit Entfernungszonen	37
Abbildung 11: Szenario A 2030, B 2030 und C 2030 Nordsee	43
Abbildung 12: Szenario A 2030, B 2030 und C 2030 Ostsee	44
Abbildung 13: Szenario B 2035 Nordsee	46
Abbildung 14: Szenario B 2035 Ostsee	47
Abbildung 15: Schätzung des Investitionsvolumens in Abhängigkeit der Szenarien	48
Abbildung 16: Mögliche Risiken bei der Errichtung von Offshore-Netzanbindungen	50
Abbildung 17: Beteiligung an der Planung der Übertragungsnetze	58

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Genehmigter Szenariorahmen der BNetzA, installierte Erzeugungsleistung Offshore	24
Tabelle 2: Cluster mit der jeweilig erwarteten Erzeugungsleistung – Nordsee	27
Tabelle 3: Cluster mit der jeweilig erwarteten Erzeugungsleistung – Ostsee	27
Tabelle 4: Netzverknüpfungspunkte für Offshore-Netzanbindungssysteme in den Bundesländern Schleswig-Holstein, Niedersachsen und Mecklenburg-Vorpommern	28
Tabelle 5: Start-Offshorenetz	30
Tabelle 6: Noch zu erschließendes Potenzial in Zone 1 in der deutschen Nordsee	38
Tabelle 7: Noch zu erschließendes Potenzial in Zone 2 in der deutschen Nordsee	39
Tabelle 8: Noch zu erschließendes Potenzial für die deutsche Ostsee	40
Tabelle 9: Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes im Szenario A 2030, B 2030 und C 2030	42
Tabelle 10: Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes im Szenario B 2035	45
Tabelle 11: Schätzung der Anschaffungs- und Herstellungskosten für das Zubau-Offshorenetz Nordsee	49
Tabelle 12: Schätzung der Anschaffungs- und Herstellungskosten für das Zubau-Offshorenetz Ostsee	49
Tabelle 13: Stand der Umsetzung von Offshore-Netzanbindungsmaßnahmen (Maßnahmen basierend auf bestätigtem O-NEP)	53
Tabelle 14: Stand der Umsetzung von Offshore-Netzanbindungsprojekten (Projekte basierend auf alter Rechtslage)	53
Tabelle 15: Übersicht Zubau-Offshorenetz	55

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

Abkürzungen Bundesländer

MV	Mecklenburg-Vorpommern
NI	Niedersachsen
SH	Schleswig-Holstein

Weitere Abkürzungen

Abs.	Absatz
AC	Alternating current (Wechselstrom/Drehstrom)
a. F.	Alte Fassung
AWZ	Ausschließliche Wirtschaftszone (Bereich außerhalb des Küstenmeeres)
Az.	Aktenzeichen
BfN	Bundesamt für Naturschutz, Bonn
BFO	Bundesfachplan Offshore
BGBL	Bundesgesetzblatt
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Berlin
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Tele- kommunikation, Post und Eisenbahnen, Bonn
BSH	Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, Hamburg
DC	Direct current (Gleichstrom)
EEG	Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG)
EnWG	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG)
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity/ Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber, Brüssel
ff.	folgende Seiten
GW	Gigawatt
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
i.V.m.	in Verbindung mit
kV	Kilovolt
Mio.	Million
Mrd.	Milliarde
MW	Megawatt

MW/h	Megawatt pro Stunde
NEP	Netzentwicklungsplan Strom
NOR	Nordsee
NVP	Netzverknüpfungspunkt
O-NEP	Offshore-Netzentwicklungsplan
OST	Ostsee
OWP	Offshore-Windpark
S.	Satz
t	Tonne
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VDE	Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik, Frankfurt/Main
WindSeeG	Gesetz zur Entwicklung und Förderung der Wind- energie auf See (Wind-auf-See-Gesetz – Wind- SeeG)

VORWORT



VORWORT

**Sehr geehrte Leserin,
sehr geehrter Leser,**

wir freuen uns, Ihnen den Offshore-Netzentwicklungsplan 2030, Version 2017 vorzustellen. Er liegt Ihnen nun im ersten Entwurf zur Konsultation vor. Erarbeitet wurde er gemeinsam von den vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW. Dieser Offshore-Netzentwicklungsplan ist zugleich auch der letzte, da er nach dem Willen des Gesetzgebers durch den sogenannten Flächenentwicklungsplan abgelöst wird.

Wir hoffen auch für diesen letzten Offshore-Netzentwicklungsplan auf eine konstruktive Auseinandersetzung der Öffentlichkeit mit dem vorliegenden ersten Entwurf im Rahmen der Konsultation. Deren Ergebnisse werden in den zweiten Entwurf einfließen. Der transparente und auf den Dialog ausgerichtete Prozess stellt sicher, dass alle den Offshore-Netzentwicklungsplan betreffenden Interessen Berücksichtigung finden und dass der Offshore-Netzentwicklungsplan das Ergebnis eines gegenseitigen Erkenntnis- und Entwicklungsprozesses wird.

Der Offshore-Netzentwicklungsplan bildet die notwendige Infrastruktur für die Anbindung von Offshore-Windenergie an das deutsche Stromnetz in den nächsten Jahren ab. Gemeinsam mit dem Netzentwicklungsplan Strom ist der Offshore-Netzentwicklungsplan ein wesentlicher Baustein, um die Ziele der Energiewende zu erreichen. Die in der Nord- und Ostsee erzeugte Windenergie soll zukünftig einen wesentlichen Beitrag zur Energieversorgung leisten. Um ihren effizienten und nachhaltigen Ausbau und die Integration in das Stromnetz zu ermöglichen, hat der Gesetzgeber die vier Übertragungsnetzbetreiber mit der Erstellung des Offshore-Netzentwicklungsplans beauftragt.

Die Übertragungsnetzbetreiber werden ihren Beitrag dazu leisten, den hohen Grad an sicherer und verlässlicher Versorgung mit elektrischer Energie in Deutschland zu bewahren. Dazu planen, entwickeln und bauen sie das Netz der Zukunft. Die Entwicklung einer zukunftsfähigen Strominfrastruktur wird jedoch nur im Zusammenwirken aller Akteure aus Zivilgesellschaft, Politik und Wirtschaft gelingen. Der dringend notwendige Netzausbau braucht Akzeptanz und ist auf die Unterstützung aller angewiesen, die Deutschlands Spitzenstellung bei Versorgungssicherheit erhalten und die Energiewende erfolgreich umsetzen wollen.



Der Offshore-Netzentwicklungsplan 2030 zeigt den zu dem gesetzlich festgelegten Ausbaupfad der Offshore-Windenergie passenden Netzentwicklungsbedarf auf. Er bildet im Zusammenspiel mit dem Netzentwicklungsplan Strom für verschiedene Szenarien jeweils ein voll funktionsfähiges Übertragungsnetz für das Jahr 2030 ab. Auch ein Ausblick auf das Jahr 2035 wird gegeben.

Die Offshore-Netzentwicklungspläne haben in den vergangenen Jahren wichtige Impulse für den effizienten Ausbau der Offshore-Windenergie gegeben. Wir bedanken uns bei Allen, die durch ihre Stellungnahmen zu den Offshore-Netzentwicklungsplänen über die Jahre daran mitgewirkt haben, diese Pläne zu verbessern. Auch für die nun letzte Konsultation wünschen wir uns in diesem Sinne eine rege und konstruktive Beteiligung.

Unser Dank gilt darüber hinaus allen unseren Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern, die mit hohem Einsatz an der Erstellung dieses Offshore-Netzentwicklungsplans 2030 mitgewirkt haben.



Boris Schucht
50Hertz Transmission GmbH



Dr. Klaus Kleinekorte
Amprion GmbH



Dr. Urban Keussen
TenneT TSO GmbH



Rainer Joswig
TransnetBW GmbH

1 EINFÜHRUNG



1 EINFÜHRUNG

Der Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP) beschreibt eine zwischen allen Übertragungsnetzbetreibern (50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW) abgestimmte Ausbauplanung des Offshorenetzes. Er weist dabei alle Maßnahmen aus, die bis 2030 beziehungsweise bis 2035 für einen schrittweisen, bedarfsgerechten und wirtschaftlichen Ausbau sowie einen sicheren und zuverlässigen Betrieb der Offshore-Netzanbindungssysteme erforderlich sind.

Der O-NEP stellt zusammen mit dem Netzentwicklungsplan Strom (NEP) für die Onshore-Netzausbauplanung den bundesweit abgestimmten Netzausbaubedarf dar. Die Netzanbindung von Offshore-Windparks (OWP) in der Nordsee erfolgt bedingt durch die Lage der geeigneten Netzverknüpfungspunkte (NVP, elektrische Knotenpunkte für die Verbindung der Offshore-Leitungen mit dem Onshorenetz) durch die TenneT TSO GmbH, die Netzanbindung von OWP in der Ostsee durch die 50Hertz Transmission GmbH. Beide sind verpflichtet, den Anschluss vom Netzanbindungspunkt auf der Umspannplattform des OWP bis zum NVP im landseitigen Übertragungsnetz zu errichten und zu betreiben.

Der O-NEP enthält verbindliche Vorgaben für den koordinierten und effizienten Ausbau des Offshorenetzes (§ 17 a ff. Energiewirtschaftsgesetz, EnWG). Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) sind dabei verpflichtet, die im bestätigten O-NEP enthaltenen Ausbaumaßnahmen dem vorgesehenen Zeitplan entsprechend umzusetzen.

Im ersten O-NEP 2013 wurden Historie, rechtliche Grundlagen, Methodik und Ausgangsdaten sowie die technischen Systeme, die zur Bereitstellung der notwendigen Übertragungskapazität grundsätzlich geeignet sind, ausführlich beschrieben und erläutert. Der vorliegende O-NEP 2030, Version 2017, baut darauf auf und beschränkt sich daher auf die wesentlichen, für das Verständnis notwendigen, Erläuterungen zu diesen Themen.

Weiterführende Informationen zur Historie, rechtlichen Grundlagen und zum Gesamtprozess als Ergänzung des vorliegenden Kapitels 1 sind im Internet abrufbar unter www.netzentwicklungsplan.de/ZUS. Zu weiteren Themen und Kapiteln rund um das Thema O-NEP finden sich für interessierte Leser und Leserinnen weiterführende Informationen unter www.netzentwicklungsplan.de/ZU5.

Am 1.01.2017 sind das Gesetz zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See (Windenergie-auf-See-Gesetz-WindSeeG) sowie die Änderungen des EnWG in Kraft getreten.¹ Die gesetzlichen Neuerungen haben unter anderem eine Ablösung des O-NEP durch den sogenannten Flächenentwicklungsplan (FEP) zur Folge. Daher wird mit dem vorliegenden O-NEP 2030 letztmalig ein Offshore-Netzentwicklungsplan durch die ÜNB erstellt. Die Einzelheiten dieses Systemwechsels werden ab der Seite 13 erläutert.

1.1 Gesetzliche Grundlagen und Neuerungen

Erstellung des O-NEP

Der Bundestag hat im Herbst 2015 eine Novelle des EnWG² verabschiedet, die wesentliche Neuerungen für den NEP und den O-NEP enthält. Kernpunkte der Reform, die am 01.01.2016 in Kraft getreten ist, sind die Umstellung des Rhythmus für die Erstellung des NEP und des O-NEP auf einen Zweijahresturnus, die Einführung eines Umsetzungsberichts und mehr Flexibilität beim Betrachtungshorizont der Szenarien.

Die ÜNB müssen spätestens zum 10. Januar eines geraden Jahres³ ihren Entwurf des Szenariorahmens für den NEP und den O-NEP an die Bundesnetzagentur (BNetzA) übermitteln, die diesen dann anschließend öffentlich zur Konsultation stellt und genehmigt. Nach Genehmigung des Szenariorahmens durch die BNetzA haben die ÜNB höchstens zehn Monate Zeit für die Erarbeitung der ersten Entwürfe der Netzentwicklungspläne, die anschließende öffentliche Konsultation, die Überarbeitung sowie die Übergabe der zweiten Entwürfe von NEP und O-NEP an die BNetzA.

¹Artikel 2 und 6 des Gesetzes zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien vom 13.10.2016. BGBl. S. 2258 i.V.m. Artikel 3 und 16 des Gesetzes zur Änderung der Bestimmungen zur Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung und zur Eigenversorgung vom 22.12.2016, BGBl. I S. 3.106.

²Artikel 2 des ersten Gesetzes zur Änderung des Energieverbrauchskennzeichnungsgesetzes und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts vom 10.12.2015, BGBl. I S. 2194.

³Diese Vorgaben gelten erstmals für den Szenariorahmen 2030, den die ÜNB am 08.01.2016 an die BNetzA übermittelt haben. Diese hat vom 15.01.2016 bis zum 22.02.2016 eine öffentliche Konsultation dazu durchgeführt und den Szenariorahmen am 30.06.2016 genehmigt. (<https://www.netzentwicklungsplan.de/de/mediathek/downloads/316> und <http://www.netzausbau.de/bedarfsermittlung/2030/szenariorahmen/de.html>).

Die BNetzA hat die Netzentwicklungspläne nach erneuter öffentlicher Konsultation bis zum 31. Dezember eines jeden ungeraden Kalenderjahres, beginnend mit dem Jahr 2017, zu bestätigen. Aufgrund der geänderten rechtlichen Rahmenbedingungen für den O-NEP ab dem 1.01.2017 gelten diese Vorgaben letztmalig für den vorliegenden O-NEP 2030. Um die gesetzliche Bearbeitungsfrist einhalten zu können, sehen sich die ÜNB dazu gezwungen, die Konsultation der ersten Entwürfe von NEP und O-NEP ab diesem Erstellprozess von bisher sechs auf vier Wochen zu verkürzen.

Der Umsetzungsbericht enthält Angaben zum Stand der Umsetzung der Maßnahmen des zuletzt bestätigten NEP und O-NEP sowie im Falle von Verzögerungen bei der Umsetzung, die dafür maßgeblichen Gründe. Die Übertragungsnetzbetreiber haben den Umsetzungsbericht der Regulierungsbehörde jeweils spätestens bis zum 30. September eines jeden geraden Kalenderjahres, beginnend mit dem Jahr 2018, vorzulegen. Aufgrund der geänderten rechtlichen Rahmenbedingungen für den O-NEP ab dem 1.01.2017 wird der Offshore-Umsetzungsbericht erst- und letztmalig im Jahr 2018 der BNetzA vorgelegt.

Darüber hinaus sind die Vorgaben zum Betrachtungszeitraum für den Szenariorahmen und die Netzentwicklungspläne flexibilisiert worden, wodurch eine bessere zeitliche Abstimmung mit dem Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) der Vereinigung der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) ermöglicht wird. Mindestens drei Szenarien sollen einen Zeitraum von mindestens zehn und höchstens 15 Jahren abdecken. Ein Szenario soll darüber hinaus die Entwicklung von mindestens 15 und höchstens 20 Jahren darstellen.

Systemwechsel durch WindSeeG

Das am 1.01.2017 in Kraft getretene WindSeeG bezweckt den Ausbau der Windenergie auf See zu fördern mit dem Ziel, bis 2030 eine installierte Leistung von 15 Gigawatt stetig, kosteneffizient und unter Berücksichtigung der erforderlichen Netzkapazitäten zu realisieren. Um das Ziel der Kosteneffizienz zu erreichen, sollen OWP zukünftig über die Vergütung der erzeugten Energie um die Realisierung von Projekten konkurrieren.

Als Grundlage hierfür werden die bisherigen Festlegungen im O-NEP für den Zeitraum ab dem Jahr 2026 teilweise durch die im FEP und teilweise durch die im NEP getroffenen Festlegungen abgelöst. Während zukünftig im FEP fachplanerische und terminliche Festlegungen (vgl. Abschnitt Zielmodell) für den Ausbau der Windenergie auf See getroffen werden, enthält der NEP, der auf den NEP 2030, Version 2017 folgt, Angaben zu Maßnahmen zum Ausbau der Offshore-Anbindungsleitungen einschließlich der Netzanknüpfungspunkte an Land, die bis zum Ende des maßgeblichen Betrachtungszeitraums erforderlich sind.

Für den Zeitraum zwischen den Jahren 2021 und 2025 findet jedoch zunächst ein Übergangsmodell Anwendung.

Übergangsmodell

Für Windenergieanlagen auf See, die nach dem 31.12.2020 und vor dem 1.01.2026 in Betrieb gehen, sieht das WindSeeG ein Übergangsmodell vom O-NEP zum FEP vor. Für die im Übergangsmodell stattfindenden Ausschreibungen (vgl. Abschnitt Kapazitätszuweisung im Übergangsmodell) stellen die im O-NEP 2025 bestätigten Offshore-Netzanbindungssysteme die Grundlage dar. Teilnahmeberechtigt an den Ausschreibungen im Übergangsmodell sind ausschließlich sogenannte „bestehende Projekte“. Diese umfassen Offshore-Windparkprojekte, für die bereits vor dem 1.08.2016 ein Plan festgestellt, eine Genehmigung erteilt oder ein Erörterungstermin durchgeführt worden ist. Inhaber bestehender Projekte, die im Übergangsmodell keinen Zuschlag erhalten, haben aufgrund eines Eintrittsrechts auch im Zielmodell noch die Möglichkeit, ihr Projekt zu realisieren.

Zielmodell

Der FEP wird durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) im Einvernehmen mit der BNetzA und unter Beteiligung der ÜNB erstellt. Für den Zeitraum von 2026 bis mindestens 2030 enthält der FEP insbesondere die folgenden Festlegungen: Bereiche in der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) oder im Küstenmeer für die Errichtung und den Betrieb von Windenergieanlagen auf See sowie voruntersuchte Flächen in diesen Gebieten, die Reihenfolge und den Zeitpunkt der Ausschreibung für die Flächen, die Kalenderjahre, in denen die bezuschlagte Windenergieanlage auf See und die entsprechende Offshore-Anbindungsleitung in Betrieb genommen werden sollen, die in den festgelegten



Gebieten und Flächen jeweils voraussichtlich zu installierende Leistung, Standorte von Konverterplattformen, Sammelplattformen und Umspannanlagen, Trassen oder Trassenkorridore für Offshore-Anbindungsleitungen und standardisierte Technikgrundsätze und Planungsgrundsätze. Kriterien für die Festlegung der Flächen und die zeitliche Reihenfolge ihrer Ausschreibung sind unter anderem die effiziente Nutzung und Auslastung der Offshore-Anbindungsleitungen und Netzverknüpfungspunkte, die räumliche Nähe zur Küste, Nutzungskonflikte auf einer Fläche, Bebaubarkeit und voraussichtlich zu installierende Leistung auf einer Fläche sowie eine ausgewogene Verteilung des Ausschreibungsvolumens in Nord- und Ostsee. Dabei werden die Gebiete und Flächen sowie die zeitliche Reihenfolge so festgelegt, dass OWP mit einer voraussichtlich zu installierenden Leistung von 700 bis 900 MW (durchschnittlich nicht mehr als 840 MW) jährlich ausgeschrieben und ab 2026 pro Kalenderjahr in Betrieb genommen werden.

Sonderregelungen bestehen für sogenannte Pilotwindenergieanlagen auf See. Hierbei handelt es sich um die jeweils ersten drei Windenergieanlagen auf See eines Typs, mit denen nachweislich eine wesentliche, weit über den Stand der Technik hinausgehende Innovation erprobt wird. Der FEP kann für derartige Anlagen bereits ab dem Jahr 2021 für Gebiete in der AWZ und im Küstenmeer verfügbare Netzanbindungskapazitäten auf vorhandenen oder in folgenden Jahren noch fertigzustellenden Offshore-Anbindungsleitungen ausweisen.

Der erste FEP wird spätestens am 30.06.2019 veröffentlicht und ist die Basis für die Ausschreibungsverfahren im Zielmodell (siehe Seite 21 im O-NEP 2030, 1. Entwurf).

Eine Fortschreibung des FEP erfolgt auf Vorschlag des BSH oder der BNetzA, jedoch mindestens alle vier Jahre.

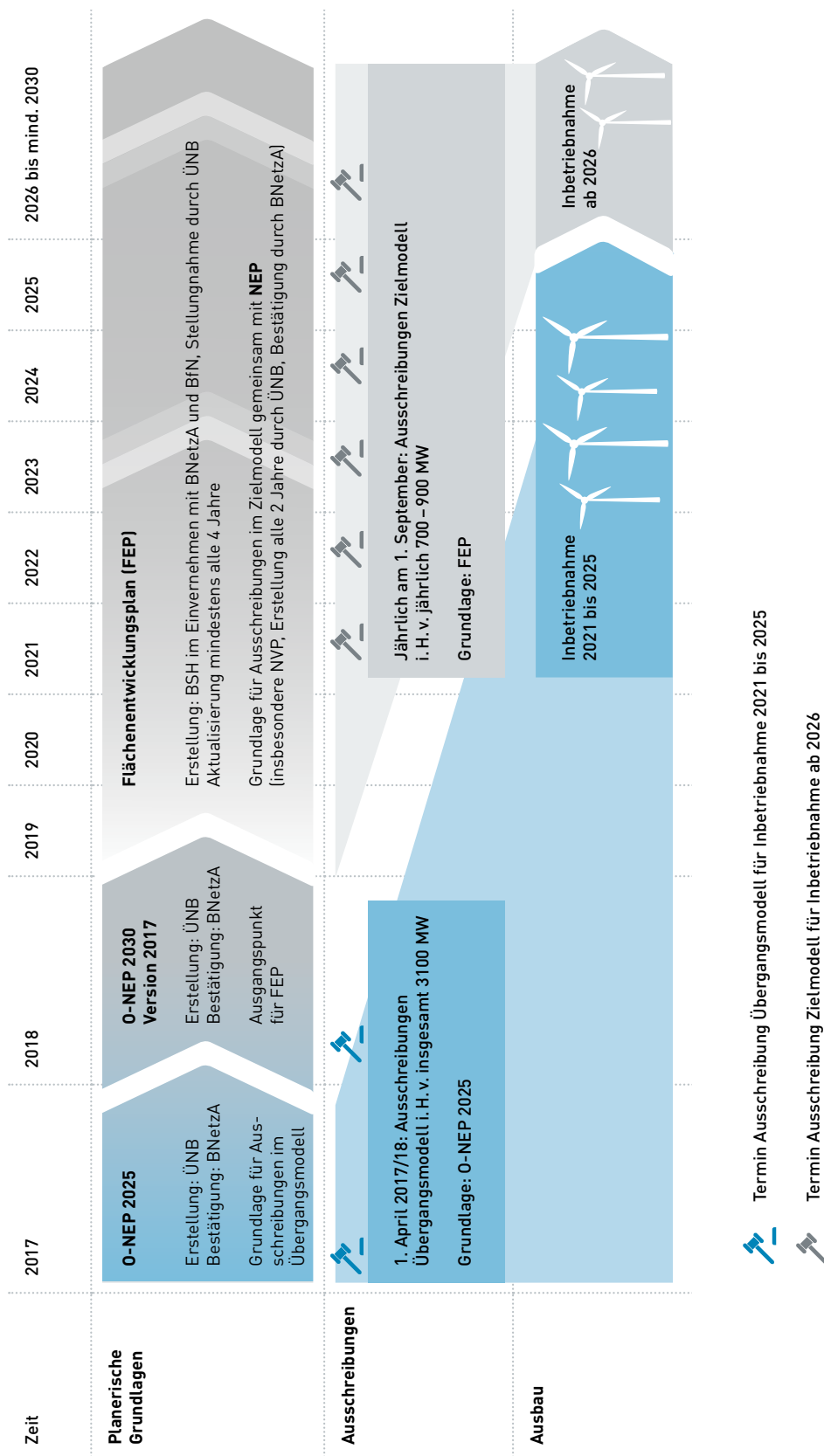
Rolle des O-NEP 2030, Version 2017

Die Bestätigung des vorliegenden (letzten) O-NEP 2030 kann die Berücksichtigung der Ergebnisse aus den Kapazitätsauktionen im Übergangssystem bei der Festlegung einer verbindlichen Grundlage für die Realisierung der Offshore-Netzanbindungssysteme bis 2025 ermöglichen. Zudem bildet der O-NEP 2030 den Übergang zum Zielmodell ab. Die im vorliegenden O-NEP geplanten Offshore-Netzanbindungssysteme mit einer Fertigstellung nach 2025 bilden den Ausgangspunkt für die Gestaltung des FEP bezüglich der zeitlichen Reihenfolge, in der die Flächen in der AWZ und im Küstenmeer zur Ausschreibung kommen sollen. Der FEP verfolgt das Ziel einer effizienten Nutzung und Auslastung der Offshore-Anbindungsleitungen sowie eine Synchronisierung der Inbetriebnahmen der Offshore-Windparkprojekte mit der Inbetriebnahme der jeweiligen Offshore-Anbindungsleitung. Der vorliegende O-NEP 2030 ist daher die Basis für die Erstellung des FEP als zukünftige Grundlage des Offshore-Netzausbaus ab dem Jahr 2026.

Darüber hinaus stellt die aufeinander abgestimmte Erarbeitung des O-NEP und des NEP sicher, dass die Entwicklung des Offshore-Netzes – orientiert am neuen WindSeeG – bei der Gestaltung des Übertragungsnetzes an Land im NEP 2030, Version 2017, berücksichtigt wird.



Abbildung 1: Übergang vom O-NEP zum FEP



1.2 Schritte zur Erstellung des Offshore-Netzentwicklungsplans

Der O-NEP wird von allen vier ÜNB gemeinsam erstellt. Er berücksichtigt die Festlegungen des jeweils aktuellen Bundesfachplans Offshore (BFO) des BSH im Sinne des § 17a Abs. 1 EnWG und des von der BNetzA zur Konsultation gestellten und genehmigten Szenariorahmens gemäß § 12a Abs. 1 EnWG (siehe hierzu die Ausführungen in Kapitel 2).

Der erste Entwurf des O-NEP 2030 wurde gemeinsam mit dem ersten Entwurf des NEP 2030 der BNetzA übergeben. Zuvor wurde er auf www.netzentwicklungsplan.de veröffentlicht. Damit eröffneten die ÜNB ein Konsultationsverfahren. Details zum Konsultationsverfahren und die Ergebnisse der ersten Konsultation des Entwurfs werden im zweiten überarbeiteten Entwurf des O-NEP vorgestellt.

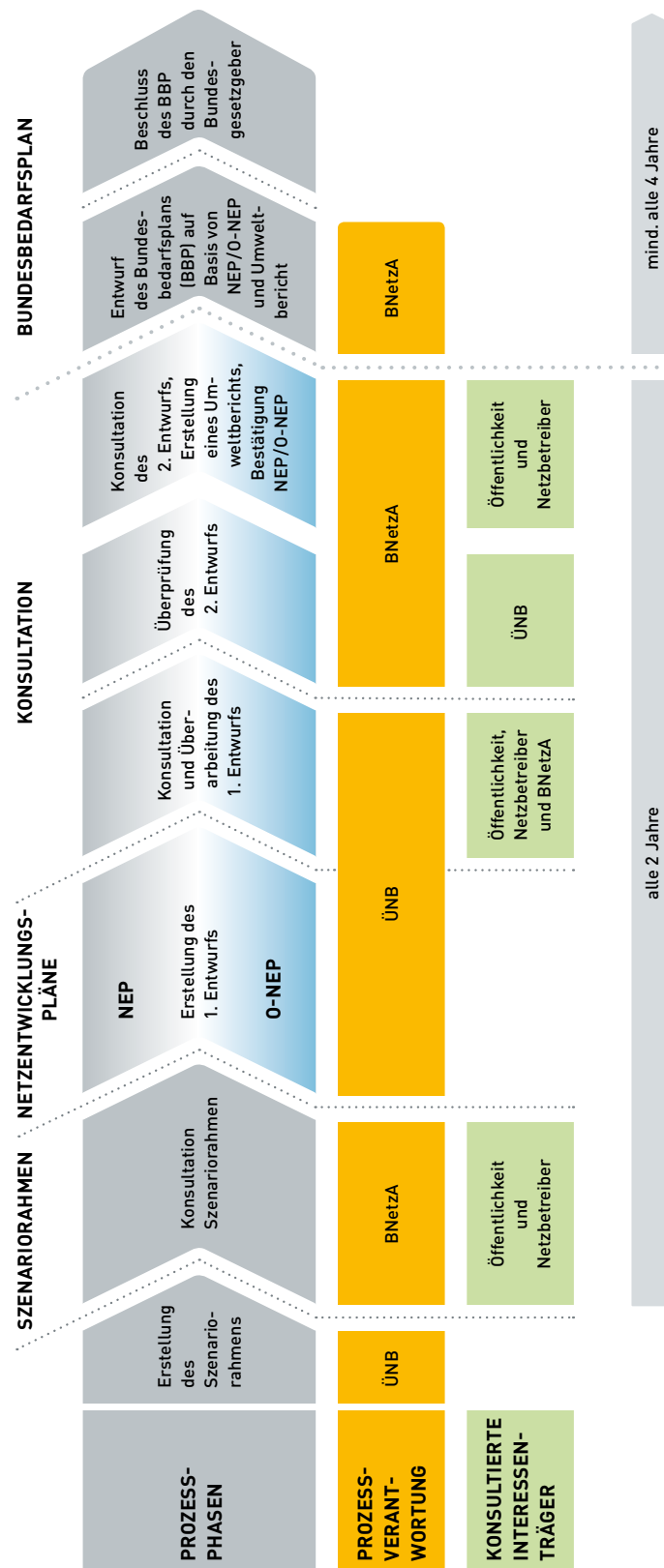
Die BNetzA prüft den zweiten, überarbeiteten Entwurf des O-NEP mit den darin vorgeschlagenen Maßnahmen und kann eine erneute Überarbeitung des O-NEP veranlassen. Zeitgleich führt sie eine Strategische Umweltprüfung durch, die die grundsätzliche Beeinflussung der Umwelt durch die im O-NEP identifizierten Maßnahmen zum Ausbau des Offshorenetzes bewertet. Die Ergebnisse werden in einem Umweltbericht dokumentiert. O-NEP und Umweltbericht werden durch die BNetzA veröffentlicht und zur Konsultation gestellt.

Im Anschluss erfolgt die Bestätigung des O-NEP gemäß § 17c EnWG durch die BNetzA, nachdem sie in Abstimmung mit dem BSH die Übereinstimmung des O-NEP mit den gesetzlichen Anforderungen geprüft hat. Der durch die BNetzA bestätigte O-NEP bildet bis zur Ablösung durch den FEP für den Zeitraum ab dem Jahr 2026 die Grundlage für die Ausbauplanung des Offshore-Netzes durch die ÜNB und ist damit eine wichtige Voraussetzung für eine nachhaltige Entwicklung der Offshore-Windenergie.

Die BNetzA kann in Abstimmung mit dem BSH eine gegebenenfalls bereits erfolgte Bestätigung des O-NEP nach Bekanntmachung der Zuschläge aus dem Gebotstermin vom 1.04.2018 (vgl. hierzu Seite 20) gemäß § 17c Abs. 2 EnWG ändern, soweit der anbindungsverpflichtete ÜNB die betreffende Offshore-Anbindungsleitung noch nicht beauftragt hat und die Änderung für eine geordnete und effiziente Nutzung und Auslastung der Offshore-Anbindungsleitung erforderlich ist.



Abbildung 2: Der Gesamtprozess



1.3 Einflussgrößen des Offshore-Netzentwicklungsplans

Eine feste Randbedingung für den O-NEP ist das Start-Offshorenetz, also die bereits betriebsbereiten Offshore-Netzanbindungssysteme (Ist-Offshorenetz), Offshore-Netzanbindungssysteme, mit deren Realisierung gemäß O-NEP begonnen wurde sowie Offshore-Netzanbindungssysteme, die für OWP mit einer gültigen Netzanbindungszusage erforderlich sind (weiteres siehe Kapitel 2).

Eine weitere Einflussgröße ist der Szenariorahmen, der die Randbedingungen der künftigen Netznutzung beschreibt und wesentliche Angaben zur zukünftigen Erzeugungsleistung und zum Verbrauch enthält. Die ÜNB machen einen Vorschlag zum Szenariorahmen, den die BNetzA zur Konsultation stellt. Unter Berücksichtigung der eingegangenen Stellungnahmen und der eigenen behördlichen Einschätzung wird der Entwurf des Szenariorahmens durch die BNetzA genehmigt. Der genehmigte Szenariorahmen vom 30.06.2016 ist der feste Ausgangspunkt für die Erarbeitung des O-NEP 2030 sowie des NEP 2030.

Zu den Einflussgrößen gehört auch der vom BSH erstellte, jeweils aktuelle BFO. Dieser legt für die AWZ die Trassen für Netzanbindungssysteme, Standorte für Umspann- und Konverterplattformen, standardisierte Technikvorgaben und Planungsgrundsätze fest und definiert Grenzkorridore zwischen AWZ und Küstenmeer (siehe Abb. 3 und 4), durch die die Trassen der Netzanbindungssysteme geführt werden. Der BFO gibt damit gemeinsam mit dem Szenariorahmen das Mengengerüst für den O-NEP vor. Durch die Einführung des FEP gemäß WindSeeG wird auch der BFO abgelöst. Die bislang im BFO getroffenen Festlegungen gehen in den Flächenentwicklungsplan über.

Im Jahr 2016/2017 wird der BFO in einem zweistufigen Verfahren letztmalig fortgeschrieben. Grund hierfür ist unter anderem die Vorgabe, wonach die BNetzA mit Bekanntgabe der Ausschreibungsbedingungen für das Übergangsmodell anzugeben hat, in welchen Fällen clusterübergreifende Netzanbindungen im BFO sowie im bestätigten O-NEP ausnahmsweise vorgesehen sind und in welchem Umfang dadurch zusätzliche Netzanbindungskapazität in dem clusterübergreifend anschließbaren Cluster zur Verfügung steht. Für den ersten Teil der Fortschreibung hat das BSH mit Datum vom 9.12.2016 ausnahmsweise zulässige clusterübergreifende Anbindungen festgelegt. Diese Festlegungen sind in den bestätigten O-NEP 2025 bereits mit eingeflossen und werden in Kapitel 2 dargestellt. Die in der zweiten Stufe erfolgende komplette Fortschreibung des BFO ist bis Ende 2017 geplant.⁴

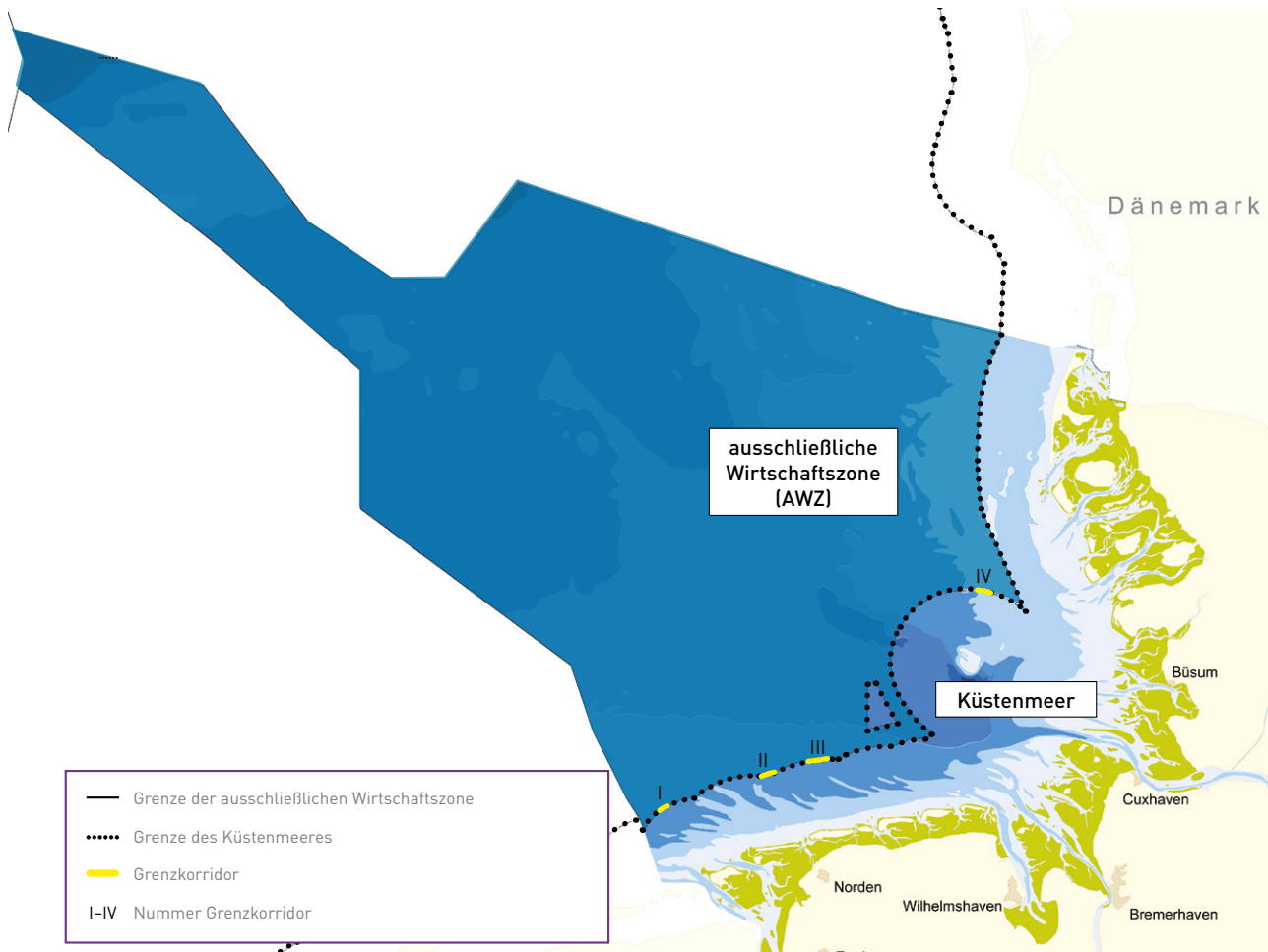
Einfluss auf den O-NEP hat auch der NEP. Der O-NEP berücksichtigt die im NEP ausgewiesenen Maßnahmen zur Netzoptimierung, Netzverstärkung und zum Netzausbau an Land. Er übernimmt als Eingangsgrößen die als NVP verfügbaren Punkte, die das Ergebnis der im Rahmen des NEP durchgeführten Netzanalysen sind (siehe Seite 28 im O-NEP 2030, 1. Entwurf).

Die auf nationaler Ebene im O-NEP und NEP entwickelten Ergebnisse finden Eingang in den TYNDP, der den Netzausbaubedarf aller Übertragungsnetzbetreiber der Vereinigung der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) beschreibt.

⁴BSH unter <http://www.bsh.de/de/Meeresnutzung/BFO/index.jsp>



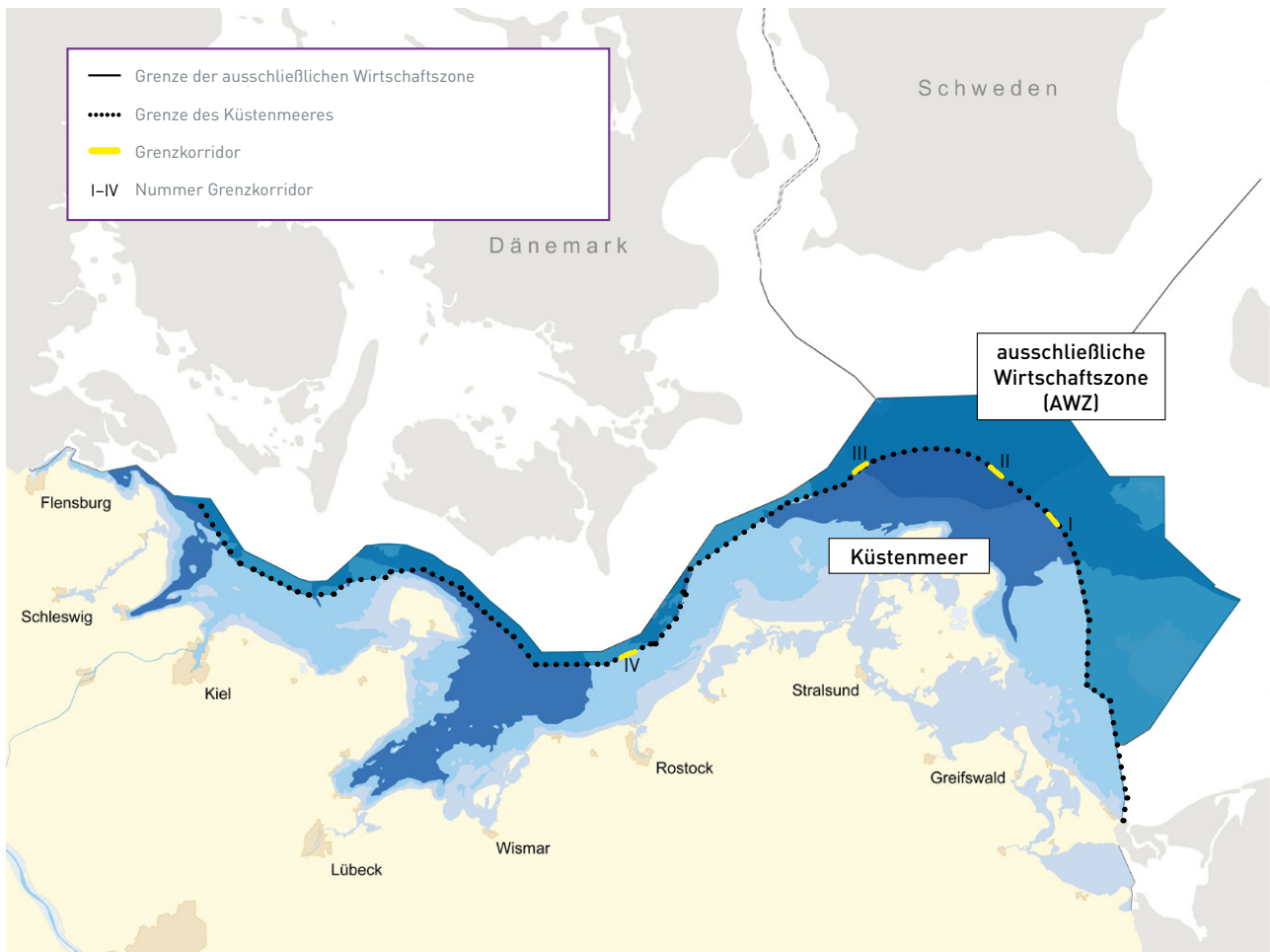
Abbildung 3: Unterteilung der Nordsee in ausschließliche Wirtschaftszone und Küstenmeer, Lage der Grenzkorridore



Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie/Übertragungsnetzbetreiber



Abbildung 4: Unterteilung der Ostsee in ausschließliche Wirtschaftszone und Küstenmeer, Lage der Grenzkorridore



Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie / Übertragungsnetzbetreiber



1.4 Bestimmung der erforderlichen Maßnahmen

Im Rahmen des O-NEP ermitteln die ÜNB Maßnahmen, die nicht nur für einen schrittweisen, bedarfsgerechten und wirtschaftlichen Ausbau des Offshorenetzes notwendig sind, sondern auch eine zeitliche Staffelung (Abfolge der Umsetzung der Maßnahmen) der Netzanbindungssysteme in Abhängigkeit der Szenarien beinhalten.

Bestimmung des Zubau-Offshorenetzes

Der Umfang des bedarfsgerechten Ausbaus von Offshore-Netzanbindungssystemen ist durch den Szenariorahmen bereits weitgehend vorgegeben. Unter Berücksichtigung der durch den BFO festgelegten technischen Standards und der geographischen Verhältnisse sowie der im NEP bestimmten verfügbaren NVP werden für jedes Szenario die erforderlichen Maßnahmen ermittelt (siehe Kapitel 3).

Die Realisierungszeiten von Netzanbindungssystemen liegen in der Regel über denen von OWP. Zu dem Zeitpunkt, an dem mit der Planung und Realisierung eines Netzanbindungssystems begonnen werden muss, kann der Realisierungszeitpunkt einzelner OWP meist nicht hinreichend belastbar bestimmt werden. Im O-NEP werden die Ausbaumaßnahmen deshalb zunächst unter dem Gesichtspunkt der Effizienz anhand windparkunspezifischer, diskriminierungsfreier Kriterien ermittelt.

Zeitliche Staffelung der Maßnahmen

Um eine rechtzeitige Planung und Realisierung der Netzanbindungssysteme sowie eine Synchronisierung mit der Errichtung der OWP zu ermöglichen, muss bereits frühzeitig eine zeitliche Ausbauplanung des Offshorenetzes vorgenommen werden. Diese ist wesentlicher Bestandteil des O-NEP. Hierdurch soll gewährleistet werden, dass die Kapazitäten zur Aufnahme der Offshore-Windenergie wirtschaftlich und bedarfsgerecht errichtet werden.

Die Kriterien für eine zeitliche Staffelung wurden in Anlehnung an die in § 17b Abs. 2 EnWG vorgeschlagenen Kriterien im O-NEP definiert. Darauf aufbauend haben die ÜNB eine Methode für die zeitliche Staffelung der Errichtung der Offshore-Netzanbindungssysteme ermittelt. Diese Kriterien haben auch nach der jüngsten gesetzlichen Änderung Bestand, deren weitere Anwendung sichert zudem eine größtmögliche Planungskontinuität. Die Kriterien zur zeitlichen Staffelung aller Maßnahmen werden in Kapitel 3 erläutert und begründet. Es werden zusätzlich Angaben zum geplanten Zeitpunkt der Fertigstellung und zu verbindlichen Terminen für den Beginn der Umsetzung für jedes Projekt gemacht. Die angegebenen Realisierungstermine werden laufend durch die ÜNB und im Rahmen der Überarbeitung des O-NEP aktualisiert.

Zuweisungen von Kapazitäten nach WindSeeG

Bisher bildete die windparkunspezifische Planung der Netzanbindungssysteme im O-NEP die erste von zwei Planungsstufen. In der zweiten Planungsstufe wurde die Übertragungskapazität jedes Netzanbindungssystems gem. § 17d Abs. 3 EnWG a.F. einem oder anteilig mehreren OWP durch die BNetzA zugewiesen.

Aufgrund der gesetzlichen Änderungen wird die BNetzA ab dem Jahr 2017 (und für Pilotwindenergieanlagen auf See bereits zum Teil in 2016) die Offshore-Kapazität nach den Vorgaben des neuen Ausschreibungsverfahrens des WindSeeG vergeben. Solange nicht anders im WindSeeG festgelegt, gelten hierfür sowohl im Übergangsmodell als auch im Zielmodell die Ausschreibungsbedingungen der ebenfalls zum 1.01.2017 in Kraft getretenen Änderungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG 2017). Das Zuschlagsverfahren richtet sich nach § 34 WindSeeG.

Übergangsmodell

Für bereits bestehende Offshore-Windparkprojekte mit einer Inbetriebnahme in den Jahren von 2021 bis 2025 werden im Übergangsmodell durch die BNetzA Ausschreibungen zu den Gebotsterminen am 1.04.2017 und 1.04.2018 durchgeführt. Dabei kann die BNetzA auch clusterübergreifende Netzanbindungskapazitäten ausweisen, die im BFO und im bestätigten O-NEP 2025 ausnahmsweise vorgesehen sind.



Die Ausschreibungsvolumina dieser Gebotstermine betragen jeweils 1.550 Megawatt, wobei sich das Ausschreibungsvolumen zum 1.04.2018 um den Betrag der gegebenenfalls nicht vergebenen Kapazitäten aus dem Jahr 2017 erhöht. Insgesamt werden mindestens 500 Megawatt Zuschläge für bestehende Projekte in der Ostsee erteilt. Das Übergangsmodell soll zu dem folgenden Gesamtzubau in den Jahren 2021 bis 2025 in Nord- und Ostsee führen.

2021: 500 Megawatt (ausschließlich in der Ostsee)

2022: 500 Megawatt

2023: 700 Megawatt

2024: 700 Megawatt

2025: 700 Megawatt

Zielmodell

Das zentrale Zielmodell findet erst für den Zeitraum ab dem Jahr 2026 Anwendung. Hierfür ermittelt die BNetzA für Windenergieanlagen auf See auf voruntersuchten Flächen ab dem Jahr 2021 die Anspruchsberechtigten durch jährliche Ausschreibungen mit Gebotsterminen am 1. September eines jeden Jahres. Auf Grundlage des FEP werden dabei jährlich zwischen 700 und 900 Megawatt und durchschnittlich nicht mehr als 840 Megawatt ausgeschrieben.

Grenzen des Offshore-Netzentwicklungsplans

Der vorliegende O-NEP beschreibt keine konkreten Trassenverläufe. Es werden die Maßnahmen bestimmt, die unter Berücksichtigung technischer, wirtschaftlicher und räumlicher Rahmenbedingungen geeignet sind, die nach dem Szenario-rahmen erwartete installierte Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie an das Übertragungsnetz anzubinden.

Der O-NEP bildet zusammen mit dem NEP, dem BFO und den raumordnerischen Planungen der Küstenländer ein zusammenhängendes Planwerk. Die Abstimmung der einzelnen Pläne aufeinander ist ein iterativer Prozess. Die Änderung eines Plans hat Rückwirkungen auf die anderen Pläne, die im Folgenden entsprechend anzupassen sind.

Die Realisierung der in diesem O-NEP entwickelten Maßnahmen ist abhängig davon, ob geeignete Trassen gefunden werden und die NVP – sofern es sich um neu zu errichtende Anlagen handelt – wie geplant realisiert werden können. Insbesondere im küstennahen Bereich sind bei der Trassenfindung die geomorphologischen Gegebenheiten, Schutz der Meeresumwelt, Schifffahrtswege und Altlasten zu berücksichtigen. Dieser sensible Bereich ist für die Trassensuche ein schwer zu kalkulierender Engpass. Sollte sich im Rahmen der Detailplanung herausstellen, dass in bestimmten Räumen keine Trassen für Netzanbindungssysteme gefunden werden können, kann dieser Umstand Änderungen der den einzelnen Netzanbindungssystemen im O-NEP zugeordneten NVP zur Folge haben.

Auch wenn einzelne Maßnahmen aus dem NEP nicht umgesetzt werden oder sich die Umsetzung verzögert, kann dies Rückwirkungen auf die im O-NEP ermittelten Maßnahmen haben.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Der O-NEP muss gemäß § 17b Abs. 4 EnWG i.V.m. § 12b Abs. 4 EnWG eine zusammenfassende Erklärung enthalten, aus welchen Gründen der O-NEP nach Abwägung mit den geprüften, in Betracht kommenden anderweitigen Planungsmöglichkeiten gewählt wurde.

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden zunächst anderweitige Technologiekonzepte von den ÜNB beachtet. Die anbindungsverpflichteten ÜNB setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend den technischen Planungsgrundsätzen des BFO um. Kapitel 3 enthält hierzu weitergehende Ausführungen. Darüber hinaus sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im O-NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier Szenarien und demzufolge auch vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternative möglich sind. Allerdings



führen die im Szenariorahmen vorgegebenen Entwicklungen der Offshore-Windenergie dazu, dass nur jeweils ein Ergebnisnetz für die Zieljahre 2030 und 2035 im O-NEP 2030 identifiziert wird (siehe dazu Kapitel 3). Schließlich werden in den Zubau-Offshorenetz-Steckbriefen zu den einzelnen Projekten alternative Planungsmöglichkeiten in Form der Betrachtung ggf. vorhandener alternativer NVP dargestellt.

Nur sehr eingeschränkt geprüft werden können auf der abstrakten Ebene des O-NEP konkrete räumliche Alternativen zu Einzelmaßnahmen. Im O-NEP geht es um die grundsätzliche Ermittlung von Lösungen für die Erschließung der Nord- und Ostsee zur Abführung der Windenergie unter den gegebenen Randbedingungen. Die im Anhang für das Zubau-Offshorenetz angegebenen Räume für mögliche Trassenverläufe stellen daher im Regelfall Suchräume für die spätere konkretisierende Planung dar. Hier kann es im Rahmen der nachgelagerten Planungsverfahren zu erheblichen Abweichungen kommen. Konkrete geografische Alternativen und Umweltauswirkungen können erst in den nachgelagerten Planungsverfahren geprüft werden.



Übersicht Links

- Erläuterungen zu Historie, rechtlichen Grundlagen und Gesamtprozess: www.netzentwicklungsplan.de/ZUS ➤
- Weiterführende Informationen zum O-NEP 2030: www.netzentwicklungsplan.de/ZU5
- <https://www.netzentwicklungsplan.de/de/mediathek/downloads/316> ➤
- <http://www.netzausbau.de/bedarfsermittlung/2030/szenariorahmen/de.html> ➤
- www.netzausbau.de ➤
- www.netzentwicklungsplan.de ➤
- <http://www.bsh.de/de/Meeresnutzung/BFO/index.jsp> ➤

2 AUSGANGSDATEN



2 AUSGANGSDATEN

2.1 Schnittstellen mit dem Netzentwicklungsplan Strom: Szenariorahmen und Netzverknüpfungspunkte

Szenariorahmen für den Offshore-Netzentwicklungsplan 2030, Version 2017

Der von der BNetzA am 30.06.2016 genehmigte Szenariorahmen zum NEP und O-NEP 2030 sieht vier Szenarien (A 2030, B 2030, B 2035, und C 2030) mit den Zieljahren 2030 beziehungsweise 2035 vor (s. Tabelle 1).

Tabelle 1: Genehmigter Szenariorahmen der BNetzA, installierte Erzeugungsleistung Offshore

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

Quelle: Bundesnetzagentur, Genehmigung des Szenariorahmens 2017–2030

Für die Szenarien B 2030 sowie C 2030 sieht der Szenariorahmen eine installierte Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie in Höhe von 15 GW vor. Diese Angabe stützt sich auf die gültigen Vorgaben für den Ausbau der Offshore-Windenergie gemäß Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2017).

Das Szenario B 2035 schreibt die Entwicklung im Szenario B 2030 für die Jahre 2031 bis 2035 mit einem jährlichen Zubau von 800 MW fort. Dieser Zubau basiert auf § 17d Abs. 3 a. F. des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG). Für das Zieljahr 2035 ergeben sich damit 19 GW. Das Erzeugungspotenzial im Küstenmeer der Ostsee wurde auf Basis des bestätigten Landesraumentwicklungsprogramms Mecklenburg-Vorpommern in allen Szenarien berücksichtigt.

Im Szenario A 2030 wird eine Entwicklung untersucht, bei der der vorgegebene Ausbaupfad für Offshore-Windenergie geringfügig unterschritten wird.

Das Szenario C 2030 entspricht hinsichtlich der festgelegten installierten Erzeugungsleistungen aus Offshore-Windenergie dem Szenario B 2030 und führt somit zu keinem anderen Offshore-Netzausbau. Von Bedeutung für die weitere Bearbeitung im O-NEP sind somit die Szenarien A 2030 und B 2030 sowie dessen Fortschreibung B 2035.

Die im NEP für die installierte Erzeugungsleistung für Wind an Land angenommene Spitzenkappung wird in Übereinstimmung mit den Vorgaben im bestätigten Szenariorahmen für installierte Erzeugungsleistung Wind offshore nicht angewendet.

Den Entwurf der ÜNB zum Szenariorahmen finden Sie im Internet unter <https://www.netzentwicklungsplan.de/de/mediathek/downloads/316>. Den vollständigen, genehmigten Szenariorahmen zum O-NEP 2030, Version 2017 stellt die BNetzA auf der Webseite www.netzausbau.de⁵ zur Verfügung.

Gebiete zur Nutzung von Offshore-Windenergie

Der Szenariorahmen hält die zu erwartende installierte Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie in Summe fest und ermöglicht so die Berechnung der erforderlichen Übertragungskapazitäten. Um konkrete bedarfsgerechte Ausbaumaßnahmen des Offshorenetzes ableiten zu können, werden räumlich zusammenhängende Regionen zur Nutzung der

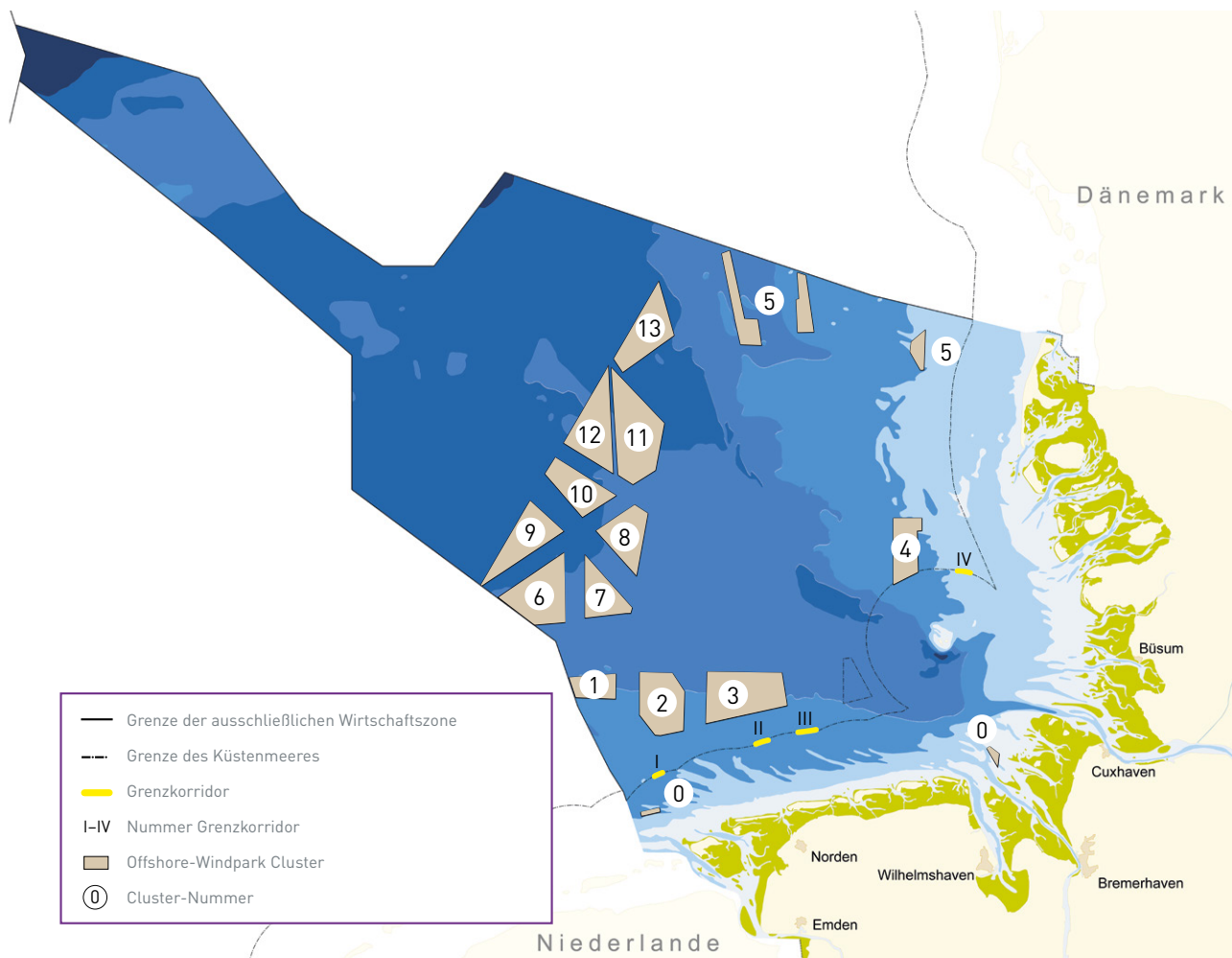
⁵<https://www.netzausbau.de/bedarfsermittlung/2030/szenariorahmen/de.html>



2 Ausgangsdaten

Offshore-Windenergie, sogenannte Cluster, in Nord- und Ostsee, die durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) im Bundesfachplan Offshore (BFO) ausgewiesen werden, verwendet. Der BFO enthält die erwarteten Erzeugungsleistungen der einzelnen Cluster in der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ). Zusätzlich finden im O-NEP auch Cluster im Küstenmeer, wie sie durch die Landesraumentwicklungsprogramme der einzelnen Bundesländer ausgewiesen werden, Berücksichtigung.

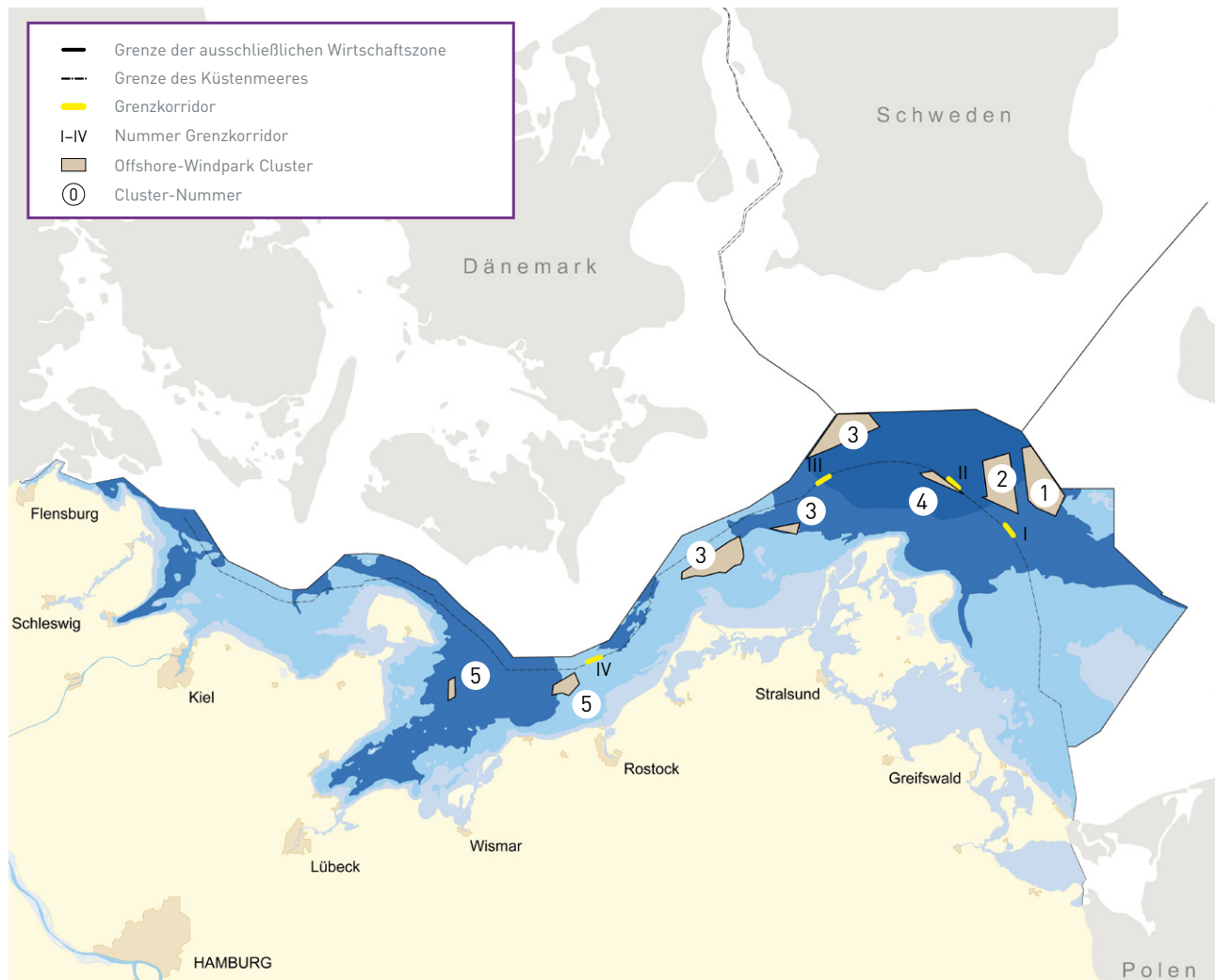
Abbildung 5: Cluster in der Nordsee



Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie / Übertragungsnetzbetreiber



Abbildung 6: Cluster in der Ostsee



Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie/Übertragungsnetzbetreiber



2 Ausgangsdaten

Tabelle 2: Cluster mit der jeweilig erwarteten Erzeugungsleistung – Nordsee

Cluster	Zone	Übertragungskapazität im Start-Offshorenetz in MW	Planungshorizont	
			Erzeugungspotenzial in MW	noch zu erschließendes Potenzial in MW
0	1	224	224	0
1	1	0	900 ⁷	900
2	1	1.762	1.650 ⁷	0
3	1	916	2.600 ⁷	1.684
4	1	1.266	1.150 ⁷	0
5	1/2	864	1.400 ⁷	536
6	2	1.200	1.800 ⁷	600 ⁸
7	2	0	1.400 ⁷	1.400
8	2	900	1.200 ⁷	300 ⁸
9	3	0	1.300 ⁶	1.300
10	3	0	1.300 ⁶	1.300
11	3	0	1.900 ⁶	1.900
12	3	0	1.700 ⁶	1.700
13	3	0	2.000 ⁶	2.000

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 3: Cluster mit der jeweilig erwarteten Erzeugungsleistung – Ostsee

Cluster	Zone	Übertragungskapazität im Start-Offshorenetz in MW	Planungshorizont	
			Erzeugungspotenzial in MW	noch zu erschließendes Potenzial in MW
1	1	750	1.094 ¹⁰	360
2	1	0	1.056 ¹⁰	960 ¹¹
3 (AWZ)	1	288	722 ¹⁰	434
3 (Küstenmeer)	1	51	1.051 ¹²	1.000 ¹²
4	1	0	350 ⁹	350
5	1/2	0	400 ¹³	400 ¹²

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

⁶Bundesfachplan Offshore für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone der Nordsee 2013/2014, Tabelle 1, Seite 19⁷Bundesfachplan Offshore für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone der Nordsee 2016 Teil 1: Clusterübergreifende Anbindungen, Tabelle 1, Seite 10.⁸Windparks im Cluster 8 konnten sich im zweiten Kapazitätszuweisungsverfahren ausnahmsweise auf Übertragungskapazität auf dem DC-Netzanbindungssystem NOR-6-2 (BorWin2) im Cluster 6 bewerben. Es erfolgte eine Zuweisung von 117 MW Übertragungskapazität auf dem DC-Netzanbindungssystem NOR-6-2 (BorWin2) an Offshore-Windparks im Cluster 8. Zur Ermittlung der Staffelung anhand des Kriteriums 2 ist für Cluster 6 ein um 117 MW erhöhtes noch zu erschließendes Potenzial zu berücksichtigen und für Cluster 8 ein um diese Leistung verringertes noch zu erschließendes Potenzial.⁹Entspricht der Offshore-Windpark-Genemigungslage.¹⁰Bundesfachplan Offshore für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone der Ostsee 2016 Teil 1: Clusterübergreifende Anbindungen, Tabelle 1, Seite 10.¹¹Das noch zu erschließende Erzeugungspotenzial wurde abweichend vom Bundesfachplan Offshore Ostsee 2013 bzw. 2016 auf Basis der vorliegenden Projektanträge eingeschätzt.¹²Das Erzeugungspotenzial wurde auf Basis der im Landesraumentwicklungsprogramm Mecklenburg-Vorpommern ausgewiesenen Flächen bewertet.¹³Das Erzeugungspotenzial basiert auf den Vorgaben des Bundesfachplan Offshore Ostsee 2013 und 2016 sowie auf den Flächenangaben im Landesraumentwicklungsprogramm Mecklenburg-Vorpommern.

Clusterübergreifende Anbindungen

In Übereinstimmung mit dem BFO 2016 Teil 1 (siehe Kapitel 1) und der Bestätigung des O-NEP 2025 werden ausnahmsweise folgende clusterübergreifende Anbindungen vorgesehen:

Nordsee: OWP aus Cluster 6 an NOR-7-1

Ostsee: OWP aus Cluster 1 an OST-2-1, OST-2-2 und OST-2-3,
Cluster 4 an OST-2-1, OST-2-2 und OST-2-3

Netzverknüpfungspunkte mit dem Onshorenetz

Die Netzverknüpfungspunkte (NVP) mit dem Onshorenetz stellen neben dem Szenariorahmen eine weitere Schnittstelle zwischen dem NEP und dem O-NEP dar. Sie sind die elektrischen Knotenpunkte für die Einspeisung der Offshore-Erzeugungsleistung in das Onshorenetz.

Die Bestimmung der als NVP geeigneten Umspannwerke und des Suchraums für neue NVP erfolgt im NEP. Die Auswahlkriterien sind im NEP im Kapitel 4.2.3 dargestellt. Die Zuordnung von Offshore-Netzanbindungssystemen zu diesen Punkten unter räumlichen und zeitlichen Gesichtspunkten erfolgt im O-NEP. Ein neuer NVP wird erst dann errichtet, wenn die Kapazität an bereits mit anderen Offshore-Netzanbindungssystemen belegten NVP im selben Raum ausgeschöpft ist. Neue NVP werden so gewählt, dass durch die zusätzliche Einspeisung keine oder möglichst geringe zusätzliche Netzausbaumaßnahmen notwendig werden.

Zur Bestimmung der in den Netzanalysen im NEP an den einzelnen NVP zu berücksichtigenden installierten Erzeugungsleistungen aus Offshore-Windenergie wird angenommen, dass die an den NVP in dem jeweiligen Szenario geplanten Netzanbindungssysteme grundsätzlich vollständig mit Offshore-Windparks (OWP) belegt sind. Um die im Szenariorahmen enthaltenen Vorgaben in jedem Szenario für die insgesamt in Nord- und Ostsee zu berücksichtigende installierte Erzeugungsleistung wegen der großen Einheitengrößen nicht zu überschreiten, wird unterstellt, dass das letzte in einem Szenario in Betrieb gehende Netzanbindungssystem zum Betrachtungszeitpunkt noch nicht vollständig mit OWP belegt ist. Die installierte Erzeugungsleistung wird so gekürzt, dass die vorgegebene Leistung eingehalten wird. Davon unberührt ist die Auslegung des Netzanbindungssystems auf die in Übereinstimmung mit dem BFO festgelegte Standardübertragungsleistung.

Tabelle 4: Netzverknüpfungspunkte für Offshore-Netzanbindungssysteme in den Bundesländern Schleswig-Holstein, Niedersachsen und Mecklenburg-Vorpommern

Bundesland	Netzverknüpfungspunkt	Spannungsebene in kV	installierte Erzeugungsleistung Offshore-Windenergie in MW			Jahr der Verfügbarkeit des Netzverknüpfungspunktes
			A 2030	B 2030 = C 2030	B 2035	
Schleswig-Holstein	Büttel	380	2.550	2.550	2.550	bereits in Betrieb
Schleswig-Holstein	Kreis Segeberg	380	–	–	900	2021
Niedersachsen	Cloppenburg	380	2.000	2.500	2.700	2024
Niedersachsen	Diele	380	1.200	1.200	1.200	bereits in Betrieb
Niedersachsen	Dörpen/West	380	2.478	2.478	2.478	bereits in Betrieb
Niedersachsen	Emden/Borßum	220	113	113	113	bereits in Betrieb



2 Ausgangsdaten

Bundesland	Netzverknüpfungspunkt	Spannungsebene in kV	installierte Erzeugungsleistung Offshore-Windenergie in MW			Jahr der Verfügbarkeit des Netzverknüpfungspunktes
			A 2030	B 2030 = C 2030	B 2035	
Niedersachsen	Emden/Ost	380	2.700	2.700	2.700	2019
Niedersachsen	Wilhelms-haven 2	380	–	–	1.600	zeitgerechte Inbetriebnahme möglich
Niedersachsen	Inhausen	220	111	111	111	bereits in Betrieb
Niedersachsen	Hagermarsch	110	62	62	62	bereits in Betrieb
Mecklenburg-Vorpommern	Bentwisch	380	339	339	339	bereits in Betrieb
Mecklenburg-Vorpommern	Lubmin	380	1.485	1.485	1.485	bereits in Betrieb
Mecklenburg-Vorpommern	Suchraum Gemeinden Sanitz/Dettmannsdorf	380	750	750	1.434	2027
Mecklenburg-Vorpommern	Suchraum Gemeinden Siedenbrünzow/Alt Tellin/Bartow	380	500	750	900	2029
Mecklenburg-Vorpommern	Suchraum Gemeinde Papendorf	380	–	–	400	2033

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Notwendigkeit neuer NVP für Offshore-Windenergie wird im NEP beschrieben. Eine Erläuterung zur Auswahl der NVP ist in den jeweiligen Steckbriefen der betroffenen Projekte enthalten.

Anschluss von Offshore-Netzanbindungssystemen in Lastzentren in der Mitte und im Süden Deutschlands

Für die Übertragung der in Küstenregionen erzeugten Energie ist der Ausbau des Übertragungsnetzes unabhängig von der Einspeisung von Offshore-Windenergie erforderlich. Würden Offshore-Netzanbindungen, die nur der Übertragung des von wenigen Offshore-Windparks erzeugten Stromes dienen, parallel zu den Leitungen des Übertragungsnetzes in den Süden geführt, wäre deren Übertragungskapazität immer nur dann gut genutzt, wenn diese OWP viel Energie produzieren. Die Wahl küstennaher Netzverknüpfungspunkte ermöglicht es Energie von unterschiedlichen Energieträgern effizient über eine gemeinsame Infrastruktur zu transportieren, die Beeinträchtigungen von Mensch und Umwelt zu minimieren und Kosten zu senken. Darüber hinaus wären mehrere DC-Kabeltrassen von Offshore-Netzanbindungssystemen notwendig, um die Übertragungsleistung einer HGÜ-Verbindung an Land oder einer Höchstspannungsleitung an Land zu erreichen.

2.2 Das Start-Offshorenetz

Grundlage der Netzplanung im O-NEP ist das Start-Offshorenetz. Das Start-Offshorenetz bezeichnet diejenigen Offshore-Netzanbindungssysteme, welche bei der Erstellung des O-NEP als gegeben unterstellt werden und deren Erforderlichkeit gemäß § 17b EnWG nicht untersucht wird. Das Start-Offshorenetz beinhaltet die bereits betriebsbereiten Offshore-Netzanbindungssysteme (Ist-Offshorenetz), Offshore-Netzanbindungssysteme mit deren Realisierung gemäß O-NEP begonnen wurde sowie Offshore-Netzanbindungssysteme, die für OWP mit einer gültigen Netzanbindungszusage nach altem Recht erforderlich sind.

Die Ausbaumaßnahmen des Start-Offshorenetzes haben eine Gesamtlänge von rund 850 km. Die Investitionen für Ausbaumaßnahmen im Start-Offshorenetz belaufen sich auf rund 4 Mrd. €.



2 Ausgangsdaten

In der Tabelle 5 sind die Netzanbindungssysteme des Start-Offshorenetzes aufgeführt einschließlich ihrer Maßnahmennummer im Ten-Year Network Development Plan (TYNDP).

Tabelle 5: Start-Offshorenetz

Projekt	M.-Nummer	Bezeichnung des Projekts ¹⁴	Nr. im TYNDP 2016	Netzverknüpfungspunkt	Übertragungskapazität in MW ¹⁵
NOR-0-1	1	AC-Netzanbindungssystem NOR-0-1 (Riffgat)	42.166	Emden/Borßum	113
NOR-0-2	2	AC-Netzanbindungssystem NOR-0-2 (Nordergründe)	42.160	Inhausen	111
NOR-2-1	–	AC-Netzanbindungssystem (alpha ventus)	–	Hagermarsch	62
NOR-2-2	4, 5, 8, 97, 187	DC-Netzanbindungssystem NOR-2-2 (DolWin1)	42.165	Dörpen/West	800
NOR-2-3	6, 7, 9, 186, 188	DC-Netzanbindungssystem NOR-2-3 (DolWin3)	42.655	Dörpen/West	900
NOR-3-1	10, 11, 12, 13, 189, 190, 191	DC-Netzanbindungssystem NOR-3-1 (DolWin2)	42.654	Dörpen/West	916
NOR-4-1	16, 17, 18	DC-Netzanbindungssystem NOR-4-1 (HelWin1)	42.163	Büttel	576
NOR-4-2	19, 20, 192	DC-Netzanbindungssystem NOR-4-2 (HelWin2)	42.657	Büttel	690
NOR-5-1	22, 23, 24, 45, 193	DC-Netzanbindungssystem NOR-5-1 (SylWin1)	42.164	Büttel	864
NOR-6-1	–	DC-Netzanbindungssystem NOR-6-1 (BorWin1)	42.159	Diele	400
NOR-6-2	26, 30, 34, 195, 28, 194	DC-Netzanbindungssystem NOR-6-2 (BorWin2)	42.167	Diele	800
NOR-8-1	33, 27, 106, 107, 108, 109	DC-Netzanbindungssystem NOR-8-1 (BorWin3)	191.656	Emden/Ost	900
OST-1-1 ¹⁶	51, 52	AC-Netzanbindungssystem OST-1-1 (Westlich Adlergrund)	242.194	Lubmin	250
OST-1-2 ¹⁶	53, 54	AC-Netzanbindungssystem OST-1-2 (Westlich Adlergrund)	242.194	Lubmin	250
OST-1-3 ¹⁶	55, 56	AC-Netzanbindungssystem OST-1-3 (Westlich Adlergrund)	242.194	Lubmin	250
OST-3-1	–	AC-Netzanbindungssystem OST-3-1 (Kriegers Flak)	31.141	Bentwisch	51
OST-3-2	50	AC-Netzanbindungssystem OST-3-2 (Kriegers Flak)	31.141	Bentwisch	339 ¹⁷

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

¹⁴AC = Wechselstrom, DC= Gleichstrom.

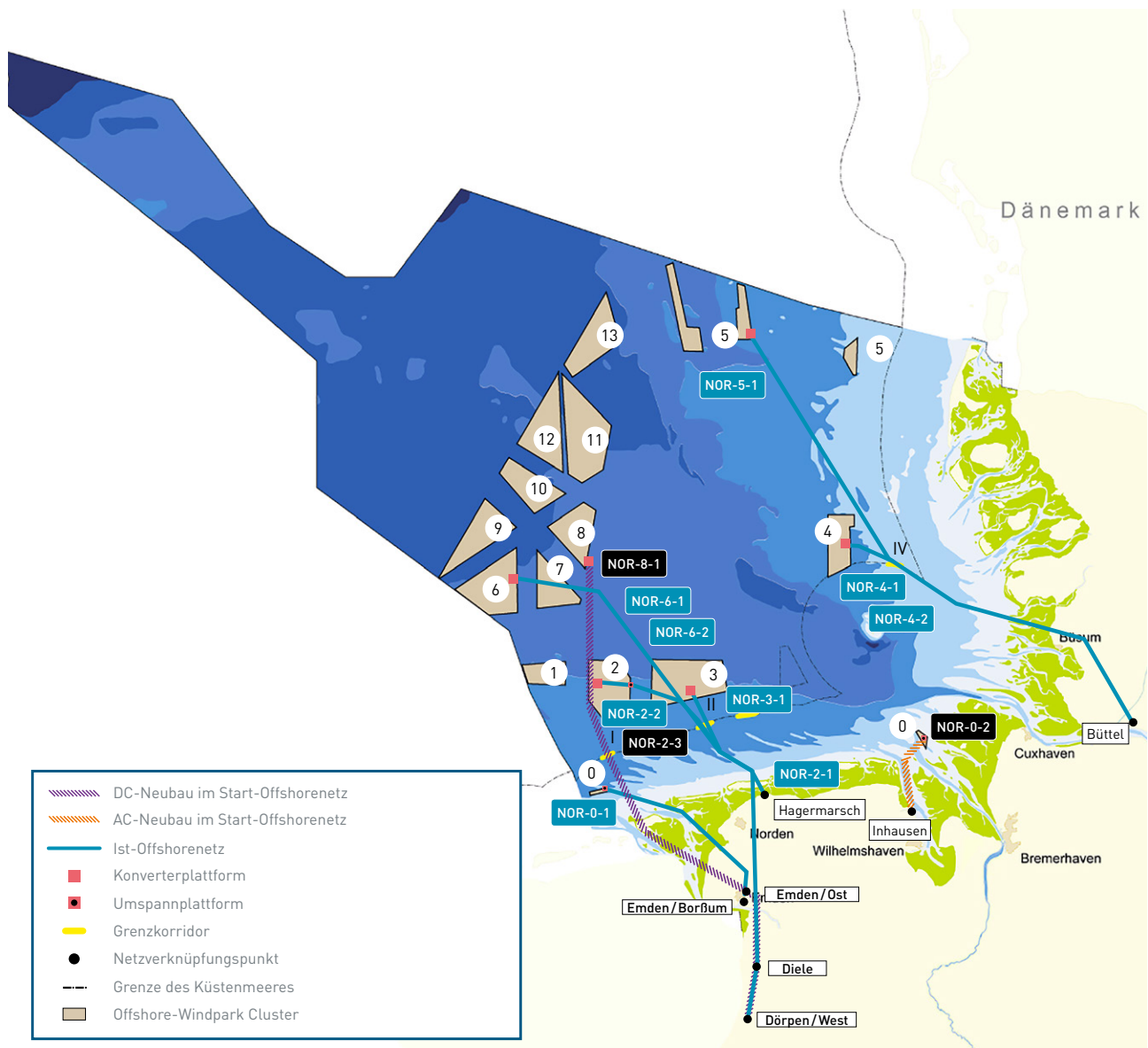
¹⁵Die Übertragungskapazität bezieht sich auf die Netzanbindungspunkte.

¹⁶AC-Verbindung und AC-Anschluss bilden bei AC-Netzanbindungssystemen eine technische Einheit, daher ist hier je ein AC-Anschluss nachrichtlich aufgeführt. Dieser wird fester Bestandteil des Start-Offshorenetzes, sobald auf der zugehörigen AC-Verbindung Netzanbindungskapazität durch die BNetzA zugewiesen wurde.

¹⁷Projekt OST-3-2 baut auf dem Projekt OST-3-1 auf. Durch diese Projekte ergibt sich eine Übertragungskapazität von 339 MW.



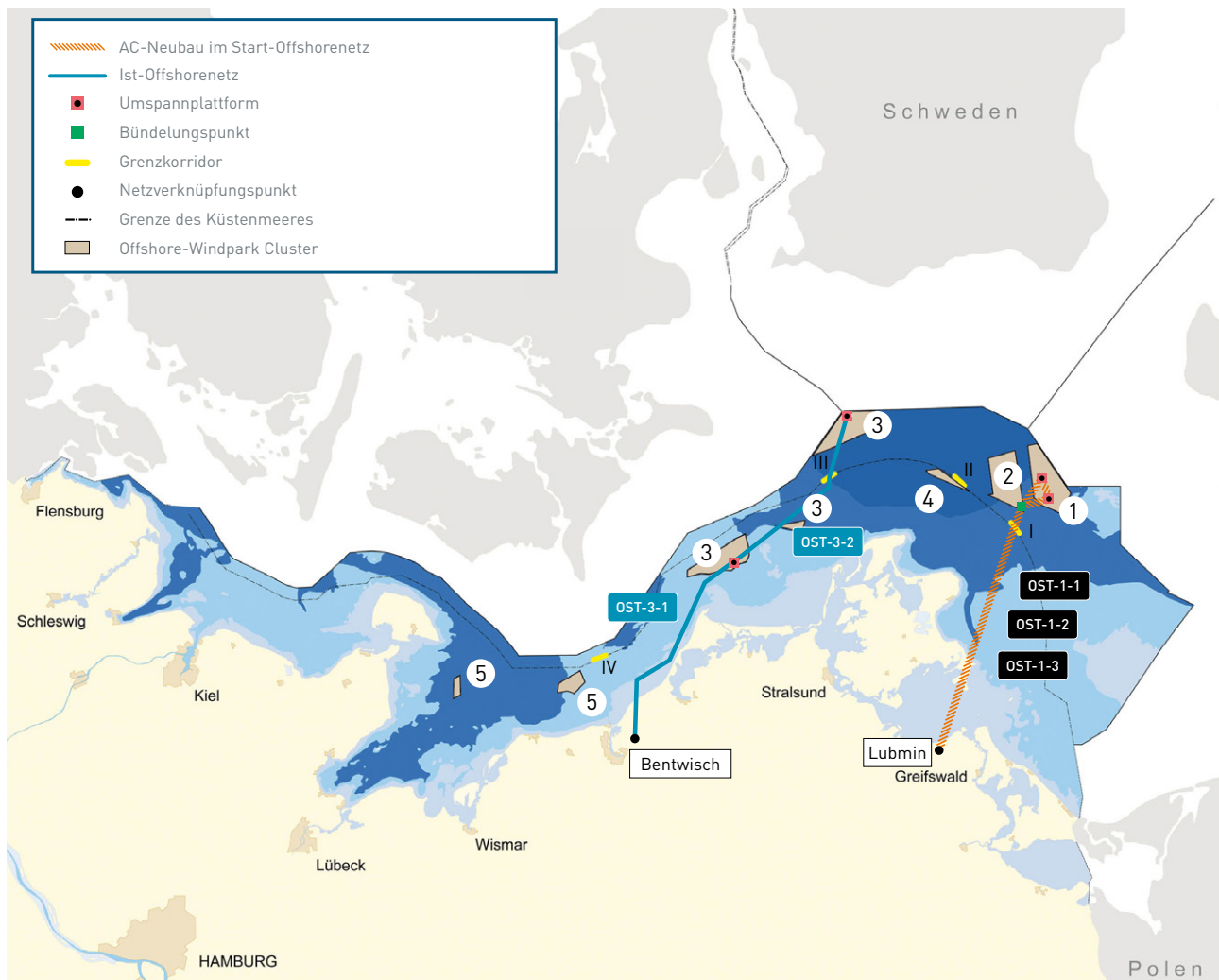
Abbildung 7: Start-Offshorenetz Nordsee



Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie / Übertragungsnetzbetreiber



Abbildung 8: Start-Offshorenetz Ostsee



Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie/Übertragungsnetzbetreiber

Übersicht Links

- www.netzentwicklungsplan.de/de/mediathek/downloads/316 ➤
- www.netzausbau.de ➤
- <https://www.netzausbau.de/bedarfsermittlung/2030/szenariorahmen/de.html> ➤

3 ERMITTLUNG DES OFFSHORE-NETZAUS- BAUBEDARFS



3 ERMITTLUNG DES OFFSHORE-NETZAUSBAUBEDARFS

Auf Grundlage des Start-Offshorenetzes, der im Bundesfachplan Offshore (BFO) definierten Cluster und der im Szenario-rahmen für die einzelnen Szenarien prognostizierten installierten Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie (siehe Kapitel 2), kann die Beschreibung des erforderlichen Ausbaubedarfs des Offshorenetzes erfolgen. Es gilt, diesen schrittweise, wirtschaftlich und bedarfsgerecht zu realisieren, um die Potenziale der Offshore-Windenergie optimal zu nutzen.

Übertragungstechnologien

In Abhängigkeit von den jeweiligen Rahmenbedingungen werden die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend den technischen Planungsgrundsätzen des BFO umgesetzt. Die Abkürzung AC steht dabei für Maßnahmen in Drehstromtechnik (alternating current) und die Abkürzung DC bzw. HGÜ für Maßnahmen in Gleichstromtechnik (direct current bzw. Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung). Daraus ergeben sich jeweils andere Maßnahmenumfänge und Umsetzungsschritte. In der Nordsee werden die Netzanbindungssysteme für Offshore-Windparks (OWP) in aller Regel mit DC-Technologie ausgeführt. Dies ist auf die in Summe größere Erzeugungsleistung der OWP und die zumeist auch größeren Entfernungen zum technisch und wirtschaftlich günstigsten Netzverknüpfungspunkt (NVP) an Land zurückzuführen. DC-Netzanbindungssysteme werden in Übereinstimmung mit dem BFO mit einer Systemspannung von 320 kV ausgeführt. Höhere Spannungen lassen sich unter den beengten Verhältnissen auf einer Konverterplattform auf See derzeit nicht realisieren.

In der Ostsee wird im Vergleich eine geringere Leistung über kürzere Entfernungen übertragen. Bedingt durch wechselnde Rahmenbedingungen wie zum Beispiel umweltfachliche Restriktionen oder vorhandene Trassenräume stellt hier sowohl die AC-Technologie als auch die DC-Technologie ein technisch und wirtschaftlich effizientes Übertragungskonzept dar. Durch kleinere Einheitengrößen in der Übertragungskapazität bietet die AC-Technologie die Möglichkeit, den Offshore-Netzausbau individueller auf einzelne Flächen und die dort mögliche installierte Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie anzupassen. Um den gesetzlichen Vorgaben durch das Gesetz zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See (Windenergie-auf-See-Gesetz-WindSeeG) Rechnung zu tragen ist die Realisierung von AC-Netzanbindungssystemen mit einer Übertragungsleistung von bis zu 750 MW gegeben. Eine darüber hinausgehende Einheitengröße ist nicht zweckmäßig, da gemäß WindSeeG nicht mehr als 900 MW pro Jahr auktioniert werden dürfen. Einzelne AC-Netzanbindungssysteme werden derzeit in Übereinstimmung mit dem BFO mit einer Übertragungsleistung von 250 MW ausgeführt. Sinkt das Erzeugungspotential eines Cluster unter eine Einheitengröße eines AC-Netzanbindungssystems, so wird die Übertragungskapazität des erforderlichen Netzanbindungssystems ebenfalls abgesenkt. Nachfolgend aufgeführte AC-Netzanbindungssysteme können demnach je nach Größe des Erzeugungspotentials eines Clusters Übertragungskapazitäten von 250 MW, 500 MW oder 750 MW besitzen.

Mit Hilfe der DC-Technologie kann insbesondere in der naturschutzfachlich sensiblen und räumlich eingeschränkten östlichen Ostsee das große restliche Erzeugungspotential der Cluster 1, 2 und 4 durch einen im Vergleich geringen Eingriff wirtschaftlich und effizient mit einem standardisierten DC-Netzanbindungssystem erschlossen werden.

Derzeit befinden sich alternative DC-Netzanbindungskonzepte in der Forschung und Entwicklung, die in den nächsten Jahren ihre Marktreife erreichen können. Die standardisierte DC-Technologie gemäß den Planungsgrundsätzen des BFO wird daher im O-NEP vorbehaltlich der Weiterentwicklung in Bezug auf Technologie und Leistung angewendet.

Der Umfang einer vollständigen Maßnahme zur Anbindung eines OWP erstreckt sich dabei für den Übertragungsnetzbetreiber zur Erfüllung seiner Aufgabe nach § 17d Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) auf den Anteil an der Umspannplattform auf See, das See- und Landkabel und die Erweiterung/den Neubau der Umspannstation an Land. Im Internet werden unter www.netzentwicklungsplan.de/ZUT die unterschiedlichen Rahmenbedingungen und die entsprechend eingesetzten Technologien erläutert.



3 Ermittlung des Offshore-Netzausbaubedarfs

Modularer Ausbau des Offshorenetzes

Die Anbindung von OWP wird in einem zweistufigen Verfahren geplant. Im Rahmen der ersten Stufe planen die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) im Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP) windparkunspezifische AC- bzw. HGÜ-Verbindungen zwischen Bündelungspunkten bzw. einzelnen Clustern und NVP an Land. Diese Stufe wird für alle Offshore-Netzanbindungssysteme, die im Rahmen des Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG) geplant werden (Netzanbindungssysteme, die nach 2025 in Betrieb gehen) durch den Flächenentwicklungsplan (FEP) abgelöst.

In der zweiten Stufe erfolgte bisher die Zuweisung der Anschlusskapazität auf einer solchen Verbindung durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) an jeweils einen oder mehrere OWP. Diese Zuweisungsverfahren werden gemäß WindSeeG durch Auktionen abgelöst. Diese werden durch die BNetzA durchgeführt. Erst auf Grundlage einer konkreten Allokation von Anschlusskapazität auf einer Verbindung an OWP kann der genaue Umfang des jeweiligen Netzanbindungssystems projektspezifisch ausgewiesen werden. Der Anschluss von OWP an die HGÜ-Verbindung bzw. AC-Verbindung erfolgt dabei stets in AC-Technologie über sogenannte AC-Anschlüsse. Ein aus HGÜ-Verbindung und AC-Anschlüssen entstehendes System wird dabei als DC-Netzanbindungssystem bezeichnet. Ein AC-Netzanbindungssystem besteht aus einer AC-Verbindung bis zu einem Bündelungspunkt auf See und daran anschließenden AC-Anschlüssen.

AC-Anschlüsse werden bis zur Zuweisung von Anschlusskapazität durch die BNetzA im Auktionsverfahren nur nachrichtlich aufgeführt. Die Kosten der AC-Anschlüsse werden im Rahmen der Kalkulation des jeweiligen Investitionsvolumens der einzelnen Szenarien bereits pauschaliert berücksichtigt.

Berücksichtigung von Planungs-, Zulassungs- und Errichtungszeiten sowie von am Markt verfügbaren Errichtungskapazitäten

Auf Basis der Erfahrungen bei aktuell in Realisierung befindlichen Netzanbindungssystemen und der bei den letzten Vergabeverfahren am Markt verfügbaren Errichtungskapazitäten setzen die Übertragungsnetzbetreiber die Dauer des Vergabeverfahrens für eine Netzanbindung mit durchschnittlich zwölf Monaten an. Für die Errichtung eines DC-Netzanbindungssystems wird im O-NEP derzeit von 60 Monaten ausgegangen, für AC-Netzanbindungssysteme mit einer Übertragungskapazität von 750 MW ebenfalls von 60 Monaten. Für die Errichtung von Offshore-Netzanbindungen werden Ressourcen wie Kabelverlegeequipment, Spezialschiffe und besonders geschultes Personal benötigt, die nur begrenzt zur Verfügung stehen. Ressourcenengpässe wirken sich unmittelbar auf die von den Herstellern angebotenen Realisierungszeiten der Netzanbindungssysteme aus. Eine Berücksichtigung von in Zukunft mutmaßlich kürzeren Realisierungszeiträumen auf Basis von Prognosen ist aus Sicht der ÜNB zum jetzigen Zeitpunkt nicht praktikabel.

3.1 Zeitliche Staffelung der Offshore-Netzausbaumaßnahmen

Die im Szenariorahmen zum O-NEP 2030 definierten Erzeugungsleistungen stellen das Ergebnis eines Entwicklungspfades im Zieljahr 2030 dar. Die Netzanbindungssysteme werden jedoch nach und nach benötigt. Um eine rechtzeitige Planung und Realisierung der Netzanbindungssysteme sowie eine Synchronisierung mit der Errichtung der OWP in den einzelnen Clustern (siehe Kapitel 2.1) zu ermöglichen, muss eine zeitliche Ausbauplanung des Offshorenetzes innerhalb des Betrachtungszeitraumes vorgenommen werden. Zur Festlegung der Reihenfolge, in welcher die Offshore-Netzanbindungssysteme realisiert werden, werden nachfolgend beschriebene objektive Kriterien sequenziell angewendet.

Nach Festlegung der Staffelung wird für jedes Szenario ermittelt, in welchem Jahr die Offshore-Netzanbindungssysteme realisiert werden sollen. Die Systeme folgen in allen Szenarien so aufeinander, dass für das Übergangsmodell die im WindSeeG vorgegebenen Ausschreibungsvolumen bereitgestellt werden können und im Zielmodell in den Jahren 2026 – 2030 jährlich zwischen 700 und 900 MW und im Mittel nicht mehr als 840 MW Anschlusskapazität auktioniert werden kann.

Zudem wurde eine ausgewogene Verteilung des Zubaus von Netzanbindungssystemen in Nord- und Ostsee und ein stetiger Ausbau berücksichtigt.



3 Ermittlung des Offshore-Netzausbaubedarfs

- Kriterium 1: Küstenentfernung
- Kriterium 2: Erzeugungspotenzial
- Kriterium 3: Geplante Inbetriebnahme der Netzverknüpfungspunkte
- Kriterium 4: Realisierungsfortschritt der anzubindenden Offshore-Windparks

Die Kriterien werden nachfolgend erläutert und ihre Anwendung wird exemplarisch anhand des Szenarios B 2030 beschrieben. Eine ausführliche Herleitung und Diskussion der Kriterien findet sich im O-NEP 2013¹⁸, dem dazugehörigen Bestätigungsdokument der BNetzA und in den unter www.netzentwicklungsplan.de veröffentlichten Konsultationsbeiträgen.

Kriterium 1 „Küstenentfernung“

Es besteht eine direkte Abhängigkeit zwischen der Küstenentfernung der anzubindenden Cluster und den erforderlichen Investitionen für die Netzanbindung: Je länger die See- und Landkabelverbindung zwischen Cluster und Küste bzw. NVP ist, desto höher liegen die erforderlichen Investitionen zur Herstellung der Netzanbindung. Im Sinne eines für die Stromverbraucher effizienten Offshore-Netzausbaus werden daher küstennahe Cluster zuerst erschlossen. Zur sinnvollen Staffelung der Netzanbindungssysteme anhand des Kriteriums der Küstenentfernung wird für die Bereiche der Nord- und Ostsee eine Aufteilung in Entfernungszonen vorgenommen. Die Zonen weisen eine räumliche Tiefe von etwa 50 bis 100 km auf. Innerhalb einer Zone werden alle Netzanbindungen hinsichtlich des Kriteriums der Küstenentfernung gleichrangig behandelt. Die Nordsee wird in fünf Entfernungszonen eingeteilt (siehe Abbildung 9).

Die räumliche Tiefe der Zone 1 in der Nord- und Ostsee liegt dergestalt miteinander im Einklang, dass bei Übertragung der räumlichen Ausdehnung der Zone 1 der Nordsee die gesamte Fläche des Küstenmeers und der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) der Ostsee abgedeckt wird. Im Ergebnis liegen damit das Küstenmeer und die deutsche AWZ der Ostsee vollständig in der Entfernungszone 1 (siehe Abbildung 10).

Abbildung 9: Deutsche Nordsee mit Entfernungszonen

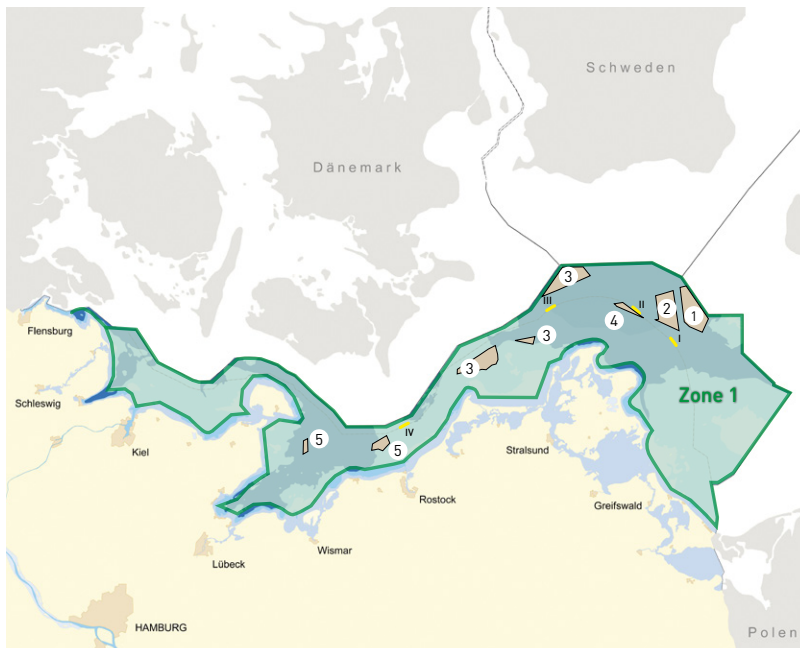


Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie/Übertragungsnetzbetreiber

¹⁸<https://www.netzentwicklungsplan.de/de/mediathek/downloads/291>.



Abbildung 10: Deutsche Ostsee mit Entfernungszonen



Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie/Übertragungsnetzbetreiber

Kriterium 2 „Erzeugungspotenzial“

Je höher das Erzeugungspotenzial eines Clusters ist, desto größer ist die Wahrscheinlichkeit, dass die Netzanbindung optimal ausgelastet wird, auch wenn es zu Änderungen oder Verzögerungen bei einzelnen OWP-Projekten kommen sollte. Um eine möglichst effiziente Nutzung der Übertragungskapazität zu erreichen, werden Netzanbindungssysteme bevorzugt dort errichtet, wo ihnen ein möglichst hohes noch zu erschließendes Erzeugungspotenzial gegenüber steht. Das Kriterium des Erzeugungspotenzials wird anhand der vom Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) in den Bundesfachplänen Offshore vorgenommenen Ausweisung von Clustern in der AWZ und den dort im Planungshorizont angegebenen erwarteten Leistung angewandt. Soweit sich aus den Angaben der Küsten-Bundesländer vergleichbare Vorgaben für Cluster im Küstenmeer ergeben, werden diese entsprechend berücksichtigt. Das Erzeugungspotenzial richtet sich also nach der im BFO bzw. in der jeweiligen Landesraumordnung ausgewiesenen Fläche bzw. Leistung für jedes einzelne Cluster abzüglich der Leistung, die bereits durch Maßnahmen aus dem Start-Offshorenetz oder jeweils zeitlich vorgelagerte Maßnahmen im Rahmen der Umsetzung dieses O-NEP abtransportiert wird (siehe Tabellen 2 und 3, Kapitel 2). Kommt es bei der Fortschreibung zu Fällen in denen die Erzeugungspotenziale zweier Cluster gleich sind, wird im Sinne der Kontinuität der Planung die Erschließungsreihenfolge nach Kriterium 2 aus dem vorangegangenen O-NEP beibehalten.

Kriterium 3 „Geplante Inbetriebnahme der Netzverknüpfungspunkte“

Die Verfügbarkeit der Netzverknüpfungspunkte an Land (siehe Kapitel 2) ist notwendige Voraussetzung für die Umsetzbarkeit einer Offshore-Netzausbaumaßnahme. Ohne das entsprechende Umspannwerk an Land und freie Übertragungskapazität im Netz kann der aus den OWP an Land transportierte Strom nicht weitergeleitet werden. Zur angemessenen Berücksichtigung des Kriteriums „geplante Inbetriebnahme der Netzverknüpfungspunkte“ genügt es, wenn die erarbeitete zeitliche Staffelung nach den oben genannten Kriterien darauf überprüft wird, ob sie mit der geplanten Inbetriebnahme der NVP vereinbar ist. Ist dies nicht der Fall, weil der erforderliche NVP oder das Netz an Land für den Zeitpunkt der geplanten Fertigstellung der Offshore-Netzausbaumaßnahme nicht den erforderlichen Ausbauzustand aufweist, so wird eine entsprechende Anpassung der zeitlichen Staffelung der Offshore-Netzausbaumaßnahmen vorgenommen.



3 Ermittlung des Offshore-Netzausbaubedarfs**Kriterium 4 „Realisierungsfortschritt der anzubindenden Offshore-Windparks“**

Das Kriterium des „Realisierungsfortschritts der anzubindenden Offshore-Windparks“ wird bei der zeitlichen Staffelung der Offshore-Netzausbaumaßnahmen durch eine Plausibilitätskontrolle geprüft. Die zeitliche Staffelung, die sich anhand der Kriterien 1, 2 und 3 ergibt, 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. Gibt es bei der Aufstellung und Überarbeitung des O-NEP belastbare Anzeichen, dass die zeitliche Staffelung der Maßnahmen den aktuellen Planungs- und Realisierungsständen bzw. der bereits feststehenden Realisierung oder auch Nichtrealisierung einzelner Offshore-Windpark-Projekte widerspricht, so wird eine entsprechende Korrektur der zeitlichen Staffelung der Maßnahmen vorgenommen. Dies ist zum Beispiel der Fall, wenn unbillige Härten durch den Systemwechsel vom windparkspezifischen Anbindungsregime zum neuen Regime des O-NEP entstehen.

Exemplarische Anwendung der Methodik zur zeitlichen Staffelung auf das Szenario B 2030 in der Nordsee

Gemäß dem Szenario B 2030 ist für die Nordsee insgesamt eine installierte Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie von 11.700 MW zu übertragen. Durch die Netzanbindungssysteme im Start-Offshorenetz wird bereits eine installierte Leistung aus Offshore-Windenergie in Höhe von rund 6.900 MW erschlossen. Für die Übertragung der verbleibenden rund 4.800 MW im Szenario B 2030 sind weitere Offshore-Netzausbaumaßnahmen erforderlich. Die DC-Netzanbindungssysteme in der Nordsee werden gemäß der Planungsgrundsätze im BFO Nordsee mit einer Übertragungsleistung von 900 MW ausgeführt. Davon ausgenommen ist das DC-Netzanbindungssystem NOR-5-2 (SylWin2), das derzeit mit einer Leistung von 536 MW in der Planung berücksichtigt wird. Dies entspricht dem gemäß BFO noch zu erschließenden Restpotenzial im Cluster 5. Um die Leistungsvorgabe aus dem Szenariorahmen zu erreichen, sind einschließlich NOR-5-2 folglich sechs weitere Netzanbindungssysteme erforderlich.

Das Kriterium „Küstenentfernung“ teilt die Nordsee in fünf Zonen ein und bestimmt, dass die Zone 1 mit der kleinsten Küstenentfernung zuerst erschlossen wird. Die Cluster 0, 1, 2, 3, 4 und zu Teilen 5 liegen in der Zone 1. Davon werden die Cluster 0, 2, 4 und der sich in Zone 1 befindliche Teil von Cluster 5 bereits durch Start-Offshorenetzmaßnahmen erschlossen. Bei der weiteren Prüfung, in welche Cluster innerhalb der Zone 1 zuerst neue DC-Netzanbindungssysteme zu führen sind, sind somit die Cluster 1 und 3 zu berücksichtigen. Zur weiteren Unterscheidung wird das Kriterium 2 „Erzeugungspotenzial“ verwendet. Demnach werden weitere Netzanbindungssysteme bevorzugt den Clustern zugeordnet, in denen ihnen ein möglichst hohes noch nicht erschlossenes Erzeugungspotenzial gegenüber steht. Alle im Küstenmeer von Schleswig-Holstein und Niedersachsen gelegenen Cluster werden bereits durch Maßnahmen im Start-Offshorenetz erschlossen. Für das Küstenmeer sind folglich keine Erzeugungspotenziale mehr zu ermitteln. Grundlage für die Anwendung des Kriteriums 2 in der AWZ der Nordsee ist die Beurteilung durch das BSH im BFO. Für den ersten Entwurf des O-NEP 2030 wurde für die Cluster 1–8 der BFO Nordsee 2016 – Teil 1 betrachtet. Für Cluster 9–13 wurde für die Annahmen zur installierten Erzeugungsleistung auf den BFO 2013/14 zurückgegriffen.

Das noch zu erschließende Erzeugungspotenzial ergibt sich aus dem Erzeugungspotenzial des jeweiligen Clusters abzüglich der Übertragungsleistung der dem Cluster bereits zugeordneten Netzanbindungssysteme. Nach Tabelle 2 in Kapitel 2 sind für die in Zone 1 noch nicht vollständig erschlossenen Cluster 1 und 3 folgende Erzeugungspotenziale für die Ermittlung der zeitlichen Staffelung zu berücksichtigen:

Tabelle 6: Noch zu erschließendes Potenzial in Zone 1 in der deutschen Nordsee

Cluster-Nr.	Potenzial in MW
Cluster 1	900 MW
Cluster 3	1.684 MW

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



3 Ermittlung des Offshore-Netzausbaubedarfs

Das noch zu erschließende Potenzial in Cluster 3 ist höher als in Cluster 1. Aus diesem Grund wird das erste DC-Netzanbindungssystem im Zubau-Offshorenetz dem Cluster 3 zugeordnet: NOR-3-3. Damit ist das noch zu erschließende Erzeugungspotenzial im Cluster 3 im nächsten Schritt um 900 MW zu reduzieren. Danach verbleiben 784 MW Erzeugungspotenzial im Cluster 3. Somit wird die zweite Ausbaumaßnahme NOR-1-1 in das Cluster 1 geführt und erschließt dieses vollständig. Das dritte und letzte System in Zone 1 (NOR-3-2) führt ins Cluster 3.

Aus der Anwendung der Kriterien 1 und 2 ergibt sich für die Zone 1 die Staffelung NOR-3-3, NOR-1-1, NOR-3-2. Nach Ermittlung der Staffelung in Zone 1 wird das Verfahren für Zone 2 wiederholt. Die Cluster 5, 6, 7 und 8 befinden sich in der Zone 2. Nach Tabelle 2 in Kapitel 2 sind für die in Zone 2 noch nicht vollständig erschlossenen Cluster 5, 6, 7 und 8 folgende Erzeugungspotenziale für die Ermittlung der zeitlichen Staffelung zu berücksichtigen:

Tabelle 7: Noch zu erschließendes Potenzial in Zone 2 in der deutschen Nordsee

Cluster-Nr.	Potenzial in MW
Cluster 5	536 MW
Cluster 6	717 MW ¹⁹
Cluster 7	1.400 MW
Cluster 8	183 MW ¹⁹

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Das noch zu erschließende Erzeugungspotenzial im Cluster 7 ist am höchsten. Folglich wird das nächste DC-Netzanbindungssystem im Zubau-Offshorenetz dem Cluster 7 zugeordnet: NOR-7-1. Anhand der verbleibenden Erzeugungspotenziale ergibt sich einschließlich des Ergebnisses für Zone 1 die folgende zeitliche Staffelung: NOR-3-3, NOR-1-1, NOR-3-2, NOR-7-1, NOR-6-3, NOR-5-2, NOR-7-2.

Aufgrund des geringen noch verbleibenden Restpotenzials in Cluster 8 wird in Übereinstimmung mit dem BFO auf ein weiteres Netzanbindungssystem in Cluster 8 verzichtet.

Aus heutiger Sicht ist zu dem Zeitpunkt, an dem das erste Offshore-Netzanbindungssystem an den jeweiligen NVP in Betrieb genommen werden soll, der NVP auch verfügbar. Sie sind entweder bereits vorhanden oder werden im Rahmen der im NEP geplanten Maßnahmen hergestellt. Es ergibt sich folglich aus dem Kriterium 3 „Geplante Inbetriebnahme der Netzverknüpfungspunkte“ keine Veränderung der ermittelten zeitlichen Staffelung.

Schließlich erfolgt die Überprüfung anhand des Kriteriums 4 „Realisierungsfortschritt der anzubindenden Offshore-Windparks“. In den Clustern 1, 3, 4, 5, 6 und 7 befinden sich OWP, die voraussichtlich als bestehende Projekte im Sinne des §26 Abs. 2 WindSeeG an den Kapazitätsauktionen im Übergangssystem teilnehmen können und damit als Projekte mit einem fortgeschrittenen Realisierungsstand angesehen werden können. Um die Teilnahme dieser Projekte an den Auktionen zu ermöglichen sind geeignete Netzanbindungssysteme im Übergangssystem mit einer Inbetriebnahme bis 2025 zu planen. OWP in den Clustern 1 und 3 werden über die ersten beiden Netzanbindungssysteme im Zubau-Offshorenetz erschlossen. Im Cluster 4 steht noch freie Kapazität auf NOR-4-2 zur Verfügung. OWP aus dem Cluster 6 können ausnahmsweise clusterübergreifend über NOR-7-1 (Cluster 7) erschlossen werden. Für die Erschließung von OWP in den Clustern 5, 6 und 7 werden die Netzanbindungssysteme NOR-5-2 und NOR-7-1 benötigt. Um eine Realisierung bis 2025 zu ermöglichen sind diese beiden Projekte vorzuziehen (siehe auch Bestätigung O-NEP 2025, Abschnitt C.4.3). Es ergibt sich die Staffelung NOR-3-3, NOR-1-1, NOR-7-1, NOR-5-2, NOR-3-2, NOR-6-3.

¹⁹Windparks im Cluster 8 konnten sich im zweiten Kapazitätszuweisungsverfahren ausnahmsweise auf Übertragungskapazität auf dem DC-Netzanbindungssystem NOR-6-2 (BorWin2) im Cluster 6 bewerben. Es erfolgte eine Zuweisung von 117 MW Übertragungskapazität auf dem DC-Netzanbindungssystem NOR-6-2 (BorWin2) an Offshore-Windparks im Cluster 8. Zur Ermittlung der Staffelung anhand des Kriteriums 2 ist für Cluster 6 ein um 117 MW erhöhtes noch zu erschließendes Potenzial zu berücksichtigen und für Cluster 8 ein um diese Leistung verringertes noch zu erschließendes Potenzial.



3 Ermittlung des Offshore-Netzausbaubedarfs

Exemplarische Anwendung der Methodik zur zeitlichen Staffelung auf das Szenario B 2030 in der Ostsee

Gemäß dem Szenario B 2030 ist insgesamt eine installierte Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie von 3.300 MW aus den Clustern der deutschen Ostsee hin zu den NVP an Land zu übertragen. Davon entfallen bereits 1.074 MW auf die fünf Start-Offshorenetzprojekte OST-3-1, OST-3-2, OST-1-1, OST-1-2 und OST-1-3. Für die Übertragung der verbleibenden 2.226 MW sind weitere Offshore-Netzausbaumaßnahmen erforderlich.

Im Küstenmeer und in der AWZ sind in Summe fünf Cluster vorhanden. Diese liegen alle in der einzigen Entfernungszone der deutschen Ostsee, der Zone 1. Die Anwendung des Kriteriums „Küstenentfernung“ hat daher keinen Einfluss auf die zeitliche Staffelung der Netzanbindungssysteme in der Ostsee.

Gemäß dem zweiten Kriterium „Erzeugungspotenzial“ wird im nächsten Schritt beurteilt, in welchem Cluster das noch zu erschließende Erzeugungspotenzial für Offshore-Windenergie am größten ist. Grundlage für die Beurteilung des Erzeugungspotenzials der einzelnen Cluster sind dabei die Einschätzungen durch das BSH und, im Fall der Ostsee, durch das Land Mecklenburg-Vorpommern. Diese wurden angepasst, falls aufgrund des Verfahrens zur Zuweisung von Anschlusskapazität aktuellere Werte vorlagen.

Damit sind nach Tabelle 3 in Kapitel 2 für die Ostsee zunächst folgende Erzeugungspotenziale anzusetzen:

Tabelle 8: Noch zu erschließendes Potenzial für die deutsche Ostsee

Cluster-Nr.	Potenzial in MW
Cluster 1 „Westlich Adlergrund“	360 MW
Cluster 2 „Arkonasee“	690 MW
Cluster 3 „Kriegers Flak“	430 MW
Cluster 3 „Küstenmeer“	1.000 MW
Cluster 4 „Westlich Arkonasee“	350 MW
Cluster 5 „Mecklenburger Bucht“	400 MW

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Wie bereits im O-NEP 2025 wird für den flexiblen Anschluss von OWP ein imaginäres Großcluster aus den Clustern 1, 2 und 4 gebildet. Das daraus resultierende Erzeugungspotential von 1.670 MW ist größer als in den verbleibenden Clustern 3 und 5. Bei einer Übertragungsleistung von 750 MW ist das nächste AC-Netzanbindungssystem diesen Clustern zuzuordnen. Bedingt durch das Windenergie-auf-See-Gesetz sowie der Bestätigung des O-NEP 2025 wird dieses AC-Netzanbindungssystem in drei einzelne AC-Verbindungen (OST-2-1, OST-2-2 und OST-2-3)²⁰ aufgeteilt. Diese AC-Verbindungen werden vom NVP Lubmin aus zunächst parallel durch das Küstenmeer zum sogenannten Bündelungspunkt im Cluster 2 der AWZ geführt. An diesem Bündelungspunkt beginnen dann die AC-Anschlüsse, über welche, ähnlich einer Sammelanbindung, mehrere OWP in den Clustern 1, 2 und 4 erschlossen werden können. Damit ist das Erzeugungspotential für die Cluster 1, 2 und 4 um 750 MW zu reduzieren. Das verbliebene Erzeugungspotential von 920 MW ist nun kleiner als das Erzeugungspotential im Cluster 3. Folglich ist das nächste AC-Netzanbindungssystem OST-3-3 diesem Cluster zuzuordnen. Danach verbleiben 680 MW Erzeugungspotential im Cluster 3. Somit wird die nächste Ausbaumaßnahmen OST-2-4 mittels eines DC-Netzanbindungssystems in die Cluster 1, 2 und 4 geführt und erschließt diese damit vollständig.

Aus der Anwendung der Kriterien 1 und 2 ergibt sich zur Erfüllung des Szenarios B2030 die Staffelung OST-2-1, OST-2-2, OST-2-3, OST-3-3, und OST-2-4.

²⁰Die AC-Netzanbindungssysteme OST-2-1 und OST-2-2 wurden mit einer Übertragungsleistung von jeweils 250 MW aus dem ehemaligen AC-Netzanbindungssystem OST-B-1 überführt. Das AC-Netzanbindungssystem OST-2-3 wurde mit einer Übertragungsleistung von 250 MW aus dem ehemaligen AC-Netzanbindungssystem OST-B-2 überführt.



3 Ermittlung des Offshore-Netzausbaubedarfs

Da aus heutiger Sicht alle NVP im Ostseeraum bis zu Ihrer Erforderlichkeit verfügbar sein werden, ergibt sich aus dem Kriterium „Geplante Inbetriebnahme der Netzverknüpfungspunkte“ keine Veränderung der zeitlichen Staffelung.

Abschließend erfolgt die Prüfung anhand des Kriteriums „Realisierungsfortschritt der anzubindenden Offshore-Windparks“. Da sich OWP-Projekte aus mehreren Clustern auf Netzanbindungskapazität auf den nächsten AC-Verbindungen bewerben können, ergibt sich derzeit keine Notwendigkeit zur Anpassung der Reihenfolge nach diesem Kriterium.

3.2 Offshore-Netzausbau in den Szenarien A 2030, B 2030, B 2035, C 2030

Die Angaben zum „Beginn der Umsetzung“ gem. § 17b Abs. 2 Satz 1 EnWG beziehen sich im Folgenden auf das Jahr der Beauftragung der Verbindung („Vergabe“) durch den jeweils zuständigen ÜNB. Der geplante Zeitpunkt der Fertigstellung gem. § 17b Abs. 2 Satz 1 EnWG (geplante Fertigstellung) hängt unmittelbar von dem Ergebnis des jeweiligen EU-weiten Vergabeverfahrens ab und bezieht sich auf die Fertigstellung der HGÜ- bzw. AC-Verbindung.

Die für die Ostsee angegebenen geplanten Termine für den jeweiligen Beginn der Umsetzung gelten ab und einschließlich der ersten AC-Verbindung im Zubaunetz unter dem Vorbehalt, dass zuvor die Nutzung der bis dahin bereits in Auftrag gegebenen AC-Verbindungen durch OWP mit einer hinreichenden Realisierungswahrscheinlichkeit und entsprechend zugewiesener Netzanschlusskapazität durch die BNetzA sichergestellt ist. Für alle nachfolgenden Maßnahmen gilt Entsprechendes.

In der Nordsee ist die HGÜ-Verbindung NOR-3-3 (DolWin6) als erstes Projekt in jedem Szenario vorgesehen. Die Realisierung des Projektes wurde vor der Verabschiedung des WindSeeG in Erwartung einer neuen Rechtslage, die einen Fertigstellungstermin in 2021 erfordert auf ausdrücklichen Wunsch und in Abstimmung mit dem BMWi vorsorglich ausgeschrieben. Nur so konnte das Erreichen der erwarteten Festlegung einer Fertigstellung in 2021 sichergestellt werden. Das Vergabeverfahren ist weit vorangeschritten. Auf Basis der inzwischen in Kraft getretenen Fassung des WindSeeG wurde in der Bestätigung des O-NEP 2025 der Beginn der Umsetzung (Beauftragung) für 2018 und die Fertigstellung für 2023 festgelegt. Die Beauftragung des Projektes steht unter dem Vorbehalt der Bezuschlagung mindestens eines bestehenden Windparkprojektes gem. §34 WindSeeG, das durch NOR-3-3 erschlossen wird, im Rahmen eines der beiden Gebotstermine in 2017 oder 2018. Aus Gründen der Verfahrenseffizienz wird das bereits weitgehend durchgeführte Vergabeverfahren weiter genutzt und NOR-3-3 schon in 2017 beauftragt, wenn am Gebotstermin in 2017 ein Offshore-Windpark zur Anbindung über NOR-3-3 bezuschlagt wird. Die geplante Fertigstellung in 2023 bleibt davon unberührt. Erhält erst am Gebotstermin in 2018 ein Offshore-Windpark den Zuschlag, erfolgt die Beauftragung erst 2018.



3 Ermittlung des Offshore-Netzausbaubedarfs

3.2.1 Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes im Szenario A 2030, B 2030 und C 2030

Die Szenarien A 2030 und B 2030 unterscheiden sich im Hinblick auf die installierte Erzeugungsleistung auf Offshore-Windenergie in der Nordsee um 500 MW und in der Ostsee um 200 MW. Die Leistungen für die Szenarien B 2030 und C 2030 sind identisch (vgl. Abschnitt 2.1). Aufgrund der Einheitengröße der Netzanbindungssysteme unterscheiden sich die Ergebnisnetze für das Zieljahr 2030 nicht.

Die Gesamtlänge des Zubau-Offshorenetzes in den Szenarien A 2030, B 2030 und C 2030 beläuft sich jeweils auf rund 2.277 km, wobei 1.527 km auf DC-Netzanbindungssysteme (davon 1.137 km HGÜ-Verbindung und 390 km AC-Anschlüsse) in der Nordsee und 540 km auf AC-Netzanbindungssysteme (davon 450 km AC-Verbindungen und 90 km AC-Anschlüsse) in der Ostsee entfallen. Außerdem entfallen in der Ostsee 210 km auf DC-Netzanbindungssysteme (davon 150 km auf HGÜ-Verbindung und 60 km auf AC-Anschlüsse). Die Gesamt-Übertragungskapazität des Zubau-Offshorenetzes beträgt 7,4 GW, wobei 5 GW auf die Nordsee und 2,4 GW auf die Ostsee entfallen. Die Investitionen für die Offshore-Netzausbaumaßnahmen inklusive der Ausbaumaßnahmen des Start-Offshorenetzes belaufen sich auf rund 16 Mrd. €.

In der folgenden Tabelle 9 und den Abbildungen 11 und 12 sind die Projekte und Maßnahmen für die Szenarien A 2030, B 2030 und C 2030 dargestellt. www.netzentwicklungsplan.de/ONEP_2030_1_Entwurf_Teil2.pdf.

Tabelle 9: Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes im Szenario A 2030, B 2030 und C 2030

Projekt	M.-Nummer	Bezeichnung der Maßnahme	Netzverknüpfungspunkt	Beginn der Umsetzung	Geplante Fertigstellung
NOR-3-3	15	HGÜ-Verbindung NOR-3-3 (DolWin6)	Emden/Ost	2017 oder 2018 ²¹	2023
NOR-1-1	3	HGÜ-Verbindung NOR-1-1 (DolWin5)	Emden/Ost	2019	2024
NOR-7-1	31	HGÜ-Verbindung NOR-7-1 (BorWin5)	Cloppenburg	2020	2025
NOR-5-2	25	HGÜ-Verbindung NOR-5-2 (SylWin2)	Büttel	2020	2025
NOR-3-2	14	HGÜ-Verbindung NOR-3-2 (DolWin4)	Cloppenburg	2023	2028
NOR-6-3	29	HGÜ-Verbindung NOR-6-3 (BorWin4)	Cloppenburg	2025	2030
OST-2-1	67	AC-Verbindung OST-2-1	Lubmin	2018	2021
OST-2-2	69	AC-Verbindung OST-2-2	Lubmin	2018	2021
OST-2-3	71	AC-Verbindung OST-2-3	Lubmin	2018	2022
OST-3-3	89	AC-Verbindung OST-3-3	Suchraum Gemeinden Sanitz/Dettmannsdorf	2022	2027
OST-2-4	73	HGÜ-Verbindung OST-2-4	Suchraum Gemeinden Siedenbrünzow/Alt Tellin/Bartow	2024	2029

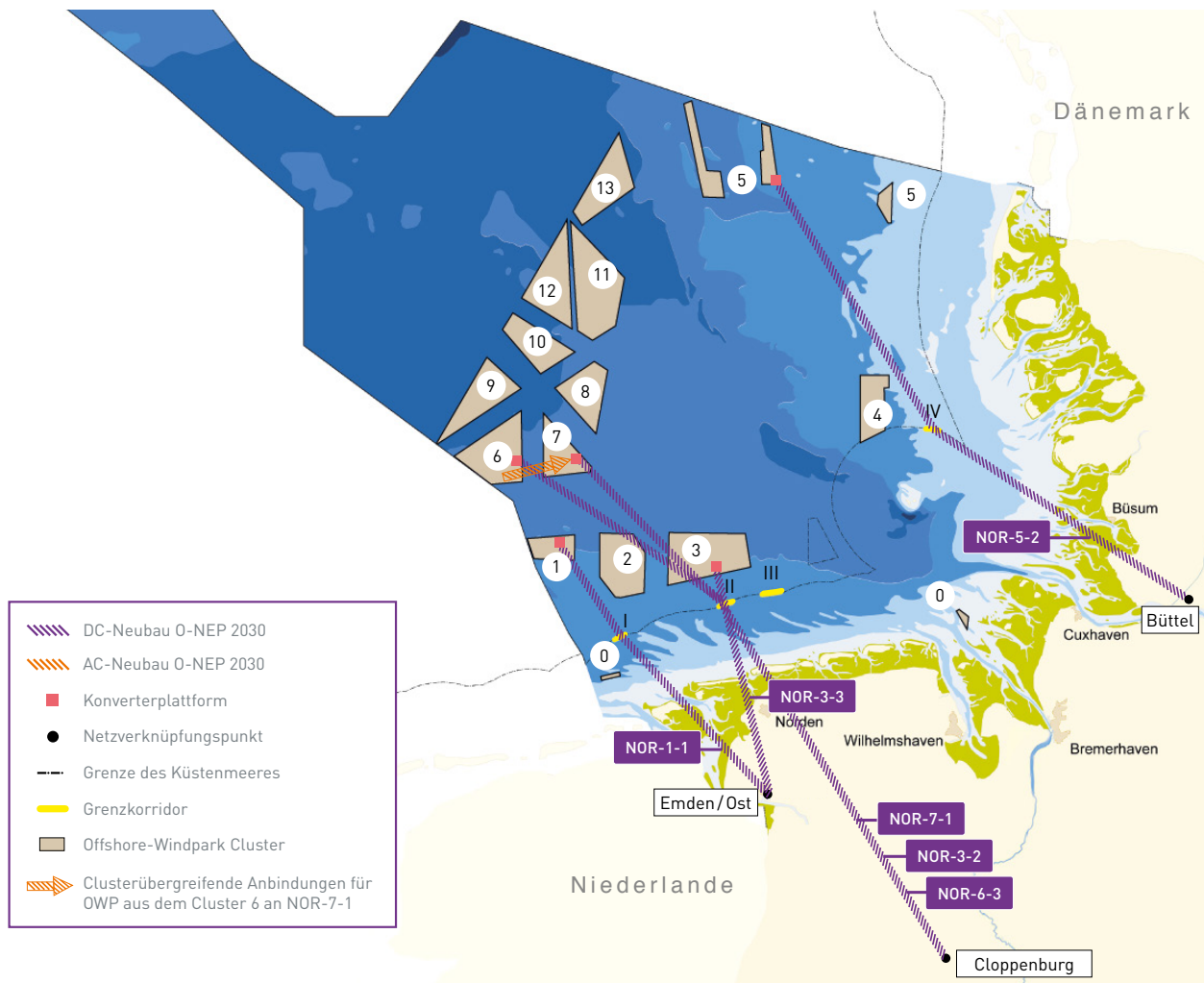
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

²¹Siehe Hinweis auf Seite 41



3 Ermittlung des Offshore-Netzausbaubedarfs

Abbildung 11: Szenario A 2030, B 2030 und C 2030 Nordsee

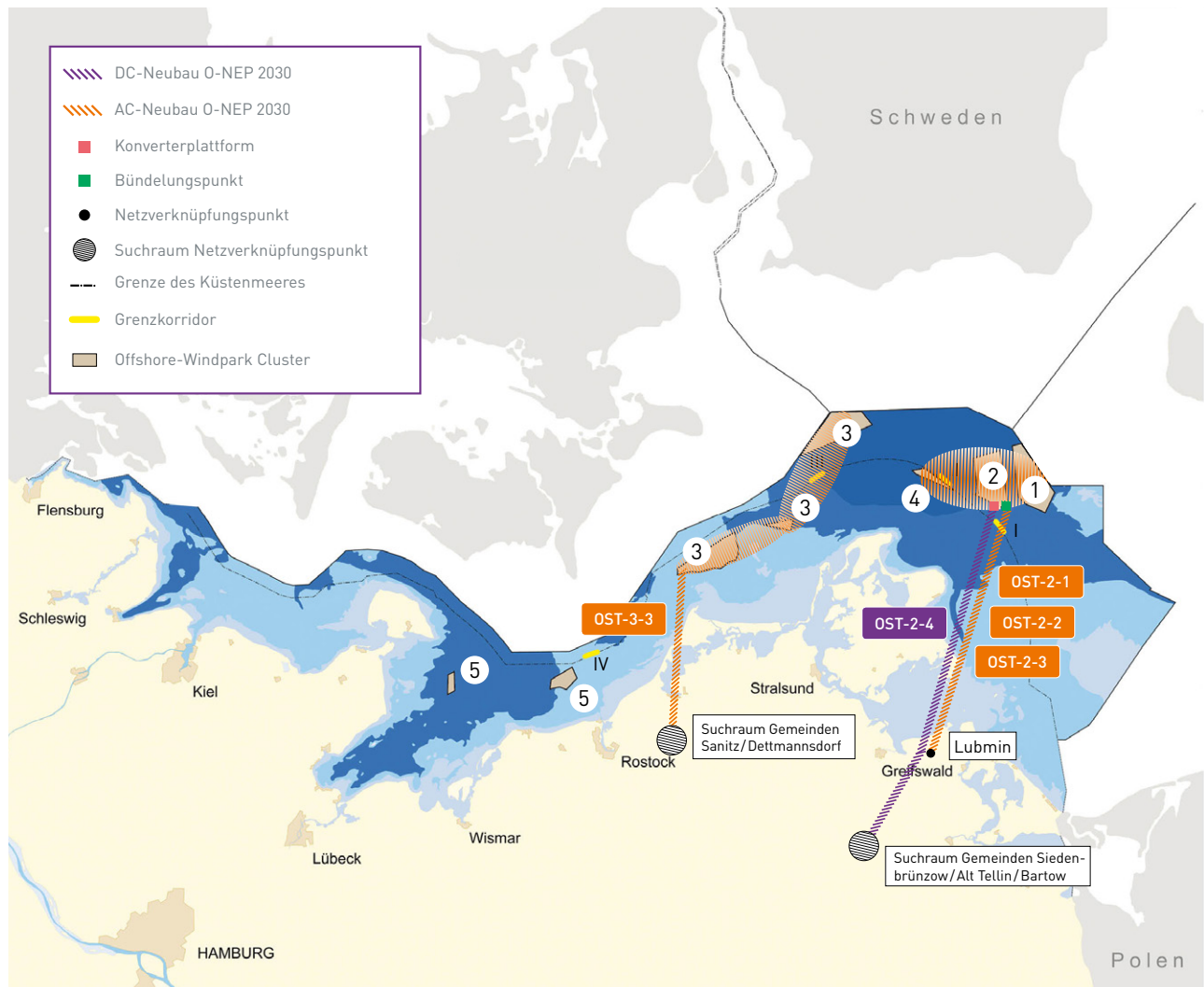


Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie/Übertragungsnetzbetreiber



3 Ermittlung des Offshore-Netzausbaubedarfs

Abbildung 12: Szenario A 2030, B 2030 und C 2030 Ostsee



Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie/Übertragungsnetzbetreiber



3 Ermittlung des Offshore-Netzausbaubedarfs

3.2.2 Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes im Szenario B 2035

Das Szenario B 2035 als Ausblick des Szenarios B 2030 weist im Vergleich zu den anderen Szenarien den insgesamt höchsten Offshore-Netzausbaubedarf aus. Dies ist direkt auf den deutlich höheren Transportbedarf im Jahr 2035 zurückzuführen. Die Gesamtlänge des Zubau-Offshorenetzes beläuft sich auf rund 3.702 km, wobei 2.467 km auf DC-Netzanbindungssysteme (davon 1.882 km auf HGÜ-Verbindungen und 585 km AC-Anschlüsse) in der Nordsee und 1.025 km auf AC-Netzanbindungssysteme (davon 860 km AC-Verbindungen und 165 km AC-Anschlüsse) in der Ostsee entfallen. Außerdem entfallen in der Ostsee 210 km auf DC-Netzanbindungssysteme (davon 150 km HGÜ-Verbindung und 60 km AC-Anschlüsse). Die Gesamt-Übertragungskapazität des Zubau-Offshorenetzes beträgt 11,4 GW, wobei 7,7 GW auf die Nordsee und 3,7 GW auf die Ostsee entfallen. Die Investitionen für die Offshore-Netzausbaumaßnahmen inklusive der Ausbaumaßnahmen des Start-Offshorenetzes belaufen sich auf rund 22 Mrd. €.

In der folgenden Tabelle 10 und den Abbildungen 13 und 14 sind die Projekte und Maßnahmen für das Szenario B 2035 dargestellt. www.netzentwicklungsplan.de/ONEP_2030_1_Entwurf_Teil2.pdf.

Tabelle 10: Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes im Szenario B 2035

Projekt	M.-Nummer	Bezeichnung der Maßnahme	Netzverknüpfungspunkt	Beginn der Umsetzung	Geplante Fertigstellung
NOR-3-3	15	HGÜ-Verbindung NOR-3-3 (DoWin6)	Emden/Ost	2017 oder 2018 ²²	2023
NOR-1-1	3	HGÜ-Verbindung NOR-1-1 (DoWin5)	Emden/Ost	2019	2024
NOR-7-1	31	HGÜ-Verbindung NOR-7-1 (BorWin5)	Cloppenburg	2020	2025
NOR-5-2	25	HGÜ-Verbindung NOR-5-2 (SylWin2)	Büttel	2020	2025
NOR-3-2	14	HGÜ-Verbindung NOR-3-2 (DoWin4)	Cloppenburg	2023	2028
NOR-6-3	29	HGÜ-Verbindung NOR-6-3 (BorWin4)	Cloppenburg	2025	2030
NOR-7-2	32	HGÜ-Verbindung NOR-7-2 (BorWin6)	Wilhelmshaven 2	2027	2032
NOR-13-1	43	HGÜ-Verbindung NOR-13-1	Kreis Segeberg	2029	2034
NOR-11-1	39	HGÜ-Verbindung NOR-11-1	Wilhelmshaven 2	2030	2035
OST-2-1	67	AC-Verbindung OST-2-1	Lubmin	2018	2021
OST-2-2	69	AC-Verbindung OST-2-2	Lubmin	2018	2021
OST-2-3	71	AC-Verbindung OST-2-3	Lubmin	2018	2022
OST-3-3	89	AC-Verbindung OST-3-3	Suchraum Gemeinden Sanitz/Dettmannsdorf	2022	2027
OST-2-4	73	HGÜ-Verbindung OST-2-4	Suchraum Gemeinden Siedenbrünzow/Alt Tellin/Bartow	2024	2029
OST-3-4	91	AC-Verbindung OST-3-4	Suchraum Gemeinden Sanitz/Dettmannsdorf	2026	2031
OST-5-1	85	AC-Verbindung OST-5-1	Suchraum Gemeinde Papendorf	2030	2033

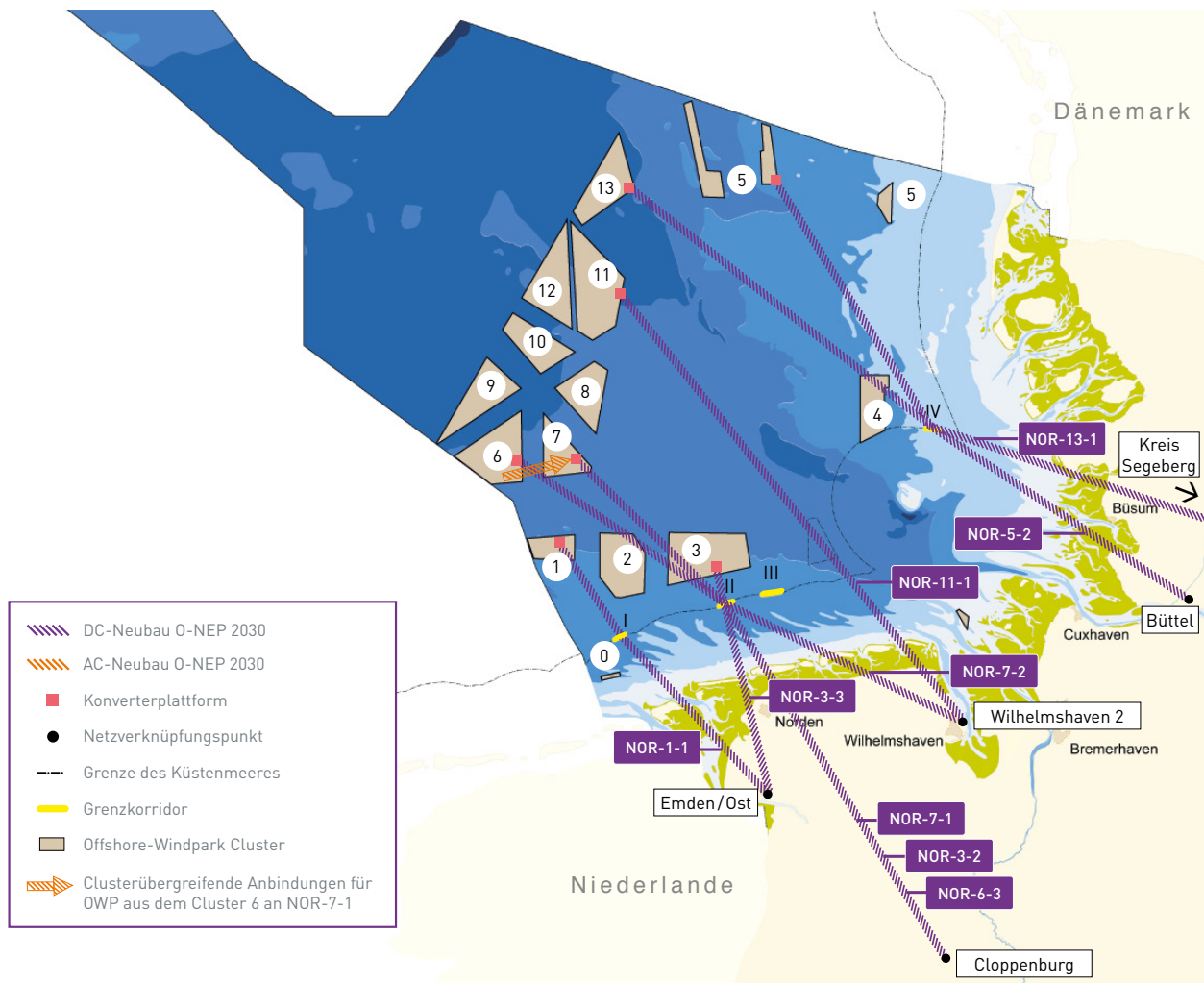
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

²²Siehe Hinweis auf Seite 41



3 Ermittlung des Offshore-Netzausbaubedarfs

Abbildung 13: Szenario B 2035 Nordsee



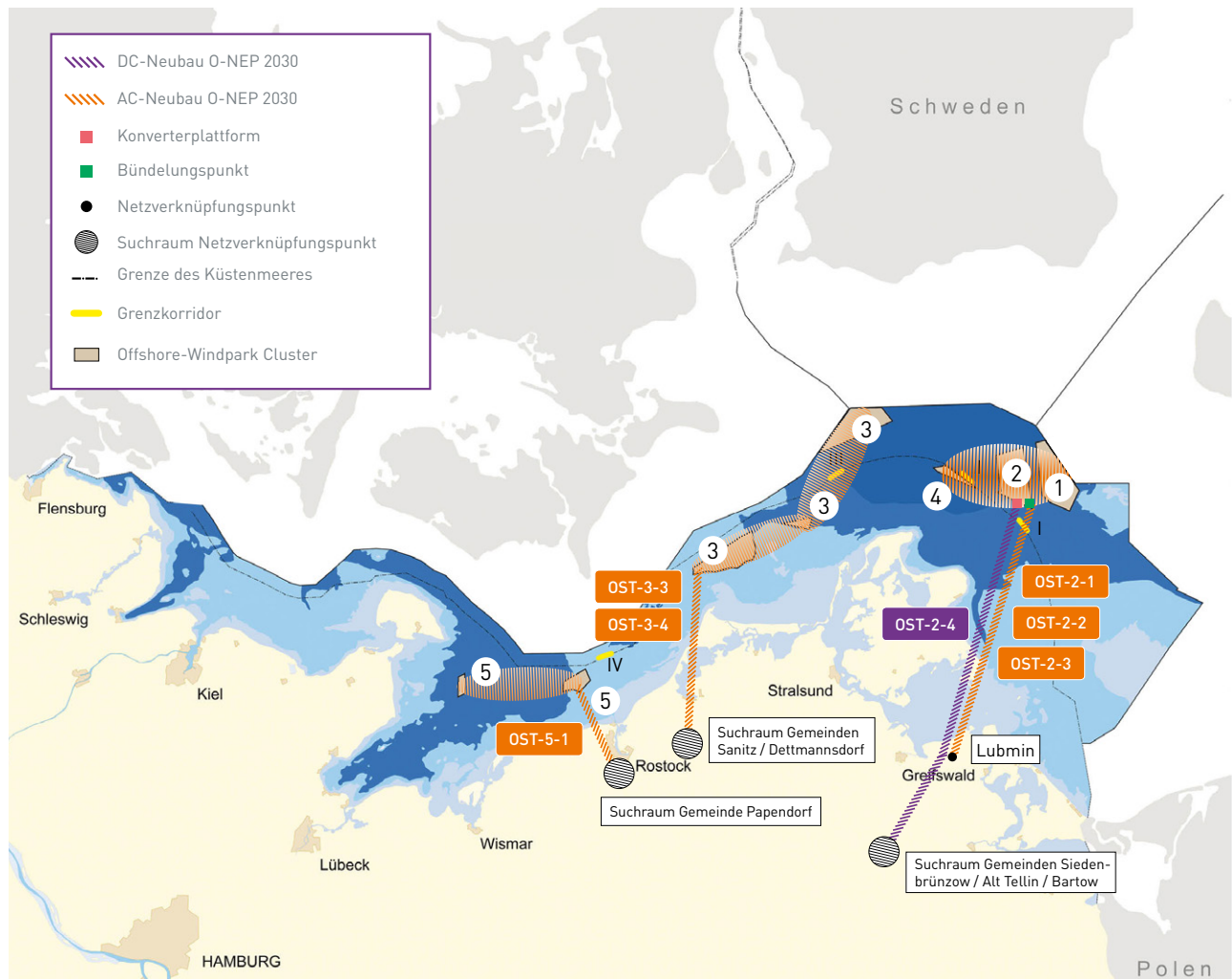
Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie/Übertragungsnetzbetreiber

Für das DC-Netzanbindungssystem NOR-11-1 ist hinsichtlich der Offshorenetzplanung im O-NEP 2030 sowohl eine Führung über Grenzkorridor II als auch über Grenzkorridor III denkbar.



3 Ermittlung des Offshore-Netzausbaubedarfs

Abbildung 14: Szenario B 2035 Ostsee



Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie/Übertragungsnetzbetreiber



3 Ermittlung des Offshore-Netzausbaubedarfs

3.3 Investitionsvolumen des Offshore-Netzausbaus

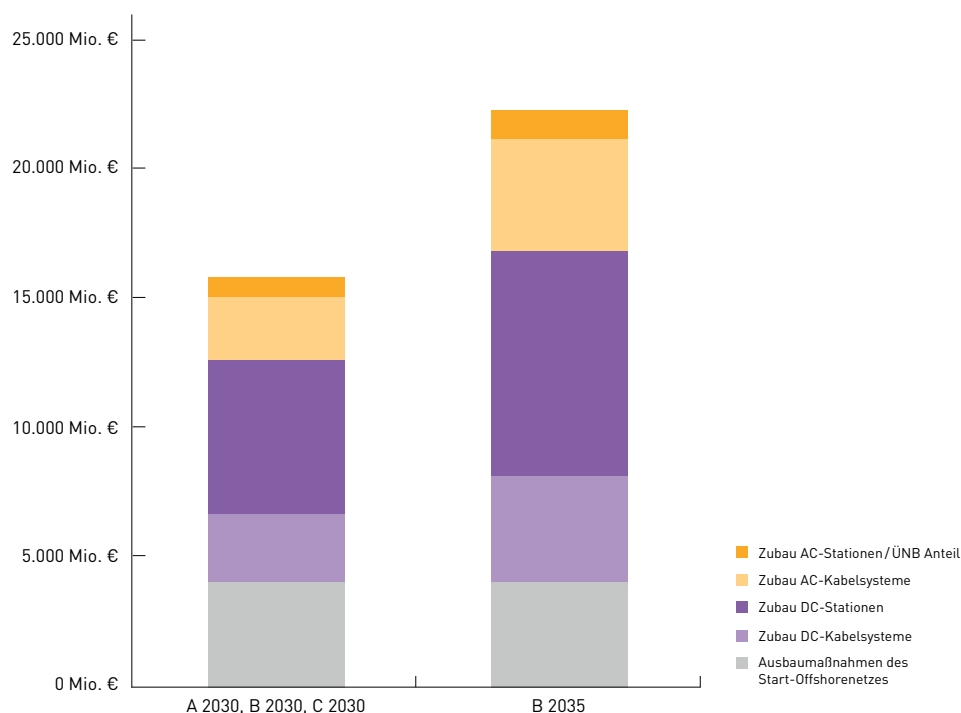
Die im Rahmen des O-NEP vorgeschlagenen Maßnahmen für einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau werden von der BNetzA unter anderem auch auf ihre Wirtschaftlichkeit und Kosteneffizienz geprüft. Bei allen im Folgenden dokumentierten Investitionsplanungen handelt es sich für das Zubau-Offshorenetz um Hochrechnungen auf Basis gegenwärtiger Personal-, Material- und Logistikkosten.

Für die Szenarien A 2030, B 2030 und C 2030 beträgt das geschätzte Investitionsvolumen für das deutsche Offshorenetz bis 2030 rund 16 Mrd. €. Für das Szenario B 2035 beträgt das geschätzte Investitionsvolumen rund 22 Mrd. €. Die Investitionen in die Ausbaumaßnahmen des Start-Offshorenetzes (rund 4 Mrd. €) sind hierin jeweils berücksichtigt.

An einzelnen HGÜ-Verbindungen des Start-Offshorenetzes wurde die verfügbare Übertragungskapazität noch nicht vollständig an OWP zugewiesen. Durch zukünftige Zuweisungen auf diesen HGÜ-Verbindungen werden zusätzliche AC-Anschlüsse erforderlich. Diese sind zum jetzigen Zeitpunkt Bestandteil des Zubau-Offshorenetzes und werden dort entsprechend kalkulatorisch berücksichtigt. Ein AC-Netzanbindungssystem beinhaltet mindestens einen AC-Anschluss. Um die Kosten des Offshore-Netzausbaus möglichst transparent darstellen zu können, werden diese technisch notwendigen AC-Anschlüsse bereits mit der jeweils zugehörigen Verbindung im Start- oder Zubau-Offshorenetz kalkuliert.

Die geschätzten Ausgaben für Investitionsmaßnahmen werden stark durch die in Abbildung 16 dargestellten Risiken beeinflusst. Zukünftig ist von einem Einsparungspotenzial durch Standardisierung und Erfahrungsaufbau auszugehen. Zum jetzigen Zeitpunkt ist dies allerdings nicht abschätzbar.

Abbildung 15: Schätzung des Investitionsvolumens in Abhängigkeit der Szenarien



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



3 Ermittlung des Offshore-Netzausbaubedarfs

Tabelle 11: Schätzung der Anschaffungs- und Herstellungskosten für das Zubau-Offshorenetz Nordsee

Anlage/Anlagenteil	AHK*	Einheit	Bemerkung
DC-Kabelsysteme	2,0	Mio. €/km	pauschal inkl. Kosten für Lieferung, Verlegung und Trassenplanung im Rahmen des Genehmigungsverfahrens
AC-Kabelsysteme 155 kV	1,5	Mio. €/km	pauschal inkl. Kosten für Lieferung und Verlegung
DC-Stationen	1,0	Mio. €/MW	pauschal für See- und Landstation gemeinsam, inkl. Kosten für die Nebenanlagen

*Anschaffungs- und Herstellungskosten

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Hinweis: Alle Offshore-Netzausbaumaßnahmen wurden in Kabeltechnik kalkuliert.

Tabelle 12: Schätzung der Anschaffungs- und Herstellungskosten für das Zubau-Offshorenetz Ostsee

Anlage/Anlagenteil	AHK*	Einheit	Bemerkung
AC-Kabelsysteme 220 kV	3,25	Mio. €/km	pauschal inkl. Kosten für Lieferung, Verlegung und Trassenplanung im Rahmen des Genehmigungsverfahrens
AC-Stationen/Übertragungsnetzbetreiber-Anteil	0,3	Mio. €/MW	pauschal für See- und Landstation gemeinsam, inkl. Kosten für die Nebenanlagen
DC-Kabelsysteme	3,0	Mio. €/km	pauschal inkl. Kosten für Lieferung, Verlegung und Trassenplanung im Rahmen des Genehmigungsverfahrens
DC-Stationen	1,0	Mio. €/MW	pauschal für See- und Landstation gemeinsam, inkl. Kosten für die Nebenanlagen

*Anschaffungs- und Herstellungskosten

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Hinweis: Alle Offshore-Netzausbaumaßnahmen wurden in Kabeltechnik kalkuliert

Im Gegensatz zu den AC-Netzanbindungssystemen in der Ostsee handelt es sich bei den AC-Anschlüssen in der Nordsee nur um Verbindungen zwischen der Konverterplattform und der Umspannplattform des OWP. Diese AC-Anschlüsse werden im tiefen Wasser in der AWZ gebaut. Kostenintensive Verlegung im küstennahen, umweltfachlich besonders sensiblen Flachwasserbereich mit besonderen Verlegegeräten ist hier nicht erforderlich. Die Unterschiede bei den durchschnittlichen Anschaffungs- und Herstellungskosten für das Neubau-AC-Kabelsystem in der Nord- und Ostsee sind im Wesentlichen auf diesen Umstand zurückzuführen.

In der Ostsee ist erstmalig ein DC-Netzanbindungssystem vorgesehen. Daher wird für die Einzelkosten der HGÜ-Verbindung ein konservativer Ansatz auf Basis anderweitiger ostseespezifischer DC-Projekte gewählt und zukünftig noch weiter konkretisiert.



3 Ermittlung des Offshore-Netzausbaubedarfs

Die Errichtung von Offshore-Netzanbindungssystemen stellt an alle Beteiligten hohe Anforderungen. Daher können sich erhebliche Risiken in Bezug auf die Einhaltung der abgeschätzten Anschaffungs- und Herstellungskosten ergeben. Unter anderem sind folgende Risiken (Abbildung 16) zu berücksichtigen, die sich aufgrund der örtlichen und rechtlichen Rahmenbedingungen unterschiedlich stark in den Projekten ausprägen.

Abbildung 16: Mögliche Risiken bei der Errichtung von Offshore-Netzanbindungen

Schlechtwetter	• Transport und Installation der Plattform • Verkürzungen von Arbeitszeiten • Standby-Zeiten • Bauzeitenfenster • Wellen, Wind, Eis, Salz etc.
Trassenverlauf	• unvorhergesehene Bodenverhältnisse (Verdichtung) • Einspülhindernisse (Morphologie) • Altlasten/archäologische Funde (Munition, Wracks) • schwierige Bodenverhältnisse (Weichsedimente/Schlick, Mergel) • Rockdumping • Steinfeldberäumung • zusätzliches Trenchen
rechtliche Risiken/Genehmigungen	• Einsprüche aus privatrechtlichen und öffentlichen Belangen • enge Bauzeitfenster im Wattenmeer • Auflagen für zu verwendende technische Geräte • Genehmigungszeiträume/-umfang
Marktrisiken	• Rohstoffe (Metallpreisschwankungen; Preisschwankungen von Treib- und Schmierstoffen) • Preisentwicklung (Wechselkursschwankungen) • Anbietermarkt (geringe Anzahl von Lieferanten; Entwicklung von Lieferanten aufgrund Technologie schwierig)

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Übersicht Links

- Erläuterungen zu Rahmenbedingungen und Technologien: www.netzentwicklungsplan.de/ZUT ➤
- www.netzentwicklungsplan.de ➤
- <https://www.netzentwicklungsplan.de/de/mediathek/downloads/291> ➤
- www.netzentwicklungsplan.de/ONEP_2030_1_Entwurf_Teil2.pdf ➤
- Übersicht zweite Entwürfe NEP und O-NEP 2025 und Bestätigung O-NEP 2025, 2. Entwurf: <https://www.netzentwicklungsplan.de/de/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplaene-2025> ➤

4 ÜBERSICHT DER IM O-NEP IDENTIFIZIERTEN MASSNAHMEN SOWIE DES UMSETZUNGSSTANDS



4 ÜBERSICHT DER IM O-NEP IDENTIFIZIERTEN MASSNAHMEN SOWIE DES UMSETZUNGSSTANDS

Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) informieren im Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP) über den Stand der Umsetzung der Offshore-Netzanbindungsmaßnahmen. Gemäß den Vorgaben in § 17b Absatz 2 Satz 5 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) sind die Angaben zum Stand der Umsetzung der bereits bestätigten Offshore-Netzanbindungssysteme verpflichtender Bestandteil des O-NEP (Tabelle 13). Darüber hinaus informieren die ÜNB zum Stand der Umsetzung von Offshore-Netzanbindungssystemen, die aufgrund einer älteren Rechtslage (§ 118 Abs. 12 EnWG i.V.m. § 17 Abs. 2a EnWG a.F.) realisiert wurden oder noch realisiert werden (Tabelle 14). Diese Angaben sind nicht verpflichtender Bestandteil des O-NEP und haben rein informatorischen Charakter.

Die für die einzelnen Maßnahme angegebenen Termine für den Beginn der Umsetzung und die geplante Fertigstellung beziehen sich auf die AC- bzw. HGÜ-Verbindung.

Der Stand der Umsetzung einer Offshore-Netzanbindungsmaßnahme wird mithilfe der folgenden Kategorien berichtet²³:

- 1: Vorbereitung der Genehmigungsverfahren
- 2: Genehmigungsverfahren begonnen
- 3: Projekt befindet sich im Vergabeprozess
- 4: Maßnahme befindet sich in Bauvorbereitung oder im Bau (Beginn der Umsetzung gem. § 17b Abs. 2 EnWG erfolgt)
- 5: Maßnahme wurde realisiert

²³Schritte (Vorbereitung und Durchführung der Genehmigungsverfahren) werden hier ausgeführt, ohne dass die Übertragungsnetzbetreiber hierzu nach § 17b Abs. 2 S. 5 EnWG verpflichtet sind. Die Kriterien zur Darstellung des Standes der Umsetzung nach § 17b Abs. 2 S. 5 EnWG weichen gegenüber den Kriterien des Standes der Umsetzung beim Netzentwicklungsplan Strom nach § 12b Abs. 1 S. 3 Nr. 4 EnWG ab. Dies ist der Tatsache geschuldet, dass die Abfolge zwischen genehmigungsplanerischen und netzplanerischen Instrumenten unterschiedlich ist. So ist beim O-NEP der Bundesfachplan Offshore nach § 17a EnWG der eigentlichen Erstellung des O-NEP vorgelagert und daher systematisch nicht als Umsetzung entsprechend des O-NEP gemäß §§ 17b Abs. 2 S. 5 und 17d Abs. 1 S. 1 EnWG angelegt.



4 Übersicht der im O-NEP identifizierten Massnahmen sowie des Umsetzungsstands

Tabelle 13: Stand der Umsetzung von Offshore-Netzanbindungsmaßnahmen (Maßnahmen basierend auf bestätigtem O-NEP)

Projekt	Bezeichnung des Projekts	gültige Bestätigung			Stand erster Entwurf O-NEP 2030, Szenario B		Stand der Umsetzung
		maßgebliche Bestätigung	Netzverknüpfungspunkt	Beginn der Umsetzung / geplante Fertigstellung	Netzverknüpfungspunkt	Beginn der Umsetzung / geplante Fertigstellung	
NOR-1-1	HGÜ-Verbindung NOR-1-1 (DolWin5)	O-NEP 2025	Halbe-mond oder Emden / Ost	2019/2024	Emden/Ost	2019/2024	2
NOR-3-3	HGÜ-Verbindung NOR-3-3 (DolWin6)	O-NEP 2025	Emden / Ost	2018/2023	Emden/Ost	2017 oder 2018 ²⁴ / 2023	3
NOR-5-2	HGÜ-Verbindung NOR-5-2 (SylWin2)	O-NEP 2025	Büttel	2020/2025	Büttel	2020/2025	2
NOR-7-1	HGÜ-Verbindung NOR-7-1 (BorWin5)	O-NEP 2025	Cloppenburg	2020/2025	Cloppenburg	2020/2025	1
OST-1-1	AC-Verbindung OST-1-1 („Westlich Adlergrund“)	O-NEP 2013	Lubmin	2014/2017	Lubmin	2014/2018	4
OST-1-2	AC-Verbindung OST-1-2 („Westlich Adlergrund“)	O-NEP 2013	Lubmin	2014/2017	Lubmin	2014/2019	4
OST-1-3	AC-Verbindung OST-1-3 („Westlich Adlergrund“)	O-NEP 2013	Lubmin	2015/2018	Lubmin	2014/2019	4
OST-2-1	AC-Verbindung OST-2-1	O-NEP 2025	Lubmin	2018/2021	Lubmin	2018/2021	2 ²⁵
OST-2-2	AC-Verbindung OST-2-2	O-NEP 2025	Lubmin	2018/2021	Lubmin	2018/2021	2 ²⁵
OST-2-3	AC-Verbindung OST-2-3	O-NEP 2025	Lubmin	2018/2022	Lubmin	2018/2022	2 ²⁵

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 14: Stand der Umsetzung von Offshore-Netzanbindungsprojekten (Projekte basierend auf alter Rechtslage)

Projekt	Bezeichnung des Projekts	Netzverknüpfungspunkt	geplante Fertigstellung	Stand der Umsetzung
NOR-0-1	AC-Netzanbindungssystem NOR-0-1 (Riffgat)	Emden/Borßum	in Betrieb	5
NOR-0-2	AC-Netzanbindungssystem NOR-0-2 (Nordergründe)	Inhausen	2017	4
NOR-2-1	AC-Netzanbindungssystem NOR-2-1 (alpha ventus)	Hagermarsch	in Betrieb	5
NOR-2-2	DC-Netzanbindungssystem NOR-2-2 (DolWin1)	Dörpen/West	in Betrieb	5
NOR-2-3	DC-Netzanbindungssystem NOR-2-3 (DolWin3)	Dörpen/West	2018	4
NOR-3-1	DC-Netzanbindungssystem NOR-3-1 (DolWin2)	Dörpen/West	in Betrieb	5
NOR-4-1	DC-Netzanbindungssystem NOR-4-1 (HelWin1)	Büttel	in Betrieb	5
NOR-4-2	DC-Netzanbindungssystem NOR-4-2 (HelWin2)	Büttel	in Betrieb	5
NOR-5-1	DC-Netzanbindungssystem NOR-5-1 (SylWin1)	Büttel	in Betrieb	5

²⁴siehe Hinweis auf Seite 41²⁵Die Genehmigung des Projektes wurde erteilt. Das Vergabeprozess befindet sich in Vorbereitung.

4 Übersicht der im O-NEP identifizierten Massnahmen sowie des Umsetzungsstands

Projekt	Bezeichnung des Projekts	Netzverknüpfungspunkt	geplante Fertigstellung	Stand der Umsetzung
NOR-6-1	DC-Netzanbindungssystem NOR-6-1 (BorWin1)	Diele	in Betrieb	5
NOR-6-2	DC-Netzanbindungssystem NOR-6-2 (BorWin2)	Diele	in Betrieb	5
NOR-8-1	DC-Netzanbindungssystem NOR-8-1 (BorWin3)	Emden/Ost	2019	4
OST-3-1	AC-Netzanbindungssystem OST-3-1 (Kriegers Flak)	Bentwisch	in Betrieb	5
OST-3-2	AC-Netzanbindungssystem OST-3-2 (Kriegers Flak)	Bentwisch	in Betrieb	5

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Terminanpassungen

Die Verschiebung des Fertigstellungstermins des AC-Netzanbindungssystems Nordergründe entsteht durch die verschobene Fertigstellung des Windparks Nordergründe.

Die Verschiebung des Fertigstellungstermins des DC-Netzanbindungssystems NOR-2-3 (DolWin3) resultiert aus dem bisherigen Projektverlauf. Die Verschiebung gefährdet derzeit nicht die rechtzeitige Inbetriebnahme der anzuschließenden OWP.



4 Übersicht der im O-NEP identifizierten Massnahmen sowie des Umsetzungsstands

Tabelle 15: Übersicht Zubau-Offshorenetz

Projekt	M-Nr.	Bezeichnung der Maßnahme	Netzverknüpfungspunkt	Trassenlänge in km	Übertragungskapazität	Szenario (Beginn der Umsetzung / geplante Fertigstellung)			
						A 2030	B 2030	B 2035	C 2030
NOR-1-1	3	HGÜ-Verbindung NOR-1-1 (DoWin5)	Emden/Ost	130	900	2019/2024	2019/2024	2019/2024	2019/2024
NOR-3-2	14	HGÜ-Verbindung NOR-3-2 (DoWin4)	Cloppenburg	190	900	2023/2028	2023/2028	2023/2028	2023/2028
NOR-3-3	15	HGÜ-Verbindung NOR-3-3 (DoWin6)	Emden/Ost	90	900	2017 oder 2018 ²⁶ /2023	2017 oder 2018 ²⁶ /2023	2017 oder 2018 ²⁶ /2023	2017 oder 2018 ²⁶ /2023
NOR-5-2	25	HGÜ-Verbindung NOR-5-2 (SylWin2)	Büttel	205	536 ²⁷	2020/2025	2020/2025	2020/2025	2020/2025
NOR-6-3	29	HGÜ-Verbindung NOR-6-3 (BorWin4)	Cloppenburg	272	900	2025/2030	2025/2030	2025/2030	2025/2030
NOR-7-1	31	HGÜ-Verbindung NOR-7-1 (BorWin5)	Cloppenburg	250	900	2020/2025	2020/2025	2020/2025	2020/2025
NOR-7-2	32	HGÜ-Verbindung NOR-7-2 (BorWin6)	Wilhelms-haven 2	185	900			2027/2032	
NOR-11-1	39	HGÜ-Verbindung NOR-11-1	Wilhelms-haven 2	230	900			2030/2035	
NOR-13-1	43	HGÜ-Verbindung NOR-13-1	Kreis Segeberg	330	900			2029/2034	
OST-2-1	67	AC-Verbindung OST-2-1	Lubmin	80	250	2018/2021	2018/2021	2018/2021	2018/2021
OST-2-2	69	AC-Verbindung OST-2-2	Lubmin	80	250	2018/2021	2018/2021	2018/2021	2018/2021
OST-2-3	71	AC-Verbindung OST-2-3	Lubmin	80	250	2018/2022	2018/2022	2018/2022	2018/2022
OST-2-4	73	HGÜ-Verbindung OST-2-4	Suchraum Gemeinden Siedenbrünzow/Alt Tellin/Bartow	150	900	2024/2029	2024/2029	2024/2029	2024/2029
OST-3-3	89	AC-Verbindung OST-3-3	Suchraum Gemeinden Sanitz/Dettmannsdorf	210	750	2022/2027	2022/2027	2022/2027	2022/2027
OST-3-4	91	AC-Verbindung OST-3-4	Suchraum Gemeinden Sanitz/Dettmannsdorf	310	750			2026/2031	
OST-5-1	85	AC-Verbindung OST-5-1	Suchraum Gemeinde Papendorf	100	500			2030/2033	

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

²⁶Siehe Hinweis auf Seite 41²⁷Siehe Hinweis zur Dimensionierung auf Seite 38

5 KONSULTATION



5 KONSULTATION

Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) erläutern der Öffentlichkeit mit dem vorliegenden Entwurf zum Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP 2030, Version 2017) die gewählten Verfahren und genutzten Daten sowie die daraus abgeleiteten Maßnahmen zum bedarfsgerechten Ausbau des Offshorenetzes. Der vorliegende O-NEP 2030 bildet dabei mögliche Optionen ab und stellt Lösungen für unterschiedliche Szenarien dar. Dabei werden die politischen Vorgaben und Bedingungen berücksichtigt und die geprüften, in Betracht kommenden anderweitigen Planungsmöglichkeiten dargestellt. Der vorliegende Entwurf des O-NEP wird den Anforderungen des von der Bundesnetzagentur (BNetzA) genehmigten Szenario Rahmens gerecht.

Die Konsultation nach § 12b Abs. 3 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) und § 17b Abs. 3 EnWG ist ein wichtiges Instrument, um eine aktive gesellschaftliche Beteiligung zu ermöglichen. Um den zur Konsultation stehenden NEP 2030 und O-NEP 2030 inhaltlich nicht zu überfrachten und im Sinne der Transparenz des Gesamtprozesses eine bessere Lesbarkeit und Verständlichkeit zu erreichen, wurden Zusatzinformation zur inhaltlichen Vertiefung auf die Internetseite www.netzentwicklungsplan.de ausgelagert.

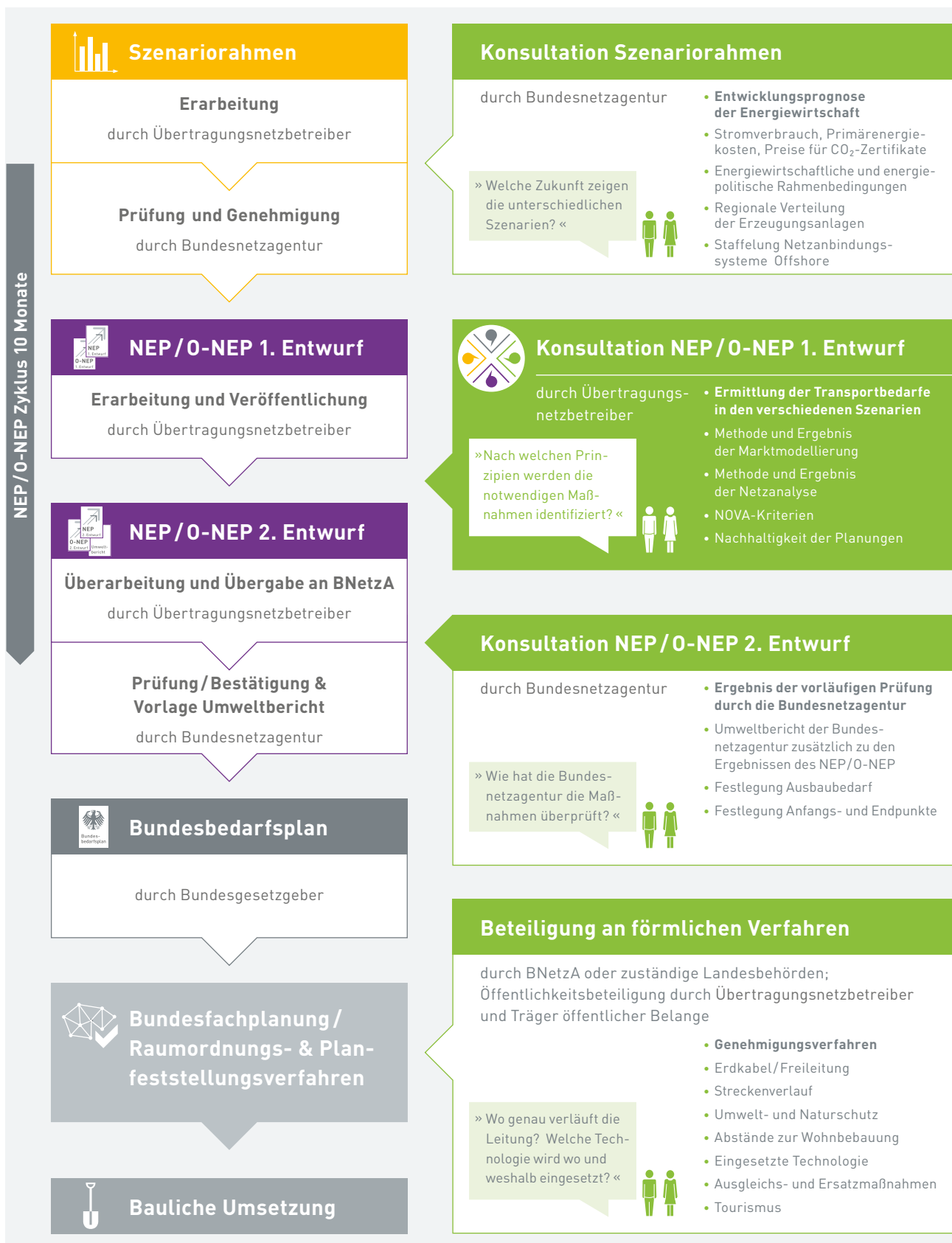
Die Konsultation des O-NEP 2030 durch die ÜNB findet gleichzeitig zur Konsultation des Netzentwicklungsplan Strom 2030 (NEP 2030, Version 2017) in der Zeit vom 31.01. bis zum 28.02.2017 statt. In dieser Zeit hat jeder Gelegenheit, sich schriftlich zu den beiden Netzentwicklungsplänen zu äußern. Die ÜNB laden alle ein, an der Konsultation teilzunehmen. Sie freuen sich über eine rege Beteiligung der Öffentlichkeit. Als Folge der auf zehn Monate verkürzten Bearbeitungszeit für den O-NEP sowie den NEP im Zuge der zum 01.01.2016 in Kraft getretenen Novelle des EnWG wurde der Zeitraum für die Konsultation auf vier Wochen angepasst.

Zusammen mit den Ergebnissen aus der vorangegangenen Konsultation der BNetzA zum Szenario Rahmen und der nachfolgenden Konsultation der zweiten Entwürfe von O-NEP und NEP 2030 durch die BNetzA geht so kontinuierlich die Expertise aus Gesellschaft, Politik, Wissenschaft und Wirtschaft in den O-NEP ein und ergänzt die Perspektive der ÜNB. Das erhöht die Qualität der Netzentwicklungspläne und ist nach Ansicht der ÜNB ein gutes Mittel, um ein besseres Verständnis und eine breite Akzeptanz für die notwendigen Ausbaumaßnahmen im Strom-Übertragungsnetz offshore wie onshore zu erreichen.

In den unterschiedlichen Phasen der Planungs- und Genehmigungsverfahren bestehen vielfältige Beteiligungsmöglichkeiten. Beiträge können nur inhaltlich berücksichtigt werden und sich auf die Ergebnisse der Planungen auswirken, wenn sie an der richtigen Stelle eingebracht werden. Die nachfolgende Abbildung 17 soll dafür Orientierung bieten.



Abbildung 17: Beteiligung an der Planung der Übertragungsnetze



Wie funktioniert die Teilnahme an der Konsultation?

Sie können zwischen dem 31.01. und dem 28.02.2017 zu den Netzentwicklungsplänen Stellung nehmen. Dies ist möglich online über die Eingabe in eine Konsultationsmaske auf www.netzentwicklungsplan.de, per E-Mail an konsultation@netzentwicklungsplan.de oder auf postalischem Wege. Die Anschrift lautet: **Netzentwicklungsplan Strom, Postfach 10 05 72, 10565 Berlin.**

In der Stellungnahme ist kenntlich zu machen, auf welchen Plan (O-NEP oder NEP 2030) sich Ihre Stellungnahme bezieht. Es sollte keine gemeinsame Stellungnahme zu beiden Plänen erfolgen. Veröffentlicht werden Stellungnahmen, die per E-Mail oder über das Internetformular eingegangen sind und für die eine ausdrückliche Einverständniserklärung vorliegt. Bei Privatpersonen werden alle persönlichen Daten unkenntlich gemacht.

Damit alle Stellungnahmen, für die eine Einverständniserklärung vorliegt, möglichst schnell publiziert werden können, wird bei Serienbriefen nur der erste Brief veröffentlicht und um eine Liste der weiteren Absender ergänzt.

Alle rechtzeitig eingegangenen Stellungnahmen werden durch die ÜNB dokumentiert, ausgewertet und bearbeitet. Mehrfache Einsendungen des gleichen Beitrags von einer Person werden als eine Stellungnahme berücksichtigt.

Die Stellungnahmen werden nicht einzeln bestätigt oder beantwortet, sondern angemessen in den zweiten, überarbeiteten Entwurf des O-NEP 2030 eingearbeitet. Dazu werden die ÜNB am Anfang eines jeden Kapitels sowie generell in einer zusammenfassenden Erklärung an dieser Stelle darlegen, in welcher Form die Stellungnahmen in den O-NEP 2030 eingeflossen sind.

Alle per E-Mail eingesandten oder über die Konsultationsmaske eingegebenen sachlichen Stellungnahmen, für die eine Einverständniserklärung zur Veröffentlichung vorliegt, werden sukzessive online auf www.netzentwicklungsplan.de veröffentlicht. Die Veröffentlichung postalisch eingesandter Stellungnahmen ist nicht möglich.

Konkrete Hinweise zur Konsultation bekommen Sie auch im Konsultationsleitfaden der ÜNB und im Film zur Konsultation, die Sie beide unter www.netzentwicklungsplan.de finden. Neben dem Ablauf der Konsultation wird dort insbesondere erklärt, welche inhaltlichen Anmerkungen in welcher Phase der Planungen vom Szenariorahmen über den Netzentwicklungsplan bis hin zum konkreten Projekt richtig angebracht werden können.



Übersicht Links

- www.netzentwicklungsplan.de 

6 FAZIT



6 FAZIT

Mit dem vorliegenden Offshore-Netzentwicklungsplan 2030, Version 2017 stellen die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW (ÜNB) den vierten und letzten Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP) zur öffentlichen Konsultation. Der Offshore-Netzentwicklungsplan wird durch den sogenannten Flächenentwicklungsplan (FEP) abgelöst.

Der O-NEP 2030 zeigt den zu dem gesetzlich festgelegten Ausbaupfad der Offshore-Windenergie passenden Netzentwicklungsbedarf für das Jahr 2030 auf. Auch ein Ausblick auf das Jahr 2035 wird gegeben. Im Zusammenspiel mit dem Netzentwicklungsplan Strom (NEP) zeigt der O-NEP, wie der Umbau der Erzeugungslandschaft in Deutschland und die Integration der erneuerbaren Energien in das Stromnetz gelingen kann.

Zum Prozess der Netzentwicklungsplanung gehören Transparenz und öffentlicher Dialog. Mit diesem ersten Entwurf des O-NEP 2030 laden die ÜNB die Öffentlichkeit ein, sich an diesem Prozess zu beteiligen. Dies gewährleistet, dass die den O-NEP betreffenden Interessen Berücksichtigung finden und dass der O-NEP das Ergebnis eines gegenseitigen Erkenntnis- und Entwicklungsprozesses wird. Die Ergebnisse der Konsultation werden im zweiten Entwurf des O-NEP zusammenfassend dargestellt.

Prozess und Methodik

Der O-NEP zeigt für den öffentlich zur Konsultation gestellten und von der Bundesnetzagentur (BNetzA) am 30.06.2016 genehmigten Szenariorahmen die Maßnahmen auf, die allen vom Gesetzgeber und der Regulierungsbehörde gestellten Anforderungen gerecht werden.

Der aktuelle Szenariorahmen enthält vier Szenarien (A 2030, B 2030, B 2035, C 2030). Drei Szenarien beziehen sich auf das Zieljahr 2030, ein Szenario auf das Jahr 2035, sodass die langfristige Entwicklung über einen Zeitraum von fast 20 Jahren abschätzbar ist.

Durch die offene Darstellung der Annahmen zur Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur, der objektiven Kriterien zur Reihung von Netzanbindungssystemen und des daraus resultierende Netzausbaubedarfs wird der Prozess der Netzentwicklungsplanung transparent.

Der O-NEP fügt die Entwicklung des Übertragungsnetzes an Land, die räumliche Planung auf See und die technischen Rahmenbedingungen zu einer nachhaltigen Planung mit Angaben zu Beschaffenheit, zeitlicher Staffelung, Realisierungszeiten und Kosten der für die nächsten Jahre notwendigen Netzanbindungsmaßnahmen zusammen. Im Fokus steht hierbei besonders die zeitliche Staffelung der Maßnahmen des Offshore-Netzausbaus aufgrund von objektiven Kriterien. Dazu gehören eine Einteilung von Nord- und Ostsee in Entfernungszonen, das Erzeugungspotenzial der einzelnen im Bundesfachplan Offshore bzw. in der jeweiligen Landesraumordnung ausgewiesenen Cluster, die geplante Inbetriebnahme der im NEP ausgewiesenen Netzverknüpfungspunkte (NVP) sowie der Realisierungsfortschritt der anzubindenden Offshore-Windparks. Der O-NEP nimmt damit eine Schlüsselposition als Koordinationsinstrument für die effiziente und nachhaltige Entwicklung der Offshore-Windenergie ein.

Der O-NEP ermittelt den Bedarf an Netzanbindungssystemen und wählt unter Berücksichtigung der erwarteten geographischen Verteilung der Offshore-Windparks und der an den NVP im Übertragungsnetz verfügbaren Netzananschlusskapazitäten die Anfangs- und Endpunkte von Netzanbindungssystemen aus. Konkrete Trassenkorridore werden in der ausschließlichen Wirtschaftszone durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie bzw. im Küstenmeer und an Land durch die Bundesländer festgelegt.



Ergebnisse

Grundlage der Netzplanung im O-NEP ist das sogenannte Start-Offshorenetz. Es bezeichnet diejenigen Offshore-Netzanbindungssysteme, die bei der Erstellung des O-NEP als gegeben unterstellt werden und deren Erforderlichkeit gemäß § 17b Energiewirtschaftsgesetz nicht untersucht wird. Die Ausbaumaßnahmen des Start-Offshorenetzes im O-NEP 2030 haben eine Gesamtlänge von rund 850 km. Die Investitionen belaufen sich auf rund 4 Mrd. €.

Die Szenarien A 2030 und B 2030 unterscheiden sich im Hinblick auf die installierte Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie in der Nordsee um 500 MW und in der Ostsee um 200 MW. Die Leistungen für die Szenarien B 2030 und C 2030 sind identisch. Aufgrund der Einheitengröße der Netzanbindungssysteme unterscheiden sich die Ergebnisnetze für das Zieljahr 2030 nicht. Eine wesentliche Neuerung im Vergleich zu den vorangegangenen Offshore-Netzentwicklungsplänen ist der Einsatz eines DC-Netzanbindungssystems in der Ostsee.

Daraus ergibt sich eine Länge des Zubau-Offshorenetzes von 2.277 km in den Szenarien A 2030, B 2030 und C 2030 bis hin zu 3.702 km im Szenario B2035. Die Gesamt-Übertragungskapazität des Zubau-Offshorenetzes beträgt damit für das Zieljahr 2030 7,4 GW und bis zu 11,4 GW im Zieljahr 2035. Die Investitionskosten für die Netzmaßnahmen werden im O-NEP 2030 auf Basis von spezifischen Kostensätzen ermittelt und haben einen vorläufigen Charakter. Das Gesamtvolumen der Investitionen beträgt in den nächsten Jahren insgesamt circa 16 Mrd. € bis 22 Mrd. €. Die Investitionen in die Ausbaumaßnahmen des Start-Offshorenetzes von rund 4 Mrd. € sind hier bereits berücksichtigt.

Ein erfolgreicher Ausbau der Offshore-Windenergie ist auf Verständnis und breite Akzeptanz in Politik und Gesellschaft sowie eine gute Verzahnung der Entwicklung der Offshore-Windparks, des Offshorenetzes und des Übertragungsnetzes an Land angewiesen. Für die Umsetzung dieses ambitionierten Investitionsprogrammes werden sowohl der planungsrechtliche und regulatorische Rahmen als auch eine breite gesellschaftliche und politische Unterstützung auf allen Ebenen entscheidend sein. Dies setzt umfassende Information sowie eine partnerschaftliche, verbindliche Zusammenarbeit der Akteure voraus. Der Prozess der Netzentwicklungsplanung will dazu beitragen, indem er Transparenz und einen öffentlichen Dialog befördert.

GLOSSAR

A

AC-Anschluss

Von der Umspannplattform eines Offshore-Windparks wird die erzeugte elektrische Energie über einen AC-Anschluss zu einer Konverterplattform (bei DC-Netzanbindungssystemen) oder einem Punkt im jeweiligen Offshore-Windpark Cluster oder in der Nähe dessen (bei AC-Netzanbindungssystemen) geführt. Von dort wird die elektrische Energie über eine HGÜ-Verbindung oder eine AC-Verbindung zum landseitigen Netzverknüpfungspunkt geleitet. AC-Anschluss und AC-Verbindung bilden zusammen ein AC-Netzanbindungssystem.

AC-Kabelsystem

Siehe Kabelsystem.

AC-Netzanbindungssystem

Siehe Netzanbindungssystem.

AC-Verbindung

Die von Offshore-Windparks erzeugte elektrische Energie wird an einen Punkt im jeweiligen Offshore-Windpark Cluster oder in die Nähe dessen geführt. Handelt es sich um ein AC-Netzanbindungssystem wird von dort die elektrische Energie über eine AC-Verbindung zum landseitigen Netzverknüpfungspunkt geleitet. AC-Anschluss und AC-Verbindung bilden zusammen ein AC-Netzanbindungssystem.

Ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ)

Die deutschen Gewässer in Nord- und Ostsee werden in das Küstenmeer (12 Seemeilen-Zone) und die ausschließliche Wirtschaftszone unterteilt. Das Küstenmeer ist deutsches Hoheitsgebiet und unterliegt der Zuständigkeit des jeweiligen Bundeslandes. Jenseits des Küstenmeers, bis maximal 200 Seemeilen Entfernung zur Küste, befindet sich die ausschließliche Wirtschaftszone, die der Zuständigkeit des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) unterliegt.

B

Bundesfachplan Offshore

Wird durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrologie im Einvernehmen mit der Bundesnetzagentur sowie in Abstimmung mit dem Bundesamt für Naturschutz und den Küstenländern erstellt. Der Plan legt die raumordnerischen Belange innerhalb der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone für die Nord- und Ostsee für eine systematische Netzanbindung von Offshore-Windparks fest. Er beinhaltet standardisierte Technikvorgaben und Planungsgrundsätze für eine umwelt- und raumverträgliche Realisierung.

Bündelungspunkt

Netzanbindungssysteme, bei denen die finale Zuordnung zu einem Cluster noch nicht festgelegt ist, beginnen für die Planung an einem Netzverknüpfungspunkt an Land und enden zunächst am sogenannten Bündelungspunkt auf See. Der Bündelungspunkt als Endpunkt dient der vorläufigen planerischen Bestimmung der Länge des Netzanbindungssystems.



C

Cluster

Bezeichnet einen räumlich zusammenhängenden Bereich von Offshore-Windparks.

D

DC-Kabelsystem

Siehe Kabelsystem.

DC-Netzanbindungssystem

Siehe Netzanbindungssystem.

Drehstrom

Als Dreiphasenwechselstrom, auch „Drehstrom“ genannt, bezeichnet man drei einzelne Wechselströme bei gleicher Frequenz, die zu einander um 120° phasenverschoben sind. Das deutsche Höchstspannungsnetz wird in der Wechsel-/ Drehstrom-Technik betrieben. Eine Ausnahme stellen die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungen dar.

Drehstromsystem / Drehstromtechnik

Drei zusammengehörige voneinander und der Umgebung isolierte elektrische Leiter zur Übertragung von dreiphasigem Wechselstrom (Drehstrom).

E

Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)

Das „Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung“ (EnWG) vom 7.07.2005 enthält grundlegende Regelungen zum Recht der leitungsgebundenen Energie. Ziele des Gesetzes sind eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Strom und Gas, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht, ferner die Sicherstellung von Wettbewerb bei der Strom- und Gasversorgung und die Sicherung zuverlässiger Energieversorgungsnetze sowie die Umsetzung des Europäischen Gemeinschaftsrechts auf dem Gebiet der Energieversorgung.

Entfernungszone

Aufteilung der Nord- und Ostsee in Zonen mit einer räumlichen Tiefe von 50 bis 100 km zur Beurteilung der Lage eines Clusters in Abhängigkeit der Entfernung zur Küste.

ENTSO-E

„European Transmission System Operators for Electricity“, ist der Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber für Elektrizität. Der Verband umfasst 41 Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) aus 34 Ländern und existiert seit Dezember 2008. Die Hauptaufgaben sind die Festlegung gemeinsamer Sicherheitsstandards und die Veröffentlichung eines Jahresplans zur Netzentwicklung. Des Weiteren entwickelt ENTSO-E kommerzielle und technische Netzkodizes, um die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Netzes zu gewährleisten und die Energieeffizienz sicherzustellen. Mitte 2009 haben die früheren Verbände ATSOI, BALTSO, ETSO, NORDEL, UCTE und UKTSOA ihre Aktivitäten an ENTSO-E übergeben.



Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)

Das „Gesetz über den Vorrang Erneuerbarer Energien“ (EEG) wurde erstmals zum 1.04.2000 eingeführt und zuletzt zum 1.01.2017 umfassend reformiert. Das EEG schreibt die vorrangige Aufnahme und Vergütung von regenerativ erzeugtem Strom aus Wasserkraft, Windkraft, Biomasse, Deponiegas, Klärgas, Grubengas und Photovoltaik durch den zuständigen Netzbetreiber vor. Dabei wird die Vergütungshöhe seit dem 1.01.2017 nicht wie bisher staatlich festgelegt, sondern durch Ausschreibungen ermittelt. Das EEG verpflichtet die Übertragungsnetzbetreiber zu einem Belastungsausgleich der eingespeisten Strommengen und der Vergütungen untereinander. Im Ergebnis vermarkten die Übertragungsnetzbetreiber den EEG-Strom an einer Strombörse. Die daraus erzielten Einnahmen sowie die Einnahmen aus der EEG-Umlage dienen zur Deckung der Ausgaben (im Wesentlichen die Vergütungszahlungen). Die EEG-Umlage wird durch die Stromlieferanten vom Letztverbraucher erhoben und an die Übertragungsnetzbetreiber weitergeleitet.

Erzeugungspotenzial

Beschreibt die maximale elektrische Leistung, die innerhalb eines oder mehrerer Cluster durch Offshore-Windparks erzeugt werden kann.

G**Grenzkorridor**

Im Bundesfachplan Offshore definierte Abschnitte an der Grenze zwischen AWZ und Küstenmeer, durch welche die Kabeltrassen geführt werden.

Gleichstrom

Als Gleichstrom wird ein elektrischer Strom bezeichnet, dessen Größe und Richtung sich nicht ändert. Abgekürzt wird dieses in der Literatur durch das Kürzel DC (direct current), das auch in diesem Bericht verwendet wird.

H**Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ)**

HGÜ ist ein Verfahren zur Übertragung von großen elektrischen Leistungen über sehr große Distanzen. Dabei wird eine Betriebsspannung bis zu 1.000 kV erreicht. Die Anbindung der HGÜ in das Wechselstromnetz erfolgt über Wechselrichter (Konverterstationen/Konverterplattformen bzw. Gleichrichter und Umrichterstationen).

HGÜ-Verbindung

Die von Offshore-Windparks erzeugte Energie wird an einen Punkt im oder in der Nähe des jeweiligen Offshore-Windpark-Clusters geführt. Handelt es sich um ein DC-Netzanbindungssystem, wird von dort die Energie über eine HGÜ-Verbindung zum landseitigen Netzverknüpfungspunkt geleitet. Ein oder mehrere AC-Anschlüsse und eine HGÜ-Verbindung bilden zusammen ein DC-Netzanbindungssystem.

I**Ist-Offshorenetz**

Siehe Start-Offshorenetz



K

Kabelsystem

Ein System zum Transport von elektrischer Energie, bei dem die elektrischen Leiter voneinander und gegen Erde durch einen Stoff isoliert und durch einen gemeinsamen oder einzelne Schutzmäntel gegen mechanische Beschädigung geschützt sind.

Ist das System in der Erde verlegt, handelt es sich um ein Kabelsystem. Dient das Kabelsystem zum Transport von Drehstrom, handelt es sich um ein AC-Kabelsystem. Dient das System zum Transport von Gleichstrom, handelt es sich um ein DC-Kabelsystem.

Konverterplattform

Seeseitiges Bauwerk zur Aufnahme des Umrichters und anderer seeseitiger Komponenten einer HGÜ-Verbindung einschließlich aller Nebeneinrichtungen. Die Konverterplattform selbst ist Bestandteil der HGÜ-Verbindung.

L

Last

Die in Anspruch genommene Leistung wird im Elektrizitätswirtschaftlichen Sprachgebrauch als „Last“ bezeichnet.

N

Netzanbindungssystem (NAS)

Gesamtheit aller Einrichtungen zur Übertragung von elektrischer Energie zwischen dem Netzanschlusspunkt am Offshore-Windpark und dem Netzverknüpfungspunkt mit dem Übertragungsnetz. Wird zur Übertragung ausschließlich Drehstrom eingesetzt, handelt es sich um ein AC-Netzanbindungssystem. Wird auf mindestens einer Teilstrecke zur Übertragung Gleichstrom eingesetzt, handelt es sich um ein DC-Netzanbindungssystem.

Netzanschluss

Der Netzanschluss bezeichnet die technische Anbindung von Kundenanlagen an ein Netz.

Netzanschlusspunkt (NAP)

Der Netzanschlusspunkt ist der Punkt, an dem die Anschlussanlagen eines Netznutzers mit dem Netz verbunden werden. Bei der Netzanbindung von Offshore-Windparks bezeichnet er die Schnittstelle zwischen Offshore-Windpark und Netzanbindungssystem.

Netzbetreiber

Ein Netzbetreiber (Betreiber eines Übertragungs- oder Verteilernetzes) ist für den sicheren und zuverlässigen Betrieb des jeweiligen Netzes in einem bestimmten Gebiet und für die Verbindungen mit anderen Netzen verantwortlich. Der Betreiber eines Übertragungsnetzes regelt darüber hinaus die Übertragung über das Netz unter Berücksichtigung des Austausches mit anderen Übertragungsnetzen. Er sorgt für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen und sorgt so für die Versorgungssicherheit, -zuverlässigkeit und Netzstabilität.

Netzverknüpfungspunkt (NVP)

Technisch und wirtschaftlich günstigster Verknüpfungspunkt des Netzanbindungssystems mit dem nächsten Übertragungs- oder Verteilernetz (landseitige Schaltanlage).



NOVA-Prinzip

NOVA steht für Netzoptimierung, -verstärkung und -ausbau. Laut diesem von den Übertragungsnetzbetreibern im Rahmen der Netzplanung anzuwendenden Prinzip haben Netzoptimierung und Netzverstärkung Vorrang vor dem Ausbau der Stromnetze.

O**offshore**

Auf See, seeseitig.

onshore

An Land, landseitig.

Offshore-Netzentwicklungsplan

Bis zum Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP) 2014 haben die Übertragungsnetzbetreiber das Jahr der Erstellung in den Titel übernommen. Mit dem O-NEP 2025 wurde das Zieljahr in den Titel übernommen. Damit erfolgt eine Angleichung an die Nomenklatur der Bundesnetzagentur, die in ihrer Kommunikation zum O-NEP schon länger ausschließlich das Zieljahr des Betrachtungshorizonts nutzt.

Offshore-Windpark

Die Bezeichnung Offshore-Windpark wird für Windparks verwendet, deren Fundamente in der See stehen.

R**Regelzone**

Der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) ist gesetzlich verpflichtet, in seiner Regelzone ständig das Leistungsgleichgewicht zwischen elektrischer Erzeugung und Verbrauch aufrechtzuhalten, um die Netzstabilität (Frequenzhaltung von 50 Hertz und Spannungshaltung) sicherstellen zu können. Dafür kommt eine automatische Leistungs-Frequenz-Regelung zum Einsatz, die aus der Primärregelung und der Sekundärregelung besteht. Die Sekundärregelung kann durch den manuellen Einsatz von Minutenreserve unterstützt werden.

S**Sammelplattform**

Auf dieser Offshore-Plattform werden mehrere AC-Verbindungen zusammengeführt und so miteinander verbunden, dass bei Ausfall einer AC-Verbindung zwischen der Sammelplattform und dem Festland der aus den Offshore-Windparks ankommende Strom bei freien Kapazitäten auf andere AC-Verbindungen umgeleitet werden kann.

Start-Offshorennetz

Das Start-Offshorennetz beinhaltet:

- die bereits betriebsbereiten Offshore-Netzanbindungssysteme (Ist-Offshorennetz),
- Offshore-Netzanbindungssysteme, mit deren Realisierung gemäß O-NEP begonnen wurde
- sowie Offshore-Netzanbindungssysteme, die für Offshore-Windparks mit einer gültigen Netzanbindungszusage erforderlich sind.



T

TYNDP

Alle zwei Jahre erarbeitet die ENTSO-E einen Zehnjahresplan zur Netzentwicklung (Ten-Year Network Development Plan, TYNDP). Er gilt gemeinschaftsweit, ist nicht bindend und soll eine größere Transparenz zum notwendigen Ausbau des gesamten EU-Übertragungsnetzes gewährleisten. Der TYNDP 2016 identifiziert die Notwendigkeit zur Investition von ca. 150 Mrd. Euro für Optimierung bzw. Ausbau von Höchstspannungsleitungen und Speichern in 200 Investitionsprojekten in ganz Europa. Der TYNDP 2016 untersucht ein Stromsystem mit 50–80 % geringeren Treibhausgasemissionen in 2030. Siehe auch: <http://tyndp.entsoe.eu/>

U

Übertragung

Die Übertragung im elektrizitätswirtschaftlichen Sinn ist der technisch-physikalische Vorgang der zeitgleichen Einspeisung von elektrischer Leistung an einer oder mehreren Übergabestellen und einer korrespondierenden Entnahme elektrischer Leistung an einer oder mehreren Übergabestellen eines Netzes.

Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB)

Betreiber von Übertragungsnetzen sind natürliche oder juristische Personen oder rechtlich unselbstständige Organisationseinheiten eines Energieversorgungsunternehmens, die die Aufgabe der Übertragung von Elektrizität wahrnehmen und für den Betrieb, die Wartung sowie erforderlichenfalls den Ausbau des Übertragungsnetzes in einem bestimmten Gebiet und gegebenenfalls der Verbindungsleitungen zu anderen Netzen verantwortlich sind.

Umspannanlage / Umspannstation

Eine Umspannanlage ist eine elektrische Anlage zur Übertragung von elektrischer Energie zwischen Netzen mit unterschiedlichen Spannungsebenen.

V

Verbraucher

Als elektrische Verbraucher bezeichnet man Geräte und Anlagen, die elektrische Energie aufnehmen und umwandeln (zum Beispiel in Wärme, Licht oder Arbeit).

W

Wechselstrom

Wechselstrom bezeichnet elektrischen Strom, der seine Richtung (Polarität) in regelmäßiger Wiederholung ändert und bei dem sich positive und negative Augenblickswerte so ergänzen, dass der Strom im zeitlichen Mittel null ist. Abgekürzt wird Wechselstrom als AC („alternating current“) bezeichnet. Dreiphasenwechselstrom wird auch als Drehstrom bezeichnet.

Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG)

Das zum 1.01.2017 in Kraft getretene "Gesetz zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See" (Windenergie-auf-See-Gesetz - WindSeeG) regelt die zukünftige Fachplanung in der AWZ sowie unter bestimmten Voraussetzungen im Küstenmeer, die Ausschreibungen für Windenergieanlagen auf See im Übergangs- und Zielmodell sowie das Zulassungsrecht für Windenergieanlagen auf See und Offshore-Anbindungsleitungen.

LITERATURVERZEICHNIS

50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (ÜNB) (2017). Netzentwicklungsplan Strom 2030, erster Entwurf vom 31.01.2017. Verfügbar unter:
<http://www.netzentwicklungsplan.de/>
[30.01.2017]

50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (ÜNB) (2017). Erster Entwurf des Offshore-Netzentwicklungsplan 2030. Verfügbar unter:
<http://www.netzentwicklungsplan.de/>
[30.01.2017]

50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (ÜNB) (2013). Zweiter Entwurf des Offshore-Netzentwicklungsplan 2013. Verfügbar unter:
<https://www.netzentwicklungsplan.de/de/mediathek/downloads/291>
[30.01.2017]

50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (ÜNB) (2016). Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2030 – Entwurf der ÜNB. Verfügbar unter:
<https://www.netzentwicklungsplan.de/de/mediathek/downloads/316>
[30.01.2017]

50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (ÜNB) (2015). Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2015 – Genehmigung der BNetzA. Verfügbar unter:
<https://www.netzentwicklungsplan.de/de/mediathek/downloads/299>
[30.01.2017]

Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (2016). Bundesfachplan Offshore für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone der Nord- und Ostsee 2016 und Umweltbericht. Verfügbar unter:
<http://www.bsh.de/de/Meeresnutzung/BFO/index.jsp>
[30.01.2017]

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2015), Ausschreibungen für die Förderung von Erneuerbare-Energien-Anlagen. Verfügbar unter:
<http://www.bmwi.de/Navigation/DE/Service/Publikationen/publikationen.html>
[30.01.2017]

Deutscher Bundestag (2015), Erstes Gesetz zur Änderung des Energieverbrauchskennzeichnungsgesetzes und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts. Verfügbar unter:
<http://dipbt.bundestag.de/extrakt/ba/WP18/685/68574.html>
[30.01.2017]

Deutscher Bundesrat (2016), Gesetz zur Änderung der Bestimmungen zur Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung und zur Eigenversorgung Kraft-Wärme-Kopplung und zur Eigenversorgung. Verfügbar unter:
<https://www.bundesrat.de/SharedDocs/beratungsvorgaenge/2016/0701-0800/0767-16.html>
[30.01.2017]



Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2016), Änderungen zum Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG 2017). Verfügbar unter:

https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/BJNR106610014.html

[30.01.2017]

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2016), Gesetz zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See (Windenergie-auf-See-Gesetz – WindSeeG). Verfügbar unter:

<http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/referentenentwurf-entwicklung-foerderung-windenergie-see-gesetz.html>

[30.01.2017]

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2016) Genehmigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Strom 2030 gemäß § 12a Abs. 3 EnWG (Online). Verfügbar unter:

<https://www.netzausbau.de/bedarfsermittlung/2030/szenariorahmen/de.html>

[30.01.2017]

Deutscher Bundestag (2013). Gesetz über den Bundesbedarfsplan (2013). Verfügbar unter:

<http://www.gesetze-im-internet.de/bbplg/>

[30.01.2017]

Deutscher Bundestag (2012). Entwurf eines Dritten Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften mit Begründung zu § 17b EnWG (Online). Verfügbar unter:

<http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/17/107/1710754.pdf>

[30.01.2017]

Deutscher Bundestag [2015], Entwurf eines Gesetzes zur Änderung von Bestimmungen des Rechts des Energieleitungsbaus [Online]. Verfügbar unter:

<http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/18/046/1804655.pdf>

[30.01.2017]

ENTSO-E (2016). Ten-Year Network Development Plan 2016. Verfügbar unter:

<https://www.entsoe.eu/major-projects/ten-year-network-development-plan/ten%20year%20network%20development%20plan%202016/Pages/default.aspx>

[30.01.2017]

Weitere Gesetzte finden Sie unter:

<http://www.bmwi.de/DE/Service/gesetze> oder <http://www.gesetze-im-internet.de/index.html>