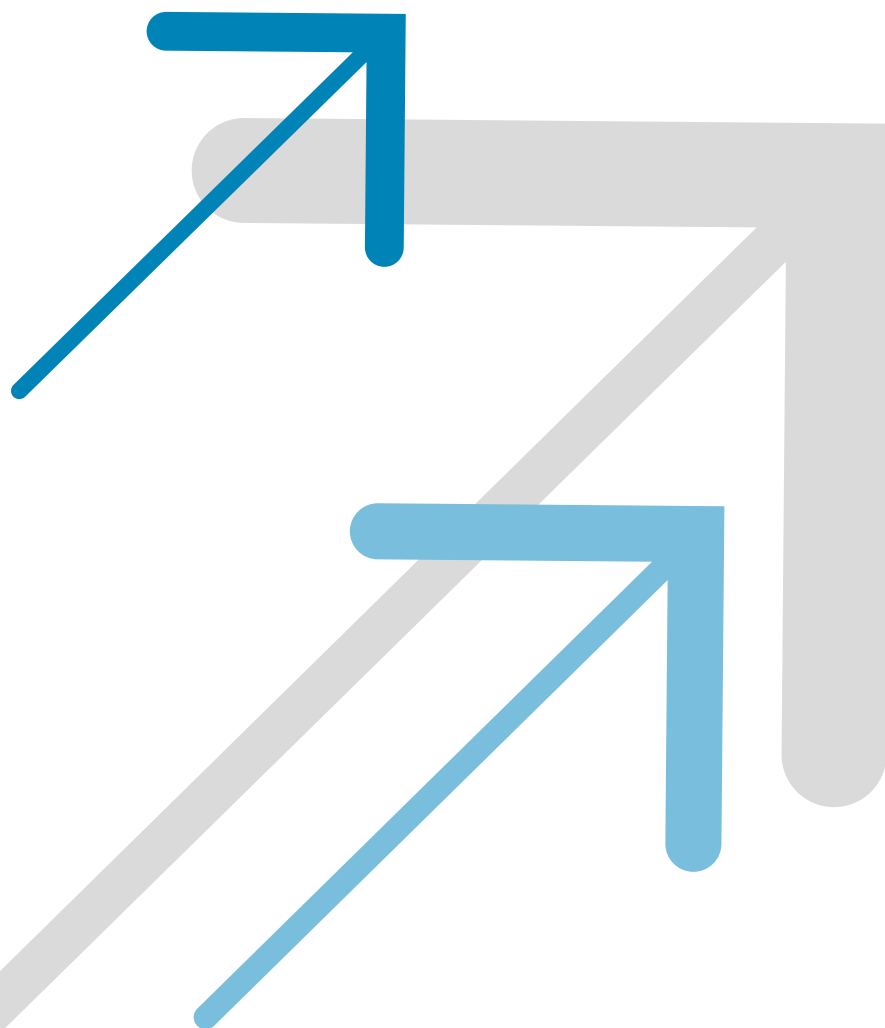




NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**



OFFSHORE- NETZENTWICKLUNGSPLAN 2025, VERSION 2015

ZWEITER ENTWURF DER
ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER

50Hertz Transmission GmbH

Eichenstraße 3A
12435 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,
Rainer Joswig,
Dr. Rainer Pflaum

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

Redaktion

Olivier Feix (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

29. Februar 2016

INHALTSVERZEICHNIS

| | |
|---|-----------|
| Abbildungsverzeichnis | 4 |
| Tabellenverzeichnis | 5 |
| Abkürzungsverzeichnis | 6 |
| Vorwort | 7 |
| 1 Einführung | 10 |
| 1.1 Gesetzliche Grundlagen und Neuerungen | 12 |
| 1.2 Schritte zur Erstellung des Offshore-Netzentwicklungsplans | 13 |
| 1.3 Einflussgrößen des Offshore-Netzentwicklungsplans | 15 |
| 1.4 Bestimmung der erforderlichen Maßnahmen | 18 |
| 1.5 Grenzen des Offshore-Netzentwicklungsplans | 19 |
| 1.6 Anderweitige Planungsmöglichkeiten | 20 |
| 2 Ausgangsdaten | 21 |
| 2.1 Schnittstellen mit dem Netzentwicklungsplan Strom: Szenariorahmen und Netzverknüpfungspunkte | 22 |
| 2.2 Das Start-Offshorenetz | 28 |
| 3 Ermittlung des Offshore-Netzausbaubedarfs | 32 |
| 3.1 Zeitliche Staffelung der Offshore-Netzausbaumaßnahmen | 34 |
| 3.2 Offshore-Netzausbau in den Szenarien A 2025, B 2025, B 2035, C 2025 | 40 |
| 3.2.1 Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes im Szenario A 2025 | 40 |
| 3.2.2 Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes im Szenario B 2025 und C 2025 | 43 |
| 3.2.3 Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes im Szenario C 2025 | 46 |
| 3.2.4 Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes im Szenario B 2035 | 46 |
| 3.3 Investitionsvolumen des Offshore-Netzausbaus | 49 |
| 4 Umsetzung | 52 |
| 5 Konsultation | 55 |
| 6 Kosten-Nutzen-Analyse AC-Sammelplattform in der Ostsee | 63 |
| 7 Fazit | 70 |
| Glossar | 73 |
| Literaturverzeichnis | 82 |
| <u>Anhang zum Offshore-Netzentwicklungsplans (Darstellung der Maßnahmen)</u> | 84 |

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

| | |
|--|----|
| Abbildung 1: Der Gesamtprozess | 14 |
| Abbildung 2: Unterteilung der Nordsee in ausschließliche Wirtschaftszone und Küstenmeer, Lage der Grenzkorridore | 16 |
| Abbildung 3: Unterteilung der Ostsee in ausschließliche Wirtschaftszone und Küstenmeer, Lage der Grenzkorridore | 17 |
| Abbildung 4: Zweistufiges Vorgehen zur Spezifizierung eines Netzanbindungssystems | 18 |
| Abbildung 5: Cluster in der Nordsee | 24 |
| Abbildung 6: Cluster in der Ostsee | 25 |
| Abbildung 7: Start-Offshorenetz Nordsee | 30 |
| Abbildung 8: Start-Offshorenetz Ostsee | 31 |
| Abbildung 9: Deutsche Nordsee mit Entfernungszonen | 36 |
| Abbildung 10: Deutsche Ostsee mit Entfernungszonen. | 36 |
| Abbildung 11: Szenario A 2025 Nordsee | 41 |
| Abbildung 12: Szenario A 2025 Ostsee | 42 |
| Abbildung 13: Szenario B 2025 und C 2025 Nordsee | 44 |
| Abbildung 14: Szenario B 2025 und C 2025 Ostsee | 45 |
| Abbildung 15: Szenario B 2035 Nordsee | 47 |
| Abbildung 16: Szenario B 2035 Ostsee | 48 |
| Abbildung 17: Schätzung des Investitionsvolumens in Abhängigkeit der Szenarien | 49 |
| Abbildung 18: Mögliche Risiken bei der Errichtung von Offshore-Netzanbindungen | 51 |
| Abbildung 19: Aufteilung der Stellungnahmen nach Absender | 57 |
| Abbildung 20: Themenverteilung | 57 |
| Abbildung 21: Einzelanbindungskonzept. | 65 |
| Abbildung 22: Sammelplattformkonzept. | 66 |
| Abbildung 23: Übersicht der Investitions- und Betriebskosten für eine Standard-Übertragungskapazität von 250 MW | 67 |
| Abbildung 24: Übersicht der Investitions- und Betriebskosten für eine Standard-Übertragungskapazität von 300 MW | 68 |

TABELLENVERZEICHNIS

| | |
|---|-----|
| Tabelle 1: Bestätigter Szenariorahmen der BNetzA vom 19.12.2014, installierte Erzeugungsleistung Offshore | .22 |
| Tabelle 2: Cluster mit der jeweilig erwarteten Erzeugungsleistung – Nordsee | .26 |
| Tabelle 3: Cluster mit der jeweilig erwarteten Erzeugungsleistung – Ostsee | .26 |
| Tabelle 4: Netzverknüpfungspunkte für Offshore-Netzanbindungssysteme in den Bundesländern Schleswig-Holstein, Niedersachsen und Mecklenburg-Vorpommern | .27 |
| Tabelle 5: Start-Offshorenetz | .29 |
| Tabelle 6: Noch zu erschließendes Potenzial in Zone 1 in der deutschen Nordsee | .38 |
| Tabelle 7: Noch zu erschließendes Potenzial für die deutsche Ostsee | .39 |
| Tabelle 8: Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes im Szenario A 2025. | .40 |
| Tabelle 9: Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes im Szenario B 2025 und C 2025 | .43 |
| Tabelle 10: Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes im Szenario B 2035 | .46 |
| Tabelle 11: Schätzung der Anschaffungs- und Herstellungskosten pro Anlagenteil eines DC-Netzanbindungssystems im Zubau-Offshorenetz in der Nordsee | .50 |
| Tabelle 12: Schätzung der Anschaffungs- und Herstellungskosten pro Anlagenteil eines AC-Netzanbindungssystems im Zubau-Offshorenetz in der Ostsee | .50 |
| Tabelle 13: Stand der Umsetzung von Offshore-Netzanbindungsprojekten (Projekte basierend auf bestätigten O-NEP) | .53 |
| Tabelle 14: Stand der Umsetzung von Offshore-Netzanbindungsprojekten (Projekte basierend auf alter Rechtslage) | .54 |
| Tabelle 15: Erzeugungspotential in den Clustern 1, 2 und 4 | .64 |
| Tabelle 16: Übersicht benötigter 250 MW-AC-Netzanbindungssysteme | .66 |

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

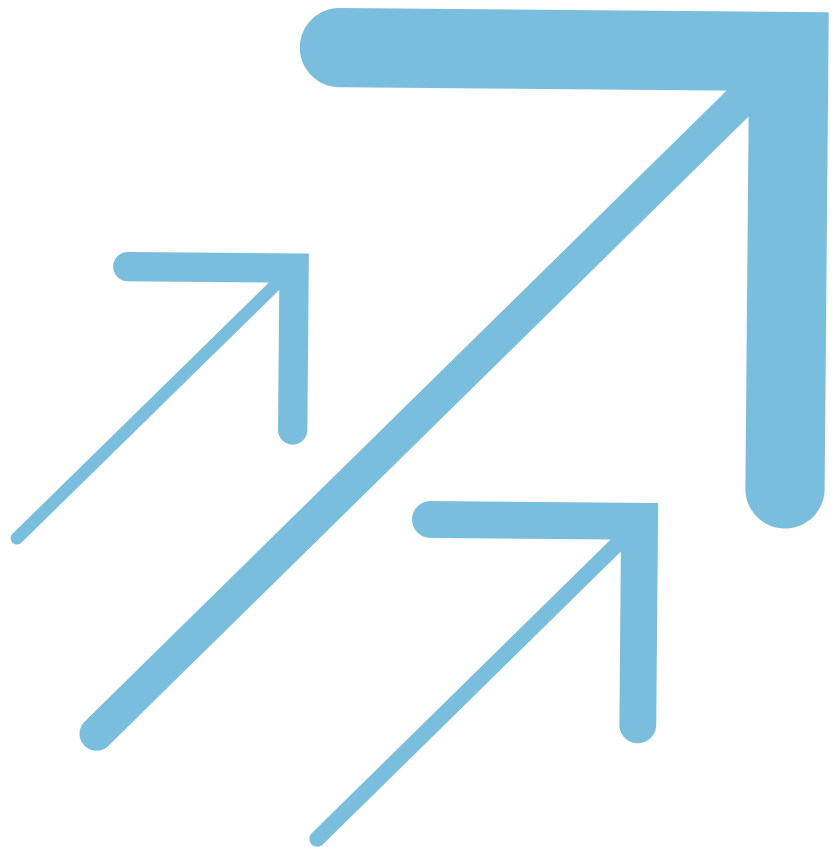
Abkürzungen Bundesländer

| | |
|----|------------------------|
| MV | Mecklenburg-Vorpommern |
| NI | Niedersachsen |
| SH | Schleswig-Holstein |

Weitere Abkürzungen

| | | | |
|---------|---|-------|---|
| Abs. | Absatz | O-NEP | Offshore-Netzentwicklungsplan |
| AC | Alternating current (Wechselstrom/Drehstrom) | OST | Ostsee |
| a. F. | Alte Fassung | OWP | Offshore-Windpark |
| AWZ | Ausschließliche Wirtschaftszone (Bereich außerhalb des Küstenmeeres) | S. | Satz |
| Az. | Aktenzeichen | t | Tonne |
| BfN | Bundesamt für Naturschutz | TYNDP | Ten-Year Network Development Plan |
| BFO | Bundesfachplan Offshore | ÜNB | Übertragungsnetzbetreiber |
| BGBI. | Bundesgesetzblatt | VDE | Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Infor- mationstechnik, Frankfurt/Main |
| BMWi | Bundesministerium für Wirtschaft und Energie | | |
| BNetzA | Bundesnetzagentur | | |
| BSH | Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie | | |
| DC | Direct current (Gleichstrom) | | |
| EEG | Erneuerbare Energien Gesetz | | |
| EnWG | Energiewirtschaftsgesetz | | |
| ENTSO-E | European Network of Transmission System Operators for Electricity/ Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber, Brüssel | | |
| GW | Gigawatt | | |
| HGÜ | Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung | | |
| kV | Kilovolt | | |
| Mio. | Million | | |
| Mrd. | Milliarde | | |
| MW | Megawatt | | |
| MW/h | Megawatt pro Stunde | | |
| NEP | Netzentwicklungsplan Strom | | |
| NOR | Nordsee | | |
| NVP | Netzverknüpfungspunkt | | |

VORWORT



VORWORT

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

wir freuen uns, Ihnen den überarbeiteten zweiten Entwurf des Offshore-Netzentwicklungsplans 2025 zu präsentieren. Erarbeitet wurde er gemeinsam von den vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW.

Wir schätzen die konstruktive Auseinandersetzung der Öffentlichkeit mit dem ersten Entwurf des Offshore-Netzentwicklungsplans. Die Ergebnisse der Konsultation finden Sie in diesem zweiten Entwurf. 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 zehn beziehungsweise 20 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 2025 zeigt den zu dem mit der letzten Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 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 2025 ab. Auch ein Ausblick auf das Jahr 2035 wird gegeben. Durch die regelmäßige Aktualisierung des Offshore-Netzentwicklungsplans können neue Erkenntnisse bezüglich der Erzeugungsszenarien sowie der technischen und der rechtlichen Entwicklungen zeitnah in zukünftige Offshore-Netzentwicklungspläne einfließen. Dies gilt auch für die in diesem Jahr erwartete Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes. Diese Änderungen werden erheblichen Einfluss auf die Offshore-Netzplanung haben. Die genaue Ausgestaltung der Regelungen ist derzeit Gegenstand einer breiten öffentlichen Diskussion.

Unser Dank gilt allen Privatpersonen, Institutionen und Organisationen, die sich an der Konsultation des O-NEP 2025 beteiligt haben, sowie unseren Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern, die mit hohem Einsatz an der Erstellung dieses Offshore-Netzentwicklungsplans 2025 mitgewirkt haben.



Boris Schucht
50Hertz Transmission GmbH



Dr. Klaus Kleinekorte
Amprion GmbH

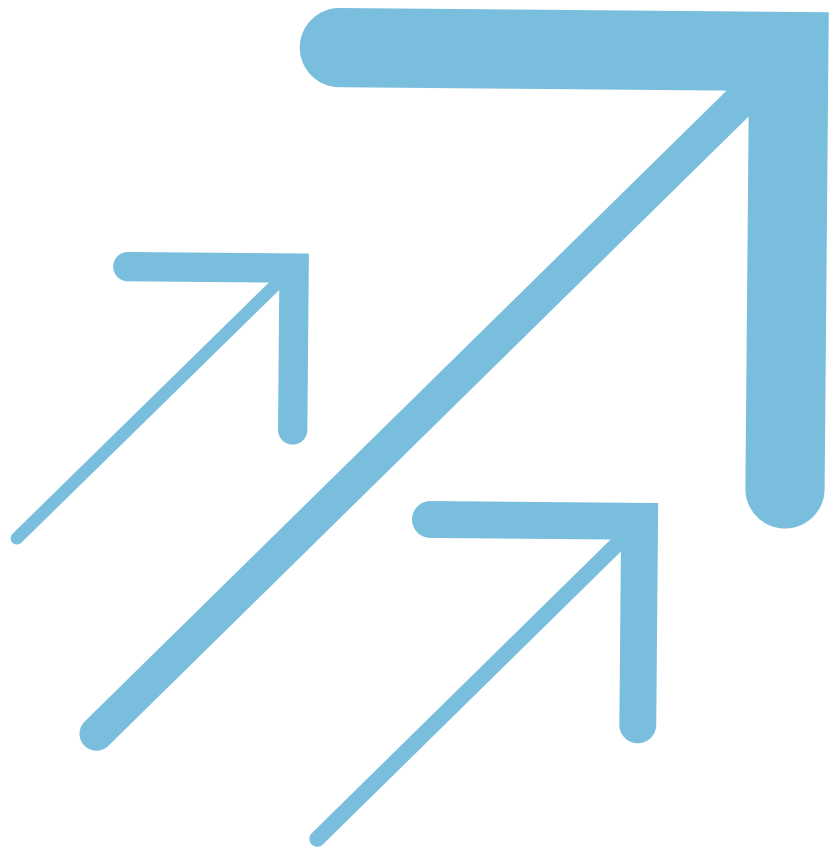


Dr. Urban Keussen
TenneT TSO GmbH



Rainer Joswig
TransnetBW GmbH

1 EINFÜHRUNG



1 EINFÜHRUNG

Konsultation des Netzentwicklungsplans 2025

Der erste Entwurf des Offshore-Netzentwicklungsplans 2025 wurde zusammen mit dem Netzentwicklungsplan Strom 2025 am 30.10.2015 auf www.netzentwicklungsplan.de veröffentlicht. Beide standen in der Zeit vom 30.10. bis zum 13.12.2015 zur öffentlichen Konsultation. Für Jedermann (Privatpersonen, Organisationen wie Institutionen) bestand in dieser Zeit die Möglichkeit, eine Stellungnahme abzugeben. Alle elektronisch eingegangenen Stellungnahmen, für die eine Einverständniserklärung zur Veröffentlichung vorliegt, wurden sukzessive auf www.netzentwicklungsplan.de/stellungnahmen-2015 veröffentlicht. Die Stellungnahmen wurden von den Übertragungsnetzbetreibern inhaltlich geprüft und der Offshore-Netzentwicklungsplan 2025 auf dieser Basis überarbeitet. Zu Beginn jedes Kapitels werden die Themen und die daraus resultierenden Änderungen kurz zusammengefasst. Eine Übersicht über die eingegangenen Stellungnahmen und die Konsultationsergebnisse finden Sie in Kapitel 5. Änderungen und Ergänzungen gegenüber dem ersten Entwurf sind kursiv dargestellt und somit sichtbar gemacht.

Die inzwischen in Kraft getretenen gesetzlichen Neuerungen sind in Kapitel 1 aufgenommen worden. Und die Beschreibungen des Gesamtprozesses wurden entsprechend angepasst.

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 in den nächsten zehn beziehungsweise 20 Jahren 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 durch die TenneT TSO GmbH, die Netzanbindung von OWP in der Ostsee durch die 50 Hertz Transmission GmbH. Beide sind verpflichtet, den Anschluss vom Netzanbindungspunkt auf der Umspannplattform des OWP bis zum Netzverknüpfungspunkt (NVP, elektrische Knotenpunkte für die Verbindung der Offshore-Leitungen mit dem Onshorenetz) im Übertragungsnetz zu errichten und zu betreiben.

Der O-NEP enthält verbindliche Vorgaben für den koordinierten und effizienten Ausbau des Offshorenetzes (§ 17 a ff. Energiewirtschaftsgesetz) und ersetzt den bis zur Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) bis Ende 2012 geltenden individuellen Netzanbindungsanspruch der Offshore-Windpark-Projektträger (§ 17 Abs. 2a EnWG a. F.). Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) sind dabei verpflichtet, die im bestätigten O-NEP enthaltenen Ausbaumaßnahmen dem vorgeesehenen 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 2025 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/ZJ4. Zu weiteren Themen und Kapiteln rund um das Thema O-NEP finden sich für interessierte Leser und Leserinnen weiterführende Informationen unter www.netzentwicklungsplan.de/Z42.



1.1 Gesetzliche Grundlagen und Neuerungen

Der Bundestag hat im Herbst 2015 auf Vorschlag der Bundesregierung eine Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes¹ 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.

Mit der Umstellung von NEP und O-NEP auf einen Zweijahresturnus ist der Gesetzgeber den Forderungen zahlreicher Stakeholder sowie der ÜNB nach Beseitigung zeitlicher Überschneidungen der Prozesse bei der Erstellung der verschiedenen Netzentwicklungspläne sowie der Erarbeitung des Szenariorahmens nachgekommen. Das schafft mehr Klarheit für alle Beteiligten.

Die Übertragungsnetzbetreiber müssen zukünftig spätestens zum 10. Januar eines geraden Jahres² 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 bestätigt. Nach Bestätigung des Szenariorahmens durch die BNetzA haben die Übertragungsnetzbetreiber 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. Die BNetzA hat die Netzentwicklungspläne nach erneuter öffentlicher Konsultation bis zum 31. Dezember eines jeden ungeraden Kalenderjahres, beginnend mit dem Jahr 2017, zu bestätigen.

Die sehr enge Frist für die ÜNB von zehn Monaten für die Erarbeitung der ersten Entwürfe von NEP und O-NEP, die öffentliche Konsultation sowie die Überarbeitung der Netzentwicklungspläne und die Übergabe der zweiten Entwürfe an die BNetzA erlauben es den ÜNB leider nicht, die von vielen Stakeholdern ebenfalls gewünschte Ausweitung des Konsultationszeitraums und der Diskussion der jeweiligen Netzentwicklungspläne vorzunehmen. Um die gesetzliche Bearbeitungsfrist einhalten zu können, sehen sich die ÜNB sogar dazu gezwungen, die Konsultation der ersten Entwürfe von NEP und O-NEP ab dem kommenden Prozess voraussichtlich von bisher sechs auf vier Wochen zu verkürzen. Die ÜNB arbeiten aktuell an Vorschlägen, wie dennoch eine inhaltsreiche Konsultation und eine adäquate Einarbeitung in die zweiten Entwürfe von NEP und O-NEP gewährleistet werden kann.

Der neu eingeführte Umsetzungsbericht soll Angaben zum Stand der Umsetzung des zuletzt bestätigten NEP und O-NEP sowie im Falle von Verzögerungen bei der Umsetzung, die dafür maßgeblichen Gründe enthalten. Die Übertragungsnetzbetreiber haben den Umsetzungsbericht der Regulierungsbehörde jeweils spätestens bis zum 30. September eines jeden geraden Kalenderjahres, beginnend mit dem Jahr 2018, vorzulegen.

Darüber hinaus wurden die Vorgaben zum Betrachtungszeitraum für den Szenariorahmen und die Netzentwicklungspläne flexibilisiert. So wird es möglich, den betrachteten Zeithorizont von NEP und O-NEP einerseits und vom Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) von ENTSO-E auf EU-Ebene andererseits besser aufeinander abzustimmen. 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.

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) hat 2015 Eckpunkte papiere zu Ausschreibungen für die Förderung von Erneuerbare-Energien-Anlagen veröffentlicht. Diese enthalten Überlegungen zur Ausgestaltung von Ausschreibungsverfahren u. a. für Windenergieanlagen auf See. Offshore-Windparks sollen danach zukünftig über die Vergütung der erzeugten Energie miteinander um die Realisierung von Projekten konkurrieren. Die Einführung eines zentralen Ausschreibungsmodells und geeignete Übergangsregelungen können die Offshore-Netzentwicklung erheblich beeinflussen. Derzeit ist die konkrete Ausgestaltung dieses neuen Verfahrens jedoch noch nicht hinreichend absehbar, um es bereits im vorliegenden O-NEP berücksichtigen zu können.

¹Artikel 2 des ersten Gesetzes zur Änderung des Energieverbrauchskennzeichnungsgesetzes und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts vom 10.12.2015, BGBl. I S. 2194.

²Diese 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. [www.netzentwicklungsplan.de/begleitdokumente/2016 und <http://www.netzausbau.de/bedarfsermittlung/2030/szenariorahmen/de.html>]



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 Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie (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).

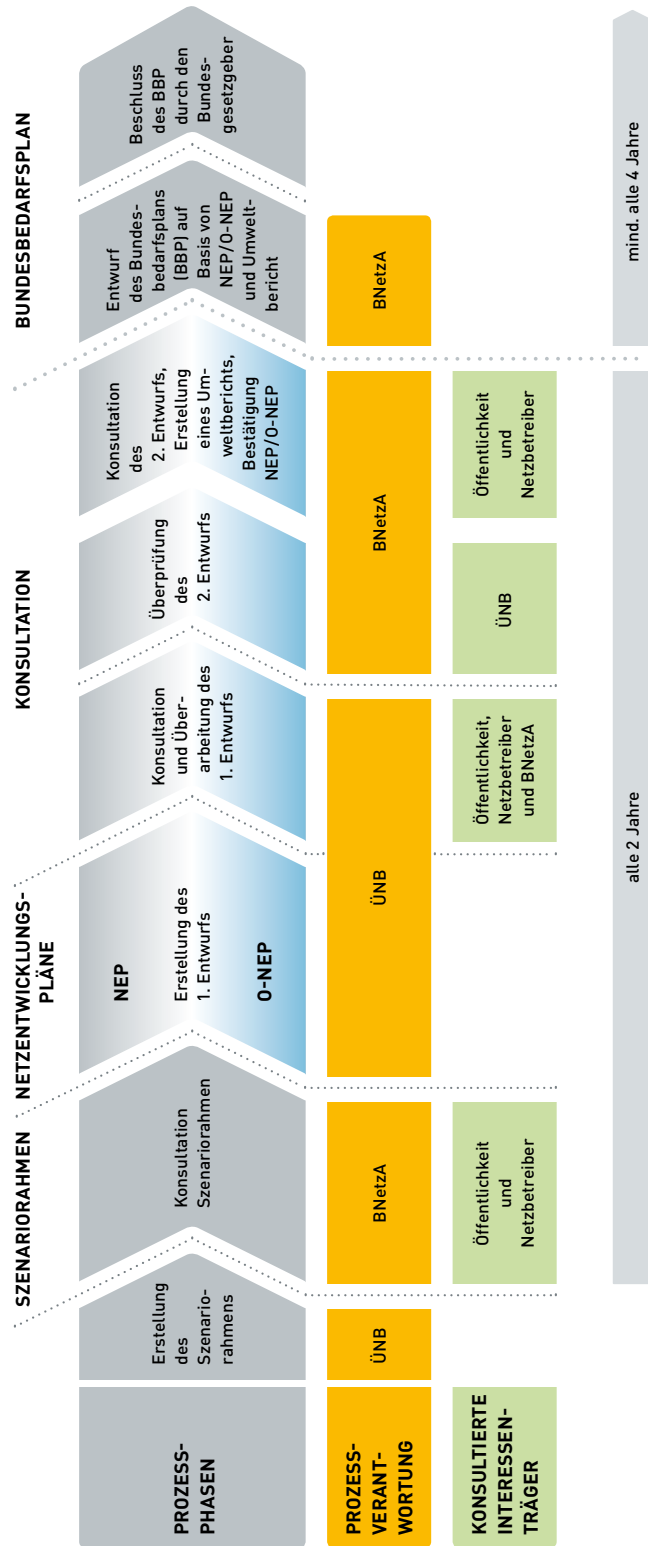
Dieser zweite überarbeitete Entwurf des O-NEP 2025 enthält die Ergebnisse der Konsultation des ersten Entwurfs. Er wird gemeinsam mit dem zweiten Entwurf des NEP an die BNetzA übergeben und im Internet auf www.netzentwicklungsplan.de veröffentlicht.

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 Offshore-netzes 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 die Grundlage für die Ausbauplanung des Offshorenetzes durch die ÜNB und ist damit eine wichtige Voraussetzung für eine nachhaltige Entwicklung der Offshore-Windenergie.



Abbildung 1: Der Gesamtprozess



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



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 Erzeugungleistung 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 19.12.2014³ ist der feste Ausgangspunkt für die Erarbeitung des O-NEP 2025 sowie des NEP 2025.

Zu den Einflussgrößen gehört auch der vom BSH erstellte, jeweils aktuelle, BFO. Dieser legt für die ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ) die Trassen für Netzanbindungssysteme, Standorte für Umspann- und Konverterplattformen, standardisierte Technikvorgaben und Planungsgrundsätze fest und definiert Grenzkorridore zwischen AWZ und Küstenmeer (siehe Abb. 2 und 3), durch die die Trassen der Netzanbindungssysteme geführt werden. Der BFO gibt damit gemeinsam mit dem Szenariorahmen das Mengengerüst für den O-NEP vor.

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 NVP, die das Ergebnis der im Rahmen des NEP durchgeführten Netzanalysen sind.⁴

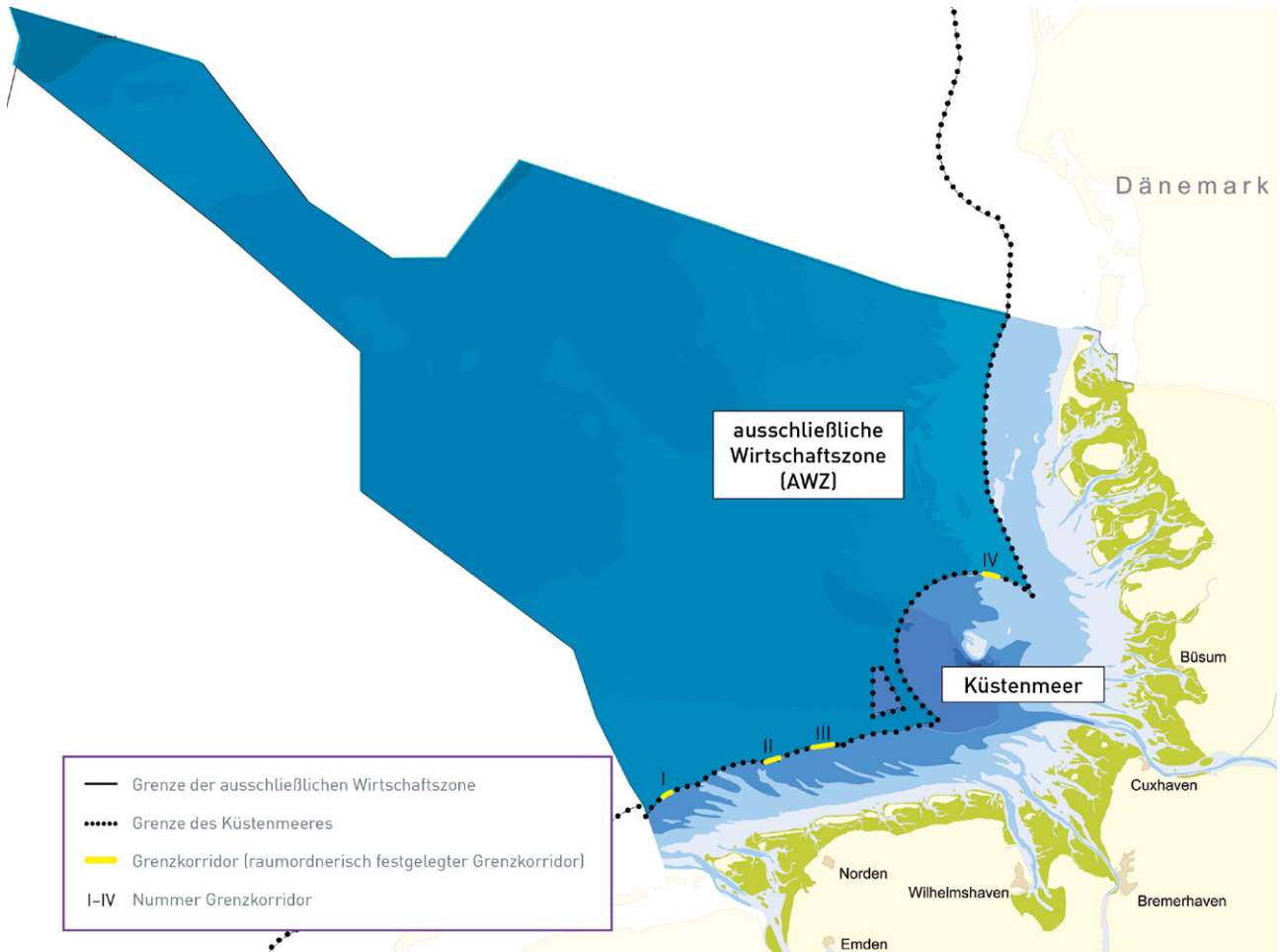
Die auf nationaler Ebene im O-NEP und NEP entwickelten Ergebnisse finden Eingang in den Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) der Europäischen Union, der den Netzausbaubedarf für die Netze aller Mitgliedsstaaten von der Vereinigung der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) beschreibt.

³<http://www.netzausbau.de/bedarfsermittlung/2025/szenariorahmen/de.html>.

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



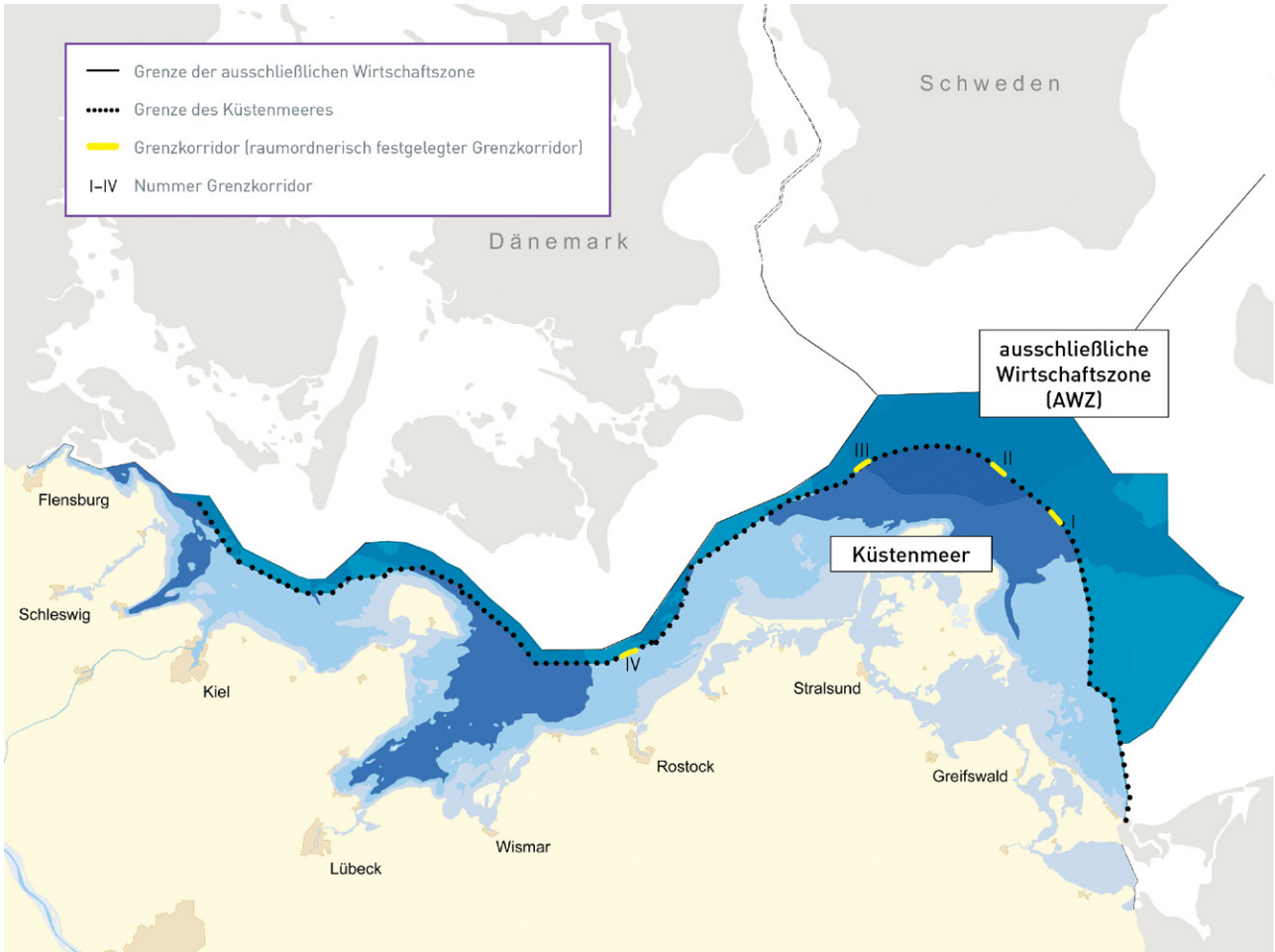
Abbildung 2: Unterteilung der Nordsee in ausschließliche Wirtschaftszone und Küstenmeer, Lage der Grenzkorridore



Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie/Übertragungsnetzbetreiber



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



Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie/Übertragungsnetzbetreiber



1.4 Bestimmung der erforderlichen Maßnahmen

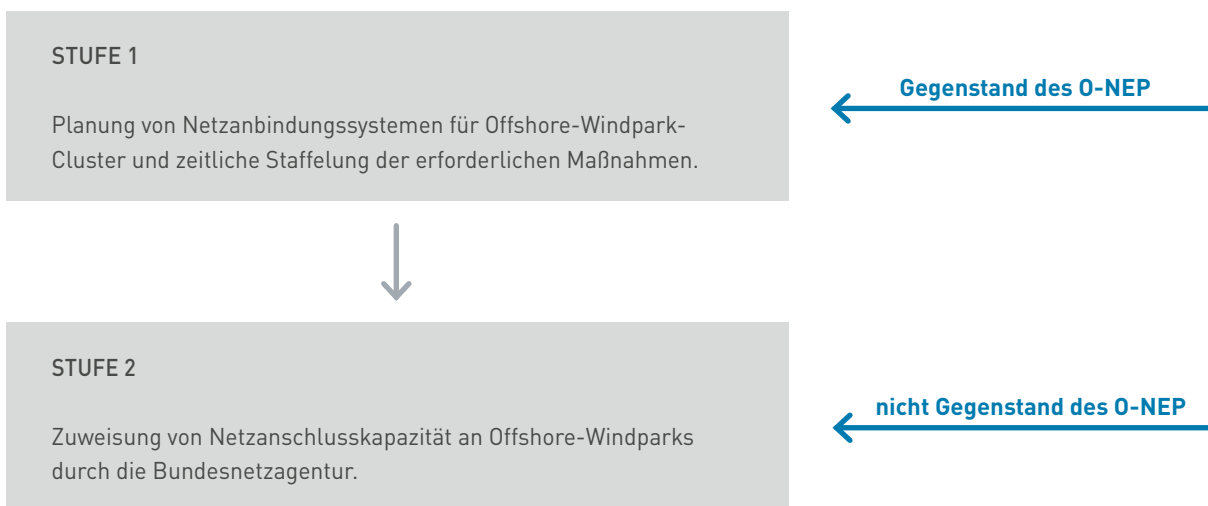
Im Rahmen des O-NEP ermitteln die ÜNB Maßnahmen, die nicht nur für einen schrittweisen, bedarfsgerechten und wirtschaftlichen Ausbau des Offshorenetzes notwendig sind, sondern auch eine zeitliche Staffelung (Abfolge der Umsetzung der Maßnahmen) der Netzanbindungssysteme in Abhängigkeit der Szenarien 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. Die windparkunspezifische Planung der Netzanbindungssysteme im O-NEP bildet die erste von zwei Planungsstufen. In der zweiten Planungsstufe wird die Übertragungskapazität jedes Netzanbindungssystems einem oder anteilig mehreren OWP zugewiesen. Dieses diskriminierungsfreie Verfahren zur Vergabe gemäß § 17d Abs. 3 EnWG wird durch die BNetzA durchgeführt und im Rahmen des O-NEP nicht behandelt. Eine detaillierte Beschreibung dieses Verfahrens und die bestehenden Zuweisungen von Netzanschlusskapazität an OWP sind auf der Webseite der Bundesnetzagentur www.netzausbau.de abrufbar. Windparks, die über eine gültige Zuweisung verfügen, sind in den Steckbriefen des jeweiligen Offshore-Netzanbindungssystems im Anhang zum O-NEP nachrichtlich aufgeführt um dem Leser den Gesamtüberblick zu erleichtern.

Abbildung 4: Zweistufiges Vorgehen zur Spezifizierung eines Netzanbindungssystems



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



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 (§ 17b Abs. 1 S. 2 EnWG). 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. 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.

Sicherstellung eines bedarfsgerechten Offshore-Netzausbaus durch regelmäßige Überprüfung der zeitlichen Staffelung und des Umsetzungstempos

Durch den regelmäßig aktualisierten Szenariorahmen kann sich Anpassungsbedarf im Hinblick auf den Umfang, die Art, die Abfolge und die geplanten Umsetzungszeiträume der Maßnahmen ergeben, dem in der Überarbeitung des O-NEP durch die ÜNB insbesondere zur Sicherstellung eines bedarfsgerechten Offshore-Netzausbaus Rechnung getragen wird.

Außerdem werden die ÜNB bei der Überarbeitung des O-NEP in besonderem Maße auch die tatsächliche Entwicklung der Offshore-Windenergie und den entsprechenden Bedarf für Netzanschlusskapazitäten berücksichtigen, indem sie auch die bereits fertiggestellten bzw. in Auftrag gegebenen Netzanbindungen und deren tatsächliche Nutzung durch OWP überprüfen. Wenn sich dabei herausstellt, dass die Nutzung der bereits tatsächlich vorhandenen oder in Auftrag gegebenen Netzanschlusskapazität nicht hinreichend sichergestellt ist, werden die ÜNB die Beauftragung aller weiteren Netzanbindungen in dieser Region zeitlich anpassen. Damit wird gewährleistet, dass der Offshore-Netzausbau nicht an der tatsächlichen Nachfrage nach Netzanschlusskapazität vorbei realisiert wird. Stranded Investments, also Investitionen in völlig oder teilweise ungenutzte Netzanbindungen, sollen somit im volkswirtschaftlichen Interesse vermieden werden.

1.5 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 Szenariorahmen 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 dies 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.



1.6 Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Der O-NEP muss gemäß § 17b Abs. 3 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. Darzustellen sind damit diejenigen anderweitigen Planungsmöglichkeiten, die überhaupt in Betracht kommen und darüber hinaus geprüft wurden.

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten sind energiewirtschaftlich unterschiedliche Entwicklungen (Szenarien) von den ÜNB betrachtet worden. Zu einzelnen Projekten werden ggf. bestehende alternative Planungsmöglichkeiten, wie beispielsweise die Zuordnung eines anderen NVP in den bezüglichlichen Steckbriefen dargestellt. Anderweitige Planungsmöglichkeiten sind darüber hinaus anderweitige Technologiekonzepte. Die Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC- und DC-Netzanbindungssystemen entschieden. Die Darstellung der hier angestellten Überlegungen und Abwägungen findet sich in Kapitel 6 des O-NEP 2013.

Nicht 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 angegebenen Räume für mögliche Trassenverläufe stellen 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

- www.netzentwicklungsplan.de ↗
- www.netzentwicklungsplan.de/stellungnahmen-2015 ↗
- www.netzentwicklungsplan.de/ZJ4 ↗
- www.netzentwicklungsplan.de/Z42 ↗
- www.netzausbau.de ↗

2 AUSGANGSDATEN



2 AUSGANGSDATEN

Basierend auf den Stellungnahmen aus der Konsultation zum ersten Entwurf des Offshore-Netzentwicklungsplans 2025 und den sich aus der Weiterentwicklung des Offshorenetzes ergebenden Anpassungen wurden in diesem Kapitel im Wesentlichen folgende Änderungen vorgenommen:

Der Abschnitt zum Szenariorahmen wurde um Ausführungen zu möglichen Änderungen der gesetzlichen Vorgaben zum Ausbau der Offshore-Windenergie im Rahmen der für 2016 vorgesehenen Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) ergänzt.

Die Ausführungen zur Bestimmung von Netzverknüpfungspunkten und der jeweiligen installierten Erzeugungleistungen wurden ergänzt. Der Netzverknüpfungspunkt „Cloppenburg/Ost“ wird neu als „Cloppenburg“ bezeichnet.

2.1 Schnittstellen mit dem Netzentwicklungsplan Strom: Szenariorahmen und Netzverknüpfungspunkte

Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) erarbeiten einen gemeinsamen Entwurf zum Szenariorahmen. In den verschiedenen Szenarien werden Annahmen zu Erzeugung, Versorgung und Verbrauch von elektrischer Energie sowie deren Austausch mit anderen Ländern für die nächsten zehn bzw. 20 Jahre beschrieben. *Zukünftig gelten andere Zeithorizonte, siehe dazu Kapitel 1.1.*

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) stellt den Entwurf der ÜNB zum Szenariorahmen zur Konsultation. Unter Berücksichtigung der eingegangenen Stellungnahmen und der eigenen behördlichen Einschätzung wird der Entwurf des Szenariorahmens durch die BNetzA genehmigt. Der genehmigte Szenariorahmen ist der gemeinsame Ausgangspunkt für die Erarbeitung des Offshore-Netzentwicklungsplans (O-NEP) und des Netzentwicklungsplans Strom (NEP). Dadurch wird eine einheitliche Planung an Land wie auf See gewährleistet.

Der Szenariorahmen für den Offshore-Netzentwicklungsplan 2025

Der von der BNetzA genehmigte Szenariorahmen zum NEP und O-NEP 2025 sieht erstmalig sechs Szenarien (A 2025, B1 2025, B2 2025, B1 2035, B2 2035, C 2025) vor (s. Tabelle 1). Eine weitere Neuerung ist, dass in allen Szenarien eine Spitzenkappung bei Wind Onshore- und Photovoltaik-Anlagen berücksichtigt wird. Die Szenarien B2 2025, B2 2035 sowie C 2025 sind mit einer weiteren Vorgabe für die Marktmodellierung versehen: Die CO₂-Emissionen sind auf 187 Mio. bzw. 134 Mio. t in den jeweiligen Zieljahren begrenzt. Die daraus resultierenden Auswirkungen werden im NEP 2025 betrachtet.

Tabelle 1: Bestätigter Szenariorahmen der BNetzA vom 19.12.2014, installierte Erzeugungleistung Offshore

| | Szenario A 2025 | Szenario B1 2025 | Szenario B2 2025 | Szenario B1 2035 | Szenario B2 2035 | Szenario C 2025 |
|---------|-----------------|------------------|------------------|------------------|------------------|-----------------|
| Nordsee | 7,7 GW | 9,2 GW | 9,2 GW | 16,6 GW | 16,6 GW | 9,2 GW |
| Ostsee | 1,2 GW | 1,3 GW | 1,3 GW | 1,9 GW | 1,9 GW | 1,3 GW |
| Gesamt | 8,9 GW | 10,5 GW | 10,5 GW | 18,5 GW | 18,5 GW | 10,5 GW |

Quelle: Bundesnetzagentur, Genehmigung des Szenariorahmens 2025



2 Ausgangsdaten

Für die Szenarien B1 2025, B2 2025 sowie C 2025 sieht der Szenariorahmen eine installierte Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie in Höhe von 10,5 GW vor. Diese Annahme stützt sich auf die seit dem 01.08.2014 gültigen Vorgaben für den Ausbau der Offshore-Windenergie nach § 17d Abs. 3 S. 2 und 3 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG). Danach wird bis zum Jahr 2020 für die deutsche Nordsee und die deutsche Ostsee zusammen ein Zubau von Offshore-Windenergie von bis zu 6,5 GW und danach von jährlich zusätzlich 800 MW vorgesehen. Für das Zieljahr 2025 ergeben sich damit 10,5 GW. Die Szenarien B1 2035 und B2 2035 schreiben einen jährlichen Zubau von 800 MW bis 2035 fort. Für das Zieljahr 2035 ergeben sich damit 18,5 GW.

Im Szenario A 2025 wird eine Entwicklung untersucht bei der der vorgegebene Ausbaupfad für Offshore-Windenergie unterschritten wird. Mit 8,9 GW installierte Erzeugungsleistung von Offshore-Windenergie wird von einem um zwei Jahre verzögerten Ausbau ausgegangen.

Die Szenarien B1 und B2 unterscheiden sich hinsichtlich der angenommenen installierten Erzeugungsleistung aus Offshore-Wind nicht. Folglich wird im O-NEP im Szenario B nicht zwischen B1 und B2 unterschieden. Das Szenario C 2025 entspricht den installierten Erzeugungsleistungen im Szenario B 2025 und führt somit ebenfalls zu keinem anderen Offshore-Netzausbau. Von Bedeutung für die weitere Bearbeitung im O-NEP sind somit die Szenarien A 2025 und B 2025 sowie dessen Fortschreibung B 2035.

Die BNetzA hat im Szenario B 2035 für die Ostsee die Offshore-Windleistung mit 1,9 GW eingeschätzt. Auf Basis *des sich derzeit in einem Fortschreibungsprozess* befindlichen Landesraumentwicklungsprogramms des Landes Mecklenburg-Vorpommern und der 50Hertz vorliegenden Prognosen, wäre eine Entwicklung des Erzeugungspotentials in der Ostsee, insbesondere unter Berücksichtigung des Küstenmeeres, von circa 3 GW realistisch.

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 <http://www.netzentwicklungsplan.de/begleitdokumente/2015>. Den vollständigen genehmigten Szenariorahmen zum O-NEP 2025 stellt die BNetzA auf der Webseite www.netzausbau.de⁵ zur Verfügung.

Im Rahmen der für 2016 vorgesehenen Novellierung des EEG werden erhebliche Änderungen der gesetzlichen Vorgaben zum Ausbau der Offshore-Windenergie erwartet. Es ist vorgesehen, dass Offshore-Windparkentwickler zukünftig in einem Ausschreibungsverfahren um die Realisierung von Projekten konkurrieren. Der Einführung dieses Modells soll ein Übergangszeitraum vorangestellt werden. In diesem Übergangszeitraum sollen Netzanbindungskapazitäten unter bereits weit vorgeschrittenen Offshore-Windpark-Projekten versteigert werden.

Diese Änderungen können erheblichen Einfluss auf die Offshore-Netzplanung haben. Die genaue Ausgestaltung der Regelungen ist derzeit Gegenstand einer breiten öffentlichen Diskussion. Sie konnten im vorliegenden O-NEP deshalb noch nicht berücksichtigt werden. Eine Berücksichtigung im O-NEP 2025 bleibt im Rahmen der Prüfung und Bestätigung des O-NEP 2025 durch die BNetzA jedoch weiter möglich. Die ÜNB werden sich nach Kenntnis der genauen Ausgestaltung der Novellierung und dem sich daraus ggf. ergebenden Anpassungsbedarfs des O-NEP konstruktiv in den Prüfungs- und Bestätigungsprozess der BNetzA miteinbringen.

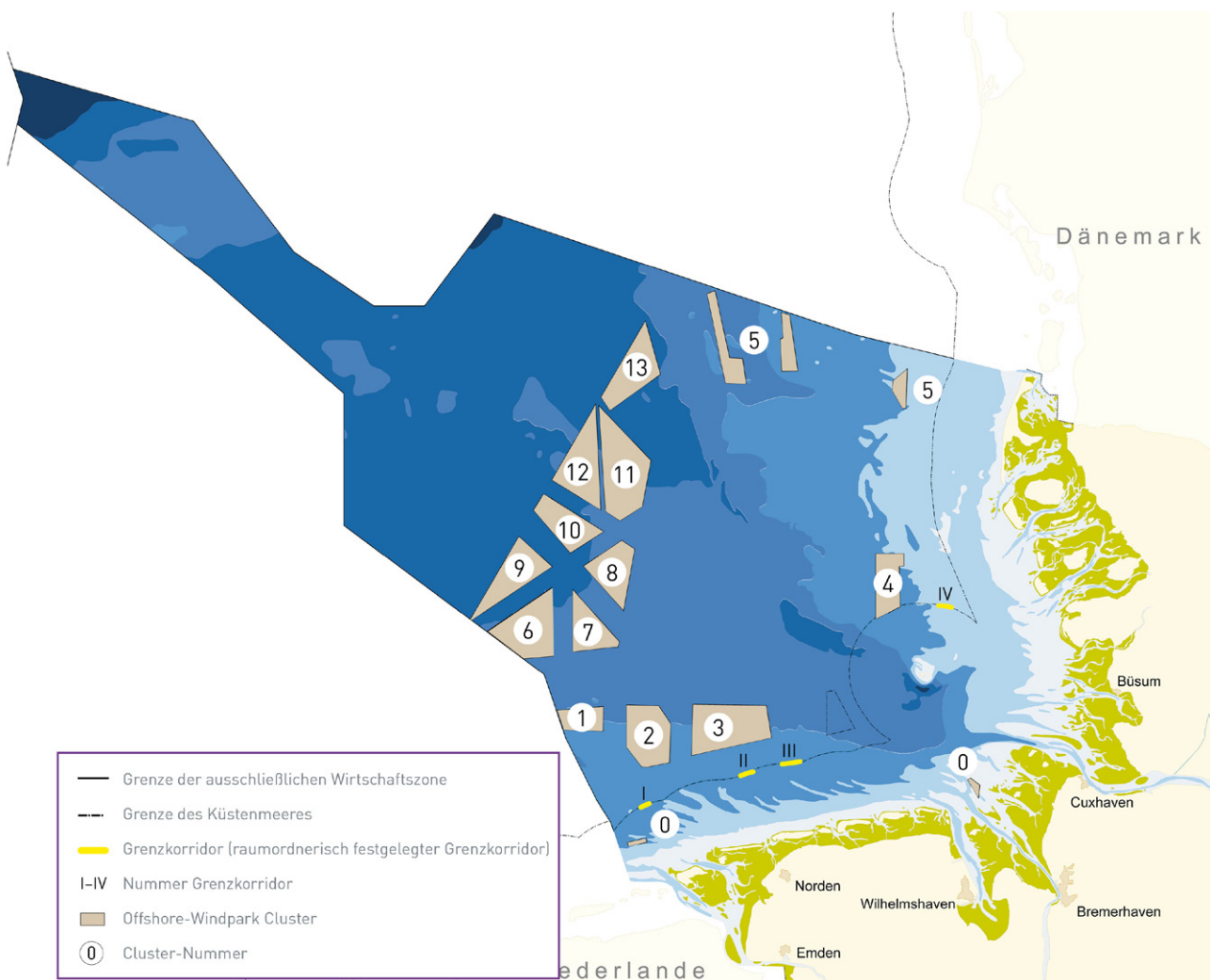
⁵<http://www.netzausbau.de/bedarfsermittlung/2025/szenariorahmen/de.html>.



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 jedoch konkrete bedarfsgerechte Ausbaumaßnahmen des Offshorenetzes ableiten zu können, werden räumlich zusammenhängende Regionen zur Nutzung der Offshore-Windenergie, sogenannte Cluster, in Nord- und Ostsee durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) im Bundesfachplan Offshore (BFO) ausgewiesen. Der BFO enthält die erwarteten Erzeugungsleistungen der einzelnen Cluster in der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ). Der BFO ist gem. § 17b Abs. 1 S. 2 EnWG bei der Erarbeitung des O-NEP zu berücksichtigen. Zusätzlich finden im O-NEP auch Cluster im Küstenmeer, wie sie durch die Landesraumentwicklungsprogramme der einzelnen Bundesländer ausgewiesen werden, Berücksichtigung.

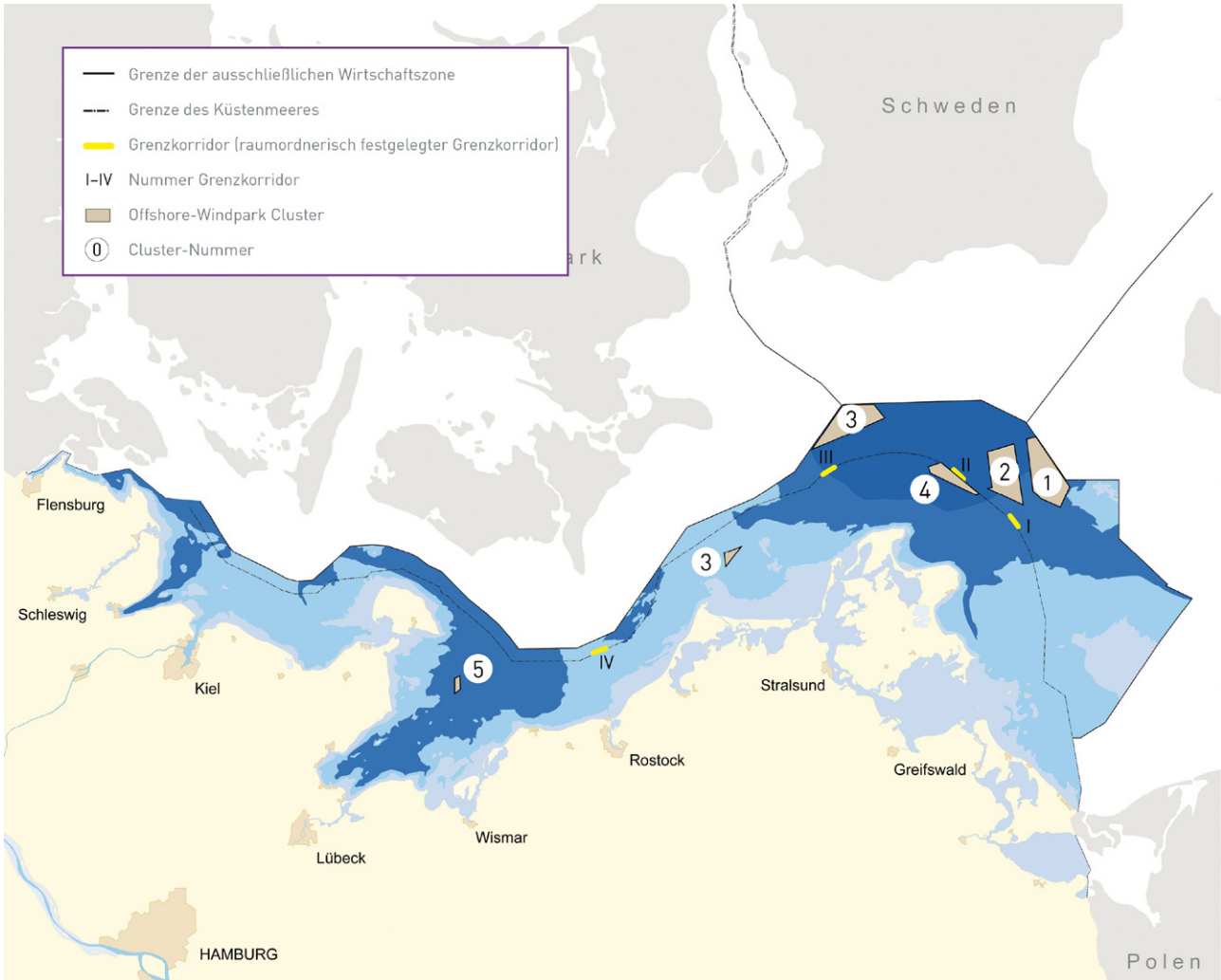
Abbildung 5: Cluster in der Nordsee



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 ⁶ | 1 | 224 | 224 | 0 |
| 1 | 1 | 0 | 900 ⁷ | 900 |
| 2 | 1 | 1.762 | 1.750 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 ⁸ | 1.650 ⁷ | 450 ⁹ |
| 7 | 2 | 0 | 1.400 ⁷ | 1.400 |
| 8 | 2 | 900 | 1.300 ⁷ | 400 ⁹ |
| 9 | 3 | 0 | 1.300 ⁷ | 1.300 |
| 10 | 3 | 0 | 1.300 ⁷ | 1.300 |
| 11 | 3 | 0 | 1.900 ⁷ | 1.900 |
| 12 | 3 | 0 | 1.700 ⁷ | 1.700 |
| 13 | 3 | 0 | 2.000 ⁷ | 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 | 1.650 ¹⁰ | 915 |
| 2 | 1 | 0 | 1.288 ¹⁰ | 1.288 |
| 3 (AWZ) | 1 | 288 | 722 ¹⁰ | 434 |
| 3 (Küstenmeer) | 1 | 51 | 51 ¹¹ | 0 ¹² |
| 4 | 1 | 0 | 350 ¹¹ | 350 |
| 5 | 1/2 | 0 | ca. 150 ¹³ | ca. 150 |

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

⁶Küstenmeer Nordsee.⁷Bundesfachplan Offshore für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone der Nordsee 2013/2014, Tabelle 1, Seite 19.⁸Siehe Hinweis zum DC-Netzanbindungssystem NOR-6-3 (BorWin4) im Cluster 6 in Abschnitt 2.2.⁹Windparks 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.¹⁰Bundesfachplan Offshore Ostsee 2013, Planungshorizont 2030, Tabelle 3, Seite 16.¹¹Entspricht der Offshore-Windpark-Genehmigungslage.¹²Das Land Mecklenburg-Vorpommern geht in der aktuellen Überarbeitungsphase des Landesraumentwicklungsprogramm von überschlägig 1.900 MW im Küstenmeer aus. Diese Flächen im Küstenmeer wurden bei der Beurteilung der Ausbauerwartungen für Offshore-Windenergie in der Ostsee für den Szenariorahmen 2025 nicht berücksichtigt.¹³Entspricht der Antragslage auf Netzanschluss.

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.*

Ergänzend wird für die im 10-Jahreshorizont zu realisierenden, und damit für die Bestätigung der BNetzA relevanten Projekte in den betreffenden Projektsteckbriefen im Anhang die Auswahl des NVP individuell erläutert.

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 OWP belegt sind. Damit ergeben sich Einheiten von 900 MW für die Nordsee und 500 MW für die Ostsee. 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 | | | Datum der Verfügbarkeit des Netzverknüpfungspunktes |
|--------------------|---------------------------|----------------------|--|-----------------|--------|---|
| | | | A 2025 | B 2025 = C 2025 | B 2035 | |
| Schleswig Holstein | Büttel | 380 | 2.130 | 2.130 | 3.030 | bereits in Betrieb |
| Schleswig Holstein | Kreis Segeberg | 380 | - | - | 900 | 2019 |
| Niedersachsen | Cloppenburg ¹⁴ | 380 | - | 250 | 2.700 | 2022 |
| Niedersachsen | Diele | 380 | 1.200 | 1.200 | 1.200 | bereits in Betrieb |
| Niedersachsen | Dörpen/West | 380 | 2.616 | 2.616 | 2.616 | bereits in Betrieb |
| Niedersachsen | Emden/Borßum | 220 | 113 | 113 | 113 | bereits in Betrieb |
| Niedersachsen | Emden/Ost | 380 | 1.500 | 1.800 | 1.800 | 2019 |
| Niedersachsen | Unterweser | 380 | - | - | 450 | 2024 |
| Niedersachsen | Wilhelms-haven 2 | 380 | - | - | 2.700 | 2029 |
| Niedersachsen | Inhausen | 220 | 111 | 111 | 111 | bereits in Betrieb |

¹⁴Die Änderung der Bezeichnung des Netzverknüpfungspunktes resultiert aus der Umbenennung im Projekt P21 Conneforde - Cloppenburg - Merzen im NEP (siehe dazu Anhang NEP 2025, 2. Entwurf, Seite 290).



2 Ausgangsdaten

| Bundesland | Netzverknüpfungspunkt | Spannungsebene in kV | installierte Erzeugungsleistung Offshore-Windenergie in MW | | | Datum der Verfügbarkeit des Netzverknüpfungspunktes |
|------------------------|-----------------------|----------------------|--|-----------------|--------|---|
| | | | A 2025 | B 2025 = C 2025 | B 2035 | |
| Niedersachsen | Hagermarsch | 110 | 62 | 62 | 62 | bereits in Betrieb |
| Niedersachsen | Halbmond | 380 | - | 900 | 900 | 2021 |
| Mecklenburg-Vorpommern | Bentwisch | 380 | 339 | 339 | 339 | bereits in Betrieb |
| Mecklenburg-Vorpommern | Lubmin | 380 | 835 | 985 | 1.585 | bereits in Betrieb |

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Im Szenario A 2025 musste die Aufteilung von Leistung aus Offshore-Windenergie auf die NVP Halbmond und Emden/Ost gegenüber den ursprünglichen Berechnungen des Szenarios A 2025 aktualisiert werden. Die Gründe hierfür werden im Steckbrief des DC-Netzanbindungssystems NOR 3-3 näher erläutert. Zunächst wurden im vollumfänglich untersuchten Netzmodell des Szenarios A 2025 in Halbmond 600 MW angesetzt und in Emden/Ost 900 MW. Nachdem der NVP des DC-Netzanbindungssystems NOR-3-3 (DolWin6) von Halbmond auf Emden/Ost geändert wurde, ist im Szenario A am NVP Emden/Ost die komplette Leistung von 1500 MW angeschlossen. Die Änderung hat nur regionale Auswirkung.

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 sogenannte 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.

Das Netzanbindungssystem NOR-6-3 (BorWin4) ist in diesem O-NEP nicht mehr Teil des Startnetzes. Es wurde für den Anschluss des Offshore-Windparks Deutsche Bucht benötigt. Der Windpark hat eine gültige Netzanbindungszusage nach altem Recht. Nachdem durch die Verlagerung des Offshore-Windparks Global Tech I durch Beschluss der BNetzA am 24.3.2015 (Az. BK6-14-127) Kapazität an dem DC-Netzanbindungssystem NOR-6-2 (BorWin2) frei wurde, kann dieses nun zum Anschluss des Offshore-Windparks Deutsche Bucht verwendet werden. NOR-6-3 wird damit Bestandteil des Zubau-Offshorenetzes. Die Realisierung von NOR-6-3 ist weiterhin vorgesehen, sie folgt nun jedoch der Staffelung des O-NEP anhand der in Kapitel 3 erläuterten Kriterien.



2 Ausgangsdaten

Die Ausbaumaßnahmen des Start-Offshorenetzes haben eine Gesamtlänge von 1.200 km. Die Investitionen für Ausbaumaßnahmen im Start-Offshorenetz belaufen sich auf rund 5 Mrd. €.

Der Grund für die deutliche Reduzierung der Kosten und der Trassenlänge für die Ausbaumaßnahmen des Start-Offshorenetzes im Vergleich vom zweiten Entwurf O-NEP 2014 und dem vorliegenden O-NEP 2025 ist, dass in der Zwischenzeit einige Maßnahmen fertiggestellt wurden. Diese werden damit nicht mehr den Ausbaumaßnahmen des Start-Offshorenetzes zugerechnet. In den Tabellen 5 und 6 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 ¹⁵ | Nr. im TYNDP 2014 | Netzverknüpfungspunkt | Übertragungskapazität in MW ¹⁶ |
|-----------------------|----------------|---|-------------------|-----------------------|---|
| 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, 6 | DC-Netzanbindungssystem NOR-2-2 (DoWin1) | 42.165 | Dörpen/West | 800 |
| NOR-2-3 | 7, 8, 9 | DC-Netzanbindungssystem NOR-2-3 (DoWin3) | 42.655 | Dörpen/West | 900 |
| NOR-3-1 | 10, 11, 12, 13 | DC-Netzanbindungssystem NOR-3-1 (DoWin2) | 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 | DC-Netzanbindungssystem NOR-4-2 (HelWin2) | 42.657 | Büttel | 690 |
| NOR-5-1 | 22, 23, 24, 45 | 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, 27, 28 | DC-Netzanbindungssystem NOR-6-2 (BorWin2) | 42.167 | Diele | 800 |
| NOR-8-1 | 33, 34 | DC-Netzanbindungssystem NOR-8-1 (BorWin3) | 191.656 | Emden/Ost | 900 |
| OST-1-1 ¹⁷ | 51, 52 | AC-Netzanbindungssystem OST-1-1 (Westlich Adlergrund) | 46.194 | Lubmin | 250 |
| OST-1-2 ¹⁷ | 53, 54 | AC-Netzanbindungssystem OST-1-2 (Westlich Adlergrund) | 46.194 | Lubmin | 250 |
| OST-1-3 ¹⁷ | 55, 56 | AC-Netzanbindungssystem OST-1-3 (Westlich Adlergrund) | 46.194 | Lubmin | 250 |
| OST-3-1 | – | AC-Netzanbindungssystem OST-3-1 (Kriegers Flak) | 46.195 | Bentwisch | 51 |
| OST-3-2 | 50 | AC-Netzanbindungssystem OST-3-2 (Kriegers Flak) | 46.195 | Bentwisch | 339 ¹⁸ |

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

¹⁵AC = Wechselstrom, DC= Gleichstrom.

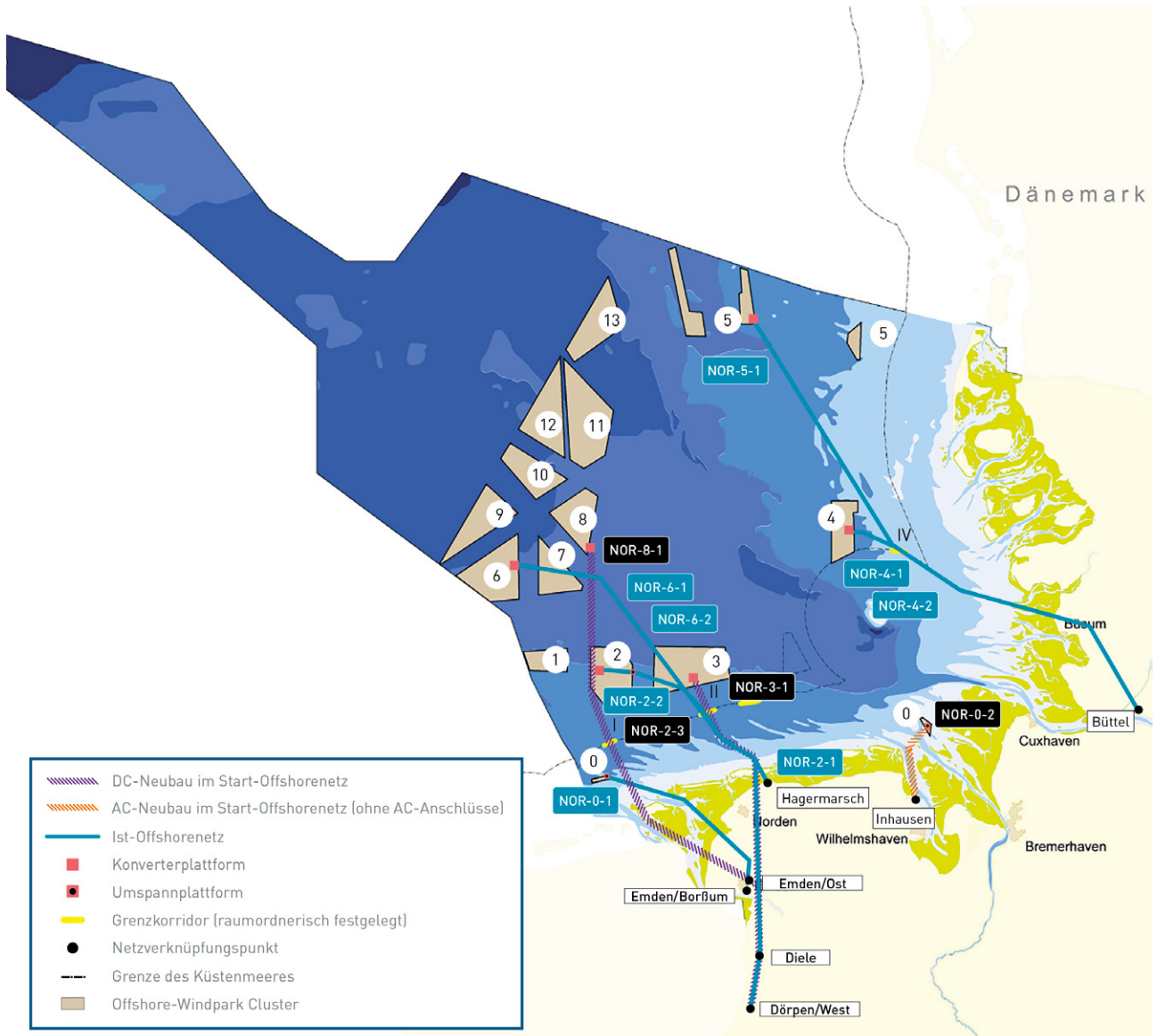
¹⁶Die Übertragungskapazität bezieht sich auf die Netzanschlusspunkte.

¹⁷AC-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 Netzan-schlusskapazität durch die BNetzA zugewiesen wurde.

¹⁸Projekt OST-3-2 baut auf dem Projekt OST-3-1 auf. Durch diese Projekte ergibt sich eine Übertragungskapazität von 339 MW.



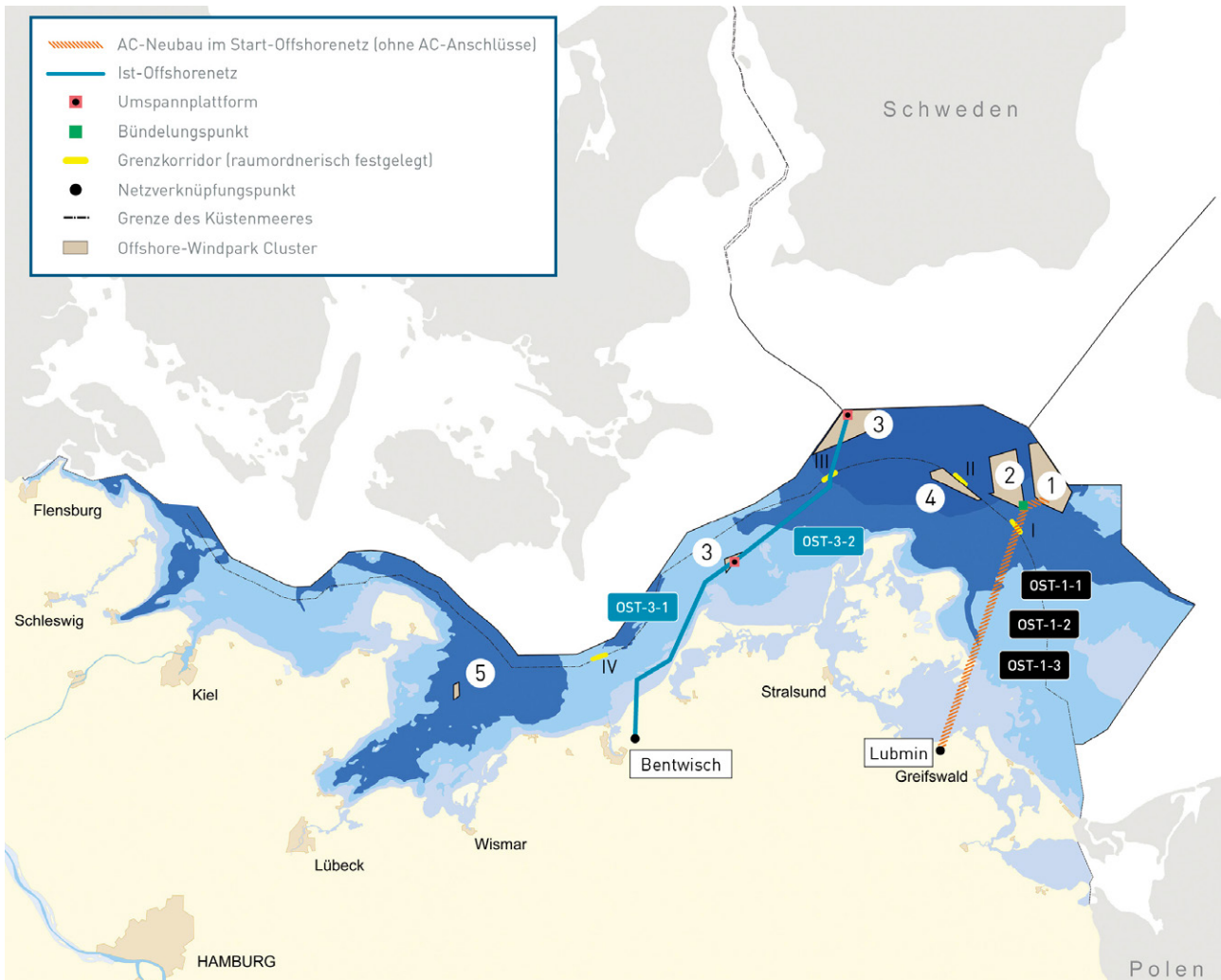
Abbildung 7: Start-Offshorenetz Nordsee



Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie/Übertragungsnetzbetreiber



Abbildung 8: Start-Offshorenetz Ostsee

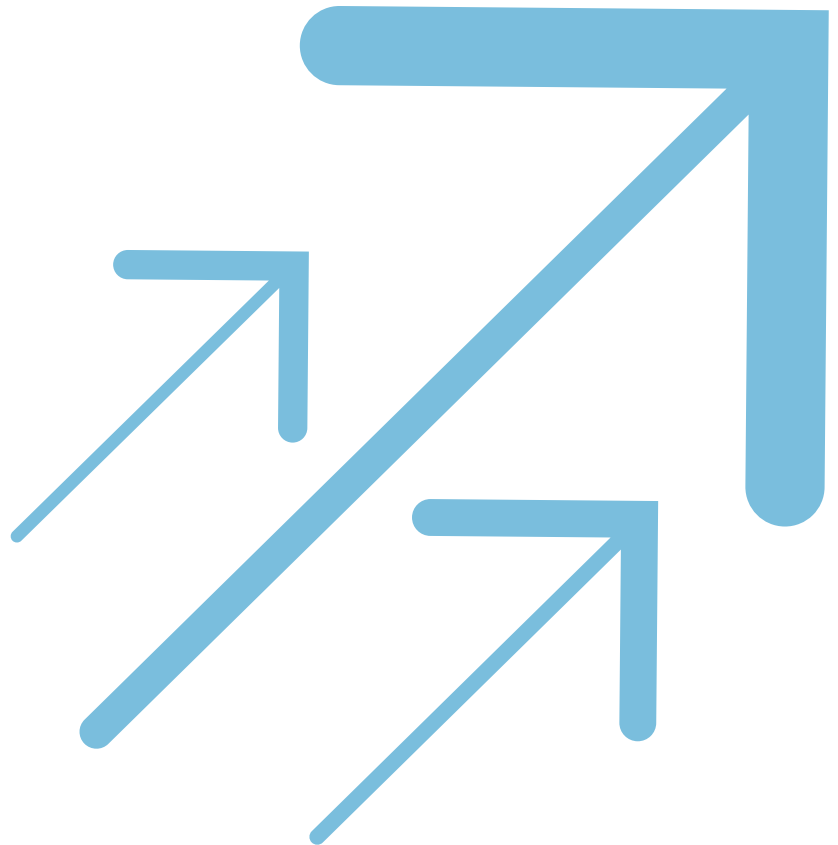


Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie/Übertragungsnetzbetreiber

Übersicht Links

- <http://www.netzentwicklungsplan.de/begleitdokumente/2015> ↗
- www.netzausbau.de ↗

3 ERMITTLUNG DES OFFSHORE-NETZAUS- BAUBEDARFS



3 ERMITTLUNG DES OFFSHORE-NETZAUSBAUBEDARFS

Basierend auf den Stellungnahmen aus der Konsultation zum ersten Entwurf des Offshore-Netzentwicklungsplans 2025 und den sich aus der Weiterentwicklung des Offshorenetzes ergebenden Anpassungen wurden in diesem Kapitel im Wesentlichen folgende Änderungen vorgenommen:

Es wurde eine Erläuterung aufgenommen, warum für DC-Netzanbindungssysteme eine Spannung von 320 kV geplant wird und warum höhere Spannungen derzeit nicht vorgesehen sind.

Es wurde eine weitere Erläuterung aufgenommen, warum AC-Netzanbindungssysteme mit einer Übertragungsleistung von 250 MW geplant werden und warum höhere Übertragungsleistungen zum heutigen Zeitpunkt nicht berücksichtigt werden.

Die Ausführungen zur Ermittlung der Zubau-Offshorenetze wurden ergänzt und auf den Fall ausgedehnt, dass für zwei Cluster dasselbe Erzeugungspotenzial angenommen wird.

Die Realisierungszeitpunkte und Netzverknüpfungspunkte der DC-Netzanbindungssysteme NOR-6-3 (BorWin4) und NOR-7-2 (BorWin6) wurden in Folge geänderter Rahmenbedingungen getauscht.

Der Netzverknüpfungspunkt „Cloppenburg/Ost“ wird neu als „Cloppenburg“ bezeichnet.

Die Kartendarstellung wurde verbessert, sodass die Offshore-Netzanbindungssysteme mit dem Netzverknüpfungspunkt Cloppenburg nun in einem Kartenausschnitt vollständig dargestellt werden können.

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. Daher stellt hier die AC-Technologie das technisch und wirtschaftlich effizienteste Übertragungskonzept dar. Durch kleinere Einheitengrößen in der Übertragungskapazität bietet die AC-Technologie außerdem die Möglichkeit, den Offshore-Netzausbau besser auf die tatsächlich installierte Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie anzupassen. *Die Übertragungsleistung eines AC-Netzanbindungssystems beträgt 500 MW. Aus technischen Gründen besteht dieses System aus zwei Einzelsystemen mit je 250 MW. Einzelne AC-Netzanbindungssysteme werden derzeit in Übereinstimmung mit dem BFO mit einer Übertragungsleistung von 250 MW ausgeführt.*



3 Ermittlung des Offshore-Netzausbaubedarfs

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/ZJJ die unterschiedlichen Rahmenbedingungen und die entsprechend eingesetzten Technologien erläutert.

Modularer Ausbau des Offshorenetzes

Die Anbindung von OWP wird in einem zweistufigen Verfahren geplant und realisiert. Im Rahmen der ersten Stufe stellen die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) auf Grundlage des Offshore-Netzentwicklungsplans (O-NEP) windparkunspezifische AC- bzw. HGÜ-Verbindungen zwischen Bündelungspunkten bzw. einzelnen Clustern und NVP an Land her.

In der zweiten Stufe erfolgt die Zuweisung der Anschlusskapazität auf einer solchen Verbindung durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) an jeweils einen oder mehrere OWP. Erst auf Grundlage einer konkreten Zuweisung von Anschlusskapazität auf einer Verbindung an OWP durch die BNetzA 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. Bei AC-Netzanbindungssystemen kann die Netzanbindung der OWP dabei sowohl direkt als auch über „Verbindungen untereinander“, bei welchen die Mitnutzung der Offshore-Umspannplattform eines primär angeschlossenen OWP erforderlich ist, erfolgen. AC-Anschlüsse werden bis zur Zuweisung von Anschlusskapazität durch die BNetzA im O-NEP nur nachrichtlich aufgeführt und mit der Zuweisung der Anschlusskapazität durch die BNetzA zugleich bestätigt. 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 von 42 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 2025 definierten Erzeugungsleistungen stellen das Ergebnis eines zehnjährigen Entwicklungspfades im Zieljahr 2025 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. Um die Reihenfolge festzulegen, in welcher die Offshore-Netzanbindungssysteme realisiert werden, wurden im Rahmen des O-NEP 2013 im Dialog mit der BNetzA und den Konsultationsteilnehmern objektive Kriterien zur zeitlichen Staffelung der Umsetzung der Offshore-Netzausbaumaßnahmen entwickelt und in den folgenden O-NEP weiter konkretisiert.

Nach Festlegung der Staffelung wird für jedes Szenario ermittelt, in welchem Jahr die Offshore-Netzanbindungssysteme realisiert werden sollen. Die Systeme folgen in den Szenarien B und C so aufeinander, dass – wie im aktuellen Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) vorgesehen – jedes Jahr 800 MW Anschlusskapazität zur Zuweisung an OWP angeboten werden



3 Ermittlung des Offshore-Netzausbaubedarfs

können. Die Termine für die im Szenario A enthaltenen Systeme wurden so bestimmt, dass bei einem linearen jährlichen Zubau von OWP entsprechend des Szenariorahmens immer genügend Anbindungskapazität zur Verfügung steht.

Mögliche Änderungen der gesetzlichen Vorgaben für den Offshore-Ausbau durch ein neues Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2016 waren zum Redaktionsschluss des vorliegenden O-NEP nicht hinreichend belastbar bekannt und konnten bei der Gestaltung der Szenarien nicht berücksichtigt werden.

Die zeitliche Staffelung der erforderlichen Maßnahmen erfolgt durch die sequenzielle Anwendung von vier Kriterien.

- 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 einmal exemplarisch anhand des Szenarios B 2025 beschrieben. Eine ausführliche Herleitung und Diskussion der Kriterien findet sich im O-NEP 2013¹⁹, 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).

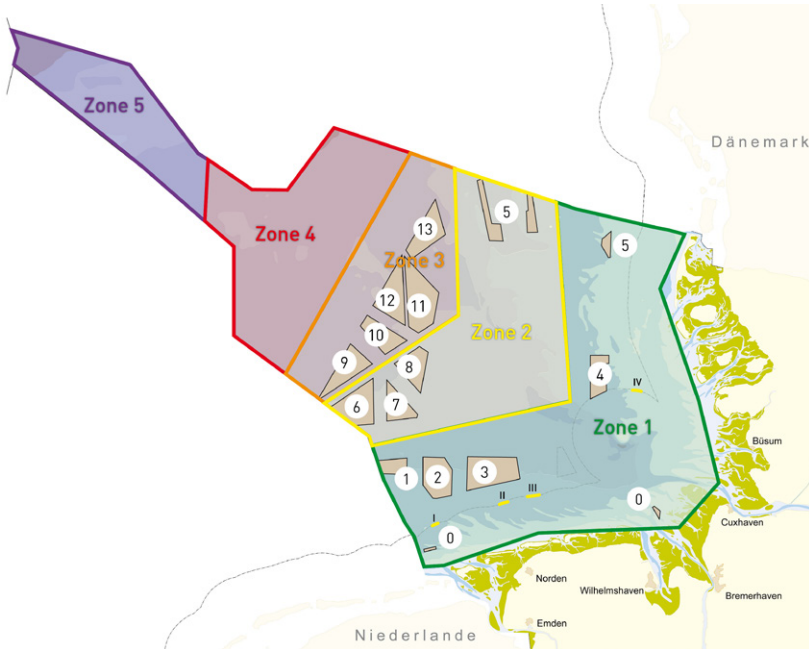
Die räumliche Tiefe der Zone 1 in der Nord- und Ostsee liegt dergestalt miteinander im Einklang, dass bei Übertragung der räumlichen Ausdehnung der Zone 1 der Nordsee die gesamte Fläche des Küstenmeers und der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) der Ostsee abgedeckt wird. Im Ergebnis liegen damit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

¹⁹<http://www.netzentwicklungsplan.de/netzentwicklungsplaene/2013>.



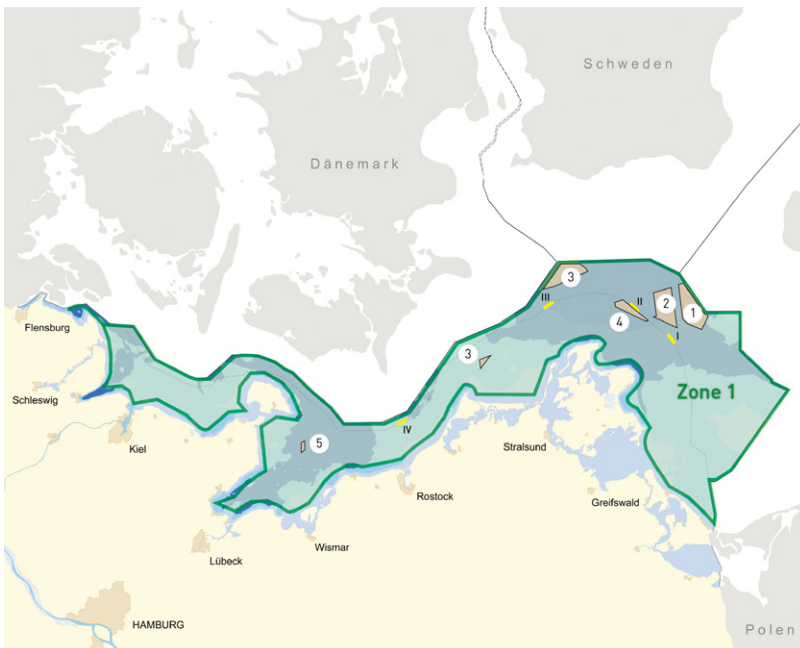
3 Ermittlung des Offshore-Netzausbaubedarfs

Abbildung 9: Deutsche Nordsee mit Entfernungszonen



Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie/Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 10: Deutsche Ostsee mit Entfernungszonen



Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie/Übertragungsnetzbetreiber



3 Ermittlung des Offshore-Netzausbaubedarfs

Kriterium 2 „Erzeugungspotenzial“

Die 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. Eine Unterteilung der Erzeugungsleistung in Kurzfrist- und Langfrighthorizont ist in den Bundesfachplänen Offshore nicht mehr enthalten und wird daher im Gegensatz zum O-NEP 2014 nicht mehr als Grundlage für die zeitliche Staffelung der Netzanbindungssysteme herangezogen. 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.

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 z. B. 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 2025 in der Nordsee

Gemäß dem Szenario B 2025 ist für die Nordsee insgesamt eine installierte Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie von 9.200 MW zu übertragen. Durch die Netzanbindungssysteme im Start-Offshorenetz wird bereits eine installierte Leistung aus Offshore-Windenergie in Höhe von rund 7.100 MW erschlossen. Für die Übertragung der verbleibenden rund 2.100 MW im Szenario B 2025 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. Daraus ergibt sich, dass drei weitere Netzanbindungssysteme erforderlich sind.



3 Ermittlung des Offshore-Netzausbaubedarfs

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 abgedeckt. 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 in der jeweils aktuellsten Fassung. Für den ersten Entwurf des O-NEP 2025 war dies der BFO Nordsee 2013/2014.

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

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-3-3²⁰. 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 die Staffelung NOR-3-3, NOR-1-1, NOR-3-2.

Da aus heutiger Sicht alle notwendigen NVP verfügbar sind, ergibt sich 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 5 und 7 in der Zone 2 befinden sich Windparks, die bereits einen fortgeschrittenen Realisierungsstand anhand der alten Rechtslage nachweisen konnten, während nur ein geringer Teil der Windparks, die für den Anschluss an NOR-3-3 und NOR-3-2 in Frage kommen, bereits vor der Neuregelung des Netzausbaus Ende 2012 eine Genehmigung hatten. Daher wird eine der beiden Maßnahmen (NOR-3-2) bei der zeitlichen Staffelung hinter die Maßnahmen NOR-7-1 und NOR-5-2, die der Erschließung der Cluster 5 und 7 dienen, eingeordnet. Es ergibt sich die Staffelung NOR-3-3, NOR-1-1, NOR-7-1, NOR-5-2, NOR-3-2.

Wie eingangs festgestellt, werden für die im Szenario B 2025 für die deutsche Nordsee vorgesehene Erzeugungslleistung aus Offshore-Windenergie über das Start-Offshorenetz hinaus drei DC-Netzanbindungssysteme benötigt. Folglich sind im Szenario B 2025 nur die ersten drei Systeme der Reihe enthalten: NOR-3-3, NOR-1-1 und NOR-7-1.

²⁰Die Systeme NOR-3-2 und NOR-3-3 haben unterschiedliche Trassen und Netzverknüpfungspunkte. Ursprünglich war das System NOR-3-2 vor NOR-3-3 vorgesehen. Später wurde die Realisierungsreihenfolge der beiden Systeme getauscht. Um Verwechslungen vorzubeugen wurden die Projektnummern und -namen der beiden Systeme aber konsequent beibehalten. Folglich wird innerhalb des Clusters 3 das System NOR-3-3 vor NOR-3-2 realisiert.



3 Ermittlung des Offshore-Netzausbaubedarfs

Exemplarische Anwendung der Methodik zur zeitlichen Staffelung auf das Szenario B 2025 in der Ostsee

Gemäß dem Szenario B 2025 ist insgesamt eine installierte Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie von 1.300 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 226 MW sind weitere Offshore-Netzausbaumaßnahmen erforderlich. Bei einer Übertragungsleistung von 500 MW²¹ pro AC-Netzanbindungssystem ist in der Ostsee im Szenario B damit insgesamt ein weiteres System bis zum Jahr 2025 erforderlich.

Im Küstenmeer und in der AWZ sind in Summe fünf Cluster vorhanden. Diese liegen alle in der einzigen Entfernungzone 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, 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 7: Noch zu erschließendes Potenzial für die deutsche Ostsee

| Cluster-Nr. | Potenzial in MW |
|---------------------------------|-----------------|
| Cluster 1 „Westlich Adlergrund“ | 915 MW |
| Cluster 2 „Arkonasee“ | 1.290 MW |
| Cluster 3 „Kriegers Flak“ | 430 MW |
| Cluster 4 „Westlich Arkonasee“ | 350 MW |
| Cluster 5 „Beltsee“ | 150 MW |

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abweichend vom O-NEP 2014 wird für den flexiblen Anschluss von OWP ein imaginäres Großcluster aus den Clustern 1, 2 und 4 gebildet. Das daraus resultierende Erzeugungspotential führt dazu, dass in der Ostsee die nächsten AC-Verbindungen vom Netzverknüpfungspunkt Lubmin aus zunächst parallel durch das Küstenmeer zum sogenannten Bündelungspunkt in der AWZ geführt werden. 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, ohne dass jedoch clusterübergreifende AC-Anschlüsse erforderlich werden. Welchem Cluster die AC-Verbindung letztendlich zugeordnet wird, ergibt sich somit erst aus dem Verfahren zur Zuweisung von Anschlusskapazität der BNetzA. Diese AC-Verbindungen werden zunächst mit dem Buchstaben „B“ für Bündelungspunkt (z. B. OST-B-1) gekennzeichnet, der endgültige Name sowie die Maßnahmennummer werden erst nach erfolgter Zuweisung der Anschlusskapazität vergeben. Es ergibt sich somit folgende Staffelung aus der Anwendung des zweiten Kriteriums: OST-B-1, OST-B-2. Da alle NVP im Ostseeraum bereits in Betrieb sind, ergibt sich aus dem Kriterium „Geplante Inbetriebnahme der Netzverknüpfungspunkte“ keine Veränderung der zeitlichen Staffelung.

²¹Die Übertragungsleistung von 500 MW pro AC-Netzanbindungssystem weicht von der Planung in vorangegangenen O-NEP ab. Bisher wurde eine Leistung von 250 MW pro AC-Netzanbindungssystem geplant. Die Änderung wurde mit der Bestätigung des O-NEP 2014 durch die BNetzA eingeführt. Typischerweise übersteigt die Leistung eines OWP 250 MW, sodass mit einem System kein ganzer OWP angebunden werden kann. Da die Übertragungskapazität der AC-Netzanbindungssysteme derzeit aus technischen Gründen nicht erhöht werden kann, besteht das entsprechende Anbindungssystem nicht aus einer Leitung mit einer Übertragungskapazität von 500 MW, sondern aus zwei Leitungen mit einer Übertragungskapazität von je 250 MW.



3 Ermittlung des Offshore-Netzausbaubedarfs

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.

Es ergibt sich damit schlussendlich die folgende zeitliche Staffelung: OST-B-1, OST-B-2. Im Szenario B 2025 berücksichtigt wird nur die AC-Verbindung OST-B-1.

3.2 Offshore-Netzausbau in den Szenarien A 2025, B 2025, B 2035, C 2025

Die Offshore-Netzausbaumaßnahmen in den verschiedenen Szenarien unterscheiden sich im Wesentlichen hinsichtlich ihres Umfangs und ihrer zeitlichen Durchführung. Eine detaillierte Beschreibung der Netzausbauprojekte befindet sich im Internet auf der Webseite www.netzentwicklungsplan.de/ONEP_2025_2_Entwurf_Teil2.pdf.

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.

3.2.1 Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes im Szenario A 2025

Das Szenario A 2025 weist im Vergleich zu den anderen Szenarien den insgesamt geringsten Offshore-Netzausbaubedarf aus. Die Gesamtlänge des Zubau-Offshorenetzes beläuft sich auf rund 371 km, wobei 181 km auf DC-Netzanbindungssysteme (davon 90 km HGÜ-Verbindungen und 91 km AC-Anschlüsse) in der Nordsee und 190 km auf AC-Netzanbindungssysteme (davon 160 km AC-Verbindungen und 30 km AC-Anschlüsse) in der Ostsee entfallen. Die Gesamt-Übertragungskapazität des Zubau-Offshorenetzes beträgt 1,4 GW, wobei 0,9 GW auf die Nordsee und 0,5 GW auf die Ostsee entfallen. Die Investitionen für die Offshore-Netzausbaumaßnahmen inklusive der Ausbaumaßnahmen des Start-Offshorenetzes belaufen sich auf rund 7 Mrd. €. In der folgenden Tabelle 8 und den Abbildungen 11 und 12 sind die Projekte und Maßnahmen für das Szenario A 2025 dargestellt. www.netzentwicklungsplan.de/ONEP_2025_2_Entwurf_Teil2.pdf

Tabelle 8: Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes im Szenario A 2025

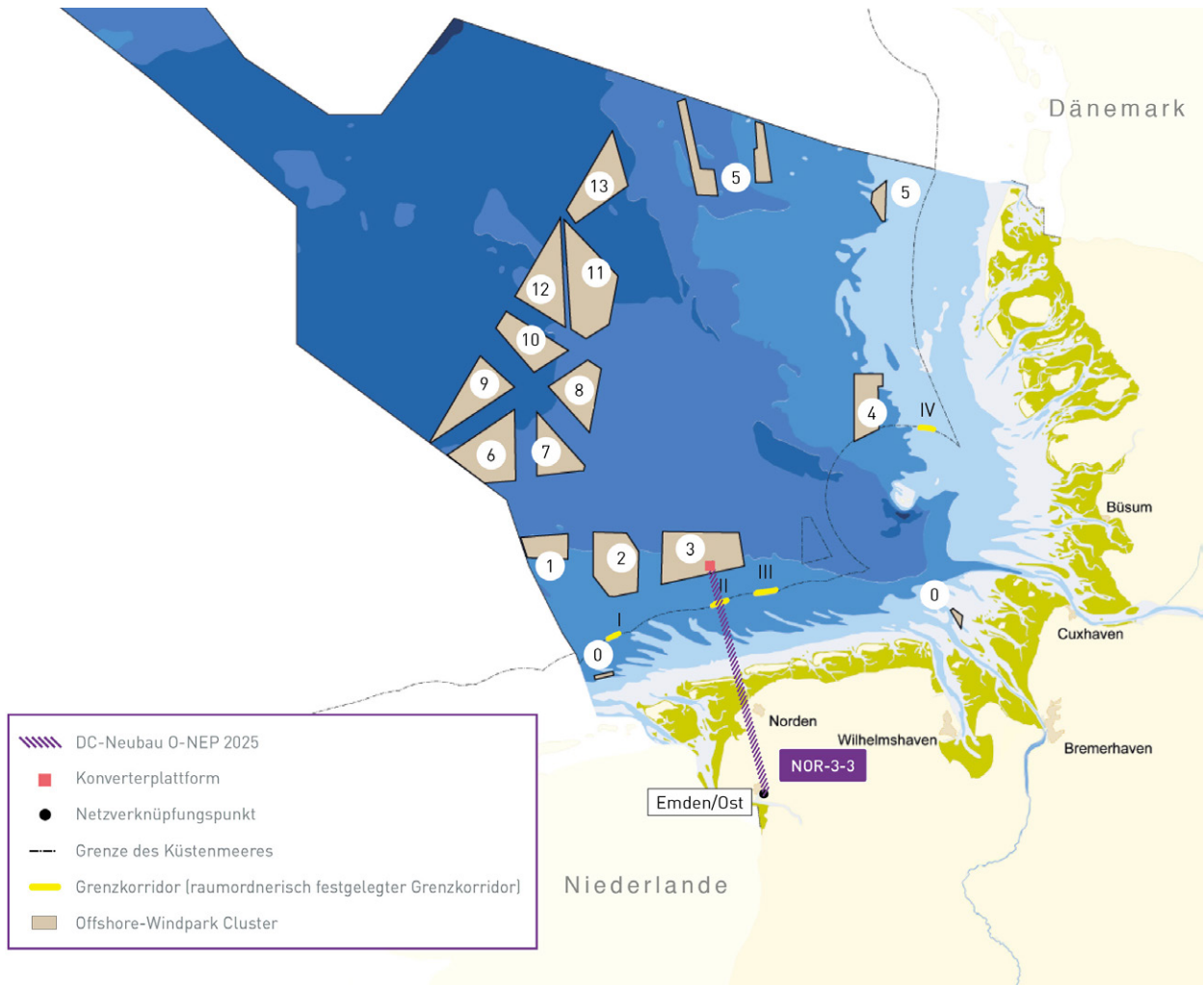
| Projekt | M.-Nummer | Bezeichnung der Maßnahme | Netzverknüpfungspunkt | Beginn der Umsetzung | Geplante Fertigstellung |
|---------|-----------|----------------------------------|-----------------------|----------------------|-------------------------|
| NOR-3-3 | 15 | HGÜ-Verbindung NOR-3-3 (DolWin6) | Emden/Ost | 2018 | 2023 |
| OST-B-1 | B1.1 | AC-Verbindung OST-B-1 | Lubmin | 2020 | 2023 |

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



3 Ermittlung des Offshore-Netzausbaubedarfs

Abbildung 11: Szenario A 2025 Nordsee

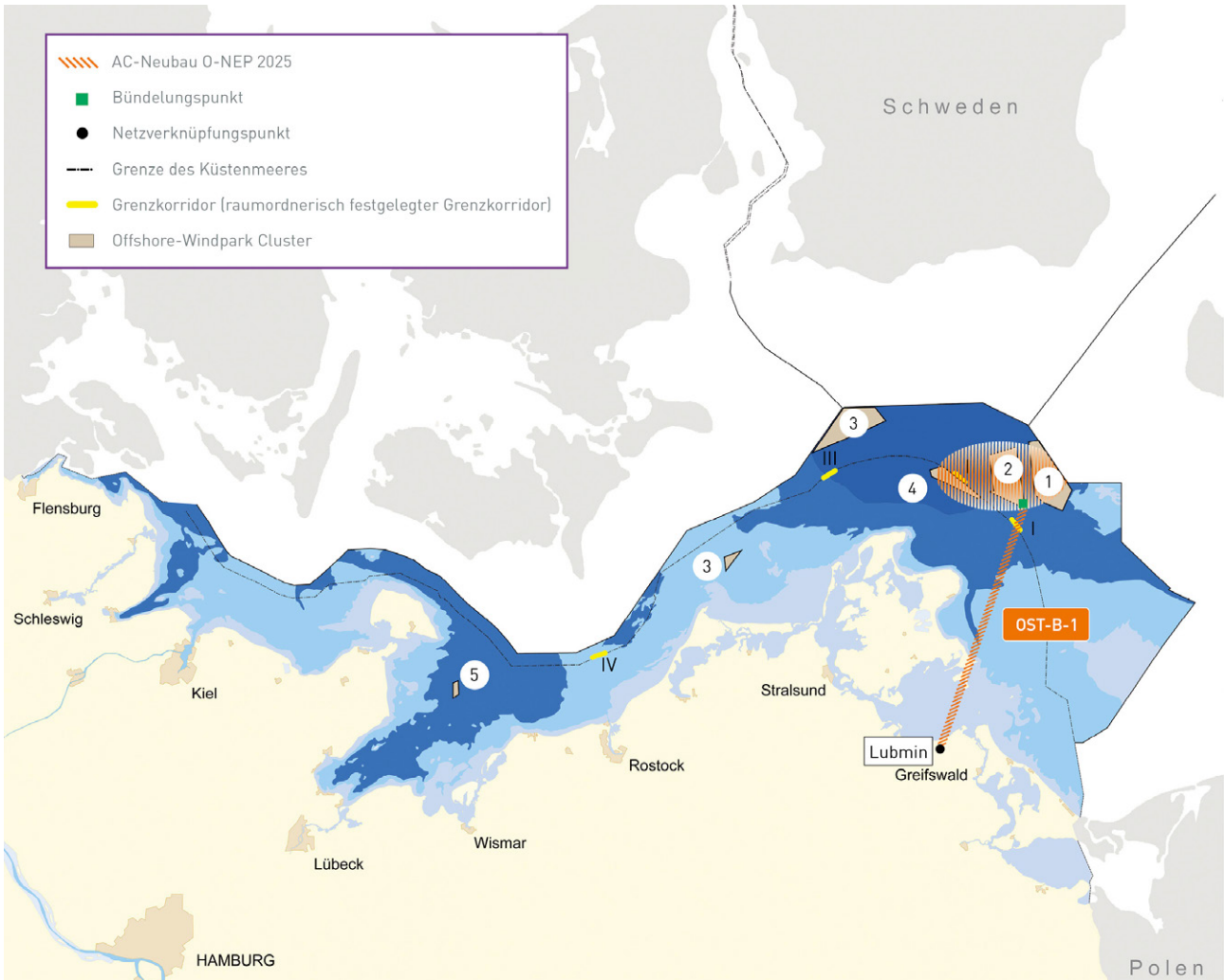


Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie/Übertragungsnetzbetreiber



3 Ermittlung des Offshore-Netzausbaubedarfs

Abbildung 12: Szenario A 2025 Ostsee²²



Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie/Übertragungsnetzbetreiber

²²Die AC-Verbindung endet bereits an einem Bündelungspunkt an der südlichen Spitze des Clusters 2. Zur Verdeutlichung und besseren Übersicht werden sie auf dieser Karte optional als bis in die Cluster 1, 2 oder 4 führend dargestellt.



3 Ermittlung des Offshore-Netzausbaubedarfs

3.2.2 Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes im Szenario B 2025 und C 2025

Das Szenario B 2025 weist im Vergleich zu Szenario A 2025 einen höheren Offshore-Netzausbaubedarf aus. Dies ist direkt auf das gemäß bestätigtem Szenariorahmen erhöhte Erzeugungspotenzial und auf den entsprechend erhöhten Transportbedarf zurückzuführen. Das erwartete Erzeugungspotenzial aus Offshore-Windenergie ist im Szenariorahmen für das Szenario C 2025 identisch zum Szenario B 2025 festgelegt worden. Alle Angaben des Szenarios B 2025 gelten somit auch für das Szenario C 2025.

Die Gesamtlänge des Zubau-Offshorenetzes in den Szenarien B 2025 und C 2025 beläuft sich jeweils auf rund 876 km, wobei 686 km auf DC-Netzanbindungssysteme (davon 465 km HGÜ-Verbindung und 221 km AC-Anschlüsse) in der Nordsee und 190 km auf AC-Netzanbindungssysteme (davon 160 km AC-Verbindungen und 30 km AC-Anschlüsse) in der Ostsee entfallen. Die Gesamt-Übertragungskapazität des Zubau-Offshorenetzes beträgt 3,2 GW, wobei 2,7 GW auf die Nordsee und 0,5 GW auf die Ostsee entfallen. Die Investitionen für die Offshore-Netzausbaumaßnahmen inklusive der Ausbaumaßnahmen des Start-Offshorenetzes belaufen sich auf rund 10 Mrd. €.

In der folgenden Tabelle 9 und den Abbildungen 13 und 14 sind die Projekte und Maßnahmen für das Szenario B 2025 und das Szenario C 2025 dargestellt. www.netzentwicklungsplan.de/ONEP_2025_2_Entwurf_Teil2.pdf

Tabelle 9: Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes im Szenario B 2025 und C 2025

| Projekt | M.-Nummer | Bezeichnung der Maßnahme | Netzverknüpfungspunkt | Beginn der Umsetzung | Geplante Fertigstellung |
|---------|-----------|----------------------------------|---------------------------|----------------------|-------------------------|
| NOR-3-3 | 15 | HGÜ-Verbindung NOR-3-3 (DolWin6) | Emden/Ost | 2018 | 2023 |
| NOR-1-1 | 3 | HGÜ-Verbindung NOR-1-1 (DolWin5) | Halbmond | 2019 | 2024 |
| NOR-7-1 | 31 | HGÜ-Verbindung NOR-7-1 (BorWin5) | Cloppenburg ²³ | 2020 | 2025 |
| OST-B-1 | B1.1 | AC-Verbindung OST-B-1 | Lubmin | 2020 | 2023 |

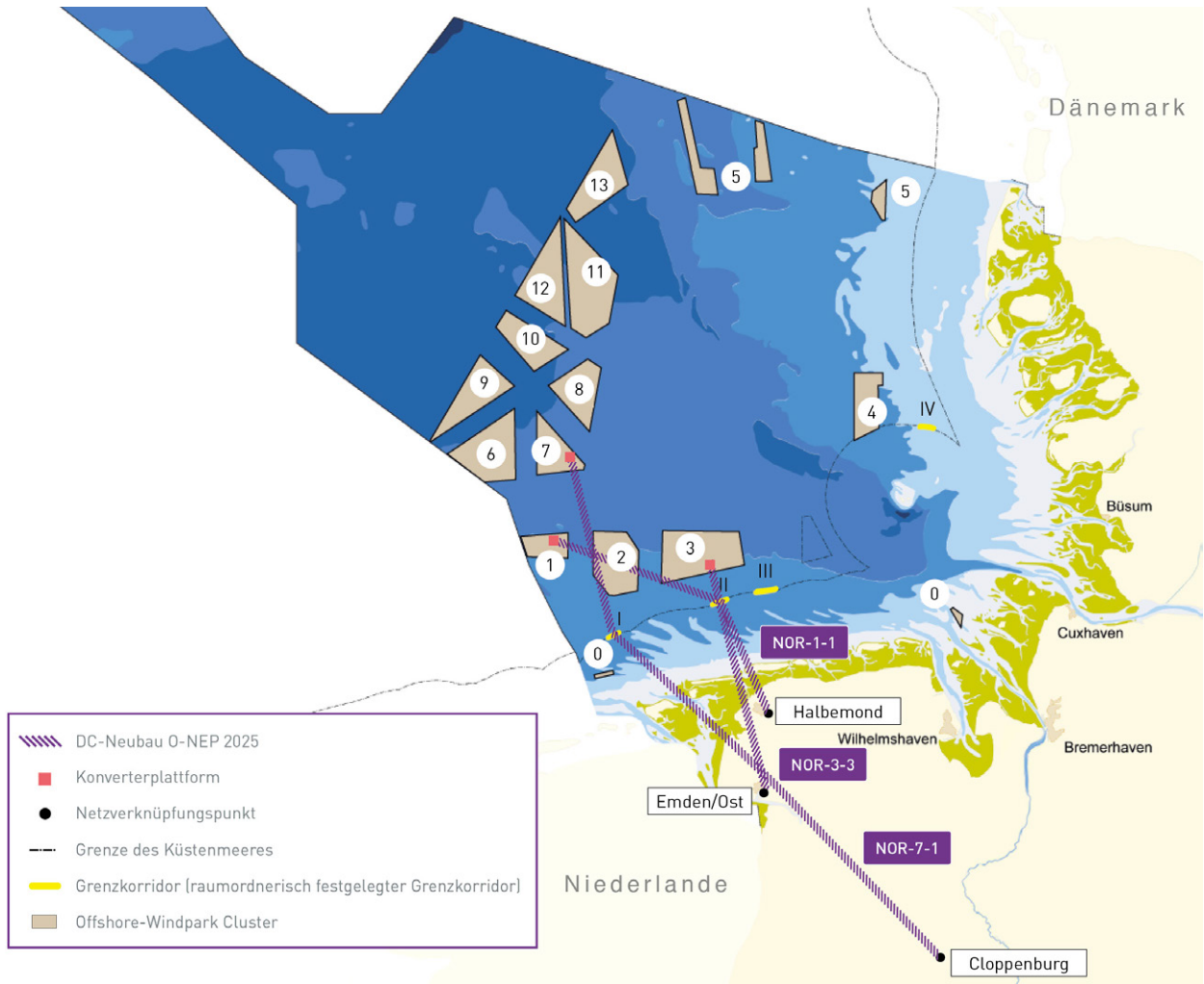
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

²³Die Änderung der Bezeichnung des Netzverknüpfungspunktes resultiert aus der Umbenennung im Projekt P21 Conneforde - Cloppenburg - Merzen im NEP (siehe dazu Anhang NEP 2025, 2. Entwurf, Seite 290).



3 Ermittlung des Offshore-Netzausbaubedarfs

Abbildung 13: Szenario B 2025 und C 2025 Nordsee

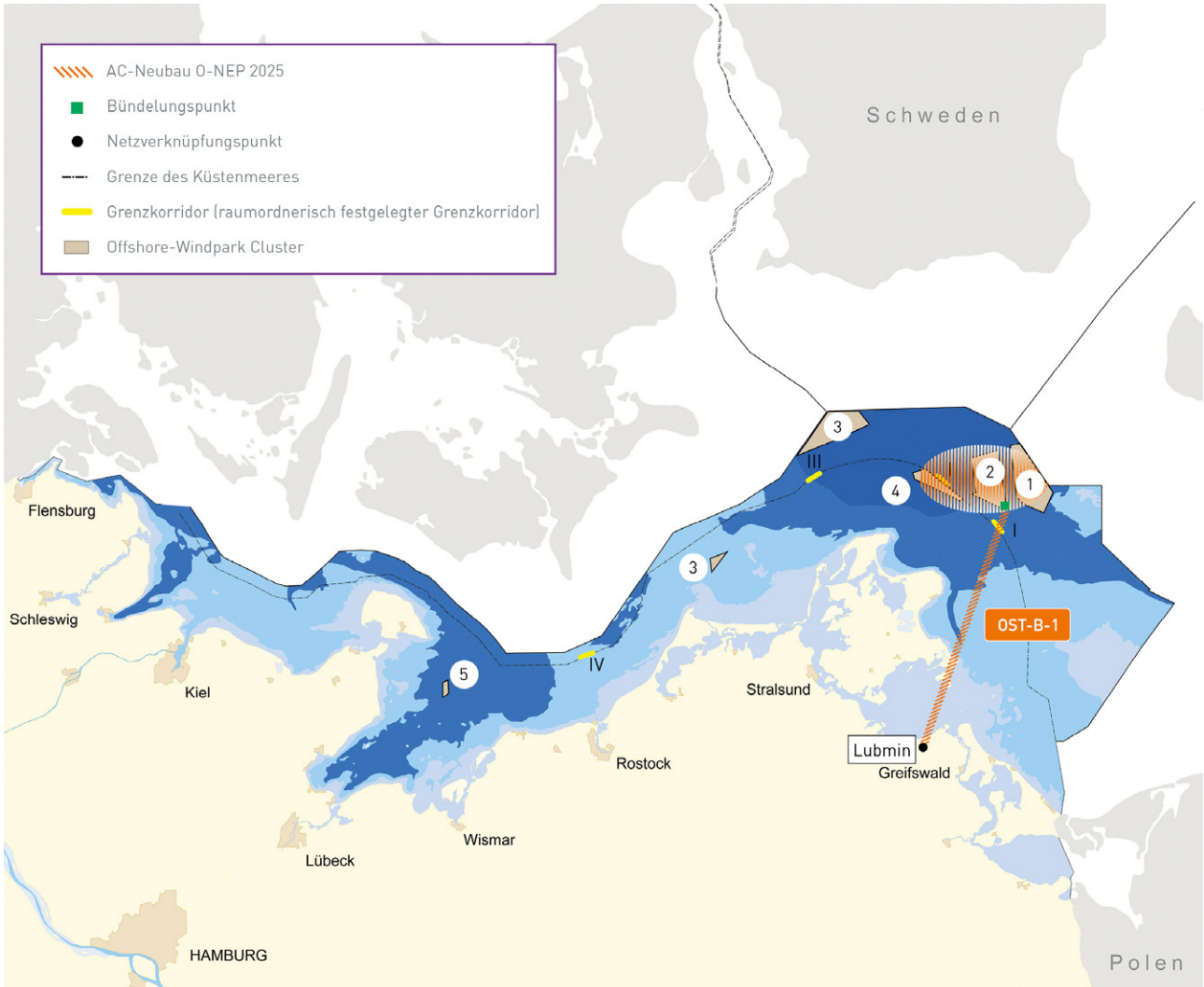


Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie/Übertragungsnetzbetreiber



3 Ermittlung des Offshore-Netzausbaubedarfs

Abbildung 14: Szenario B 2025 und C 2025 Ostsee²⁴



Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie/Übertragungsnetzbetreiber

²⁴Die AC-Verbindung endet bereits an einem Bündelungspunkt an der südlichen Spitze des Clusters 2. Zur Verdeutlichung und besseren Übersicht werden sie auf dieser Karte optional als bis in die Cluster 1, 2 oder 4 führend dargestellt.



3 Ermittlung des Offshore-Netzausbaubedarfs

3.2.3 Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes im Szenario C 2025

Das erwartete Erzeugungspotenzial aus Offshore-Windenergie ist im Szenariorahmen für das Szenario C 2025 identisch zum Szenario B 2025 festgelegt worden. Alle Angaben des Szenarios B 2025 gelten somit auch für das Szenario C 2025.

3.2.4 Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes im Szenario B 2035

Das Szenario B 2035 als Ausblick des Szenarios B 2025 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 3.493 km, wobei 3.113 km auf DC-Netzanbindungssysteme (davon 2.372 km auf HGÜ-Verbindungen und 741 km AC-Anschlüsse) in der Nordsee und 380 km auf AC-Netzanbindungssysteme (davon 320 km AC-Verbindungen und 60 km AC-Anschlüsse) in der Ostsee entfallen. Die Gesamt-Übertragungskapazität des Zubau-Offshorenetzes beträgt 10,9 GW, wobei 9,9 GW auf die Nordsee und 1 GW auf die Ostsee entfallen.

In der folgenden Tabelle 10 und den Abbildungen 15 und 16 sind die Projekte und Maßnahmen für das Szenario B 2035 dargestellt. www.netzentwicklungsplan.de/ONEP_2025_2_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 (Dolwin6) | Emden/Ost | 2018 | 2023 |
| NOR-1-1 | 3 | HGÜ-Verbindung NOR-1-1 (Dolwin5) | Halbmond | 2019 | 2024 |
| NOR-7-1 | 31 | HGÜ-Verbindung NOR-7-1 (BorWin5) | Cloppenburg ²⁵ | 2020 | 2025 |
| NOR-5-2 | 25 | HGÜ-Verbindung NOR-5-2 (SylWin2) | Büttel | 2021 | 2026 |
| NOR-3-2 | 14 | HGÜ-Verbindung NOR-3-2 (Dolwin4) | Cloppenburg ²⁵ | 2023 | 2028 |
| NOR-6-3 ²⁶ | 29 | HGÜ-Verbindung NOR-6-3 (BorWin4) | Cloppenburg ²⁵ | 2024 | 2029 |
| NOR-7-2 ²⁶ | 32 | HGÜ-Verbindung NOR-7-2 (BorWin6) | Wilhelmshaven 2 | 2025 | 2030 |
| NOR-13-1 | 43 | HGÜ-Verbindung NOR-13-1 | Kreis Segeberg | 2026 | 2031 |
| NOR-11-1 | 39 | HGÜ-Verbindung NOR-11-1 | Wilhelmshaven 2 | 2027 | 2032 |
| NOR-12-1 | 41 | HGÜ-Verbindung NOR-12-1 | Wilhelmshaven 2 | 2029 | 2034 |
| NOR-9-1 | 35 | HGÜ-Verbindung NOR-9-1 | Unterweser | 2030 | 2035 |
| OST-B-1 | B1.1 | AC-Verbindung OST-B-1 | Lubmin | 2020 | 2023 |
| OST-B-2 | B2.1 | AC-Verbindung OST-B-2 | Lubmin | 2026 | 2029 |

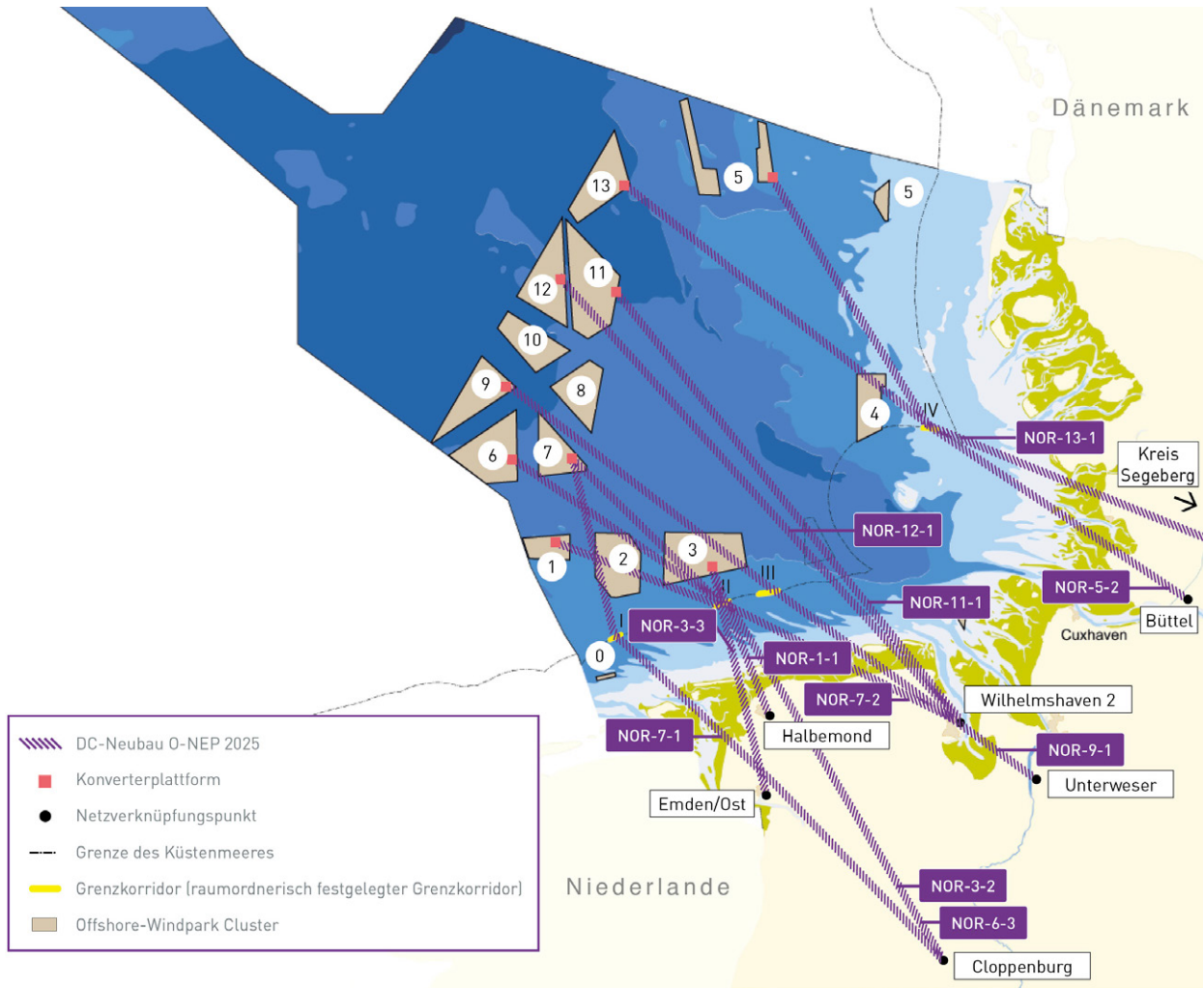
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

²⁵Die Änderung der Bezeichnung des Netzverknüpfungspunktes resultiert aus der Umbenennung im Projekt P21 Conneforde - Cloppenburg - Merzen im NEP (siehe dazu Anhang NEP 2025, 2. Entwurf, Seite 290).

²⁶Es erfolgte eine Zuweisung von 117 MW Übertragungskapazität auf dem DC-Netzanbindungssystem NOR-6-2 (BorWin2) im Cluster 6 an OWP im Cluster 8. Zur Ermittlung der Staffe lung 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. Daraus ergibt sich, dass das DC-Netzanbindungssystem NOR-6-3 nun vor dem DC-Netzanbindungssystem NOR-7-2 zu realisieren ist. Um den Netzverknüpfungspunkt Wilhelmshaven 2 nicht errichten zu müssen, bevor die am Netzverknüpfungspunkt Cloppenburg zur Verfügung stehende Kapazität vollständig ausgenutzt ist, werden auch die Netzverknüpfungspunkte der beiden Projekte getauscht.

3 Ermittlung des Offshore-Netzausbaubedarfs

Abbildung 15: Szenario B 2035 Nordsee



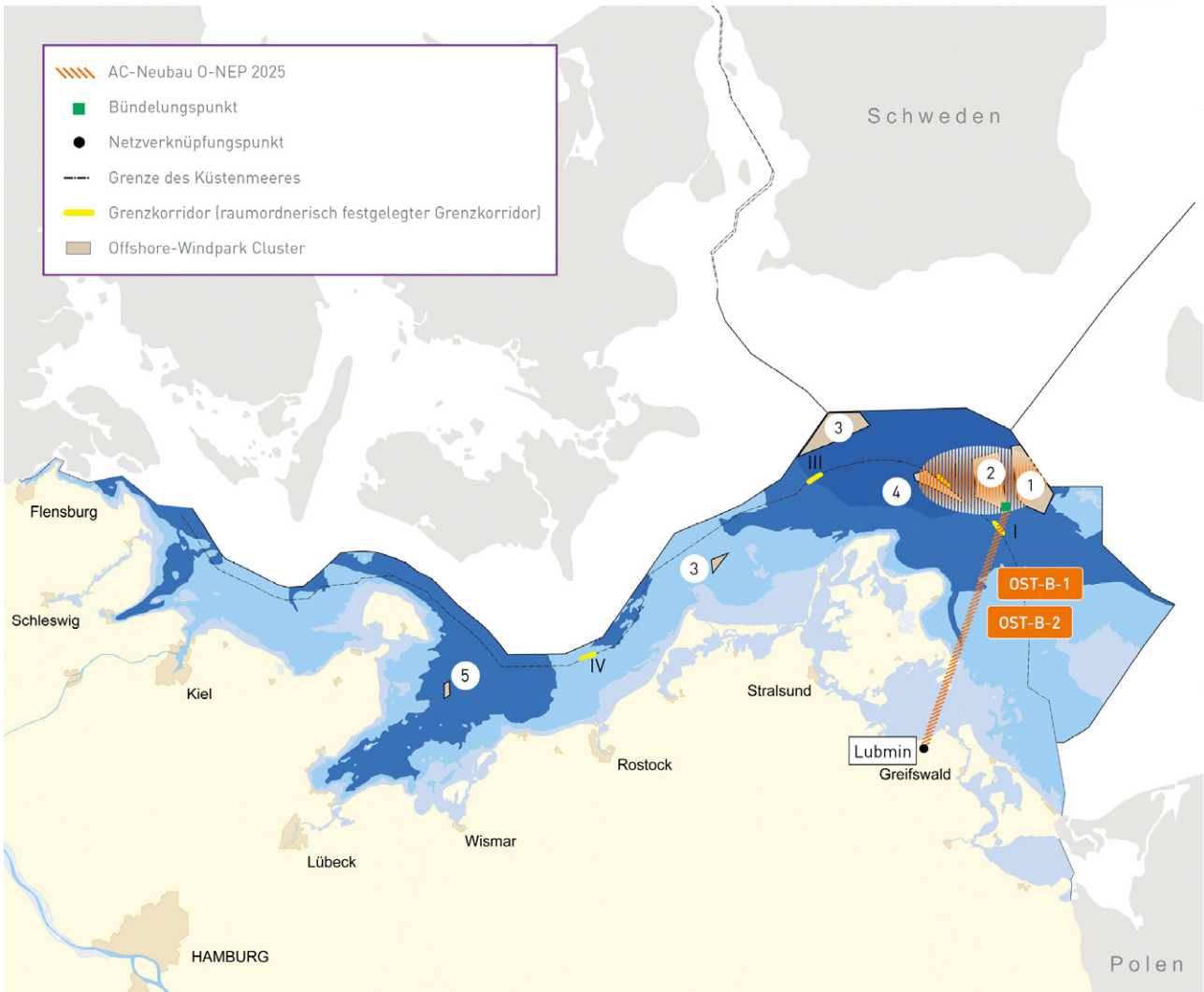
Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie/Übertragungsnetzbetreiber

Für die DC-Netzanbindungssysteme NOR-11-1 und NOR-12-1 ist hinsichtlich der Offshorenetzplanung im O-NEP 2025 sowohl eine Führung über Grenzkorridor II als auch über Grenzkorridor III denkbar.



3 Ermittlung des Offshore-Netzausbaubedarfs

Abbildung 16: Szenario B 2035 Ostsee²⁷



Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie/Übertragungsnetzbetreiber

²⁷Die AC-Verbindung endet bereits an einem Bündelungspunkt an der südlichen Spitze des Clusters 2. Zur Verdeutlichung und besseren Übersicht werden sie auf dieser Karte optional als bis in die Cluster 1, 2 oder 4 führend dargestellt.



3 Ermittlung des Offshore-Netzausbaubedarfs

3.3 Investitionsvolumen des Offshore-Netzausbaus

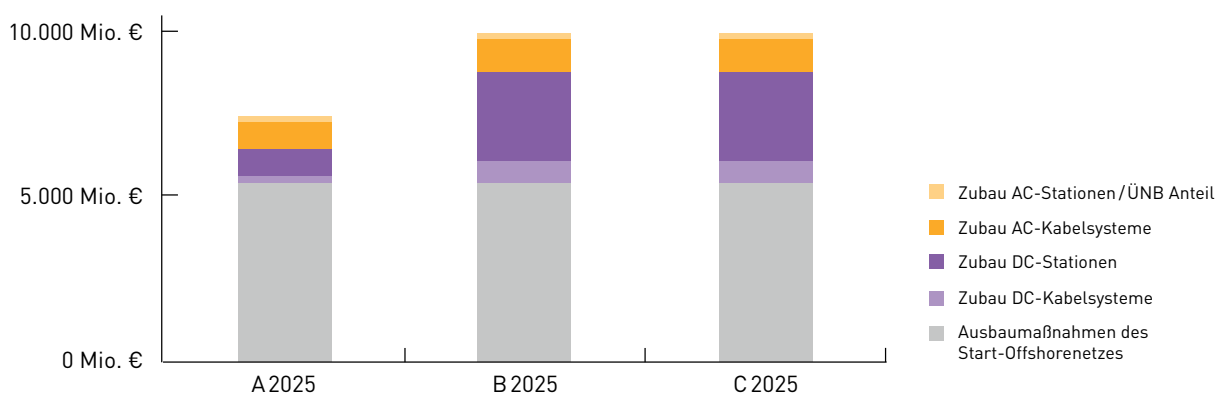
Die im Rahmen des O-NEP vorgeschlagenen Maßnahmen für einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau werden von der BNetzA unter anderem auch auf ihre Wirtschaftlichkeit und Kosteneffizienz geprüft. Bei allen im Folgenden dokumentierten Investitionsplanungen handelt es sich für das Zubau-Offshorenetz um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

Für die Szenarien A und B bzw. C 2025 variiert das geschätzte Investitionsvolumen für das deutsche Offshorenetz bis 2025 zwischen rund 7 und 10 Mrd. €. Die Investitionen in die Ausbaumaßnahmen des Start-Offshorenetzes (rund 5 Mrd. €) sind hierin bereits berücksichtigt.

Der Grund für die Reduzierung des Investitionsvolumens im Vergleich zu vorangegangenen O-NEP sind die neuen Ausbauziele der Bundesregierung für Offshore-Windenergie und, dass inzwischen einige Maßnahmen des Start-Offshorenetzes fertiggestellt wurden. Diese werden damit nicht mehr den Ausbaumaßnahmen des Start-Offshorenetzes zugerechnet und sind folglich auch nicht mehr in dem angegebenen Investitionsvolumen enthalten. 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 Zubaunetz kalkuliert.

Die geschätzten Ausgaben für Investitionsmaßnahmen werden stark durch die in Abbildung 18 dargestellten Risiken beeinflusst. Zukünftig ist von einem Einsparungspotenzial durch Standardisierung und Erfahrungsaufbau auszugehen. Zum jetzigen Zeitpunkt ist dies allerdings nicht abschätzbar. Solche Lerneffekte werden ggfs. bei der Überarbeitung des O-NEP berücksichtigt.

Abbildung 17: Schätzung des Investitionsvolumens in Abhängigkeit der Szenarien



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Einzelkosten für ein DC-Netzanbindungssystem, welches u. a. die AC-Anschlüsse, eine Konverterplattform auf See, ein DC-Kabelsystem und eine Konverterstation an Land umfasst, sind der Tabelle 11 zu entnehmen. DC-Netzanbindungssysteme kommen derzeit nur in der Nordsee zum Einsatz.



3 Ermittlung des Offshore-Netzausbaubedarfs

Tabelle 11: Schätzung der Anschaffungs- und Herstellungskosten pro Anlagenteil eines DC-Netzanbindungssystems im Zubau-Offshorenetz in der Nordsee

| Anlage/Anlagenteil | AHK* | Einheit | Bemerkung |
|-------------------------------|------|-----------|--|
| Neubau DC-Kabelsysteme | 2,0 | Mio. €/km | pauschal inkl. Kosten für Lieferung, Verlegung und Trassenplanung im Rahmen des Genehmigungsverfahrens |
| Neubau 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.

Die Einzelkosten für die Komponenten eines AC-Netzanbindungssystems, welches das AC-Kabelsystem zwischen dem Netzanschlusspunkt und dem NVP sowie die Anlagen am Netzanschlusspunkt und NVP umfasst, sind in der Tabelle 12 zu finden. Die AC-Netzanbindungssysteme kommen bei den Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes nur in der Ostsee zum Einsatz.

Tabelle 12: Schätzung der Anschaffungs- und Herstellungskosten pro Anlagenteil eines AC-Netzanbindungssystems im Zubau-Offshorenetz in der Ostsee

| Anlage/Anlagenteil | AHK* | Einheit | Bemerkung |
|---|------|-----------|--|
| Neubau 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 |

*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.

Bei den Einzelkosten für Netzanbindungssysteme in der Ostsee sind im Vergleich zum vergangenen O-NEP 2014 Erhöhungen zu verzeichnen. Hauptgründe hierfür sind unter anderem der herausfordernde, unstete Meeresboden, umfangreiche Kampfmittelaltlasten aus dem Zweiten Weltkrieg und gestiegene Beschaffungskosten für AC-Netzanbindungssysteme.

Die Gesamtkosten inklusive Beräumungs- und Legekosten für Netzanbindungssysteme mit einer Übertragungskapazität von 900 MW belaufen sich in der Ostsee dementsprechend auf rund 1,5 Mrd. €.

In Zukunft erwartet 50Hertz jedoch tendenziell eine Kostendegression aufgrund von Veränderungen bei den Anforderungen zur Legetiefe und zurückgehender Trassenvorbereitungskosten wie zum Beispiel Stein- und Munitionsräumungen. Bei zukünftigen Projekten im Küstenmeer von Mecklenburg-Vorpommern können Netzanbindungssysteme wesentlich kostengünstiger errichtet werden.



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 18) zu berücksichtigen, die sich aufgrund der örtlichen und rechtlichen Rahmenbedingungen unterschiedlich stark in den Investitionsmaßnahmen ausprägen.

Abbildung 18: Mögliche Risiken bei der Errichtung von Offshore-Netzanbindungen

| | |
|----------------------------------|--|
| Schlechtwetter | <ul style="list-style-type: none"> • Transport und Installation der Plattform • Verkürzungen von Arbeitszeiten • Standby-Zeiten • Bauzeitenfenster • Wellen, Wind, Eis, Salz etc. |
| Trassenverlauf | <ul style="list-style-type: none"> • unvorhergesehene Bodenverhältnisse (Verdichtung) • Einspülhindernisse (Morphologie) • Altlasten/archäologische Funde (Munition, Wracks) • schwierige Bodenverhältnisse (Weichsedimente/Schlick, Mergel) • Rockdumping • Steinfeldberäumung • zusätzliches Trenchen |
| rechtliche Risiken/Genehmigungen | <ul style="list-style-type: none"> • Einsprüche aus privatrechtlichen und öffentlichen Belangen • enge Bauzeitfenster im Wattenmeer • Auflagen für zu verwendende technische Geräte • Genehmigungszeiträume/-umfang |
| Marktrisiken | <ul style="list-style-type: none"> • Rohstoffe (Metallpreisschwankungen; Preisschwankungen von Treib- und Schmierstoffen) • Preisentwicklung (Wechselkursschwankungen) • Anbietermarkt (geringe Anzahl von Lieferanten; Entwicklung von Lieferanten aufgrund Technologie schwierig) |

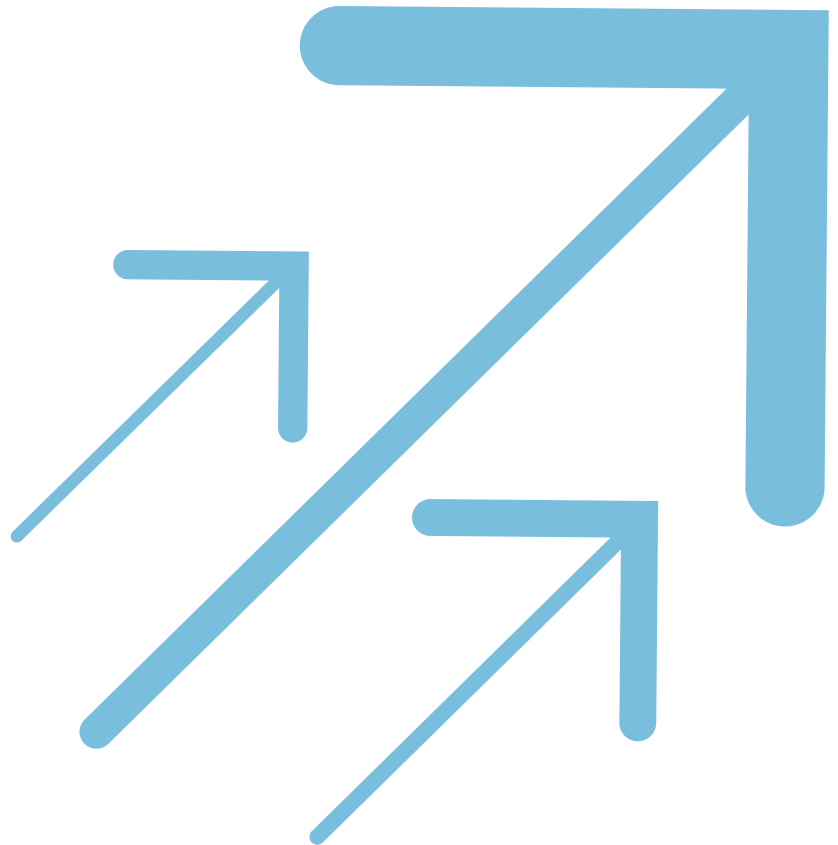
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Übersicht Links

- Erläuterungen zu Rahmenbedingungen und Technologien: www.netzentwicklungsplan.de/ZJJ ↗
- www.netzentwicklungsplan.de ↗
- www.netzentwicklungsplan.de/ONEP_2025_2_Entwurf_Teil2.pdf ↗

4 UMSETZUNG



4 UMSETZUNG

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 in der letzten gültigen Bestätigung eines O-NEP enthaltenen 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 Projekte 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 berichtet²⁸:

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

Tabelle 13: Stand der Umsetzung von Offshore-Netzanbindungsprojekten (Projekte basierend auf bestätigten O-NEP)

| Projekt | Bezeichnung des Projekts | gültige Bestätigung | | | zweiter Entwurf O-NEP 2025, Szenario B | | Stand der Umsetzung |
|---------|---|-------------------------|-----------------------|--|--|--|---------------------|
| | | maßgebliche Bestätigung | Netzverknüpfungspunkt | Beginn der Umsetzung/geplante Fertigstellung | Netzverknüpfungspunkt | Beginn der Umsetzung/geplante Fertigstellung | |
| NOR-1-1 | DC-Netzanbindungssystem NOR-1-1 (DoWin5) | O-NEP 2014 | Cloppenburg | 2019/2024 | Halbmond | 2019/2024 | 1 |
| NOR-3-3 | DC-Netzanbindungssystem NOR-3-3 (DoWin6) | O-NEP 2014 | Halbmond | 2018/2023 | Emden/Ost | 2018/2023 | 2 |
| OST-1-1 | AC-Netzanbindungssystem OST-1-1 („Westlich Adlergrund“) | O-NEP 2013 | Lubmin | 2014/2017 | Lubmin | 2014/2018 | 4 |
| OST-1-2 | AC-Netzanbindungssystem OST-1-2 („Westlich Adlergrund“) | O-NEP 2013 | Lubmin | 2014/2017 | Lubmin | 2014/2019 | 4 |
| OST-1-3 | AC-Netzanbindungssystem OST-1-3 („Westlich Adlergrund“) | O-NEP 2013 | Lubmin | 2015/2018 | Lubmin | 2014/2019 | 4 |
| OST-B-1 | AC-Netzanbindungssystem OST-B-1 | O-NEP 2014 | Lubmin | 2020/2023 | Lubmin | 2020/2023 | 2 |

²⁸Schritte (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.

Terminanpassungen

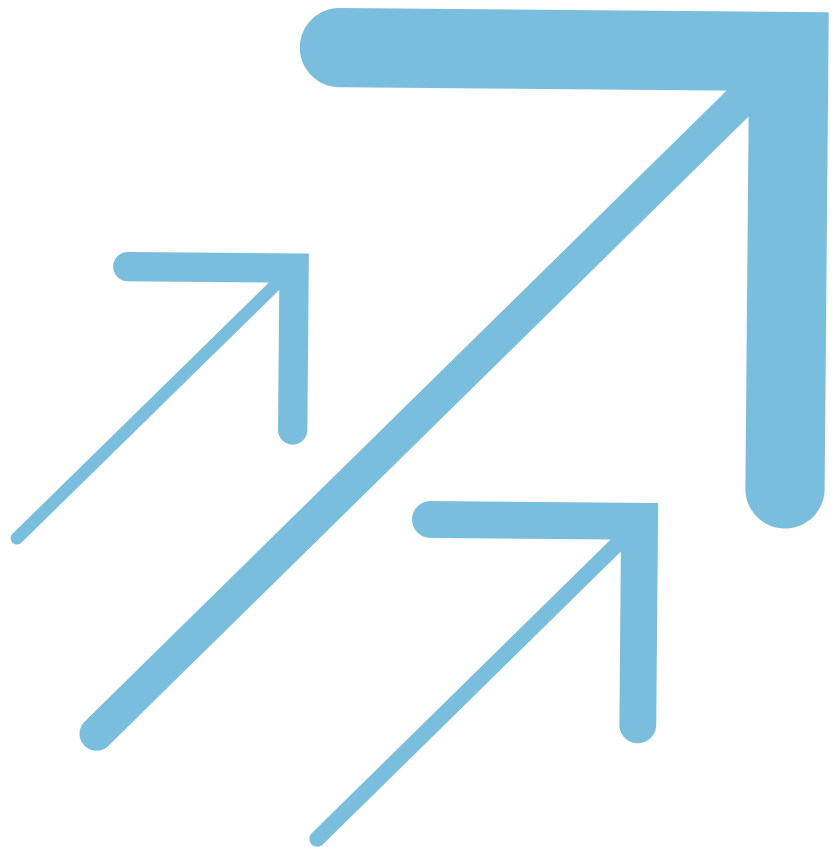
Die geplanten Fertigstellungstermine der Offshore-Netzanbindungssysteme OST-1-1, OST-1-2 und OST-1-3 mussten aufgrund von neuen Erkenntnissen im Rahmen der Errichtung der Netzanbindungssysteme angepasst werden. Ursächlich für die Anpassung sind unter anderem Mehraufwand durch Altlasten und archäologische Funde sowie unvorhergesehene Naturschutzvorkehrungen.

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 | 2016 | 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 | 2017 | 4 |
| NOR-3-1 | DC-Netzanbindungssystem NOR-3-1 (DolWin2) | Dörpen/West | 2016 | 4 |
| 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 |
| 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

5 KONSULTATION



5 KONSULTATION

Am 30.10.2015 wurde der erste Entwurf des Offshore-Netzentwicklungsplans (O-NEP) 2025 auf der Internetseite der vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) zur Konsultation veröffentlicht und danach an die Bundesnetzagentur (BNetzA) übergeben. Damit haben die ÜNB der Öffentlichkeit Gelegenheit gegeben, den O-NEP 2025 zu diskutieren und in der Zeit bis zum 13.12.2015 Stellung zu nehmen.

Weitergehende Informationen zum O-NEP 2025 standen auf der Internetseite unter www.netzentwicklungsplan.de zur Verfügung. Darüber hinaus wurden auf der Internetseite auch die elektronisch eingegangenen Stellungnahmen kontinuierlich veröffentlicht, sofern einer Veröffentlichung durch die verfassende Person zugestimmt wurde.

Insgesamt sind während der Konsultation 61 Stellungnahmen zum ersten Entwurf des O-NEP eingegangen. Davon haben sich 32 Stellungnahmen auf die konkreten Inhalte des O-NEP bezogen. Schwerpunkte der Stellungnahmen sind die Themen Berücksichtigung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) 2016, die zeitliche Staffelung von Maßnahmen, insbesondere eine im Sinne des erwarteten Ausschreibungsverfahrens bedarfsgerechte Errichtung der Offshore-Netzanbindungssysteme, dezentrale Stromerzeugung, clusterübergreifende Netzanschlüsse, technische Konzepte zur Netzanbindung und die gewählten Netzverknüpfungspunkte.

Dieses Kapitel gibt einen Überblick über die Konsultationsteilnehmer, die in den eingegangenen Stellungnahmen vertretenen Ansichten und wie diese in den zweiten Entwurf des O-NEP 2025 eingeflossen sind. Zu Beginn eines jeden Kapitels werden zudem die Anpassungen und Ergänzungen, die sich aufgrund der Konsultation, gesetzlicher Neuerungen und der Weiterentwicklung des Offshorenetzes ergeben haben, beschrieben.

Mit dem Konsultationsverfahren zum ersten Entwurf des O-NEP 2025 ist die Beteiligungsmöglichkeit zu den Netzentwicklungsplänen 2025 für die Öffentlichkeit nicht erschöpft. Interessierte können sich im Rahmen der folgenden Konsultation durch die BNetzA nochmals zu dem dann überarbeiteten Entwurf des O-NEP 2025 äußern. Weitere Informationen dazu finden Sie im Internet unter www.netzausbau.de.

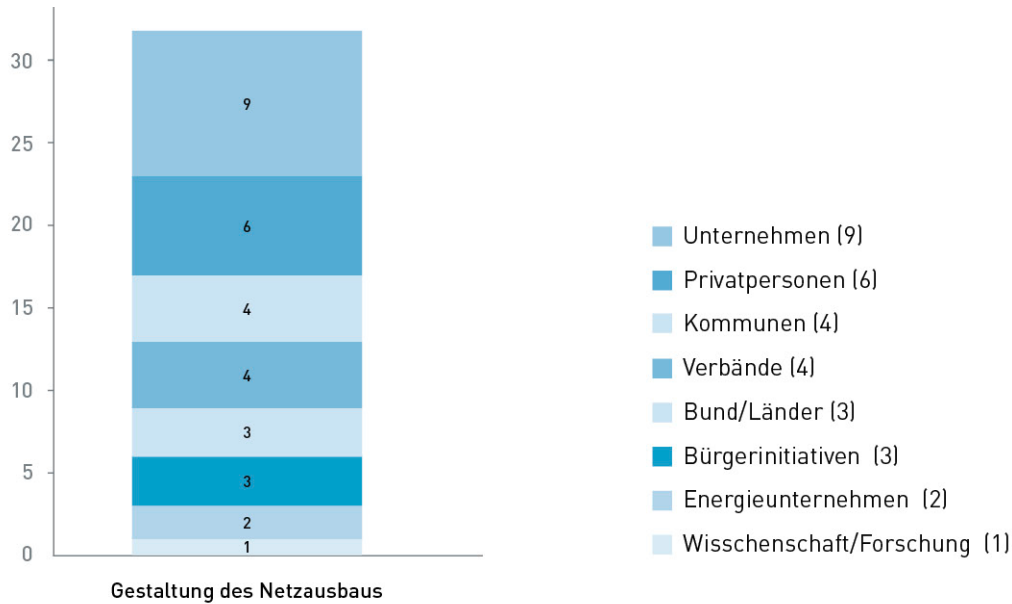
Themen und Teilnehmer

Mehr als die Hälfte der 32 Stellungnahmen zum O-NEP (68 %) erreichte die ÜNB per E-Mail. Die weiteren Stellungnahmen wurden über die Internetseite www.netzentwicklungsplan.de (29 %) beziehungsweise über den Postweg (3 %) zugesendet. Von den 32 Stellungnahmen wurden 26 von Organisationen und 6 von Privatpersonen eingereicht.

Damit stammen 81 % der Stellungnahmen von Institutionen und 19 % von Privatpersonen. Auch in 2015 haben sich somit mehr Organisationen als Privatpersonen an der Konsultation zum O-NEP beteiligt.



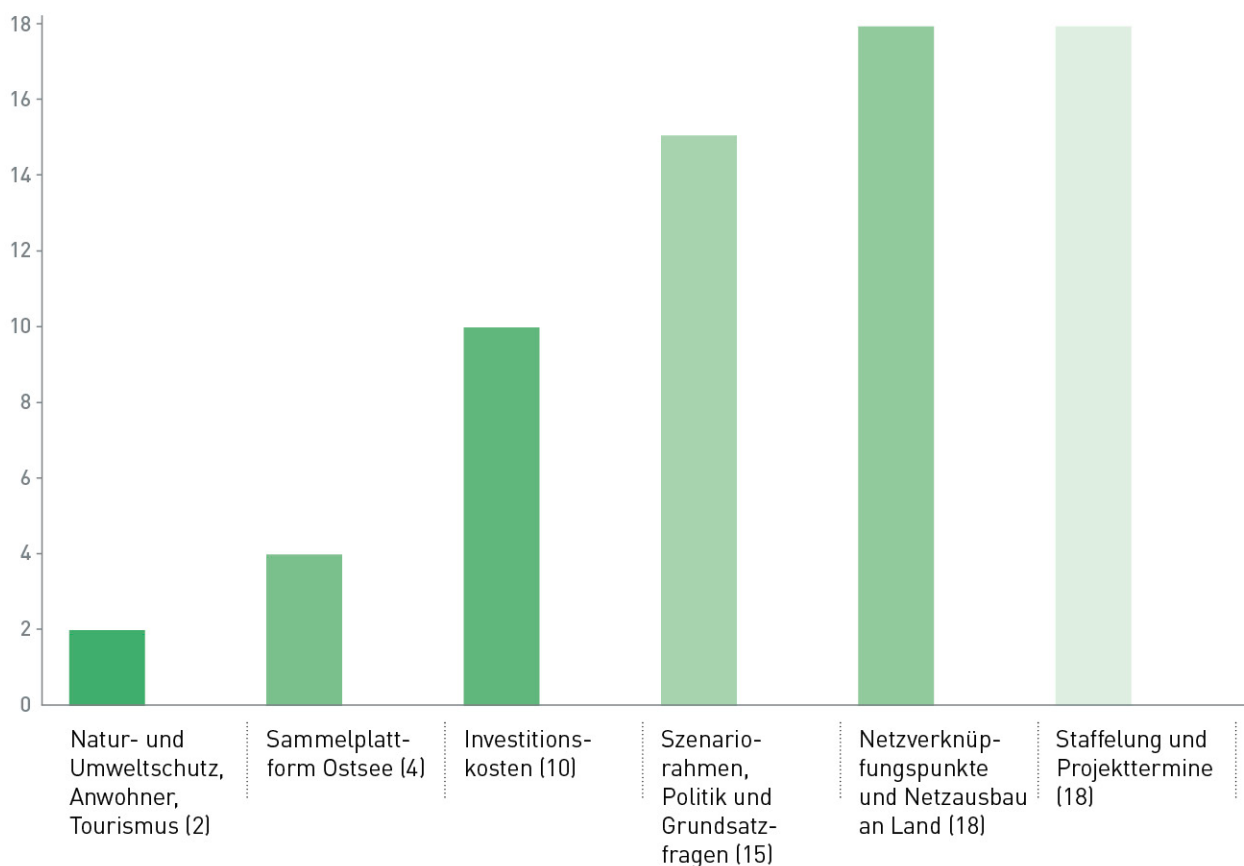
Abbildung 19: Aufteilung der Stellungnahmen nach Absender



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 20 gibt einen Überblick über die in den Stellungnahmen genannten Themen. Vielfach wurden mehrere Aspekte in einer Stellungnahme thematisiert.

Abbildung 20: Themenverteilung



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Im Folgenden werden die wesentlichen Themen, die in der Konsultation geäußert wurden, erläutert:

Eckpunktepapiere des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi)

Im Zuge der Novellierung des EEG soll der Zubau der Offshore-Windenergie abweichend von den Annahmen des bestehenden Szenariorahmens 2025 erweitert werden, um einen potentiellen Fadenriss beim Ausbau nach 2020 zu vermeiden. Das BMWi hatte bereits im Sommer 2015 ein Eckpunktepapier vorgelegt, das diese Entwicklung berücksichtigt und zudem Verfahrensvorschläge für die ebenfalls im neuen EEG 2016 zu verankernden Ausschreibungsmodelle unterbreitet.

Zahlreiche Konsultationsteilnehmer verweisen darauf, dass die Entwicklungen zum EEG 2016 bereits Bestandteil des zweiten Entwurfs des O-NEP 2025 sein müssten und nicht ausschließlich auf den Szenariorahmen 2025 abgestellt werden solle. Auch merken einige Konsultationsteilnehmer an, dass die Ausschöpfung des gesetzlich eingeführten Puffers und somit die Erreichung des maximalen gesetzlichen Ausbaudeckels von 7,7 GW bis 2020 einer Errichtung neuer Netzanbindungskapazitäten in den Jahren ab 2020 nicht im Wege stehe, da das Überschreiten des Ausbaudeckels um 1,2 GW auch nicht in den darauffolgenden Jahren zurückgeführt werden müsse.

Die ÜNB haben den O-NEP 2025 auf Grundlage der bisher gültigen Ausbauziele der Bundesregierung erarbeitet. Die gesetzlichen Neuerungen, d. h. die konkrete gesetzliche Ausgestaltung des Ausschreibungsverfahrens, lagen bei Redaktionsschluss des zweiten Entwurfs des O-NEP 2025 noch nicht vor. Sie konnten daher bei der Erstellung nicht berücksichtigt werden. Vielmehr ist die genaue Ausgestaltung der Regelungen derzeit Gegenstand einer breiten und kontroversen öffentlichen Diskussion. Eine Berücksichtigung im O-NEP 2025 bleibt im Rahmen der Prüfung und Bestätigung des O-NEP 2025 durch die BNetzA jedoch weiter möglich.

Verknüpfung von DC-Netzanbindungssystem und HGÜ-Verbindung an Land

Bei Offshore-DC-Netzanbindungssystemen in der Nordsee erfolgt am Netzanschlusspunkt auf See eine Umwandlung von Wechselstrom (AC) in Gleichstrom (DC). Am Netzverknüpfungspunkt (NVP) wird der Strom dann von Gleichstrom in Wechselstrom zurückgewandelt und in das Onshorenetz eingespeist. Für den weiteren Transport Richtung Süden mittels HGÜ-Verbindungen an Land wird die Energie teilweise wieder in Gleichstrom gewandelt. Einige Konsultationsteilnehmer halten dies für einen überflüssigen Zwischenschritt, den man leicht dadurch umgehen könne, indem man den Strom von den Offshore-Plattformen ohne Unterbrechung bis in die Lastzentren weiterleitet.

Die DC-Netzanbindungssysteme werden aufgrund der beengten Platzverhältnisse auf der Offshore-Plattform und der limitierten Belastbarkeit von Seekabeln auf eine Übertragungsleistung von 900 MW ausgelegt. Über den NVP an Land kann die über die DC-Netzanbindungssysteme transportierte Energie in das landseitige Netz eingespeist werden. Eine HGÜ-Verbindung an Land kann mit einer Übertragungsleistung von bis zu 2000 MW realisiert werden. Dies entspricht einer Übertragungskapazität von mehr als zwei DC-Netzanbindungssystemen (2 x 900 MW). Die Wahl möglichst küstennaher NVP und bei Bedarf die Verstärkung des Onshorenetzes mit HGÜ-Verbindungen führt folglich zu einer Reduzierung der Anzahl notwendiger HGÜ-Verbindungen und ermöglicht darüber hinaus auch eine Übertragung von Strom aus Onshore-Windkraftanlagen in Norddeutschland in weiter südlich gelegene Lastzentren. Dies ermöglicht es, den Onshore-Netzausbaubedarf zu reduzieren, die Beeinträchtigungen von Mensch und Umwelt zu minimieren und Kosten zu senken.

Clusterübergreifende Netzanschlüsse

Einige Konsultationsteilnehmer merken an, dass clusterübergreifende Netzanschlüsse in der Nordsee notwendig seien, um Projekte, in deren Cluster im Rahmen des 10-Jahres-Horizontes kein Netzanbindungssystem geplant ist und die einen nennenswerten Projektfortschritt aufweisen, realisieren zu können.

Nach dem Bundesfachplan Offshore (BFO) für die Nordsee ist es geboten, dass Offshore-Windparks (OWP) an die in ihrem Cluster belegenden Konverter angeschlossen werden, sodass Kreuzungen mit Schiffahrtswegen und Drittinfrastrukturen bestmöglich vermieden werden.



Dezentrale Energieversorgung

Einige Konsultationsteilnehmer sprechen sich für eine dezentrale Energieversorgung aus und lehnen die Offshore-Windenergie als aus ihrer Sicht zentralistisches Konzept ab.

Im O-NEP ist eine Abwägung zwischen den verschiedenen Erzeugungsstrategien grundsätzlich nicht vorgesehen. Nach der gesetzlichen Vorgabe der § 17b ff. EnWG sind die ÜNB zur Vorlage eines O-NEP, der den bedarfsgerechten Ausbau von Offshore-Netzanbindungssystemen auf Basis des konsultierten und genehmigten Szenariorahmens ermittelt, verpflichtet.

Kriterium Küstenentfernung

Wie in den Vorjahren merken mehrere Konsultationsteilnehmer an, dass das Merkmal der Küstenentfernung nicht pauschal als Kriterium für die zeitliche Staffelung anzuwenden sei, sondern die Ermittlung der Investitionskosten nachvollziehbar im Mittelpunkt stehen müsse. Überdies sei das Windaufkommen in den weiter von der Küste entfernten Gebieten deutlich höher. Für dort belegende OWP sei der Energieertrag daher weitaus höher. Ein Konsultationsteilnehmer merkt darüber hinaus an, dass durch das Merkmal der Küstenentfernung die Zonen 4 und 5 in der Nordsee für eine unbestimmte Zeit nicht entwickelbar seien. Dies hemme die Entwicklung der Offshore-Windenergie in Deutschland.

Die Küstenentfernung findet seine gesetzliche Verankerung in § 17b Abs. 2 S. 3 EnWG, der die „räumliche Nähe zur Küste“ als Kriterium für die zeitliche Staffelung nennt. Die Berücksichtigung dieses Kriteriums ist auch sachgerecht, da für die küstennahen Cluster grundsätzlich kürzere und folglich auch kostengünstigere Netzanbindungssysteme zu errichten sind. Denn das windparkunspezifische Kriterium der Küstenentfernung bestimmt maßgeblich die Gesamtkosten eines Netzanbindungssystems. Je länger die See- und Landkabelverbindung zwischen OWP und Küste bzw. dem landseitigen Netzverknüpfungspunkt ist, desto höher liegen die erforderlichen Investitionen zur Herstellung der Netzanbindung. Dies bedeutet, dass die spezifischen Investitionen der Übertragung von Offshore-Windenergie aus küstennahen OWP pro erzeugter MWh grundsätzlich günstiger und wirtschaftlich effizienter sind als die Kosten der Übertragung von Offshore-Windenergie aus küstenfernen OWP. Aus volkswirtschaftlicher Sicht ist es daher geboten, zunächst die küstennäheren Erzeugungsgebiete für Offshore-Windenergie zu erschließen, da deren Netzanbindungen kürzer und damit kostengünstiger sind.

Überdies ist zu beachten, dass die Evaluierung der Küstenentfernung von Clustern nicht anhand konkreter Trassenlängen erfolgt, sondern anhand der Lage in den Zonen. Zum Zeitpunkt der O-NEP-Erstellung steht der konkrete Verlauf von Trassen nicht fest, sodass die Bezeichnung spezifischer Trassenlängen keine Alternative darstellt.

Der Anmerkung, dass weiter entfernte OWP eine höhere Auslastung und Effizienz aufweisen, ist der Mehraufwand für den Bau und den Betrieb der längeren Offshore-Netzanbindungssysteme entgegenzusetzen. Aus der größeren Entfernung zur Küste ergibt sich daher kein offensichtlicher wirtschaftlicher Vorteil.

Netzanbindungskonzepte

Es wurde im Rahmen der Konsultation angemerkt, dass unterschiedliche Netzanschlussvoraussetzungen in der Ostsee und Nordsee gelten würden. Die Nordsee-Projekte müssten auf einer Spannungsebene von 155 kV und die Ostsee-Projekte auf einer Spannungsebene von 220 kV einspeisen. Eine höhere Spannungsebene würde erhöhte Investitionen nach sich ziehen. Daher solle man eine einheitliche Spannungsebene von 66 kV einführen und darüber hinaus solle aus Kostengründen auf die betreibereigenen Umspannwerke verzichtet werden. Eine entsprechende verpflichtende Vorgabe für die ÜNB solle in den O-NEP 2025 eingefügt werden.

Die technischen Grundsätze der Netzanbindungskonzepte sind nicht Gegenstand des O-NEP. Diese sind vielmehr Bestandteil des BFO, der standardisierte Technikvorgaben und Planungsgrundsätze definiert und festlegt. Die Festlegungen des BFO sind feste Einflussgrößen, die im O-NEP zu berücksichtigen sind.



Der Verzicht auf betreibereigene Umspannwerke würde insgesamt keine volkswirtschaftlichen Effizienzen heben, da die Errichtung durch die ÜNB erfolgen müsste. Darüber hinaus liegt die Verantwortung für den Bau und Betrieb betriebsnotwendiger Anlagen des OWP, wie zum Beispiel die Kompensationsanlage der Windparkverkabelung oder die Netzersatzanlagen des Windparks, beim Betreiber des OWP. Bei Verzicht einer betreibereigenen Umspannplattform müssten diese Anlagen ebenfalls vom ÜNB getragen werden.

Sammelplattform

Es wurde darauf hingewiesen, dass die perspektivische Sammelplattform in der Ostsee sich nicht im Anhang des O-NEP 2025 wiederfindet und die verbindliche Vorgabe bzgl. der Verpflichtung zur Schaffung von Sammelanbindungen im O-NEP ergänzt werden sollte.

Die ÜNB sind erstmalig im Bestätigungsdokument des O-NEP 2014 von der BNetzA aufgefordert worden, eine Kosten-Nutzen-Analyse zur Errichtung und zum Betrieb einer AC-Sammelplattform in der Ostsee zu erstellen. Dieser Aufforderung sind die ÜNB mit der Kosten-Nutzen-Analyse im Kapitel 6 nachgekommen. Aufgrund der sehr kurzen Bearbeitungszeit von wenigen Wochen konnte lediglich eine grobe Abschätzung vorgenommen werden. Das Sammelanbindungskonzept wird weiter durch die ÜNB untersucht und auf Basis der Untersuchungsergebnisse kann ggf. zukünftig eine entsprechende verbindliche Aufnahme in den O-NEP vorgenommen werden.

Steigerung der Leistung der Netzanbindungssysteme von 250 auf 300 MW

Es wurde angemerkt, dass bei den Netzanbindungssystemen OST-B-1 und OST-B-2 in der Ostsee lediglich auf die „alte“ Technologie mit einer Übertragungsleistung von 250 MW pro System abgestellt wurde. Der O-NEP 2025 solle bei zukünftigen Netzanbindungssystemen die Entwicklung der Technik berücksichtigen und die maximal mögliche Übertragungsleistung für ein Netzanbindungssystem von derzeit mindestens 300 MW beinhalten.

Mit Blick auf den technischen Fortschritt und der stetigen Weiterentwicklung der Übertragungstechnologien durch die Hersteller, zeichnet sich in den kommenden Jahren eine Erhöhung der Übertragungsfähigkeit von 220-kV-AC-Kabelsystemen auf 300 MW ab. Allerdings ist nach dem derzeitigen Stand der Technik der perspektivische, ausschließliche Einsatz einer Übertragungskapazität von 300 MW in der Ostsee noch nicht gesichert. Der Verweis der ÜNB auf die 300 MW sollte nur einen Ausblick geben. Die Weiterentwicklung der Übertragungstechnologie ist noch nicht abgeschlossen und folglich liegen hierzu noch keine gesicherten Erkenntnisse vor. Es wäre daher verfrüht und nicht belastbar eine entsprechende Anpassung der Übertragungsleistung im O-NEP vorzunehmen.

Darüber hinaus sind die technischen Grundsätze der Netzanbindungskonzepte nicht Gegenstand des O-NEP sondern Bestandteil des BFO.

Entfall BorWin4 aus dem Startnetz

Einige Konsultationsteilnehmer merken an, dass die Netzanbindung NOR-6-3 (BorWin4) weiterhin Teil des Startnetzes sein müsse, da vor dem Hintergrund der anstehenden EEG-Novellierung über den bestehenden Szenariorahmen hinaus, Übertragungskapazitäten benötigt würden.

Die Netzanbindung NOR-6-3 kann für die Ermittlung des Ausbaubedarfes nicht berücksichtigt werden. Dies ergibt sich aus einem Beschluss der BNetzA. Soweit einige Konsultationsteilnehmer anmerken, dass der Beschluss der BNetzA noch Teil einer gerichtlichen Auseinandersetzung sei und daher nicht verbindlich, wird nicht berücksichtigt, dass es sich bei dem Beschluss um eine Entscheidung einer Bundesoberbehörde handelt, die grundsätzlich sofort vollziehbar ist und damit unmittelbare Wirkung entfaltet. Gerichtliche Auseinandersetzungen um den Beschluss ändern hieran zunächst nichts.



Angabe des Umsetzungsbeginns

Mehrere Konsultationsteilnehmer merken an, dass im ersten Entwurf des O-NEP 2025 (ebenso wie im O-NEP 2014) für die Umsetzung der Maßnahmen in den einzelnen Szenarien Termine vorgeschlagen werden, die nach den bestätigten Terminen des O-NEP 2013 liegen. Dies stelle eine ungerechtfertigte Verzögerung dar und sei daher auf den Stand des O-NEP 2013 anzupassen.

Die Verschiebung resultiert aus den Szenariorahmen vom 30.8.2013 und 19.12.2014, die für die Nordsee andere, installierte Erzeugungsleistungen aus Offshore-Windenergie festschreiben als der Szenariorahmen, der den im O-NEP 2013 von den ÜNB entwickelten Szenarien zugrunde liegt. Für die Ermittlung des Netzausbaubedarfs ist grundsätzlich auf den gültigen genehmigten Szenariorahmen abzustellen.

Berücksichtigung von weit entwickelten Windparkprojekten mit großer Küstenentfernung

Wie in den Vorjahren wurde mehrfach angesprochen, dass gut entwickelte Windparkprojekte in der Nordsee, die sich in weiter Entfernung von der Küste befinden, keine Berücksichtigung bei der zeitlichen Staffelung der Netzanbindungssysteme finden, sodass die Weiterentwicklung der Planungen aufgrund einer mangelnden Planungssicherheit ins Stocken gerät. Daher müsse eine Einbeziehung von OWP in den Zonen 3, 4 und 5 erfolgen. Ein Konsultationsteilnehmer ist zudem der Ansicht, dass Cluster 10 zumindest im Planungshorizont bis 2035 Berücksichtigung finden müsse, da dort bereits ein Projekt genehmigt sei. Ein Konsultationsteilnehmer trägt vor, dass die Anbindung NOR-5-2 (SylWin2) vorzuziehen sei und die dahingehende Außerachtlassung im Zubau-Offshorenetz nicht sachgerecht sei. Zur Begründung wird angeführt, dass die Genehmigungslage im Cluster 5 hinreichend verfestigt sei.

Die Berücksichtigung der Genehmigungs- und Realisierungslage von OWP in von der Küste weit entfernten Clustern hätte die erhebliche Gewichtung des Realisierungsfortschritts einzelner OWP, der in den meisten Fällen kaum belastbar zu beurteilen ist, zur Folge. Es hat sich bereits in der Vergangenheit im alten Rechtssystem gezeigt, dass es kaum möglich ist, die Entwicklung verschiedener OWP-Projekte über mehrere Jahre im Voraus zu prognostizieren. Dies hat zu dem Systemwechsel bei der Errichtung der Offshore-Netzanbindungssysteme geführt. Der oben dargestellte Vorschlag, würde im Ergebnis eine Rückkehr zum alten System bedeuten.

Zugleich unterliegt das Kriterium Realisierungsfortschritt sehr dynamischen Veränderungen. So können sich hinsichtlich der Planung und Genehmigung eines OWP-Projektes innerhalb eines Jahres sehr erhebliche Veränderungen ergeben. Würde dem Kriterium des Realisierungsfortschritts anzubindender OWP eine zu hohe Bedeutung bei der zeitlichen Staffelung der Offshore-Netzausbaumaßnahmen beigemessen werden, würde dies im Ergebnis dazu führen, dass auch die zeitliche Staffelung der Maßnahmen in Abhängigkeit von den jeweils neuen Planungs- und Realisierungsfortschritten der OWP von Jahr zu Jahr sehr starken Schwankungen und Veränderungen unterliegen würde.

Hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit bei küstenfernen Projekten, wird auf die Ausführungen unter „Küstenentfernung“ verwiesen.

Umsetzungszeit und Fertigstellungstermin

Wie in den vorigen Jahren merken zwei Konsultationsteilnehmer an, dass Realisierungszeiten in der Nordsee von 60 Monaten bei der Errichtung von Netzanbindungssystemen viel zu lang seien, und sich bereits heute zeige, dass Errichtungszeiten von 50 Monaten und weniger, leicht zu verwirklichen seien.

Ein Konsultationsteilnehmer ist überdies der Auffassung, dass der Begriff der Fertigstellung von Netzanbindungssystemen die Inbetriebnahme meinen müsse.

Die Diskussion um die Beschleunigung bei der Errichtung von Netzanbindungen wird vielfach geführt. TenneT ist der Auffassung, dass die Herstellungs- und Installationszeiten für Netzanlüsse in der Nordsee bei einer „Verstetigung“ der Realisierung von Systemen perspektivisch sinken können. Dennoch zeigen Angebote der Lieferanten sowie die bereits realisierten Projekte, dass von einem Zeitraum von 12 Monaten für das Vergabeverfahren und 60 Monaten für die



Realisierung der DC-Anbindungssysteme in der Nordsee auszugehen ist. Daher kann von den im ersten Entwurf des O-NEP 2025 genannten Realisierungszeiten nicht abgewichen werden.

Der Begriff des „voraussichtlichen Fertigstellungstermins“ ist dem Gesetzestext zum O-NEP im EnWG entnommen.

Netzverknüpfungspunkt Cloppenburg

Zum Teil regen die Konsultationsteilnehmer an, auf die Entwicklung des NVP Cloppenburg/Ost zu verzichten, zumal die Suche nach Alternativen ein erklärter Teil der im Jahr 2015 eingeleiteten Raumordnungsverfahren zur NEP-Maßnahme P21 sei. Zudem werden weitere Erläuterungen zur Auswahl des NVP und der installierten Erzeugungsleistung aus Offshore-Wind verlangt.

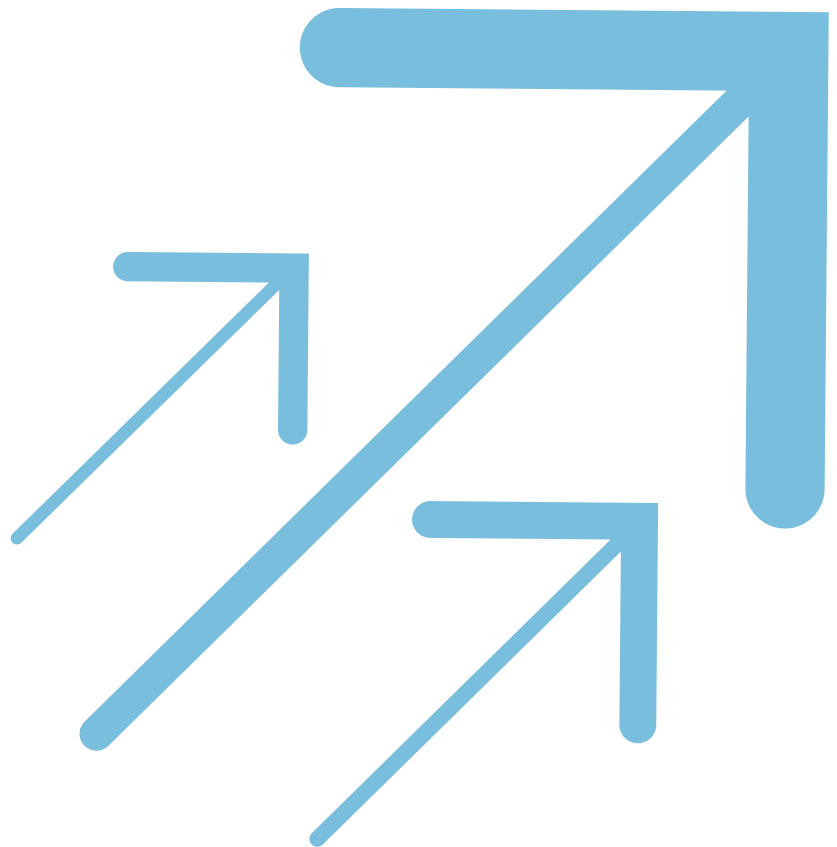
Die Ausführungen zur Bestimmung von NVP und der jeweiligen installierten Erzeugungsleistungen wurden im Kapitel 2 ergänzt. Der NVP „Cloppenburg/Ost“ wird neu als „Cloppenburg“ bezeichnet. Die Änderung der Bezeichnung geht auf eine geänderte Ausführung des Projekts P21 Conneforde – Cloppenburg – Merzen im NEP 2025 zurück.



Übersicht Links

- www.netzentwicklungsplan.de ↗
- www.netzausbau.de ↗

6 KOSTEN-NUTZEN-ANALYSE AC-SAMMEL-PLATTFORM IN DER OSTSEE



6 KOSTEN-NUTZEN-ANALYSE AC-SAMMELPLATTFORM IN DER OSTSEE

Aufgabenstellung

Mit der Bestätigung des Offshore-Netzentwicklungsplans (O-NEP) 2014 vom 04.09.2015 sind die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) von der Bundesnetzagentur (BNetzA) aufgefordert worden, in wenigen Wochen eine grobe Kosten-Nutzen-Analyse zur Errichtung und zum Betrieb einer AC-Sammelplattform im Rahmen der Realisierung von Sammelanbindungen in der Ostsee zu erstellen. Dies soll anhand des Beispiels des *Offshore-Netzanbindungssystems* OST-B-1 erfolgen.

Ausgangssituation

Bedingt durch die Anforderung im Vergleich zur Nordsee geringere Erzeugungsleistung über kürzere Entfernungen zu übertragen, stellt die AC-Technologie im Allgemeinen das technisch und wirtschaftlich effizienteste Übertragungskonzept für die Ostsee dar. Durch kleinere Einheitengrößen in der Übertragungskapazität bietet die AC-Technologie außerdem die Möglichkeit, den Offshore-Netzausbau besser auf die tatsächlich installierte Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie bedarfsgerecht anzupassen.

Am Beispiel der nordöstlich von Rügen nah beieinander liegenden Cluster 1, 2 und 4 werden im Rahmen der Analyse die Kosten und der Nutzen einer Sammelanbindungskonzeption unter Einsatz einer AC-Sammelplattform im Verhältnis zur Einzelanbindungskonzeption betrachtet.

Die Kosten-Nutzen-Analyse wird unter folgenden Randbedingungen durchgeführt:

Eine Untersuchung anhand des alleinigen Offshore-Netzanbindungssystems OST-B-1 mit einer Übertragungskapazität von 500 MW ist nicht zweckmäßig, da bei dieser Leistungsgröße maximal ein bis eineinhalb Offshore-Windpark-Projekte angebunden werden können. Der Sammelanbindungsgedanke ist dabei nicht klar erkennbar. Daher wird für die Kosten-Nutzen-Analyse ein allgemeiner Ansatz zur Erschließung des bislang insgesamt bekannten und noch anzubindenden Erzeugungspotentials in den Clustern 1, 2 und 4 herangezogen.

Das gesamte noch anzuschließende Erzeugungspotential in den Clustern 1, 2 und 4 ist in Tabelle 15 dargestellt und beträgt gemäß des Bundesfachplan Offshore (BFO) Ostsee 2013 und des Offshore-Netzentwicklungsplans 2025 (Tabelle 3, Seite 25) 2.555 MW.

Tabelle 15: Erzeugungspotential in den Clustern 1, 2 und 4

| Cluster-Nr. | Leistung [MW] |
|-------------|---------------|
| Cluster 1 | 915 |
| Cluster 2 | 1.290 |
| Cluster 4 | 350 |
| Summe | 2.555 |



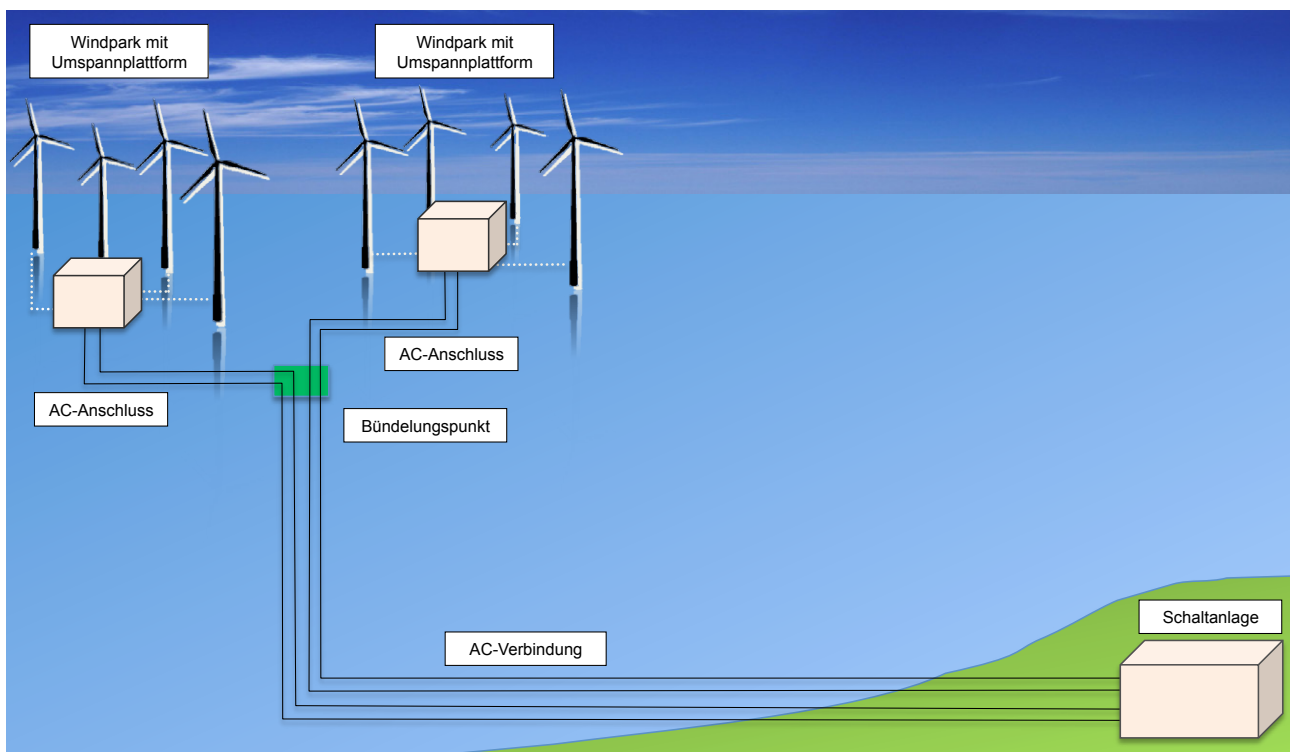
6 Kosten-Nutzen-Analyse AC-Sammelplattform in der Ostsee

Im Rahmen dieser Analyse wird die Netzanbindung dieses Erzeugungspotential sowohl mit als auch ohne den Einsatz von Sammelplattformen hinsichtlich ihrer Kosten für die Errichtung und den Betrieb untersucht und miteinander verglichen.

Beschreibung des Einzelanbindungskonzepts

Für einen bedarfsgerechten Ausbau werden auf Grundlage des Szenariorahmens und unter Einhaltung der O-NEP-Bewertungskriterien zur zeitlichen Staffelung, Netzanbindungssysteme „clustergenau“ geplant. So wird ein zuverlässiges Planwerk geschaffen, das auch die Genehmigungslage der Offshore-Windparks (OWP) berücksichtigt. Es werden dadurch nur die Netzanbindungssysteme ausgewiesen, die tatsächlich benötigt werden, ohne einen „Überausbau“ zu generieren. Diese Methodik führt jedoch dazu, dass bei Cluster- bzw. Windpark-Größen, abweichend von dem Vielfachen der derzeitigen Standard-Übertragungsleistung von 250 MW, Leerkapazitäten geschaffen werden.

Abbildung 21: Einzelanbindungskonzept



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

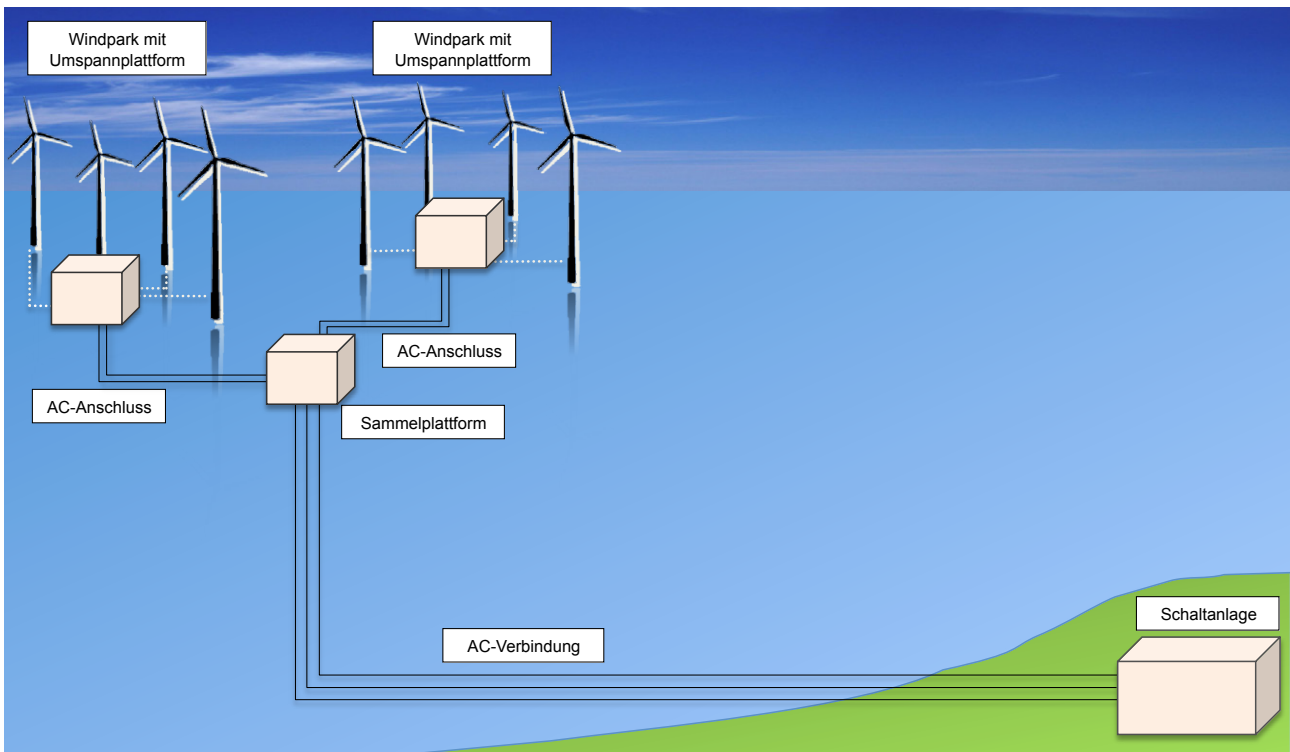
Beschreibung des Sammelplattformkonzepts

Die in den Cluster 1, 2 und 4 erzeugte elektrische Energie kann perspektivisch mittels einer Sammelanbindung in das Übertragungsnetz an Land eingespeist werden. Dabei können die Netzanbindungssysteme vom Netzverknüpfungspunkt (NVP) an Land zu einem Bündelungspunkt auf See geführt werden, an dem zukünftig eine oder mehrere AC-Sammelplattformen errichtet werden können. Um eine diskriminierungsfreie Anbindung der Cluster zu gewährleisten, müssen die Sammelplattformen außerhalb der im BFO Ostsee definierten Clustergrößen liegen.

Im Gegensatz zur bisherigen expliziten Cluster- bzw. OWP-Anbindung können mit dem Sammelplattformkonzept verbliebene Restübertragungskapazitäten auf den Netzanbindungssystemen allen drei Clustern angeboten werden. Damit werden die Netzanbindungssysteme noch besser ausgenutzt und die Leerkapazitäten und die daraus resultierenden Leerstandskosten weiter verringert.



Abbildung 22: Sammelplattformkonzept



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Variante 1

Im Folgenden werden die benötigten AC-Netzanbindungssysteme (AC-Verbindung + AC-Anschluss) und die daraus resultierenden Investitionskosten für die beiden jeweiligen Konzepte ermittelt. In Tabelle 16 werden die notwendige Anzahl der AC-Netzanbindungssysteme für eine Einzelanbindung der Cluster und der Sammelanbindung gegenüber gestellt. Betrachtet werden dabei nur die AC-Verbindungen vom NVP an Land bis zum Bündelungspunkt auf See mit einer durchschnittlichen Trassenlänge von 80 km. Es wird angenommen, dass die Anzahl und Länge der benötigten AC-Anschlüsse zwischen dem Bündelungspunkt und den OWP in beiden Konzepten identisch ist und den maximalen Verbindungen für das Einzelanbindungskonzept entspricht. Die durchschnittliche Trassenlänge der AC-Anschlüsse beträgt 15 km.

Ausgehend von der derzeit standardisierten Übertragungskapazität von 250 MW für ein AC-Netzanbindungssystem sind für die Einzelanbindung der Cluster zwölf Netzanbindungssysteme erforderlich. Im Vergleich dazu kann bei der Umsetzung der Sammelanbindung ein vollständiges AC-Netzanbindungssystem eingespart und die Leerkapazität deutlich reduziert werden.

Tabelle 16: Übersicht benötigter 250 MW-AC-Netzanbindungssysteme

| Cluster-Nr. | Erzeugungspotential [MW] | Benötigte Anzahl Netzanbindungssysteme | Leerkapazität [MW] |
|--------------------------------|--------------------------|--|--------------------|
| Cluster 1 | 915 | 4 | 85 |
| Cluster 2 | 1.290 | 6 | 210 |
| Cluster 4 | 350 | 2 | 150 |
| Summe Einzelanbindungen | 2.555 | 12 | 445 |
| Sammelanbindung | 2.555 | 11 | 195 |

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



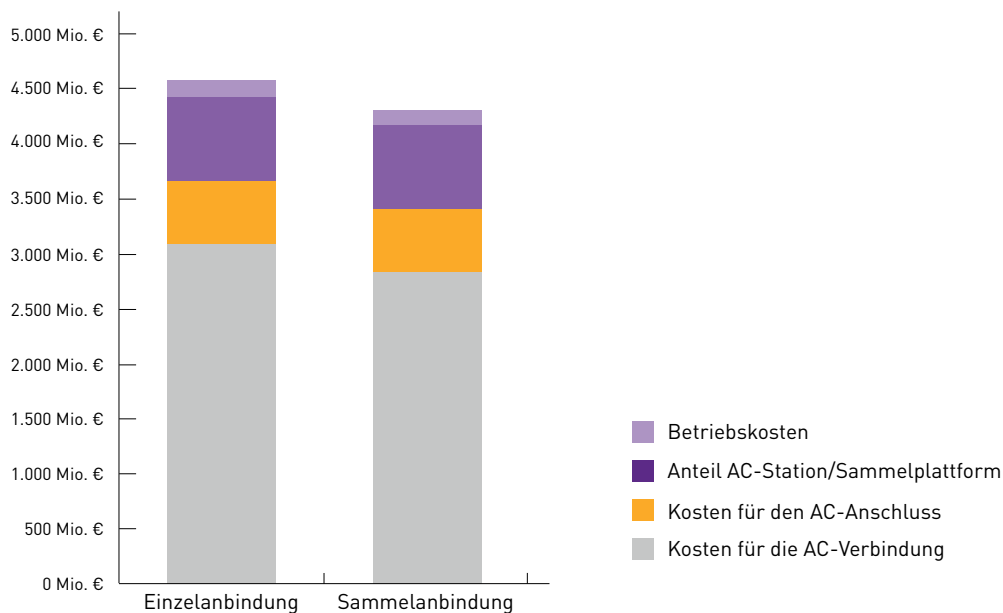
6 Kosten-Nutzen-Analyse AC-Sammelplattform in der Ostsee

Kostenvergleich Variante 1

Basis für die Untersuchung der Investitions- und Betriebskosten bilden die im O-NEP 2025 in Tabelle 12 angesetzten Kostenpauschalen für AC-Netzanbindungssysteme. Zum Zeitpunkt der Erstellung der Analyse lagen keine fundierten Aussagen über die Investitionskosten einer Sammelplattform vor. Es wird angenommen, dass die zusätzlich entstehenden Kosten der Sammelplattform den damit eingesparten Kosten auf den AC-Stationen der Windparks bei der ansonsten nötigen Einzelanbindung entsprechen. Für die Betriebskosten wird eine Pauschale von 3,4 %²⁹ pro Jahr angenommen.

Abbildung 23 zeigt eine Gegenüberstellung der Investitions- und Betriebskosten für die jeweiligen Netzanbindungskonzepte. Es ist zu erkennen, dass die Gesamtkosten beider Konzepte nahezu gleich sind. Aufgrund der Einsparung eines AC-Netzanbindungssystems weist die Sammelanbindungskonzeption geringere Investitions- und Betriebskosten auf. Die Differenz beträgt circa 260 Mio. € zu Gunsten der Sammelanbindung.

Abbildung 23: Übersicht der Investitions- und Betriebskosten für eine Standard-Übertragungskapazität von 250 MW



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Das Konzept der Sammelanbindung ist bei der heute noch standardisierten Übertragungskapazität von 250 MW eine effiziente Alternative zum Konzept der Einzelanbindung in Bezug auf die Netzanbindung der Cluster 1, 2 und 4. Die Gesamtkosten der Sammelanbindungen liegen leicht unter jenen der Einzelanbindungen, die Leerkapazitäten sind in diesem Konzept deutlich geringer. Bei der Einzelanbindung der Cluster 1, 2 und 4 mit einer Anzahl von zwölf Netzanbindungssystemen entsteht eine Leerkapazität von 445 MW. Bei einem Gesamtinvestitionsvolumen von 4.468 Mio. € und einer Betriebsdauer von 20 Jahren betragen die Kosten für den Leerstand circa 38,9 Mio. € pro Jahr. Beim Sammelanbindungskonzept kann die Erzeugungsleistung besser gebündelt werden und die Leerkapazität reduziert sich auf 195 MW. Die Leerstandskosten können somit auf 16,1 Mio. € pro Jahr gesenkt werden.

Variante 2

Mit Blick auf den technischen Fortschritt und der stetigen Weiterentwicklung der Übertragungstechnologien durch die Hersteller, zeichnet sich in den kommenden Jahren eine Erhöhung der Übertragungsfähigkeit von 220-kV-AC-Kabelsystemen auf 300 MW ab. Der Kostenvergleich mit 300-MW-AC-Netzanbindungssystemen soll zeigen, welche nachhaltigen Kosten- und Kapazitätspotenziale durch die Sammelanbindungen gegenüber den *Einzelanbindungen* *perspektivisch* in der Ostsee erschlossen werden *könnten*.

²⁹Festlegung der Bundesnetzagentur zur Betriebskostenpauschale für Offshore-Anlagen vom 14.12.2011.

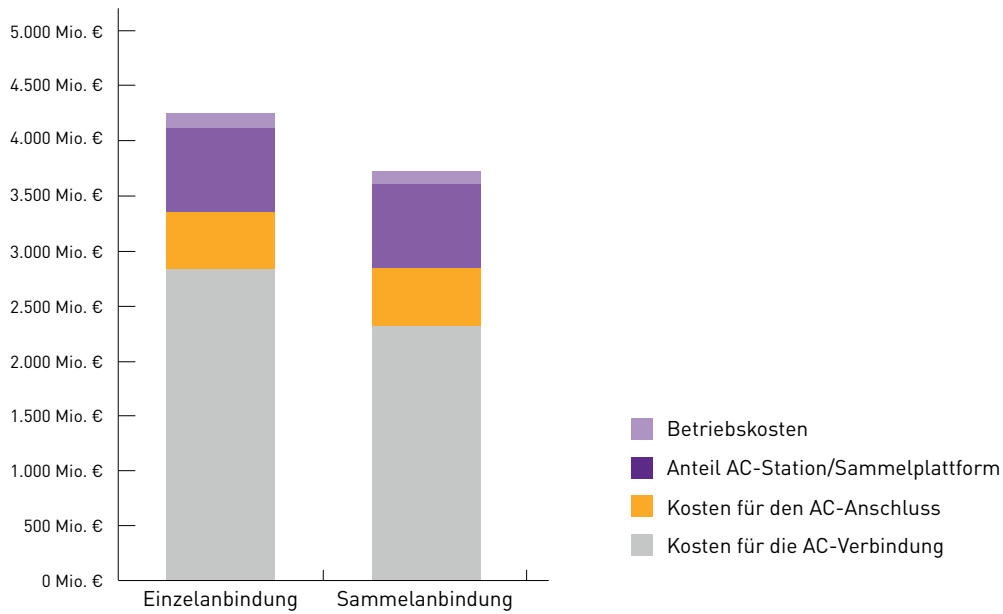


Kostenvergleich Variante 2

Die Anzahl der benötigten AC-Netzanbindungssysteme für das Sammelanbindungskonzept kann mit den zukünftigen 300-MW-Kabelsystemen um zwei weitere Netzanbindungssysteme reduziert werden, was zu einer noch deutlicheren Reduzierung der Gesamtkosten führt. Bei dem Einzelanbindungskonzept kann hingegen nur ein Netzanbindungssystem eingespart werden. Der Kostenunterschied beträgt dann circa 520 Mio. €.

Betrachtet man auch hier die entstehenden Leerkapazitäten wird ebenfalls ein deutlicher Unterschied zwischen den Konzepten sichtbar. Aufgrund der höheren Übertragungskapazität der einzelnen AC-Netzanbindungssysteme steigt die Leerkapazität der Einzelanbindungen auf 745 MW und die Leerstandskosten betragen etwa 60,6 Mio. € pro Jahr. Neben dem positiven Effekt der Reduzierung weiterer Netzanbindungssysteme kann beim Sammelanbindungskonzept der Leerstand auf 145 MW und die Leerstandskosten auf 10,3 Mio. € pro Jahr reduziert werden.

Abbildung 24: Übersicht der Investitions- und Betriebskosten für eine Standard-Übertragungskapazität von 300 MW



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Zusammenfassung

Ergänzend zur bisherigen clustergenauen Anbindungskonzeption wurde für die Ostsee der Einsatz von Sammelplattformen zur Anbindung mehrerer räumlich beieinander liegender Cluster (Cluster 1, 2, 4 mit einem Erzeugungspotentials von insgesamt 2.555 MW) hinsichtlich Investition und Betrieb untersucht.

Im Ergebnis zeigte sich für die Region nordöstlich von Rügen, dass die wirtschaftliche Effizienz mit einer Sammelplattform-Anbindungskonzeption im Verhältnis zur clustergenauen Anbindung noch erhöht werden kann, sowohl bei den aktuellen 250-MW-Netzanbindungssystemen als auch bei zukünftigen 300-MW-Netzanbindungssystemen. Die Kostenvorteile in diesem Konzept resultieren aus der Einsparung von Netzanbindungssystemen sowie der Verminderung von Leerkapazitäten und ermöglichen es zusätzlich, auf zukünftige Entwicklungen noch flexibler reagieren zu können.

Das AC-Sammelplattform-Anbindungskonzept ist für die untersuchte Region daher empfehlenswert, sowohl aus Kostengründen, als auch um zusätzliche Flexibilität im Offshore-Ausbau zu gewinnen. Ihre technische und wirtschaftliche Realisierbarkeit wird daher durch die ÜNB weiter untersucht werden.

In diesem Zusammenhang werden weiterführende Studien erstellt, die sowohl die Umsetzung eines elektrotechnischen Anlagenkonzepts als auch das Plattform-Design im Detail untersuchen. Im Ergebnis dieser Studien werden Anpassungen in der Fortschreibung des O-NEP vorgenommen.

7 FAZIT



7 FAZIT

Der Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP) stellt den in den nächsten zehn beziehungsweise 20 Jahren erforderlichen Ausbau des Offshorenetzes dar. Im Zusammenspiel mit dem Netzentwicklungsplan Strom (NEP) zeigt der O-NEP, wie der Umbau der Erzeugungslandschaft in Deutschland und die Integration erneuerbarer Energien in das Stromnetz gelingen kann. Der vorliegende O-NEP 2025 ist der überarbeitete zweite Entwurf. Er enthält die Ergebnisse der öffentlichen Konsultation des ersten Entwurfs. Die Übertragungsnetzbetreiber veröffentlichen ihn gemeinsam mit dem zweiten Entwurf des NEP auf www.netzentwicklungsplan.de und übergeben beide Pläne an die Bundesnetzagentur (BNetzA).

Während der Konsultation sind 61 Stellungnahmen zum ersten Entwurf des O-NEP eingegangen. Davon haben sich 32 Stellungnahmen auf die konkreten Inhalte des O-NEP bezogen. Schwerpunkte der Stellungnahmen sind die Themen Berücksichtigung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) 2016, die zeitliche Staffelung von Maßnahmen, dezentrale Stromerzeugung, clusterübergreifende Netzanschlüsse, technische Konzepte zur Netzanbindung und die gewählten Netzverknüpfungspunkte.

Prozess und Methodik

Der O-NEP zeigt für den öffentlich zur Konsultation gestellten und von der BNetzA am 19.12.2014 genehmigten Szenario-rahmen Maßnahmen auf, die allen vom Gesetzgeber und der Regulierungsbehörde gestellten Anforderungen gerecht werden. Der aktuelle Ausbaupfad der Offshore-Windenergie auf Grundlage der letzten Novelle des EEG ist darin abgebildet.

Durch die offene Darstellung dieser Annahmen zur Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur, der objektiven Kriterien zur Reihung von Netzanbindungssystemen und des daraus resultierenden Netzausbaubedarfs wird der Prozess der Netzentwicklungsplanung transparent. Dabei enthält der aktuelle Szenario-rahmen erstmalig sechs statt vier Szenarien (A 2025, B1 2025, B2 2025, B1 2035, B2 2035, C 2025). Vier Szenarien beziehen sich auf das Zieljahr 2025, zwei Szenarien auf das Jahr 2035, sodass die langfristige Entwicklung über einen Zeitraum von 20 Jahren abschätzbar ist. Durch die Bandbreite von sechs Szenarien decken die ermittelten Netzausbaumaßnahmen eine Vielzahl möglicher zukünftiger Entwicklungen ab. Was den O-NEP betrifft, so gehen drei Szenarien (B1 2025, B2 2025 und C 2025) von derselben installierten Erzeugungslleistung für Offshore-Wind aus (10,5 GW in 2025). Auch die beiden Szenarien für das Jahr 2035 gehen jeweils von derselben installierten Erzeugungslleistung für Offshore-Wind aus (18,5 GW in 2035). Aus diesem Grund beschränkt sich im O-NEP die Betrachtung auf die Szenarien A 2025 und B 2025 sowie die Fortschreibung B 2035. Im Rahmen der für 2016 vorgesehenen Novellierung des EEG werden erhebliche Änderungen der gesetzlichen Vorgaben zum Ausbau der Offshore-Windenergie erwartet. Die genaue Ausgestaltung der Regelungen ist derzeit Gegenstand einer breiten öffentlichen Diskussion. Sie konnten im vorliegenden O-NEP deshalb noch nicht berücksichtigt werden. Eine Berücksichtigung im O-NEP 2025 bleibt im Rahmen der Prüfung und Bestätigung des O-NEP 2025 durch die BNetzA jedoch weiter möglich.

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 zehn beziehungsweise 20 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 (BFO) bzw. in der jeweiligen Landesraumordnung ausgewiesenen Cluster, die geplante Inbetriebnahme der im NEP ausgewiesenen Netzverknüpfungspunkte (NVP) sowie der Realisierungsfortschritt der anzubindenden Offshore-Windparks (OWP). Der O-NEP nimmt damit eine Schlüsselposition als Koordinationsinstrument für die effiziente und nachhaltige Entwicklung der Offshore-Windenergie ein.

Ergänzend zur bisherigen clustergenauen Anbindungskonzeption wurde für die Ostsee der Einsatz von Sammelplattformen zur Anbindung mehrerer räumlich beieinander liegender Cluster untersucht. Im Ergebnis zeigte sich für die Region nordöstlich von Rügen, dass die wirtschaftliche Effizienz mit einer Sammelplattform-Anbindungskonzeption im Verhältnis zur clustergenauen Anbindung noch erhöht werden kann. Neben Kostenvorteilen birgt dieses Konzept auch die Chance Leerkapazitäten weiter zu vermindern und auf zukünftige Entwicklungen noch flexibler reagieren zu können.



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

Die Abstimmung des Netzausbaus an Land, der Entwicklung der OWP, des BFO und der Planungen der Küstenländer miteinander ist ein iterativer Prozess. Die Ergebnisse des O-NEP werden Rückwirkungen auf die Offshore-Windenergiebranche und die eingeflossenen Pläne haben, die wiederum zu Anpassungen in den folgenden O-NEP führen werden. Der O-NEP ist damit nicht abschließend, sondern wird ebenso wie der NEP regelmäßig überarbeitet, um den sich verändernden Rahmenbedingungen gerecht zu werden.

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 EnWG nicht untersucht wird. Die Ausbaumaßnahmen des Start-Offshorenetzes haben eine Gesamtlänge von 1.200 km. Die Investitionen belaufen sich auf rund 5 Mrd. €.

Die Länge des Zubau-Offshorenetzes liegt zwischen 371 km in Szenario A 2025 und 876 km in Szenario B 2025 und C 2025 bis hin zu 3.493 km in Szenario B 2035. Die Gesamt-Übertragungskapazität des Zubau-Offshorenetzes reicht dabei von zusätzlichen 1,4 GW in Szenario A 2025 über 3,2 GW in Szenario B 2025 und C 2025 bis zu 10,9 GW in Szenario B 2035. Die Investitionskosten für die Netzmaßnahmen werden im O-NEP auf Basis von spezifischen Kostensätzen ermittelt und haben einen vorläufigen Charakter. Das Gesamtvolumen der Investitionen beträgt in den nächsten zehn Jahren je nach Szenario insgesamt circa 7 Mrd. € bis 10 Mrd. €. Die Investitionen in die Ausbaumaßnahmen des Start-Offshorenetzes von rund 5 Mrd. € sind hier bereits berücksichtigt. Der Grund für die Reduzierung des Investitionsvolumens im Vergleich zu vorangegangenen O-NEP sind die neuen Ausbauziele der Bundesregierung für Offshore-Windenergie und, dass inzwischen einige Maßnahmen des Start-Offshorenetzes fertiggestellt wurden. Diese werden damit nicht mehr den Ausbaumaßnahmen des Start-Offshorenetzes zugerechnet und sind folglich auch nicht mehr in dem angegebenen Investitionsvolumen enthalten.

Ein erfolgreicher Ausbau der Offshore-Windenergie ist auf Verständnis und breite Akzeptanz in Politik und Gesellschaft sowie eine gute Verzahnung der Entwicklung der OWP, 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

Blindleistung

Blindleistung ist die elektrische Leistung, die zum Aufbau von magnetischen (z. B. in Motoren, Transformatoren) oder elektrischen Feldern (z. B. in Kondensatoren, Kabeln) benötigt wird, die aber nicht wie Wirkleistung nutzbar ist.

Blindleistungskompensation

Eine Anlage zur Kompensation von Blindleistung in elektrischen Energieübertragungsnetzen. Die Bezeichnung „statisch“ drückt aus, dass die Kompensation ohne Einsatz von rotierenden Maschinen wie den Synchronmaschinen erfolgt. Darüber hinaus gibt es noch verschiedene Arten der Ansteuerung dieser einzusetzenden Blindleistung (schaltbare, variable und feste Blindleistungskompensation).

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

Cable-hang-off

Mechanische Befestigung eines Kabelsystems auf Offshore-Plattformen (z. B. Konverter-, Sammel- oder Umspannplattform).

Cluster

Bezeichnet einen räumlich zusammenhängenden Bereich von Offshore-Windparks.

D

Dauerleistung

Die Dauerleistung einer Erzeugungseinheit ist die höchste Leistung, die bei einem bestimmungsgemäßen Betrieb ohne zeitliche Einschränkung erbracht wird und ihre Lebensdauer (Betriebszeit) und Sicherheit nicht beeinträchtigt. Die Dauerleistung kann beispielsweise mit den Jahreszeiten (z. B. aufgrund der Kühlwasserbedingungen) schwanken.

DC-Kabelsystem

Siehe Kabelsystem.

DC-Netzanbindungssystem

Siehe Netzanbindungssystem.

Drehstrom

Als Dreiphasenwechselstrom – je nach Bezug auch als Dreiphasenwechselfrequenz, Kraftstrom, Starkstrom oder umgangssprachlich auch als Drehstrom bezeichnet – wird in der Elektrotechnik eine Form von Mehrphasenwechselstrom benannt, der aus drei einzelnen Wechselströmen oder Wechselfrequenzen gleicher Frequenz besteht, welche zueinander eine feste Phasenverschiebung von 120° aufweisen.

Drehstromsystem

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

E

Eigenbedarfsversorgung

Für den Betrieb des Netzanbindungssystems und des Offshore-Windparks notwendige Eigenbedarfsversorgung der Betriebs- und der Nebenanlagen.

Elektrische Energie, elektrische Arbeit

Als elektrische Energie bezeichnet man Energie, die mittels der Elektrizität übertragen oder in elektrischen Feldern gespeichert wird. Bei der Übertragung von Energie mithilfe der Elektrizität spricht man auch von elektrischer Arbeit.

Elektrische Leistung

Elektrische Leistung im physikalischen Sinne als Produkt von Strom und Spannung ist ein Momentanwert. Bei Angabe von Momentanwerten ist der Zeitpunkt (Datum und Uhrzeit) anzugeben. In der Elektrizitätswirtschaft werden neben Momentanwerten auch mittlere Leistungen für definierte Zeitspannen (Messzeiten, z. B. 1 h) verwendet. Leistung ist dann der Quotient aus der in einer Zeitspanne geleisteten Arbeit W und derselben Zeitspanne T ; $P = W/T$.



Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)

Das „Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung“ (EnWG) vom 7. Juli 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.

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. April 2000 eingeführt und zuletzt zum 1. August 2014 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. 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.

Erzeugungseinheit

Eine Erzeugungseinheit für elektrische Energie ist eine nach bestimmten Kriterien abgrenzbare Anlage eines Kraftwerkes. Es kann sich dabei beispielsweise um einen Kraftwerksblock, ein Sammelschienenkraftwerk, eine GuD-Anlage, eine Windenergieanlage, den Maschinensatz eines Wasserkraftwerkes, einen Brennstoffzellenstapel oder um ein Solarmodul handeln.

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 Stärke und Richtung sich nicht ändert. Oft zu finden ist das Kürzel DC („direct current“).

H

HGÜ

Die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) ist ein Verfahren zur Übertragung von großen elektrischen Leistungen bei sehr hohen Spannungen (100 – 1.000 kV) über sehr große Distanzen. Oft zu finden ist das Kürzel DC („direct current“). Für die Einspeisung ins herkömmliche Stromnetz sind Hochspannungswechselrichter erforderlich, die Umwandlung geschieht in Umspann- und Schaltanlagen.



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.

Höchstspannung

Bezeichnet den Spannungsbereich von 150 kV und höher.

I

Impedanz

Die Impedanz, auch Wechselstromwiderstand, gibt das Verhältnis von elektrischer Spannung an einem Verbraucher (Bauelement, Leitung usw.) zu aufgenommenem Strom an. Diese physikalische Größe wird im Allgemeinen vorteilhaft als komplexwertige Funktion angegeben.

Interkonnektor

Eine Höchstspannungs-Übertragungsleitung zwischen zwei Staaten wird als Interkonnektor bezeichnet.

Instandhaltung

Die Instandhaltung besteht aus Inspektion, Wartung und Instandsetzung. Sie gewährleistet den Erhalt des Sollzustandes der Anlage über die Lebensdauer.

Ist-Netz (NEP)

Das Ist-Netz ist das heute bestehende Netz.

Ist-Offshorenetz

Siehe Start-Offshorenetz

J

J-tube

Die Kabelaufführung auf Offshore-Plattformen (z. B. Konverter-, Sammel- oder Umspannplattform).

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.



Konverterstation

Landseitiges Bauwerk zur Aufnahme des Umrichters und anderer landseitiger Komponenten einer HGÜ-Verbindung einschließlich aller Nebeneinrichtungen.

L

Last

Die in Anspruch genommene Leistung wird im Elektrizitätswirtschaftlichen Sprachgebrauch „Last“ genannt. Sie kann die Summe der momentanen Leistungsentnahme aus einem, mehreren oder allen Netzen einer Regelzone zum Zwecke des Verbrauchs sein.

N

(n-0)-Kriterium

Unter dem (n-0)-Kriterium versteht man im Zusammenhang mit der Netzplanung ein Netzanbindungssystem ohne Redundanz. Dies bedeutet, dass das Netzanbindungssystem ausfällt, wenn mindestens ein für die Netzanbindung erforderliches Betriebsmittel ausfällt. Vergleiche dazu auch -> (n-1)-Kriterium.

(n-1)-Kriterium

Der Grundsatz der (n-1)-Sicherheit in der Netzplanung besagt, dass in einem Netz bei prognostizierten maximalen Übertragungs- und Versorgungsaufgaben die Netzsicherheit auch dann gewährleistet bleibt, wenn eine Komponente, etwa ein Transformator oder ein Stromkreis, ausfällt oder abgeschaltet wird. Das heißt, es darf in diesem Fall nicht zu unzulässigen Versorgungsunterbrechungen oder einer Ausweitung der Störung kommen. Außerdem muss die Spannung innerhalb der zulässigen Grenzen bleiben und die verbleibenden Betriebsmittel dürfen nicht überlastet werden. Diese allgemein anerkannte Regel der Technik gilt grundsätzlich auf allen Netzebenen. Im Verteilernetz werden allerdings je nach Kundenstruktur Versorgungsunterbrechungen in Grenzen toleriert, wenn sie innerhalb eines definierten Zeitraums behoben werden können. Andererseits wird in empfindlichen Bereichen des Übertragungsnetzes sogar ein über das (n-1)-Kriterium hinausgehender Maßstab angelegt, etwa, wenn besonders sensible Kunden wie Werke der Chemie- oder Stahlindustrie versorgt werden oder wenn ein Ausfall eine großflächigere Störung oder eine Gefahrensituation nach sich ziehen würde. Hier wird das Netz so ausgelegt, dass auch bei betriebsbedingter Abschaltung eines Elements und zeitgleichem Ausfall eines weiteren ((n-2)-Fall) die Netzsicherheit gewährleistet bleibt.

Nennleistung

Die Nennleistung einer Erzeugungseinheit ist die Dauerleistung, für die sie gemäß Liefervereinbarungen bestellt ist. Ist die Nennleistung nicht eindeutig nach Bestellunterlagen bestimmbar, so ist für die Neuanlage einmalig ein bei Normalbedingungen erreichbarer Leistungswert zu bestimmen. Bei Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen ist die Nennleistung die elektrische Nennleistung.

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.

Netzanschlussregeln (NAR)

Technische Mindestanforderungen an die Anschlüsse des Netzes.

Netzkoppelpunkt (NKP)

Er dient der seeseitigen Längskopplung paralleler Offshore-Netzanbindungssysteme zu einem Offshorenetz und zur seeseitigen Querankopplung von Fremdnetzen, sodass ein Netzanbindungssystem an systemfremde Netzverknüpfungspunkte betrieblich geschaltet werden kann. Dieser Netzkoppelpunkt kann sich zum Beispiel auf einer Konverter- oder Sammelplattform befinden.

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 unentbehrlicher Systemdienstleistungen und stellt so die Versorgungszuverlässigkeit sicher.

Netznutzer

Ein Netznutzer (Nutzer des Übertragungs- bzw. Verteilernetzes) ist jede natürliche oder juristische Person, die in einem Nutzungsverhältnis zum Netz steht und demgemäß auf vertraglicher Basis Leistungen des Netzbetreibers in Anspruch nimmt.

Netzverknüpfungspunkt (NVP)

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

NOVA-Prinzip

NOVA steht für Netzoptimierung vor -verstärkung vor -ausbau. Nach diesem Prinzip haben Maßnahmen zur Netzoptimierung und Netzverstärkung Vorrang vor einem 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 zehnjährigen Betrachtungshorizonts nutzt.

Offshore-Windpark

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



R

Regelzone

Der Übertragungsnetzbetreiber ist gesetzlich verpflichtet, in seiner Regelzone ständig das Leistungsgleichgewicht zwischen elektrischer Erzeugung und Verbrauch aufrechtzuhalten.

Reserveleistung

Der Übertragungsnetzbetreiber ist gesetzlich verpflichtet, in seiner Regelzone ständig das Leistungsgleichgewicht zwischen elektrischer Erzeugung und Verbrauch aufrechtzuhalten.

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.

Schaltanlage

Elektrische Einrichtung zum Verknüpfen von Stromkreisen (Leitungen, Transformatoren, Drosselspulen, Kondensatoren). Leistungsschalter dienen zum Schalten von Betriebs- und Fehlerströmen, Trennschalter ermöglichen durch Herstellen von Trennstrecken sicheres Arbeiten in der Anlage.

Scoping

Bezeichnet einen Teil eines Planungsprozesses. Die zuständige Behörde gibt dem Träger eines Vorhabens sowie den beteiligten Behörden im Rahmen des Scoping-Termins Gelegenheit zu einer Besprechung über Gegenstand, Umfang und Methoden in den zu erstellenden Antragsunterlagen sowie sonstiger für die Durchführung des Verfahrens erheblicher Fragen.

Schwarzstartfähigkeit

Kommt es im Verlauf einer Störung zu einem weiträumigen Zusammenbruch des Netzes, ist es notwendig, als ersten Schritt für den Versorgungswiederaufbau über Erzeugungseinheiten zu verfügen, die ohne Eigenbedarfsversorgung „von außen“ den Betrieb selbstständig wieder aufnehmen können (Schwarzstart). Der Übertragungsnetzbetreiber hat für seine Regelzone dafür Sorge zu tragen, dass eine ausreichende Anzahl von schwarzstartfähigen Erzeugungseinheiten zur Verfügung steht.

Spannungshaltung

Die Spannungshaltung gehört zu den Systemdienstleistungen eines Netzbetreibers und dient der Aufrechterhaltung eines akzeptablen Spannungsprofils im gesamten Netz. Dies wird durch eine ausgeglichene Blindleistungsbilanz in Abhängigkeit vom jeweiligen Blindleistungsbedarf des Netzes und der Netzkunden erreicht.

Spannungsstützung

Lokales Stützen der Spannung im Fehlerfall durch Einspeisen von Blindleistung.

Stakeholder

Alle Personen oder Gruppen, die ein berechtigtes Interesse am Verlauf oder Ergebnis eines Prozesses oder Projektes haben.

Startnetz (NEP)

Das Startnetz besteht aus den folgenden Netzprojekten:

- dem heutigen Netz (Ist-Netz),
- den EnLAG-Maßnahmen,



- den in der Umsetzung befindlichen Netzausbaumaßnahmen (planfestgestellt bzw. in Bau)
- sowie Maßnahmen aufgrund sonstiger Verpflichtungen (Kraftwerks-Netzanschlussverordnung, KraftNAV bzw. Anschlusspflicht der Industriekunden).

Start-Offshorenetz

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 Offshore-Windparks mit einer gültigen Netzanbindungszusage erforderlich sind.

Stranded Investments

Investitionen in Netzanbindungssysteme, die vollständig oder teilweise ungenutzt bleiben.

Systemdienstleistungen

Als Systemdienstleistungen werden in der Elektrizitätsversorgung diejenigen für die Funktionstüchtigkeit des Systems unvermeidlichen Dienstleistungen bezeichnet, die Netzbetreiber für ihre Netzkunden zusätzlich zur Übertragung und Verteilung elektrischer Energie erbringen und damit die Qualität der Stromversorgung bestimmen.

T

TYNDP

Alle zwei Jahre erarbeitet 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.

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.

Umrichter, Umrichteranlage

Einrichtung zur Gleichrichtung von Wechselstrom in Gleichstrom oder Wechselrichtung von Gleichstrom in Wechselstrom.

Umspannanlage

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



V

Verbraucher

Als Verbraucher bezeichnet man Geräte und Anlagen, die elektrische Energie aufnehmen.

Verteilernetz

Das Verteilernetz dient innerhalb einer begrenzten Region der Verteilung elektrischer Energie zur Speisung von Stationen und Kundenanlagen. In Verteilernetzen ist der Leistungsfluss im Wesentlichen durch die Kundenbelastung bestimmt. In Deutschland werden Nieder-, Mittel- und Hochspannungsnetze (>110 kV) als Verteilernetze genutzt. In besonderen Fällen kann auch ein 380- und 220-kV-Teilnetz als Verteilernetz betrachtet werden.

W

Wechselstrom

Wechselstrom bezeichnet elektrischen Strom, der seine Richtung (Polung) in regelmäßiger Wiederholung ändert und bei dem sich positive und negative Augenblickswerte so ergänzen, dass der Strom im zeitlichen Mittel null ist.

Wirkleistung

Wirkleistung ist die elektrische Leistung, die für die Umsetzung in eine andere Leistung, z. B. in mechanische, thermische, chemische, optische oder akustische Leistung verfügbar ist.

LITERATURVERZEICHNIS

50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (ÜNB) (2016). Netzentwicklungsplan Strom 2025, zweiter Entwurf vom 29. Februar 2016. Verfügbar unter:

<http://www.netzentwicklungsplan.de/>
[29.02.2016]

50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (ÜNB) (2015). Erster Entwurf des Offshore-Netzentwicklungsplan 2025. Verfügbar unter:

<http://www.netzentwicklungsplan.de/>
[26.02.2016]

50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (ÜNB) (2013). Zweiter Entwurf des Offshore-Netzentwicklungsplan 2013. Verfügbar unter:

<http://www.netzentwicklungsplan.de/netzentwicklungsplaene/2013>
[26.02.2016]

50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (ÜNB) (2016). Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2030 – Entwurf der ÜNB. Verfügbar unter:

<http://www.netzentwicklungsplan.de/begleitdokumente/2016>
[26.02.2016]

50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (ÜNB) (2015). Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2015 – Entwurf und Genehmigung der BNetzA. Verfügbar unter:

<http://www.netzentwicklungsplan.de/begleitdokumente/2015>
[26.02.2016]

Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (2013/2014). Bundesfachplan Offshore für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone der Nordsee 2013/2014 und Umweltbericht. Verfügbar unter:

http://www.bsh.de/de/Meeresnutzung/BFO/Bundesfachplan_Nordsee.jsp
[26.02.2016]

Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (2013). Erster Entwurf Bundesfachplan Offshore für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone der Ostsee 2013 und Umweltbericht. Verfügbar unter:

http://www.bsh.de/de/Meeresnutzung/BFO/Bundesfachplan_Ostsee.jsp
[26.02.2016]

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2016), Ausschreibungen für die Förderung von Erneuerbare-Energien-Anlagen. Verfügbar unter:

<http://www.bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen,did=721182.html>
[26.02.2016]

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2016), EEG-Novelle 2016, Fortgeschriebenes Eckpunktepapier zum Vorschlag des BMWi für das neue EEG, Stand 15.02.2016. Verfügbar unter:

<http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eeg-novelle-2016-fortgeschriebenes-eckpunktepapier,property=pdf,be-reich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>
[26.02.2016]



Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2015), EEG-Novelle 2016, Fortgeschriebenes Eckpunktepapier zum Vorschlag des BMWi für das neue EEG, Stand 08.12.2015. Verfügbar unter:

https://www.clearingstelle-eeg.de/files/Eckpunkte_EEG_2016_151208.pdf

[26.02.2016]

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2015), Eckpunkte für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende. Politische Vereinbarungen der Parteivorsitzenden von CDU, CSU und SPD vom 1. Juli 2015. Verfügbar unter:

<https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eckpunkte-energiewende,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>

[26.02.2016]

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2015) Genehmigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Strom 2025 gemäß § 12a Abs. 3 EnWG (Online). Verfügbar unter:

<http://www.netzausbau.de/bedarfsermittlung/2025/szenariorahmen/de.html>

[26.02.2016]

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

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

[26.02.2016]

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>

[26.02.2016]

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>

[26.02.2016]

ENTSO-E (2014). Ten-Year Network Development Plan 2014. Verfügbar unter:

<https://www.entsoe.eu/major-projects/ten-year-network-development-plan/tyndp-2014/>

[26.02.2016]

Weitere Gesetzte finden Sie unter:

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