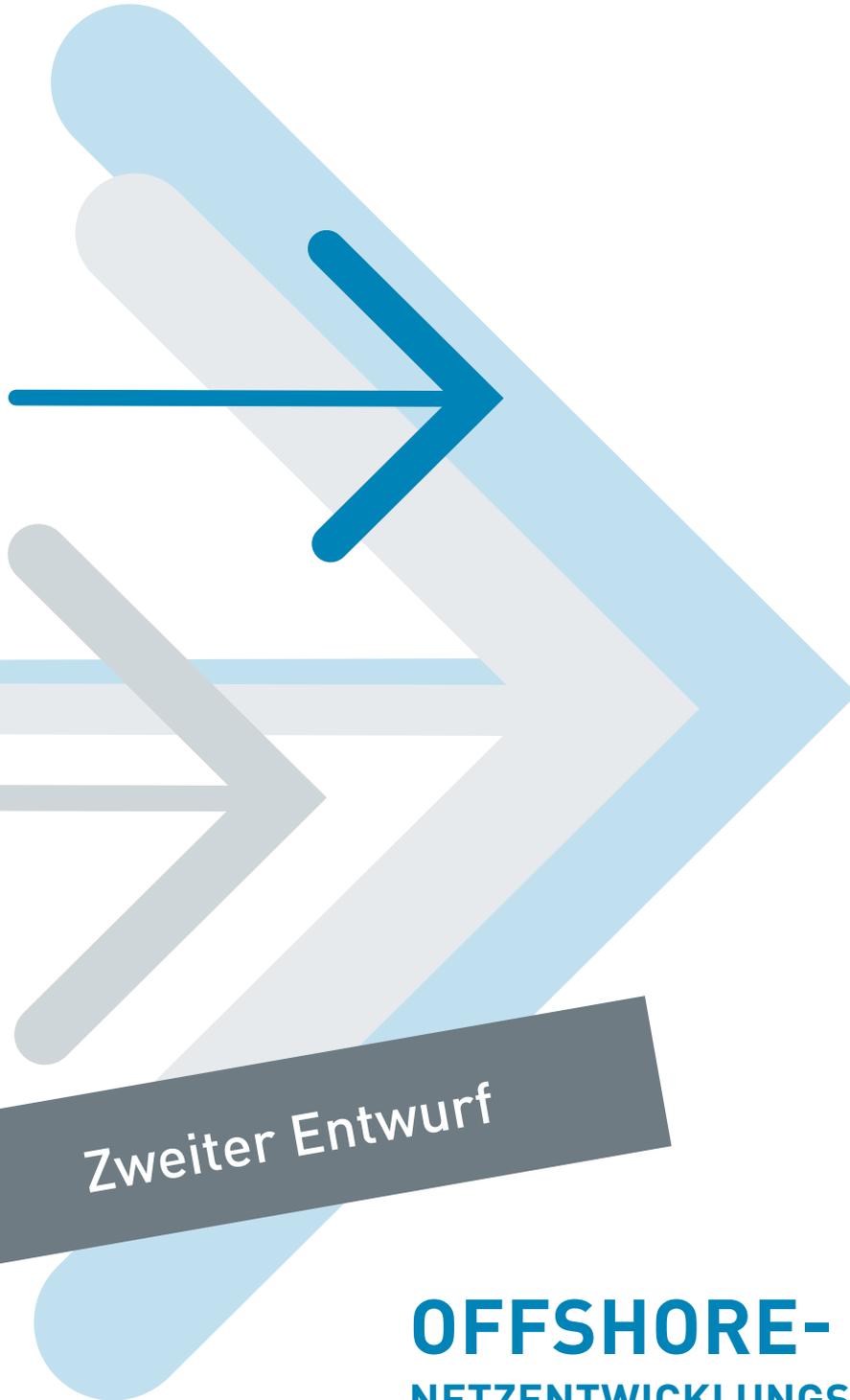




NETZ  
ENTWICKLUNGS  
PLAN **STROM**



Zweiter Entwurf

# OFFSHORE- NETZENTWICKLUNGSPLAN 2013

---

ZWEITER ENTWURF DER  
ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER



**50Hertz Transmission GmbH**

Eichenstraße 3A  
12435 Berlin

Geschäftsführung:

Boris Schucht (Vorsitz), Udo Giegerich, Hans-Jörg Dorny,  
Dr. Frank Golletz, Dr. Dirk Biermann

Handelsregister:

Amtsgericht Charlottenburg, HRB 84446  
Umsatzsteuer-ID: DE 813473551

[www.50hertz.com](http://www.50hertz.com)

**Amprion GmbH**

Rheinlanddamm 24  
44139 Dortmund

Geschäftsführung:

Dr. Hans-Jürgen Brick, Dr. Klaus Kleinekorte

Handelsregister:

Amtsgericht Dortmund, HRB 15940  
Umsatzsteuer-ID: DE 813761356

[www.amprion.net](http://www.amprion.net)

**TenneT TSO GmbH**

Bernecker Straße 70  
95448 Bayreuth

Geschäftsführer:

Martin Fuchs (Vorsitz), Dr. Markus Glatfeld,  
Alexander Hartman, Bernardus Voorhorst

Handelsregister:

Amtsgericht Bayreuth, HRB 4923  
Umsatzsteuer-ID: DE 815073514

[www.tennetso.de](http://www.tennetso.de)

**TransnetBW GmbH**

Pariser Platz  
Osloer Straße 15-17  
70173 Stuttgart

Geschäftsführer:

Rainer Joswig, Dr. Rainer Pflaum

Handelsregister:

Registergericht Stuttgart, HRB 740510  
Umsatzsteuer-ID: DE 191008872

[www.transnetbw.de](http://www.transnetbw.de)

**Redaktion**

Olivier Feix (50Hertz Transmission GmbH),  
Ulrike Hörchens (TenneT TSO GmbH)

E-Mail: [info@netzentwicklungsplan.de](mailto:info@netzentwicklungsplan.de)  
[www.netzentwicklungsplan.de](http://www.netzentwicklungsplan.de)

**Gestaltung und Druck**

CB.e Clausecker | Bingel AG  
Agentur für Kommunikation

[www.cbe.de](http://www.cbe.de)



# INHALTSVERZEICHNIS

<b>1 EINFÜHRUNG</b> . . . . .	12
1.1 Die Rolle des Übertragungsnetzes in der Energieversorgung . . . . .	13
1.2 Rechtliche Grundlage . . . . .	15
1.3 Der Gesamtprozess . . . . .	15
<b>2 METHODIK</b> . . . . .	18
2.1 Schritte zur Erstellung des Offshore-Netzentwicklungsplans . . . . .	18
2.2 Einflussgrößen . . . . .	19
2.3 Bestimmung der erforderlichen Maßnahmen . . . . .	22
2.4 Grenzen des Offshore-Netzentwicklungsplans . . . . .	23
2.5 Geprüfte und in Betracht kommende anderweitige Planungsmöglichkeiten . . . . .	24
<b>3 SZENARIEN</b> . . . . .	26
3.1 Schnittstelle zum Netzentwicklungsplan Strom . . . . .	26
3.2 Szenarienbeschreibung . . . . .	26
3.3 Szenariorahmen 2013 . . . . .	27
<b>4 AUSBAUSTAND DES OFFSHORENETZES</b> . . . . .	28
4.1 Ist-Offshorenetz . . . . .	28
4.2 Start-Offshorenetz . . . . .	29
4.3 Netzverknüpfungspunkte mit dem Onshorenetz . . . . .	30
<b>5 PLANUNGSGRUNDSÄTZE UND NETZANSCHLUSSKONZEPTE FÜR DAS OFFSHORENETZ</b> . . . . .	33
5.1 Begriffe, Definitionen und Abgrenzungen . . . . .	34
5.2 Aufgaben und Anforderungen an die Netzanbindungssysteme und das Offshorenetz . . . . .	42
5.3 Netzeigenschaften und Netzdienstleistungen des Offshorenetzes . . . . .	44
5.4 Standardkonzepte des Netzanbindungssystems . . . . .	47
5.4.1 Standard-Netzanbindungssystem für das Offshorenetz in der deutschen Nordsee . . . . .	47
5.4.2 Standard-AC-Netzanbindungssystem für das Offshorenetz in der deutschen Ostsee . . . . .	54
5.5 Anforderungen an den Ausbauplanungsprozess . . . . .	59
<b>6 MASSNAHMEN FÜR EINEN BEDARFSGERECHTEN OFFSHORE-NETZAUSBAU</b> . . . . .	60
6.1 Darstellung des Start-Offshorenetzes als Basis für die Ermittlung des Ausbaubedarf des Offshorenetzes . . . . .	60
6.2 Aufschlüsselung der zu berücksichtigenden Erzeugungleistung nach Gebieten . . . . .	64
6.3 Definition des Standard-Maßnahmenumfangs . . . . .	65

## INHALTSVERZEICHNIS

6.4	Erforderlichkeit und Methodik der zeitlichen Staffelung der Offshore-Netzausbaumaßnahmen . . . . .	69
6.4.1	Hintergrund für die Einführung einer zeitlichen Staffelung der Offshore-Netzausbaumaßnahmen . . . . .	69
6.4.2	Kriterien zur zeitlichen Staffelung der Offshore-Netzausbaumaßnahmen . . . . .	69
6.4.3	Weitere objektive Kriterien zur zeitlichen Staffelung der Offshore-Netzausbaumaßnahmen . . . . .	70
6.4.4	Bewertung der Eignung und Praktikabilität der Kriterien im Hinblick auf die zeitliche Staffelung der Maßnahmen des Offshore-Netzausbaus . . . . .	70
6.4.5	Aufstellung einer Methode zur zeitlichen Staffelung . . . . .	73
6.4.6	Exemplarische Anwendung der Methodik zur zeitlichen Staffelung auf das Szenario B 2023 in der Ostsee . . . . .	81
6.5	Offshore-Netzausbau in den Szenarien A 2023, B 2023, B 2033 und C 2023 . . . . .	82
6.5.1	Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes in Szenario A 2023 . . . . .	83
6.5.2	Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes in Szenario B 2023 (Leitszenario) . . . . .	85
6.5.3	Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes in Szenario B 2033 . . . . .	89
6.5.4	Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes in Szenario C 2023. . . . .	93
6.5.5	Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes Ostsee in Alternativszenario B 2023 . . . . .	98
6.6	Investitionsvolumen des Offshore-Netzausbaus . . . . .	100
<b>7</b>	<b>UMSETZUNG DES OFFSHORE-NETZENTWICKLUNGSPLANS</b> . . . . .	<b>104</b>
<b>8</b>	<b>ZUSAMMENFASSENDE DARSTELLUNG DER KONSULTATION</b> . . . . .	<b>105</b>
<b>9</b>	<b>FAZIT</b> . . . . .	<b>110</b>

**ABBILDUNGSVERZEICHNIS**

Abbildung 1: Regelzonen . . . . .	14
Abbildung 2: Der Gesamtprozess . . . . .	16
Abbildung 3: Unterteilung der Nordsee in ausschließliche Wirtschaftszone und Küstenmeer . . . . .	20
Abbildung 4: Unterteilung der Ostsee in ausschließliche Wirtschaftszone und Küstenmeer . . . . .	20
Abbildung 5: Zweistufiges Vorgehen zur Spezifizierung eines Netzanbindungssystems . . . . .	22
Abbildung 6: Planungsbasis für die Topologie der Netzanbindungssysteme und das Offshorenetz . . . . .	38
Abbildung 7: Netzgraph des Netzanbindungssystems für den Auf- und Ausbau des Offshorenetzes in der Nordsee . . . . .	40
Abbildung 8: Netzgraph des Netzanbindungssystems für den Auf- und Ausbau des Offshorenetzes in der Ostsee . . . . .	41
Abbildung 9: Netzgraph des Netzanbindungssystems der 170 KV/+–320 KV-900 MW-Klasse . . . . .	49
Abbildung 10: Beispielkonfiguration der Kraftwerksmittelspannungssammelschiene des Offshore-Windparks mit Einteilung der Erzeugungsböcke . . . . .	51
Abbildung 11: Blockeinschaltung des Offshore-Windparks am Netzanschlusspunkt mit Schnittstellen der Sekundärtechnik und des Telekommunikationssystems . . . . .	52
Abbildung 12: Netzgraph des Netzanbindungssystems der 220 KV/2 X 250 MW-Klasse . . . . .	56
Abbildung 13: Konfiguration der Höchstspannungsschaltanlage des Offshore-Windparks am Netzanschlusspunkt und des Netzanbindungssystems am Netzkoppelpunkt mit Schnittstellen der Sekundärtechnik und des Telekommunikationssystems . . . . .	58
Abbildung 14: Start-Offshorenetz Deutsche Nordsee . . . . .	61
Abbildung 15: Start-Offshorenetz Deutsche Ostsee . . . . .	62
Abbildung 16: Cluster im Szenariorahmen B 2033 in der Nordsee . . . . .	64
Abbildung 17: Cluster im Szenariorahmen B 2033 in der Ostsee . . . . .	65
Abbildung 18: Schematische Darstellung eines DC-Netzanbindungssystems. . . . .	66
Abbildung 19: Schematische Darstellung eines AC-Netzanbindungssystems. . . . .	68
Abbildung 20: Deutsche Nordsee mit Entfernungszonen . . . . .	76
Abbildung 21: Deutsche Ostsee mit Entfernungszonen . . . . .	77
Abbildung 22: Deutsche Nordsee mit Entfernungszonen und Vorrang- und Eignungsgebieten für Offshore-Windenergie. . . . .	79
Abbildung 23: Deutsche Ostsee mit Entfernungszonen und Vorrang- und Eignungsgebieten für Offshore-Windenergie . . . . .	80
Abbildung 24: Szenario A 2023 Nordsee . . . . .	83
Abbildung 25: Szenario A 2023 Ostsee . . . . .	84
Abbildung 26: Szenario B 2023 Nordsee . . . . .	86
Abbildung 27: Szenario B 2023 Ostsee . . . . .	87
Abbildung 28: Szenario B 2033 Nordsee . . . . .	89
Abbildung 29: Szenario B 2033 Ostsee . . . . .	90
Abbildung 30: Szenario C 2023 Nordsee . . . . .	94
Abbildung 31: Szenario C 2023 Ostsee . . . . .	95
Abbildung 32: Alternativszenario B 2023 in der Ostsee . . . . .	98
Abbildung 33: Schätzung des Investitionsvolumens in Abhängigkeit der Szenarien. . . . .	101
Abbildung 34: Mögliche Risiken bei der Errichtung von Offshore-Netzanbindungen . . . . .	103
Abbildung 35: Anzahl der Nennungen eines Themas . . . . .	106
Abbildung 36: Aufteilung der Stellungnahmen nach Absender . . . . .	106
Abbildung 37: Themenverteilung . . . . .	107

## TABELLENVERZEICHNIS

## TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Genehmigter Szenariorahmen 2013 für ERZEUGUNGSLEISTUNG AUS OFFSHORE-WINDENERGIE . . . . .	27
Tabelle 2: Netzanbindungssysteme des Ist-Offshorenetzes in der Nordsee . . . . .	28
Tabelle 3: Netzanbindungssysteme des Ist-Offshorenetzes in der Ostsee . . . . .	29
Tabelle 4: Netzanbindungssysteme im Start-Offshorenetz (ohne Ist-Netz) . . . . .	29
Tabelle 5: Netzanbindungssysteme im Start-Offshorenetz (ohne Ist-Netz) . . . . .	30
Tabelle 6: Netzverknüpfungspunkte für Offshore-Netzanbindungssysteme in den Bundesländern Schleswig-Holstein (SH), Niedersachsen (NI) und Mecklenburg-Vorpommern (MV). . . . .	32
Tabelle 7: Netzausbaumaßnahmen im Start-Offshorenetz Nordsee . . . . .	63
Tabelle 8: Netzausbaumaßnahmen im Start-Offshorenetz Ostsee . . . . .	63
Tabelle 9: Vorranggebiete für Offshore-Windenergie (Nordsee). . . . .	78
Tabelle 10: Vorranggebiete für Offshore-Windenergie (Ostsee) . . . . .	78
Tabelle 11: Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes Nordsee in Szenario A 2023 . . . . .	84
Tabelle 12: Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes Ostsee in Szenario A 2023 . . . . .	85
Tabelle 13: Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes Nordsee in Szenario B 2023 . . . . .	88
Tabelle 14: Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes Ostsee in Szenario B 2023 . . . . .	88
Tabelle 15: Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes Nordsee in Szenario B 2033 . . . . .	91
Tabelle 16: Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes Ostsee in Szenario B 2033 . . . . .	92
Tabelle 17: Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes Nordsee in Szenario C 2023 . . . . .	96
Tabelle 18: Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes Ostsee in Szenario C 2023 . . . . .	97
Tabelle 19: Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes Ostsee in Alternativszenario B 2023 . . . . .	99
Tabelle 20: Schätzung der Anschaffungs- und Herstellungskosten pro Anlagenteil eines DC-Netzanbindungssystems im Zubau-Offshorenetz in der Nordsee . . . . .	102
Tabelle 21: Schätzung der Anschaffungs- und Herstellungskosten pro Anlagenteil eines AC-Netzanbindungssystems im Zubau-Offshorenetz in der Ostsee . . . . .	102



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

die zuverlässige Versorgung mit Energie und ganz besonders mit Strom ist die Grundlage für eine moderne Volkswirtschaft, für Wachstum und für unser aller Wohlstand. In Deutschland wird der Strom durch ein Netz aus rund 35.000 km langen Übertragungsleitungen von den Erzeugern in die Verbrauchszentren transportiert. Zugleich verbinden die Übertragungsnetze Deutschland elektrisch mit den Nachbarländern und bilden so gemeinsam den internationalen Stromverbund Kontinentaleuropas. Dieses europaweite Netz ist die Plattform für den Stromhandel in Europa. Verantwortlich für die deutschen Übertragungsnetze sind die vier Unternehmen 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW.

Die Energiewende verändert die deutsche Energieinfrastruktur fundamental und bedeutet zugleich eine Wende für das gesamte Stromversorgungssystem in Deutschland. Diese Veränderung betrifft an erster Stelle die Übertragungsnetze, aber auch die Verteilungsnetze. Die Netze müssen den neuen Ansprüchen einer nachhaltigen, auf erneuerbaren Energien basierenden Energieversorgung gerecht werden. Für die Übertragungsnetze bedeutet das in der Praxis, dass sie bedarfsgerecht optimiert, verstärkt, bzw. aus- oder neu gebaut werden müssen. Erst wenn die „Stromautobahnen“ fertiggestellt sind, können auf ihnen auch die großen Mengen Windstrom von Norden nach Süden transportiert werden.

Einen wesentlichen Beitrag zur Energieversorgung soll zukünftig die in der Nord- und Ostsee erzeugte Windenergie leisten. Um ihren effizienten und nachhaltigen Ausbau zu ermöglichen, hat der Gesetzgeber die vier Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen der jüngsten Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes mit der Erstellung des Offshore-Netzentwicklungsplans beauftragt. Dies ist der Plan für die Anbindung der auf der Nord- und Ostsee erzeugten Windenergie an das Übertragungsnetz an Land. Auf seiner Grundlage wird es erstmals möglich sein, den Ausbau der Offshore-Windenergie und der Netzanbindungssysteme mit dem Ausbau des Übertragungsnetzes zu synchronisieren. Gemeinsam mit dem Netzentwicklungsplan Strom ist der Offshore-Netzentwicklungsplan eine wesentliche Voraussetzung, um die Ziele der Energiewende zu erreichen. Der Offshore-Netzentwicklungsplan 2013 ist der erste seiner Art. Er bildet die Infrastruktur für die Anbindung der Offshore-Windenergie der nächsten zehn bzw. 20 Jahre ab. Das Gesetz schreibt vor, diesen Plan jährlich zu aktualisieren, um neuen wirtschaftlichen und technologischen Entwicklungen und eventuellen Veränderungen der Rahmenbedingungen bei Erzeugung und Verbrauch Rechnung zu tragen.

Die Übertragungsnetzbetreiber sind sich der Verantwortung bewusst, die sie bei der Neugestaltung der Energiewirtschaft tragen. Sie verstehen sich als Dienstleister im Auftrag der Gesellschaft und wollen mit ihrer Erfahrung und ihrem Wissen den bestmöglichen Beitrag zum Gelingen des gemeinsamen gesellschaftlichen Projekts „Energiewende“ liefern. Der Offshore-Netzentwicklungsplan ist dabei ein wichtiger Baustein.

*Beim hier vorliegenden Offshore-Netzentwicklungsplan handelt es sich um den zweiten Entwurf. Er ist das Ergebnis einer konstruktiven Auseinandersetzung der Öffentlichkeit mit dem ersten Entwurf des O-NEP im Rahmen der Konsultation. Deren Ergebnisse sind in den zweiten Entwurf eingeflossen. Der transparente und auf den Dialog ausgerichtete Prozess stellt sicher, dass alle den O-NEP betreffenden Interessen Berücksichtigung finden und dass der O-NEP das Ergebnis eines gegenseitigen Erkenntnis- und Entwicklungsprozesses wird.*

Der Offshore-Netzentwicklungsplan markiert einen wichtigen Schritt hin zu einem effizienten Ausbau der Offshore-Windenergie und wird Teil des Bundesbedarfsplans sein, von dem wir uns wünschen, dass er von einem breiten Konsens in Politik und Gesellschaft getragen sein möge.



Boris Schucht  
50Hertz Transmission GmbH



Dr. Klaus Kleinekorte  
Amprion GmbH



Martin Fuchs  
TenneT TSO GmbH



Rainer Joswig  
TransnetBW GmbH

# 1 EINFÜHRUNG

Die europäische Energiepolitik hat im Rahmen ihres 3. EU-Energiebinnenmarktpakets vom Juli 2009 drei wesentliche Ziele für die zukünftige europäische Energieversorgung definiert:

- Stärkung des europäischen Binnenmarktes,
- Förderung einer CO<sub>2</sub>-freien Erzeugung elektrischer Energie,
- Versorgungssicherheit.

Die Umsetzung und Verankerung dieser Ziele im nationalen Recht sowie weitere nationale energiepolitische Anforderungen bestimmen die gegenwärtige und vor allem die zukünftige Energieversorgung in Deutschland im Rahmen der Energiewende. Hiermit gibt die Bundesregierung die Leitlinien für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung im Sinne der Entwicklung und Umsetzung einer langfristigen, bis 2050 reichenden Gesamtstrategie vor. Im Energiemix der Zukunft sollen die erneuerbaren Energien den Hauptanteil stellen, wobei der Offshore-Windenergie eine entscheidende Rolle zukommt.

Der angestrebte Ausbau der Offshore-Windenergie erfordert eine kohärente Ausbauplanung des Offshorenetzes durch die Übertragungsnetzbetreiber. Daher soll zukünftig jedes Jahr für den Offshorebereich eine zwischen allen Übertragungsnetzbetreibern abgestimmte, zehnjährige Netzausbauplanung vorgelegt werden. Sie ergänzt die bundesweit abgestimmte Onshore-Netzausbauplanung des Netzentwicklungsplans Strom (NEP).

Der Gesetzgeber hat hierfür mit der Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG), dem „Dritten Gesetz zur Neuordnung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften“, den Rahmen gesetzt. Die Novelle enthält vorrangig Regelungen zur Netzanbindung von Offshore-Windparks (OWP) und führt den Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP) als neues Instrument zur Umsetzung der Ziele der Energiewende ein. Die Neuregelungen sind am 28.12.2012 in Kraft getreten.

Nach dem alten Rechtssystem war der zuständige Übertragungsnetzbetreiber dazu verpflichtet, das Netzanbindungssystem bis zum Zeitpunkt der technischen Betriebsbereitschaft des jeweiligen OWP fertigzustellen. Zugleich musste jedoch sichergestellt werden, dass zur Erreichung dieses „Ziel-Termins“ für die Fertigstellung des Netzanbindungssystems nicht voreilig und verfrüht Investitionen ausgelöst werden (z. B. die Bestellung der Kabelsysteme oder der Konverterplattform und -station), weil ansonsten im Fall der ausbleibenden Realisierung der fraglichen OWP die beauftragten und hergestellten Netzanbindungssysteme gar nicht erforderlich gewesen wären. Die Folge wären sogenannte „Stranded Investments“ gewesen, also Investitionen in vollständig oder teilweise ungenutzte Netzanbindungssysteme, für die entweder die zuständigen Übertragungsnetzbetreiber oder aber – aufgrund der Berücksichtigung der Stranded Investments im Rahmen der Kalkulation der Netzentgelte – nach altem Rechtssystem die Gesamtheit der Netznutzer hätte aufkommen müssen. Um diesem Risiko Rechnung zu tragen, veröffentlichte die zuständige Regulierungsbehörde, die Bundesnetzagentur (BNetzA), 2009 ein Positionspapier, in dem sie ihre Sichtweise der Verpflichtung der zuständigen Übertragungsnetzbetreiber zur Netzanbindung von OWP erläuterte. Sie stellte darin klar, dass sie im Rahmen ihrer Überprüfung der vom zuständigen Übertragungsnetzbetreiber geltend gemachten Kosten für Offshore-Netzanbindungssysteme deren Erforderlichkeit „dem Grunde nach“ auch bei ausbleibender Realisierung des OWP anerkennt, wenn der Übertragungsnetzbetreiber die Investitionen in ein Netzanbindungssystem erst auf Grundlage von hinreichenden Nachweisen für die tatsächliche Realisierung des OWP ausgelöst hat.

Die nach altem Rechtssystem nachzuweisenden Kriterien des Positionspapiers ermöglichten eine grundsätzliche Bewertung des Realisierungsfortschritts einzelner OWP-Projekte und verringerten damit das Risiko von Stranded Investments. Andererseits war die Investition in das Netzanbindungssystem erst zu einem Zeitpunkt möglich (Bestellung der Windenergieanlagen), ab dem es z. B. bei DC-Netzanbindungssystemen aufgrund der erforderlichen Produktions- und Errichtungszeiten de facto oft nicht mehr möglich war, den Ziel-Termin (Betriebsbereitschaft des OWP) zu erreichen. Durch die sich faktisch ergebende Verspätung einiger Netzanbindungssysteme drohten

immense Haftungsrisiken für den anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber. Zugleich bestand wegen des individuellen Netzanbindungsanspruchs bei der Vielzahl der OWP-Projekte ein immenser Investitions- und Finanzierungsbedarf. Die Akquise von Eigenkapital war aufgrund der Risiken aber in zahlreichen Projekten nicht möglich.

Die Netzanbindung von OWP, die so weit vor der Küste errichtet werden, ist weltweit einzigartig und technologisches Neuland. Fehlende praktische Erfahrungen mit solchen Netzanbindungssystemen, technologische Unsicherheiten und Haftungsrisiken bei einer verspäteten Errichtung oder Störung des Netzanbindungssystems stellten und stellen große Herausforderungen dar.

Vor diesem Hintergrund begründet die Novelle des EnWG einen notwendigen Systemwechsel bei der Netzanbindung von OWP. Zukünftig ist ein Bundesfachplan Offshore durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) sowie ein O-NEP durch die Übertragungsnetzbetreiber gemäß § 17a–d EnWG zu erstellen. Diese Pläne werden die verbindliche Grundlage für einen geordneten Ausbau der Infrastruktur auf See bilden. Der Bundesfachplan Offshore enthält dabei im Wesentlichen die räumliche Ordnung der Nutzungsinteressen in der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) sowie die Festlegung technischer Grundsätze und Standardisierungen. Darauf aufbauend legt der O-NEP den erforderlichen Netzausbaubedarf auf Grundlage des von den Übertragungsnetzbetreibern erstellten und von der BNetzA zur Konsultation gestellten und bestätigten Szenariorahmens fest.

Durch den jährlich zu aktualisierenden O-NEP, der die Umsetzungszeit und Größe von Netzanbindungssystemen festlegt, soll die Errichtung von Netzanbindungssystemen und OWP zukünftig besser koordiniert werden. Alle Beteiligten erhalten damit im Interesse eines effizienten Ausbaus der Offshore-Windenergie mehr Planungssicherheit.

## 1.1 DIE ROLLE DES ÜBERTRAGUNGSNETZES IN DER ENERGIEVERSORGUNG

### Rahmenbedingungen und Funktion des Übertragungsnetzes

Um Erzeuger und Verbraucher physikalisch zusammenzubringen, d. h. die erzeugte elektrische Energie an die stromverbrauchenden Kunden zu liefern, sind Übertragungsnetze erforderlich. Die Übertragungsnetze als Teil des deutschen Stromverbundnetzes transportieren auf der Höchstspannungsebene mit 380 und 220 Kilovolt (kV) große Energiemengen von den einspeisenden Erzeugungseinheiten (konventionelle und regenerative Kraftwerke) über weite Distanzen zu einigen wenigen an das Höchstspannungsnetz direkt angeschlossenen Kunden und zu den Verteilungsnetzen in den Regionen; sie sind sozusagen die „Stromautobahnen“ der Republik.

Darüber hinaus verbinden sie das deutsche Stromnetz mit denen der Nachbarländer und ermöglichen so den länderübergreifenden Energieaustausch in Europa. Die Übertragungsnetze bilden somit das Rückgrat der modernen Energieinfrastruktur.

### Betreiber der Übertragungsnetze

Verantwortlich für die überregionale Versorgung und die Übertragung elektrischer Energie im Übertragungsnetz in Deutschland sind die vier Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW. Das Übertragungsnetz in Deutschland ist in vier Regionen, sogenannte Regelzonen, unterteilt. Die Übertragungsnetzbetreiber sind verantwortlich für die Wahrung der Systemsicherheit, die bedarfsgerechte Entwicklung und den Betrieb der Übertragungsnetze in ihren Regelzonen. 50Hertz betreibt das Übertragungsnetz im Norden und Osten Deutschlands. Das Netz der TenneT reicht von Schleswig-Holstein bis in den Süden Bayerns. Das Netzgebiet von Amprion liegt schwerpunktmäßig im Westen und Südwesten. Die TransnetBW verantwortet den größten Teil des Übertragungsnetzes von Baden-Württemberg. Die Netzanbindung von OWP in der Nordsee erfolgt bedingt durch die Lage der geeigneten Netzverknüpfungspunkte durch TenneT, die Netzanbindung von OWP in der Ostsee durch 50Hertz.

ABBILDUNG 1: REGELZONEN



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Übertragungsnetzbetreiber haben keinen Einfluss auf Anzahl oder Standorte von Erzeugern, Speichern oder Verbrauchern elektrischer Energie. Die Übertragungsnetzbetreiber bestimmen somit nicht über Art, Umfang und Ort der Erzeugung sowie den Energieverbrauch. Sie sind unabhängig von Erzeugung und Vertrieb elektrischer Energie und stellen neutral und diskriminierungsfrei das Übertragungsnetz als Transportweg für den Energiemarkt zur Verfügung. In diesem Sinne sind die vorrangige Einspeisung erneuerbarer Energien und ihre vollständige Integration in Deutschland gesetzlich geregelt. Ebenso entscheiden die Übertragungsnetzbetreiber nicht über Genehmigungen von Stromtrassen und Netzanbindungssystemen für OWP, sondern setzen von der Politik bzw. Verwaltung getroffene Entscheidungen lediglich um.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben einen gesellschaftlichen Auftrag, der in § 11 Abs. 1 des EnWG verankert ist. Er lautet, ein „sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist“. Das heißt, sie gewährleisten den störungsfreien überregionalen Stromaustausch über ihre Leitungen und sorgen dafür, dass sich Erzeugung und Verbrauch elektrischer Energie zu jeder Zeit im Gleichgewicht befinden. Mit ihrer Arbeit leisten die Übertragungsnetzbetreiber einen bedeutenden Beitrag dazu, dass die Stromversorgung den Zielen der Versorgungssicherheit, der Wirtschaftlichkeit und des Klimaschutzes gleichermaßen dient, denn sie sind verantwortlich für die Systemstabilität des Übertragungsnetzes.

#### **Verantwortung der Übertragungsnetzbetreiber für die Netzanbindung von Offshore-Windparks**

Übertragungsnetzbetreiber, in deren Regelzone eine Netzanbindung von OWP erfolgen soll, sind gesetzlich verpflichtet, diesen Anschluss vom Netzanschlusspunkt auf der Umspannplattform des OWP bis zum Netzverknüpfungspunkt im Übertragungsnetz zu errichten und zu betreiben.

Mit Einführung des neuen § 17a ff. EnWG wird der bisherige individuelle Netzanbindungsanspruch der OWP-Projektträger durch einen O-NEP abgelöst. Der O-NEP soll zukünftig verbindliche Vorgaben für den koordinierten und effizienten Ausbau eines Offshorenetzes enthalten. Die Übertragungsnetzbetreiber sind dabei verpflichtet, die im O-NEP enthaltenen Ausbaumaßnahmen dem vorgesehenen Zeitplan entsprechend umzusetzen.

## 1.2 RECHTLICHE GRUNDLAGE

Die Übertragungsnetzbetreiber haben seit 2012 den Auftrag, jährlich einen NEP für den Ausbau der Übertragungsnetze an Land zu erarbeiten. Rechtliche Grundlage ist das novellierte EnWG, insbesondere § 12b Abs. 1 EnWG. Der NEP wird von den vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern gemeinsam erstellt und soll alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Netzes enthalten, die in den nächsten zehn bzw. 20 Jahren für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind.

Erstmalig wird auf Grundlage der neuen §§ 17b Abs. 1 S. 1, 12a Abs. 1 S. 1 EnWG ab 2013 auch ein O-NEP durch die Übertragungsnetzbetreiber erstellt. Die Übergabe des ersten Entwurfs des O-NEP 2013 an die BNetzA erfolgte entsprechend den Vorgaben des § 17b Abs. 2 EnWG gemeinsam mit dem NEP 2013 am 02.03.2013. Mit der Veröffentlichung der Entwürfe der Netzentwicklungspläne auf [www.netzentwicklungsplan.de](http://www.netzentwicklungsplan.de) wurde vorher durch die Übertragungsnetzbetreiber ein Konsultationsverfahren eröffnet. *Die zum O-NEP eingegangenen Stellungnahmen, überwiegend von Projektträgern, Verbänden und Institutionen verfasst, sind in den zweiten Entwurf des O-NEP eingeflossen und haben ihn verändert.*

Die Erarbeitung des O-NEP ist ein iterativer Prozess, der den jeweils aktuellen technologischen und politischen Entwicklungen wie auch den gesellschaftlichen Ansprüchen Rechnung tragen muss. Der O-NEP weist unter Berücksichtigung der Festlegungen des jeweils aktuellen Bundesfachplans Offshore im Sinne des §17a Abs. 1 und unter Berücksichtigung des Szenariorahmens gemäß § 12a Abs. 1 Maßnahmen aus, die in den nächsten zehn Jahren für einen schrittweisen, bedarfsgerechten und wirtschaftlichen Ausbau sowie einen sicheren und zuverlässigen Betrieb der Offshore-Netzanbindungssysteme erforderlich sind. Darüber hinaus wird auch der Ausblick für ein Zukunftsszenario mit einem Zeithorizont von 20 Jahren ausgewiesen.

Da sich die energiewirtschaftlichen und technischen Rahmenbedingungen kontinuierlich verändern, sieht der Gesetzgeber die jährliche Erstellung eines O-NEP vor, der jeweils an die aktuellen Gegebenheiten angepasst wird.

Der O-NEP 2013 wie auch die zukünftigen Offshore-Netzentwicklungspläne sind gleichermaßen Ergebnis und Dokumentation des aktuellen gesellschaftlichen Diskurses über die nationale Energieinfrastruktur und die Erschließung der Offshore-Windenergie.

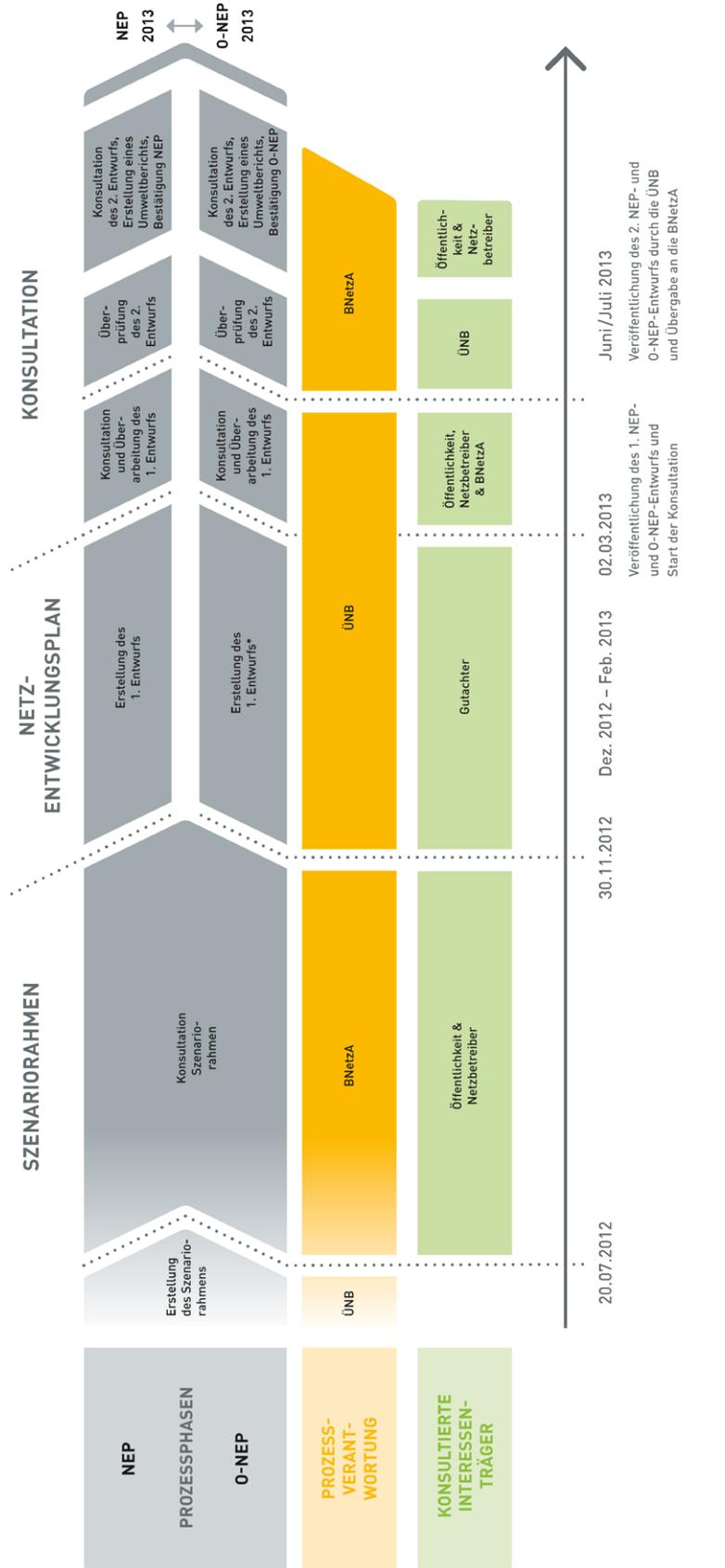
## 1.3 DER GESAMTPROZESS

Der Umbau der deutschen Energieinfrastruktur ist eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe, an der Politik, Bürger, Wirtschaft und Zivilgesellschaft gleichermaßen beteiligt sind. Die Energiewende kann nur auf Grundlage gesellschaftlicher Akzeptanz als Ergebnis eines breit angelegten Dialoges und mit weitreichender Unterstützung aller Interessengruppen gelingen. Die Übertragungsnetzbetreiber setzen daher bei der Erstellung des O-NEP auf Transparenz. Im Rahmen der Erstellung des O-NEP luden die Übertragungsnetzbetreiber Akteure aus Gesellschaft, Politik, Wirtschaft und Medien zu verschiedenen Informationsveranstaltungen ein, um proaktiv den Dialog mit allen Interessierten zu führen. Hier wurden Informationen zum Prozess, zur Methodik und zu den zugrunde liegenden Daten vorgestellt. So wurde der Öffentlichkeit ein besseres Verständnis der Zusammenhänge vermittelt, und externes Fachwissen und Anregungen der Teilnehmer der Konsultation flossen in den O-NEP ein. Weitere Details zum Konsultationsverfahren und die Ergebnisse der Konsultation des ersten Entwurfs werden zu Beginn des jeweiligen Hauptkapitels und in Kapitel 7 vorgestellt.

*Das Verfahren zur Konsultation führt auch auf Seiten der Übertragungsnetzbetreiber zu einem weitreichenden Erkenntnisgewinn. Insoweit nimmt der zweite Berichtsentwurf die Anmerkungen auf und stellt dahingehende Änderungen in kursiv dar. Dies gewährleistet, dass alle Beteiligten die eingeflossenen Änderungen umfassend nachvollziehen können.*

1 EINFÜHRUNG

ABBILDUNG 2: DER GESAMTPROZESS



\* Unter Berücksichtigung des Bundesfachplans Offshore erstellt durch BSH, BNetzA, BfN, Küstenländer

### **Der Offshore-Netzentwicklungsplan im Gesamtprozess**

Neben dem nun vorliegenden zweiten Entwurf des O-NEP sind die Übertragungsnetzbetreiber laut einer entsprechenden Novellierung des EnWG bereits seit 2011 verpflichtet, einen NEP für das Übertragungsnetz an Land zu erarbeiten. Der NEP 2012 liegt bereits genehmigt vor und ist unter [www.netzentwicklungsplan.de](http://www.netzentwicklungsplan.de) abrufbar. Der NEP 2013 wurde parallel zum O-NEP 2013 erstellt. Beide Netzentwicklungspläne bedingen einander und wurden zeitgleich zur Konsultation gestellt, um Stellungnahmen in beiden Plänen zeitnah berücksichtigen zu können.

Im Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) wurde festgelegt, dass für bundeslandübergreifende Ausbaumaßnahmen eine bundeseinheitliche Bundesfachplanung und Planfeststellung erfolgen soll. Mit den Beschlüssen zur Novelle des EnWG gelten die Vorschriften des NABEG auch für Netzanbindungssysteme von den Netzanschlusspunkten auf den Umspannplattformen der OWP zu den Netzverknüpfungspunkten an Land, die in einem Gesetz über den Bundesbedarfsplan nach § 12e Abs. 4 S. 1 des EnWG als solche gekennzeichnet sind.

### **Bundesbedarfsplan**

Mindestens alle drei Jahre übermittelt die BNetzA der Bundesregierung den jeweils aktuellen NEP und den O-NEP als Grundlage für einen Bundesbedarfsplan. Die Bundesregierung legt den Entwurf des Bundesbedarfsplans dem Gesetzgeber vor (§ 12e Abs. 1 EnWG). Mit Erlass des Bundesbedarfsplans durch den Gesetzgeber werden für die darin enthaltenen Vorhaben die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf verbindlich festgestellt (§ 12e Abs. 4 EnWG).

### **Strategische Umweltprüfung**

Zur Vorbereitung des Bundesbedarfsplans führt die BNetzA eine Strategische Umweltprüfung (SUP) durch. Für den O-NEP bezieht sich diese SUP auf die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgelegten Maßnahmen von der Grenze des Küstenmeeres bis zum Netzverknüpfungspunkt an Land. Für den Bereich der AWZ erfolgt die Durchführung der SUP im Rahmen der Erstellung des Bundesfachplans Offshore durch das BSH. Nach § 2 Abs. 4 Satz 1 des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung ist die SUP ein unselbstständiger Teil behördlicher Planungsverfahren. Die SUP bedarf damit eines Trägerverfahrens. Der Bundesbedarfsplan ist ein solches Trägerverfahren. Hierzu erstellt die BNetzA – frühzeitig während des Verfahrens zur Erstellung der Netzentwicklungspläne – einen Umweltbericht (§ 12c Abs. 2 EnWG). Dabei enthält der Umweltbericht alle erheblichen und voraussichtlichen Umweltauswirkungen, die aus der Durchführung der Pläne resultieren.

### **Bundesfachplanung**

Für Netzanbindungssysteme von den Netzanschlusspunkten auf den Umspannplattformen der OWP zu den Netzverknüpfungspunkten an Land, die in einem Gesetz über den Bundesbedarfsplan nach § 12e Abs. 4 S. 1 des EnWG als solche gekennzeichnet sind, führt die BNetzA auf Antrag eines Übertragungsnetzbetreibers die Bundesfachplanung durch (§ 4 NABEG). Dabei ist gemäß § 5 Abs. 2 NABEG eine weitere SUP im Sinne der Umweltverträglichkeitsprüfung vorgesehen.

Die Verfahren beginnen mit dem Antrag (§ 6 NABEG) eines Übertragungsnetzbetreibers als Träger des Vorhabens. Die BNetzA führt daraufhin eine öffentliche Antragskonferenz nach § 7 NABEG durch, zu der die Behörde den Vorhabenträger, Träger öffentlicher Belange sowie anerkannte Umweltvereinigungen lädt. Die Konferenz dient der Erörterung des Untersuchungsrahmens für die Bundesfachplanung und schließt das Scoping für die SUP mit ein. Auf Basis der Ergebnisse der Antragskonferenz legt die BNetzA schließlich den Untersuchungsrahmen für die raumordnerische Beurteilung und die SUP fest. Das Gesetz ist nicht auf die Leitungsabschnitte anzuwenden, die in den Anwendungsbereich der Verordnung über Anlagen seewärts der Begrenzung des Küstenmeeres fallen, die AWZ. Für die AWZ erstellt das BSH jährlich im Einvernehmen mit der BNetzA und in Abstimmung mit dem Bundesamt für Naturschutz und den Küstenländern einen Bundesfachplan Offshore. Das BSH beteiligt die Öffentlichkeit und die Behörden, deren Aufgabenbereich berührt wird, am Entwurf des Bundesfachplans Offshore und des Umweltberichts nach den Bestimmungen des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung. Bei Fortschreibung des Bundesfachplans Offshore kann sich die Beteiligung der Öffentlichkeit sowie der Träger öffentlicher Belange auf Änderungen des Bundesfachplans Offshore gegenüber dem Vorjahr beschränken; ein vollständiges Verfahren muss mindestens alle drei Jahre durchgeführt werden. Der Bundesfachplan Offshore entfaltet keine Außenwirkungen und ist nicht selbstständig durch Dritte anfechtbar. Er ist für die Planfeststellungs- und Genehmigungsverfahren verbindlich.

## 2 METHODIK

Ziel des Offshore-Netzentwicklungsplans (O-NEP) ist es, alle Maßnahmen zum bedarfsgerechten Ausbau des Offshorenetzes zu ermitteln, die unter Berücksichtigung der im Szenariorahmen und im Bundesfachplan Offshore definierten Rahmenbedingungen innerhalb der nächsten zehn beziehungsweise 20 Jahre erforderlich sind. Dabei soll sichergestellt werden, dass der Ausbau des Offshorenetzes schrittweise, bedarfsgerecht und wirtschaftlich erfolgt. Daher ist für die Umsetzung der Ausbaumaßnahmen eine zeitliche Staffelung vorgesehen. Im Kapitel Methodik werden die Rahmenbedingungen und Eingangsgrößen, die dem O-NEP zugrunde liegen, sowie die Herleitung der erforderlichen Ausbaumaßnahmen dargestellt.

### ***Ergänzungen aus dem Konsultationsverfahren***

*Aufgrund der Rückmeldungen in der Konsultation wurden in diesem Kapitel Klarstellungen zur Berücksichtigung des Bundesfachplans Offshore, von Interkonnektoren sowie des Ten-Year Network Development Plans im O-NEP aufgenommen.*

### 2.1 SCHRITTE ZUR ERSTELLUNG DES OFFSHORE-NETZENTWICKLUNGSPLANS

#### **Erarbeitung des Offshore-Netzentwicklungsplans**

Der O-NEP wird erstmalig 2013 auf Grundlage des am 28.12.2012 in Kraft getretenen novellierten Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) erstellt. Der erste Entwurf des O-NEP wurde durch die Übertragungsnetzbetreiber erarbeitet und der Bundesnetzagentur (BNetzA) am 02.03.2013 vorgelegt. In den kommenden Jahren wird der O-NEP unter Berücksichtigung der aktuellen Erkenntnisse laufend überarbeitet und der BNetzA jährlich zum 3. März vorgelegt. Die Entwürfe des O-NEP und des Netzentwicklungsplans Strom (NEP) sollen dabei gemeinsam an die BNetzA übergeben werden, um zu jedem Zeitpunkt eine konsistente Planung des Netzausbaus an Land und des Offshorenetzes zu gewährleisten und Synergien zu nutzen. Darüber hinaus wird eine ganzheitliche Betrachtung beider Entwürfe im Rahmen der Konsultationen ermöglicht.

*In vielen Stellungnahmen haben Konsultationsteilnehmer gefordert, den Prozess der Erstellung der Netzentwicklungspläne zeitlich zu entzerren, sodass nur noch alle zwei Jahre ein NEP beziehungsweise ein O-NEP zu erarbeiten ist. Eine Entscheidung darüber obliegt dem Gesetzgeber und nicht den Übertragungsnetzbetreibern. Die Übertragungsnetzbetreiber unterstützen diese Forderung jedoch, da durch die Kurzfristigkeit der Prozessschritte für die Öffentlichkeit kaum die Möglichkeit für eine konstruktive Beschäftigung mit den Inhalten des NEP/O-NEP besteht und seitens der Übertragungsnetzbetreiber nicht in gewünschtem Umfang auf Änderungs- und Optimierungsvorschläge eingegangen werden kann.*

#### **Die Konsultationen – Beteiligung der Öffentlichkeit**

Bei der Erstellung des O-NEP werden drei Konsultationen durchgeführt. Durch den Verweis in § 17b Abs. 3 EnWG auf § 12b Abs. 3 bis 5 EnWG wird gewährleistet, dass sich die Verfahren zur Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung und zu den Überprüfungsmöglichkeiten beim O-NEP und beim NEP entsprechen. Darüber hinaus berücksichtigen die Übertragungsnetzbetreiber bei der Erstellung des O-NEP auch den Bundesfachplan Offshore, der vom Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) erstellt und konsultiert wurde.

Das erste Konsultationsverfahren bezog sich auf den von den Übertragungsnetzbetreibern erstellten Entwurf des Szenariorahmens (siehe Kapitel 3) und ist bereits abgeschlossen. Es wurde am 20.07.2012 gestartet und von der BNetzA verantwortet und umgesetzt. Sie genehmigte den Szenariorahmen unter Berücksichtigung der Ergebnisse des Konsultationsverfahrens. Die Übertragungsnetzbetreiber haben auf Basis des genehmigten Szenariorahmens den ersten Entwurf des O-NEP erstellt. Im Rahmen einer weiteren Konsultation hatte die Öffentlichkeit nun

Gelegenheit, sich bis zum 14.04.2013 zu diesem ersten Entwurf zu äußern. Die Konsultation zum ersten Entwurf des O-NEP wurde von den Übertragungsnetzbetreibern verantwortet und durchgeführt. Ihre Ergebnisse sind in den hier vorliegenden zweiten Entwurf des O-NEP eingeflossen.

Die BNetzA prüft im Anschluss an die durch die Übertragungsnetzbetreiber durchgeführte Konsultation den zweiten überarbeiteten Entwurf des O-NEP mit den darin vorgeschlagenen Maßnahmen und kann die Überarbeitung des O-NEP veranlassen. Zeitgleich wird eine strategische Umweltprüfung seitens der BNetzA durchgeführt, die die grundsätzliche Beeinflussung der Umwelt durch die im O-NEP identifizierten Maßnahmen zum Ausbau des Offshorenetzes bewertet. Die Ergebnisse werden in einem Umweltbericht dokumentiert und veröffentlicht. Nach Abschluss der Prüfungen werden der O-NEP und der Umweltbericht durch die BNetzA zur dritten und letzten Konsultation veröffentlicht.

Nach Abschluss der jeweiligen Konsultationsschritte werden die eingegangenen Stellungnahmen auf der Seite [www.netzentwicklungsplan.de](http://www.netzentwicklungsplan.de) bzw. auf der Internetseite der Bundesnetzagentur, [www.netzausbau.de](http://www.netzausbau.de), veröffentlicht. Dieses Vorgehen gewährleistet Partizipation und Prozesstransparenz. *Zu Beginn jedes Kapitels werden die betreffenden Eingaben aus der Konsultation und die dadurch veranlassten Änderungen dargestellt. Eine zusammenfassende Betrachtung der Konsultationsergebnisse erfolgt in Kapitel 8.*

#### **Bestätigung des Offshore-Netzentwicklungsplans durch die Bundesnetzagentur**

Die Bestätigung des O-NEP erfolgt gemäß § 17c EnWG durch die BNetzA. Sie prüft in Abstimmung mit dem BSH die Übereinstimmung des O-NEP mit den gesetzlichen Anforderungen und kann die Änderung des Entwurfes durch die Übertragungsnetzbetreiber verlangen.

Der durch die BNetzA bestätigte O-NEP bildet die Grundlage für die Ausbauplanung des Offshorenetzes durch die Übertragungsnetzbetreiber und ist damit eine wichtige Voraussetzung für eine nachhaltige Entwicklung der Offshore-Windenergie.

## **2.2 EINFLUSSGRÖSSEN**

### **Ausgangsbasis Start-Offshorenetz**

Bereits in Betrieb befindliche Netzanbindungssysteme sowie noch zu errichtende Netzanbindungssysteme für OWP, die eine gültige Netzanbindungszusage durch die Übertragungsnetzbetreiber haben, bilden den Ausgangspunkt der Planung und werden in Anlehnung an die Methodik im NEP in ihrer Gesamtheit als Start-Offshorenetz bezeichnet. Sie sind im O-NEP als feste Randbedingung zu berücksichtigen. Die Definition des Start-Offshorenetzes und dessen Projekte werden in Kapitel 4 präzisiert. Eine Beschreibung dieser einzelnen Projekte zusammen mit einer Kartendarstellung für jedes Projekt befindet sich im Kapitel 10.

### **Szenariorahmen**

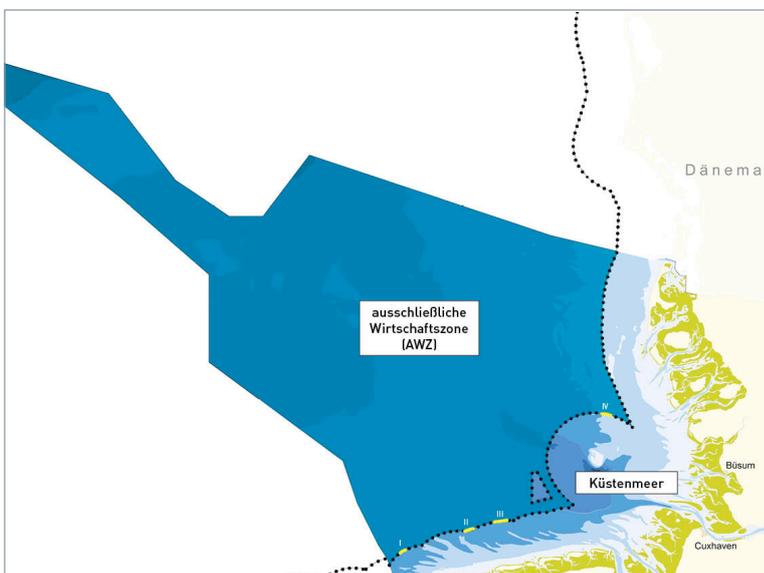
Grundlage sowohl des O-NEP als auch des NEP ist der öffentlich zur Konsultation gestellte und bestätigte Szenariorahmen gem. § 12a EnWG, der die Randbedingungen der künftigen Netznutzung beschreibt und wesentliche Angaben zur zukünftigen Erzeugungsleistung und zum Verbrauch enthält.

Der Szenariorahmen 2013 bildet drei verschiedene Entwicklungspfade für die nächsten zehn Jahre ab. Ein Szenario wurde darüber hinaus fortgeschrieben, um eine mögliche Entwicklung für die nächsten 20 Jahre abzubilden. Der Szenariorahmen wird jährlich aktualisiert. So können die sich verändernden Rahmenbedingungen und künftige energiewirtschaftliche, energiepolitische und technologische Entwicklungen berücksichtigt werden. Durch die Analyse des Netzausbaubedarfs in verschiedenen Szenarien können qualifizierte Entscheidungen für den geeigneten Ausbau getroffen werden. Der Szenariorahmen definiert Eingangsgrößen wie Art, Menge und geografische Verteilung der elektrischen Energieerzeugung aus regenerativen und konventionellen Quellen. Der Szenariorahmen und die für den O-NEP 2013 zugrunde gelegten Werte werden im Kapitel 3 erläutert.

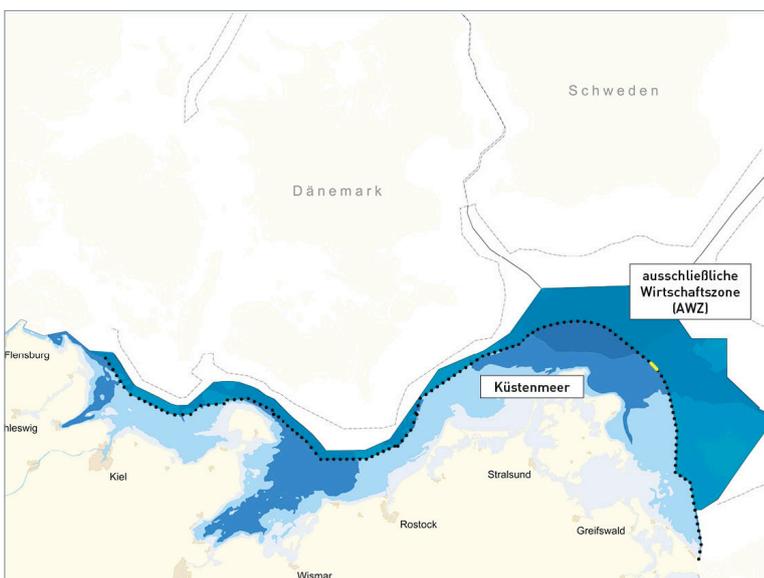
## 2 METHODIK

**Bundesfachplan Offshore**

Das BSH erstellt jährlich den Bundesfachplan Offshore für die ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ) der Bundesrepublik Deutschland (siehe § 17a EnWG). Im Bundesfachplan Offshore werden für den Bereich der AWZ die Trassen für Netzanbindungssysteme, Standorte für Umspann- und Konverterplattformen, standardisierte Technikvorgaben und Planungsgrundsätze festgeschrieben. Die AWZ und das Küstenmeer zusammen mit dem Festland bilden zwei eigenständige Genehmigungsabschnitte (Abbildung 3 und 4). Zur Verzahnung der beiden Genehmigungsabschnitte wurden im Bundesfachplan Offshore Grenzkorridore (in den Abbildungen gelb hervorgehoben) an der Grenze zwischen AWZ und Küstenmeer definiert, durch die die Trassen der Netzanbindungssysteme geführt werden.

**ABBILDUNG 3: UNTERTEILUNG DER NORDSEE IN AUSSCHLISSLICHE WIRTSCHAFTSZONE UND KÜSTENMEER**


Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie/Übertragungsnetzbetreiber

**ABBILDUNG 4: UNTERTEILUNG DER OSTSEE IN AUSSCHLISSLICHE WIRTSCHAFTSZONE UND KÜSTENMEER**


Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie/Übertragungsnetzbetreiber

Im O-NEP wird die Aufteilung der zu erwartenden installierten Erzeugungleistung aus Offshore-Windenergie aus dem Szenariorahmen auf die einzelnen Cluster unter Berücksichtigung des Bundesfachplans Offshore vorgenommen. Der jährlich aktualisierte Bundesfachplan Offshore gibt damit gemeinsam mit dem Szenariorahmen das Mengengerüst für den O-NEP vor und ist somit eine zentrale Eingangsgröße.

*Der aktuelle Bundesfachplan Offshore betrachtet die Planungshorizonte 2022 und 2030. Der Szenariorahmen des O-NEP 2013 beinhaltet hingegen die Planungshorizonte 2023 und 2033. Durch die unterschiedlichen Betrachtungszeiträume kann es zu Abweichungen in den einzelnen Plänen kommen.*

Seitens der zuständigen Behörde, dem BSH, wird der Bundesfachplan Offshore für Nord- und Ostsee nacheinander erstellt. Zum Zeitpunkt der Erstellung dieses überarbeiteten Entwurfs des O-NEP lag für die Nordsee der Bundesfachplan Offshore 2012 vor. Der Bundesfachplan Offshore für die Ostsee war hingegen nur in der Entwurfsfassung verfügbar. Für die Ausbauplanung in der Ostsee wurde daher der aktuelle Arbeitsstand des Bundesfachplans Offshore berücksichtigt.

### **Netzentwicklungsplan**

Der O-NEP und der NEP stellen eigenständige Pläne dar, sind jedoch zusammen bei der BNetzA vorzulegen und durchlaufen den gleichen Genehmigungsprozess. Die im Szenariorahmen für die Nord- und Ostsee ausgewiesene installierte Erzeugungleistung aus Offshore-Windenergie wird unter Berücksichtigung der im Übertragungsnetz zur Verfügung stehenden Transportkapazität und der Belastbarkeit der technischen Anlagen einzelnen Netzverknüpfungspunkten zugeordnet. Dabei werden die im NEP ausgewiesenen Maßnahmen zur Netzoptimierung, Netzverstärkung und zum Netzausbau bereits berücksichtigt. Die Netzverknüpfungspunkte und die für die einzelnen Szenarien an den Netzverknüpfungspunkten ausgewiesene Netzanschlusskapazität sind Ergebnis der im Rahmen des NEP durchgeführten Netzanalysen und werden als Eingangsgrößen in den O-NEP übernommen. Die im O-NEP 2013 zugrunde gelegten Netzverknüpfungspunkte werden im Kapitel 4 beschrieben.

### **Ten-Year Network Development Plan**

*In der Europäischen Union wird seit dem Jahr 2010 alle zwei Jahre ein EU-weiter Netzentwicklungsplan, der „Ten-Year Network Development Plan (TYNDP)“, für die Netze aller Mitgliedstaaten von der Vereinigung der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) erstellt. Im Rahmen dieses Planes wird der europaweit geplante Netzausbau untersucht und bewertet. Ausgehend von Szenarien werden verschiedene Entwicklungen über einen längeren Zeitraum betrachtet.*

*Die Betrachtungszeitpunkte und die Gestaltung der Szenarien im O-NEP und im TYNDP sind unterschiedlich gewählt. Während im NEP und im O-NEP aufgrund der gesetzlichen Rahmenbedingungen nur wahrscheinliche Entwicklungen in die Szenarien Eingang finden, werden auf europäischer Ebene – insbesondere im derzeit in Arbeit befindlichen TYNDP 2014 – auch gezielt Extremszenarien untersucht. Eine Synchronisierung ist aufgrund der gesetzlichen Koppelung des O-NEP an den im § 12a EnWG festgelegten Szenariorahmen für den NEP nicht möglich. Die auf nationaler Ebene im NEP und O-NEP entwickelten Ergebnisse finden Eingang in zukünftige TYNDP.*

### **Errichtungskapazitäten**

Für die Errichtung von Offshore-Netzanbindungssystemen werden Ressourcen benötigt, die nur begrenzt zur Verfügung stehen. Teilweise werden diese Ressourcen nicht nur von den Übertragungsnetzbetreibern sondern auch von Offshore-Windparks (OWP) im In- und Ausland nachgefragt. Es werden AC- und DC-Netzanbindungssysteme, Kabelverlegeequipment, Spezialschiffe, Stahlbauten und besonders geschultes Personal benötigt. Ressourcenengpässe können Auswirkungen auf die Realisierung der zu errichtenden Netzanbindungssysteme haben. Eine belastbare Prognose für den sich entwickelnden Offshore-Markt ist über den langen Planungszeitraum des O-NEP von zehn beziehungsweise 20 Jahren nicht möglich. Innerhalb des zur Verfügung stehenden kurzen Zeitraums zur Erarbeitung des ersten O-NEP seit Inkrafttreten des novellierten EnWG war es nicht möglich, eine Methode zur Berücksichtigung der Errichtungskapazitäten zu entwickeln. Dazu ist eine sachliche und geographische Abgrenzung der Märkte und anschließende Erfassung der zum Teil weltweit zu berücksichtigenden Kapazitäten erforderlich. Seitens der Übertragungsnetzbetreiber wird weiter geprüft, inwieweit diese Einflussgröße im Rahmen des O-NEP in Zukunft in geeigneter Form Berücksichtigung finden kann.

### 2.3 BESTIMMUNG DER ERFORDERLICHEN MASSNAHMEN

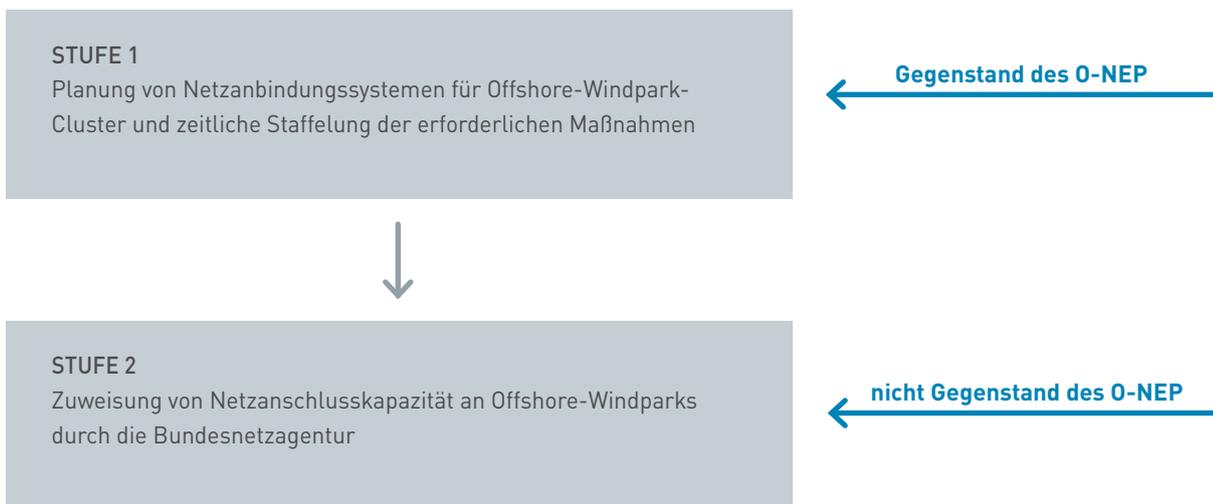
Im Rahmen des O-NEP ermitteln die Übertragungsnetzbetreiber Maßnahmen, die nicht nur für einen schrittweisen, bedarfsgerechten und wirtschaftlichen Ausbau notwendig sind, sondern auch eine geeignete zeitliche Staffelung in Abhängigkeit der Szenarien beinhalten.

#### Bestimmung des Zubau-Offshorenetzes

Der Umfang des bedarfsgerechten Ausbaus von Offshore-Netzanbindungssystemen ist durch den Szenariorahmen bereits weitgehend vorgegeben. Die technischen Systeme, die zur Bereitstellung der notwendigen Übertragungskapazität grundsätzlich geeignet sind, werden in Kapitel 5 dargestellt. Unter Berücksichtigung der durch den Bundesfachplan Offshore vorgegebenen technischen Standards und der geographischen Verhältnisse sowie der im NEP festgelegten verfügbaren Netzverknüpfungspunkte werden für jedes Szenario die erforderlichen Maßnahmen ermittelt (siehe Kapitel 6).

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. Dies gilt umso mehr für den Planungshorizont des O-NEP von zehn bzw. 20 Jahren. Im O-NEP wurden 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.

ABBILDUNG 5: 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 Übertragungsnetzbetreiber eine zeitliche Staffelung für die Errichtung der Offshore-Netzanbindungssysteme ermittelt. Die angegebenen Realisierungstermine werden laufend durch die Übertragungsnetzbetreiber überprüft und im Rahmen der jährlichen Überarbeitung des O-NEP aktualisiert.

Im Kapitel 6 wird die Methodik für die Herleitung der zeitlichen Staffelung aller Maßnahmen 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.

### **Sicherstellung eines bedarfsgerechten Offshorenetzausbaus durch jährliche Überprüfung der zeitlichen Staffelung und des Umsetzungstempos**

Wie bereits oben erläutert, wird der O-NEP jährlich durch die Übertragungsnetzbetreiber überarbeitet und im Entwurf jeweils zum 3. März eines Jahres der Bundesnetzagentur übermittelt. Dabei wird stets der ebenfalls jährlich aktualisierte Szenariorahmen zugrunde gelegt. Bereits hierdurch kann sich Anpassungsbedarf im Hinblick auf den Umfang, die Art, die Abfolge und die geplanten Umsetzungszeiträume der Maßnahmen ergeben, dem in der jährlichen Überarbeitung durch die Übertragungsnetzbetreiber insbesondere zur Sicherstellung eines bedarfsgerechten Offshorenetzausbaus Rechnung getragen wird.

Außerdem werden die Übertragungsnetzbetreiber bei der jährlichen Überarbeitung des O-NEP in besonderem Maße auch die tatsächliche Entwicklung der Offshore-Windenergie und den entsprechenden Bedarf für Netzananschlusskapazitäten berücksichtigen, indem sie insbesondere 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 Netzananschlusskapazität nicht hinreichend sichergestellt ist, werden die Übertragungsnetzbetreiber die Beauftragung aller weiteren Netzanbindungen zeitlich anpassen. Damit wird gewährleistet, dass der Offshorenetzausbau nicht an der tatsächlichen Nachfrage nach Netzananschlusskapazität vorbei realisiert wird. Stranded Investments, also Investitionen in vollständig oder teilweise ungenutzte Netzanbindungen, sollen somit im volkswirtschaftlichen Interesse vermieden werden.

### **NOVA-Prinzip**

Das im NEP verwendete NOVA-Prinzip kann für die Ausbauplanung im O-NEP derzeit noch keine Anwendung finden. Das NOVA-Prinzip steht für den Vorrang von Netzoptimierung vor -verstärkung und -ausbau. Das Offshorenetz befindet sich noch im Aufbau, deshalb sind im O-NEP derzeit nur Ausbaumaßnahmen enthalten.

## **2.4 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. Dieses Vorgehen trägt auch dem Umstand Rechnung, dass zum Zeitpunkt des Beginns der Errichtung der Netzanbindungssysteme noch nicht feststeht, an welchen konkreten OWP die BNetzA die Übertragungskapazität vergibt.

## 2 METHODIK

Der mit der Novelle des EnWG eingeleitete „Systemwechsel“ ermöglicht erstmals die Aufstellung eines Plans zum geordneten Ausbau der Infrastruktur auf See. Der O-NEP bildet zusammen mit dem NEP, dem Bundesfachplan Offshore und den Plänen der Küstenländer ein zusammenhängendes Planwerk. Die Abstimmung der einzelnen Pläne aufeinander ist ein iterativer Prozess. Die Änderung eines Planes hat Rückwirkungen auf die anderen Pläne, die im Folgenden entsprechend anzupassen sind. Es ist zu erwarten, dass mehrere Iterationen zur Optimierung des umfassenden Planwerkes erforderlich sind.

Die in diesem O-NEP entwickelten Maßnahmen sind abhängig davon, ob geeignete Trassen gefunden werden und die Netzverknüpfungspunkte – 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, Schutzgebiete für die 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 Netzverknüpfungspunkte 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.

*Interkonnektoren, die das deutsche Übertragungsnetz mit Netzen anderer Länder durch Seekabel verbinden, sind gem. § 17b EnWG nicht Gegenstand des O-NEP, da sie nicht der Anbindung von OWP dienen. Aufgrund ihrer Funktion zur Steuerung von Lastflüssen und zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage im Übertragungsnetz werden sie daher im NEP betrachtet.*

### 2.5 GEPRÜFTE UND IN BETRACHT KOMMENDE ANDERWEITIGE PLANUNGSMÖGLICHKEITEN

Der O-NEP muss gem. § 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. Die hier vom Gesetzgeber gewählte Formulierung unterscheidet sich deutlich von der in § 12c Abs. 2 EnWG in Verbindung mit § 14g Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetz (UVPG) geregelten Pflicht zur Durchführung einer Betrachtung „vernünftiger Alternativen“ im Rahmen des Umweltberichts zum Bundesbedarfsplanentwurf. Der Gesetzgeber hat hier bewusst unterschiedliche Formulierungen gewählt. Der Umfang der Prüfungspflicht anderweitiger Planungsmöglichkeiten muss sich daher nicht an den sehr strengen umweltbezogenen Anforderungen zur Prüfung vernünftiger Alternativen des UVPG ausrichten. Darzustellen sind diejenigen anderweitigen Planungsmöglichkeiten, die überhaupt in Betracht kommen und darüber hinaus geprüft wurden.

Nicht geprüft wurden auf der abstrakten Ebene des O-NEP konkrete räumliche Alternativen zu Einzelmaßnahmen. Die im O-NEP enthaltenen Maßnahmen sind bedingt durch den im Szenariorahmen festgeschriebenen Gesamtbedarf und setzen die in Kapitel 6 genannten Kriterien für einen bedarfsgerechten Ausbau der Offshore-Netzanbindungssysteme um. Bei dieser Bedarfsermittlung stehen geografische Umstände, anders als bei der nachgelagerten Bundesfachplanung und den Planfeststellungsverfahren nicht im Zentrum des Interesses. Es geht vielmehr um die grundsätzliche Ermittlung von Lösungen für die Erschließung der Cluster zur Abführung der Windenergie unter den gegebenen Randbedingungen. Die konkrete Führung der Trasse liegt zu diesem Zeitpunkt noch nicht fest.

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. Die angegebenen Räume sind nicht so fixiert, dass man hier bereits konkrete geografische Alternativen, geschweige denn Umweltauswirkungen prüfen könnte. Dies erfolgt erst in der nachgelagerten Bundesfachplanung und noch konkreter im Planfeststellungsverfahren. Die Prüfung alternativer Trassenverläufe stellt daher keine in Betracht kommende anderweitige Planungsmöglichkeit dar und wird insofern im Bericht auch nicht erläutert.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten im O-NEP 2013 dadurch dargestellt, dass dort ausgehend von vier verschiedenen, genehmigten Szenarien nach § 12a EnWG vier unterschiedliche Zielnetze ermittelt werden.

Für die Realisierung von Offshore-Netzanbindungssystemen stehen zwei alternative Technologiekonzepte zur Verfügung. Diese beiden Planungsmöglichkeiten werden in Kapitel 5 ausführlich erläutert.

## 3 SZENARIEN

### **Ergänzungen aus dem Konsultationsverfahren**

*Nach Auswertung der zum ersten Entwurf des Offshore-Netzentwicklungsplans 2013 eingereichten Stellungnahmen wurde kein Änderungsbedarf in Kapitel 3 identifiziert. Unabhängig von den Stellungnahmen wurde die bisherige Verwendung von unterschiedlichen Begrifflichkeiten zur Beschreibung von Leistungen aus installierten Offshore-Windenergieanlagen vereinheitlicht zu „installierten Erzeugungsleistungen aus Offshore-Windenergie“.*

### 3.1 SCHNITTSTELLE ZUM NETZENTWICKLUNGSPLAN STROM

Der Szenariorahmen bildet die zentrale Schnittstelle zwischen dem Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP) und dem Netzentwicklungsplan Strom (NEP). Zur Gewährleistung einer einheitlichen Planung an Land und auf See gehen beide Netzentwicklungspläne von demselben Szenariorahmen aus. Die Übertragungsnetzbetreiber erarbeiten jährlich einen gemeinsamen Szenariorahmen, der nach Genehmigung durch die BNetzA Grundlage für die Erarbeitung des NEP nach § 12b Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) und des O-NEP nach § 17b EnWG ist.

### 3.2 SZENARIENBESCHREIBUNG

Der Szenariorahmen umfasst gemäß § 12a Abs. 1 EnWG „... mindestens drei Entwicklungspfade (Szenarien), die für die nächsten zehn Jahre die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen der mittel- und langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung abdecken. Eines der Szenarien muss die wahrscheinliche Entwicklung für die nächsten zwanzig Jahre darstellen.“

Die Übertragungsnetzbetreiber sind nach § 12a EnWG angehalten, für die jeweiligen Szenarien angemessene Annahmen zu Erzeugung, Versorgung und Verbrauch von elektrischer Energie sowie deren Austausch mit anderen Ländern zugrunde zu legen und geplante Investitionsvorhaben der europäischen Netzinfrastruktur zu berücksichtigen. Entsprechend den gesetzlichen Vorgaben ergeben sich für die Szenarien folgende Charakteristika:

#### **Szenario A**

In Szenario A wird für das Jahr 2023 ein moderater Ausbau der Offshore-Windenergie angenommen. Die Annahmen zur installierten Erzeugungsleistung bewegen sich in Szenario A 2023 im Vergleich zu den anderen Szenarien am unteren Rand wahrscheinlicher Entwicklungen.

#### **Szenario B (Leitszenario)**

In Szenario B 2023 wird ein mittlerer Ausbau der Offshore-Windenergie angenommen. Die Annahmen zur installierten Erzeugungsleistung sind in Szenario B im Vergleich zu Szenario A ambitionierter. Dieses Leitszenario mit einem Horizont bis 2023 wird zudem um weitere zehn Jahre bis 2033 fortgeschrieben, sodass sich die Szenarien B 2023 und B 2033 ergeben.

#### **Szenario C**

In Szenario C wird ein ambitionierter Ausbau der Offshore-Windenergie angenommen, der sich aus regionalen Entwicklungsprognosen und Zielen der Bundesländer ergibt. Die Annahmen zur installierten Erzeugungsleistung in der deutschen Nord- und Ostsee bewegen sich in Szenario C 2023 im Vergleich zu den anderen Szenarien am oberen Rand wahrscheinlicher Entwicklungen.

Auf eine ausführliche Beschreibung der Herleitung der Szenarien (Szenariotechnik, -rahmen und -annahmen) wird im Rahmen des O-NEP verzichtet. Weitergehende Informationen bieten das Kapitel 3 des NEP 2013<sup>1</sup> und die Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP 2013 der Bundesnetzagentur (BNetzA) vom 30.11.2012<sup>2</sup>.

### 3.3 SZENARIORAHMEN 2013

Die Übertragungsnetzbetreiber haben entsprechend ihrer Verpflichtung nach § 12a Abs. 1 EnWG gemeinsam einen Entwurf des Szenariorahmens für den NEP 2013 erarbeitet, der der BNetzA am 17.07.2012 übergeben wurde. Nach § 12a Abs. 2 wurde der Entwurf durch die BNetzA auf ihrer Internetseite bekannt gemacht und in der Zeit vom 20.07.2012 bis zum 30.08.2012 öffentlich zur Konsultation gestellt. Unter Berücksichtigung der Stellungnahmen aus dem Konsultationsprozess und der eigenen behördlichen Einschätzung wurde der Entwurf des Szenariorahmens durch die BNetzA überarbeitet und angepasst. Nachfolgend wurde dieser Szenariorahmen 2013 durch die BNetzA gemäß ihrer Zuständigkeit nach § 12a Abs. 3 am 30.11.2012 genehmigt.

Der genehmigte Szenariorahmen 2013 sieht im Bereich der installierten Erzeugungsleistung für die Offshore-Windenergie unter der Berücksichtigung der Regionalisierung (Nordsee/Ostsee) für die vier Szenarien folgende Entwicklungen der installierten Erzeugungsleistungen vor:

TABELLE 1: GENEHMIGTER SZENARIORAHMEN 2013 FÜR ERZEUGUNGSLEISTUNG AUS OFFSHORE-WINDENERGIE

	Szenario A 2023	Szenario B 2023	Szenario B 2033	Szenario C 2023
Nordsee	9,1 GW	12,8 GW	20,1 GW	15,0 GW
Ostsee	1,2 GW	1,3 GW	5,2 GW	2,8 GW
Gesamt	10,3 GW	14,1 GW	25,3 GW	17,8 GW

Quelle: Bundesnetzagentur (2012): Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP 2013

Im Entwurf des Szenariorahmens der Übertragungsnetzbetreiber wurden im Rahmen der Regionalisierung insgesamt 13,1 Gigawatt (GW) für die installierte Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie im Leitszenario B 2023 vorgeschlagen (davon 11,0 GW in der Nordsee und 2,1 GW in der Ostsee). Im Genehmigungsdokument der BNetzA wurde u. a. die Mantelzahl/Gesamtsumme im Leitszenario B 2023 um 1 GW erhöht und somit eine installierte Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie von insgesamt 14,1 GW festgelegt. Zusätzlich enthält das Genehmigungsdokument zum Szenariorahmen 2013 der BNetzA auf Seite 75 eine Tabelle, aus der sich die empfohlene Regionalisierung zwischen Nord- und Ostsee mit 12,8 GW und 1,3 GW entnehmen lässt.

#### Alternativszenario B 2023

Entsprechend der bei dem zuständigen Übertragungsnetzbetreiber vorliegenden Prognosen wären jedoch 2,1 GW installierte Erzeugungsleistung in der Ostsee weiterhin für das Szenario B 2023 realistisch. Somit wurde indikativ eine zusätzliche Marktmodellierung mit 2,1 GW installierter Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie in der Ostsee durchgeführt (d. h. die Leistung in der Nordsee blieb unverändert und die Leistung in der Ostsee wurde um 0,8 GW erhöht), um die Auswirkungen der Veränderung dieser einzelnen Einflussgröße aufzeigen zu können.

Das Ergebnis dieser Untersuchungen ist in Kapitel 6 dargestellt.

<sup>1</sup> Übertragungsnetzbetreiber (2013): Netzentwicklungsplan Strom 2013, erster Entwurf

<sup>2</sup> Bundesnetzagentur (2012): Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP 2013

## 4 AUSBAUSTAND DES OFFSHORENETZES

### **Ergänzungen aus dem Konsultationsverfahren**

*Nach Auswertung der zum ersten Entwurf des Offshore-Netzentwicklungsplans 2013 eingereichten Stellungnahmen wurden folgende Änderungen vorgenommen: Die Beschreibung der Netzverknüpfungspunkte wurde erweitert. Die Ermittlung und Festlegung sowie die technische Begründung der Netzverknüpfungspunkte erfolgt jedoch nicht im Offshore-Netzentwicklungsplan sondern im Netzentwicklungsplan Strom. Auch die Maßnahmen für den Ausbau oder die Errichtung der Netzverknüpfungspunkte sind Gegenstand des Netzentwicklungsplans Strom. Zudem wurde die Definition des Start-Offshorenetzes für die Anwendung auf Maßnahmen des heutigen Zubau-Offshorenetzes erweitert, mit deren Realisierung begonnen wurde.*

Das Ist-Offshorenetz umfasst alle bereits realisierten Netzanbindungssysteme. Grundlage der Netzplanung im Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP) ist das sogenannte Start-Offshorenetz. Dazu gehören neben den Netzanbindungssystemen aus dem Ist-Offshorenetz auch Maßnahmen, die zur Anbindung von Offshore-Windparks (OWP) notwendig sind, für die eine gültige Netzanbindungszusage erteilt wurde (siehe Kapitel 4.2).

Für die Beschreibung des Offshorenetzes sind folgende Begriffe von zentraler Bedeutung (siehe auch Kapitel 5):

- Netzanbindungssystem: standardisiertes technisches System zum modularen Ausbau des Offshorenetzes,
- Offshorenetz: seeseitiges Netz, das aus dem Betriebsverbund der Netzanbindungssysteme resultiert,
- Netzanschlusspunkt: elektrische Klemme für die Anschaltung des OWP an das Netzanbindungssystem bzw. Offshorenetz,
- Netzverknüpfungspunkt: elektrische Klemme für die Anschaltung des Netzanbindungssystems an das Onshorenetz.

### 4.1 IST-OFFSHORENETZ

Das Ist-Offshorenetz beschreibt die zum Zeitpunkt der Veröffentlichung des O-NEP 2013 betriebsbereiten Offshorenetze in der Nord- und Ostsee. Das bedeutet, dass die zugeordneten Netzanbindungssysteme die Netzdienstleistung des Energietransportes zwischen dem Netzanschlusspunkt und dem Netzverknüpfungspunkt bereitstellen.

TABELLE 2: NETZANBINDUNGSSYSTEME DES IST-OFFSHORENETZES IN DER NORDSEE

Projekt	Netzanbindungssystem	Netzverknüpfungspunkt	Übertragungskapazität in MW <sup>3</sup>
NOR-2-1	AC-Netzanbindungssystem alpha ventus	Hagermarsch	60
NOR-6-1	DC-Netzanbindungssystem BorWin1	Diele	400

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber<sup>3</sup>

<sup>3</sup> Die Übertragungskapazität bezieht sich auf die Netzanschlusspunkte.

TABELLE 3: NETZANBINDUNGSSYSTEME DES IST-OFFSHORENETZES IN DER OSTSEE

Projekt	Netzanbindungssystem	Netzverknüpfungspunkt	Übertragungskapazität in MW <sup>4</sup>
OST-3-1	AC-Netzanbindungssystem Baltic 1	Bentwisch	200

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

## 4.2 START-OFFSHORENETZ

Das Start-Offshorenetz beinhaltet das Ist-Offshorenetz (entsprechend den Tabellen 2 und 3), ergänzt um Netzanbindungssysteme für OWP, denen durch den anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber eine gültige Netzanbindungszusage erteilt wurde (Verpflichtung gemäß § 17e Abs. 2 Energiewirtschaftsgesetz) oder denen durch die Bundesnetzagentur Kapazität zugewiesen wurde (Zuweisung gemäß § 17d Abs. 3 Energiewirtschaftsgesetz). Zudem fallen alle Netzanbindungssysteme, mit deren Realisierung begonnen wurde, in das Start-Offshorenetz. Die Verpflichtung gemäß § 17e Abs. 2 Energiewirtschaftsgesetz gilt für

- OWP, denen bis zum 29.08.2012 eine unbedingte Netzanbindungszusage erteilt wurde und
- OWP, denen eine bedingte Netzanbindungszusage erteilt wurde und die bis zum 01.09.2012 alle für eine unbedingte Netzanbindungszusage notwendigen Kriterien nachgewiesen hatten.

TABELLE 4: NETZANBINDUNGSSYSTEME IM START-OFFSHORENETZ (OHNE IST-NETZ)

Projekt	Netzanbindungssystem	Netzverknüpfungspunkt	Übertragungskapazität in MW <sup>5</sup>
NOR-0-1	AC-Netzanbindungssystem Riffgat	Emden/Borßum	108
NOR-0-2	AC-Netzanbindungssystem Nordergründe	Inhausen	111
NOR-2-2	DC-Netzanbindungssystem DolWin1	Dörpen/West	800
NOR-2-3	DC-Netzanbindungssystem DolWin3	Dörpen/West	900
NOR-3-1	DC-Netzanbindungssystem DolWin2	Dörpen/West	900
NOR-4-1	DC-Netzanbindungssystem HelWin1	Büttel	576
NOR-4-2	DC-Netzanbindungssystem HelWin2	Büttel	690
NOR-5-1	DC-Netzanbindungssystem SylWin1	Büttel	864
NOR-6-2	DC-Netzanbindungssystem BorWin2	Diele	800
NOR-6-3	DC-Netzanbindungssystem BorWin4	Emden/Ost	900
NOR-8-1	DC-Netzanbindungssystem BorWin3	Emden/Ost	900

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber<sup>45</sup>

<sup>4</sup> Die Übertragungskapazität bezieht sich auf die Netzanschlusspunkte.

<sup>5</sup> Die Übertragungskapazität bezieht sich auf die Netzanschlusspunkte.

## 4 AUSBAUSTAND DES OFFSHORENETZES

TABELLE 5: NETZANBINDUNGSSYSTEME IM START-OFFSHORENETZ (OHNE IST-NETZ)

Projekt	Netzanbindungssystem	Netzverknüpfungspunkt	Übertragungskapazität in MW <sup>6</sup>
OST-3-2	AC-Netzanbindungssystem Baltic 2	Bentwisch	400

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber<sup>6</sup>

### 4.3 NETZVERKNÜPFUNGSPUNKTE MIT DEM ONSHORENETZ

Die Netzverknüpfungspunkte mit dem Onshorenetz stellen neben dem Szenariorahmen die zweite wichtige Schnittstelle zwischen dem Netzentwicklungsplan Strom (NEP) und dem O-NEP dar. Kriterien für die Ermittlung der Netzverknüpfungspunkte werden im Kapitel 6.2 des NEP erläutert.

#### Auszug aus dem zweiten Entwurf Netzentwicklungsplan Strom 2013, Kapitel 6.2

Die in den betrachteten Szenarien aus dem Genehmigungsdokument der Bundesnetzagentur (BNetzA) zugrunde gelegte, angenommene installierte Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie bildet eine Schnittstelle zum O-NEP. Die Auswahl des jeweiligen Netzverknüpfungspunktes und des Suchraums für neue Netzverknüpfungspunkte erfolgt im NEP. Dabei sind im Wesentlichen folgende Gesichtspunkte unter Anwendung des NOVA-Prinzips zu berücksichtigen:

- Die Aufnahmefähigkeit eines Netzverknüpfungspunktes muss hinsichtlich der Konfiguration der Schaltanlage oder des Umspannwerks sowie ausreichender Dimensionierung der abgehenden Leitungen ausgelegt sein.
- Die bereits vorhandene 380-kV-Netzinfrastruktur in den Bundesländern Schleswig-Holstein, Niedersachsen und Mecklenburg-Vorpommern zur Vermeidung zusätzlicher Ausbaumaßnahmen in Form von neuen Netzverknüpfungspunkten (Schaltanlagen) und Leitungen muss bestmöglich genutzt werden.
- Neue Netzverknüpfungspunkte werden erst dann errichtet, wenn vorhandene Schaltanlagen oder Umspannwerke im gleichen Raum hinsichtlich der Aufnahmeleistung ausgeschöpft sind. Dies schließt nicht nur die Betrachtung der Übertragungskapazität der abführenden Leitungen, sondern auch systemdynamische Belange an den jeweiligen Netzknoten mit ein. Zudem gilt, dass der gleichzeitige Ausfall von gekuppelten Sammelschienen oder Stromkreisen laut dem Operation Handbook der Vereinigung der europäischen Netzbetreiber (ENTSO-E) auf Mehrfachgestängen nicht zu einem Erzeugungsausfall von mehr als 3.000 MW führen darf.
- Bei der Ermittlung eines Suchraums für einen neuen Netzverknüpfungspunkt für die Aufnahme von Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie finden neben der bestehenden 380-kV-Netzinfrastruktur auch die Berechnungen zur Systemstabilität und die möglichen Anlandepunkte für Offshore-Netzanbindungssysteme Berücksichtigung.

<sup>6</sup> Die Übertragungskapazität bezieht sich auf die Netzanschlusspunkte.

Im NEP wurde die Marktsimulation für alle Szenarien des Szenariorahmens ausgeführt und die regionalisierten installierten Erzeugungsleistungen aus dem Genehmigungsdokument der Bundesnetzagentur zugrunde gelegt. Die Simulation des Leitszenarios B 2023 wurde dementsprechend mit 1,3 GW installierter Erzeugungsleistung von Offshore-Windenergie in der Ostsee und 12,8 GW installierter Erzeugungsleistung von Offshore-Windenergie in der Nordsee durchgeführt. Die Aufteilung der installierten Erzeugungsleistungen auf die Netzverknüpfungspunkte für die einzelnen Szenarien geht aus Tabelle 6 hervor. Die Maßnahmen für den Ausbau oder die Errichtung dieser Netzverknüpfungspunkte sind ebenfalls Gegenstand des NEP. Eine Änderung oder Anpassung dieser Maßnahmen im NEP beeinflusst somit unweigerlich die Ergebnisse und Zeithorizonte der Maßnahmen im O-NEP.

## 4 AUSBAUSTAND DES OFFSHORENETZES

TABELLE 6: NETZVERKNÜPFUNGSPUNKTE FÜR OFFSHORE-NETZANBINDUNGSSYSTEME IN DEN BUNDESLÄNDERN SCHLESWIG-HOLSTEIN (SH), NIEDERSACHSEN (NI) UND MECKLENBURG-VORPOMMERN (MV)

Bundesland	Netzverknüpfungspunkt	Spannungsebene in kV	Installierte Erzeugungsleistung Offshore-Windenergie				Datum der Verfügbarkeit des Netzverknüpfungspunktes
			A 2023 in MW	B 2023 in MW	B 2033 in MW	C 2023 in MW	
SH	Büttel	380	1.820	2.560	3.020	3.000	bereits in Betrieb
SH	Kreis Segeberg	380	-	-	1.000	-	2018
NI	Cloppenburg	380	502	862	2.702	1.722	2018
NI	Diele	380	1.200	1.200	1.200	1.200	bereits in Betrieb
NI	Dörpen/West	380	2.600	2.600	2.600	2.600	bereits in Betrieb
NI	Emden/Borßum	220	108	108	108	108	bereits in Betrieb
NI	Emden/Ost	380	1.800	1.800	1.800	1.800	2017
NI	Unterweser	380	900	1.800	1.800	1.800	2019
NI	Wilhelmshaven 2	380	-	-	2.200	900	2023
NI	Inhausen	220	110	110	110	110	bereits in Betrieb
NI	Hagermarsch	110	60	60	60	60	bereits in Betrieb
NI	Elsfleth/West	380	-	800	800	800	2015
NI	Halbmond	380	-	900	2.700	900	2018
MV	Bentwisch	380	336	336	1.536	336	bereits in Betrieb
MV	Lüdershagen	220	-	-*	1.500	350	bereits in Betrieb
MV	Lubmin	380	908	964	2.214	2.154	bereits in Betrieb

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

\* Im Ergebnis der Analyse des Alternativszenario B 2023 mit 2,1 GW installierter Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie in der Ostsee wird für die Aufnahme dieser erweiterten installierten Erzeugungsleistung, wie auch in Szenario C 2023, das bestehende Umspannwerk Lüdershagen als Netzverknüpfungspunkt genutzt. Damit ergibt sich für den Netzverknüpfungspunkt Lüdershagen eine installierte Erzeugungsleistung von 350 MW, die installierte Erzeugungsleistung am Netzverknüpfungspunkt Lubmin erhöht sich auf insgesamt 1.464 MW.

## 5 PLANUNGSGRUNDSÄTZE UND NETZANSCHLUSSKONZEPTE FÜR DAS OFFSHORENETZ

*Die Planungsgrundsätze und Netzanschlusskonzepte, wie sie in Kapitel 5 Ausdruck finden, sollen den interessierten Lesern die Möglichkeit eröffnen, einen Einblick in die technischen Zusammenhänge von Netzanbindungskonzepten zu erlangen. In diesem Sinne ist festzuhalten, dass die Inhalte des Kapitels 5 einen ausschließlich informativen Charakter haben. Insbesondere erwächst aus der Beschreibung keine rechtliche Bindung, sondern unverändert gilt, dass die jeweils gültige Fassung der Netzanschlussregeln bzw. -bedingungen des Übertragungsnetzbetreibers allein verbindlich festlegen, welche Planungsgrundsätze und technischen Konzepte einzuhalten sind.*

Die Schaffung einer nachhaltigen und effizienten Netzstruktur basiert auf einer sogenannten Zielnetz-Planung. Dies gilt sowohl für die Entwicklung komplett neuer Netze als auch für deren optimalen Ausbau. Dieser allgemeine Grundsatz gilt für jede Wertschöpfungskette, die Netzstrukturen in ihrem Industrieprinzip beinhaltet.

### **Methodik der Zielnetz-Planung**

Der Auf- und Ausbau des Offshorenetzes folgt der in der Industrie anerkannten Methodik der Zielnetz-Planung. Die Planung der Zielnetze für das Offshorenetz basiert auf einer zweigeteilten Struktur, die aus der Grundsatz- und der Ausbauplanung besteht:

- Die Grundsatzplanung stellt eine Planungsbasis mit langfristiger Gültigkeit bereit. Hierbei sind insbesondere die an das Offshorenetz gestellten gesetzlichen Anforderungen und die Schnittstellen zum vorgelagerten Übertragungsnetz zu beachten. Das Ergebnis dieser Planungsphase ist die Zusammenstellung von Planungsgrundsätzen.
- Auf diesen Planungsgrundsätzen aufbauend behandelt die Ausbauplanung die system- und projektabwicklungstechnische Realisierung des Zielnetzes in der Kurz- und Mittelfrist. In dieser Planungsphase, die von technischen Kriterien dominiert wird, werden für den Ausbau des Offshorenetzes Netzanschlusskonzepte erstellt.

### **Planungsgrundsätze und Netzanschlusskonzepte**

Der ganzheitliche Ansatz der Zielnetz-Planung umfasst alle relevanten Kriterien, die an den Auf- und Ausbau sowie den Betrieb des Offshorenetzes gestellt sind. Wesentliche Bestandteile der Zielnetz-Planung stellen Planungsgrundsätze und Netzanschlusskonzepte dar. Ihre folgende Beschreibung wird an den genannten Aspekten ausgerichtet:

- Begriffe, Definitionen und Abgrenzungen der technischen Planung des Offshorenetzes,
- Planungsgrundsätze für das Offshorenetz, die dessen Netzeigenschaften und Netzdienstleistungen definieren,
- Netzanschlussregeln und Netzanschlussbedingungen zur Einhaltung definierter Netzeigenschaften und Netzdienstleistungen des Offshorenetzes,
- Standardkonzepte der Netzanbindungssysteme für die Offshorenetze in der Nord- und Ostsee,
- Anforderungen zur Gewährleistung eines zuverlässigen und effizienten Ausbauplanungsprozesses.

## 5.1 BEGRIFFE, DEFINITIONEN UND ABGRENZUNGEN

Die Planungsgrundsätze und Netzanschlusskonzepte bauen auf den jeweiligen Netzanschlussregeln und/oder Netzanschlussbedingungen des für den Netzanschluss der Offshore-Windparks (OWP) verantwortlichen Betreibers des Offshorenetzes auf. Diese Regeln beinhalten relevante Anforderungen des Übertragungsnetzes, die der Verantwortung des Betreibers des Übertragungsnetzes obliegen. Die Einhaltung dieser Regelungen ist sowohl für den Erhalt des sicheren und zuverlässigen Betriebs des Offshorenetzes als auch des Übertragungsnetzes zwingend notwendig.

Spezial- und Sonderfälle für Netzanschlusskonzepte, die im Einzelfall technisch begründet auftreten können, sind nicht Gegenstand dieser Zusammenstellung. Ihre planerische Behandlung wird in Zusammenhang mit dem Ausbauplanungsprozess am Ende dieses Kapitels fallspezifisch vorgenommen.

Ausgerichtet an den Aufgaben und spezifischen Anforderungen werden die folgend aufgestellten Netzanschlusskonzepte und Planungsgrundsätze kontinuierlich weiterentwickelt und bei Erfordernis, z. B. im Fall geänderter Planungsrand- oder gesetzlicher Rahmenbedingungen, angepasst.

### Zielstellung der Offshorenetz-Planung

Gemäß den gesetzlichen Auflagen und Anforderungen ist die Zielstellung der Planung des Offshorenetzes die Dimensionierung eines bedarfsgerechten elektrischen Netzsystems für den effizienten Transport elektrischer Energie in das Übertragungsnetz. Dem Prinzip des diskriminierungsfreien Zugangs für alle Netznutzer folgend, liegt hier ein besonderes Planungsziel auf

- der Gewährleistung der Gesamtsystemsicherheit, sowohl für das Offshorenetz als auch das Übertragungsnetz, sowie
- der Berücksichtigung derzeitiger und künftiger Übertragungs- und Versorgungsaufgaben des Offshorenetzes und der Randbedingungen für dessen Ausbau.

### Netzanbindungssystem und Offshorenetz

Im Vorgriff auf die Definition der Knotenpunkte der elektrischen Netzsysteme wird eine Definition des Netzanbindungssystems und des Offshorenetzes gegeben:

#### Netzanbindungssystem

Das Netzanbindungssystem als Bestandteil des Offshorenetzes stellt das konzeptionelle und standardisierte Modul für dessen modularen Ausbau dar. Als Systemschnittstellen sind diesem Modul ein Knoten für die Verknüpfung mit dem Übertragungsnetz (Netzverknüpfungspunkt) und ein oder mehrere elektrische Anschlusspunkte für einen oder mehrere OWP (Netzanschlusspunkte) zugeordnet.

In Bezug auf die installierte Einspeiseleistung der direkt angeschlossenen OWP besteht das Netzanbindungssystem aus bedarfsgerecht dimensionierten Hochspannungsanlagen und Nebenanlagen, die für den Transport der eingespeisten elektrischen Energie zwischen den zugeordneten Netzanschlusspunkten und dem Netzverknüpfungspunkt notwendig sind. Eine wesentliche Eigenschaft des konzeptionellen Ausbaumoduls ist, dass der reguläre Betrieb des Netzanbindungssystems, in dem elektrische Energie von den Netzanschlusspunkten zum Netzverknüpfungspunkt transportiert wird, bereits autark die Aufgabe des Netzanschlusses von OWP erfüllt, ohne dass die Zusammenschaltung zu einem Offshorenetz notwendig ist.

#### Offshorenetz

Die vorausgesetzte Zuverlässigkeit und Nachhaltigkeit des Netzanschlusses von OWP unter der Randbedingung der Effizienz kann nur mit dem Ausbau eines Betriebsverbundes zu einem Offshorenetz erfüllt werden. Gegenüber dem netztechnisch separierten Netzanbindungssystem bietet ihre Zusammenschaltung, z. B. in Bezug auf die Verfügbarkeit der Energieübertragungskapazität, Vorteile, führt aber auch zu höheren Investitionskosten.

Bei der Zusammenschaltung zu einem Offshorenetz sind besonders die Eigenschaften und die Funktionalität der Netzanbindungssysteme an den Koppelpunkten zu beachten. Die Zusammenschaltung selbst erfolgt über betriebliche Schaltungsmaßnahmen, die sowohl im Drehstrom- als auch konzeptspezifisch im Gleichstromsystem der Netzanbindungssysteme ausgeführt werden können. Die Systemgrenzen eines Offshorenetzes sind hierbei mit bestimmten Planungsgrundsätzen bzw. den hieraus resultierenden Netzeigenschaften, wie z. B. der Spannungsebene, definiert.

### **Betriebsplanung und Betrieb**

Das Ziel der Betriebsplanung ist die Behandlung von kurz- und mittelfristigen Ereignissen, die einen Einfluss sowohl auf den Betrieb des Netzanbindungssystems und des Offshorenetzes als auch auf den Betrieb der OWP und des Übertragungsnetzes ausüben. Diese Betriebsereignisse können sowohl geplant (Instandhaltungsmaßnahmen) als auch nicht geplant (innere oder äußere Störung) eintreten.

Der Betrieb des Netzanbindungssystems beginnt nach seiner erfolgreichen Inbetriebnahme mit der Inbetriebnahme-Erklärung des Übertragungsnetzbetreibers. Der laufende Betrieb kann im Rahmen von Ausbaumaßnahmen am Offshorenetz zeitlich begrenzt unterbrochen werden. In diesem Fall ist für die Wiederinbetriebnahme eine erneute Inbetriebnahme-Erklärung erforderlich. Die Betriebsplanung und der Betrieb der Netzanbindungssysteme bzw. des Offshorenetzes werden im Folgenden nur hinsichtlich ihres Einflusses auf die Planungsgrundsätze, Netzanschlusskonzepte und die Anforderungen an den Ausbauplanungsprozess behandelt.

### **Systemgrenzen und Systemschnittstellen**

Das Netzanbindungssystem ist eine Zusammenschaltung von elektrischen Hoch- und Höchstspannungsanlagen, im Wesentlichen Leitungen, Transformatoren und Umrichtern inklusive der erforderlichen Nebenanlagen, zu einem elektrischen Netzsystem für die Übertragung elektrischer Energie. Die hochspannungsseitigen Schnittstellen und Systemgrenzen des Netzanbindungssystems sind mit den folgenden drei charakteristischen elektrischen Netzknoten definiert:

- **Netzanschlusspunkt (NAP)**

Der Netzanschlusspunkt stellt die technische und eigentumsrechtliche Schnittstelle zwischen OWP und Netzanbindungssystem dar. Die Anzahl der Netzanschlusspunkte eines OWP ist von dessen installierter Erzeugungsleistung abhängig. Alle Netzanschlusspunkte eines OWP befinden sich auf dessen Umspannplattform.

Unabhängig von der Technologie des Netzanbindungssystems gelten am Netzanschlusspunkt alle in den Netzanschlussregeln und/oder -bedingungen definierten Netzeigenschaften und Netzdienstleistungen des Offshorenetzes. Am Netzanschlusspunkt werden alle für den Betrieb des OWP relevanten Führungsgrößen bereitgestellt.

- **Netzverknüpfungspunkt (NVP)**

Der Netzverknüpfungspunkt ist die technische und eigentumsrechtliche Schnittstelle zwischen dem Netzanbindungssystem und dem Übertragungsnetz und befindet sich in einer dem Offshorenetzanschlussystem vorgelagerten Schaltanlage des Übertragungsnetzes. Im Regelbetrieb bzw. im regulären Schaltzustand des Netzanbindungssystems wird die von den angeschlossenen OWP generatorisch erzeugte Leistung an den Netzanschlusspunkten eingespeist, über das Netzanbindungssystem zum Netzverknüpfungspunkt transportiert und hier in das Übertragungsnetz eingespeist.

An diesem elektrischen Netzknoten gelten entsprechend die Netzanschlussregeln des Übertragungsnetzes. Die Betriebsführung des Netzanbindungssystems am Netzverknüpfungspunkt bzw. des Offshorenetzes an allen Netzverknüpfungspunkten folgt hierbei den Anforderungen, die aus dem Netzstatus des Übertragungsnetzes resultieren.

- **Netzkoppelpunkt (NKP)**

Der Netzkoppelpunkt dient einer seeseitigen Längskopplung paralleler Netzanbindungssysteme zu einem Offshorennetz und zur seeseitigen Querankopplung von Fremdnetzen, sodass ein Netzanbindungssystem an systemfremde Netzverknüpfungspunkte betrieblich geschaltet werden kann.

Die geographische Lage des Netzkoppelpunktes eines Netzanbindungssystems ist vom technischen Konzept abhängig. Dieser elektrische Netzknoten kann sowohl auf einer separaten Konverter- oder Sammelplattform als auch auf der Umspannplattform des OWP positioniert sein.

Die Funktionalität des Netzkoppelpunktes unterstützt die Behandlung von geplanten oder ungeplanten Betriebsereignissen des Netzanbindungssystems und des Übertragungsnetzes für die Sicherung der Übertragungskapazitätsbereitstellung des Offshorennetzes. Die Betriebsführung des Netzkoppelpunktes obliegt hierbei der Verantwortung des Übertragungsnetzbetreibers.

**Eigenbedarfsversorgung**

Für den Betrieb des Netzanbindungssystems und des/der OWP ist eine Eigenbedarfsversorgung (EB) der Betriebsanlagen und der Nebenanlagen notwendig. Die Ausführung der Eigenbedarfsversorgungssysteme ist so zu planen, dass im Fall eines geplanten oder ungeplanten Versorgungsausfalls über das Netzanbindungssystem dieser Ausfall gemäß den Anforderungen des Übertragungsnetzbetreibers vom Eigenbedarfsversorgungssystem zeitlich überbrückt wird.

**Betriebskommunikation und Stationsbetriebsführung**

Eine wichtige Voraussetzung für den Betrieb des Netzanbindungssystems bzw. des Offshorennetzes ist die stete Verfügbarkeit der Kommunikationsverbindungen für das Betriebsführungspersonal als auch für die Systemautomatiken. Hierzu zählen die Kommunikationsverbindungen zwischen den Betriebsleitstellen des Offshorennetzes, des OWP und des Übertragungsnetzes. Ergeben sich aus dem Betriebszustand des Übertragungsnetzes Betriebsanforderungen für die OWP, wie z. B. eine notwendige Reduktion oder Anhebung der zulässigen Einspeiseleistung, so werden die hierfür notwendigen Informationen über die Betriebsführung des Netzanbindungssystems an die Betriebsführung des OWP übergeben. Eine direkte Kommunikation zwischen der Betriebsführung des OWP und der des Übertragungsnetzes ist hierbei nicht erforderlich und wird daher nicht eingerichtet.

Pro Netzanschlusspunkt wird eine Schnittstelle für die systemautomatische Kommunikation des OWP bereitgestellt und ist in dessen Stationsbetriebsführung zu integrieren. Die an einen Netzanschlusspunkt adressierte Betriebskommunikation ist hierbei ausschließlich für den Betrieb dieses speziellen Netzanschlusspunktes gültig. An der Betriebskommunikationsschnittstelle werden auch alle notwendigen Informationen über den Betriebszustand des OWP an die Betriebsführung des Netzanbindungssystems übergeben.

**Messstellen und Messstellenbetrieb**

Gemäß den gesetzlichen Rahmenbedingungen für Messeinrichtungen sind für die Netzanbindungssysteme Messstellen an den Netzanschlusspunkten und am Netzverknüpfungspunkt aufzubauen und zu betreiben.

**Telekommunikationstechnischer Anschluss**

Der telekommunikationstechnische Anschluss des Offshorennetzes wird mit den Nebenanlagen des Netzanbindungssystems realisiert. Die für das Netzanbindungssystem notwendige Telekommunikation wird hauptsächlich mit Übertragungstrecken realisiert, welche im Verbund mit den Energieleitungen des Netzanbindungssystems installiert werden (z. B. durch integrierte oder separate Lichtwellenleiter).

Ein telekommunikationstechnischer Anschluss der OWP an ihren Netzanschlusspunkten über die Funktionalität des Netzanbindungssystems ist kein Bestandteil der Netzdienstleistungen des Netzanbindungssystems. Unter Einhaltung der Anforderungen und Auflagen nach dem Telekommunikationsgesetz können verfügbare Telekommunikationsübertragungstrecken des Netzanbindungssystems von dem OWP-Betreiber angemietet werden.

Die für den telekommunikationstechnischen Anschluss des OWP mit dem Netzanbindungssystem bereitgestellten Übertragungsstrecken verbinden die Strecke zwischen den Netzanschlusspunkten und einer Telekommunikationsstation an Land (TKS). Diese liegt im Bereich der Netzdienstleistungen von öffentlichen Telekommunikationsdiensteanbietern.

Die notwendige technische Integration der angemieteten Telekommunikationsübertragungsstrecke in das Telekommunikationssystem des OWP obliegt sowohl in der Planungsphase als auch im späteren Betrieb der Verantwortung des OWP-Betreiber.

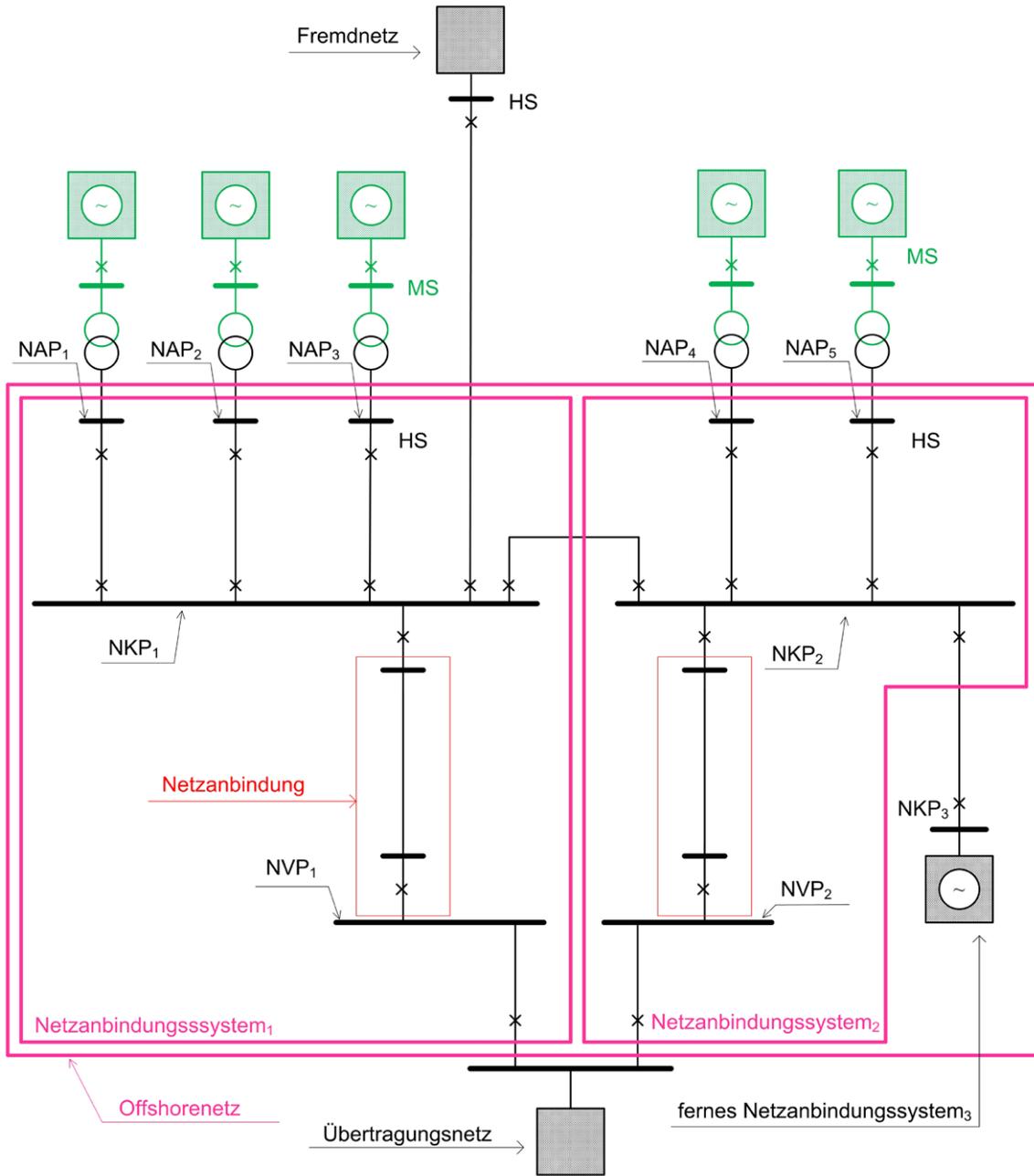
#### **Schematischer Netzgraph des Netzanbindungssystems**

Unabhängig von der technischen Realisierung des Netzanbindungssystems gilt die in der Abbildung 6 dargestellte Netztopologie für die beiden im Folgenden behandelten standardisierten Netzanschlusskonzepte als allgemeiner netzplanerischer Planungsgrundsatz:

- Die Systemfunktion der Netzanbindung ist die einer Leitung zur Übertragung elektrischer Energie zwischen dem Netzkoppelpunkt und dem Netzverknüpfungspunkt.
- Am Beispiel zweier paralleler Netzanbindungssysteme ist das Prinzip des modularen Ausbaus des Offshorenetzes dargestellt. Die Netzanbindungssysteme können hierbei unabhängig voneinander realisiert werden.
- Dem Netzanbindungssystem ist der Netzanschluss bestimmter OWP zugeordnet. Die Summe der an den zugeordneten Netzanschlusspunkten eingespeisten elektrischen Energie wird zum Netzkoppelpunkt transportiert.
- Ein betrieblicher Verbund einzelner Netzanbindungssysteme zu einem Offshorenetz wird über die Funktion der Netzkoppelpunkte realisiert. Benachbarte oder ferne Netzanbindungssysteme und fremde Netze können an den Netzkoppelpunkten zusammengeschaltet werden.

5 PLANUNGSGRUNDSÄTZE UND NETZANSCHLUSSKONZEPTE FÜR DAS OFFSHORENETZ

ABBILDUNG 6: PLANUNGSBASIS FÜR DIE TOPOLOGIE DER NETZANBINDUNGSSYSTEME UND DAS OFFSHORENETZ



Symbollegende:	Farb-Code:
Netz	Mittelspannungsebene
Kraftwerknetz	Höchstspannungsebene
Netzknotenpunkt	<b>Abkürzungen:</b>
Leitung	HS: Hochspannungsebene
Transformator	MS: Mittelspannungsebene
Schalter	NAP: Netzanschlusspunkt
	NKP: Netzkoppelpunkt
	NVP: Netzverknüpfungspunkt

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Bei der Anwendung des vorgestellten allgemeinen Planungsgrundsatzes für die Zielnetz-Planungen eines bestimmten Netzanbindungssystems bzw. Offshorenetzes wird dieser um weitere Charakteristika ergänzt. Für die Netzanbindung von OWP in der deutschen Nord- und Ostsee resultieren diese aus der Auswertung der folgenden spezifischen Randbedingungen:

- Anzahl der definierten OWP-Cluster und ihren Entfernungen untereinander,
- geplante Anzahl von OWP und installierte Erzeugungsleistung pro OWP-Cluster,
- Distanz für den Energietransport vom OWP-Cluster zum Übertragungsnetz.

#### **Nordsee**

Die spezifische Topologie des DC-Netzanbindungssystems für den Auf- und Ausbau des Offshorenetzes in der Nordsee ist in der Abbildung 7 dargestellt. Charakteristisch für diesen spezifizierten Planungsgrundsatz sind:

- An einen leistungsstarken Netzkoppelpunkt sind mehrere OWP angeschlossen. Deren Netzanschlusspunkte sind jeweils auf einer eigenen Seeplattform, die als Umspannplattform bezeichnet wird, positioniert.
- Der Netzkoppelpunkt des Netzanbindungssystems befindet sich seinerseits auch auf einer separaten Seeplattform, die als Konverterplattform bezeichnet wird.
- Die spezifische Anforderung an die Netzanbindung, die aus der Kombination der Übertragungsleistung und -distanz resultiert, wird mit einer Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) realisiert.
- Ein Ausbau der Netzanschlusskapazität des OWP-Clusters erfolgt mit einem parallelen Netzanbindungssystem.

#### **Ostsee**

Für den Auf- und Ausbau des Offshorenetzes in der Ostsee ist in der Abbildung 8 die Planungsbasis der Topologie für das standardisierte AC-Netzanbindungssystem dargestellt. Unabhängig von der installierten Erzeugungsleistung des angeschlossenen OWP sind die folgenden Merkmale der Netztopologie charakteristisch:

- Der leistungsstarke Netzkoppelpunkt liegt entweder auf der Umspannplattform eines OWP oder auf einer Sammelplattform des Übertragungsnetzbetreibers.
- Die Netzanbindung wird mit Höchstspannungsdrehstromübertragung realisiert.

Angepasst an die installierte Erzeugungsleistung des OWP kann die Netzanbindung aus parallelen Höchstspannungsdrehstromübertragungssystemen bestehen.

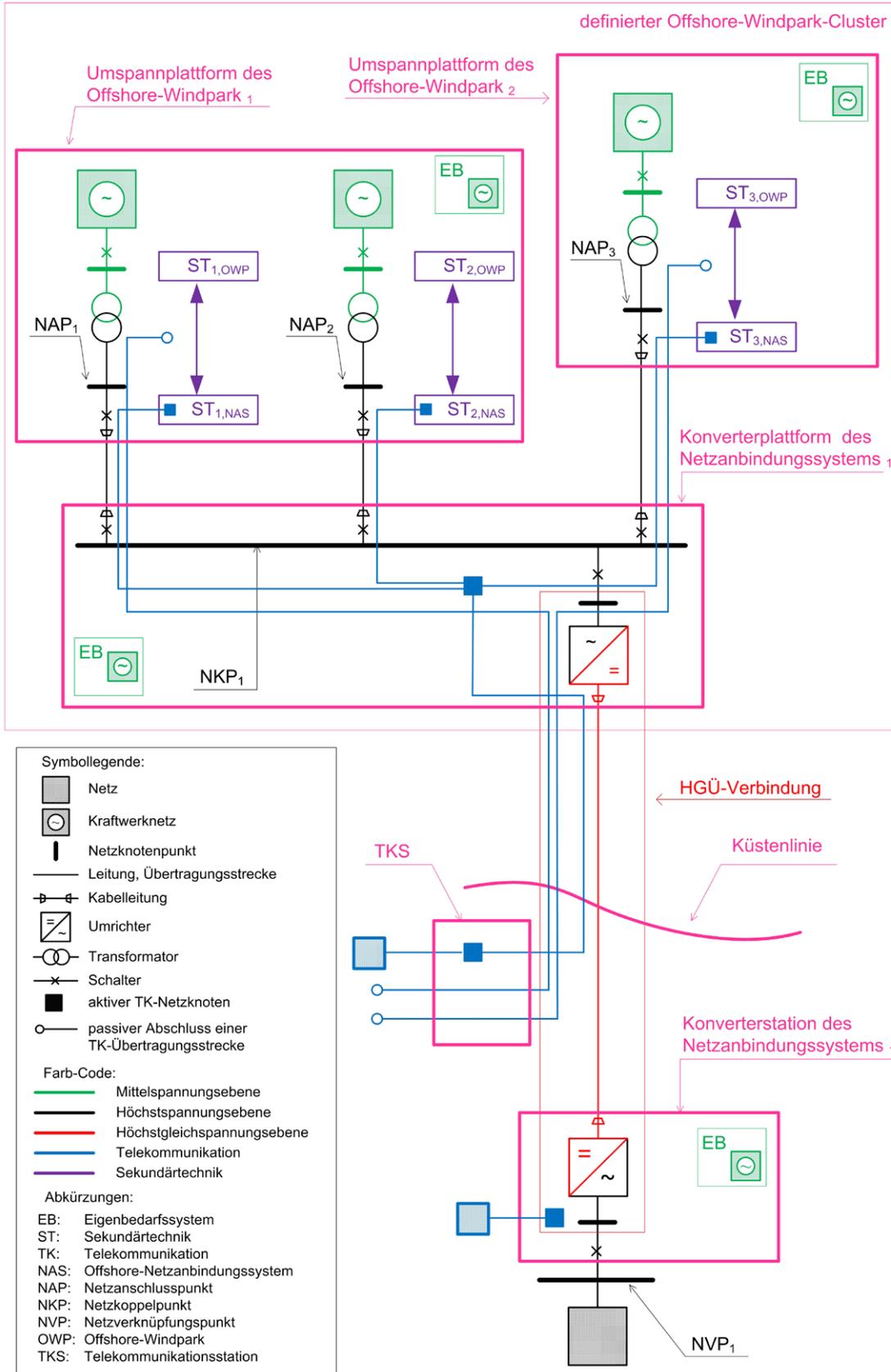
Die Darstellung beider Planungsgrundsätze ist zusätzlich um die Positionierung der Eigenbedarfssysteme, die stationsleittechnische Schnittstelle am Netzanschlusspunkt und den telekommunikationstechnischen Anschluss erweitert. Während die Systeme der Stationsleittechnik und der Eigenbedarfsversorgung auf die jeweilige Installationsorte an den Knoten des elektrischen Netzes eingeschränkt sind, ist das telekommunikationstechnische Anschlussystem auf das gesamte Netzanbindungssystem ausgedehnt.

Die Topologie der Telekommunikationsübertragungsstrecken ist an die Leitungstopologie des Netzanbindungssystems gebunden. Analog zu den elektrischen Netzknoten des Netzanbindungssystems sind diese an aktiven Knoten des Telekommunikationssystems angeschaltet.

Die passive Telekommunikationsübertragungsstrecke zwischen den Netzanschlusspunkten des OWP und der Telekommunikationsstation ist ebenfalls dargestellt. Diese Telekommunikationsübertragungsstrecke kann für den Aufbau eines telekommunikationstechnischen Anschlusses des OWP eingesetzt werden.

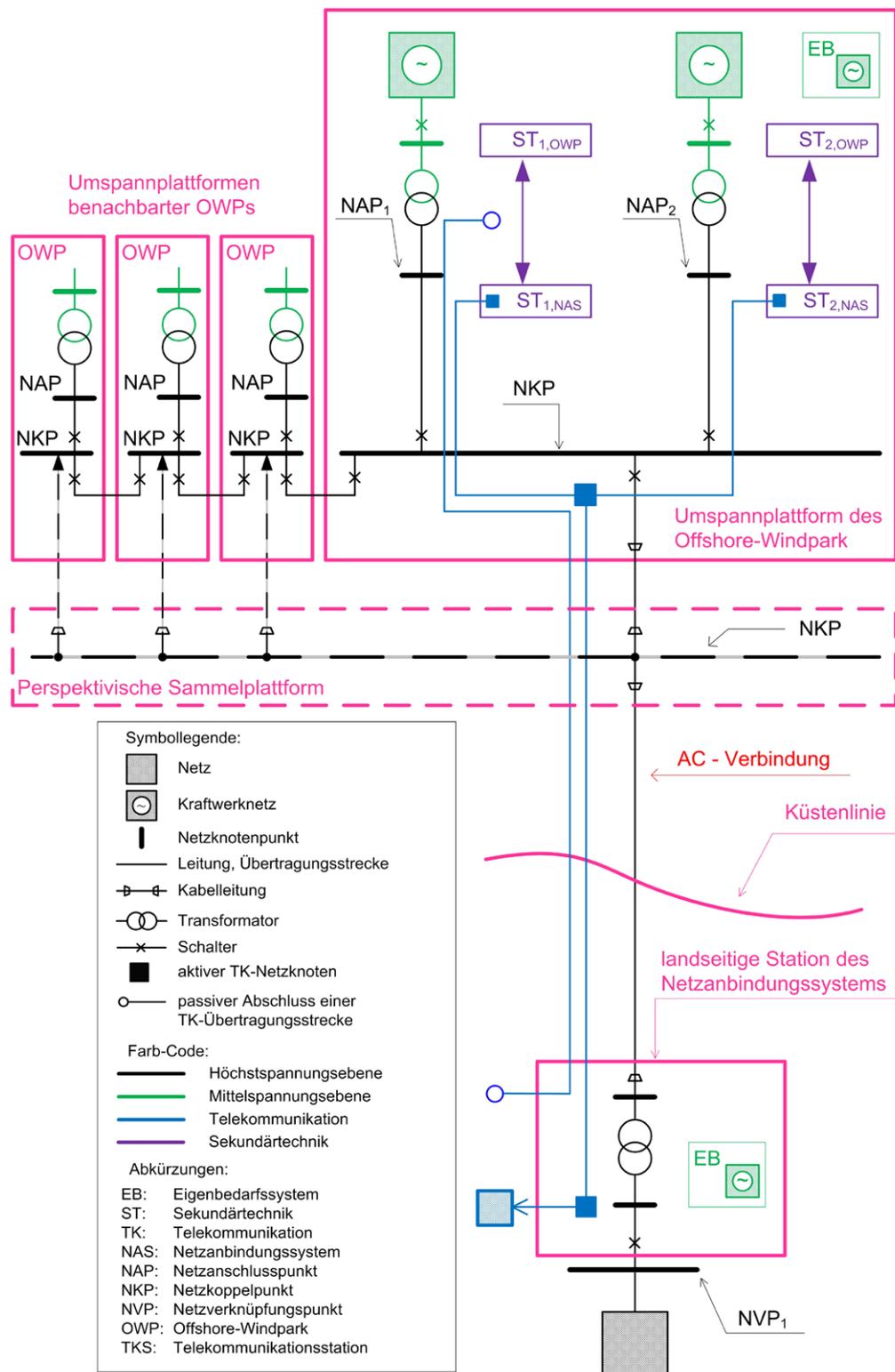
5 PLANUNGSGRUNDSÄTZE UND NETZANSCHLUSSKONZEPTE FÜR DAS OFFSHORENETZ

ABBILDUNG 7: NETZGRAPH DES NETZANBINDUNGSSYSTEMS FÜR DEN AUF- UND AUSBAU DES OFFSHORENETZES IN DER NORDSEE



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

ABBILDUNG 8: NETZGRAPH DES NETZANBINDUNGSSYSTEMS FÜR DEN AUF- UND AUSBAU DES OFFSHORENETZES IN DER OSTSEE



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

## 5.2 AUFGABEN UND ANFORDERUNGEN AN DIE NETZANBINDUNGSSYSTEME UND DAS OFFSHORENETZ

In Abgrenzung zu den Aufgaben, die an das Übertragungsnetz als Netz der öffentlichen Energieversorgung gestellt sind, gibt die vorangestellte Ausrichtung der Zielnetz-Planungen die Hauptaufgabe der Netzanbindungssysteme wieder. Das Netzanbindungssystem und das aus den betrieblichen Schaltungen resultierende Offshorennetz stellen mit ihrem vollen Aufgabenumfang keine Systeme der öffentlichen Energieversorgung, sondern ein System von einzelnen Kraftwerkanbindungsleitungen dar.

### Aufgaben am Netzananschlusspunkt

Der gesetzliche Auftrag, den die Netzanbindungssysteme, und hieraus folgend auch das Offshorennetz, erfüllen sollen, ist es, die am Netzananschlusspunkt eingespeiste elektrische Energie, die gemäß den Anforderungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) erzeugt wird, zu transportieren und in das Übertragungsnetz am Netzverknüpfungspunkt einzuspeisen.

In Analogie zum Übertragungsnetz können Netzanbindungssysteme ebenfalls, wenn auch eingeschränkt, die allgemeine Aufgabe der Energieversorgung erfüllen. Eine Leistungsauspeisung an den Netzanchlusspunkten ist bis zur maximalen Übertragungsleistung des Netzanbindungssystems in bestimmten Fällen möglich. Dieses Maximum wird jedoch ggf. vom Zustand des Übertragungsnetzes oder dem Schaltzustand und dem Leistungsfluss des Offshorennetzes limitiert.

### Aufgaben am Netzverknüpfungspunkt

Die Aufgaben des Netzanbindungssystems am Netzverknüpfungspunkt gelten für den Verbund aus dem Netzanbindungssystem bzw. des Offshorennetzes mit den angeschlossenen OWP und ggf. generatorisch aktiven Fremdnetzen. Das Netzanbindungssystem selbst verhält sich in Bezug auf die Leistungseinspeisung bzw. den Leistungsbezug am Netzverknüpfungspunkt passiv. Alle leistungsaktiven Aufgaben, wie z. B. die Bereitstellung einer positiven (eingespeiste) oder einer negativen (ausgespeiste) Leistungsreserve können daher nur durch den Verbund aus Netzanbindungssystem und OWP bereitgestellt werden. Hierbei ist jedoch zu beachten, dass die Bereitstellung negativer oder positiver Leistungsreserve sowie die Funktionalität der konventionellen Kraftwerke einer Grundlastsicherung keine Aufgaben des Verbundes aus Netzanbindungssystemen und OWP sind. Der Netzwiederaufbau aus dem „Schwarzfall“ des Übertragungsnetzes, das heißt im Fall nach seiner störungsbedingten Abschaltung, ist derzeit ebenfalls keine Aufgabe des Verbundes aus Netzanbindungssystemen und OWP.

Während die Grundlastsicherung, bedingt durch die charakteristische Verfügbarkeit des Primärenergieträgers Wind, technisch nicht ohne weitere Systeme wie z. B. Energiespeicher realisiert werden kann, stellen Reserveleistungsbereitstellung und Netzwiederaufbau mögliche künftige Aufgaben dar. Insbesondere durch die Wandlung des Kraftwerksparks am Übertragungsnetz von konventioneller Erzeugung hin zu regenerativen Quellen wird die Netzwiederaufbauaufgabe des Übertragungsnetzes über das Offshorennetz an Bedeutung gewinnen.

### Aufgaben am Netzkoppelpunkt

Die Einführung des Netzkoppelpunktes in der Topologie des Netzanbindungssystems folgt zwei wesentlichen Aufgaben, die an diesen elektrischen Knoten gestellt werden:

- Längskopplung paralleler Netzanbindungssysteme oder Fremdnetze, die zum Ausbau eines Offshorennetzes notwendig sind, an den Netzanchlusskoppelpunkt sowie
- mögliche Entkopplung des elektrischen Netzes, das zwischen den Netzanchlusspunkten und dem zugeordneten Netzkoppelpunkt entsteht, von der Netzanbindung zwischen dem Netzkoppelpunkt und dem Netzverknüpfungspunkt.

Beide Aufgaben sind für die Erfüllung von Anforderungen, die an das Netzanbindungssystem und deren Verbund zum Offshorennetz gestellt sind, notwendig.

**Anforderung an die Übertragungskapazität und Redundanz**

Die Hauptanforderung eines effizienten und bedarfsgerechten Netzanschlusses von OWP an das Übertragungsnetz beeinflusst wesentlich die Eigenschaften der Netzanbindungssysteme und ihre auslegungstechnische Dimensionierung:

- Die Anzahl der Netzanschlusspunkte und die jeweils an diesen installierte Erzeugungsleistung des OWP werden zum Zeitpunkt der Netzanschlusskapazitätsvergabe durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) definiert. Die maximale Anschlussleistung am Netzanschlusspunkt wird für diese zugeordnete installierte Erzeugungsleistung dimensioniert.
- Die Übertragungskapazität des Netzanbindungssystems wird für den regulären und ungestörten Betrieb gleich der Summe der Anschlusskapazität der zugeordneten Netzanschlusspunkte dimensioniert (Das Netzanbindungssystem ist nur bedingt redundant (n-0-sicher) ausgeführt.)

**Anforderung an die Verfügbarkeit der Übertragungskapazität**

Störungen des Netzanbindungssystems, dessen Ursachen in geplanten oder ungeplanten Betriebsereignissen liegen, können zur Limitierung der maximalen Anschlussleistung an einem Netzanschlusspunkt führen. Im Unterschied zur absoluten Verfügbarkeit ist dieser Zustand durch eine eingeschränkte Verfügbarkeit charakterisiert. Die eingeschränkte Verfügbarkeit ihrerseits führt nur dann zu einer Betriebseinschränkung des OWP, wenn seine technisch betriebsbereite und aus dem zum Zeitpunkt vorliegenden Windangebot resultierende generatorische Erzeugungsleistung größer ist als die limitierte Übertragungskapazität des Offshorenetzes am Netzanschlusspunkt. Die betroffenen OWP verbleiben damit im Betrieb, müssen jedoch ihre Einspeiseleistung zeitlich begrenzt reduzieren. Die Auswirkungen der eingeschränkten Verfügbarkeit können damit nur fallspezifisch bewertet werden.

Die Anforderungen der absoluten und eingeschränkten Verfügbarkeit an die Anschlussleistung des Netzanschlusspunktes gelten nicht für temporäre Anschlussmaßnahmen, die von den Betreibern des betroffenen OWP und des Offshorenetzes vereinbart wurden. In diesen Fällen gilt ein Vorrang in Bezug auf die absolute und eingeschränkte Verfügbarkeit der Übertragungskapazität des am Netzanbindungssystem regulär angeschlossenen OWP.

In Abgrenzung zu der eingeschränkten und absoluten Verfügbarkeit bzw. Nichtverfügbarkeit steht ein aus den Anforderungen des Übertragungsnetzes an das Offshorenetz resultierender geplanter oder ungeplanter, anteiliger oder vollständiger Ausfall oder Limitierung der Einspeisekapazität am Netzverknüpfungspunkt. Ihrerseits resultiert diese Anforderung aus der Betriebsaufgabe des Übertragungsnetzes, den Netzbetrieb so zu gestalten, dass die Systemsicherheit des Netzes der öffentlichen Energieversorgung erhalten bleibt. Die maximal zulässige Übertragungskapazität des Netzanbindungssystems reduziert sich proportional im Verhältnis zur maximal verfügbaren Einspeisekapazität aller Netzanbindungssysteme am Netzverknüpfungspunkt.

Die Ursache für Transportengpässe und Störungen im Übertragungsnetz kann hierbei auch in Teilen des Übertragungsnetzes liegen, deren Betriebsführung der Verantwortung dritter Betreiber des Übertragungsnetzes obliegt. Diese wiederum können zum Ausfall oder zu einer Limitierung der Einspeisekapazität am Netzverknüpfungspunkt führen. Einen Sonderfall des Ausfalls der kompletten Einspeisekapazität stellt der „Schwarzfall“ des Übertragungsnetzes dar, da hier ggf. auch die Einspeisekapazität des gesamten Offshorenetzes ausfallen kann.

**Anforderungen an die Ausbau- und Betriebsdauer des Offshorenetzes**

Die Anforderungen an die zeitgerechte Bereitstellung sowohl des Netzanschlusspunktes als auch der Anschlusskapazität für die Erzeugungsleistung sind Gegenstand gesetzlicher Regelungen und der Bedingungen für den zeitlich orientierten Ausbau der Netzanschlüsse für OWP. Ausbau und insbesondere zeitliche Orientierung der einem Netzanbindungssystem zugeordneten installierten Erzeugungsleistung obliegen nicht der Planungsverantwortung des Übertragungsnetzbetreibers. Für die Zielnetz-Planung des Offshorenetzes steht daher der Zubau der Kraftwerksleistung nur abgeschätzt zur Verfügung.

## 5 PLANUNGSGRUNDSÄTZE UND NETZANSCHLUSSKONZEPTE FÜR DAS OFFSHORENETZ

Dem Industriestandard folgend wird für die Dimensionierung der Netzanbindungssysteme bzw. ihre systemtechnische Auslegung eine technische Betriebsdauer von 30 Jahren zugrunde gelegt. Dieser Auslegungsparameter der Netzanbindungssysteme stellt die Anforderung an einen koordinierten Ausbau des Offshorenetzes mit dem Ausbau des seeseitigen Kraftwerksparks.

### **Anforderungen der Raumordnung an die seeseitigen Installationen**

Der seeseitige Raum, in dem sowohl das Offshorenetz als auch die OWP errichtet werden, wird auch von Dritten, wie z. B. Gastransportnetzbetreibern, Telekommunikationsnetzbetreibern, der Schifffahrt, Fischerei, Marine und weiteren, genutzt. Aus dieser Mehrfachnutzung resultieren Anforderungen an eine effiziente Nutzung und Zielraumordnungsplanung des Offshorenetzes, die gegenständlich im Rahmen des Bundesfachplans Offshore des Bundesamts für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) behandelt werden. Unter Berücksichtigung der spezifischen Charakteristika der Installationsorte in der Nord- und Ostsee ergeben sich besondere Anforderungen dieser Raumordnungsplanung an die Offshorenetze, die bei der Auslegung des Offshorenetzes zu berücksichtigen sind. Exemplarisch sind nachfolgend einige davon genannt:

- Anbindung von räumlich zu Clustern zusammengefassten OWP mittels leistungsstarker Netzanbindungen,
- grundsätzliche Verbundfähigkeit von einzelnen Netzanbindungssystemen zu einem Offshorenetz,
- modulare Ausbaufähigkeit des Offshorenetzes mit vorgegebener räumlicher Lage der Kabeltrassen und Positionierung des Netzkoppelpunktes,
- maximale Länge von 20 km für jede Kabelleitungstrasse zwischen dem Netzanschlusspunkt und dem Netzkoppelpunkt,
- die Minimierung der Eingriffe in Natur und Umwelt,
- Einhaltung der maximal zulässigen Emissionen wie z. B. Emission thermischer Energie in den Seeboden,
- Gewährleistung des Küstenschutzes bei der Querung von Deichen und Schutzdünen.

### **5.3 NETZEIGENSCHAFTEN UND NETZDIENSTLEISTUNGEN DES OFFSHORENETZES**

In Abgrenzung zu den konventionellen Netzen der Elektroenergieversorgung sind die Offshorenetze durch einen überdurchschnittlich hohen Anteil an leitungselektronischen Betriebsmitteln, eine hohe Anzahl an Generatoren mit kleinen rotierenden Einzelmassen und eine kleine Leistungsstellreserve charakterisiert. Diese Charakteristik resultiert im Wesentlichen aus dem folgenden Sachverhalt:

- Bei der üblichen Auslegung der Windenergieanlagen (Erzeugungseinheiten der OWP) sind die Generatoren über einen aktiv geregelten leistungselektronischen Umrichter an das elektrische Netz (hier das interne Kraftwerknetz des OWP) synchron angeschlossen. Die rotierenden Einzelmassen so angekoppelter Generatoren sind in ihrer Wirkung eines Energiespeichers für das elektrische Netz mit diesem nicht synchronisiert.
- Geographisch bedingt, durch die Lage der Netzverknüpfungspunkte an Netzausläufern des Übertragungsnetzes, ist die wirksame elektrische Entfernung (Impedanz) zu den Verbrauchern und dritten Leistungseinspeisungen groß. Hieraus resultiert eine kleine Netzkurzschlussleistung an den Netzverknüpfungspunkten.

Aufgrund der genannten Unterschiede können die Regeln und Betriebserfahrungen, die für das Übertragungsnetz ihre Gültigkeit haben, zumindest nicht komplett auf das Offshorenetz übertragen werden.

Abhängig vom technischen Konzept kann die Netzanbindung zwischen dem Netzkoppelpunkt und dem Netzverknüpfungspunkt unterschiedliche Netzeigenschaften aufweisen. Nachstehend werden die Netzeigenschaften und Netzdienstleistungen in Bezug auf die Netzanschlusspunkte des Offshorenetzes beschrieben. Netzeigenschaften und Netzdienstleistungen am Netzverknüpfungspunkt und am Netzkoppelpunkt werden nur in Bezug auf ihre Auswirkungen auf den Netzanschlusspunkt betrachtet.

**Die Spezifikation der nachfolgenden Netzeigenschaften und Netzdienstleistungen ist Gegenstand der Netzanschlussregeln und Netzanschlussbedingungen des Übertragungsnetzbetreibers. Diese gelten jeweils in der aktuellen Fassung als Basis für die Ausbauplanung des Offshorenetzes und für die technische Auslegung der OWP.**

#### **Betriebsspannung und Betriebsfrequenz am Netzanschlusspunkt**

Das elektrische Netz am Netzanschlusspunkt ist ein wirksam geerdetes, dreiphasiges Drehstromnetz der Höchstspannungsebene (Höchstspannungsdrehstromnetz). Die Führungsgrößen des Netzes sind der Spannungsbetrag und seine Frequenz.

Für den regulären, ungestörten Dauerbetrieb ist die Betriebsspannung des Offshorenetzes am Netzanschlusspunkt in einem Betriebsspannungsband definiert. Die Festlegung der oberen Grenze des Betriebsspannungsbandes entspricht der normativ festgelegten Spannungsebenenreihe (für das Offshorenetz standardisiert mit 170 kV und 245 kV) Analog der Betriebsspannung ist auch die Betriebsfrequenz (abgeleitet aus der des Übertragungsnetzes von 50 Hertz) in einem Frequenzband definiert.

Infolge von betrieblichen Sonderzuständen des Offshorenetzes kann es zu Überschreitung oder Unterschreitung des Spannungsbetrags und/oder der Frequenz am Netzanschlusspunkt aus den definierten Betriebsbändern kommen. Die Zulässigkeit von Kombinationen aus Über- und Unterspannungen mit Über- und Unterfrequenzen ist in Bezug auf die maximale zeitliche Dauer definiert.

#### **Erdung des Offshorenetzes am Netzanschlusspunkt**

Das Offshorenetz am Netzanschlusspunkt wird mit dauerhaft niederohmig geerdetem Sternpunkt (starre Erdung) betrieben. Die Sternpunktterdung wird auf der Seite des Offshorenetzes am Leistungstransformator sowie an anderen sternpunktbildenden Betriebsmitteln der Höchstspannungsanlagen des OWP ausgeführt.

#### **Wirkleistungsaustausch am Netzanschlusspunkt**

Für jeden Netzanschlusspunkt wird eine maximal zulässige Anschlussleistung festgelegt. Diese entspricht definitionsgemäß der maximal zulässigen Erzeugungsleistung des OWP an diesem Netzanschlusspunkt. Die Wirkleistungsabgabe der OWP muss, in Abhängigkeit von der Windantriebsleistung, stetig über den gesamten Bereich zwischen der technischen Mindesterzeugungsleistung und der maximalen Dauererzeugungsleistung möglich sein. Im Falle einer Reduktion der maximalen Erzeugungsleistung muss der OWP dauerhaft mit dieser reduzierten Wirkleistungsabgabe betrieben werden können.

Die betriebliche Reduktion der Wirkleistungseinspeisung erfolgt über eine Frequenzanregung. Schutzfunktionen, die auf die Reduktion der Wirkleistungseinspeisung wirken, werden über separate Signale realisiert. Definiert ist die Korrelation der Frequenzanhebung zu der geforderten Limitierung der Wirkleistungseinspeisung (Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz) am Netzanschlusspunkt. Insbesondere für den Fall der Entkopplung des Offshorenetzes am Netzanschlusspunkt vom Übertragungsnetz am Netzverknüpfungspunkt sind zusätzliche systemautomatische Signale für die Reduktion der Wirkleistungseinspeisung festgelegt. Für beide Signalarten sind neben den Beträgen auch geforderte Geschwindigkeiten der Wirkleistungsreduktion definiert.

Die Begrenzung der kumulativen Auswirkung von gleichzeitigen oder zeitnahen Erzeugungsausfällen mehrerer OWP ist für den Erhalt der Systemsicherheit des Übertragungsnetzes notwendig. Die Notwendigkeit dieser Begrenzung resultiert insbesondere aus der Kumulation der OWP-Netzanschlüsse an wenigen Netzverknüpfungspunkten des Übertragungsnetzes. Als Eigenschaft und Dienstleistung des Offshorenetzes folgen hieraus Anforderungen an die Erzeugung und den Transport der elektrischen Energie:

- Die Erzeugungsanlagen des OWP sind im internen Kraftwerksnetz (üblicherweise an den Mittelspannungssammelschienen) der Umspannstation des OWP zu Erzeugungsblöcken in der Größenordnung von maximal 100 MW bis 125 MW zusammenzuschalten.
- Im regulären Netzbetrieb sind die Erzeugungsblöcke des OWP im Mittelspannungsnetz entkoppelt.

- Durch Schaltungsmaßnahmen im Mittelspannungskraftwerksnetz des OWP muss es möglich sein, die Erzeugungsböcke an jeden der Netzanschlusspunkte des OWP zu schalten.
- Jeweils zwei Erzeugungsböcke des OWP werden an einen Netzanschlusspunkt des Offshorenetzes angeschaltet.

#### **Blindleistungsaustausch und Spannungshaltung am Netzanschlusspunkt**

Für den Betrieb des Drehstromhöchstspannungsnetzes am Netzanschlusspunkt ist die Einspeisung von Blindleistung durch alle angeschlossenen Erzeugungsanlagen technisch notwendig. Dazu wird der Leistungsfaktor in Abhängigkeit von der Betriebsspannung am Netzanschlusspunkt durch den Übertragungsnetzbetreiber vorgegeben. Hiermit wird ein Arbeitsbereich definiert, der als Mindestanforderung generatorisch von den Erzeugungseinheiten und netzbetriebstechnisch von den OWP erfüllt werden muss.

Analog zu den Anforderungen an den Wirkleistungsaustausch sind neben den definierten elektrischen Arbeitspunkten auch Geschwindigkeiten zu deren Einstellung definiert. Grundsätzlich werden die folgenden konventionellen Verfahren der Spannungs-Blindleistungs-Regelung am Netzanschlusspunkt eingesetzt:

- Spannungsregelung,
- Leistungsfaktorregelung und
- Blindleistungsregelung.

Neue angestrebte Regelverfahren, die derzeit Gegenstand der Untersuchungen bei den Betreibern des Offshorenetzes sind, werden nachstehend kurz vorgestellt.

#### **Netzurückwirkung und Netzpendelung am Netzanschlusspunkt**

Speziell für das Offshorenetz mit einem überdurchschnittlich hohen Anteil leistungselektronischer Umrichter ist die Limitierung der eingespeisten Oberschwingungen wichtig. Jeder Teilnehmer muss die maximal zulässige Emission der Oberschwingungen gemäß den Auflagen des Übertragungsnetzbetreibers erfüllen. Diese Auflagen, der Planungspegel für den Oberschwingungsanteil der Spannung am Netzanschlusspunkt, folgen den gültigen Industriestandards.

Die Erzeugungsanlagen des OWP selbst und dessen Betriebsweise dürfen durch ihr Regelungsverhalten Polrad- bzw. Netzpendelungen nicht anregen oder verstärken. Das Auftreten solcher Pendelungen darf weder zu einer Auslösung der Schutzeinrichtungen des OWP bzw. der Erzeugungsanlage noch zu einer Absteuerung der Erzeugungsleistung führen.

#### **Netzstützung des Offshorenetzes am Netzanschlusspunkt im Störfall**

Im Störfall des Offshorenetzes gelten zusätzliche Anforderungen an die Erzeugungseinheiten am Netzanschlusspunkt, die der Stützung des Offshorenetzes am Netzanschlusspunkt dienen:

- Die Erzeugungseinheiten des OWP müssen die Netzspannung während eines Spannungseinbruchs mit zusätzlichem Blindstrom stützen.
- Abhängig von der Fehlerart des Offshorenetzes müssen die Erzeugungseinheiten des OWP die Anforderungen an die Einspeisung des Blindstroms erfüllen.
- Zur Spannungsstützung müssen die Erzeugungseinheiten des OWP zulasten der Wirkleistungseinspeisung zusätzliche Blindleistung einspeisen.

Ebenfalls zur Minimierung des Erzeugungsausfalls müssen die folgenden Anforderungen an die Robustheit der Erzeugungseinheiten des OWP für den Störfall erfüllt werden:

- Bis zur konzeptgemäßen Klärung von definierten Störungen dürfen sich die Erzeugungseinheiten vom Offshorenetz am Netzanschlusspunkt nicht trennen.
- Die Erzeugungseinheiten des OWP müssen die spezifizierten dynamischen Eigenschaften für die Wiederaufnahme des Netzbetriebs nach der konzeptgemäßen Klärung der Störung erfüllen.

### **Bereitstellung der Leistungsreserve und Netzwiederaufbau**

Das Offshorenetz kann nur eingeschränkt Reserveleistung bereitstellen. Der Netzwiederaufbau des Offshorenetzes nach dem „Schwarzfall“ erfolgt daher über das Übertragungsnetz. Ein Beitrag des systemtechnischen Verbundes aus dem Offshorenetz und den OWP für die Bereitstellung von Reserveleistung und für die Energieeinspeisung zum Netzwiederaufbau am Netzverknüpfungspunkt des Übertragungsnetzes ist derzeit nicht möglich.

### **Dynamische Leistungsregelung des Offshorenetzes**

Eine Strategie zur dynamischen Leistungsregelung des Offshorenetzes (Netzregelungsverfahren) ist derzeit Gegenstand der Untersuchungen bei den Betreibern der Offshorenetze. Die Begründung der Untersuchung liegt in der angestrebten Erreichung folgender Hauptziele:

- dynamische Regelung des Leistungsaustausches am Netzanschlusspunkt und Netzverknüpfungspunkt über Netzzustandsgrößen, z. B. für Engpassmanagement und Sonderschaltzustände im Offshore- und im Übertragungsnetz,
- Limitierung und dynamische Kompensation von Oberschwingungen sowie Netzpendelungen und subsynchronen Schwingungen,
- Unterstützung des Netzwiederaufbaus am Netzverknüpfungspunkt über Leistungseinspeisung aus dem Offshorenetz.

Eine wesentliche Anforderung an ein neues Netzregelungsverfahren ist seine Einsetzbarkeit im Verbund mit Teilen des elektrischen Netzes, die konventionell geregelt werden (Übertragungsnetz). Einen erfolgversprechenden Ansatz stellt hierbei die Einführung einer neuen Führungsgröße, der absoluten Netzzeit, und einer Anlagencharakteristik für aktiv geregelte leistungselektronische Betriebsmittel dar. Die absolute Netzzeit muss hierbei an jeder aktiven Regelung bereitgestellt werden. Die Anlagencharakteristik beinhaltet eine Zusammenstellung von Anforderungen an die Regelung der Leistungseinspeisung und Spannungsstützung im elektrischen Netz. Sie kann ohne Änderungen der technischen Anlagen oder ihrer Dimensionierung softwaretechnisch in der Regelung der Umrichter umgesetzt werden.

## **5.4 STANDARDKONZEPTE DES NETZANBINDUNGSSYSTEMS**

Den genannten Aufgaben, Anforderungen und Netzeigenschaften des Offshorenetzes folgend, werden nachstehend die modularen Konzepte des Netzanbindungssystems für den Auf- und Ausbau des Offshorenetzes beschrieben. Basierend auf dem gemeinsamen netzplanerischen Prinzip des Netzanbindungssystems werden zwei Standardkonzepte für das Netzanbindungssystem bezüglich ihrer Anwendung für das Offshorenetz in der Nord- und Ostsee unterschieden.

### **5.4.1 Standard-Netzanbindungssystem für das Offshorenetz in der deutschen Nordsee**

In diesem Abschnitt wird das standardisierte Netzanschlusskonzept für den Auf- und Ausbau des Offshorenetzes für den Netzanschluss von OWP in der deutschen Nordsee an das Netz der öffentlichen Energieversorgung (Übertragungsnetz) behandelt.

#### **Standard-DC-Netzanbindungssystem**

Das Konzept des Netzanbindungssystems lässt sich in Bezug auf die Eigenschaften seines elektrischen Netzes mit den folgenden Angaben klassifizieren:

- höchste Betriebsspannung am Netzanschlusspunkt (als Bemessungsgröße des elektrischen Netzes),
- höchste Betriebsspannung der Netzanbindung zwischen dem Netzkoppelpunkt und dem Netzverknüpfungspunkt für den Fall, dass diese von der Betriebsspannung am Netzanschlusspunkt abweicht (Angaben zu Gleichspannung unterscheiden sich hierbei von den Wechselspannungsangaben durch vorangestelltes „+“-Zeichen.),
- summierte Netzanschlusskapazität der zugeordneten Netzanschlusspunkte als maximale Übertragungsleistung des Netzanbindungssystems.

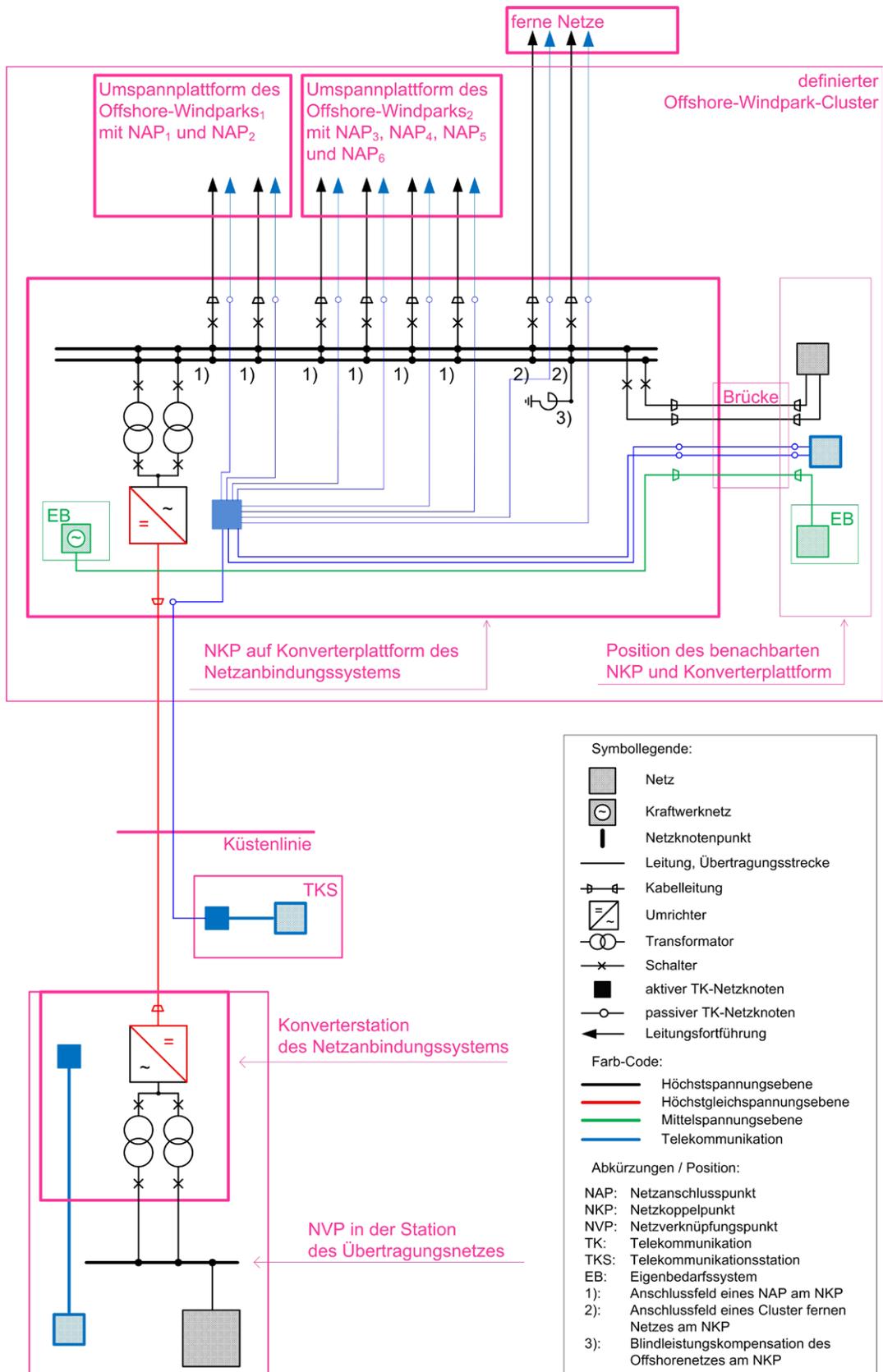
Der Netzgraph des standardisierten Netzanbindungssystems der 170 kV/+320 kV-900 MW-Klasse ist in der Abbildung 9 dargestellt:

- höchste Betriebsspannung am Netzanchlusspunkt: 170 kV,
- höchste Betriebsspannung der leistungsstarken Energieübertragungsstrecke: +320 kV,
- maximale Übertragungsleistung des Netzanbindungssystems: 900 MW.

Die Netzanbindung ist mit einem HGÜ-System realisiert. Dieses besteht aus einer landseitigen und einer see-seitigen Umrichterstation, die über eine HGÜ-Leitung zusammengeschaltet sind. Diese Art des Netzan schlusses entkoppelt den Höchstspannungsdrehstrom-Teil des Offshorenetzes vom Übertragungsnetz.

5 PLANUNGSGRUNDSÄTZE UND NETZANSCHLUSSKONZEPTE FÜR DAS OFFSHORENETZ

ABBILDUNG 9: NETZGRAPH DES NETZANBINDUNGSSYSTEMS DER 170 KV/+320 KV-900 MW-KLASSE



## 5 PLANUNGSGRUNDSÄTZE UND NETZANSCHLUSSKONZEPTE FÜR DAS OFFSHORENETZ

Weitere charakteristische Merkmale des elektrischen Netzes, die nicht aus der Nomenklatur der Systembezeichnung abgeleitet werden können, sind:

- Nennbetriebsspannung am Netzanschlusspunkt: 155 kV,
- maximale Anzahl zugeordneter Netzanschlussknoten: 6,
- maximale Anschlusskapazität pro Netzanschlussknoten: 200 MW,
- maximale Leistungsübertragungsdistanz zwischen dem Netzanschlusspunkt und dem Netzkoppelpunkt: 20 km.

Die Funktionalität des Netzkoppelpunktes, die Ausbaumodule zu einem Offshorenetz zusammenzuschalten, wird derzeit mit einer Sammelschiene des Höchstspannungsdrehstromnetzes realisiert. Zusätzlich zu den sechs OWP-Anschlussfeldern und dem Anschluss des HGÜ-Systems, stehen an dieser Sammelschiene weitere Anschlussmöglichkeiten bereit:

- zwei Anschlussfelder für die Längsankopplung eines direkt benachbarten Netzanbindungssystems bzw. dessen Drehstromsammelschiene (die Kabelleitungen werden hierbei über eine mechanische Brücke zwischen den benachbarten Plattformen verlegt),
- zwei Anschlussfelder für die Querankopplung von entfernten Netzanbindungssystemen oder Fremdnetzen.

Ferner sind an diese Sammelschiene notwendige Anlagen zur aktiven und passiven Blindleistungskompensation des Höchstspannungsdrehstromnetzes angeschaltet.

### **Landseitige Schnittstellen des Netzanbindungssystems**

Die landseitigen Schnittstellen des Netzanbindungssystems sind in Abbildung 9 dargestellt:

- Anschluss an das Übertragungsnetz am Netzverknüpfungspunkt,
- Auskopplung von Telekommunikationsstrecken an der Telekommunikationsstation,
- Schnittstelle zur Stationsführung am Netzverknüpfungspunkt und zur Betriebsführung des Übertragungsnetzes.

Die planerische Entwicklung und die betriebliche Koordination der landseitigen Schnittstellen des Netzanbindungssystems obliegen der Verantwortung des Übertragungsnetzbetreibers. Eine Ausnahme bildet hier die Auskopplung der Telekommunikationsstrecken, die über die Betriebsmittel des Netzanbindungssystems realisiert und dem OWP zur Verfügung gestellt werden. Die Integration dieser passiven Anlagen zu einem Telekommunikationssystem obliegt sowohl in der Planungsphase als auch im Betrieb der Verantwortung des OWP-Betreibers.

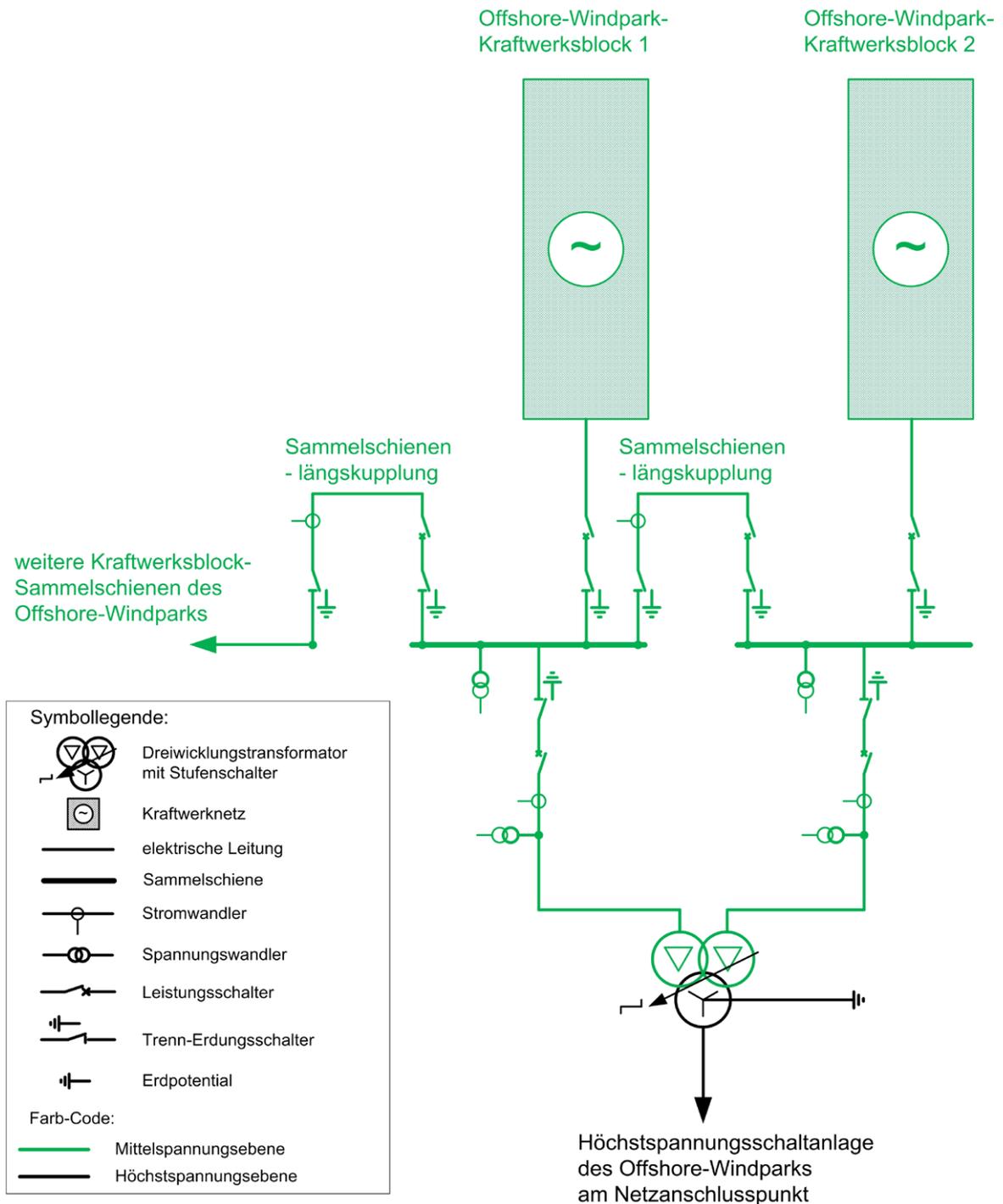
### **Schnittstellen des Netzanbindungssystems am Netzanschlusspunkt**

In Abbildung 10 ist ein Beispiel für den Anschluss der Erzeugungsblöcke eines OWP an dessen Mittelspannungssammelschiene dargestellt. Der reguläre Schaltzustand der Mittelspannungssammelschienenabschnitte ist, wie dargestellt, längsgetrennt. In Abhängigkeit vom Betriebszustand des Offshorenetzes oder des OWP können abweichende Schaltzustände von der Betriebsführung des Offshorenetzes festgelegt werden. Die dargestellte Messinstrumentierung erfasst Spannungen und Ströme im Kraftwerksnetz und liefert damit eindeutige Informationen über dessen Netzzustand.

Zusätzlich zum Schalt- und Betriebszustand ist die Kenntnis der angeschlossenen, betrieblich verfügbaren Erzeugungleistung an jedem Kraftwerkssammelschienenabschnitt für die Betriebsführung des Offshorenetzes zwingend notwendig. Von der Betriebsführung des OWP sind diese Informationen an der Schnittstelle des Stationsleitsystems des Offshorenetzes am Netzanschlusspunkt bereitzustellen.

Die empfohlene Konfiguration der Höchstspannungsschaltanlagen des OWP mit den Schnittstellen zum Offshorenetz am Netzanschlusspunkt ist in Abbildung 11 gegeben. Für die Auslegung der Höchstspannungsschaltanlage gelten hierbei die spezifizierten Eigenschaften des Offshorenetzes an diesem Netzanschlusspunkt.

ABBILDUNG 10: BEISPIELKONFIGURATION DER KRAFTWERKMittelspannungSSAMMELSCHIENE DES OFFSHORE-WINDPARKS MIT EINTEILUNG DER ERZEUGUNGSBLÖCKE



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



### **Eigentums- und Liefergrenzen der Höchstspannungsschaltanlage am Netzanschlusspunkt**

Die Bereitstellung und der Netzbetrieb der Höchstspannungsschaltanlagen am Netzanschlusspunkt inklusive aller notwendigen Nebenanlagen auf der Seeplattform des OWP obliegt der Verantwortung des OWP-Betreibers. Ihre systemtechnischen Eigentums- und Liefergrenzen werden nachstehend genannt:

- **Anschluss des Höchstspannungsdrehstromkabels an die Höchstspannungsschaltanlage:**  
Der Typstest des Höchstspannungsdrehstromkabels gilt in Verbindung mit dem spezifizierten Kabelendverschluss. Die systemtechnische Schnittstelle des Höchstspannungsdrehstromkabels bildet daher der Kabelanschlusssteil und Geräteanschlusssteil des Kabelendverschlusses. Der Geräteanschlusssteil des Kabelendverschlusses obliegt als Eigentums- und Liefergrenze der Verantwortung des OWP-Betreibers.
- **Aufführung und Verlegung des Höchstspannungsdrehstromkabels auf die Umspannplattform des OWP:**  
Analog zum Kabelendverschluss ist die mechanische Befestigung des Höchstspannungsdrehstromkabels (cable-hang-off) an der Steilaufführung auf die Umspannplattform (j-tube) ebenfalls Bestandteil seines Typstests. Das cable-hang-off wird vom Offshorenetzbetreiber geliefert und geht in das Eigentum des OWP-Betreibers über. Die Bereitstellung der spezifizierten Kabelverlegungstrasse inklusive spezifizierter Raumbedarfe auf der Umspannplattform obliegt der Verantwortung des OWP-Betreibers.
- **Sekundärtechnische Betriebsmittel des Offshorenetzes am Netzanschlusspunkt:**  
Bestandteile der sekundärtechnischen Betriebsmittel des Offshorenetzes am Netzanschlusspunkt sind systemtechnische Schnittstellen zum Stationsleitungssystem des OWP. Hierzu zählen z. B. die Vergleichsmessung für die Energieeinspeisung und das Schutzsystem des Höchstspannungsdrehstromkabels und ihr telekommunikationstechnischer Anschluss. Die genannten sekundärtechnischen Betriebsmittel obliegen den Eigentums- und Liefergrenzen des Übertragungsnetzbetreibers.

Die Bereitstellung der spezifizierten Aufstellräume von Verlegungstrassen für die Telekommunikationskabel, des Signalanschlusses an die Messinstrumentierung der Höchstspannungsschaltanlage und die Eigenbedarfsversorgung für die sekundärtechnischen Betriebsmittel des Offshorenetzes obliegen den Eigentums- und Liefergrenzen des OWP-Betreibers.

### **Anforderungen an die Höchstspannungsschaltanlage am Netzanschlusspunkt**

Die Mindestanforderungen mit spezifischen systemtechnischen Eigenschaften und Funktionsumfängen der Höchstspannungsschaltanlage, die am Netzanschlusspunkt erfüllt werden müssen, sind nachfolgend genannt:

- **Überspannungsschutz am Netzanschlusspunkt:**  
Elektrisch unmittelbar an den Anschluss des Höchstspannungsdrehstromkabels ist ein spezifizierter Überspannungsschutzableiter an die Höchstspannungsschaltanlage anzuschalten. Im Betrieb ist dieser untrennbar mit der Höchstspannungsschaltanlage verbunden. Die Notwendigkeit einer untrennbaren Verbindung gilt für alle Betriebszustände des Offshorenetzes.
- **Passive Blindleistungskompensationseinrichtungen am Netzanschlusspunkt:**  
Abhängig von der Länge des Höchstspannungsdrehstromkabels zum Netzanschlusspunkt des OWP sind hier Maßnahmen zur Blindleistungskompensation notwendig. Hierzu ist elektrisch unmittelbar an den Anschluss des Höchstspannungsdrehstromkabels eine spezifizierte Kompensationsdrosselspule an die Höchstspannungsschaltanlage anzuschalten. Im Betrieb ist diese untrennbar mit der Höchstspannungsschaltanlage verbunden. Die Notwendigkeit der untrennbaren Verbindung gilt für alle Betriebszustände des OWP. Spezifiziert ist eine Ausführung der Kompensationsdrosselspule für Anschlusslängen des Höchstspannungsdrehstromkabels größer 5 km.

- **Schaltgeräte am Netzanschlusspunkt:**

Elektrisch unmittelbar hinter den Anschlüssen des Überspannungsschutzes und, wenn vorhanden, der Kabelkompensationsspule sind ein Trenn- und ein Leistungsschalter positioniert. Die Schaltverfügung für den Trennschalter liegt bei der Netzbetriebsführung des Übertragungsnetzbetreibers. Mit dieser Systemfunktion wird die Netzbetriebsspannung am Netzanschlusspunkt dem OWP vorgegeben. Die Schaltverfügung für den Leistungsschalter obliegt der Betriebsführung des OWP-Betreibers. Mit dieser Systemfunktion wird die Netzbetriebsspannung an den OWP geschaltet. Die Verfügung über die sekundäre Ausschaltfunktion des Leistungsschalters obliegt dem Schutzsystem für das Höchstspannungsdrehstromkabel des Übertragungsnetzbetreibers.

- **Messinstrumentierung am Netzanschlusspunkt:**

Die Messinstrumentierung dient der Erfassung des Netzzustands und der Messung der Energieeinspeisung und ist elektrisch unmittelbar nach dem Leistungsschalter auszuführen. Die entsprechenden spezifizierten Signale der Messinstrumentierung sind an die sekundärtechnischen Betriebsmittel des Offshorenetzes am Netzanschlusspunkt zu übertragen (aufzulegen).

- **Ankopplung des Mittelspannungskraftwerksnetzes an die Höchstspannungsschaltanlage am Netzanschlusspunkt:**

Die Ankopplung des Mittelspannungskraftwerksnetzes an die Höchstspannungsschaltanlage am Netzanschlusspunkt erfolgt über einen Leistungstransformator mit der spezifizierten Schaltgruppe YNd und einem hochspannungsseitigen Stufenschalter. Die Schaltverfügung für den Transformatorstufenschalter obliegt der Betriebsführung des OWP-Betreibers.

- **Erdung des Offshorenetzes am Netzanschlusspunkt:**

Das Offshorenetz ist am Netzanschlusspunkt an Sternpunkten des Leistungstransformators und der ggf. vorhandenen Kompensationsdrosselspule niederohmig zu erden.

- **Längsankopplung von Höchstspannungsschaltanlagen paralleler Netzanschlusspunkte:**

Eine Längsankopplung von Höchstspannungsschaltanlagen paralleler Netzanschlusspunkte ist kein Bestandteil des Standardnetzanschlusskonzeptes und muss daher in Bezug auf die systemtechnischen Eigenschaften, Funktionsumfänge und das Betriebsführungskonzept im Ausbauplanungsprozess fallspezifisch behandelt werden.

#### 5.4.2 Standard-AC-Netzanbindungssystem für das Offshorenetz in der deutschen Ostsee

In diesem Abschnitt wird das standardisierte Netzanschlusskonzept für den Ausbau des Offshorenetzes für den Netzanschluss von OWP in der deutschen Ostsee an das Übertragungsnetz behandelt.

Bei der Wahl der AC-Übertragungstechnologie handelt es sich im Vergleich zur DC-Übertragungstechnologie bezogen auf die Übertragungsaufgabe im Bereich der Ostsee zum einen um eine ökonomisch sachgerechte Lösung unter Zugrundelegung eines geringstmöglichen technologischen Risikos für die betriebliche Verfügbarkeit der Netzanbindungssysteme und zum anderen um eine größtmögliche volkswirtschaftliche Effizienz für eine bedarfsgerechte Errichtung (Vermeidung von „Stranded Investments“ wegen Überdimensionierung von Netzanschlusskapazitäten) und einen sicheren Betrieb (Minimierung des Haftungsrisikos und Aufrechterhaltung der Systemicherheit). Des Weiteren bietet die synergetische Nutzung der Umspannplattform zur gemeinsamen Unterbringung der seeseitigen Schalt- und Umspannanlagen des Übertragungsnetzbetreibers und des OWP-Projektträgers durch entsprechende Kostenteilung einen wesentlichen Investitionsanreiz für OWP-Projektträger und eine signifikante Kostenersparnis im volkswirtschaftlichen Sinne.

Die Wahl der AC-Übertragungstechnologie führt aufgrund der geringen Entfernungen in der Ostsee und damit der nicht gegebenen Notwendigkeit des Einsatzes der DC-Übertragungstechnologie dazu, dass Errichtungen von seeseitigen Großbauwerken wie Konverterplattformen und die damit im Zusammenhang stehenden Maßnahmen (wie z. B. Rammarbeiten) vorerst nicht erforderlich sein werden. Somit beschränken sich die ökologischen Auswir-

kungen bei der AC-Übertragungstechnologie auf die zeitlich begrenzten Verlegearbeiten der AC-Netzanbindungssysteme während der Bauphase. Diese naturschutzfachlichen Eingriffe in den Seeboden sind räumlich und zeitlich begrenzt. Bislang liegen keine Erkenntnisse und Erfahrungen vor, die auf eine dauerhafte irreversible Beeinträchtigung schließen lassen.

#### **Standard-Netzanbindungssystem**

Das Konzept des Netzanbindungssystems lässt sich in Bezug auf die Eigenschaften seines elektrischen Netzes mit den folgenden Angaben klassifizieren:

- höchste Betriebsspannung am Netzanschlusspunkt (als Bemessungsgröße des elektrischen Netzes); diese ist gleich der höchsten Betriebsspannung der Netzanbindung zwischen dem Netzkoppelpunkt und dem Netzverknüpfungspunkt,
- summierte Netzanschlusskapazität an den zugeordneten Netzanschlusspunkten als maximale Übertragungsleistung des Netzanbindungssystems.

Der Netzgraph zweier AC-Netzanbindungssysteme der standardisierten 245 kV/250 MW-Klasse ist in Abbildung 12 angegeben:

- höchste Betriebsspannung am Netzanschlusspunkt: 245 kV,
- höchste Betriebsspannung der Netzanbindung: 245 kV,
- maximale Übertragungsleistung des Netzanbindungssystems (mit zwei parallelen Netzanbindungen): 2x250 MW.

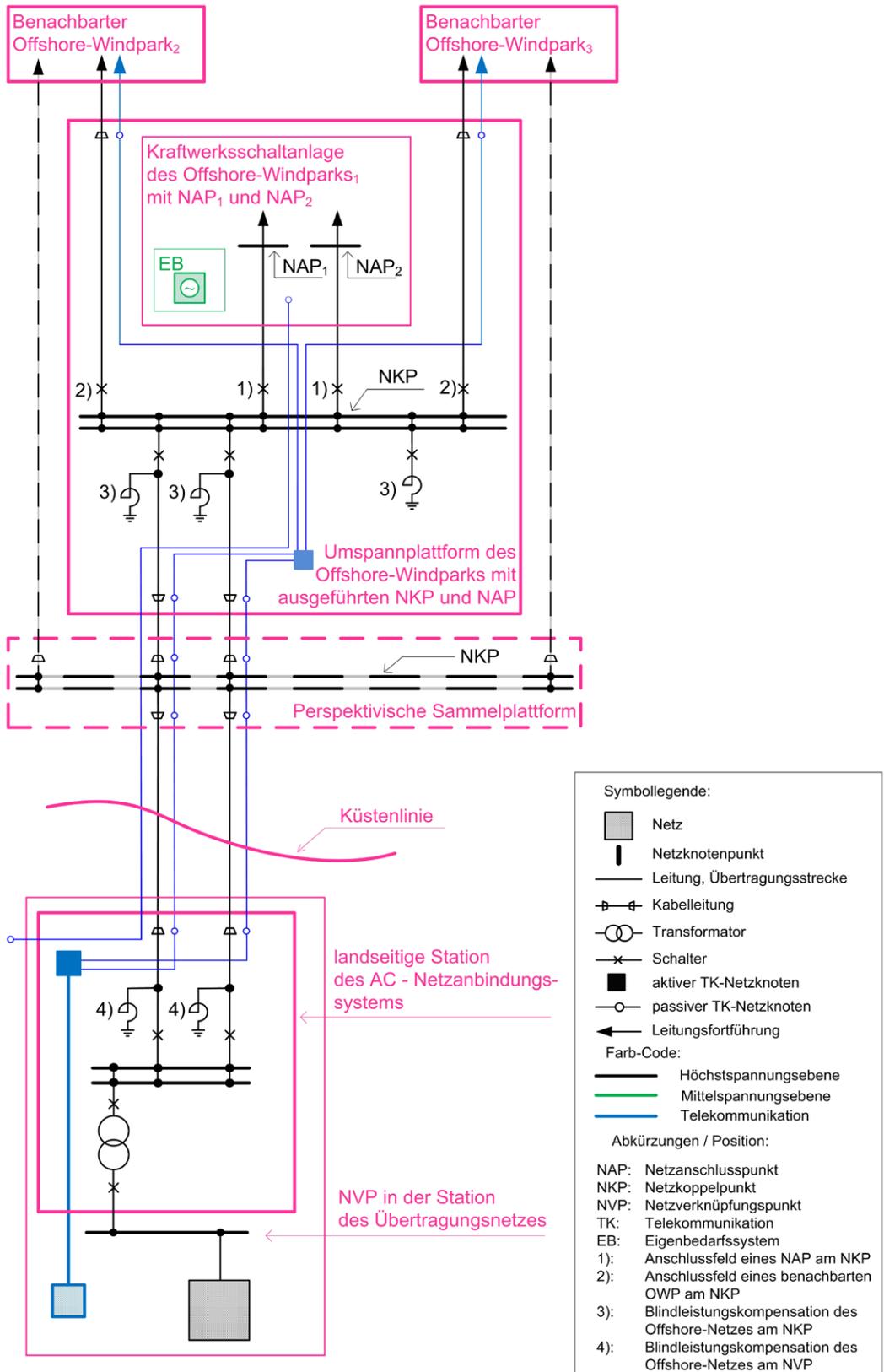
Die Netzanbindung ist mit einem AC-Netzanbindungssystem realisiert. Weitere charakteristische Merkmale des elektrischen Netzes sind:

- Die Betriebsspannung am Netzanschlusspunkt beträgt 220 kV.
- Die Anzahl der parallelen Netzanbindungssysteme zwischen Netzanschlusspunkt und Netzverknüpfungspunkt folgt aus der maximalen Übertragungsleistung bzw. -kapazität des Netzanbindungssystems.
- Die maximale Übertragungsleistung bzw. -kapazität der parallelen Netzanbindungssysteme beträgt jeweils 250 MW.
- Der Netzkoppelpunkt befindet sich entweder auf einer Sammelplattform oder auf der Umspannplattform des OWP.
- Die maximale Leistungsübertragungsdistanz zwischen Netzanschlusspunkt und Netzverknüpfungspunkt beträgt ohne Zwischenkompensation ca. 100 km.
- Für Netzanbindungen größer 100 km sind bei Bedarf Anlagen zur Zwischenkompensation notwendig.

Die Funktionalität des Netzkoppelpunktes, konzeptionelle Ausbaumodule zu einem Offshorenetz zusammenzuschalten, wird mit der Sammelschiene des Höchstspannungsdrehstromnetzes entweder auf einer Sammelplattform oder der Umspannplattform des OWP realisiert. Zusätzlich sind zwei Anschlussfelder für die Querverbindung zu benachbarten OWP oder Sammelplattformen ausgeführt. Ferner werden an der Sammelschiene am Netzkoppelpunkt notwendige Anlagen zur passiven Blindleistungskompensation des Höchstspannungsdrehstromnetzes angeschaltet. Perspektivisch kann durch die Errichtung einer Sammelplattform eine Erhöhung der Verfügbarkeit der Netzanbindungssysteme und somit eine Reduzierung des Haftungsrisikos erreicht werden.

5 PLANUNGSGRUNDSÄTZE UND NETZANSCHLUSSKONZEPTE FÜR DAS OFFSHORENETZ

ABBILDUNG 12: NETZGRAPH DES NETZANBINDUNGSSYSTEMS DER 220 KV/2 x 250 MW-KLASSE



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

### **Landseitige Schnittstellen des AC-Netzanbindungssystems**

Die landseitigen Schnittstellen des Netzanbindungssystems sind in Abbildung 12 dargestellt:

- Anschluss an das Übertragungsnetz am Netzverknüpfungspunkt,
- Auskopplung von Telekommunikationsstrecken an der Landstation des Netzanbindungssystems,
- Schnittstelle zur Stationsführung am Netzverknüpfungspunkt und zur Betriebsführung des Übertragungsnetzes.

Die planerische Entwicklung und die betriebliche Koordination der landseitigen Schnittstellen des Netzanbindungssystems obliegen der Verantwortung des Übertragungsnetzbetreibers. Eine Ausnahme bildet hier die Auskopplung der Telekommunikationsstrecken, die über die Betriebsmittel des Netzanbindungssystems realisiert werden und dem OWP zur Verfügung gestellt sind. Die Integration dieser passiven Anlagen zu einem Telekommunikationssystem obliegt sowohl in der Planungsphase als auch im Betrieb der Verantwortung des OWP-Betreibers.

### **Schnittstellen des AC-Netzanbindungssystems am Netzanschlusspunkt**

Die empfohlene Konfiguration der Höchstspannungsschaltanlagen des OWP mit den Schnittstellen zum Offshorenetz am Netzanschlusspunkt ist in Abbildung 13 für ein 250 MW-Abgangsschaltfeld angegeben. Für die Auslegung der Höchstspannungsschaltanlage gelten die spezifizierten Eigenschaften des Offshorenetzes an diesem Netzanschlusspunkt.

### **Eigentums- und Liefergrenzen der Höchstspannungsschaltanlage am Netzanschlusspunkt**

Die Bereitstellung und der Netzbetrieb der Höchstspannungsschaltanlagen am Netzanschlusspunkt inklusive aller notwendigen Nebenanlagen auf der Umspannplattform des OWP obliegen der Verantwortung des OWP-Betreibers.

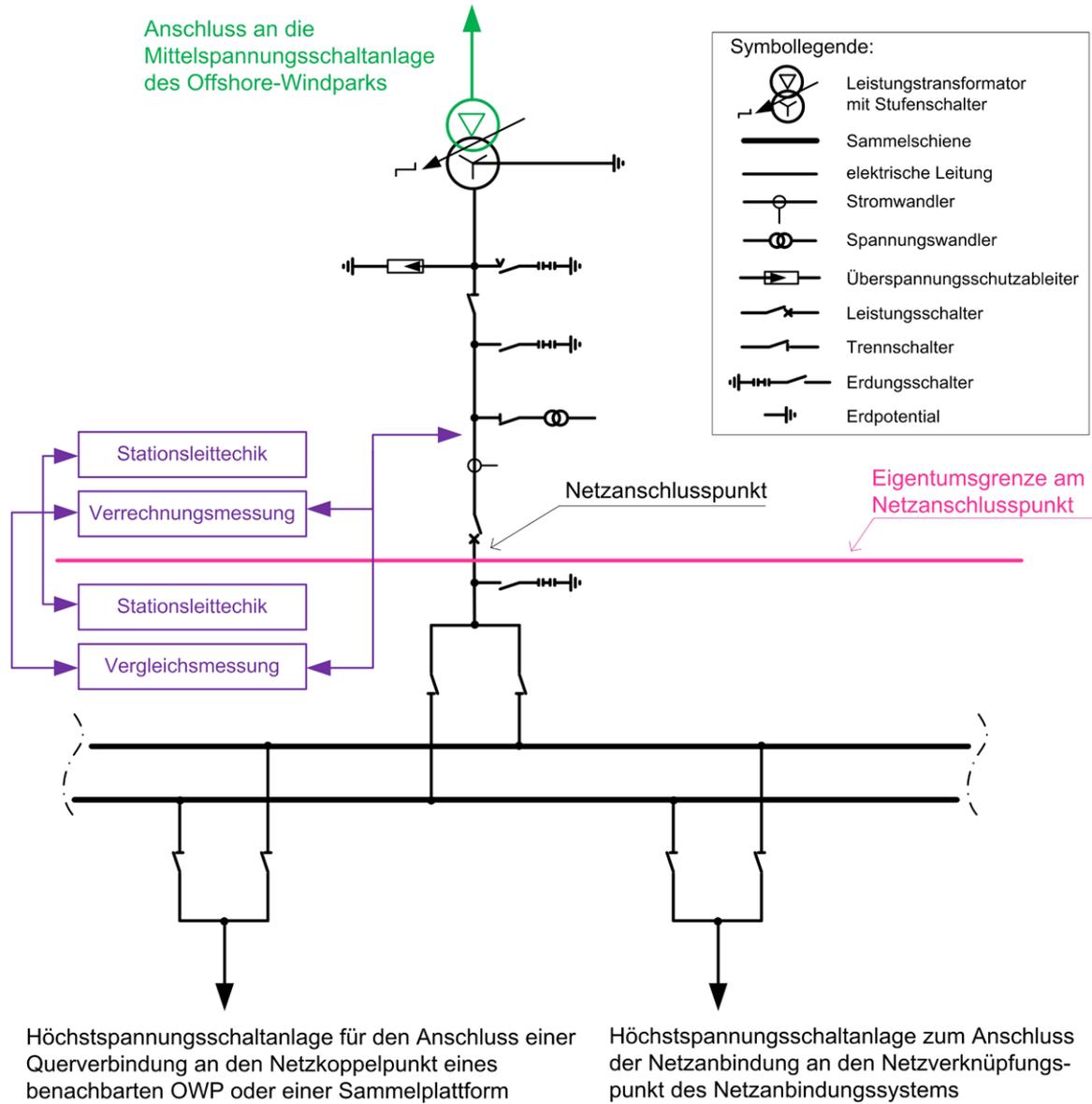
### **Anforderungen an die Höchstspannungsschaltanlage am Netzanschlusspunkt**

Die Mindestanforderungen mit spezifischen systemtechnischen Eigenschaften und die Funktionsumfänge der Höchstspannungsschaltanlage, die am Netzanschlusspunkt erfüllt werden müssen, sind mit dem Übertragungsnetzbetreiber abzustimmen.

Der Nachweis zur Einhaltung der gemäß § 19 Energiewirtschaftsgesetz vorgeschriebenen technischen Mindestanforderungen, die in den Netzanschlussregeln der Übertragungsnetzbetreiber festgelegt und durch den OWP nachzuweisen ist, erfolgt am Netzanschlusspunkt.

5 PLANUNGSGRUNDSÄTZE UND NETZANSCHLUSSKONZEPTE FÜR DAS OFFSHORENETZ

ABBILDUNG 13: KONFIGURATION DER HÖCHSTSPANNUNGSSCHALTANLAGE DES OFFSHORE-WINDPARKS AM NETZANSCHLUSSPUNKT UND DES NETZANBINDUNGSSYSTEMS AM NETZKOPPELPUNKT MIT SCHNITTSTELLEN DER SEKUNDÄR-TECHNIK UND DES TELEKOMMUNIKATIONSSYSTEMS



Farb-Code:	
—	Mittelspannungsebene
—	Höchstspannungsebene

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

## 5.5 ANFORDERUNGEN AN DEN AUSBAUPLANUNGSPROZESS

Im Anschluss an die beschriebenen Planungsgrundsätze und Netzanschlusskonzepte für das Offshorenetz wird der Ausbauplanungsprozess mit besonderem Fokus auf den Netzanschlusspunkt behandelt.

- Im Vorfeld der Planung des Realisierungsprozesses eines OWP-Netzanschlusses ist die Planung der systemtechnischen Auslegung von Betriebsmitteln und der Betriebskonzepte sowohl des OWP als auch des Offshorenetzes zwingend notwendig.
- Ergebnisse dieser Planung stellen ihrerseits sowohl bezüglich des Offshorenetzes als auch des OWP wesentliche Inhalte der Beauftragung für die Realisierung der technischen Systeme dar.

Eine verbindliche Ausbauplanung des Offshorenetzes mit einer systemtechnischen Auslegung der Schnittstellen am Netzanschlusspunkt und der Festlegung eines Realisierungskonzeptes basiert auf dem spezifizierten Ausbauplanungsprozess des Übertragungsnetzbetreibers.

### Planerisches Konzept des Offshore-Windpark-Netzanschlusses

Die folgenden Daten sind die Basis des planerischen Konzeptes:

- installierte Erzeugungleistung des OWP mit Angabe der Anzahl der Erzeugungseinheiten und – soweit zu diesem Zeitpunkt bekannt – Hersteller und Typ,
- geplante geographische Positionierung der Umspannstation des OWP und Kabeltrassenplanung auf dem Areal des OWP für die Einführung der Kabelleitungen des Offshore-Netzanbindungssystems,
- Konzept der Höchstspannungsschaltanlagen am Netzanschlusspunkt mit einem elektrischen Ersatzschaltbild inklusive aller wesentlichen Bemessungsgrößen,
- Konzept der Kraftwerksmittelspannungsschaltanlagen mit einem elektrischen Ersatzschaltbild inklusive aller wesentlichen Bemessungsgrößen,
- Angabe des elektrischen Äquivalents des Kraftwerksmittelspannungsnetzes.

Die Anforderungen an die Entwicklung des planerischen Konzeptes sind mit den aktuellen Netzanschlussregeln und Netzanschlussbedingungen angegeben:

- Vorprüfung des OWP-Netzanschlusses,
- Prüfung der Netzanschluss- und Systemanlagenkonzepte des OWP,
- stationäre Untersuchung des Offshorenetzes für den Anschluss des betreffenden OWP.

### Betriebskonzepte des Offshore-Windparks und des Offshorenetzes

Für das Betriebskonzept des OWP und des Offshorenetzes sind folgende Punkte wesentlich:

- verbindliche Festlegung der Netzanschluss- und Systemanlagenkonzepte des OWP,
- Prüfung und Festlegung von betrieblichen Schaltungen für das Offshorenetz und den OWP,
- systemdynamische Untersuchung des Offshorenetzes für den Anschluss des OWP.

### Anforderungen an die Errichtung und den Netzbetrieb am Netzanschlusspunkt

Die Errichtung und der spätere Netzbetrieb am Netzanschlusspunkt erfordern nachfolgende Festlegungen:

- Festlegung der Realisierungskonzepte für den Netzanschluss des OWP; insbesondere sind die Umfänge der einzelnen Errichtungsschritte und ihre zeitliche Organisation verbindlich festzulegen,
- Festlegung der Voraussetzung und der Prozesse der Inbetriebsetzung,
- Vorbereitung der Prozedur und Prüfung der Inbetriebnahme.

## 6 MASSNAHMEN FÜR EINEN BEDARFSGERECHTEN OFFSHORE-NETZAUSBAU

Gegenstand dieses Kapitels ist die Ermittlung des Netzausbaubedarfs in den verschiedenen Szenarien des Szenariogramms. Ein Schwerpunkt liegt dabei auf der Herleitung einer Methodik zur zeitlichen Staffelung der Umsetzung dieser Maßnahmen.

*Als Feedback auf die Stellungnahmen aus der Konsultation zum ersten Entwurf zum Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP) 2013 wurde die Auswahl und Anwendung von drei Kriterien zur zeitlichen Staffelung der Maßnahmen weitergehend begründet. Dies betrifft die Kriterien „Küstenentfernung der anzubindenden Cluster“, „Lage von Clustern in raumordnungsrechtlich ausgewiesenen Vorrang- oder Eignungsgebieten für Offshore-Windenergie“ sowie das Kriterium „Realisierungsfortschritt der anzubindenden Offshore-Windparks“.*

*Des Weiteren wurden die Termine für den Beginn der Umsetzung präzisiert und auf Jahresquartale eingegrenzt. Im Start-Offshorenetz Nordsee wurden darüber hinaus die Termine für das Netzanbindungssystem NOR-6-3 aktualisiert. Der Projektverlauf und geänderte Vorgaben im Bundesfachplan Offshore (BFO) erfordern eine Verschiebung. Die Realisierung von Querverbindungen im Zubau-Offshorenetz Ostsee ist jeweils konkret im Einzelfall hinsichtlich ihrer Effizienz zu prüfen. Die Darstellung der Querverbindungen in den Maßnahmentabellen hat daher informatorischen Charakter und stellt eine Abschätzung des zuständigen Übertragungsnetzbetreibers dar.*

*Aufgrund einer Kapazitätzuteilung an einen Offshore-Windpark seit dem ersten Entwurf wurde das Start-Offshorenetz erweitert. Infolgedessen und durch geänderte Vorgaben im Bundesfachplan Offshore (BFO) hat sich die Gesamtlänge des Zubau-Offshorenetzes verändert.*

*Weiterhin wurde in Bezug auf die Ostsee eine vermeintliche Diskrepanz zwischen dem Bundesfachplan Offshore Ostsee und dem O-NEP hinsichtlich des Erzeugungspotenzials von Cluster 1 aufgeklärt. Die Längen der in der Ostsee vorgesehenen Querverbindungen innerhalb der Cluster 1 und 2 wurden auf Grundlage des aktuellen Stands des Bundesfachplans Offshore angepasst. Schließlich wurde auch die in der Ostsee vorgesehene Rückkopplung des weiteren Offshore-Netzausbaus an die Sicherstellung der Nutzung der bereits in Auftrag gegebenen Offshore-Netzanbindungssysteme weiter begründet.*

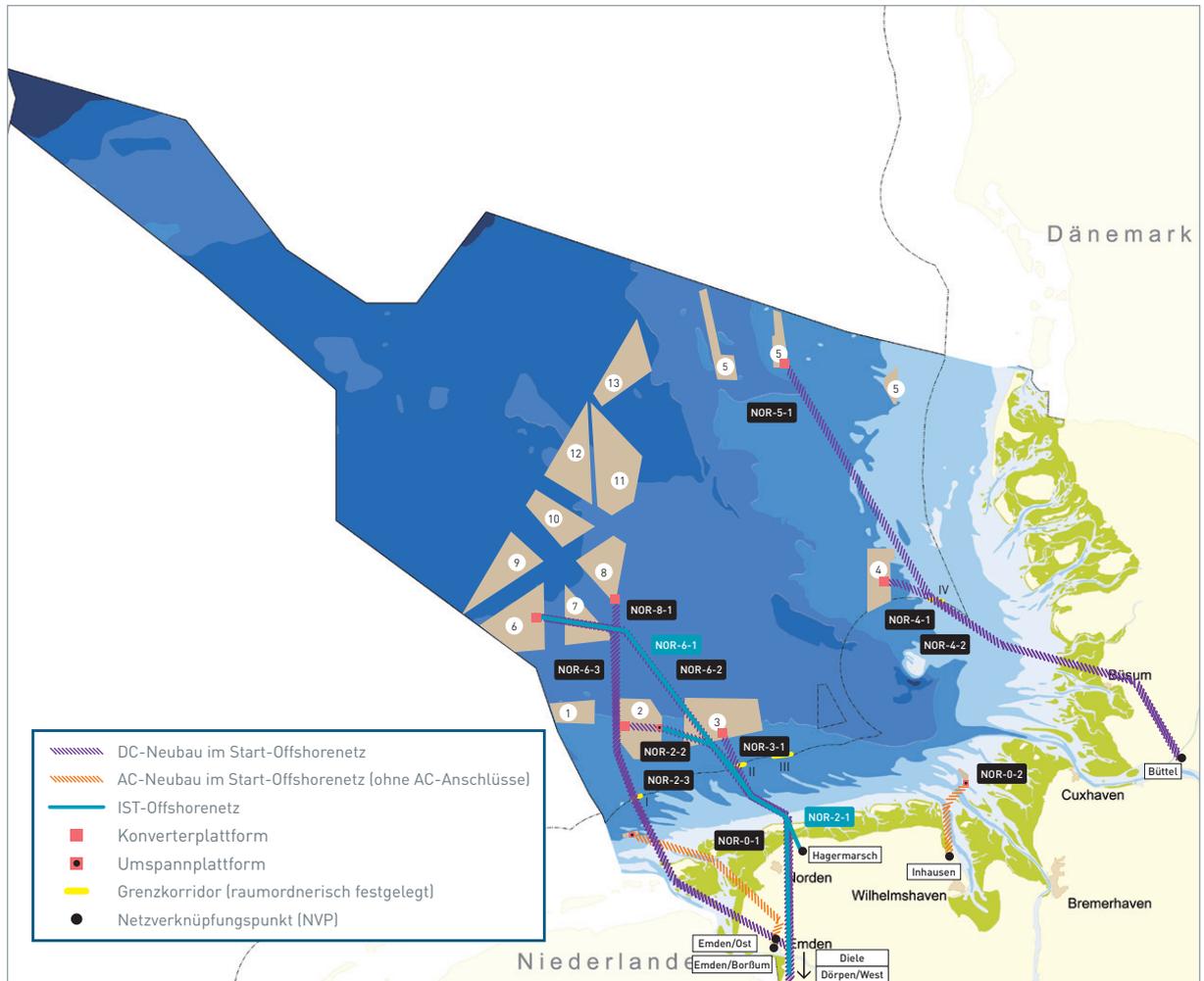
### 6.1 DARSTELLUNG DES START-OFFSHORENETZES ALS BASIS FÜR DIE ERMITTLUNG DES AUSBAUBEDARFS DES OFFSHORENETZES

Die Ermittlung des konkreten Ausbaubedarfs des Offshorenetzes in den einzelnen Szenarien erfolgt auf Basis des sogenannten Start-Offshorenetzes (siehe Kapitel 4). Alle im Start-Offshorenetz enthaltenen Netzanbindungssysteme sind in den Abbildungen 14 und 15 dargestellt.

Die folgenden Tabellen 7 und 8 enthalten alle Offshore-Netzanbindungssysteme des Start-Offshorenetzes.

## 6 MASSNAHMEN FÜR EINEN BEDARFSGERECHTEN OFFSHORE-NETZAUSBAU

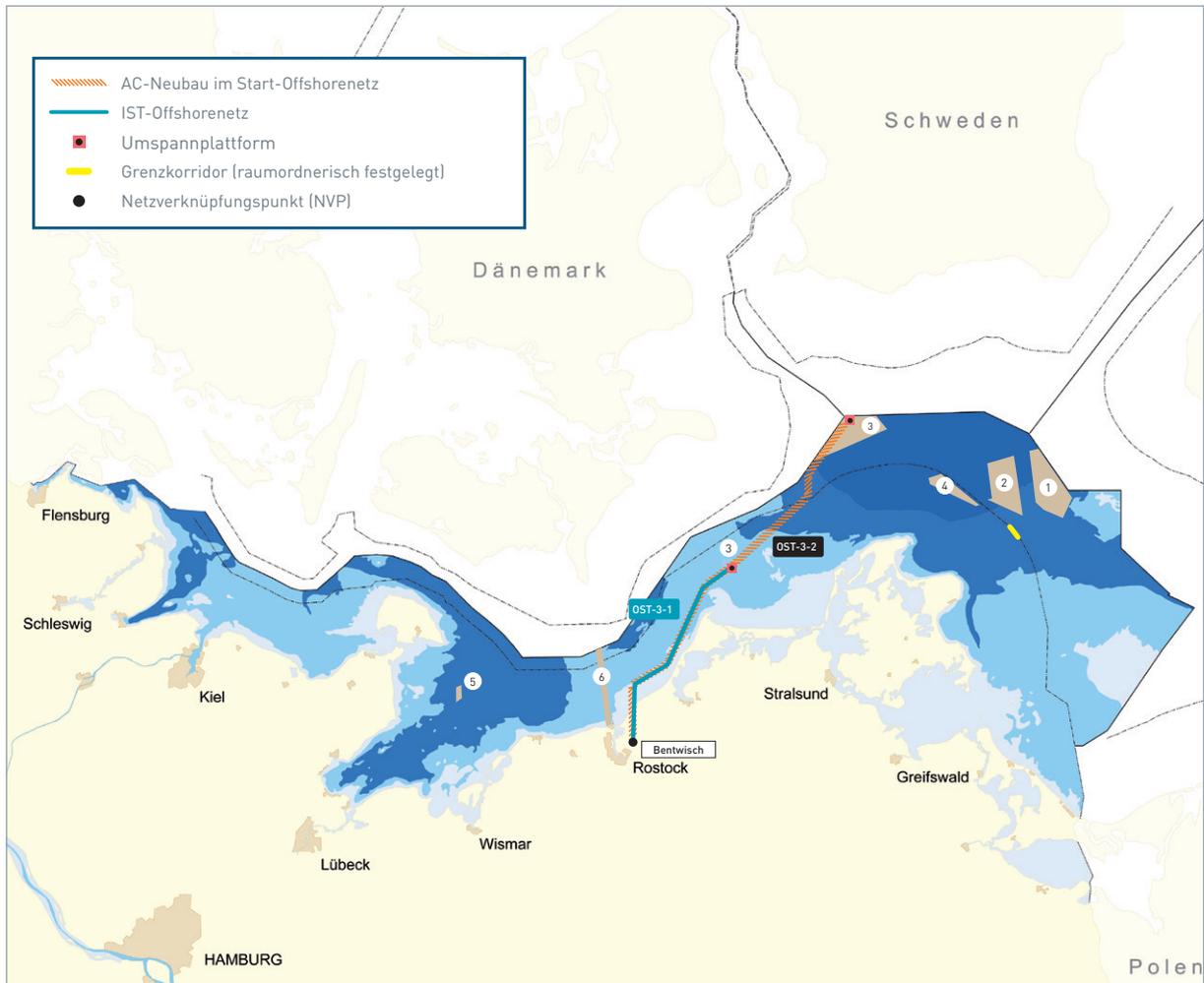
ABBILDUNG 14: START-OFFSHORENETZ DEUTSCHE NORDSEE



Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie/Übertragungsnetzbetreiber

## 6 MASSNAHMEN FÜR EINEN BEDARFGERECHTEN OFFSHORE-NETZAUSBAU

ABBILDUNG 15: START-OFFSHORENETZ DEUTSCHE OSTSEE



Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie/Übertragungsnetzbetreiber

## 6 MASSNAHMEN FÜR EINEN BEDARFSGERECHTEN OFFSHORE-NETZAUSBAU

TABELLE 7: NETZAUSBAUMASSNAHMEN IM START-OFFSHORENETZ NORDSEE

Projekt	Name des Projekts	Geplante Inbetriebnahme <sup>7</sup>
NOR-0-1	AC-Netzanbindungssystem Riffgat	2013
NOR-0-2	AC-Netzanbindungssystem Nordergründe	2016 <sup>8</sup>
NOR-2-2	DC-Netzanbindungssystem DolWin1	2014
NOR-2-3	DC-Netzanbindungssystem DolWin3	2017
NOR-3-1	DC-Netzanbindungssystem DolWin2	2015
NOR-4-1	DC-Netzanbindungssystem HelWin1	2014
NOR-4-2	DC-Netzanbindungssystem HelWin2	2015
NOR-5-1	DC-Netzanbindungssystem SylWin1	2014
NOR-6-2	DC-Netzanbindungssystem BorWin2	2015
NOR-6-3	DC-Netzanbindungssystem BorWin4	2019 <sup>9</sup>
NOR-8-1	DC-Netzanbindungssystem BorWin3	2018

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

TABELLE 8: NETZAUSBAUMASSNAHMEN IM START-OFFSHORENETZ OSTSEE

Projekt	Name des Projekts	Geplante Inbetriebnahme
OST-3-2	AC-Netzanbindungssystem Baltic 2	2014

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Das Start-Offshorenetz enthält Netzanbindungssysteme mit einer Gesamtlänge von rund  $2.190 \text{ km}^{10}$ . Die Investitionen hierfür belaufen sich auf rund 12 Mrd. €. Eine detaillierte Beschreibung dieser Maßnahmen findet sich im Kapitel 10.

<sup>7</sup> Bei DC-Netzanbindungssystemen: Termin bezogen auf die Inbetriebnahme der HGÜ-Verbindung

<sup>8</sup> Verschiebung aufgrund des Projektverlaufes

<sup>9</sup> Verschiebung aufgrund des Projektverlaufes und geänderter Vorgaben im BFO 2012 (siehe auch Anhang, S.132)

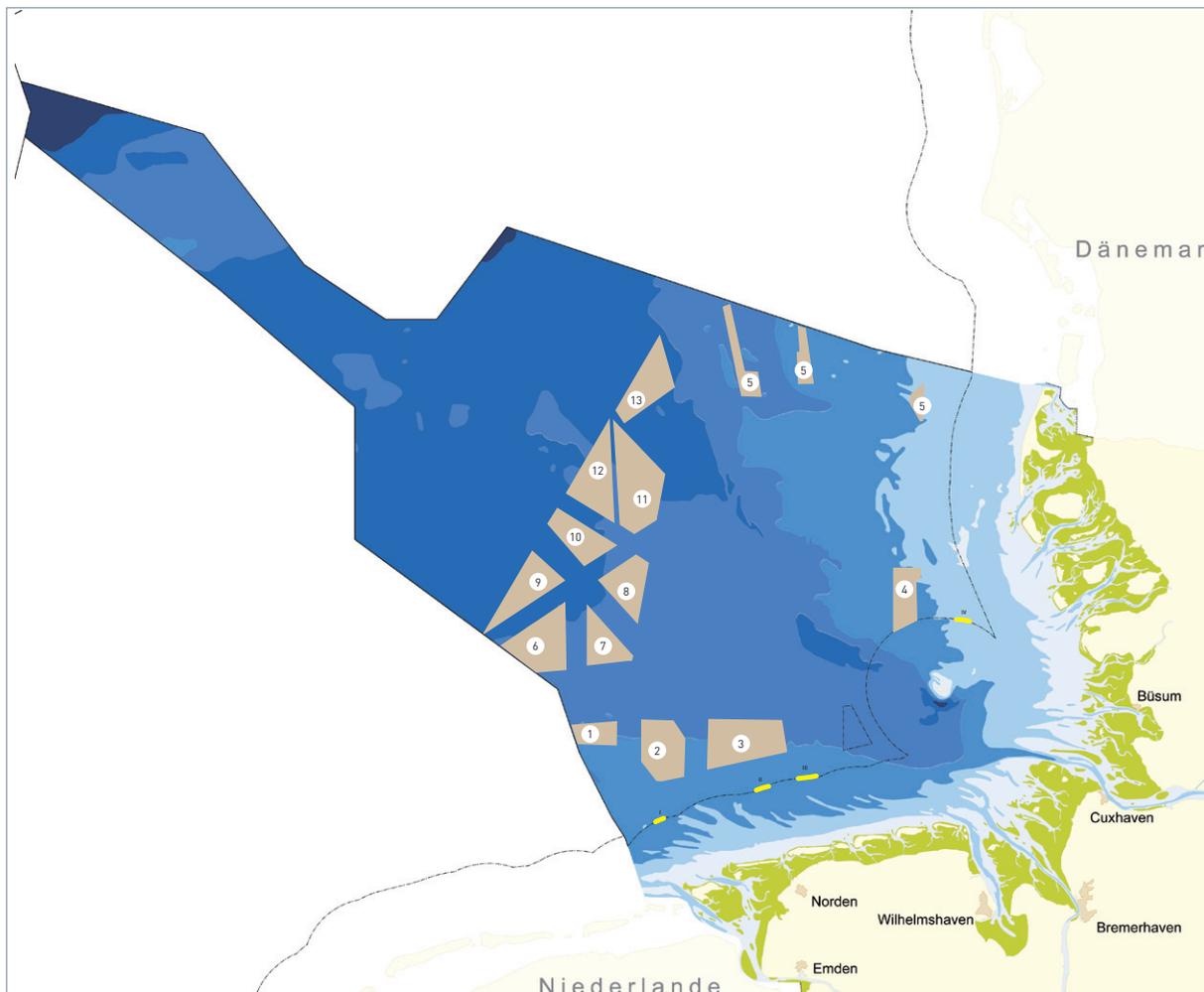
<sup>10</sup> Die geänderte Gesamtlänge des Start-Offshorenetzes im Vergleich zum ersten Entwurf O-NEP 2013 resultiert aus der Verschiebung des Plattformstandorts beim Projekt NOR-6-3. Infolge dessen wurde auch die AC-Trasse vom OWP Deutsche Bucht geändert. Darüber hinaus wurde der OWP Sandbank aufgrund der ihm zugeteilten Kapazität vom Zubau- ins Start-Offshorenetz verschoben.

## 6 MASSNAHMEN FÜR EINEN BEDARFSGERECHTEN OFFSHORE-NETZAUSBAU

## 6.2 AUFSCHLÜSSELUNG DER ZU BERÜCKSICHTIGENDEN ERZEUGUNGSLEISTUNG NACH GEBIETEN

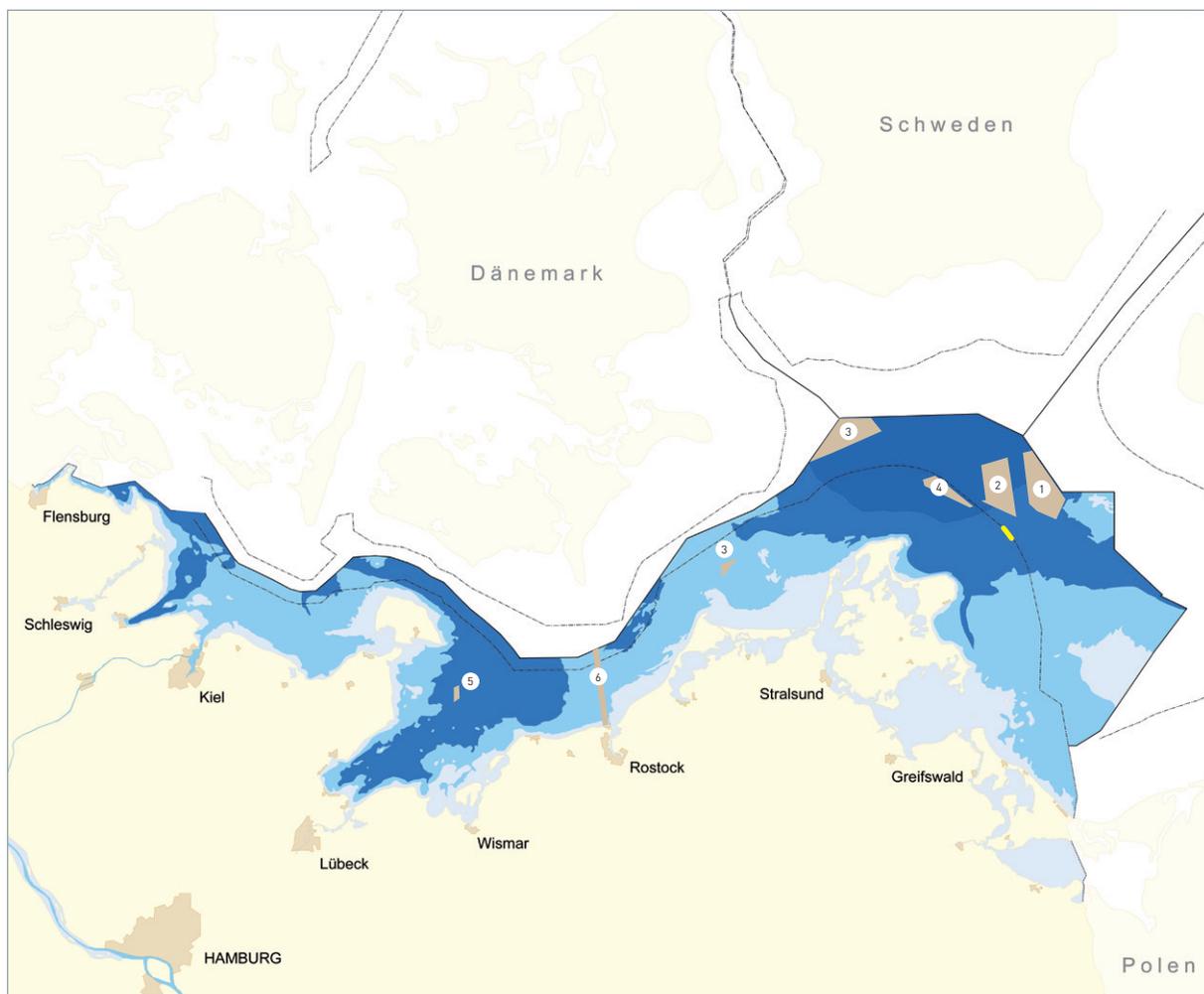
Nach § 17b Abs. 1 S.1 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) ist der Szenariorahmen die Grundlage der Ermittlung aller erforderlichen Maßnahmen, wie sie für einen bedarfsgerechten Ausbau des Offshorenetzes erforderlich sind (siehe Kapitel 3). Der Szenariorahmen hält die zu erwartende installierte Erzeugungsleistung der Offshore-Windenergie fest und ermöglicht so die Berechnung der erforderlichen Übertragungskapazitäten. Um der in Summe definierten Erzeugungsleistung des Szenariorahmens konkrete Maßnahmen zur Seite stellen zu können, muss zunächst eine sachgerechte Zuordnung bzw. Rückführung der Erzeugungsleistung auf jene Gebiete in der Nord- und Ostsee vorgenommen werden, die bereits für die Prognose der Erzeugungsleistung bei der Erarbeitung des Szenariorahmens Berücksichtigung fanden. Hierzu wird bezüglich der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) auf die entsprechenden Vorgaben des vom Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) erarbeiteten Bundesfachplans Offshore zurückgegriffen. Dessen Festlegungen sind gem. § 17b Abs. 1 S. 2 EnWG bei der Erarbeitung des Offshore-Netzentwicklungsplans (O-NEP) zu berücksichtigen. Zu den sich hieraus ergebenden Regionen („Cluster“) und Erzeugungsleistungen in der AWZ finden auch Gebiete des Küstenmeeres und dahingehende Erzeugungsleistungen Eingang in die Betrachtung, soweit diese bereits bei der Erarbeitung des Szenariorahmens zu berücksichtigen waren.

ABBILDUNG 16: CLUSTER IM SZENARIORAHMEN B 2033 IN DER NORDSEE



Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie/Übertragungsnetzbetreiber

ABBILDUNG 17: CLUSTER IM SZENARIORAHMEN B 2033 IN DER OSTSEE



Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie/Übertragungsnetzbetreiber

### 6.3 DEFINITION DES STANDARD-MASSNAHMENUMFANGS

Nachdem nun das Start-Offshorenetz feststeht und auch der Szenariorahmen dahingehend aufbereitet wurde, dass die in den einzelnen Szenarien angenommene installierte Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie konkreten Gebieten in der Nord- und Ostsee (Abbildung 16 und 17) zugeordnet wurde, kann nunmehr auf dieser Grundlage eine Beschreibung des erforderlichen Ausbaubedarfs des Offshorenetzes erfolgen. Der Umfang der einzelnen Maßnahmen bzw. die Größe der einzelnen Schritte zur Umsetzung des Ausbaubedarfs des Offshorenetzes richtet sich nach den technischen Konzepten und Planungsgrundsätzen (siehe Kapitel 5), die der jeweils anbindungsverpflichtete Übertragungsnetzbetreiber verfolgt. Wesentliches Unterscheidungsmerkmal ist, ob die Übertragung in AC- oder DC-Technologie erfolgt. Daraus ergeben sich jeweils andere Maßnahmenumfänge und Umsetzungsschritte. Daher werden im Folgenden die unterschiedlichen Rahmenbedingungen und die entsprechend eingesetzten Technologien in Nord- und Ostsee erläutert.<sup>11</sup>

<sup>11</sup> Die geänderte Gesamtlänge des Start-Offshorenetzes im Vergleich zum ersten Entwurf O-NEP 2013 resultiert aus der Verschiebung des Plattformstandorts beim Projekt NOR-6-3. Infolge dessen wurde auch die AC-Trasse vom OWP Deutsche Bucht geändert. Darüber hinaus wurde der OWP Sandbank aufgrund der ihm zugeteilten Kapazität vom Zubau- ins Start-Offshorenetz verschoben.

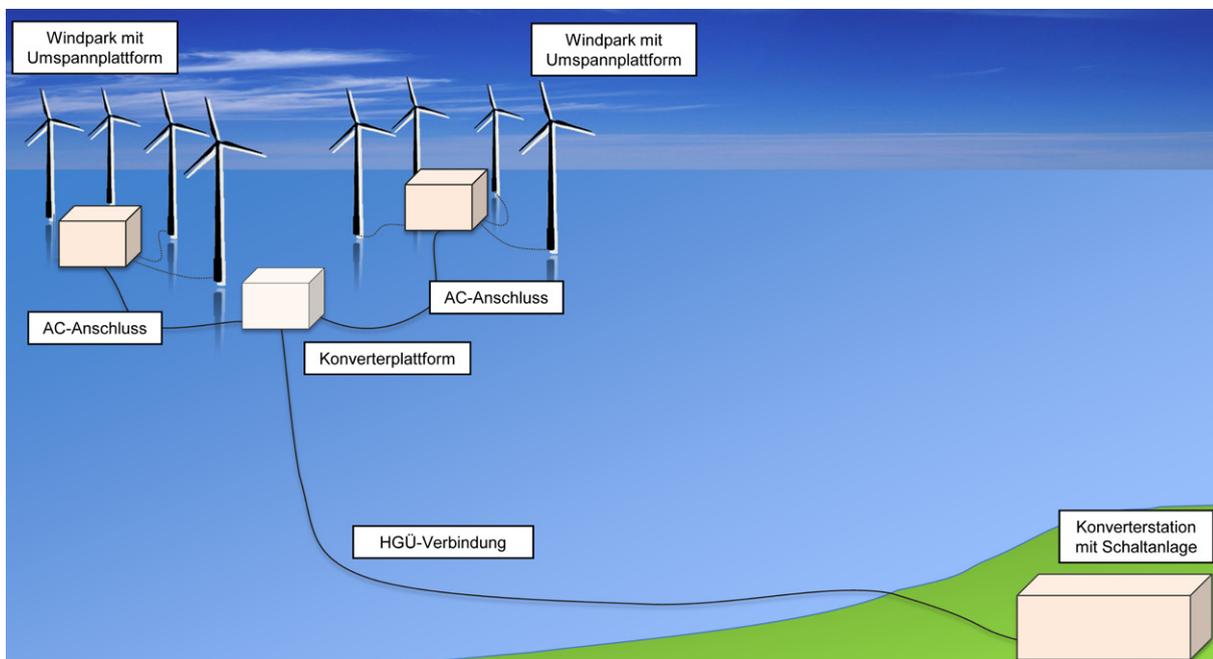
## 6 MASSNAHMEN FÜR EINEN BEDARFSGERECHTEN OFFSHORE-NETZAUSBAU

**Nordsee**

In der Nordsee werden die Netzanbindungssysteme in aller Regel mit DC-Technologie ausgeführt. Dies ist auf die größere Erzeugungsleistung der Offshore-Windenergie (siehe Kapitel 3), die höhere Anzahl an konkreten Offshore-Windpark-Projekten und den zumeist auch größeren Entfernungen, über die die Leistung zum technisch und wirtschaftlich günstigsten Netzverknüpfungspunkt an Land transportiert werden muss, zurückzuführen.

Ein DC-Netzanbindungssystem erlaubt es, große Energiemengen verlustarm über weite Entfernungen zu transportieren. Hierzu wird der in den Offshore-Windparks (OWP) erzeugte Strom zunächst auf den Umspannplattformen der OWP gesammelt und dort auf eine Spannungsebene von 155 kV AC hoch transformiert. Von den Umspannplattformen der OWP wird die erzeugte Windenergie dann seitens des anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreibers „abgeholt“. Dazu werden AC-Anschlüsse (155 kV) installiert, durch die der Strom von den Umspannplattformen mehrerer OWP zunächst auf eine eigene Offshore-Plattform des Übertragungsnetzbetreibers geleitet wird. Auf dieser sogenannten Konverterplattform wird dann der Strom von AC auf DC umgerichtet. Anschließend wird der Strom durch eine HGÜ-Verbindung von der Konverterplattform zum technisch und wirtschaftlich optimalen Netzverknüpfungspunkt an Land transportiert. Dort erfolgt wiederum in einer Konverterstation die erneute Umrichtung des Stroms von DC auf AC, bevor er in das 380/220-kV-Übertragungsnetz eingespeist wird. Die technisch und wirtschaftlich effizienteste Standard-Übertragungsleistung eines solchen DC-Netzanbindungssystems liegt bei 900 MW („Stand der Technik“). Dementsprechend führt jede Offshore-Netzausbaumaßnahme, die in der Nordsee mit DC-Technologie umgesetzt wird, zu einer Übertragungskapazität von 900 MW zwischen dem jeweiligen Cluster und dem Netzverknüpfungspunkt an Land. Der Offshore-Netzausbau zum Transport der Offshore-Windenergie wird also in einzelnen Schritten mit einer jeweiligen Übertragungsleistung von 900 MW realisiert.

ABBILDUNG 18: SCHEMATISCHE DARSTELLUNG EINES DC-NETZANBINDUNGSSYSTEMS



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

### **Ostsee**

Die absolute Erzeugungsleistung der Offshore-Windenergie in der Ostsee ist aufgrund der kleineren räumlichen Ausdehnung und der damit verbundenen kleineren verfügbaren Flächen geringer als in der Nordsee. Dementsprechend ist auch die Anzahl der konkreten OWP-Projekte und damit der potenziellen Netzanschlussnehmer kleiner. Zugleich sind die Entfernungen zwischen den Erzeugungsgebieten der Offshore-Windenergie und den technisch und wirtschaftlich optimalen Netzverknüpfungspunkten an Land geringer als in der Nordsee. Es wird also eine geringere Leistung aus weniger OWP über kürzere Entfernungen übertragen. Daher wird für den Transport der Offshore-Windenergie an Land seitens des anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreibers bis dato der Einsatz von AC-Technologie als technisch und wirtschaftlich effizientestes Übertragungskonzept vorgesehen. Insbesondere bietet die AC-Technologie durch kleinere Einheitengrößen in der Übertragungsleistung die Möglichkeit, den Offshore-Netzausbau genau auf die Entwicklung des Bedarfs – also die Entwicklung der abzuführenden Offshore-Windenergie – anzupassen.

Wie in der Nordsee wird zunächst der in den OWP erzeugte Strom auf den Umspannplattformen der OWP gesammelt und hochtransformiert. Von dort wird die erzeugte Offshore-Windenergie seitens des Übertragungsnetzbetreibers „abgeholt“ und direkt als AC-Strom zum technisch und wirtschaftlich optimalen Netzverknüpfungspunkt an Land transportiert. Dazu werden AC-Netzanbindungssysteme zwischen der Umspannplattform des OWP und dem technisch und wirtschaftlich optimalen Netzverknüpfungspunkt an Land installiert (Kapitel 5). Dort wiederum wird die Offshore-Windenergie in das 380/220-kV-Übertragungsnetz eingespeist. Bei dieser Übertragungstechnologie erfolgt somit keine Umrichtung des Stroms auf See von AC auf DC bzw. an Land von DC auf AC, sodass sie ohne Konverterplattformen bzw. Konverterstationen auskommt. Die technisch und wirtschaftlich effizienteste Standard-Übertragungsleistung eines solchen AC-Netzanbindungssystems liegt bei Einsatz einer Spannung von 220 kV bei 250 MW („Stand der Technik“). Dementsprechend führt jede Offshore-Netzausbaumaßnahme, die in der Ostsee mit AC-Technologie umgesetzt wird, zu einer Übertragungskapazität von 250 MW zwischen dem jeweiligen Cluster und dem Netzverknüpfungspunkt an Land. Der Offshore-Netzausbau zum Transport der Offshore-Windenergie wird damit in einzelnen Schritten mit einer jeweiligen Übertragungsleistung von 250 MW realisiert. Hierdurch kann das Offshorenetz in der Ostsee bedarfsgerecht und flexibel entsprechend der realen Entwicklung der OWP ausgebaut werden. Sogenannte „Stranded Investments“, also Investitionen in vollständig oder teilweise ungenutzte Netzanbindungssysteme, werden damit vermieden.

### **Ostsee: Limitierung von Vorleistungen**

Außerdem ist vorgesehen, dass nach Beauftragung der ersten beiden AC-Verbindungen die Beauftragung der dritten und vierten AC-Verbindungen erst dann erfolgt, wenn die Nutzung der ersten beiden AC-Verbindungen durch eine hinreichende Realisierungswahrscheinlichkeit von als Anschlussnehmern in Frage kommenden OWP und entsprechende Zuweisungen von Übertragungskapazität durch die Bundesnetzagentur sichergestellt ist. Andernfalls wird die Beauftragung der dritten und vierten AC-Verbindung entsprechend nach hinten verschoben. Entsprechendes gilt gegebenenfalls für alle darüber hinaus vorgesehenen Maßnahmen, sodass sich an der Staffelung bzw. Priorisierung der Umsetzung der Maßnahmen (Kapitel 6.4) nichts ändert, sondern lediglich am Umsetzungstempo. Somit kommt es auch nicht zu einer Diskriminierung von OWP. Im Ergebnis wird dadurch der Umfang der „Vorleistung“ des Offshore-Netzausbaus auf maximal zwei AC-Netzanbindungen begrenzt.

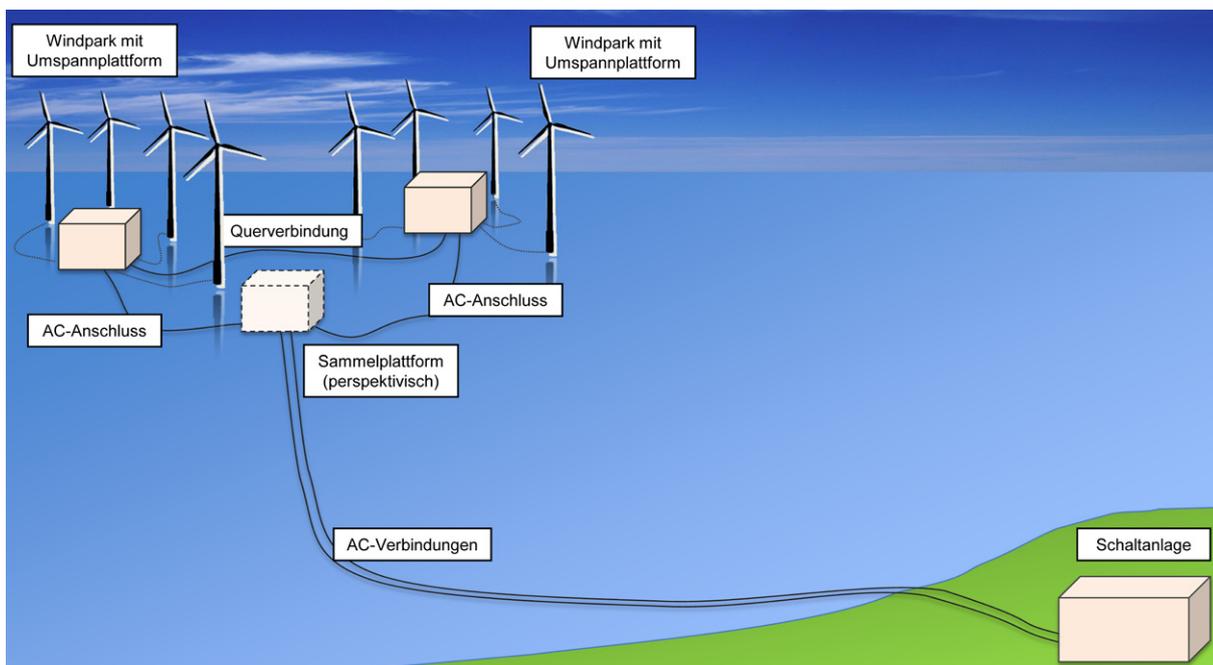
*Die Rückkopplung des Offshore-Netzausbaus in der Ostsee an die Nutzung der bereits realisierten bzw. in Auftrag gegebenen Offshore-Netzanbindungen dient der Sicherstellung, dass auch im neuen Rechtsrahmen nicht an der realen Entwicklung der OWP-Projekte – und damit an der Nachfrage nach Netzanschlusskapazität vorbei – Offshore-Netzanbindungen realisiert werden, die dann ungenutzt bleiben und gleichwohl finanziert werden müssen. Insofern soll mit dem vorstehend beschriebenen Konzept ein sinnvoller und praktikabler Ausgleich zwischen der nach dem neuen Rechtsrahmen vorgesehenen „Vorleistung“ bezüglich des Offshore-Netzausbaus auf der einen Seite und dem volkswirtschaftlichen Interesse an der Vermeidung von ungenutzten Netzanbindungen (Stranded Investments) auf der anderen Seite erzielt werden. Der Offshore-Netzausbau und die Realisierung der anzubindenden OWP sollen also nach dem „Zug um Zug“-Prinzip erfolgen.*

## 6 MASSNAHMEN FÜR EINEN BEDARFSGERECHTEN OFFSHORE-NETZAUSBAU

Durch die Umsetzung dieses Grundsatzes droht in der Praxis im Übrigen auch nicht die Gefahr, dass durch die fehlende Nachfrage nach Netzanschlusskapazität (und hinreichende Realisierungswahrscheinlichkeit von OWP) in einem vorrangig angebotenen Cluster die Netzanbindung von OWP in nachrangig angebotenen Clustern blockiert wird. Denn die Trassenplanung für die AC-Verbindungen der größten Cluster nördlich bzw. nordöstlich von Rügen soll möglichst so durchgeführt werden, dass die entstehenden AC-Verbindungen für möglichst alle Cluster bzw. OWP-Projekte in dieser Region verwendet werden können. Wenn sich dann heraus stellt, dass sich aufgrund der weiteren Entwicklung der OWP-Projekte innerhalb dieser Cluster auch die Priorität bzw. der Bedarf für die AC-Verbindungen der Cluster im Vergleich entsprechend anders darstellen, kann die Zuordnung der AC-Verbindungen zu den Clustern entsprechend angepasst werden. Wenn also in einem vorrangig angebotenen Cluster mangels konkret realisierter OWP keine Nachfrage nach Netzanschlusskapazität vorhanden ist, bzw. diese durch den Abbruch von OWP-Projekten entfällt, so können die entsprechenden Netzanbindungssysteme ggfs. auch für die Erschließung anderer Cluster genutzt werden. Dies kann im Ergebnis sogar zu einer beschleunigten Netzanbindung von OWP in nachrangig angebotenen Clustern führen. Die entsprechenden Rahmenbedingungen hängen insofern nicht zuletzt aber auch von dem Verfahren zur Zuweisung (bzw. dem Entzug) von Netzanschlusskapazität ab, das die Bundesnetzagentur im Wege einer Festlegung bestimmen wird.

Auch vor diesem Hintergrund sollen mehrere AC-Verbindungen über einen Bündelungspunkt nordöstlich von Rügen geführt werden, an dem zudem perspektivisch eine Sammelpattform errichtet werden kann (siehe auch Kapitel 10: Maßnahmenbeschreibungen zu den Netzanbindungen für Cluster nördlich bzw. nordöstlich von Rügen). Über diese Sammelpattform würden mehrere AC-Verbindungen geführt und so miteinander verbunden werden, dass bei Ausfall einer AC-Verbindung zwischen der Sammelpattform und dem Festland der aus den OWP ankommende Strom bei freien Kapazitäten auf andere AC-Verbindungen umgeleitet werden könnte. Im Ergebnis kann somit eine Teil-Redundanz der Netzanbindungen erreicht werden.

ABBILDUNG 19: SCHEMATISCHE DARSTELLUNG EINES AC-NETZANBINDUNGSSYSTEMS



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

## 6.4 ERFORDERLICHKEIT UND METHODIK DER ZEITLICHEN STAFFELUNG DER OFFSHORE-NETZAUSBAUMASSNAHMEN

Die im Szenariorahmen definierten Erzeugungsleistungen stellen das Ergebnis eines zehnjährigen Entwicklungspfades im Zieljahr 2023 dar. Nach der räumlichen Zuordnung der Erzeugungsleistung (siehe Kapitel 6.2) und der Ermittlung des Standard-Maßnahmenumfangs des Offshore-Netzausbaus (siehe Kapitel 6.3) muss daher im dritten Schritt auch eine zeitliche Einordnung erfolgen und das „richtige Tempo“ der Umsetzung der einzelnen Ausbaumaßnahmen des Offshorenetzes bestimmt werden.

Nach dem alten Rechtsrahmen (EnWG in der Fassung vom 05.12.2012, BGBl.I S. 3203) hing das Tempo der Entwicklung der Offshore-Windenergie und damit auch des Offshore-Netzausbaus grundsätzlich von den Planungen der Projektträger der OWP ab. Nach § 17 Abs. 2a S. 12. Hs. EnWG a.F.<sup>12</sup> musste der Netzanschluss durch den anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber bis zum Zeitpunkt der technischen Betriebsbereitschaft des OWP hergestellt sein. Auslöser für die Offshore-Netzanbindung durch die Übertragungsnetzbetreiber war also ein individuelles Netzanbindungsersuchen eines OWP-Projektträgers. Mit dem 3. Gesetz zur Neuregelung energie-wirtschaftlicher Vorschriften hat der Gesetzgeber dieses System umgekehrt<sup>13</sup>. In Zukunft wird sich der Ausbau der Netzanbindungssysteme nicht mehr nach individuellen Netzanbindungswünschen, sondern nach dem im O-NEP genehmigten stufenweisen Ausbau eines effizienten Offshorenetzes und den im O-NEP beschriebenen Netzanschlusskapazitäten richten. Eine individuelle Zuweisung von Netzanschlusskapazitäten an OWP-Projektträger erfolgt zu einem späteren Zeitpunkt durch die BNetzA im Benehmen mit dem BSH.

### 6.4.1 Hintergrund für die Einführung einer zeitlichen Staffelung der Offshore-Netzausbaumaßnahmen

Vor diesem Hintergrund schreibt § 17b Abs. 1 S. 2 EnWG für die Maßnahmen des Offshore-Netzausbaus die zeitliche Staffelung durch die Übertragungsnetzbetreiber vor. Hierdurch soll gewährleistet werden, dass die Kapazitäten zum Anschluss bzw. zur Abführung von Offshore-Windenergie wirtschaftlich und bedarfsgerecht errichtet werden.

Für die Ermittlung des Netzausbaubedarfs ist grundsätzlich auf die gemäß Szenariorahmen erwartete Erzeugungsleistung der Offshore-Windenergie abzustellen. Zugleich muss im volkswirtschaftlichen Interesse aber durch eine geeignete und angemessene zeitliche Staffelung der Maßnahmen des Offshore-Netzausbaus sichergestellt werden, dass dieser nicht an der Nachfrage nach Netzanschlusskapazität vorbei realisiert wird. Dies gilt nicht nur im Hinblick auf die Gefahr eines zu langsamen Offshore-Netzausbaus, sondern auch im Hinblick auf die Gefahr eines zu schnellen Offshore-Netzausbaus. Sogenannte „Stranded Investments“ sollen auch nach dem neuen Rechtsrahmen bestmöglich vermieden werden. Außerdem muss bei der zeitlichen Staffelung gemäß § 17b Abs. 2 S. 2 EnWG auch den am Markt verfügbaren Errichtungskapazitäten Rechnung getragen werden. Denn eine zu schnelle bzw. vollständig zeitgleiche Durchführung zahlreicher Offshore-Netzausbaumaßnahmen würde zwangsläufig zu Produktions- und Installationsengpässen und einem Anstieg der Marktpreise führen. Insofern dient die zeitliche Staffelung auch der Verstetigung der Nachfrage nach Produktions- und Installationskapazitäten am Markt und damit der wirtschaftlich effizienten Durchführung der Maßnahmen. Im O-NEP werden daher Realisierungszeitraum, Ort und Übertragungskapazität zukünftiger Netzanbindungen so festgelegt, dass ein schrittweiser, bedarfsgerechter und wirtschaftlicher Netzausbau im Sinne des § 17b Abs. 1 S. 2 EnWG ermöglicht wird.

### 6.4.2 Kriterien zur zeitlichen Staffelung der Offshore-Netzausbaumaßnahmen

Die Auswahl und zeitliche Staffelung der Umsetzung der Offshore-Netzausbaumaßnahmen ist nach objektiven Kriterien festzulegen. Insofern obliegt den Übertragungsnetzbetreibern die Aufgabe, solche objektiven Kriterien festzulegen und unter Anwendung der festgelegten Kriterien eine zeitliche Staffelung der Maßnahmen vorzunehmen.

<sup>12</sup> „a. F.“ steht für alte Fassung des EnWG bis 27.12.2012.

<sup>13</sup> siehe Gesetzesbegründung, BT-Drucksache, 17/10754, S. 24, Begründung zu §17 b EnWG

## 6 MASSNAHMEN FÜR EINEN BEDARFSGERECHTEN OFFSHORE-NETZAUSBAU

Mögliche Kriterien, die bei der Bestimmung der zeitlichen Abfolge zugrunde gelegt werden können, werden in § 17b Abs. 2 S. 3 EnWG in nicht abschließender Weise aufgezählt:

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

### 6.4.3 Weitere objektive Kriterien zur zeitlichen Staffelung der Offshore-Netzausbaumaßnahmen

Neben den in § 17b Abs. 2 S. 3 EnWG beispielhaft genannten Kriterien für die zeitliche Staffelung der Offshore-Netzausbaumaßnahmen sind darüber hinaus aufgrund rechtlicher Rahmenbedingungen noch folgende weitere Kriterien bzw. Ziele zu berücksichtigen:

- Raumordnungsrechtlich ausgewiesene Vorrang- und Eignungsflächen für die Nutzung von Offshore-Windenergie: Sowohl der Bund als auch die Küsten-Bundesländer haben im Rahmen ihrer jeweiligen Zuständigkeit für die Raumordnung in der deutschen AWZ bzw. im Küstenmeer Vorrang- und Eignungsflächen für die Erzeugung von Offshore-Windenergie ausgewiesen, die im Sinne einer effizienten Gesamtplanung vorrangig zu berücksichtigen sind. Dementsprechend sind auch die geltenden Verordnungen und Programme des Bundes und der Küsten-Bundesländer zur Raumordnung in der deutschen AWZ bzw. im Küstenmeer zu beachten.
- Allgemeine Ziele des EnWG und des EEG:  
Darüber hinaus sind im Rahmen der Erarbeitung einer Methodik zur zeitlichen Staffelung der Offshore-Netzausbaumaßnahmen auch die Ziele des § 1 Abs. 1 EnWG zu berücksichtigen. Danach ist der Zweck des EnWG eine „sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität [...], die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht“. Weiterhin sind die verbindlichen Ausbauziele nach § 1 EEG im Blick zu behalten.

### 6.4.4 Bewertung der Eignung und Praktikabilität der Kriterien im Hinblick auf die zeitliche Staffelung der Maßnahmen des Offshore-Netzausbaus

Die Eignung und Praktikabilität der vorstehend erläuterten grundsätzlich in Betracht kommenden Kriterien zur Durchführung einer zeitlichen Staffelung der Offshore-Netzausbaumaßnahmen wird wie folgt bewertet:

#### Realisierungsfortschritt der anzubindenden Offshore-Windparks

Im Rahmen einer Zehnjahresplanung wie der O-NEP sie vorsieht, ist der Realisierungsfortschritt einzelner OWP in den meisten Fällen kaum belastbar zu beurteilen. So hat sich bereits in der Vergangenheit im alten Rechtssystem gezeigt, dass es für die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber kaum möglich war, die Entwicklung verschiedener OWP-Projekte über mehrere Jahre im Voraus zu prognostizieren. Daher kann das Kriterium nur insoweit berücksichtigt werden, als es sich auf den aktuellen Realisierungsfortschritt der anzubindenden OWP zur Zeit der Aufstellung und Überarbeitung des O-NEP bezieht.

Zugleich handelt es sich hierbei um ein Kriterium, das sehr dynamischen Veränderungen unterliegen kann. So können sich hinsichtlich der Planung und Genehmigung eines OWP-Projektes innerhalb eines Jahres sehr erhebliche Veränderungen ergeben, sowohl im positiven als auch im negativen Sinne. Dadurch kann die Bewertung des Realisierungs- bzw. Planungsfortschritts eines konkreten OWP-Projektes im Verhältnis zu anderen OWP-Projekten von einem auf das darauffolgende Jahr sehr unterschiedlich ausfallen, was auch im Rahmen der jährlichen Überarbeitung des O-NEP berücksichtigt wird. Wenn jedoch dem Kriterium des „Realisierungsfortschritts des anzubindenden OWP“ eine zu hohe Bedeutung bei der zeitlichen Staffelung der Offshore-Netzausbaumaßnahmen beigemessen wird, 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. Dies wäre weder für die jeweils anbindungspflichtigen

Übertragungsnetzbetreiber praktikabel – sie können nicht jährlich eine völlige Neubewertung und Änderung der zeitlichen Staffelung der Offshore-Netzausbaumaßnahmen am Maßstab der Planungs- und Realisierungsstände der OWP durchführen – noch würde für die Projektträger der OWP die erforderliche Planungssicherheit hinsichtlich der Fertigstellung der Netzanbindung entstehen. Außerdem würde dies auch dem Willen des Gesetzgebers widersprechen, der mit dem neuen Rechtsrahmen ja gerade auch eine Verstetigung des Offshore-Netzausbaus erreichen wollte.

#### **Effiziente Nutzung der zu errichtenden Anbindungskapazität (Erzeugungspotenzial)**

Dem Kriterium der „effizienten Nutzung der zu errichtenden Anbindungskapazität“ kommt in doppelter Hinsicht erhebliche Bedeutung zu. Erstens dient es dem Zweck, dass sich die Investitionen in den Offshore-Netzausbau aus volkswirtschaftlicher Sicht möglichst gut rentieren und ungenutzte oder nicht voll ausgelastete Netzanbindungen („Stranded Investments“), nach Möglichkeit vermieden werden sollen. Zweitens dient es auch dazu, dass die erzeugte Leistung aus Offshore-Windenergie auch tatsächlich in möglichst vollständigem Umfang über das Offshore-Netz abtransportiert und genutzt werden kann.

Die Wahrscheinlichkeit für eine möglichst effiziente und vollständige Nutzung eines Netzanbindungssystems hängt ganz entscheidend davon ab, wie groß das Potenzial für die Nutzung der Offshore-Windenergie im angebotenen Cluster ist. 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.

#### **Räumliche Nähe zur Küste (Küstenentfernung)**

Das Kriterium der Küstenentfernung bestimmt maßgeblich die Gesamtkosten eines Netzanbindungssystems von OWP, weil sich hieraus direkt die Länge der entsprechend zu errichtenden See- und Landkabelverbindung ergibt. Insoweit besteht eine direkte Abhängigkeit zwischen der Küstenentfernung des anzubindenden OWP und den erforderlichen Investitionen für die Netzanbindung: Je länger die See- und Landkabelverbindung zwischen OWP und Küste bzw. Netzverknüpfungspunkt ist, desto höher liegen die erforderlichen Investitionen zur Herstellung der Netzanbindung. Dabei ist irrelevant, wie groß die zu übertragende Leistung ist. Im Ergebnis bedeutet dies, 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.

*Die schrittweise Erschließung von zunächst küstennahen Gebieten hin zu küstenferneren Gebieten entspricht auch der internationalen Praxis des Ausbaus der Offshore-Windenergie, wie zum Beispiel im Vereinigten Königreich und in Dänemark, den weltweit führenden Staaten in der Nutzung der Offshore-Windenergie.<sup>14</sup> Außerdem ist die prioritäre Netzanbindung von Offshore-Windenergie-Clustern mit geringerer Entfernung zum Festland auch aus Gründen der Risikominimierung und Versorgungssicherheit geboten, da grundsätzlich mit zunehmender Länge der Netzanbindung auch die technische Anfälligkeit und das Risiko einer Beschädigung derselben durch Fremdeinwirkung (z. B. Ankerwurf) steigt.*

---

<sup>14</sup> Die installierte Leistung von Offshore-Windenergie im Vereinigten Königreich belief sich Ende 2012 auf 2,9 GW und in Dänemark auf 0,9 GW (Quelle: European Wind Energy Association: „The European offshore wind industry – key trends and statistics 2012“, Januar 2013). Im Vereinigten Königreich wurden innerhalb der letzten 20 Jahre Offshore-Windenergie-Cluster in mehreren aufeinander folgenden Runden erschlossen. Die erste Runde begann mit der Ausschreibung im Jahr 2000 und beinhaltete Gebiete, deren Küstenentfernung bis zu 20 km betrug. Die entsprechenden OWP-Projekte gingen bis 2011 fast ausnahmslos in Betrieb, und ihre Gesamtleistung beträgt rund 1 GW. In der zweiten Runde, deren Ausschreibung im Jahr 2003 durchgeführt wurde, wurden Cluster mit einer Küstenentfernung zwischen 10 und 50 km geplant und realisiert. Diese Projekte sind derzeit zu einem Großteil noch in Realisierung. Ihre Gesamtkapazität soll sich in Summe auf rund 7 GW belaufen. Schließlich wurde im Jahr 2010 die Ausschreibung der dritten Runde abgeschlossen. Sie umfasste OWP-Projekte mit einer Küstenentfernung zwischen 30 und 150 km. Die Realisierung und Inbetriebnahme dieser Projekte, deren Gesamtleistung sich auf ca. 32 GW beläuft, wird sukzessive ab 2015 erwartet. Auch in Dänemark wurde die Offshore-Windenergie zunächst in Gebieten realisiert, die eine relativ geringe Entfernung zum Festland aufweisen. So wurden bis einschließlich in das Jahr 2010 ausschließlich Projekte realisiert, deren Küstenentfernung bis zu 20 km betrug, wobei die ganz überwiegende Zahl der OWP-Projekte sogar nicht weiter als 10 km von der Küste entfernt lag. Erst ab 2010 wurden dann OWP-Projekte in Betrieb genommen, deren Küstenentfernung zwischen 20 und 40 km liegt. Aktuell wurden durch die zuständige dänische Energiebehörde die Rechte für zwei weitere Standorte ausgeschrieben, deren Entfernung zum Festland 40 bzw. 90 km beträgt.

## 6 MASSNAHMEN FÜR EINEN BEDARFSGERECHTEN OFFSHORE-NETZAUSBAU

*Auch die Kosten für die Installation, Verlegung und Wartung werden durch den logistischen Mehraufwand erheblich gesteigert. Bei Küstenentfernungen von über 200 km müssen zusätzliche Versorgungsstationen geschaffen werden (z. B. Tankstellen für Helikopter, Aufenthaltsplattformen für Personal). Wartungs- und Reparaturzeiten sowie deren Kosten (durch z. B. längere Schiffsseinsatzzeiten) erhöhen sich und nutzbare Wetterfenster verringern sich durch längere Wege bei größerer Küstenentfernung. Im Sinne des § 1 EnWG, eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität aus Offshore-Windenergie sicherzustellen, erscheint es somit sachgerecht, auf die Küstenentfernung als ein maßgebliches Kriterium abzustellen.*

Dass durch die Berücksichtigung des Kriteriums der Küstenentfernung wiederum aus Gründen des Tourismus, Landschaftsbildes und Umweltschutzes keine zu große Nähe von OWP zur Küste entstehen sollte, wird im Rahmen der Raumordnungs- und Genehmigungsverfahren berücksichtigt.

Bei der Beurteilung von Erzeugungsgebieten im Hinblick auf ihre Küstenentfernung (als entscheidender Faktor für die Länge und Kosten der Netzanbindung) kann nicht direkt auf die Länge der kürzesten Verbindung zum Festland („Luftlinie“) Bezug genommen werden. Bei der Planung einer Trasse zur Netzanbindung von OWP sind, wie auch an Land, Festsetzungen der Raumordnung (z. B. definierte Grenzkorridore, durch die die Trasse an der Grenze der AWZ führen muss) und andere Belange (z. B. Schifffahrt, Rohstoffgewinnung, Naturschutz) zu berücksichtigen. Sie können dazu führen, dass sich die Längen der Netzanbindungen von zwei Erzeugungsgebieten, die vergleichbar weit vom Festland entfernt liegen, tatsächlich um einige Kilometer unterscheiden können. Eine Ausweisung präziser Trassenlängen im O-NEP ist somit nicht sinnvoll und für langfristige Projekte in der Regel auch gar nicht möglich. Daher wird zur sinnvollen Beurteilung der Netzanbindungssysteme anhand des Kriteriums der Küstenentfernung für die Bereiche der Nord- und Ostsee eine Aufteilung in Zonen vorgenommen.

### **Geplante Inbetriebnahme der Netzanbindungspunkte an Land**

Die Verfügbarkeit der Netzverknüpfungspunkte an Land ist notwendige Voraussetzung für die Umsetzbarkeit einer Offshore-Netzausbaumaßnahme. Denn ohne das entsprechende Umspannwerk an Land und die Übertragungskapazität im 220/380-kV-Übertragungsnetz kann der aus den OWP an Land transportierte Strom nicht weitergeleitet werden.

### **Raumordnungsrechtlich ausgewiesene Vorrang- und Eignungsflächen für die Nutzung von Offshore-Windenergie**

Durch den Bund und die Küsten-Bundesländer wurden Flächen in Nord- und Ostsee ausgewiesen, die nach einem Suchverfahren und entsprechender Prüfung als besonders geeignet für die Nutzung von Offshore-Windenergie eingeordnet wurden. Darüber hinaus besteht für OWP-Projekte in diesen Gebieten die Gewähr, dass sie mit anderen raumbedeutsamen Nutzungen in Einklang stehen. Aus raumplanerischer Sicht erscheint es daher geboten, die entsprechenden Gebiete mit höherer Priorität zu erschließen als Flächen außerhalb der Vorrang- und Eignungsgebiete.

*Die Anwendung dieses Kriteriums wurde im Rahmen der ersten Konsultation des O-NEP von einigen Projektträgern kritisiert, deren OWP-Projekte nicht innerhalb von Vorrang- oder Eignungsgebieten liegen und daher nicht mit höchster Priorität angebunden werden. Gemäß § 17b Abs. 1 S. 2 EnWG sind im O-NEP die Festlegungen des Bundesfachplans Offshore zu berücksichtigen. Für den Bundesfachplan Offshore wiederum liegt eine wesentliche rechtliche Grundlage in den Raumordnungsverordnungen für die AWZ, deren Haupt-Regelungsinhalt bezüglich der Nutzung von Offshore-Windenergie gerade in der Ausweisung der Vorrang- und Eignungsgebiete besteht. Damit wird deutlich, dass im O-NEP schon aus rechtlichen Gründen mittelbar die in den Raumordnungsverordnungen jeweils festgelegten Vorrang- und Eignungsgebiete für Offshore-Windenergie zu berücksichtigen sind. Da es keine sachlichen Gründe gibt, insofern zwischen Vorrang- und Eignungsgebieten in der AWZ und im Küstenmeer zu unterscheiden, muss dies im Ergebnis auch für die durch die Küsten-Bundesländer ausgewiesenen Vorrang- und Eignungsgebiete für Offshore-Windenergie gelten.*

*Weiterhin wurde im Rahmen der Konsultation des ersten Entwurfs vereinzelt von Projektträgern argumentiert, dass in den Raumordnungsverordnungen für die AWZ der Nord- und Ostsee nicht nur die prioritäre Netzanbindung von Vorrang- und Eignungsgebieten nicht vorgesehen sei, sondern die Verordnungen dieser sogar entgegenstünden. Dabei*

wurde auf Ausführungen in den Anlagen und Begründungen zu diesen Verordnungen abgestellt<sup>15</sup>, wonach die Verpflichtung der Übertragungsnetzbetreiber zur Errichtung der Netzanbindung gem. § 17 Abs. 2a EnWG (alte Fassung) unabhängig davon gelte, ob ein Offshore-Windpark innerhalb oder außerhalb eines Vorrang- oder Eignungsgebietes liege und mit der Festlegung von Vorrang- und Eignungsgebieten auch keine zeitliche Reihenfolge der Netzanbindung vorgegeben sei. Nach dem Verständnis der Übertragungsnetzbetreiber ist es grundsätzlich zutreffend, dass den Raumordnungsverordnungen des Bundes für die AWZ bzw. den einschlägigen Landesraumentwicklungsprogrammen der Küsten-Bundesländer für das Küstenmeer als solchen, keine rechtliche Bedeutung für die Verpflichtung zur Errichtung der Netzanbindung bzw. der zeitlichen Abfolge der Umsetzung zukommt. Weder für den Bund noch für die Küsten-Bundesländer bestand zur Zeit der Verabschiedung der aktuell jeweils geltenden Verordnungen, Pläne und Programme eine rechtliche Möglichkeit, für die raumordnungsrechtlich ausgewiesenen Vorrang- und Eignungsgebiete für Offshore-Windenergie eine prioritäre Netzanbindung vorzusehen. Denn nach dem alten Rechtsrahmen hatte der zuständige Übertragungsnetzbetreiber die Netzanbindung eines Offshore-Windparks bis zum Zeitpunkt der technischen Betriebsbereitschaft desselben herzustellen. Dass weder der Bund noch die Küsten-Bundesländer für die in ihren Raumordnungsverordnungen bzw. -programmen ausgewiesenen Vorrang- und Eignungsflächen für Offshore-Windenergie prioritäre Netzanbindungen vorsahen bzw. vorsehen konnten, bedeutet jedoch keineswegs, dass dies in dem neuen Rechtsrahmen rechtswidrig wäre. Vielmehr bietet der neue Rechtsrahmen der §§17b ff. EnWG nunmehr eben gerade die Möglichkeit, objektive Kriterien für die Festlegung der zeitlichen Abfolge der Umsetzung von Netzanbindungen festzulegen.

Die Ausweisung von Vorrang- und Eignungsgebieten wurde bereits 2002 von der Bundesregierung in ihrem Strategiepapier zur Windenergienutzung auf See als wesentliches Steuerungs- und Koordinierungsinstrument identifiziert. So dient der gesamte Prozess der ressortübergreifenden Suche und Prüfung von potenziellen Vorrang- und Eignungsgebieten und anschließenden Überführung in Raumordnungsverordnungen und -programme dazu, Nutzungskonflikte von vornherein zu vermeiden und konkurrierende Belange (Offshore-Windenergie, Schifffahrt, Naturschutz, Fischerei, Rohstoffgewinnung, sonstige Infrastruktur etc.) frühzeitig miteinander abzuwägen und in Ausgleich zu bringen. Diese Praxis hat sich bewährt. Daher ist aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber die Lage eines Offshore-Windenergie-Clusters in einem raumordnungsrechtlich ausgewiesenen Vorrang- oder Eignungsgebiet ein geeignetes objektives Kriterium zur zeitlichen Staffelung der Netzanbindung. Die Berücksichtigung dieses Kriteriums wurde durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie und die betroffenen Küsten-Bundesländern ausdrücklich begrüßt.

Ob ein Cluster schließlich vollständig oder nur in weiten Teilen als Vorrang- oder Eignungsfläche ausgewiesen wurde oder nur in weiten Teilen, ist dabei für die Einordnung im Sinne dieses Kriteriums von nachrangiger Bedeutung. Die Cluster werden in beiden Fällen als prioritär behandelt und damit vorrangig vor Clustern außerhalb von ausgewiesenen Vorrang- oder Eignungsflächen. Die Gleichbehandlung von vollständig und teilweise in Vorrang- oder Eignungsflächen liegenden Clustern ist eine zwangsläufige Konsequenz der vom Gesetzgeber aus Effizienzerwägungen gewollten Cluster- bzw. Sammelanbindungen. Damit wäre es unvereinbar, mehrere OWPs, die technisch und räumlich als ein für eine Sammelanbindung geeignetes Cluster definiert wurden, aufgrund der Lage einzelner OWPs innerhalb oder außerhalb von raumordnungsrechtlich ausgewiesenen Vorrang- oder Eignungsgebieten wieder „aufzuspalten“. Eine Differenzierung der OWP nach ihrer Lage innerhalb oder außerhalb eines raumordnungsrechtlich ausgewiesenen Vorrang- oder Eignungsgebietes kann potenziell noch im Zusammenhang mit der Zuweisung von Netzanschlusskapazität erfolgen.

#### 6.4.5 Aufstellung einer Methode zur zeitlichen Staffelung

Aufgrund der sehr großen Bedeutung der Küstenentfernung für die Kosten der Netzanbindung wird diesem Kriterium in Anbetracht der nach § 1 EnWG gebotenen sicheren, preisgünstigen, verbraucherfreundlichen, effizienten und umweltverträglichen Versorgung mit elektrischer Energie die höchste Priorität bei der zeitlichen Staffelung der Offshore-Netzausbaumaßnahmen beigemessen. Zudem ermöglicht dieses Kriterium eine sinnvolle Vorauswahl der Netzanbindungssysteme hinsichtlich ihrer zeitlichen Reihenfolge. Es ist aber nicht ausreichend, die Maßnahmenreihenfolge diskriminierungsfrei zu bestimmen.

<sup>15</sup> Für die AWZ Nordsee-ROV siehe Anlage zur AWZ Nordsee-ROV auf S. 18, veröffentlicht in Anlageband zum Bundesgesetzblatt Teil I Nr. 61 vom 25. September 2009. Für die AWZ Ostsee-ROV siehe Anlage zur AWZ Ostsee-ROV auf S. 17, veröffentlicht in Anlageband zum Bundesgesetzblatt Teil I Nr. 78 vom 18. Dezember 2009.

## 6 MASSNAHMEN FÜR EINEN BEDARFSGERECHTEN OFFSHORE-NETZAUSBAU

Durch das Kriterium der Lage eines Clusters in einem Vorrang- oder Eignungsgebiet für Offshore-Windenergie lässt sich die Vorauswahl der Netzanbindungssysteme hinsichtlich ihrer zeitlichen Staffelung weiter eingrenzen. Für eine vollständige diskriminierungsfreie Bestimmung der Maßnahmenreihenfolge ist es jedoch ebenfalls noch nicht ausreichend.

Wie dem Kriterium der Küstenentfernung kommt auch dem Kriterium des Erzeugungspotenzials eine besondere Bedeutung für die nach § 1 EnWG gebotenen Ziele zu. Für die nach dem Kriterium Küstenentfernung und Lage eines Clusters in einem Vorrang- oder Eignungsgebiet für Offshore-Windenergie vorausgewählten Cluster kann mit Hilfe des Kriteriums Erzeugungspotenzial so eine konkrete Staffelung ermittelt werden.

Zur angemessenen Berücksichtigung des Kriteriums „geplante Inbetriebnahme der Netzverknüpfungspunkte“ genügt es, wenn die erarbeitete zeitliche Staffelung nach den oben genannten Kriterien wiederum darauf überprüft wird, ob sie mit der „geplanten Inbetriebnahme der Netzanknüpfungspunkte“ vereinbar ist. Ist dies nicht der Fall, weil der erforderliche Netzanknüpfungspunkt oder das Übertragungsnetz an Land für den Zeitpunkt der geplanten Fertigstellung der Offshore-Netzausbaumaßnahme nicht den erforderlichen Ausbauzustand aufweist, so wird eine entsprechende Anpassung der zeitlichen Staffelung der Offshore-Netzausbaumaßnahmen vorgenommen. Ansonsten bleibt die zeitliche Staffelung der Offshore-Netzausbaumaßnahmen, wie sie anhand der oben genannten Kriterien ermittelt wurde, bestehen.

Das Kriterium des „Realisierungsfortschritts des anzubindenden OWP“ wird bei der zeitlichen Staffelung der Offshore-Netzausbaumaßnahmen durch eine Plausibilitätskontrolle geprüft. Die zeitliche Staffelung, die sich anhand der oben erläuterten Kriteriensystematik 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. Zeigt sich dann bei der Aufstellung und Überarbeitung des O-NEP, dass die zeitliche Staffelung der Maßnahmen den aktuellen Planungs- und Realisierungsständen oder der bereits feststehenden Realisierung oder auch Nichtrealisierung eines einzelnen OWP-Projektes widerspricht, so wird eine entsprechende Korrektur der zeitlichen Staffelung der Maßnahmen vorgenommen. Ansonsten bleibt die zeitliche Staffelung der Maßnahmen, wie sie sich aus den oben genannten Kriterien ergibt, bestehen.

*Im Rahmen der Konsultation des ersten Entwurfs wurde von einigen Projektträgern und Verbänden gefordert, dass dem Kriterium des Realisierungsfortschritts des anzubindenden OWPs eine deutlich höhere – wenn nicht die entscheidende – Bedeutung bei der Methodik zur zeitlichen Staffelung der Offshore-Netzausbaumaßnahmen beigemessen werden müsse. Zur Begründung wurde insbesondere darauf verwiesen, dass der Gesetzgeber dieses Kriterium in der Aufzählung in § 17b Abs. 2 S. 3 EnWG als erstes aufgeführt habe.*

*Aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber hat der Gesetzgeber in § 17b Abs. 2 S. 3 EnWG weder in Bezug auf die überhaupt zu berücksichtigenden Kriterien zur zeitlichen Staffelung der Offshore-Netzausbaumaßnahmen, noch auf die Reihenfolge der Anwendung bzw. Gewichtung derselben eine Festlegung getroffen. Dies lässt sich direkt dem Wortlaut des Gesetzes entnehmen („Kriterien für die zeitliche Abfolge ... können ... sein“.). Insoweit besteht also ein Ermessen, bei dessen Ausübung objektive und sachliche Gründe für die überhaupt berücksichtigten Kriterien, deren Anwendungsreihenfolge und Gewichtung entscheidend sein müssen.*

*Kommentiert wurde ebenso die Frage, ab welchem Zeitpunkt die zeitliche Staffelung zur Umsetzung der Offshore-Netzausbaumaßnahmen keinen Änderungen mehr unterliegen darf, damit die erforderliche Planungssicherheit für die Übertragungsnetzbetreiber sichergestellt werden kann. Diesbezüglich wurde vertreten, dass Änderungen der zeitlichen Staffelung – insbesondere zur Berücksichtigung des Realisierungsfortschritts der anzubindenden OWP – deutlich länger und grundlegender ermöglicht werden müssten. Insofern wurde hinsichtlich des maßgeblichen Zeitpunkts für die endgültige Festschreibung der zeitlichen Staffelung vorgeschlagen, auf die Zuweisung der Netzanschlusskapazität durch die BNetzA abzustellen. Auch dann sei die erforderliche Planungssicherheit für den anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber noch hinreichend gewährleistet.*

*Insoweit ist jedoch zu berücksichtigen, dass der anbindungsverpflichtete Übertragungsnetzbetreiber bereits in der Ausschreibung und Beauftragung zur Herstellung der Netzanbindung einen Termin für die Fertigstellung vorgibt bzw. mit dem Auftragnehmer vereinbart. Das Ermöglichen von Anpassungen der zeitlichen Staffelung bis zum Zeitpunkt der Kapazitätszuweisung durch die BNetzA wäre also mit der notwendigen Planungssicherheit für die Übertragungsnetzbetreiber nur dann vereinbar, wenn die Zuweisung von Netzanschlusskapazität stets vor der Auftragsvergabe zur Herstellung der Netzanbindung erfolgen würde. Das würde insbesondere in Bezug auf die Nordsee bedeuten, dass die Kapazitätsvergabe mindestens 60 Monate (= Realisierungsdauer ab Auftragsvergabe) vor der Fertigstellung des Netzanbindungssystems erfolgen müsste. Aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber ist nicht zu erwarten, dass dies in der Praxis der Kapazitätsvergabe stets der Fall sein wird. Darüber hinaus ist zu berücksichtigen, dass vor der Erteilung der Aufträge zur Herstellung der Netzanbindung seitens der anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber auch umfangreiche und langwierige Planungs- und Genehmigungsverfahren durchgeführt werden müssen. Insoweit wäre auch in dieser Phase eine jährlich aktualisierte Priorisierung dieser Planungs- und Genehmigungsaktivitäten in direkter Abhängigkeit vom Realisierungsfortschritt der OWP nicht praktikabel. Daher ist im Ergebnis nicht der Zeitpunkt der Allokation der Netzanschlusskapazität entscheidend für die Möglichkeit der Änderung der zeitlichen Staffelung zur Umsetzung der Offshore-Netzausbaumaßnahmen, sondern der jeweilige Zeitpunkt der Vergabe der entsprechenden Hauptaufträge zur Herstellung der Netzanbindungen durch den anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber. Nach diesem Zeitpunkt würden Änderungen der zeitlichen Staffelung nämlich zu kostenintensiven Auftragsstornierungen bzw. -änderungen führen.*

*Das Scheitern des alten Systems für den Offshore-Netzausbau lag vor allem darin begründet, dass hinsichtlich der Realisierung von Offshore-Netzanbindungen ausschließlich auf den Nachweis der Realisierung des OWP abgestellt wurde. Vor dem Hintergrund wäre eine erneut vorrangige Gewichtung dieses Kriteriums im Hinblick auf die zeitliche Staffelung der Netzanbindungen eine Abkehr von dem durch den Gesetzgeber beschlossenen Systemwechsel und eine Rückkehr zum alten System. Entscheidende Bedeutung kommt dem Kriterium des Realisierungsfortschritts der anzubindenden OWP dann aller Voraussicht nach bei der Vergabe der Netzanschlusskapazität durch die BNetzA zu (sogenannte Stufe 2, siehe Kapitel 2).*

Im Ergebnis werden die Kriterien zur Ermittlung der zeitlichen Staffelung der Offshore-Netzausbaumaßnahmen damit wie folgt zugrunde gelegt:

1. die Küstenentfernung,
2. die Lage von OWP in raumordnungsrechtlich ausgewiesenen Vorrang- oder Eignungsgebieten für Offshore-Windenergie,
3. das jeweilige Erzeugungspotenzial eines Offshore-Windenergie-Clusters,
4. die geplante Inbetriebnahme der Netzverknüpfungspunkte und
5. der Realisierungsfortschritt der anzubindenden OWP.

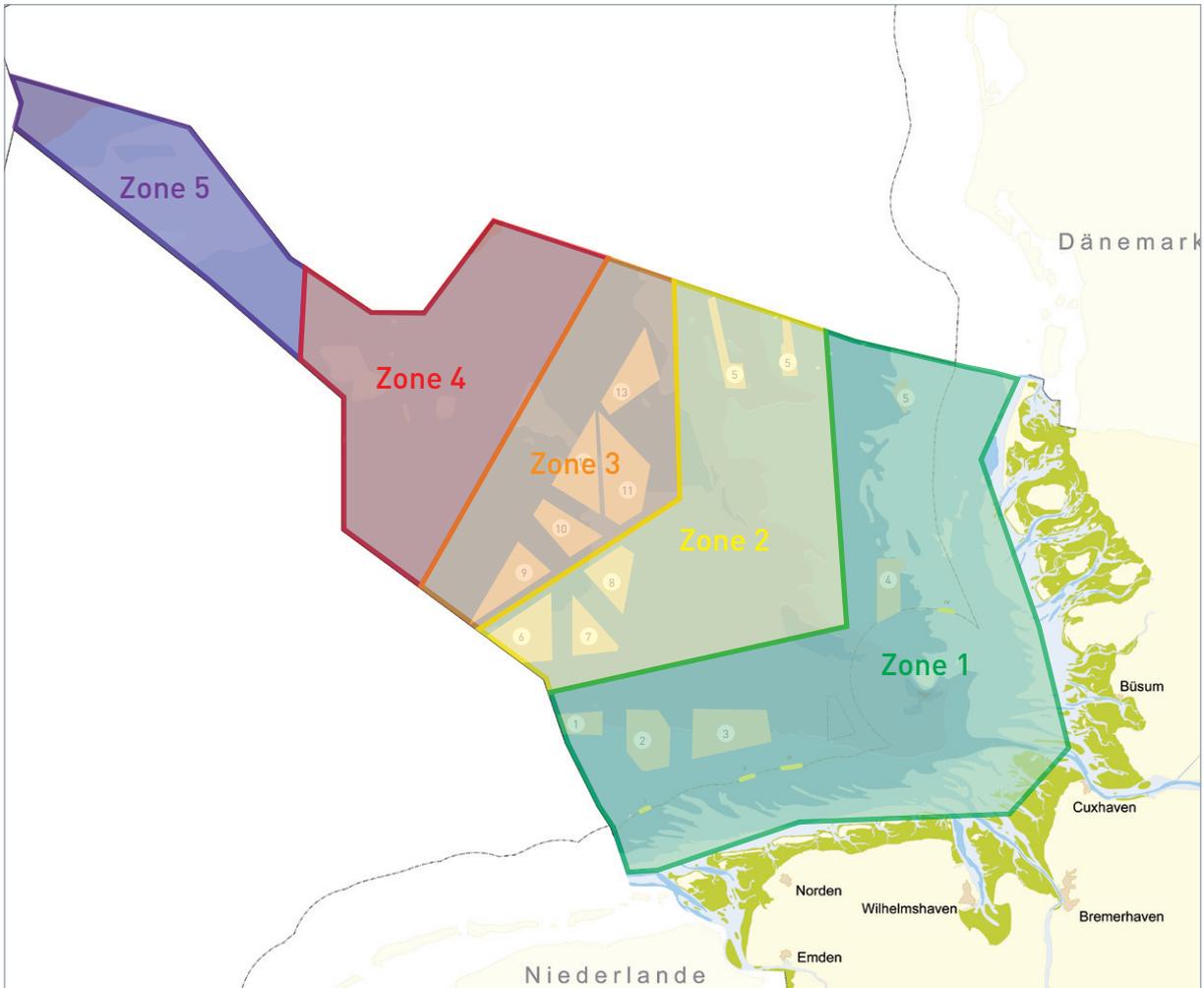
Die Anwendung der Kriterien erfolgt seriell in der genannten Reihenfolge auf alle Cluster. Da die Kriterien 1 und 2 gar nicht bzw. nur im mehrjährigen Rhythmus (bei Verabschiedung neuer Raumentwicklungsprogramme) Veränderungen unterliegen, wird sichergestellt, dass es bei der jährlich im O-NEP zu aktualisierenden zeitlichen Staffelung nicht zu völligen Verwerfungen kommt. Die praktische Anwendung der für die zeitliche Staffelung maßgeblichen ersten drei Kriterien wird nachfolgend kurz erläutert (zur beispielhaften Anwendung auf konkrete Szenarien siehe Kapitel 6.4.6):

#### **Praktische Anwendung des Kriteriums „räumliche Nähe zur Küste“ (Küstenentfernung)**

Die Zonen haben eine räumliche Tiefe von etwa 50 bis 100 km und berücksichtigen die räumliche Lage zusammenhängender Cluster sowie zu kreuzender Schifffahrtswege. Innerhalb einer Zone werden alle Netzanbindungen hinsichtlich des Kriteriums der Küstenentfernung gleichrangig behandelt. Die Nordsee wird in fünf Entfernungszonen und die Ostsee in eine Entfernungszone eingeteilt (siehe Abbildungen 20 und 21). 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 AWZ der Ostsee abgedeckt wird. Im Ergebnis liegen damit das Küstenmeer und die deutsche AWZ der Ostsee vollständig in Zone 1.

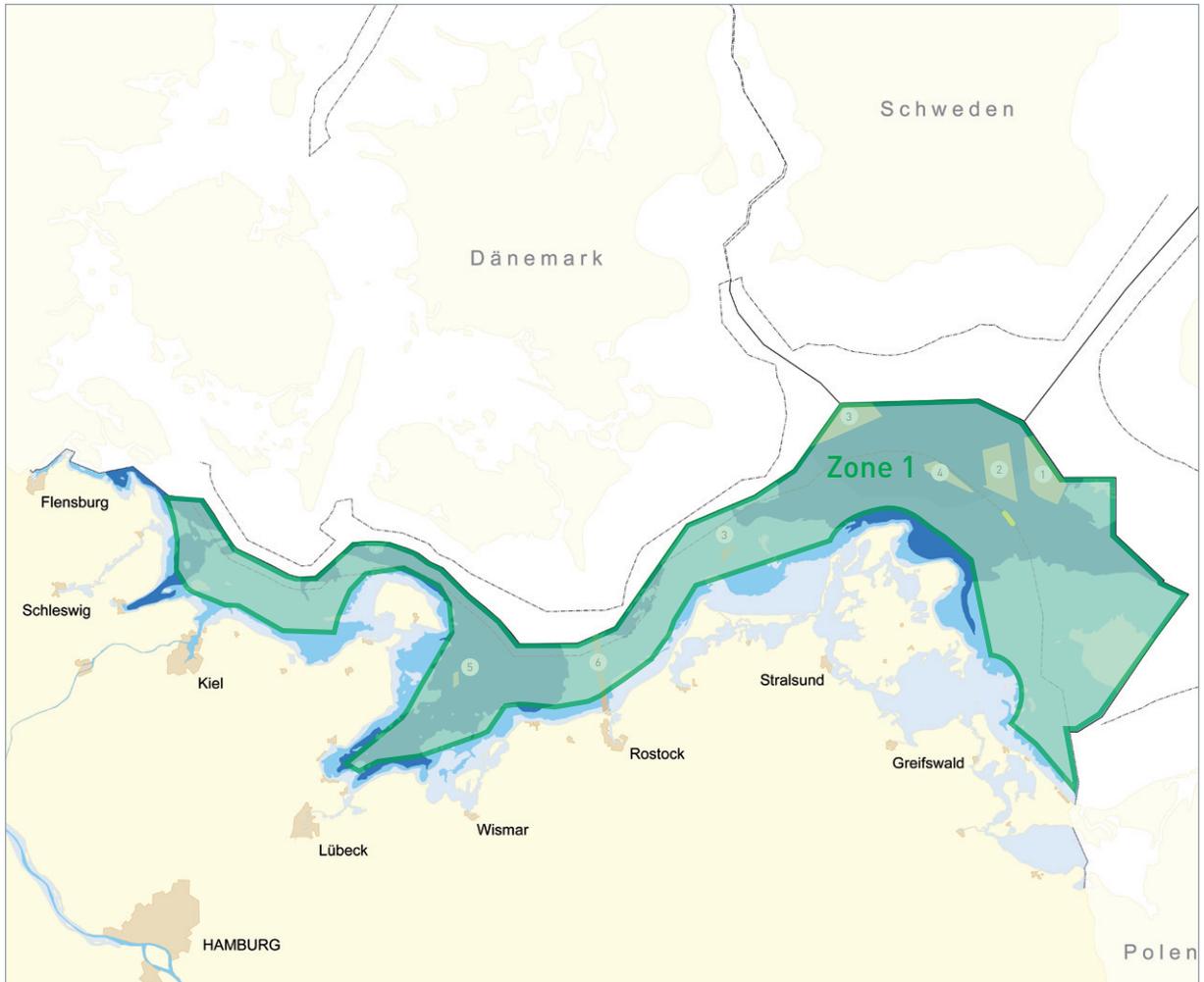
## 6 MASSNAHMEN FÜR EINEN BEDARFGERECHTEN OFFSHORE-NETZAUSBAU

ABBILDUNG 20: DEUTSCHE NORDSEE MIT ENTFERNZONEN



Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie/Übertragungsnetzbetreiber

ABBILDUNG 21: DEUTSCHE OSTSEE MIT ENTFERNZONEN



Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie/Übertragungsnetzbetreiber

## 6 MASSNAHMEN FÜR EINEN BEDARFSGERECHTEN OFFSHORE-NETZAUSBAU

**Praktische Anwendung des Kriteriums „Lage von OWP in raumordnungsrechtlich ausgewiesenen Vorrang- oder Eignungsgebieten für Offshore-Windenergie“**

Nach den entsprechenden Rechtsverordnungen des Bundes für die Raumordnung in der deutschen AWZ und den Raumentwicklungsprogrammen der Bundesländer, die sie im Rahmen ihrer Zuständigkeit für das Küstenmeer erlassen haben, handelt es sich bei folgenden Flächen in der Nord- und Ostsee um Vorrang- oder Eignungsgebiete für Offshore- Windenergie:

TABELLE 9: VORRANGGEBIETE FÜR OFFSHORE-WINDENERGIE (NORDSEE)

Cluster 0:	Nordergründe
Cluster 0:	Riffgat
Cluster 1:	Nördlich Borkum
Cluster 2:	Nördlich Borkum
Cluster 3:	Nördlich Borkum
Cluster 4:	Südlich Amrumbank
Cluster 8:	Östlich Austergrund

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

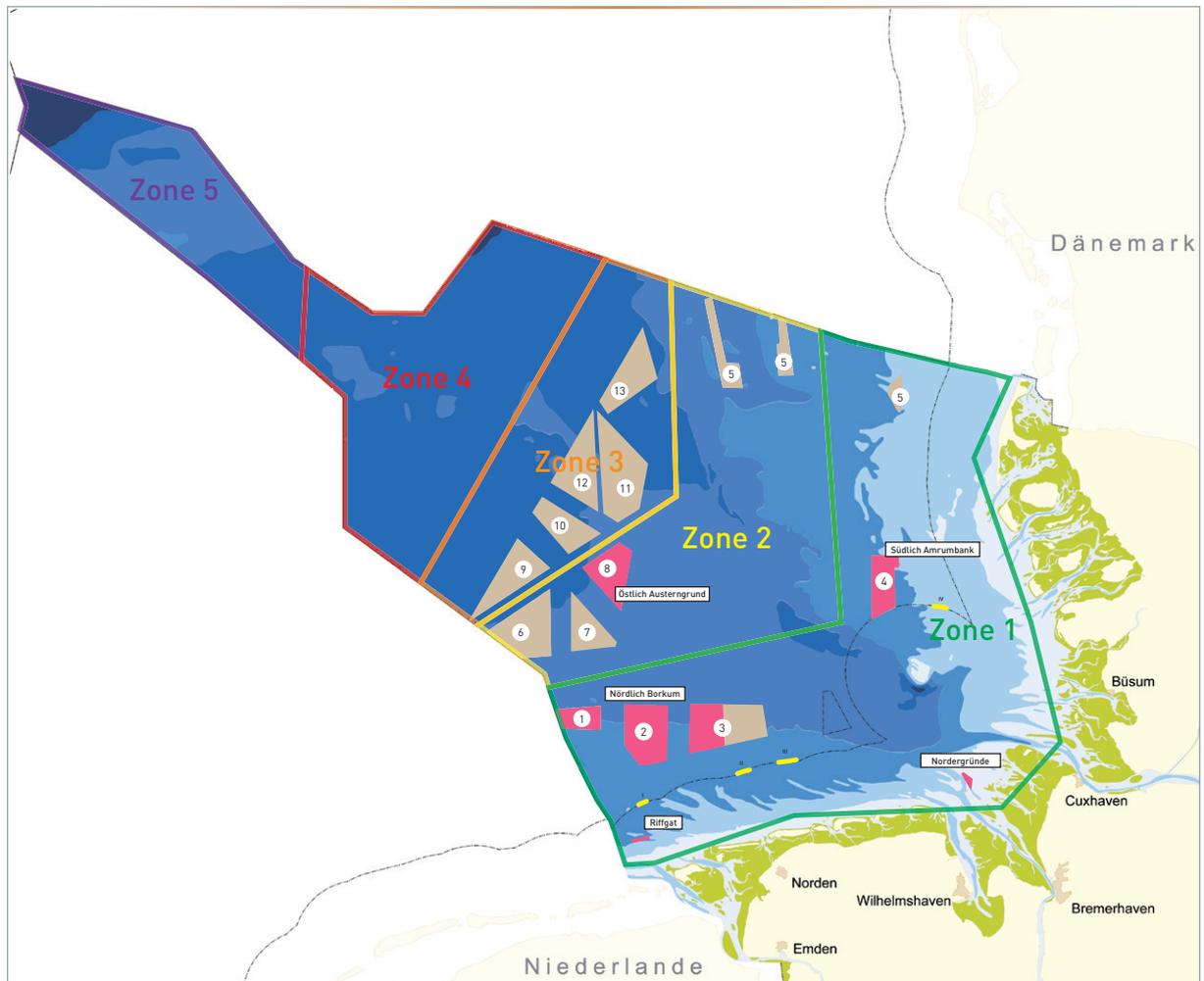
TABELLE 10: VORRANGGEBIETE FÜR OFFSHORE-WINDENERGIE (OSTSEE)

Cluster 1:	Westlich Adlergrund
Cluster 3:	Kriegers Flak
Cluster 4:	Westlich Arkonasee

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

## 6 MASSNAHMEN FÜR EINEN BEDARFSGERECHTEN OFFSHORE-NETZAUSBAU

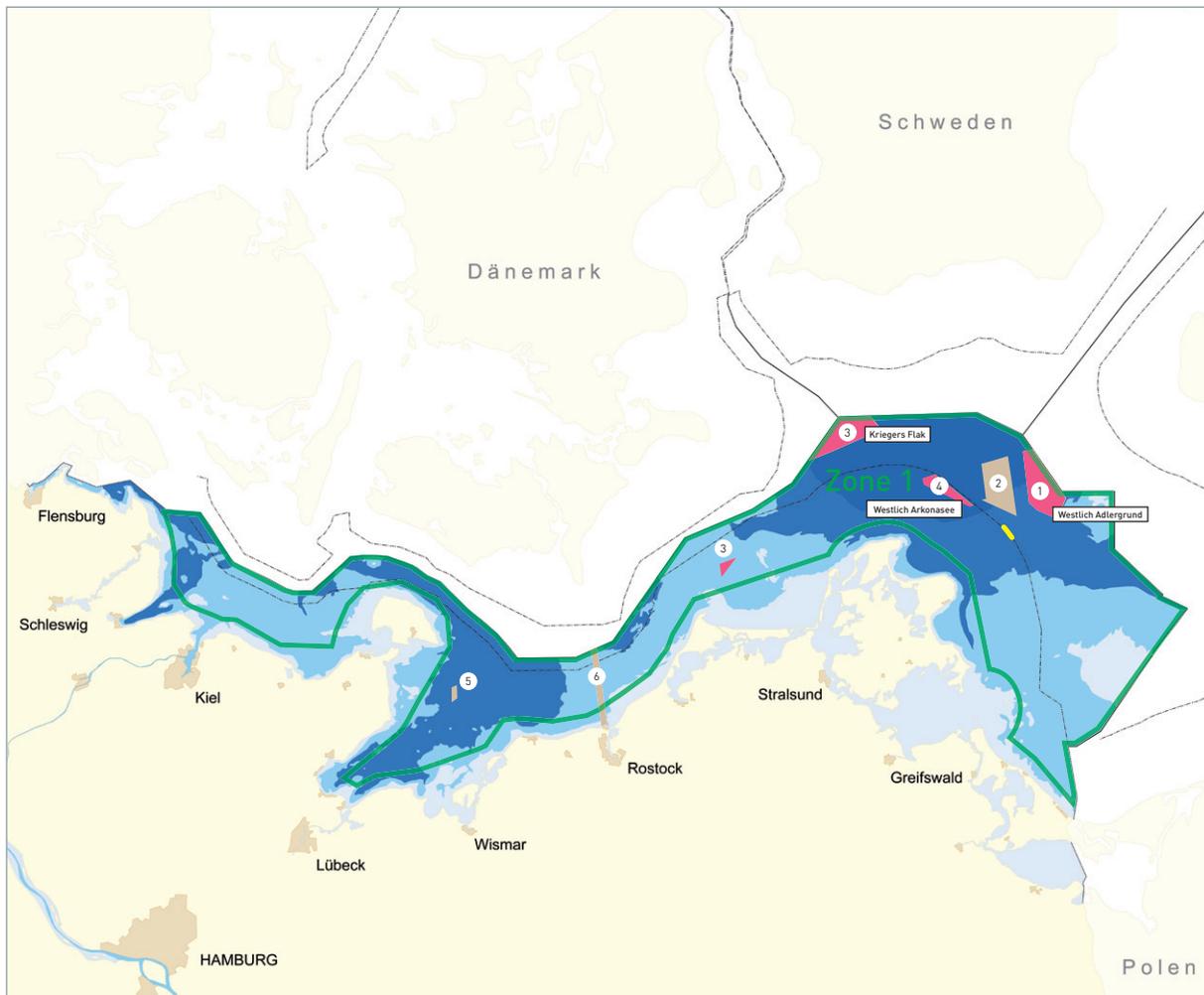
ABBILDUNG 22: DEUTSCHE NORDSEE MIT ENTFERNUNGSZONEN UND VORRANG- UND EIGNUNGSGEBIETEN FÜR OFFSHORE-WINDENERGIE



Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie/Übertragungsnetzbetreiber

## 6 MASSNAHMEN FÜR EINEN BEDARFSGERECHTEN OFFSHORE-NETZAUSBAU

ABBILDUNG 23: DEUTSCHE OSTSEE MIT ENTFERNUNGSZONEN UND VORRANG- UND EIGNUNGSGEBIETEN FÜR OFFSHORE-WINDENERGIE



Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie/Übertragungsnetzbetreiber

### Praktische Anwendung des Kriteriums „effiziente Nutzung der zu errichtenden Anbindungskapazität“ (Erzeugungspotenzial)

Das Kriterium des Erzeugungspotenzials wird anhand der vom BSH im Bundesfachplan Offshore vorgenommenen Ausweisung von Clustern und den dort angegebenen Werten zu den erwarteten Leistungen angewendet. Soweit sich aus den Landesraumentwicklungsprogrammen der Küsten-Bundesländer vergleichbare Vorgaben ergeben, werden diese entsprechend berücksichtigt. Das Erzeugungspotenzial richtet sich also nach der im Bundesfachplan Offshore bzw. in der jeweiligen Landesraumordnung ausgewiesenen Leistung für jedes einzelne Cluster abzüglich der Leistung, die bereits durch Maßnahmen aus dem Start-Offshorenetz oder jeweils zeitlich vorherige Maßnahmen im Rahmen der Umsetzung dieses O-NEP abtransportiert wird.

*Im Rahmen der Konsultation des ersten Entwurfs wurde von einigen OWP-Projekträgern im Hinblick auf die für die Ostsee unter Berücksichtigung dieses Kriteriums ermittelte zeitliche Abfolge der Maßnahmen (insbesondere im Alternativszenario B 2023) kommentiert, dass das Erzeugungspotenzial des Clusters 1 nicht hoch genug berücksichtigt worden sei. Insoweit wurde auf die entsprechende Angabe im Bundesfachplan Offshore Ostsee verwiesen. Diesbezüglich ist jedoch zu berücksichtigen, dass für die Ostsee bis dato weiterhin nur ein Entwurf des Bundesfachplans Offshore vorliegt. Daher ist vorgesehen, den Abgleich mit den für die einzelnen Cluster jeweils anzusetzenden Erzeugungskapazitäten nach der Erstellung des finalen Bundesfachplans Offshore Ostsee durchzuführen.*

#### 6.4.6 Exemplarische Anwendung der Methodik zur zeitlichen Staffelung auf das Szenario B 2023 in der Ostsee

Die Anwendung der vorstehenden Methodik zur zeitlichen Staffelung wird am Beispiel der Offshore-Netzausbaumaßnahmen für das Szenario B 2023 in der Ostsee erläutert:

Gemäß dem Szenario B 2023 ist maximal eine Gesamtleistung von 1.300 MW Offshore-Windenergie zu übertragen (Kapitel 3). Hiervon werden 336 MW bereits durch das Start-Offshorenetz abtransportiert (Kapitel 4), sodass noch Offshore-Netzausbaumaßnahmen für die Übertragung der restlichen 964 MW erforderlich sind. Bei einer Übertragungsleistung der durch den anbindungspflichtigen Übertragungsnetzbetreiber in der Ostsee bis dato vorgesehenen AC-Technologie von 250 MW pro AC-Netzanbindungssystem sind insgesamt also vier weitere Systeme erforderlich. Um den Offshore-Netzausbau zu verstetigen und das Ausbautempo bedarfsgerecht anpassen zu können, ist grundsätzlich vorgesehen, pro Jahr mit der Umsetzung eines AC-Netzanbindungssystems zu beginnen. Um jedoch Verzögerungen beim Ausbau der Offshore-Windenergie infolge des neuen Rechtsrahmens entgegenzuwirken, ist in den ersten beiden Jahren ausnahmsweise jeweils der Beginn der Umsetzung von zwei AC-Verbindungen vorgesehen. Wie bereits erläutert (Kapitel 6.3, Abschnitt Ostsee) gilt dies jedoch nur mit der Einschränkung, dass mit der Umsetzung der dritten und vierten AC-Verbindung nur begonnen wird, wenn zuvor die Nutzung der ersten und zweiten AC-Verbindung durch OWP mit einer hinreichenden Realisierungswahrscheinlichkeit und entsprechend zugewiesener Netzanschlusskapazität durch die Bundesnetzagentur sichergestellt ist. Hierdurch wird die „Vorleistung“ des Offshore-Netzausbaus in der Ostsee auf maximal zwei AC-Netzanbindungssysteme begrenzt. Damit wird im volkswirtschaftlichen Interesse gewährleistet, dass die Investitionen in den Offshore-Netzausbau nicht an der Entwicklung der Offshore-Windenergie bzw. der Nachfrage nach Netzanschlusskapazität vorbei erfolgen.

Nunmehr ist unter Anwendung der Kriteriensystematik zu ermitteln, welches Cluster die erste AC-Verbindung erhält. Das erste Kriterium (Küstenentfernung) gibt noch keinen Aufschluss darüber, welches Cluster vorrangig anzubinden ist: Da alle Cluster in Zone 1 liegen, kann in der Ostsee anhand dieses Kriteriums keine Priorisierung oder „Vorauscheidung“ bestimmter Cluster erfolgen.

Als zweites Kriterium ist die Lage in den raumordnungsrechtlich ausgewiesenen Vorrangflächen für Offshore-Windenergie zu untersuchen. Von den zu berücksichtigenden Clustern liegen nur zwei Cluster, Westlich Adlergrund und Westlich Arkonasee, in Gebieten, die als Vorrangflächen für Offshore-Windenergie ausgewiesen worden sind. Alle anderen Cluster fallen nicht hierunter und kommen daher bei der Zuordnung der ersten AC-Verbindung nicht mehr weiter in Betracht.

Zur Unterscheidung, ob die erste Maßnahme dem Cluster Westlich Adlergrund oder Westlich Arkonasee zugeordnet wird, kommt nun das dritte Kriterium zur Anwendung. Danach ist entscheidend, in welchem Cluster die effiziente und vollständige Nutzung der zu errichtenden Übertragungskapazität am besten gewährleistet ist, d. h. wo das Erzeugungspotenzial für Offshore-Windenergie am größten ist. Während das gesamte Erzeugungspotenzial im Cluster Westlich Adlergrund bei ca. 964 MW liegt, beträgt dieses im Cluster Westlich Arkonasee insgesamt nur 350 MW. Daher wird unter Anwendung des dritten Kriteriums die erste AC-Verbindung dem Cluster Westlich Adlergrund zugeordnet. Berücksichtigt man nun die geplante Inbetriebnahme des für die Maßnahme erforderlichen Netzverknüpfungspunkts an Land, so ergibt sich kein Bedarf für eine Anpassung der Zuordnung der ersten AC-Verbindung zum Cluster Westlich Adlergrund. Denn aus heutiger Sicht wird der Netzverknüpfungspunkt Lubmin zur Zeit der geplanten Inbetriebnahme des Netzanbindungssystems verfügbar sein. Schließlich ist die Zuordnung der ersten AC-Verbindung zum Cluster Westlich Adlergrund auch im Hinblick auf Konformität bzw. grobe Unangemessenheit unter Berücksichtigung des Realisierungsfortschritts der anzubindenden OWP zu überprüfen. Im Cluster Westlich Adlergrund liegen im Gegensatz zu allen anderen Clustern für zwei OWP bereits Genehmigungen vor. Daher entspricht die Priorisierung der Anbindung des Clusters Westlich Adlergrund auch dem Realisierungsfortschritt der anzubindenden OWP. Es bleibt also auch nach Berücksichtigung dieses Kriteriums bei der vorstehend herausgearbeiteten Zuordnung der ersten AC-Verbindung zum Cluster Westlich Adlergrund.

Auch bei der Zuordnung der zweiten AC-Verbindung kommen nach Anwendung des ersten Kriteriums zunächst alle und nach Anwendung des zweiten Kriteriums wiederum nur noch die Cluster Westlich Adlergrund und Westlich Arkonasee in Betracht. Bei Anwendung des dritten Kriteriums übersteigt das verbleibende Erzeugungspotenzial im Cluster Westlich Adlergrund von 714 MW (nach Abzug der ersten 250 MW, die bereits über die erste AC-Verbindung

## 6 MASSNAHMEN FÜR EINEN BEDARFSGERECHTEN OFFSHORE-NETZAUSBAU

abtransportiert werden) das Erzeugungspotenzial im Cluster Westlich Arkonasee. Daher wird auch die zweite AC-Verbindung unter Anwendung des dritten Kriteriums dem Cluster Westlich Adlergrund zugeordnet. Die Berücksichtigung der Kriterien vier und fünf führt zu denselben Ergebnissen wie im Hinblick auf die erste AC-Verbindung oben ausgeführt, sodass sich kein Bedarf für eine Änderung der Zuordnung ergibt.

Bei der Zuordnung der dritten AC-Verbindung verbleiben nach Anwendung der ersten beiden Kriterien wiederum nur die Cluster Westlich Adlergrund und Westlich Arkonasee. Bei der Beurteilung nach dem dritten Kriterium weist das Cluster Westlich Adlergrund nach Berücksichtigung der ersten beiden AC-Verbindungen noch ein Erzeugungspotenzial von 464 MW auf, was nach wie vor über dem Erzeugungspotenzial des Clusters Westlich Arkonasee mit 350 MW liegt. Daher wird auch die dritte AC-Verbindung unter Anwendung des dritten Kriteriums dem Cluster Westlich Adlergrund zugeordnet. Auch hier führt die Berücksichtigung der Kriterien vier und fünf zu denselben Ergebnissen wie oben im Hinblick auf die erste und zweite AC-Verbindung, sodass sich kein Bedarf für eine Änderung der Zuordnung ergibt.

Bei der Zuordnung der vierten AC-Verbindung verbleiben nach Anwendung der ersten beiden Kriterien wiederum nur die Cluster Westlich Adlergrund und Westlich Arkonasee. Bei der Beurteilung dieser Cluster nach dem dritten Kriterium weist das Cluster Westlich Adlergrund nach Berücksichtigung der ersten drei AC-Verbindungen noch ein Erzeugungspotenzial von 214 MW auf. Demgegenüber weist das Cluster Westlich Arkonasee ein Erzeugungspotenzial von 350 MW auf und liegt somit höher. Daher müsste die vierte AC-Verbindung aufgrund des dritten Kriteriums dem Cluster Westlich Arkonasee zugeordnet werden. Die Berücksichtigung des vierten Kriteriums führt zu keiner Änderung, weil der Netzverknüpfungspunkt Lüdershagen bis zur geplanten Inbetriebnahme der vierten AC-Verbindung verfügbar wäre. Allerdings würde die Zuordnung bei Berücksichtigung des fünften Kriteriums grob unangemessen erscheinen. Denn während im Cluster Westlich Adlergrund für zwei OWP bereits eine Genehmigung erteilt wurde, liegt für das Cluster Westlich Arkonasee noch keine Genehmigung für einen OWP vor. Aufgrund dieses deutlichen Unterschieds des Realisierungsfortschritts der OWP im Cluster Westlich Adlergrund im Vergleich zum Cluster Westlich Arkonasee wird daher die vierte AC-Anbindung unter Anwendung des fünften Kriteriums dem Cluster Westlich Adlergrund zugeordnet. Damit ist das Cluster Westlich Adlergrund mit einem Erzeugungspotenzial von 964 MW durch die ersten vier AC-Verbindungen vollständig erschlossen.

### 6.5 OFFSHORE-NETZAUSBAU IN DEN SZENARIEN A 2023, B 2023, B 2033 UND C 2023

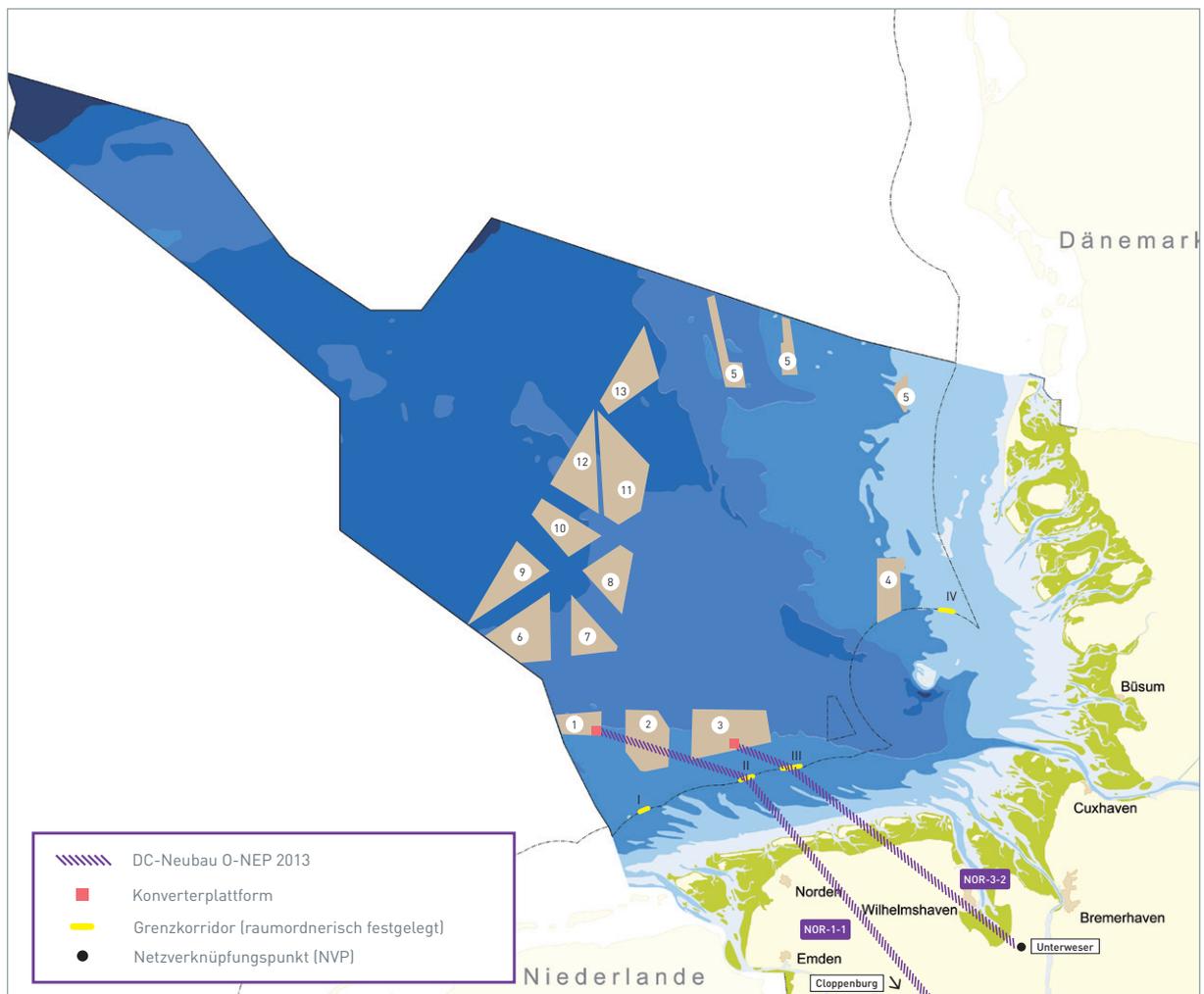
Der resultierende Offshore-Netzausbau ist in den folgenden Beschreibungen der jeweiligen Szenarien dargestellt, wobei sich die Offshore-Netzausbaumaßnahmen in den unterschiedlichen Szenarien im Wesentlichen hinsichtlich ihres Umfangs und ihrer zeitlichen Durchführung, nicht aber in ihrer Art unterscheiden. Wie bereits in Kapitel 2.3 erläutert sieht der neue Rechtsrahmen des EnWG hinsichtlich des Offshore-Netzausbaus und des Anschlusses von OWP ein zweistufiges Verfahren vor. Im Rahmen der ersten Stufe stellen die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber auf Grundlage des O-NEP zunächst windparkspezifische Verbindungen zwischen den Clustern und Netzverknüpfungspunkten an Land her. Diese Verbindungen werden im Folgenden entsprechend der jeweils vorgesehenen Technologie als „HGÜ-Verbindungen“ (Nordsee) bzw. „AC-Verbindungen“ (Ostsee) bezeichnet. In der zweiten Stufe erfolgt dann eine Zuweisung der Übertragungskapazität auf diesen Verbindungen durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) an einen oder mehrere OWP. Demzufolge kann erst auf Grundlage dieser konkreten Zuweisung von Übertragungskapazität auf den Verbindungen an OWP der projektspezifische und „windparkscharfe“ Anschluss eines oder mehrerer OWP an die Verbindung erfolgen. Da somit diese projektspezifischen Anschlüsse zur Zeit der Erarbeitung des vorliegenden O-NEP noch nicht feststehen und sich erst im Rahmen der zweiten Stufe konkretisieren, werden sie in den nachfolgenden Maßnahmen-Tabellen des Offshore-Netzausbaus nicht ausdrücklich aufgeführt. Für den Anschluss von OWP an die Verbindungen sind sie jedoch in jedem Fall erforderlich und werden daher im Rahmen der Kalkulation der jeweiligen Investitionsvolumina (siehe Kapitel 6.6) pauschaliert berücksichtigt. Da die Herstellung dieser Anschlüsse sowohl bei HGÜ-Verbindungen als auch bei AC-Verbindungen stets in AC-Technologie erfolgt, werden sie in diesem Kontext und auch im Rahmen von Kapitel 10 – soweit dort eine pauschalierte Berücksichtigung möglich war – als „AC-Anschlüsse“ bezeichnet. Das aus HGÜ-Verbindung bzw. AC-Verbindung und AC-Anschluss entstehende Gesamtsystem wird im Folgenden und auch in Kapitel 10 als DC-Netzanbindungssystem (Nordsee) bzw. AC-Netzanbindungssystem (Ostsee) bezeichnet.

Für die Angaben zum „geplanten Beginn der Umsetzung“ wurde im Folgenden jeweils der geplante Beginn des EU-weiten Vergabeverfahrens zugrunde gelegt. Insofern hängt die „geplante Inbetriebnahme“ auch unmittelbar von der Durchführung und dem Ergebnis dieses EU-weiten Vergabeverfahrens ab.

### 6.5.1 Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes in Szenario A 2023

Das Szenario A 2023 weist im Vergleich zu den anderen Szenarien den insgesamt geringsten Offshore-Netzausbaubedarf aus. Die Gesamtlänge des Zubau-Offshorenetzes beläuft sich auf rund 1.115<sup>16</sup> km, wobei 705 km auf DC-Netzanbindungssysteme (davon 400 km HGÜ-Verbindungen und 305 km AC-Anschlüsse) in der Nordsee und 410 km auf AC-Netzanbindungssysteme (davon 350 km AC-Verbindungen und 60 km AC-Anschlüsse) in der Ostsee entfallen. Die Gesamt-Übertragungskapazität des Zubau-Offshorenetzes beträgt 2,8 GW. Die Investitionen für die Offshore-Netzausbaumaßnahmen inklusive des Offshore-Startnetzes belaufen sich auf rund 16 Mrd. €. In den folgenden Abbildungen 24 und 25 sind die Projekte und Maßnahmen für das Szenario A 2023 dargestellt. Jedes Projekt ist mit einer Projektnummer versehen. In Kapitel 10 ist unter dieser Kennnummer eine detaillierte Beschreibung der Maßnahmen hinterlegt.

ABBILDUNG 24: SZENARIO A 2023 NORDSEE

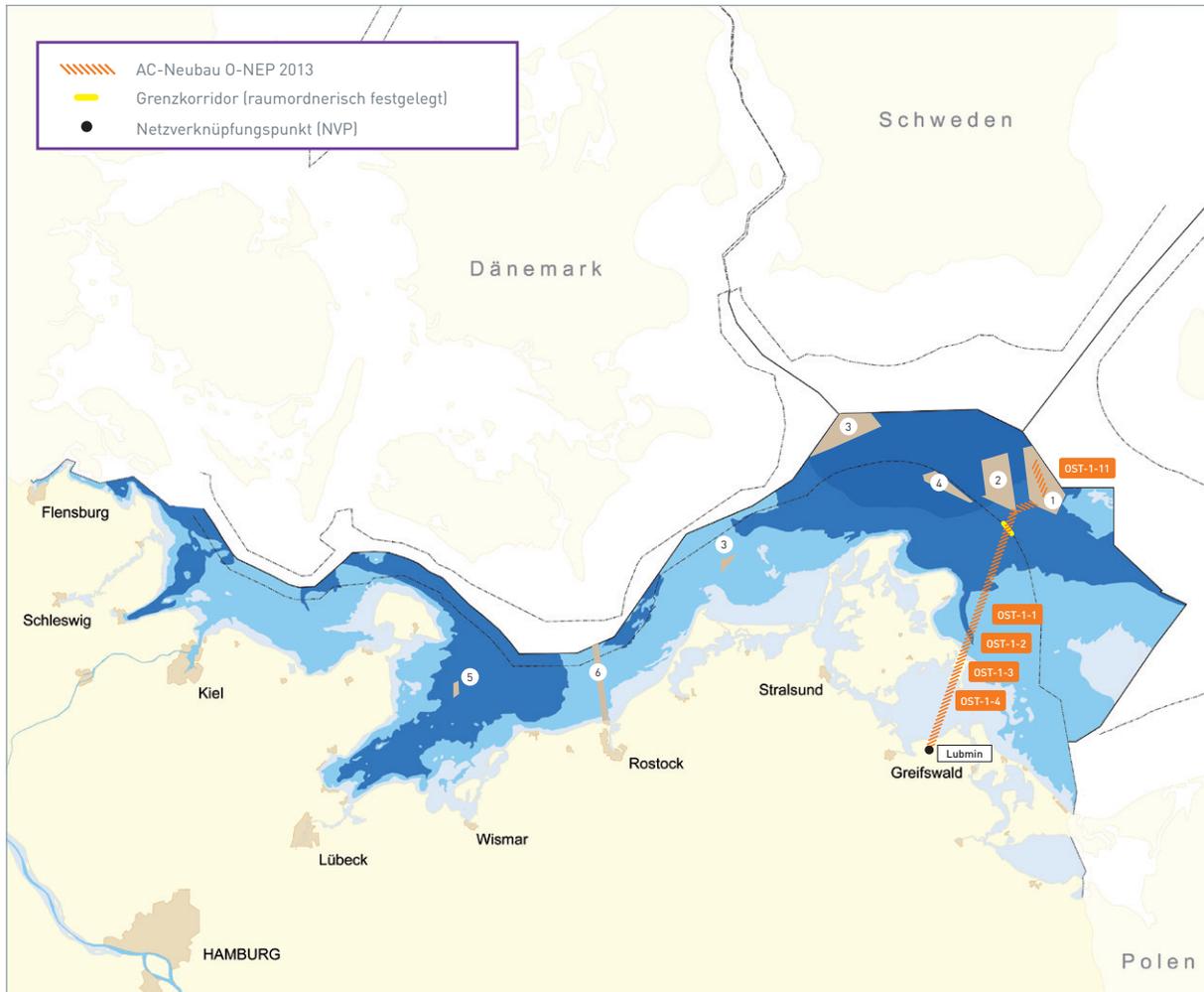


Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie/Übertragungsnetzbetreiber

<sup>16</sup> Der OWP Sandbank wurde aufgrund der ihm seit dem ersten Entwurf zugeteilten Kapazität vom Zubau- ins Start-Offshorenetz verschoben. Weiterhin wurde die Länge der in der Ostsee vorgesehenen Querverbindung in Cluster 1 auf Grundlage des aktuellen Status des Bundesfachplans Offshore angepasst. Daraus resultiert die Änderung der Gesamtlänge.

## 6 MASSNAHMEN FÜR EINEN BEDARFSGERECHTEN OFFSHORE-NETZAUSBAU

ABBILDUNG 25: SZENARIO A 2023 OSTSEE



Quelle: Bundesamt für Schifffahrt und Hydrographie/Übertragungsnetzbetreiber

TABELLE 11: MASSNAHMEN DES ZUBAU-OFFSHORENETZES NORDSEE IN SZENARIO A 2023

Projekt	Maßnahme	Name der Maßnahme	Trassenlänge on- und offshore	Geplanter Beginn der Umsetzung	Geplante Inbetriebnahme
NOR-3-2	14	HGÜ-Verbindung NOR-3-2	170	4. Quartal 2014	2020
NOR-1-1	3	HGÜ-Verbindung NOR-1-1	230	2. Quartal 2017	2023

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

## 6 MASSNAHMEN FÜR EINEN BEDARFSGERECHTEN OFFSHORE-NETZAUSBAU

TABELLE 12: MASSNAHMEN DES ZUBAU-OFFSHORENETZES OSTSEE IN SZENARIO A 2023

Projekt	Maßnahme	Name der Maßnahme	Trassenlänge on- und offshore	Geplanter Beginn der Umsetzung	Geplante Inbetriebnahme
OST-1-1	51	AC-Verbindung OST-1-1	85	2. Quartal 2013	2017
OST-1-2	53	AC-Verbindung OST-1-2	85	2. Quartal 2013	2017
OST-1-3	55	AC-Verbindung OST-1-3	85	2. Quartal 2014	2018
OST-1-4	57	AC-Verbindung OST-1-4	85	2. Quartal 2014	2018
OST-1-11	65*	AC-Querverbindung OST-1-11	10**	2. Quartal 2014***	2018***

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die für die Ostsee angegebenen geplanten Termine für den jeweiligen Beginn der Umsetzung gelten ab und einschließlich der dritten AC-Verbindung 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.

### 6.5.2 Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes in Szenario B 2023 (Leitszenario)

Das Leitszenario B 2023 weist im Vergleich zu Szenario A 2023 einen höheren Offshore-Netzausbaubedarf aus. Dies ist direkt auf das gemäß bestätigtem Szenariorahmen erhöhte Erzeugungspotenzial und auf den entsprechend erhöhten Transportbedarf zurückzuführen. Die Gesamtlänge des Zubau-Offshorenetzes beläuft sich auf rund *2.115<sup>17</sup> km*, wobei *1.705 km* auf DC-Netzanbindungssysteme (davon *1.135 km* HGÜ-Verbindung und *570 km* AC-Anschlüsse) in der Nordsee und *410 km* auf AC-Netzanbindungssysteme (davon *350 km* AC-Verbindungen und *60 km* AC-Anschlüsse) *in der Ostsee entfallen*. Die Gesamt-Übertragungskapazität des Zubau-Offshorenetzes beträgt *6,4 GW*. Die Investitionen für die Offshore-Netzausbaumaßnahmen inklusive des Start-Offshorenetz belaufen sich auf rund *22 Mrd. €*.

In den folgenden Abbildungen 26 und 27 sind die Projekte und Maßnahmen für das Szenario B 2023 dargestellt. Jedes Projekt ist mit einer Projektnummer versehen. In Kapitel 10 ist unter dieser Kennnummer eine detaillierte Beschreibung der Maßnahmen hinterlegt.

\* Die Realisierung von Querverbindungen im Zubau-Offshorenetz Ostsee ist jeweils konkret im Einzelfall hinsichtlich ihrer Effizienz zu prüfen. Die Darstellung der Querverbindungen in den Maßnahmentabellen hat daher informatorischen Charakter und stellt eine Abschätzung des zuständigen Übertragungsnetzbetreibers dar.

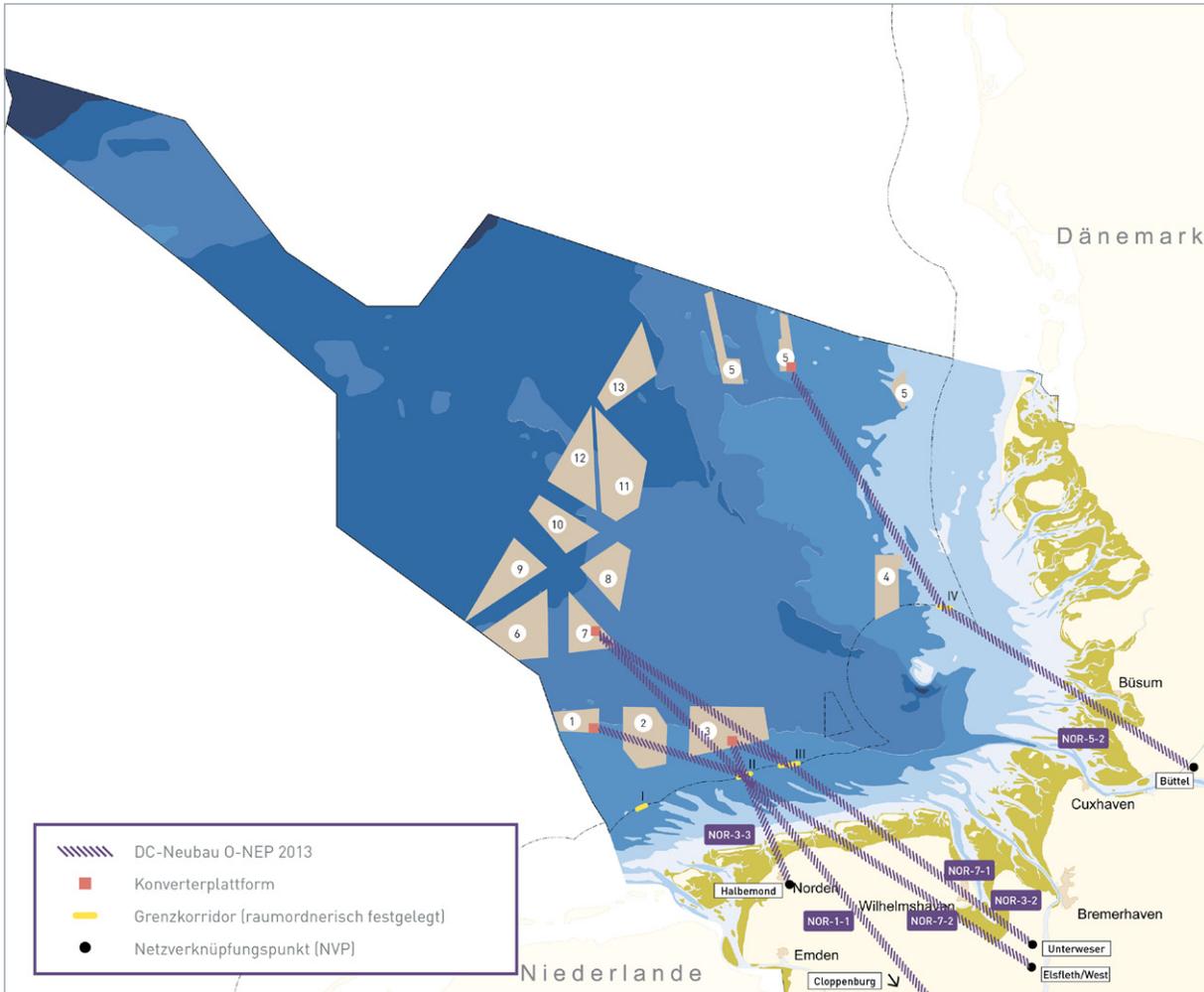
\*\* Zur Zeit der Erarbeitung des ersten Entwurfs des O-NEP lag der Bundesfachplan Offshore Ostsee noch nicht im Entwurf vor. Aufgrund der sich daraus ergebenden Unsicherheiten bzgl. der Trasse für die Querverbindung wurde ein Schätzwert angegeben, der ein breites Spektrum an Eventualitäten abdecken musste (z. B. Berücksichtigung der Innerparkverkabelung der OWP, Standorte der Umspannplattformen der OWP etc.). Nachdem zwischenzeitlich der Bundesfachplan Offshore Ostsee im Entwurf vorliegt, wird auf dieser Grundlage davon ausgegangen, dass die Länge der Querverbindung etwa 10 km betragen wird. Die exakte Trassenlänge hängt davon ab, welche OWP von der BNetzA Netzanschlusskapazität zugewiesen bekommen und welche Umspannplattformen somit zu verbinden sind. Wenn die Trassenlänge erheblich den hier angegebenen Wert übersteigt, kann dies ggf. negative Auswirkungen auf das Kosten-Nutzen-Verhältnis der Querverbindung haben, das sich nach Einschätzung des anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreibers mit dem hier angegebenen Wert bisher positiv darstellt.

\*\*\* Abhängig von der Einzelfallprüfung.

<sup>17</sup> Der OWP Sandbank wurde aufgrund der ihm seit dem ersten Entwurf zugeteilten Kapazität vom Zubau- ins Start-Offshorenetz verschoben. Weiterhin wurde die Länge der in der Ostsee vorgesehenen Querverbindung innerhalb des Clusters 1 auf Grundlage des aktuellen Stands des Bundesfachplans Offshore angepasst. Zusätzlich führen Vorgaben aus dem Bundesfachplan Offshore zu einer Änderung der Länge des Systems NOR-7-2.

6 MASSNAHMEN FÜR EINEN BEDARFSGERECHTEN OFFSHORE-NETZAUSBAU

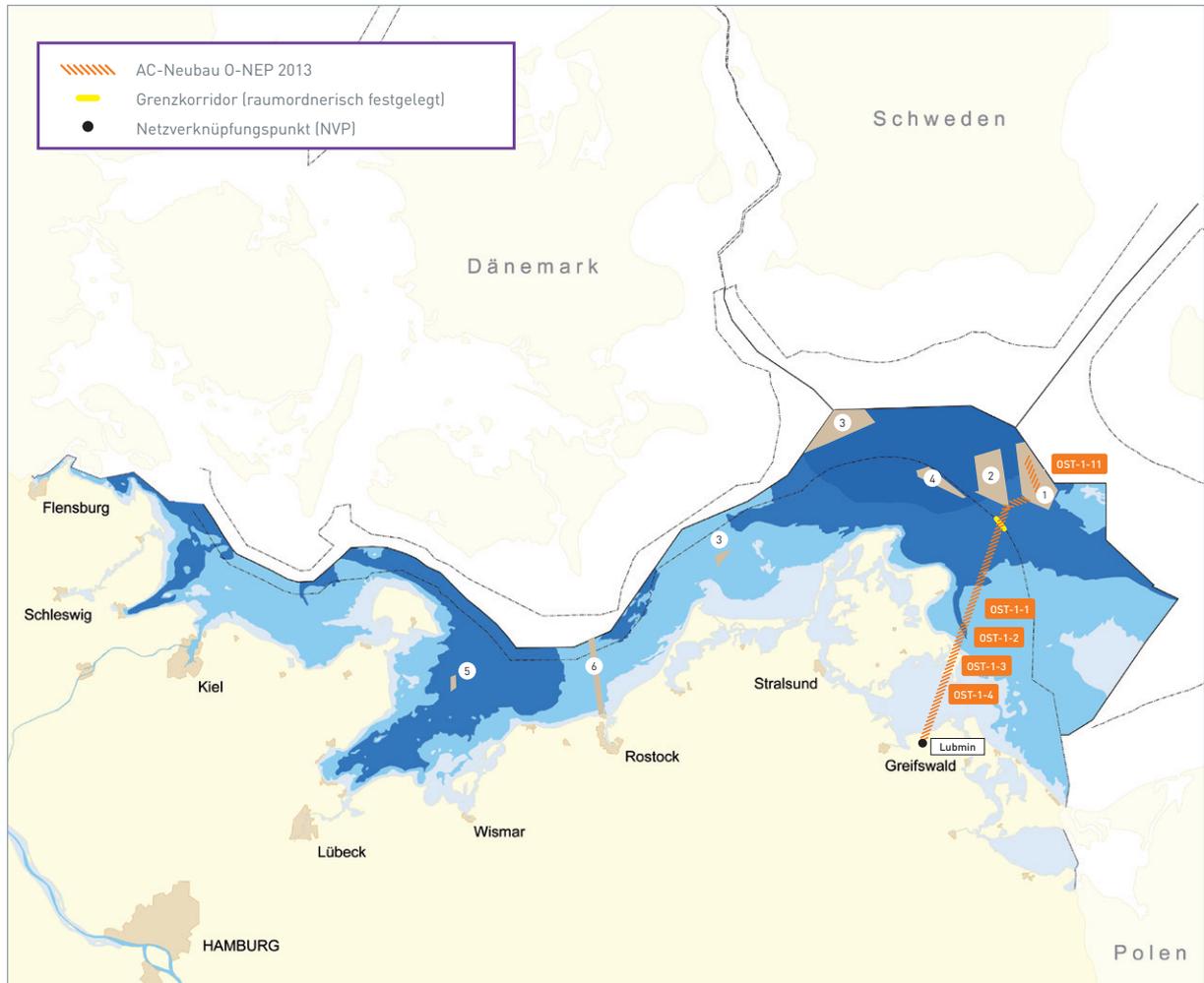
ABBILDUNG 26: SZENARIO B 2023 NORDSEE



Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie/Übertragungsnetzbetreiber

## 6 MASSNAHMEN FÜR EINEN BEDARFGERECHTEN OFFSHORE-NETZAUSBAU

ABBILDUNG 27: SZENARIO B 2023 OSTSEE



Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie/Übertragungsnetzbetreiber

## 6 MASSNAHMEN FÜR EINEN BEDARFSGERECHTEN OFFSHORE-NETZAUSBAU

TABELLE 13: MASSNAHMEN DES ZUBAU-OFFSHORENETZES NORDSEE IN SZENARIO B 2023

Projekt	Maßnahme	Name der Maßnahme	Trassenlänge on- und offshore	Geplanter Beginn der Umsetzung	Geplante Inbetriebnahme
NOR-3-2	14	HGÜ-Verbindung NOR-3-2	170	4. Quartal 2014	2020
NOR-1-1	3	HGÜ-Verbindung NOR-1-1	230	2. Quartal 2015	2021
NOR-3-3	15	HGÜ-Verbindung NOR-3-3	60	2. Quartal 2015	2021
NOR-7-1	31	HGÜ-Verbindung NOR-7-1	230	2. Quartal 2016	2022
NOR-5-2	25	HGÜ-Verbindung NOR-5-2	205	2. Quartal 2017	2023
NOR-7-2	32	HGÜ-Verbindung NOR-7-2	240	2. Quartal 2017	2023

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

TABELLE 14: MASSNAHMEN DES ZUBAU-OFFSHORENETZES OSTSEE IN SZENARIO B 2023

Projekt	Maßnahme	Name der Maßnahme	Trassenlänge on- und offshore	Geplanter Beginn der Umsetzung	Geplante Inbetriebnahme
OST-1-1	51	AC-Verbindung OST-1-1	85	2. Quartal 2013	2017
OST-1-2	53	AC-Verbindung OST-1-2	85	2. Quartal 2013	2017
OST-1-3	55	AC-Verbindung OST-1-3	85	2. Quartal 2014	2018
OST-1-4	57	AC-Verbindung OST-1-4	85	2. Quartal 2014	2018
OST-1-11	65*	AC-Querverbindung OST-1-11	10**	2. Quartal 2014***	2018***

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die für die Ostsee angegebenen geplanten Termine für den jeweiligen Beginn der Umsetzung gelten ab und einschließlich der dritten AC-Verbindung 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.

\* Die Realisierung von Querverbindungen im Zubau-Offshorenetz Ostsee ist jeweils konkret im Einzelfall hinsichtlich ihrer Effizienz zu prüfen. Die Darstellung der Querverbindungen in den Maßnahmentabellen hat daher informatorischen Charakter und stellt eine Abschätzung des zuständigen Übertragungsnetzbetreibers dar.

\*\* Zur Zeit der Erarbeitung des ersten Entwurfs des O-NEP lag der Bundesfachplan Offshore Ostsee noch nicht im Entwurf vor. Aufgrund der sich daraus ergebenden Unsicherheiten bzgl. der Trasse für die Querverbindung wurde ein Schätzwert angegeben, der ein breites Spektrum an Eventualitäten abdecken musste (z. B. Berücksichtigung der Innerparkverkabelung der OWP, Standorte der Umspannplattformen der OWP etc.). Nachdem zwischenzeitlich der Bundesfachplan Offshore Ostsee im Entwurf vorliegt, wird auf dieser Grundlage davon ausgegangen, dass die Länge der Querverbindung etwa 10 km betragen wird. Die exakte Trassenlänge hängt davon ab, welche OWPs von der BNetzA Netzanschlusskapazität zugewiesen bekommen und welche Umspannplattformen somit zu verbinden sind. Wenn die Trassenlänge erheblich den hier angegebenen Wert übersteigt, kann dies ggf. negative Auswirkungen auf das Kosten-Nutzen-Verhältnis der Querverbindung haben, das sich nach Einschätzung des anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreibers mit dem hier angegebenen Wert bisher positiv darstellt.

\*\*\* Abhängig von der Einzelfallprüfung.

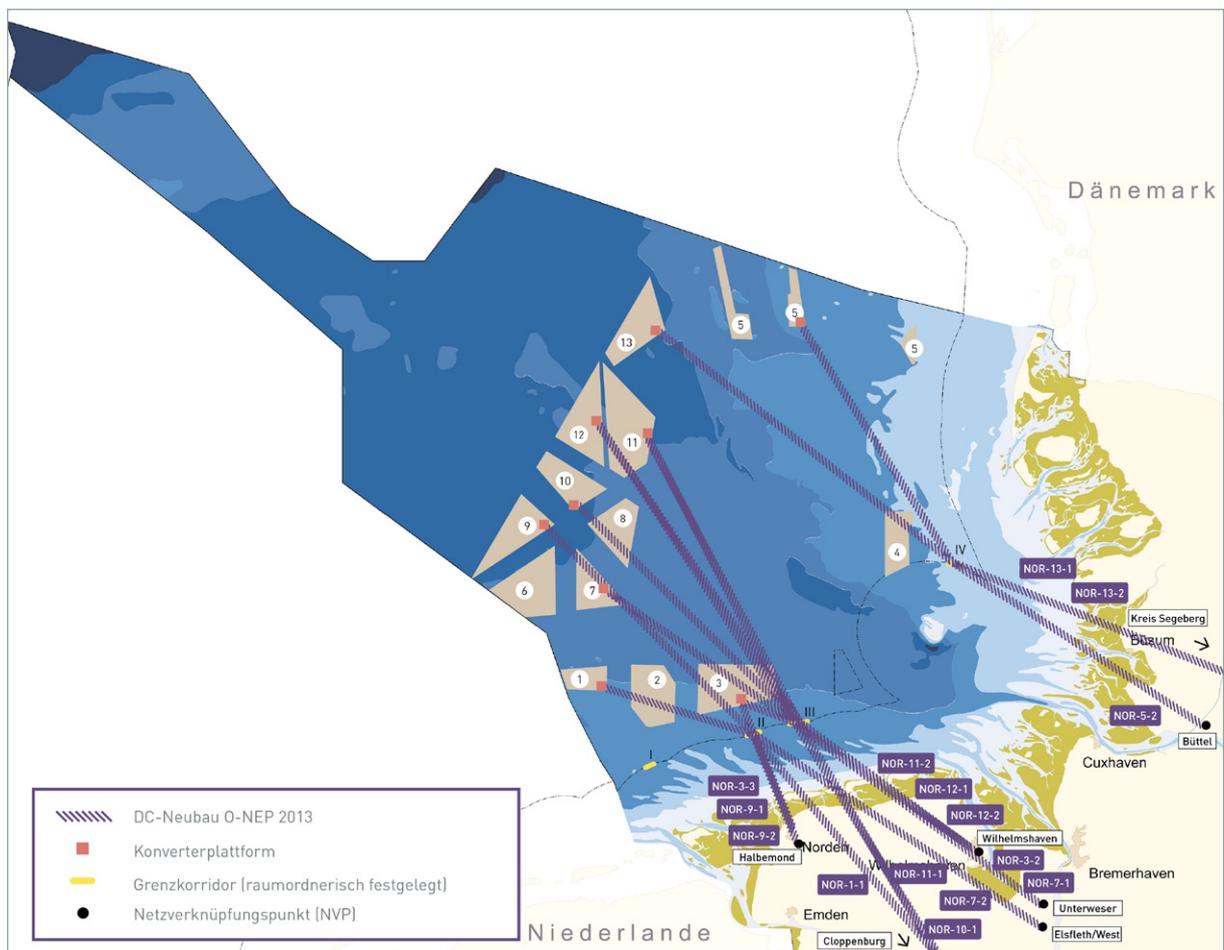
## 6 MASSNAHMEN FÜR EINEN BEDARFSGERECHTEN OFFSHORE-NETZAUSBAU

**6.5.3 Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes in Szenario B 2033**

Das Szenario B 2033 als Ausblick des Leitszenarios B 2023 weist im Vergleich zu den anderen Szenarien den insgesamt höchsten Offshore-Netzausbaubedarf aus. Dies ist direkt auf den deutlich höheren Transportbedarf im Jahr 2033 zurückzuführen. Die Gesamtlänge des Zubau-Offshorenetzes beläuft sich auf rund **6.560 km<sup>19</sup>**, wobei **4.520 km** auf DC-Netzanbindungssysteme (davon **3.355 km** auf HGÜ-Verbindungen und **1.165 km** AC-Anschlüsse) in der Nordsee und **2.040 km** auf AC-Netzanbindungssysteme (davon **1.725 km** AC-Verbindungen und **315 km** AC-Anschlüsse) in der Ostsee entfallen. Die Gesamt-Übertragungskapazität des Zubau-Offshorenetzes beträgt **18,75 GW**. Die Investitionen für die Offshore-Netzausbaumaßnahmen inklusive des Startnetzes belaufen sich auf rund **39 Mrd. €**.

In den folgenden Abbildungen 28 und 29 sind die Projekte und Maßnahmen für das Szenario B 2033 dargestellt. Jedes Projekt ist mit einer Projektnummer versehen. In Kapitel 10 ist unter dieser Kennnummer eine detaillierte Beschreibung der Maßnahmen hinterlegt.

ABBILDUNG 28: SZENARIO B 2033 NORDSEE

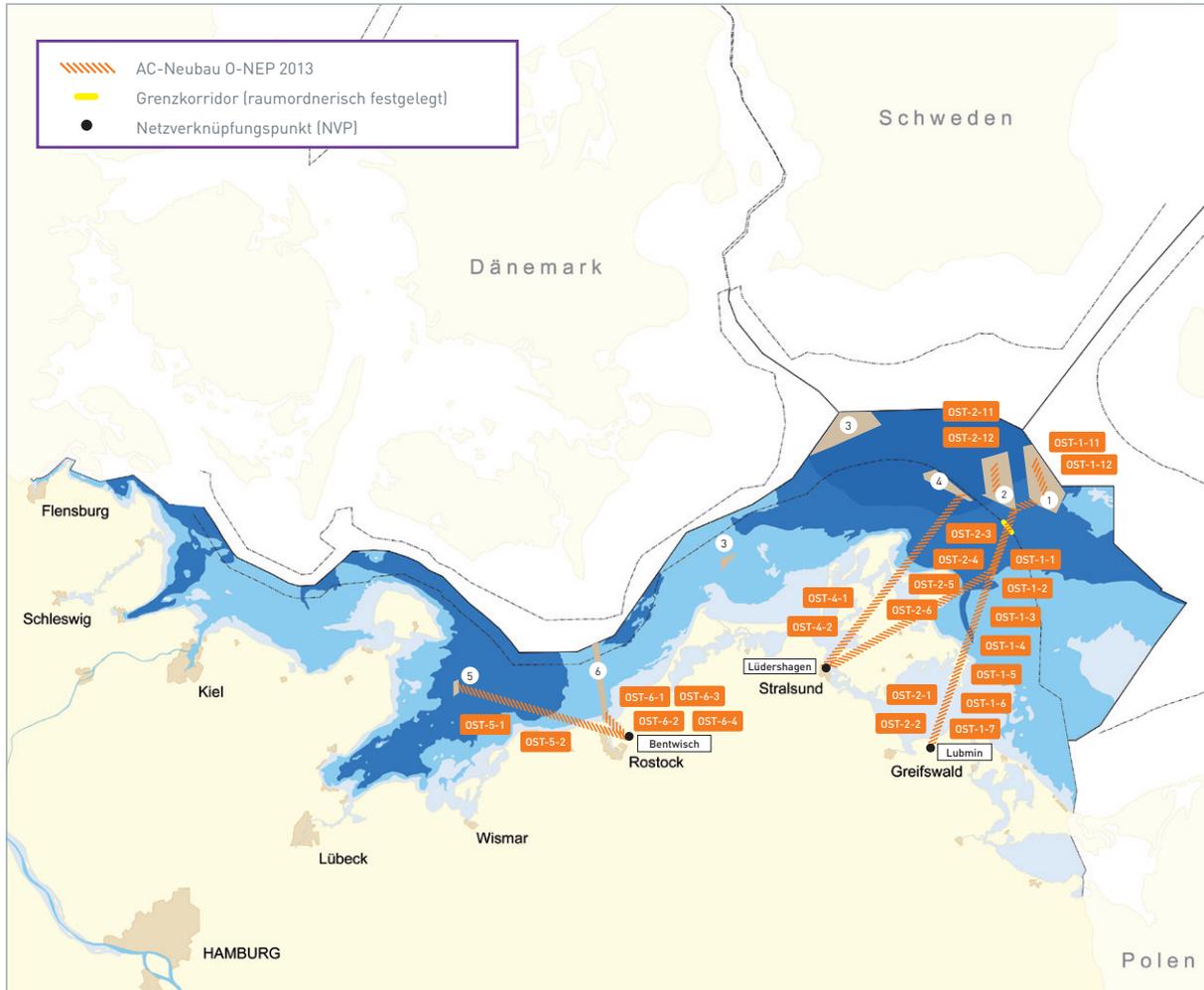


Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie/Übertragungsnetzbetreiber

<sup>19</sup> Der OWP Sandbank wurde aufgrund der ihm seit dem ersten Entwurf zugeteilten Kapazität vom Zubau- ins Start-Offshorenetz verschoben. Weiterhin wurden die Längen der in der Ostsee vorgesehenen Querverbindungen innerhalb des Clusters 1 und 2 auf Grundlage des aktuellen Stands des Bundesfachplans Offshore angepasst. Zusätzlich führen Vorgaben aus dem Bundesfachplan Offshore zu einer Änderung der Länge des Systems NOR-7-2.

## 6 MASSNAHMEN FÜR EINEN BEDARFSGERECHTEN OFFSHORE-NETZAUSBAU

ABBILDUNG 29: SZENARIO B 2033 OSTSEE



Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie/Übertragungsnetzbetreiber

## 6 MASSNAHMEN FÜR EINEN BEDARFSGERECHTEN OFFSHORE-NETZAUSBAU

TABELLE 15: MASSNAHMEN DES ZUBAU-OFFSHORENETZES NORDSEE IN SZENARIO B 2033

Projekt	Maßnahme	Name der Maßnahme	Trassenlänge on- und offshore	Geplanter Beginn der Umsetzung	Geplante Inbetriebnahme
NOR-3-2	14	HGÜ-Verbindung NOR-3-2	170	4. Quartal 2014	2020
NOR-1-1	3	HGÜ-Verbindung NOR-1-1	230	2. Quartal 2015	2021
NOR-3-3	15	HGÜ-Verbindung NOR-3-3	60	2. Quartal 2015	2021
NOR-7-1	31	HGÜ-Verbindung NOR-7-1	230	2. Quartal 2016	2022
NOR-5-2	25	HGÜ-Verbindung NOR-5-2	205	2. Quartal 2017	2023
NOR-7-2	32	HGÜ-Verbindung NOR-7-2	240	2. Quartal 2017	2023
NOR-13-1	43	HGÜ-Verbindung NOR-13-1	330	2. Quartal 2019	2025
NOR-11-1	39	HGÜ-Verbindung NOR-11-1	300	2. Quartal 2020	2026
NOR-12-1	41	HGÜ-Verbindung NOR-12-1	230	2. Quartal 2021	2027
NOR-9-1	35	HGÜ-Verbindung NOR-9-1	150	2. Quartal 2022	2028
NOR-10-1	38	HGÜ-Verbindung NOR-10-1	280	2. Quartal 2023	2029
NOR-13-2	44	HGÜ-Verbindung NOR-13-2	330	2. Quartal 2024	2030
NOR-11-2	40	HGÜ-Verbindung NOR-11-2	220	2. Quartal 2025	2031
NOR-12-2	42	HGÜ-Verbindung NOR-12-2	230	2. Quartal 2026	2032
NOR-9-2	36	HGÜ-Verbindung NOR-9-2	150	2. Quartal 2027	2033

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

## 6 MASSNAHMEN FÜR EINEN BEDARFSGERECHTEN OFFSHORE-NETZAUSBAU

TABELLE 16: MASSNAHMEN DES ZUBAU-OFFSHORENETZES OSTSEE IN SZENARIO B 2033

Projekt	Maßnahme	Name der Maßnahme	Trassenlänge on- und offshore	Geplanter Beginn der Umsetzung	Geplante Inbetriebnahme
OST-1-1	51	AC-Verbindung OST-1-1	85	2. Quartal 2013	2017
OST-1-2	53	AC-Verbindung OST-1-2	85	2. Quartal 2013	2017
OST-1-3	55	AC-Verbindung OST-1-3	85	2. Quartal 2014	2018
OST-1-4	57	AC-Verbindung OST-1-4	85	2. Quartal 2014	2018
OST-1-5	59	AC-Verbindung OST-1-5	85	2. Quartal 2020	2024
OST-1-6	61	AC-Verbindung OST-1-6	85	2. Quartal 2020	2024
OST-4-1	81	AC-Verbindung OST-4-1	100	2. Quartal 2021	2025
OST-4-2	83	AC-Verbindung OST-4-2	100	2. Quartal 2021	2025
OST-1-7	63	AC-Verbindung OST-1-7	85	2. Quartal 2022	2026
OST-2-1	67	AC-Verbindung OST-2-1	85	2. Quartal 2022	2026
OST-2-2	69	AC-Verbindung OST-2-2	85	2. Quartal 2023	2027
OST-2-3	71	AC-Verbindung OST-2-3	100	2. Quartal 2023	2027
OST-6-1	89	AC-Verbindung OST-6-1	45	2. Quartal 2024	2028
OST-2-4	73	AC-Verbindung OST-2-4	100	2. Quartal 2024	2028
OST-6-2	91	AC-Verbindung OST-6-2	45	2. Quartal 2025	2029
OST-2-5	75	AC-Verbindung OST-2-5	100	2. Quartal 2025	2029
OST-5-1	85	AC-Verbindung OST-5-1	70	2. Quartal 2026	2030
OST-6-3	93	AC-Verbindung OST-6-3	45	2. Quartal 2026	2030
OST-2-6	77	AC-Verbindung OST-2-6	100	2. Quartal 2027	2031
OST-5-2	87	AC-Verbindung OST-5-2	70	2. Quartal 2028	2032
OST-6-4	95	AC-Verbindung OST-6-4	45	2. Quartal 2028	2032
OST-1-11	65*	AC-Querverbindung OST-1-11	10**	2. Quartal 2014***	2018***
OST-1-12	66*	AC-Querverbindung OST-1-12	10**	***	***
OST-2-11	79*	AC-Querverbindung OST-2-11	10**	***	***
OST-2-12	80*	AC-Querverbindung OST-2-12	10**	***	***

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

\* Die Realisierung von Querverbindungen im Zubau-Offshorenetz Ostsee ist jeweils konkret im Einzelfall hinsichtlich ihrer Effizienz zu prüfen. Die Darstellung der Querverbindungen in den Maßnahmentabellen hat daher informativen Charakter und stellt eine Abschätzung des zuständigen Übertragungsnetzbetreibers dar.

\*\* Zur Zeit der Erarbeitung des ersten Entwurfs des O-NEP lag der Bundesfachplan Offshore Ostsee noch nicht im Entwurf vor. Aufgrund der sich daraus ergebenden Unsicherheiten bzgl. der Trasse für die Querverbindung wurde ein Schätzwert angegeben, der ein breites Spektrum an Eventualitäten abdecken musste (z. B. Berücksichtigung der Innerparkverkabelung der OWP, Standorte der Umspannplattformen der OWP etc.). Nachdem zwischenzeitlich der Bundesfachplan Offshore Ostsee im Entwurf vorliegt, wird auf dieser Grundlage davon ausgegangen, dass die Länge der Querverbindung etwa 10 km betragen wird. Die exakte Trassenlänge hängt davon ab, welche OWP von der BNetzA Netzanschlusskapazität zugewiesen bekommen und welche Umspannplattformen somit zu verbinden sind. Wenn die Trassenlänge erheblich den hier angegebenen Wert übersteigt, kann dies ggf. negative Auswirkungen auf das Kosten-Nutzen-Verhältnis der Querverbindung haben, das sich nach Einschätzung des anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreibers mit dem hier angegebenen Wert bisher positiv darstellt.

\*\*\* Abhängig von der Einzelfallprüfung.

Die für die Ostsee angegebenen geplanten Termine für den jeweiligen Beginn der Umsetzung gelten ab und einschließlich der dritten AC-Verbindung 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 Bundesnetzagentur sichergestellt ist. Für alle nachfolgenden Maßnahmen gilt Entsprechendes.

#### **6.5.4 Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes in Szenario C 2023**

Das Szenario C 2023 weist im Vergleich zu den Szenarien A 2023 und B 2023 einen höheren Netzausbaubedarf aus. Dies ist direkt auf den erhöhten Transportbedarf zurückzuführen. Die Gesamtlänge des Zubau-Offshorenetzes beläuft sich auf rund  $3.525 \text{ km}^{20}$ , wobei  $2.365 \text{ km}$  auf DC-Netzanbindungssysteme (davon  $1.665 \text{ km}$  HGÜ-Verbindungen und  $700 \text{ km}$  AC-Anschlüsse) in der Nordsee und  $1.160 \text{ km}$  auf AC-Netzanbindungssysteme (davon  $995 \text{ km}$  AC-Verbindungen und  $165 \text{ km}$  AC-Anschlüsse) in der Ostsee entfallen. Die Gesamt-Übertragungskapazität des Zubau-Offshorenetzes beträgt  $10 \text{ GW}$ . Die Investitionen für die Netzmaßnahmen inklusive des Startnetzes belaufen sich auf rund  $27 \text{ Mrd. €}$ .

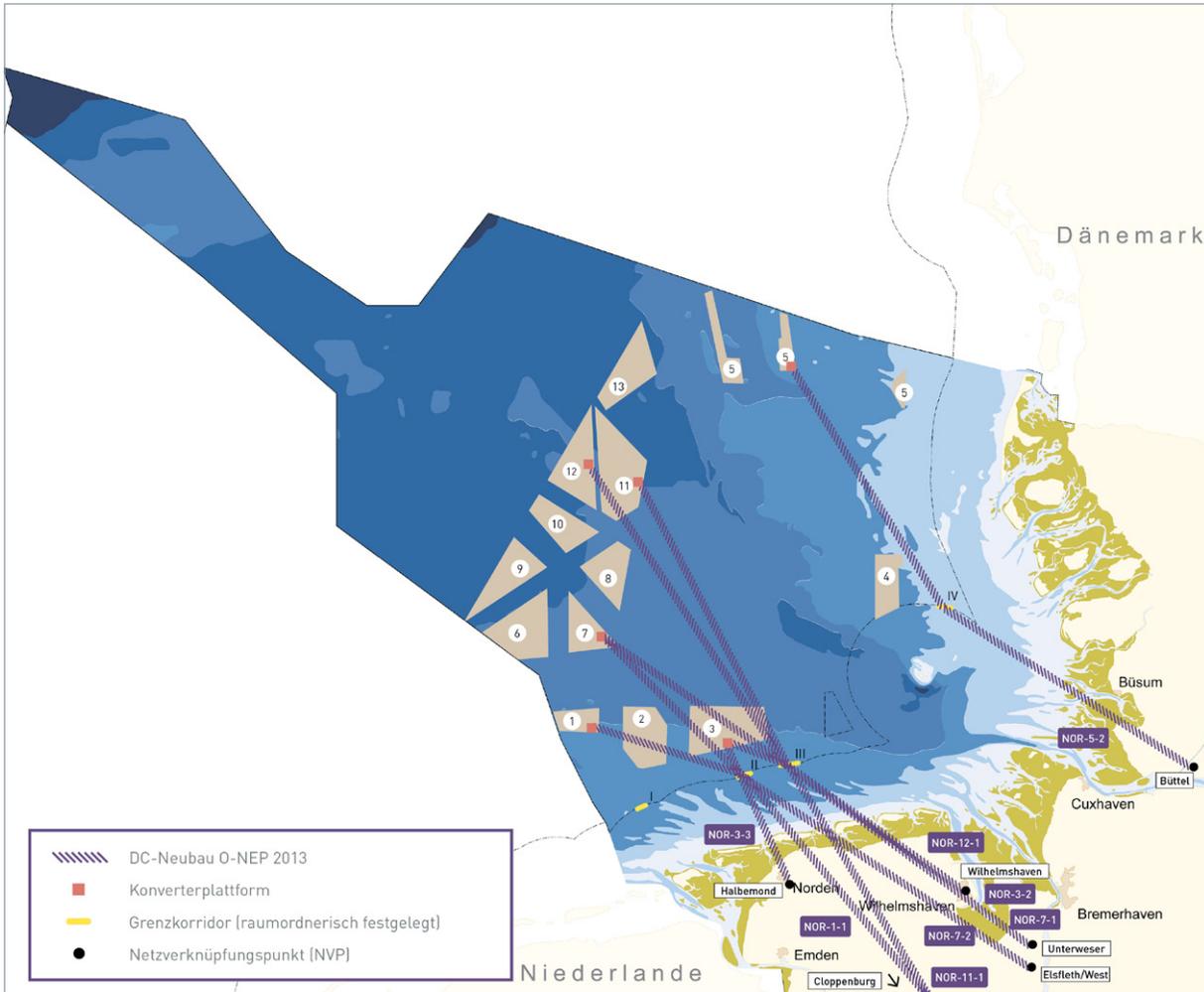
In den folgenden Abbildungen 30 und 31 sind die Projekte und Maßnahmen für das Szenario C 2023 dargestellt. Jedes Projekt ist mit einer Projektnummer versehen. In Kapitel 10 ist unter dieser Kennnummer eine detaillierte Beschreibung der Maßnahmen hinterlegt.

---

<sup>20</sup> Der OWP Sandbank wurde aufgrund der ihm seit dem ersten Entwurf zugeteilten Kapazität vom Zubau- ins Start-Offshorenetz verschoben. Weiterhin wurden die Längen der in der Ostsee vorgesehenen Querverbindungen innerhalb des Clusters 1 und 2 auf Grundlage des aktuellen Stands des Bundesfachplans Offshore angepasst. Zusätzlich führen Vorgaben aus dem Bundesfachplan Offshore zu einer Änderung der Länge des Systems NOR-7-2.

6 MASSNAHMEN FÜR EINEN BEDARFSGERECHTEN OFFSHORE-NETZAUSBAU

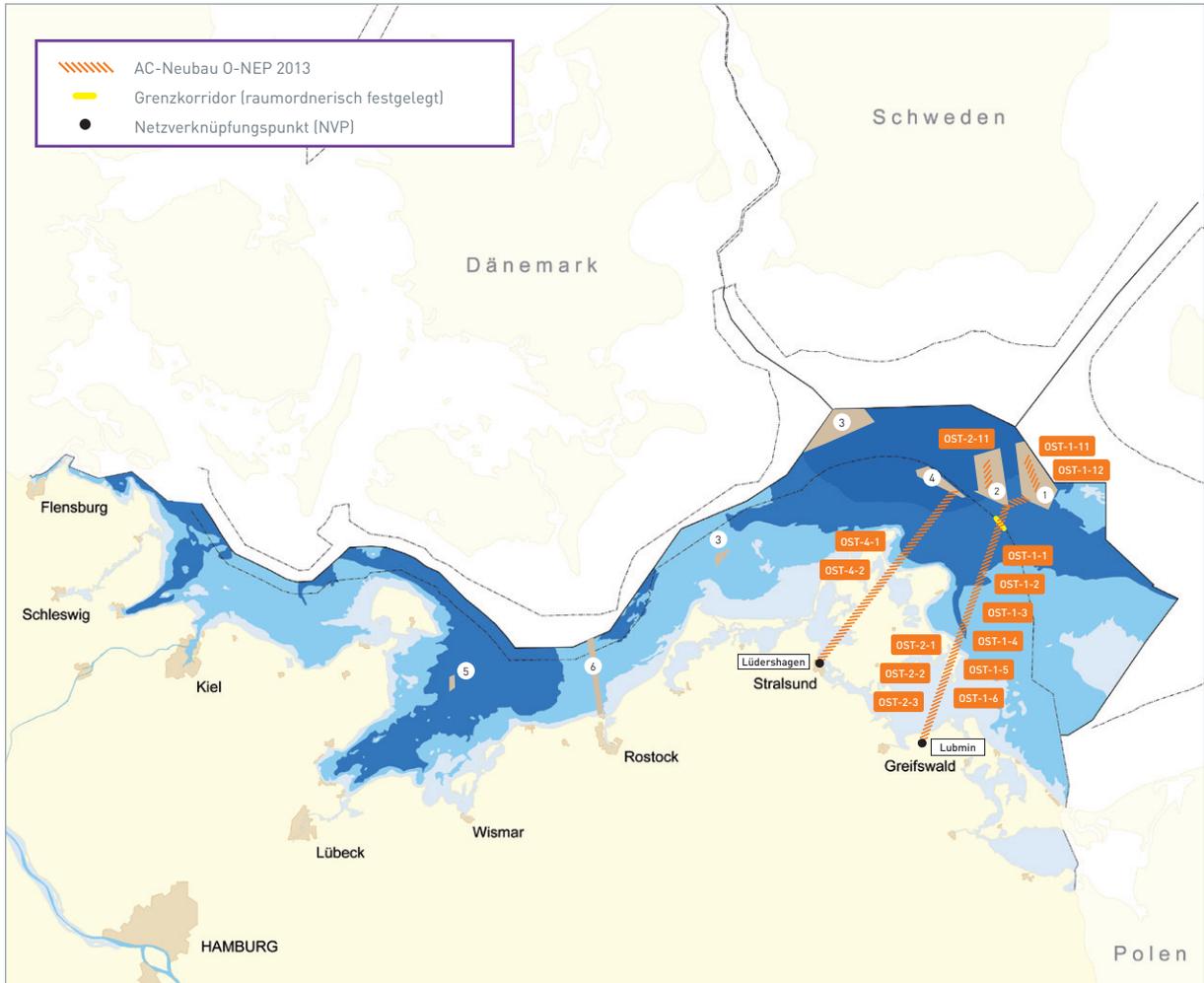
ABBILDUNG 30: SZENARIO C 2023 NORDSEE



Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie/Übertragungsnetzbetreiber

6 MASSNAHMEN FÜR EINEN BEDARFSGERECHTEN OFFSHORE-NETZAUSBAU

ABBILDUNG 31: SZENARIO C 2023 OSTSEE



Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie/Übertragungsnetzbetreiber

## 6 MASSNAHMEN FÜR EINEN BEDARFSGERECHTEN OFFSHORE-NETZAUSBAU

TABELLE 17: MASSNAHMEN DES ZUBAU-OFFSHORENETZES NORDSEE IN SZENARIO C 2023

Projekt	Maßnahme	Name der Maßnahme	Trassenlänge on- und offshore	Geplanter Beginn der Umsetzung	Geplante Inbetriebnahme
NOR-3-2	14	HGÜ-Verbindung NOR-3-2	170	4. Quartal 2014	2020
NOR-1-1	3	HGÜ-Verbindung NOR-1-1	230	2. Quartal 2014	2020
NOR-3-3	15	HGÜ-Verbindung NOR-3-3	60	2. Quartal 2015	2021
NOR-7-1	31	HGÜ-Verbindung NOR-7-1	230	2. Quartal 2015	2021
NOR-5-2	25	HGÜ-Verbindung NOR-5-2	205	2. Quartal 2016	2022
NOR-7-2	32	HGÜ-Verbindung NOR-7-2	240	2. Quartal 2016	2022
NOR-11-1	39	HGÜ-Verbindung NOR-11-1	300	2. Quartal 2017	2023
NOR-12-1	41	HGÜ-Verbindung NOR-12-1	230	2. Quartal 2017	2023

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

## 6 MASSNAHMEN FÜR EINEN BEDARFSGERECHTEN OFFSHORE-NETZAUSSBAU

TABELLE 18: MASSNAHMEN DES ZUBAU-OFFSHORENETZES OSTSEE IN SZENARIO C 2023

Projekt	Maßnahme	Name der Maßnahme	Trassenlänge on- und offshore	Geplanter Beginn der Umsetzung	Geplante Inbetriebnahme
OST-1-1	51	AC-Verbindung OST-1-1	85	2. Quartal 2013	2017
OST-1-2	53	AC-Verbindung OST-1-2	85	2. Quartal 2013	2017
OST-1-3	55	AC-Verbindung OST-1-3	85	2. Quartal 2014	2018
OST-1-4	57	AC-Verbindung OST-1-4	85	2. Quartal 2014	2018
OST-1-5	59	AC-Verbindung OST-1-5	85	2. Quartal 2015	2019
OST-1-6	61	AC-Verbindung OST-1-6	85	2. Quartal 2015	2019
OST-4-1	81	AC-Verbindung OST-4-1	100	2. Quartal 2016	2020
OST-4-2	83	AC-Verbindung OST-4-2	100	2. Quartal 2016	2020
OST-2-1	67	AC-Verbindung OST-2-1	85	2. Quartal 2017	2021
OST-2-2	69	AC-Verbindung OST-2-2	85	2. Quartal 2017	2021
OST-2-3	71	AC-Verbindung OST-2-3	85	2. Quartal 2018	2022
OST-2-11	79*	AC-Querverbindung OST-2-11	10**	***	***
OST-1-11	65*	AC-Querverbindung OST-1-11	10**	2. Quartal 2014***	2018***
OST-1-12	66*	AC-Querverbindung OST-1-12	10**	***	***

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die für die Ostsee angegebenen geplanten Termine für den jeweiligen Beginn der Umsetzung gelten ab und einschließlich der dritten AC-Verbindung 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.

\* Die Realisierung von Querverbindungen im Zubau-Offshorenetz Ostsee ist jeweils konkret im Einzelfall hinsichtlich ihrer Effizienz zu prüfen. Die Darstellung der Querverbindungen in den Maßnahmentabellen hat daher informatorischen Charakter und stellt eine Abschätzung des zuständigen Übertragungsnetzbetreibers dar.

\*\* Zur Zeit der Erarbeitung des ersten Entwurfs des O-NEP lag der Bundesfachplan Offshore Ostsee noch nicht im Entwurf vor. Aufgrund der sich daraus ergebenden Unsicherheiten bzgl. der Trasse für die Querverbindung wurde ein Schätzwert angegeben, der ein breites Spektrum an Eventualitäten abdecken musste (z. B. Berücksichtigung der Innerparkverkabelung der OWP, Standorte der Umspannplattformen der OWP etc.). Nachdem zwischenzeitlich der Bundesfachplan Offshore Ostsee im Entwurf vorliegt, wird auf dieser Grundlage davon ausgegangen, dass die Länge der Querverbindung etwa 10 km betragen wird. Die exakte Trassenlänge hängt davon ab, welche OWP von der BNetzA Netzanschlusskapazität zugewiesen bekommen und welche Umspannplattformen somit zu verbinden sind. Wenn die Trassenlänge erheblich den hier angegebenen Wert übersteigt, kann dies ggf. negative Auswirkungen auf das Kosten-Nutzen-Verhältnis der Querverbindung haben, das sich nach Einschätzung des anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreibers mit dem hier angegebenen Wert bisher positiv darstellt.

\*\*\* Abhängig von der Einzelfallprüfung.

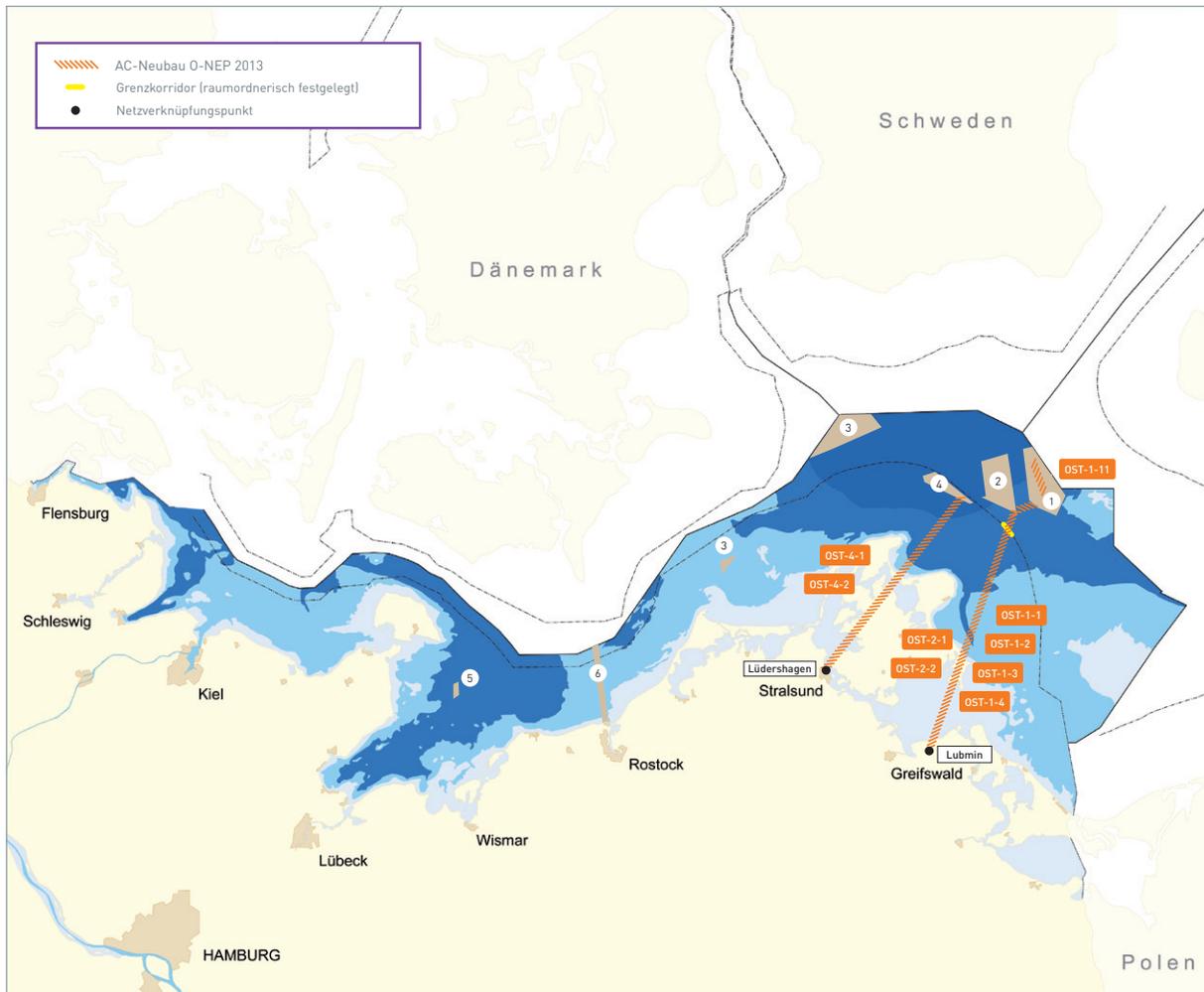
## 6 MASSNAHMEN FÜR EINEN BEDARFSGERECHTEN OFFSHORE-NETZAUSBAU

**6.5.5 Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes Ostsee in Alternativszenario B 2023**

Bei der Erstellung des O-NEP wurde im Rahmen einer alternativen Betrachtung ausgehend vom Szenario B 2023 indikativ untersucht, wie sich das Mengengerüst der zu errichtenden Netzanbindungssysteme erhöhen würde, welche zusätzlichen Investitionen dadurch generiert würden und ob die dafür nötigen Errichtungszeitfenster in die bisherige Planung des Leitszenarios integrierbar wären, um die in Kapitel 3 beschriebene zusätzliche Erzeugungslleistung aus Offshore-Windenergie aufzunehmen.

Im Ergebnis dieser Untersuchung ist festzustellen, dass vier zusätzliche AC-Netzanbindungssysteme mit einer Netzanschlusskapazität von insgesamt 1.000 MW zu errichten wären.

ABBILDUNG 32: ALTERNATIVSZENARIO B 2023 IN DER OSTSEE



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

## 6 MASSNAHMEN FÜR EINEN BEDARFSGERECHTEN OFFSHORE-NETZAUSBAU

TABELLE 19: MASSNAHMEN DES ZUBAU-OFFSHORENETZES OSTSEE IN ALTERNATIVSZENARIO B 2023

Projekt	Maßnahme	Name der Maßnahme	Trassenlänge on- und offshore	Geplanter Beginn der Umsetzung	Geplante Inbetriebnahme
OST-1-1	51	AC-Verbindung OST-1-1	85	2. Quartal 2013	2017
OST-1-2	53	AC-Verbindung OST-1-2	85	2. Quartal 2013	2017
OST-1-3	55	AC-Verbindung OST-1-3	85	2. Quartal 2014	2018
OST-1-4	57	AC-Verbindung OST-1-4	85	2. Quartal 2014	2018
OST-4-1	81	AC-Verbindung OST-4-1	100	2. Quartal 2015	2019
OST-4-2	83	AC-Verbindung OST-4-2	100	2. Quartal 2016	2020
OST-2-1	67	AC-Verbindung OST-2-1	85	2. Quartal 2017	2021
OST-2-2	69	AC-Verbindung OST-2-2	85	2. Quartal 2018	2022
OST-1-11	65*	AC-Querverbindung OST-1-11	10**	2. Quartal 2014***	2018***

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Daraus resultieren zusätzliche Investitionen in Höhe von ca. 1 Mrd. €. Und wie aus Tabelle 19 ferner ersichtlich, ließen sich diese zusätzlichen Maßnahmen gut in die bestehende Zeitplanung bis 2023 einfügen.

Die im Genehmigungsdokument für das Leitszenario empfohlene 1,3 GW-Erzeugungsleistungsgrenze bis 2023 kann daher auch durch weitere OWP-Projekte überschritten werden, ohne eine Integrierbarkeit dieser zusätzlichen Erzeugungsleistung grundsätzlich in Frage zu stellen.

\* Die Realisierung von Querverbindungen im Zubau-Offshorenetz Ostsee ist jeweils konkret im Einzelfall hinsichtlich ihrer Effizienz zu prüfen. Die Darstellung der Querverbindungen in den Maßnahmentabellen hat daher informativ Charakter und stellt eine Abschätzung des zuständigen Übertragungsnetzbetreibers dar.

\*\* Zur Zeit der Erarbeitung des ersten Entwurfs des O-NEP lag der Bundesfachplan Offshore Ostsee noch nicht im Entwurf vor. Aufgrund der sich daraus ergebenden Unsicherheiten bzgl. der Trasse für die Querverbindung wurde ein Schätzwert angegeben, der ein breites Spektrum an Eventualitäten abdecken musste (z. B. Berücksichtigung der Innerparkverkabelung der OWP, Standorte der Umspannplattformen der OWP etc.). Nachdem zwischenzeitlich der Bundesfachplan Offshore Ostsee im Entwurf vorliegt, wird auf dieser Grundlage davon ausgegangen, dass die Länge der Querverbindung etwa 10 km betragen wird. Die exakte Trassenlänge hängt davon ab, welche OWPs von der BNetzA Netzanschlusskapazität zugewiesen bekommen und welche Umspannplattformen somit zu verbinden sind. Wenn die Trassenlänge erheblich den hier angegebenen Wert übersteigt, kann dies ggf. negative Auswirkungen auf das Kosten-Nutzen-Verhältnis der Querverbindung haben, das sich nach Einschätzung des anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreibers mit dem hier angegebenen Wert bisher positiv darstellt.

\*\*\* Abhängig von der Einzelfallprüfung.

### 6.6 INVESTITIONSVOLUMEN DES OFFSHORE-NETZAUSBAUS

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

Wie bereits im Kapitel 3 beschrieben, berücksichtigen die Szenarien A 2023 (10,3 GW), B 2023 (14,1 GW) und C 2023 (17,8 GW) unterschiedliche Entwicklungen der Offshore-Windenergie. Die Analyse der jeweiligen Offshorenetz-Ausbauvolumen zeigt, dass die Ausbaustrategie, ausgehend vom Netzvolumen des Leitszenarios B 2023, die größte Schnittmenge mit den sonstigen Szenarien hat. Sie erlaubt zudem eine Anpassung in Richtung der Szenarien A 2023 und C 2023.

Für die drei Szenarien A, B und C 2023 variiert das geschätzte Investitionsvolumen für das deutsche Offshorenetz bis 2023 zwischen rund 16 und 27 Mrd. €. Die Investitionen in das Start-Offshorenetz (rund 12 Mrd. €) sind hier bereits berücksichtigt.

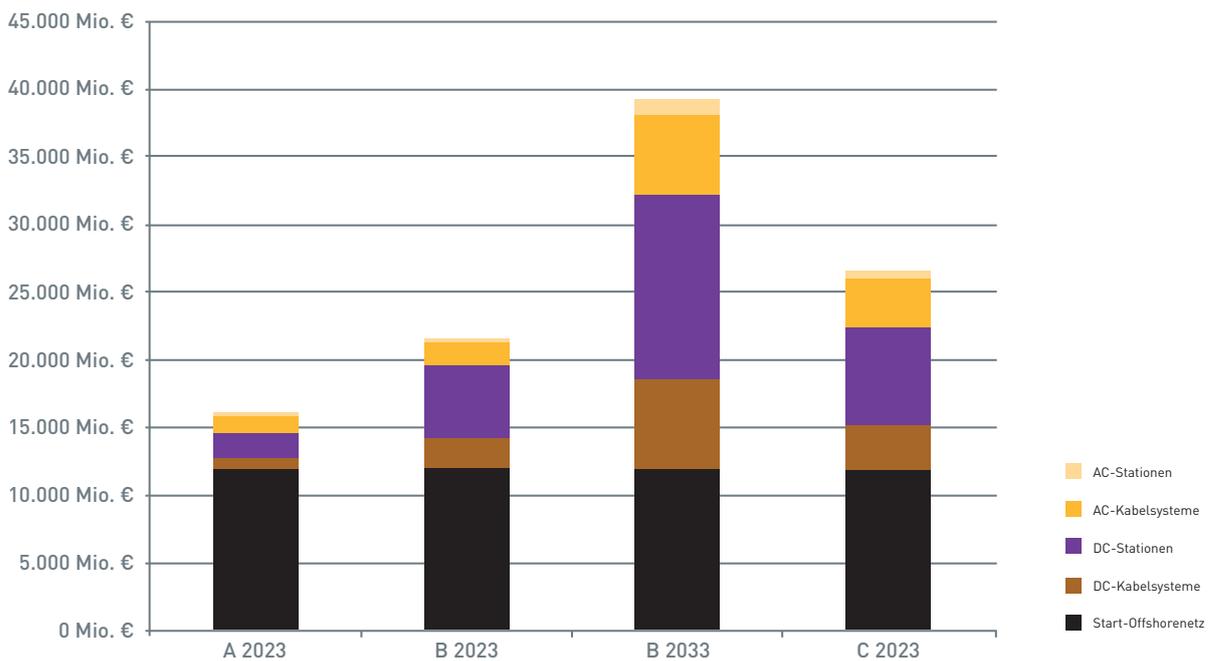
## 6 MASSNAHMEN FÜR EINEN BEDARFSGERECHTEN OFFSHORE-NETZAUSBAU

Für die Maßnahmen des Start-Offshorenetzes werden im Grundsatz die in den Tabellen 7 und 8 dargestellten und durch die BNetzA bewilligten bzw. beantragten Investitionsmaßnahmen angesetzt. Kosten des Übertragungsnetzes und des Verteilungsnetzes sind in der Kalkulation nicht enthalten.

Im Szenario B 2023 liegt die Gesamtlänge des Zubau-Offshorenetzes bei rund 2.115 km<sup>21</sup>, davon sind rund 1.705 km DC-Netzanbindungssysteme (davon 1.135 km HGÜ-Verbindung und 570 km AC-Anschlüsse) in der Nordsee und 410 km AC-Netzanbindungssysteme (davon 350 km AC-Verbindungen und 60 km AC-Anschlüsse) in der Ostsee. Die geplante Übertragungskapazität der DC-Netzanbindungssysteme im Zubau-Offshorenetz liegt bei rund 5,4 GW. In der Ostsee werden zusätzliche AC-Netzanbindungssysteme mit einer Übertragungskapazität von 1 GW errichtet. Das abgeschätzte Investitionsvolumen liegt abhängig von der preislichen Entwicklung des Lieferantenmarktes bei rund 22 Mrd. €. Darüber hinaus sind die geschätzten Ausgaben für die Investitionsmaßnahmen stark durch die in Abbildung 33 dargestellten Risiken beeinflusst.

*Zukünftig ist von einem Einsparungspotenzial durch Standardisierung (z. B. HGÜ-Technologie) und Erfahrungsaufbau auszugehen. Zum jetzigen Zeitpunkt ist dies allerdings nicht abschätzbar. Solche Lerneffekte werden ggfs. bei der jährlichen Überarbeitung des O-NEP berücksichtigt.*

ABBILDUNG 33: 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 20 zu entnehmen. DC-Netzanbindungssysteme kommen derzeit nur in der Nordsee zum Einsatz.

<sup>21</sup> Der OWP Sandbank wurde aufgrund der ihm seit dem ersten Entwurf zugeteilten Kapazität vom Zubau- ins Start-Offshorenetz verschoben. Weiterhin wurden die Längen der in der Ostsee vorgesehenen Querverbindungen innerhalb des Clusters 1 und 2 auf Grundlage des aktuellen Stands des Bundesfachplans Offshore angepasst. Zusätzlich führen Vorgaben aus dem Bundesfachplan Offshore zu einer Änderung der Länge des Systems NOR-7-2.

## 6 MASSNAHMEN FÜR EINEN BEDARFSGERECHTEN OFFSHORE-NETZAUSBAU

TABELLE 20: 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 Netzverknüpfungspunkt sowie die Anlagen am Netzanschlusspunkt und den Netzverknüpfungspunkt umfasst, sind in der Tabelle 21 zu finden. Die AC-Netzanbindungssysteme kommen bei den Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes nur in der Ostsee zum Einsatz.

TABELLE 21: 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	2,0	Mio. €/km	pauschal inkl. Kosten für Lieferung, Verlegung und Trassenplanung im Rahmen des Genehmigungsverfahrens
AC-Stationen/ Übertragungsnetz- betreiber-Anteil	0,2	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. Die Unterschiede bei den Anschaffungs- und Herstellungskosten für das Neubau-AC-Kabelsystem in der Nord- und Ostsee erklären sich anhand der unterschiedlichen Rahmenbedingungen bei der Errichtung dieser Kabelsysteme.

Die Errichtung von Offshore-Netzanbindungen stellt an alle Beteiligten hohe Anforderungen. Daher können sich erhebliche Risiken in Bezug auf die Einhaltung der abgeschätzten Anschaffungs- und Herstellungskosten ergeben. Unter anderen sind folgende Risiken (Abbildung 34) zu berücksichtigen (nicht abschließende Aufzählung), die sich aufgrund der örtlichen und rechtlichen Rahmenbedingungen unterschiedlich stark in den Investitionsmaßnahmen ausprägen.

ABBILDUNG 34: MÖGLICHE RISIKEN BEI DER ERRICHTUNG VON OFFSHORE-NETZANBINDUNGEN

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

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

## 7 UMSETZUNG DES OFFSHORE-NETZENTWICKLUNGSPLANS

Beginnend mit dem zweiten Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP) im Jahr 2014 werden die Übertragungsnetzbetreiber jedes Jahr über den aktuellen Stand der Umsetzung der Maßnahmen aus dem O-NEP berichten. Können die Maßnahmen nicht gemäß des O-NEP oder der vorgegebenen Zeiträume umgesetzt werden, werden die Ursachen dafür an dieser Stelle erläutert.

Die damit geschaffene Transparenz ermöglicht es Offshore-Windpark-Projektträgern und Herstellern, sich frühzeitig an die Gegebenheiten anzupassen, und Umsetzungshindernisse können von den Beteiligten, der Industrie, den Behörden und der Politik identifiziert und gemeinsam beseitigt werden.

## 8 ZUSAMMENFASSENDE DARSTELLUNG DER KONSULTATION

In dem Bewusstsein, dass die notwendige Entwicklung der Netze nicht ohne das Verständnis und die Akzeptanz der breiten Öffentlichkeit gelingen kann, haben die Übertragungsnetzbetreiber bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans Strom (NEP) und des Offshore-Netzentwicklungsplans (O-NEP) von Anfang an größten Wert auf Transparenz und Information gelegt. Gewählte Verfahren, Methoden und genutzte Daten wurden frühzeitig der Öffentlichkeit vorgestellt. Alle Interessierten wurden eingeladen, diese zu diskutieren und Stellung zu nehmen. Nach der öffentlichen Konsultation des Entwurfs des Szenariorahmens 2013 durch die Bundesnetzagentur im Juli/August 2012 hatte die Öffentlichkeit vom 02.03. bis zum 14.03.2013 Gelegenheit, zum ersten Entwurf des NEP und des O-NEP Stellung zu nehmen. Durch die gleichzeitige Veröffentlichung und Konsultation des NEP und O-NEP war es den Konsultationsteilnehmern möglich, auch das Zusammenspiel der beiden Pläne zu betrachten. Den Übertragungsnetzbetreibern eröffnete dies die Möglichkeit, Hinweise aus der Konsultation aufeinander abgestimmt in beide Pläne einzuarbeiten. Beide Konsultationen wurden von den vier Übertragungsnetzbetreibern verantwortet und umgesetzt. Ziel war es, die breite Öffentlichkeit zu einem Dialog über den Netzausbau einzuladen, um durch das erhaltene Feedback den NEP und den O-NEP zu verbessern.

Die Konsultation wurde von den Übertragungsnetzbetreibern durch Veranstaltungen begleitet, um die interessierte Öffentlichkeit zu informieren und Fragen zum Konsultationsverfahren zu beantworten. Der Prozess, die Methodik und die zugrunde liegenden Daten wurden vorgestellt, um zu einem besseren Verständnis der Zusammenhänge beizutragen. Darüber hinaus standen alle Informationen rund um den NEP und den O-NEP sowie die Entwürfe selbst im Internet unter [www.netzentwicklungsplan.de](http://www.netzentwicklungsplan.de) zur Verfügung. So gab es neben den vollständigen Entwürfen auch eine Kurzversion, um die Einarbeitung in die Pläne zu erleichtern.

Für die Übertragungsnetzbetreiber folgt aus den Erfahrungen dieses Konsultationsprozesses, ähnlich wie beim NEP im Jahr zuvor, dass sich die Prozedur der regelmäßigen Erstellung des O-NEP erst einspielen muss. Bei diesem ersten Erstellungsprozess mussten die Grundsätze festgelegt und verschiedene Themen berücksichtigt werden, die später nur noch routinemäßig abgearbeitet und aktualisiert werden müssen. Die im ersten Erstellungsprozess gewonnenen Erfahrungen werden für die späteren O-NEP genutzt.

Die Stellungnahmen wurden, sofern der Veröffentlichung von der verfassenden Person zugestimmt wurde, kontinuierlich ab dem 22.03.2013 auf [www.netzentwicklungsplan.de](http://www.netzentwicklungsplan.de) veröffentlicht. Auf der Basis der eingegangenen Stellungnahmen haben die Übertragungsnetzbetreiber den ersten Entwurf des O-NEP 2013 überarbeitet. Nachfolgend wird ein Überblick zu den eingegangenen Konsultationsbeiträgen gegeben und die Änderungen, die sich daraus ergeben haben, werden zusammengefasst dargestellt.

### Themen und Teilnehmer

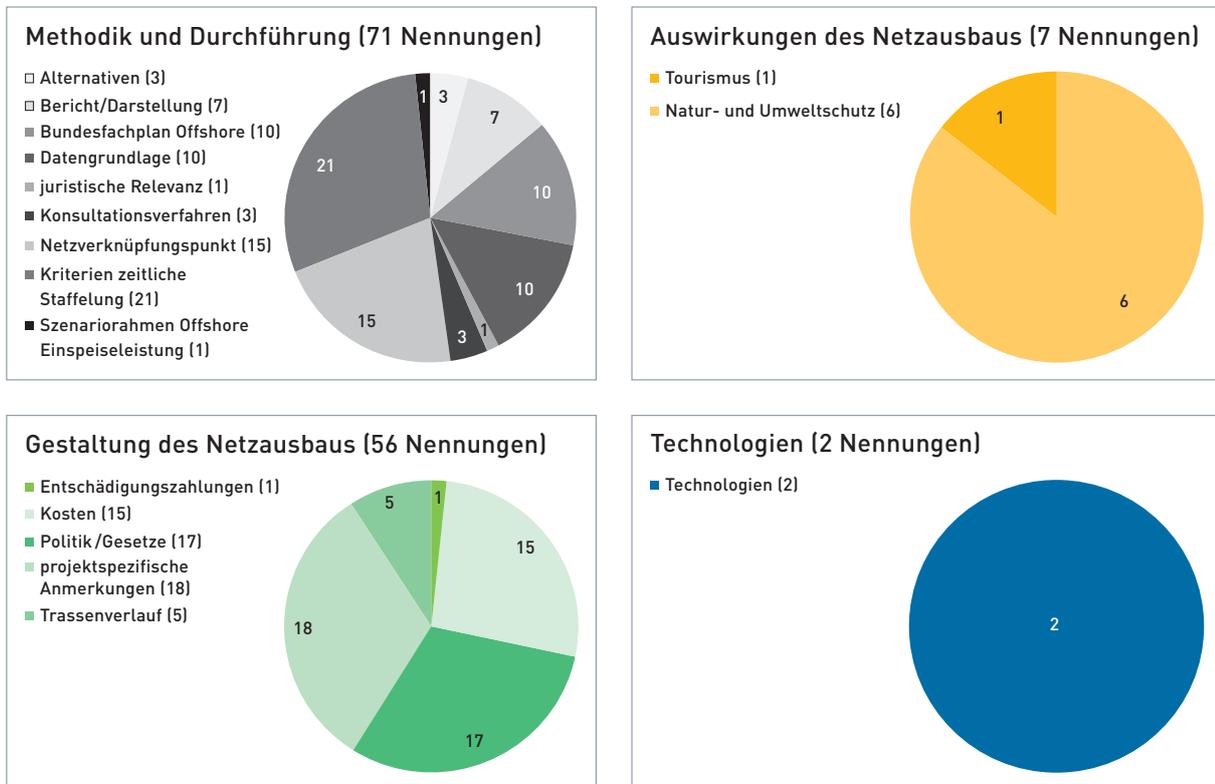
Zum O-NEP gingen 36 Stellungnahmen ein, die meisten davon per E-Mail (72 %) und über die Online-Maske auf der Internetseite [www.netzentwicklungsplan.de](http://www.netzentwicklungsplan.de) (17 %). Ca. 8 % erreichten die Übertragungsnetzbetreiber auf dem Postweg.

Von den 36 Stellungnahmen sind 35 von Institutionen und eine von einer Privatperson eingereicht worden. Die grafische Auswertung bezieht sich nur auf die Stellungnahmen von Institutionen. In der prozentualen Auswertung ist die Stellungnahme der Privatperson zum Thema Technologien enthalten.

Die in den Stellungnahmen angesprochenen Themen wurden vier Kategorien zugeordnet. Am häufigsten wurden die Kriterien der zeitlichen Staffelung, Projektspezifika, die Netzverknüpfungspunkte, die Kosten des Ausbaus sowie Politik und Gesetze thematisiert.

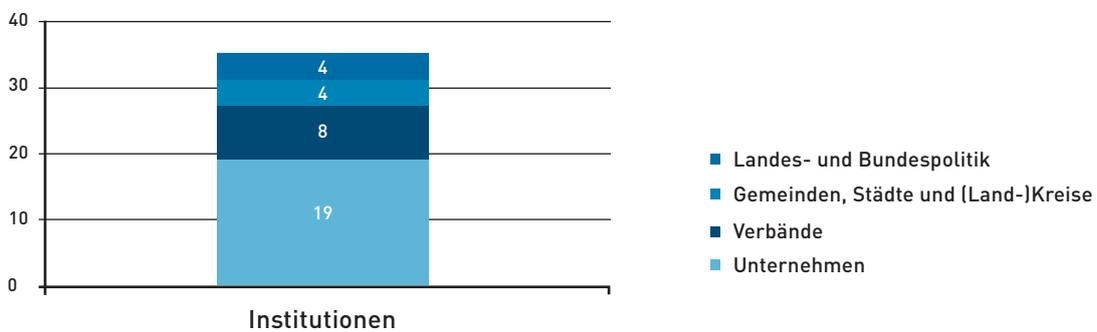
8 ZUSAMMENFASSENDE DARSTELLUNG DER KONSULTATION

ABBILDUNG 35: ANZAHL DER NENNUNGEN EINES THEMAS



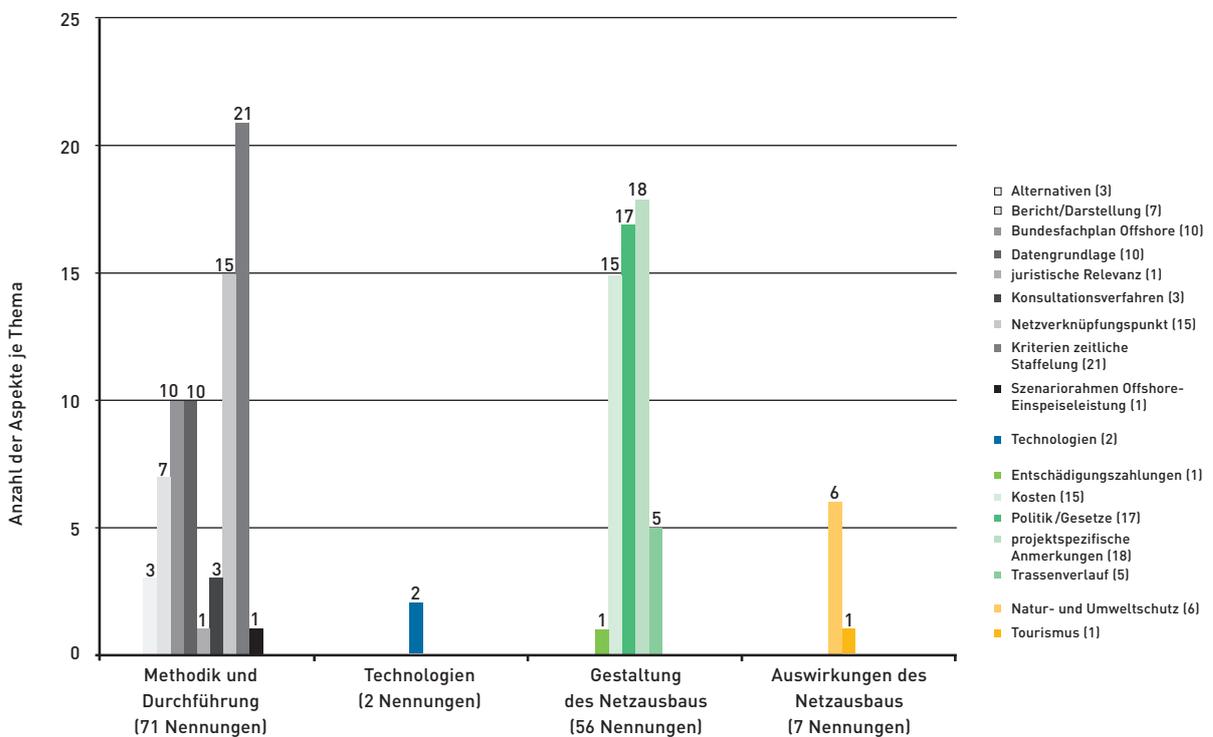
97 % der Stellungnahmen stammen von Institutionen und 3 % von Privatpersonen. Es fällt auf, dass sich bei der ersten Konsultation des O-NEP fast ausschließlich Institutionen beteiligt haben während sich an den Konsultationen des NEP erfahrungsgemäß überwiegend Privatpersonen beteiligen.

ABBILDUNG 36: AUFTEILUNG DER STELLUNGNAHMEN NACH ABSENDER



Die überwiegende Teilnahme von Institutionen an der Konsultation spiegelt sich auch im Umfang der Konsultationsbeiträge wider. Ein Konsultationsbeitrag zum NEP befasst sich durchschnittlich mit 1,8 Themen, zum O-NEP hingegen mit 3,8 Themen. Die meisten Beiträge gehen auf die räumliche Gestaltung des Offshorenetzes ein, Schwerpunkte liegen dabei auf der Auswahl der Netzverknüpfungspunkte und dem Bundesfachplan Offshore. Ebenfalls sehr häufig wurde der Themenbereich Umfang und zeitlicher Fortschritt des Offshorenetzausbaus angesprochen. Hier waren die Schwerpunkte die Staffelung der Netzanbindungssysteme, die besonders häufig von Offshore-Windpark-Projekträgern angesprochen wurde, sowie die Kosten des Ausbaus.

ABBILDUNG 37: THEMENVERTEILUNG



## 8 ZUSAMMENFASSENDE DARSTELLUNG DER KONSULTATION

### **Überarbeitungen des O-NEP**

Zu Beginn eines jeden Kapitels werden die betreffenden Veränderungen und Ergänzungen, die aufgrund des Konsultationsprozesses vorgenommen wurden, beschrieben. Außerdem wird zusammenfassend auf die Konsultationsstellungen für das entsprechende Kapitel und die daraus folgenden Überarbeitungen eingegangen. Die Stellungnahmen werden nicht einzeln im Bericht beantwortet. Mit dem Konsultationsverfahren zum ersten Entwurf des O-NEP ist die Beteiligungsmöglichkeit für die Öffentlichkeit nicht erschöpft. Interessierte können sich im Rahmen der folgenden Konsultation durch die Bundesnetzagentur nochmals zu dem dann überarbeiteten Entwurf des O-NEP äußern.

### **Weiterführende Erklärungen und Darstellungen**

In vielen Fällen hat sich in der Bearbeitung der Stellungnahmen gezeigt, dass weiterführende Erklärungen und Darstellungen notwendig sind. Aufgrund der Rückmeldungen wurden im Kapitel 2 des O-NEP Klarstellungen zur Berücksichtigung des Bundesfachplan Offshore, zu Interkonnektoren sowie zum Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) aufgenommen.

Bezüglich der Methodik zur zeitlichen Staffelung der Maßnahmen, insbesondere die Auswahl und Anwendung der Kriterien der Küstenentfernung, der Lage von Clustern in raumordnungsrechtlich ausgewiesenen Eignungs- und Vorranggebieten für Offshore-Windenergie sowie des Realisierungsfortschritts der anzubindenden Offshore-Windparks wurden weitergehende Erläuterungen in Kapitel 6 aufgenommen. Aufgrund der entsprechenden Forderungen nach der Präzisierung der angegebenen Realisierungszeiträume wurden außerdem die Termine für den Beginn der Umsetzung auf Jahresquartale eingegrenzt. Im Start-Offshorenetz Nordsee wurde darüber hinaus der Termin der geplanten Inbetriebnahme für das Netzanbindungssystem NOR-6-3 auf Grundlage des geänderten Bundesfachplans Offshore aktualisiert.

### **Planungsgrundsätze und Netzanschlusskonzepte**

Die Planungsgrundsätze und Netzanschlusskonzepte, wie sie in Kapitel 5 Ausdruck finden, wurden in verschiedenen Stellungnahmen thematisiert. Die beschriebenen Grundsätze bzw. Konzepte wurden dabei sowohl begrüßt als auch kritisiert. Hier ist zu berücksichtigen, dass die Planungsgrundsätze und Netzanschlusskonzepte im O-NEP den interessierten Lesern die Möglichkeit eröffnen sollen, einen Einblick in die technischen Zusammenhänge von Netzanbindungskonzepten zu erlangen. Das Kapitel ist aufgrund des zur Verfügung stehenden Raumes jedoch nicht geeignet, die Systeme im Sinne einer technischen Spezifikation vollständig und für jede denkbare Konstellation zu beschreiben. Insbesondere durch OWP-Projekträger wurden die Inhalte des Kapitels in der Konsultation eingehend diskutiert. Hier wird nochmal klargestellt, dass die Inhalte des Kapitels 5 einen ausschließlich informativen Charakter haben. Insbesondere erwächst aus der Beschreibung keine rechtliche Bindung. Verbindliche technische Festlegungen werden in bewährter Weise durch die jeweils gültige Fassung der Netzanschlussregeln bzw. -bedingungen des Übertragungsnetzbetreibers getroffen.

### **Abgrenzung von NEP, Bundesfachplan Offshore und O-NEP**

Durch den Bundesfachplan Offshore des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie und den O-NEP wird das mit dem NEP bereits begonnene Planwerk zur Umsetzung der Energiewende um wesentliche Komponenten erweitert. Dies erfordert jedoch auch eine Abgrenzung der Inhalte der einzelnen Pläne. Einige Stellungnahmen greifen räumliche Aspekte oder standardisierte Technikvorgaben auf, die in den Bereich des Bundesfachplan Offshore oder der Planungsverfahren der Küstenländer fallen. Sie konnten im O-NEP nicht gewürdigt werden.

Vielfach wurde auf die Auswahl der Netzverknüpfungspunkte an Land eingegangen. Diese sind jedoch, bedingt durch die dahinterliegenden netzplanerischen Überlegungen, Gegenstand des NEP. Diese Eingaben wurden im NEP in Form einer weitergehenden Erläuterung berücksichtigt.

**Angleichung an den Bundesfachplan Offshore**

Am 22.02.2013 wurde der Bundesfachplan Offshore für die Nordsee veröffentlicht. In der Zeit bis zur Veröffentlichung des ersten Entwurfes des O-NEP am 03.03.2013 konnten nicht mehr alle Vorgaben des Bundesfachplan Offshore in den O-NEP eingearbeitet werden. Der Umstand, dass es Diskrepanzen zwischen den Plänen gibt wurde von einigen Konsultationsteilnehmern thematisiert. Die unterschiedlichen Planungshorizonte des O-NEP und des Bundesfachplan Offshore können zu Abweichungen in den einzelnen Plänen führen.

Eine Anpassung des O-NEP an den Bundesfachplan Offshore hat hinsichtlich der Projekte NOR-6-3 und NOR-7-2 stattgefunden. Die Änderungen haben Auswirkungen auf die Trassenlängen der Projekte und führen deshalb zu Änderungen der Gesamtkilometerangaben (Hinweis: Die Gesamtkilometerlängen werden auf 5 Kilometer gerundet angegeben. Aus diesem Grund weicht die Differenz zu dem alten Wert in der Regel geringfügig von der Summe der einzelnen Änderungen ab.).

Weiterhin wurde in Bezug auf die Ostsee eine vermeintliche Diskrepanz zwischen dem Entwurf des Bundesfachplan Offshore Ostsee und dem O-NEP hinsichtlich des Erzeugungspotenzials von Cluster 1 aufgeklärt.

**Fortschreibung aufgrund aktueller Entwicklungen**

Im März dieses Jahres, nach der Veröffentlichung des ersten Entwurfes des O-NEP, wurde dem Offshore-Windpark Sandbank durch die Bundesnetzagentur Kapazität am Netzanbindungssystem SylWin1 (Projekt NOR-5-1) zugewiesen. Damit wird der AC-Anschluss vom Offshore-Windpark Sandbank Bestandteil des Start-Offshorenetzes. Hierdurch ändern sich die Gesamtkilometerangaben. Bei den prognostizierten Kosten für das Start-Offshorenetz und die Szenarien wird die Änderung aufgrund der Rundungen jedoch nicht sichtbar.

## 9 FAZIT

Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber leisten einen wesentlichen Beitrag zur Umsetzung der Energiewende in Deutschland und bekennen sich mit diesem überarbeiteten Entwurf des Offshore-Netzentwicklungsplans 2013 (O-NEP) gemeinschaftlich zum Ausbau der Offshore-Windenergie. Der O-NEP stellt den hierfür in den nächsten zehn beziehungsweise 20 Jahren erforderlichen Ausbau des Offshorenetzes dar. Er bietet erstmals die Möglichkeit, den Ausbau der Offshore-Windenergie und der Netzanbindungssysteme mit dem Ausbau des Übertragungsnetzes an Land zu synchronisieren. Im Zusammenspiel mit dem Netzentwicklungsplan Strom (NEP) ist der O-NEP damit eine Voraussetzung dafür, die Ziele der Energiewende zu erreichen.

*Der Ausbau des Offshorenetzes ist auf Akzeptanz in Politik und Gesellschaft sowie eine gute Verzahnung der Entwicklung der Offshore-Windparks (OWP), des Offshorenetzes und des Übertragungsnetzes an Land angewiesen. Für die Umsetzung dieses ambitionierten Investitionsprogramms 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. In der öffentlichen Konsultation zum ersten Entwurf des O-NEP war die breite Öffentlichkeit eingeladen, sich in diesen Prozess einzubringen. Die zum O-NEP eingegangenen Stellungnahmen, überwiegend von Projektträgern, Verbänden und Institutionen verfasst, haben den O-NEP verändert.*

*Die in den Stellungnahmen angesprochenen Themen umfassten schwerpunktmäßig Fragen zur zeitlichen Staffelung, zu den Kosten, zur gesetzlichen Grundlage und zur Datengrundlage. In einigen Fällen hat sich bei der Bearbeitung der Stellungnahmen gezeigt, dass weiterführende Erklärungen und Darstellungen notwendig sind. Diese sind im vorliegenden überarbeiteten Entwurf aufgegriffen worden.*

*Die Übertragungsnetzbetreiber begrüßen die Beiträge im Rahmen der Konsultation des ersten O-NEP Entwurfs und die konstruktive Auseinandersetzung auf den Dialogveranstaltungen während der Konsultationsphase. So ist gewährleistet, dass die den O-NEP betreffenden Interessen Berücksichtigung finden und dass der O-NEP das Ergebnis eines gegenseitigen Erkenntnis- und Entwicklungsprozesses wird.*

Der O-NEP bezieht sich auf den Ausbaubedarf im deutschen Offshorenetz und basiert auf den gesetzlichen Grundlagen des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG). Mit der am 28.12.2012 in Kraft getretenen Novelle des EnWG wurde ein „Systemwechsel“ eingeleitet. Dieser ermöglicht erstmals die Aufstellung eines Plans zum geordneten Ausbau der Energieinfrastruktur auf See. Zuvor wurde die Errichtung von Netzanbindungssystemen vom Realisierungsfortschritt einzelner OWP ausgelöst. Die Notwendigkeit neuer Rahmenbedingungen für die Entwicklung der Offshore-Windenergie ist im Verlauf des Jahres 2012 bereits in der Politik und der Offshore-Windenergiebranche diskutiert worden. Mithilfe der vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit und dem Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie eingesetzten Arbeitsgruppe „Beschleunigung Offshore-Netzanbindung“ ist es gelungen, einen branchenübergreifenden Konsens zu erzielen, der in den mit der Novelle des EnWG eingeleiteten „Systemwechsel“ mündete. In Zukunft wird sich der Ausbau der Offshore-Windenergie nach dem stufenweisen Ausbau eines effizienten Offshorenetzes und den entstehenden Netzanschlusskapazitäten richten. Mit dem O-NEP legen die Übertragungsnetzbetreiber hierfür die Grundlage.

In diesem O-NEP wurden erstmalig die Entwicklung des Übertragungsnetzes an Land, die räumliche Planung auf See und die technischen Rahmenbedingungen zu einer nachhaltigen Planung mit detaillierten Angaben zu Beschaffenheit, zeitlicher Staffelung, Realisierungszeiten und Kosten der für die nächsten zehn beziehungsweise 20 Jahre notwendigen Maßnahmen zusammengefügt. Im Fokus steht hierbei besonders die zeitliche Staffelung der Maßnahmen des Offshore-Netzausbaus aufgrund von objektiven Kriterien. Dazu gehören vor allem eine Einteilung von Nord- und Ostsee in Entfernungszonen, die Berücksichtigung raumordnerisch festgelegter Vorrangflächen für Offshore-Windenergie sowie das Erzeugungspotenzial der einzelnen im Bundesfachplan Offshore bzw. in der jeweiligen Landesraumordnung ausgewiesenen Cluster. Als Koordinationsinstrument für die effiziente und nachhaltige Entwicklung der Offshore-Windenergie nimmt der O-NEP damit eine Schlüsselrolle ein.

Der O-NEP zeigt für den öffentlich zur Konsultation gestellten und von der BNetzA genehmigten Szenariorahmen Maßnahmen auf, die allen vom Gesetzgeber und der BNetzA gestellten Anforderungen gerecht werden. Drei Szenarien beziehen sich auf das Zieljahr 2023. Ein Szenario wurde zusätzlich für das Jahr 2033 untersucht, um die langfristige Entwicklung über einen Zeitraum von 20 Jahren abzuschätzen. Szenario A 2023 geht von einem moderaten Ausbau der Offshore-Windenergie aus, das Leitszenario B 2023 von einem mittleren Ausbau und das Szenario C 2023 von einem ambitionierten Ausbau.

Der O-NEP ermittelt den Bedarf an Netzanbindungssystemen und bestimmt unter Berücksichtigung der erwarteten geographischen Verteilung der OWP und der an den Netzverknüpfungspunkten im Übertragungsnetz verfügbaren Netzanchlusskapazitäten die Anfangs- und Endpunkte von Netzanbindungssystemen. Konkrete Trassenkorridore werden im Rahmen der Bundesfachplanung in der ausschließlichen Wirtschaftszone durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie bzw. im Küstenmeer durch die BNetzA in Zusammenarbeit mit den Bundesländern festgelegt.

Die im NEP ermittelten Netzverknüpfungspunkte bilden eine zentrale Schnittstelle zwischen dem O-NEP und dem NEP. Eine Änderung der Netzverknüpfungspunkte oder der damit verbundenen Netzinfrastruktur muss folglich immer Eingang in beide Netzentwicklungspläne finden.

Die Gesamtlänge des Zubau-Offshorenetzes im Szenario B 2023 beläuft sich auf rund *2.115 km*, wobei *1.705 km* auf DC-Netzanbindungssysteme (davon *1.135 km* HGÜ-Verbindung und *570 km* AC-Anschlüsse) in der Nordsee und *410 km* auf AC-Netzanbindungssysteme (davon *350 km* AC-Verbindungen und *60 km* AC-Anschlüsse) in der Ostsee entfallen<sup>22</sup>. Die Übertragungskapazität des Zubau-Offshorenetzes im Szenario B 2023 beträgt *6,4 GW*, davon entfallen wiederum *5,4 GW* auf die Nordsee und *1,0 GW* auf die Ostsee. Die Investitionen für die Offshore-Netzausbaumaßnahmen belaufen sich insgesamt auf rund *22 Mrd. €*. Die Investitionen in das Start-Offshorenetz (rund *12 Mrd. €*) sind hier bereits berücksichtigt.

Die Abstimmung des Netzausbaus an Land, der Entwicklung der OWP, des Bundesfachplans Offshore und der Planungen der Küstenländer aufeinander 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 Offshore-Netzentwicklungsplänen führen werden. Der O-NEP ist damit nicht abschließend, sondern wird ebenso wie der NEP regelmäßig überarbeitet, um den sich eventuell verändernden Rahmenbedingungen bei Erzeugung und Verbrauch gerecht zu werden.

Der O-NEP 2013 bildet nach Abschluss der Konsultationen und der anschließenden Genehmigung durch die BNetzA die Basis für den Bundesbedarfsplan. Der Bundesbedarfsplan ist die verbindliche Grundlage für den Ausbau des Offshorenetzes.

---

<sup>22</sup> Die geänderte Gesamtlänge des Zubau-Offshorenetzes im Szenario B 2023 im Vergleich zum ersten Entwurf des O-NEP 2013 resultiert u. a. aus dem neuen Plattformstandort beim Projekt NOR-7-2. Außerdem wurde der OWP Sandbank vom Zubau- ins Start-Offshorenetz verschoben. Weiterhin wurden die Längen der in der Ostsee vorgesehenen Querverbindungen innerhalb der Cluster 1 und 2 auf Grundlage des aktuellen Stands des Bundesfachplans Offshore angepasst.