



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**



NETZENTWICKLUNGSPLAN STROM 2030
VERSION 2019, 1. ENTWURF



ZAHLEN · DATEN · FAKTEN

Impressum

50Hertz Transmission GmbH

Heidestraße 2
10557 Berlin
www.50hertz.com

Amprion GmbH

Rheinlanddamm 24
44139 Dortmund
www.amprion.net

TenneT TSO GmbH

Bernecker Straße 70
95448 Bayreuth
www.tennet.eu

TransnetBW GmbH

Pariser Platz
Osloer Straße 15-17
70173 Stuttgart
www.transnetbw.de

Redaktion

Kerstin Maria Rippel (50Hertz Transmission GmbH),
Thomas Wiede (Amprion GmbH),
Mario Meinecke (TenneT TSO GmbH),
Regina König (TransnetBW GmbH)

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

Gestaltung

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

Stand

4. Februar 2019

Der Netzentwicklungsplan-Prozess

Die vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW sind für die Sicherstellung der Systemstabilität und Systemsicherheit sowie für die Stromübertragung im Höchstspannungsnetz in Deutschland verantwortlich. Die Aufgabe der ÜNB ist es, Sicherheit und Zuverlässigkeit des Übertragungsnetzes in Deutschland und Europa zu gewährleisten. Dazu müssen sie Erzeugung und Verbrauch in Einklang bringen und die Systemsicherheit durch aktive Steuerung des Netzes sicherstellen.

Das Energiewirtschaftsgesetz (§ 12b EnWG) legt fest, dass die ÜNB der Bundesnetzagentur (BNetzA) als zuständiger Behörde alle zwei Jahre einen gemeinsamen nationalen Netzentwicklungsplan Strom (NEP) vorzulegen haben. Die Aufgabe der BNetzA ist es, die Planungen der ÜNB zu prüfen und zu bestätigen.

Die deutschen ÜNB

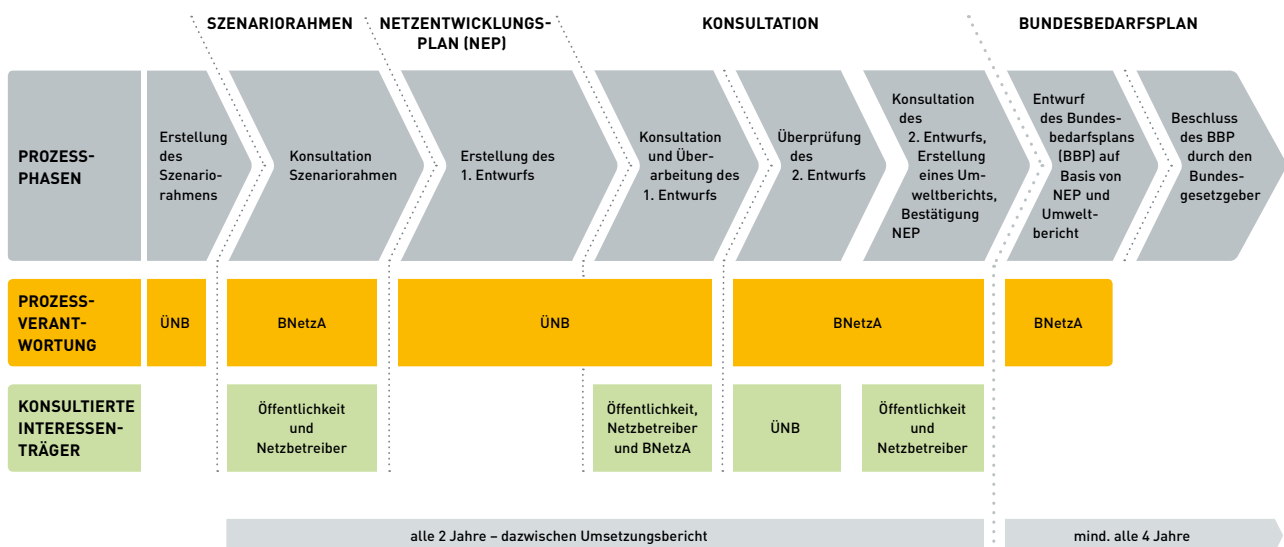
- ermitteln in ihrem Entwurf des NEP auf Basis des von der BNetzA genehmigten Szenariorahmens und anerkannten Grundsätzen der Netzplanung den Netzausbaubedarf und legen die Netzverknüpfungspunkte für Offshore-Netzanbindungssysteme fest,

- definieren im NEP auf Basis unterschiedlicher Szenarien Optionen für den Ausbau eines sicheren und bedarfsgerechten Übertragungsnetzes für Deutschland für das Jahr 2030,
- verwenden dafür Methoden und Simulationsprogramme, die dem neuesten Stand der Technik entsprechen und entwickeln diese kontinuierlich weiter.

Der NEP legt weder Standorte für zukünftige Kraftwerke oder EE-Anlagen fest, noch definiert er das zukünftige Marktdesign oder gibt dafür Empfehlungen oder Optimierungsvorschläge. Er zeigt auf, welche Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau des deutschen Strom-Übertragungsnetzes onshore und offshore für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind.

Die vorliegende Kurzbroschüre „Zahlen · Daten · Fakten“ enthält die wesentlichen Informationen zum ersten Entwurf des NEP 2030, Version 2019, im Folgenden NEP 2030 (2019), in kompakter Form.

Der Gesamtprozess



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Ergebnisse des NEP 2030 (2019)

Der NEP 2030 (2019) stellt den Um- und Ausbaubedarf im deutschen Strom-Übertragungsnetz onshore und offshore vor dem Hintergrund der gesetzlichen Vorgaben des Energiewirtschaftsgesetzes (§ 12a–d EnWG) dar. Die ÜNB planen, entwickeln und bauen das Netz der Zukunft. Sie zeigen mit dem NEP, wie der Umbau der Erzeugungslandschaft in Deutschland und die Integration erneuerbarer Energien bis 2030 bzw. 2035 gelingen kann.

Szenariorahmen

Grundlage für die Erarbeitung des NEP 2030 (2019) ist der am 15.06.2018 von der BNetzA genehmigte und veröffentlichte Szenariorahmen. Dieser Szenariorahmen enthält fünf Szenarien: Ein Kurzfristszenario B 2025, drei Szenarien mit dem Zieljahr 2030 (A, B und C) sowie ein längerfristiges Szenario mit dem Zieljahr 2035. Im sogenannten Zwischenszenario B 2025 werden dabei die von den ÜNB kurzfristig durchführbaren Maßnahmen (Ad-hoc-Maßnahmen) abgebildet.

Alle Szenarien mit dem Zieljahr 2030 erreichen einen Anteil erneuerbarer Energien (EE) am Stromverbrauch von 65 %. Lediglich der Umfang der einzelnen EE-Technologien variiert zwischen den Szenarien. Darüber hinaus unterscheiden sich die Szenarien beim Innovationsgrad zwischen zentralen und dezentralen Erzeugungsstrukturen, beim Umfang des Einsatzes von Treibern der Sektorenkopplung (Elektromobilität und Haushaltswärmepumpen) sowie von Flexibilitätsoptionen und Speichern.

Die Szenarien lassen sich grob wie folgt charakterisieren:

- **Szenario A 2030** mit dem relativ größten Anteil an Stromerzeugung durch konventionelle Kraftwerke, einem Fokus beim EE-Ausbau auf Wind offshore, einer eher geringen Durchdringung mit innovativen Stromanwendungen und geringer Sektorenkopplung, einem gegenüber 2017 leicht sinkenden Nettostromverbrauch sowie erstmals mit Vorgaben zu maximalen CO₂-Emissionen im Kraftwerkssektor.
- **Szenario B 2025 / B 2030 / B 2035**, das mit einer zunehmend flexibilisierten Energiewende einen Mittelweg zwischen den Szenarien A 2030 und C 2030 darstellt, mit Vorgaben zum maximalen CO₂-Ausstoß im Kraftwerkssektor und einem ausgewogenen Ausbau der einzelnen EE-Technologien.
- **Szenario C 2030** mit dem kleinsten konventionellen Kraftwerkspark, mit Vorgaben zum maximalen CO₂-Ausstoß im Kraftwerkssektor, einen Anstieg des

Stromverbrauchs sowie des damit verbundenen größten EE-Zubaus mit dem Fokus auf dem Ausbau der Photovoltaik (PV), einer starken Durchdringung mit Flexibilitätsoptionen und Speichern sowie einer stärkeren Sektorenkopplung.

Darüber hinaus hat die BNetzA den ÜNB im Zuge der Genehmigung des Szenariorahmens vom 15.06.2018 zusätzliche Vorgaben gemacht, die im Rahmen dieses NEP berücksichtigt wurden:

- In allen Szenarien ist eine Kappung von Einspeisespitzen (Spitzenkappung) von maximal 3 % der Jahresenergie der Anlagen auf Basis von Onshore-Windenergie und Photovoltaik berücksichtigt. Damit wird das Strom-Übertragungsnetz in keinem der Szenarien für „die letzte erzeugte Kilowattstunde aus erneuerbaren Energien“ dimensioniert.
- Alle Szenarien wurden mit expliziten CO₂-Vorgaben in der Marktmodellierung zur Einhaltung der sektoralen Vorgaben des Klimaschutzplans 2050 der Bundesregierung gerechnet. Für die Szenarien A 2030 und B 2035 war dabei ein nationaler Aufschlag auf den europäischen CO₂-Preis erforderlich.

Die am 26.01.2019 vorgestellten Ergebnisse der von der Bundesregierung eingerichteten Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ zum Ausstieg aus der Kohleverstromung konnten im ersten Entwurf noch nicht berücksichtigt werden. Der genehmigte Szenariorahmen hat aber für die Zieljahre 2025, 2030 und 2035 bereits eine signifikante Reduktion des Kohlekraftwerksparks angenommen, da die Einsetzung der Kommission zum Zeitpunkt der Genehmigung bereits erfolgt war. Das nun bekannt gewordene Ergebnis für 2030 stimmt ersten Analysen zufolge recht gut mit den Vorgaben des Szenariorahmens für B 2030 (19,1 GW) bzw. C 2030 (17,1 GW) überein. Die ÜNB werden die Ergebnisse der Kommission analysieren und im zweiten Entwurf des NEP 2030 (2019) eine Einschätzung hinsichtlich der Auswirkungen auf den identifizierten Netzentwicklungsbedarf insbesondere für das Szenario B 2035 abgeben.

Die Details des von der BNetzA genehmigten Szenariorahmens, der für die ÜNB verbindlich ist und von dem im NEP 2030 (2019) nicht abgewichen werden kann, werden in **Kapitel 2** des NEP-Berichts ausführlich dargestellt.

Ein Überblick über die Rahmendaten des Szenariorahmens ist in der folgenden Tabelle zusammengestellt.

Erzeugungskapazitäten in den genehmigten Szenarien des NEP 2030 (2019)

Installiert (GW)	Referenz 2017	B 2025	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035
Kernenergie	9,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	21,2	9,4	9,4	9,3	9,0	9,0
Steinkohle	25,0	13,5	13,5	9,8	8,1	8,1
Erdgas	29,6	32,5	32,8	35,2	33,4	36,9
Öl	4,4	1,3	1,3	1,2	0,9	0,9
Pumpspeicher	9,5	11,6	11,6	11,6	11,6	11,8
sonstige konv. Erzeugung*1	4,3	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1
Kapazitätsreserve	0,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Summe konv. Erzeugung*2	103,5	74,4	74,7	73,2	69,1	72,8
Wind onshore	50,5	70,5	74,3	81,5	85,5	90,8
Wind offshore	5,4	10,8	20,0	17,0	17,0	23,2
Photovoltaik	42,4	73,3	72,9	91,3	104,5	97,4
Biomasse	7,6	7,3	6,0	6,0	6,0	4,6
Wasserkraft*3	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6
sonstige reg. Erzeugung*4	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
Summe reg. Erzeugung	112,8	168,8	180,1	202,7	219,9	222,9
Summe Erzeugung	216,3	243,2	254,8	275,9	289,0	295,7
Nettostromverbrauch [TWh]						
Nettostromverbrauch*5	530,1	528,4	512,3	543,9	576,5	549,4
Treiber Sektorenkopplung [Anzahl in Mio.]						
Haushaltswärmepumpen	0,7	1,7	1,1	2,6	4,1	2,9
Elektroautos	0,1	2,0	1,0	6,0	10,0	8,0
Flexibilitätsoptionen und Speicher [GW]						
Power-to-Gas	-	0,5	1,0	2,0	3,0	3,0
PV-Batteriespeicher	0,3	3,2	6,5	8,0	10,1	12,3
Großbatteriespeicher	0,1	1,2	1,5	2,0	2,4	3,4
DSM (Industrie und GHD)	1,5	3,0	2,0	4,0	6,0	5,0
Marktmodellierung						
CO ₂ -Vorgabe zur Marktmodellierung [Mio. t CO ₂]	-	max. 240	max. 184	max. 184	max. 184	max. 127

*1 sonstige konv. Erzeugung zuzüglich 50 % Abfall

*3 Speicherwasser, Laufwasser

*2 Bei der Aufsummierung der Einzelwerte ergeben sich Rundungsabweichungen.

*4 sonstige reg. Erzeugung zuzüglich 50 % Abfall

*5 inklusive der Summe der Netzverluste in TWh im Verteilernetz

Ergebnisse der Marktsimulationen

Die Marktsimulationen zum NEP 2030 (2019) verdeutlichen die weiter fortschreitende Transformation des Energiesektors in Bezug auf die Integration erneuerbarer Energien: Wind (on- und offshore) ist der Energieträger mit dem größten Anteil am Energiemix in allen Szenarien. Mit 55 % in 2025 bis 70 % in 2035 weist Deutschland in allen Szenarien im europäischen Vergleich einen hohen Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung auf. Das im Koalitionsvertrag formulierte Ziel eines EE-Anteils von 65 % am Bruttostromverbrauch wird in allen Szenarien für 2030 erreicht – und mit rund 67–68 % sogar leicht übertroffen. Im Szenario B 2035 steigt der EE-Anteil am Bruttostromverbrauch auf 73,7 % an.

Die steigende Flexibilisierung von KWK-Anlagen und Anwendungen auf der Nachfrageseite fördern die Integration der fluktuierenden Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Dennoch kommt es vermehrt zur marktseitigen Einsenkung von EE-Stromerzeugung, welche nicht mehr integriert werden kann. In den Szenarien mit dem Zieljahr 2030 steigt die sog. Dumped Energy gegenüber dem NEP 2030 (2017) signifikant an, ist im Verhältnis zur gesamten EE-Erzeugung mit 2–4,5 TWh aber immer noch gering.

Die Volllaststunden der thermischen Erzeugungstechnologien unterscheiden sich in den einzelnen Szenarien bei allen Energieträgern deutlich. Gründe für die Unterschiede sind u. a. die vollständige Flexibilisierung der thermischen Erzeugungsanlagen im Szenario C 2030 sowie die Aufschläge auf die CO₂-Preise in A 2030 und B 2035. Die Volllaststunden der Braunkohlekraftwerke liegen in allen Szenarien deutlich unter denen im NEP 2030 (2017).

Eine zusätzliche Erhöhung des CO₂-Preises in Deutschland zur Erreichung der im Szenariorahmen festgelegten Emissionsobergrenzen ist nur in den Szenarien A 2030 und B 2035 notwendig. In den übrigen Szenarien wird die Emissionsobergrenze in der Marktsimulation ohne weitere Aufschläge auf den europaweiten CO₂-Preis eingehalten.

In allen Szenarien ist ein starkes innerdeutsches Erzeugungsgefälle zu beobachten. Während in Nord- und Ostdeutschland die überwiegend erneuerbare Erzeugung die lokale Nachfrage um mehr als das Doppelte übertrifft, herrscht in Süd- und Westdeutschland ein Erzeugungsdefizit. Zwischen etwa einem Viertel und der Hälfte der jährlichen Stromnachfrage müssen in diesen Bundesländern aus in- und ausländischen Importen gedeckt werden.

In allen Szenarien wird die Bedeutung Deutschlands als Bindeglied im europäischen Binnenmarkt deutlich. Die zahlreichen Stunden mit einem Überschuss an erneuerbarer Stromerzeugung führen jeweils zu einem deutlichen Nettoexport Deutschlands. In den Szenarien für 2030 beträgt dieser zwischen 44,6 und 75,7 TWh. Im Vergleich zur innerdeutschen Übertragungsmenge sind die Transite durch Deutschland sehr viel kleiner und bleiben insgesamt in der gleichen Größenordnung wie im NEP 2030 (2017).

Die Ergebnisse der Marktsimulation im Rahmen des NEP 2030 (2019) werden in **Kapitel 4** des NEP-Berichts ausführlich dargestellt.

Vergleich der Ergebnisse der Marktsimulationen

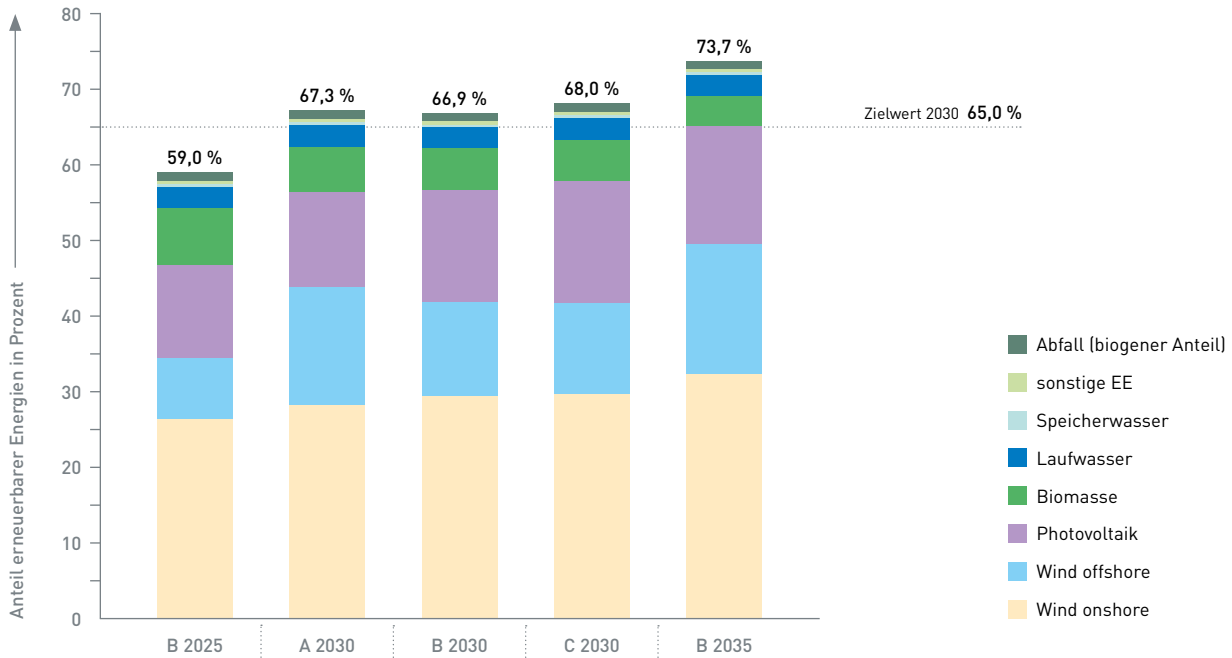
Der Vergleich der Ergebnisse der Marktsimulationen der Szenarien zeigt, dass der maximale innerdeutsche Nord-Süd-Transportbedarf von 2025 über 2030 nach 2035 deutlich ansteigt. In den drei Szenarien mit dem Zieljahr 2030 liegt er in etwa auf einem ähnlichen Niveau, im Szenario C 2030 sogar leicht höher als in den Szenarien A 2030 und B 2030. Der höhere maximale Transportbedarf im Szenario C 2030 ist maßgeblich auf die in diesem Szenario höhere Stromnachfrage und die wegfallenden Must-Run-Bedingungen für konventionelle Kraftwerke zurückzuführen. An Zeitpunkten höherer Stromnachfrage und geringerem Must-Run im Süden kann bei gleichzeitig hoher EE-Einspeisung im Norden noch mehr preiswerter Strom aus Norddeutschland in Süddeutschland genutzt werden.

Auf der Grundlage der Marktsimulationsergebnisse ist kein grundsätzlich anderer Netzausbaubedarf in den Szenarien A 2030 und C 2030 im Vergleich zum Szenario B 2030 zu erwarten. Allenfalls wäre zu erwarten, dass in den Szenarien A 2030 und C 2030 einzelne Maßnahmen des Szenarios B 2035 vorgezogen werden müssten. Details werden die Ergebnisse der Netzanalysen zeigen, die für die Szenarien A 2030 und C 2030 mit dem zweiten Entwurf des NEP 2030 (2019) vorgelegt werden.

Netzausbauminimierender Einsatz von bewährten Instrumenten und technologischen Innovationen im NEP

Im NEP erfolgt eine Netzdimensionierung auf Grundlage einer rein volkswirtschaftlichen, kostenminimierenden Marktmodellierung. Dabei werden u. a. folgende idealisierte Rahmenbedingungen berücksichtigt, deren Eintreffen in der Realität nicht zwangsweise gegeben ist: Ein idealer Markt, Annahme von Stundenmittelwerten, Dumped Power,

Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

eine durchgängig für ganz Deutschland angesetzte Spitzenkappung bei Wind onshore und PV, Annahmen zum Zubau konventioneller Kraftwerke sowie von Power-to-Heat- und Power-to-Gas-Anlagen unabhängig von deren Wirtschaftlichkeit. Diese führen in Summe zu einer deutlichen Reduktion der Übertragungsaufgabe gegenüber möglichen real zu erwartenden Situationen. Damit erfolgt mit dem NEP 2030 (2019) definitiv keine Ausweisung eines Netzausbaus im Übertragungsnetz „für die letzte erzeugte Kilowattstunde“.

Das marktseitig angenommene Reduktionspotenzial wird durch Annahmen auf der Netzseite ergänzt: Mit dem Ziel, den zusätzlichen Netzentwicklungsbedarf auf das geringstmögliche erforderliche Maß zu reduzieren, kombinieren die ÜNB im NEP 2030 (2019) bewährte Instrumente gemäß der Planungsgrundsätze (u. a. NOVA-Prinzip) mit dem Einsatz innovativer Technologien in der Netzplanung und auch Netzbetriebsführung.

Die nachfolgenden Innovationen auf der Netzseite haben im NEP 2030 (2019) Berücksichtigung gefunden:

a) Der im NEP schon seit jeher als realisiert berücksichtigte witterungsabhängige Freileitungsbetrieb (Freileitungs-

monitoring bzw. FLM) wurde im Rahmen der Überarbeitung der ÜNB-Planungsgrundsätze noch einmal weiterentwickelt und in dieser Form im NEP angewandt.

b) Darüber hinaus wird der Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen (HTL bzw. HTLS) im NEP im Rahmen des NOVA-Prinzips bereits seit mehreren Netzentwicklungsplänen konsequent geprüft und dort, wo der Einsatz möglich erscheint, entsprechend ausgewiesen.

c) Weitere innovative Technologien sind Elemente zur aktiven Steuerung des Leistungsflusses, die im Rahmen der Identifikation von Ad-hoc-Maßnahmen mit dem Zielhorizont 2023 – 2025 ausgewiesen werden. Zielhorizont ist hier meistens nicht das Jahr 2030, sondern der Zeitraum zwischen den Außerbetriebnahmen der letzten Kernkraftwerke und der Realisierung der langfristig erforderlichen Netzmaßnahmen. Maßnahmen zur aktiven Leistungsflusssteuerung umfassen sowohl Querregeltransformatoren als auch die Längskompensation mittels TCSC. Sie dienen der optimierten Auslastung des Bestandsnetzes, indem freie Kapazitäten auf weiteren AC-Bestandleitungen genutzt werden. Gegenüber den im NEP 2030 (2017) von der BNetzA genehmigten Ad-hoc-Maßnahmen wurde der Einsatz von Querregeltransformatoren im NEP 2030 (2019) noch einmal ausgeweitet.

- d) Vor dem Hintergrund eines EE-Anteils von über 65 % am Bruttostromverbrauch in den Szenarien für 2030 die ÜNB das Konzept des optimierten Ausbaus von Verstärkungen im AC-Netz einschließlich leistungsflusssteuernder Elemente in Kombination mit dem Zubau neuer DC-Verbindungen zur Deckung des großräumigen Nord-Süd-Stromtransportbedarfs fort.
- e) Erstmals haben die ÜNB die möglichen Potenziale zukünftiger innovativer Technologien (u. a. moderne Systemführungskonzepte, Netzbooster), die in Pilotprojekten erprobt werden müssen, im NEP implizit berücksichtigt. Dafür wurden im Ergebnisnetz in 2030 und in noch größerem Umfang in 2035 identifizierte Engpässe nicht vollständig durch Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen beseitigt. Im Szenario B 2030 verbleibt mit den vorgeschlagenen Maßnahmen ein Redispatch-Volumen von 1,6 TWh, im Szenario B 2035 von 3,3 TWh. Durch diesen Schritt soll vermieden werden, dass im NEP 2030 (2019) ein Netzausbaubedarf in einem Umfang ausgewiesen wird, der bei Anwendung des angenommenen Potenzials der beschriebenen innovativen Technologien nicht erforderlich wäre. Der Bedarf wird in den kommenden Netzentwicklungsplänen im Einklang mit den erzielten Fortschritten und weiteren Erkenntnissen bei der Erforschung und Entwicklung innovativer Technologien zu konkretisieren sein.

Sollte sich in den kommenden Jahren herausstellen, dass die den Netzausbaubedarf dämpfenden Potenziale der innovativen Technologien niedriger sind als heute angenommen, so wäre der Netzausbaubedarf in den kommenden Netzentwicklungsplänen unter den dann jeweils zugrunde liegenden energiepolitischen Rahmenbedingungen entsprechend anzupassen. Anderenfalls würden wegen des fehlenden Netzausbaus entsprechend höhere Volumina an Netzeingriffen wie Redispatch und Einspeisemanagement anfallen – mit den damit verbundenen Kosten.

Ergebnisse der Netzanalysen in den Szenarien

Szenario B 2025: Ad-hoc-Maßnahmen und Netzbooster

Das Szenario B 2025 wurde zur Ermittlung und Bewertung von Ad-hoc-Maßnahmen sowie von Netzbooster-Pilotanlagen herangezogen. Ad-hoc-Maßnahmen sind kurzfristig durchführbare Maßnahmen, die Netzregionen bis zur Umsetzung der langfristig notwendigen Ausbaumaßnahmen entlasten können. Das wesentliche Kriterium für

die Ad-hoc-Maßnahmen ist daher, dass sie sich im Zeitraum bis zur Umsetzung des langfristig notwendigen Netzausbaus durch den vermiedenen Redispatch volkswirtschaftlich amortisieren. Die redispatchsenkende Wirkung der von der BNetzA im Zuge des NEP 2030 (2017) bestätigten Ad-hoc-Maßnahmen konnte anhand des Szenarios B 2025 auch für den NEP 2030 (2019) nachgewiesen werden.

Darüber hinaus wurden insgesamt vier weitere leistungsflusssteuernde Maßnahmen mit signifikantem redispatchsenkenden Potenzial identifiziert sowie die Wirkungen von drei Netzbooster-Pilotanlagen untersucht (siehe Kapitel 5.3.5 des NEP-Berichts).

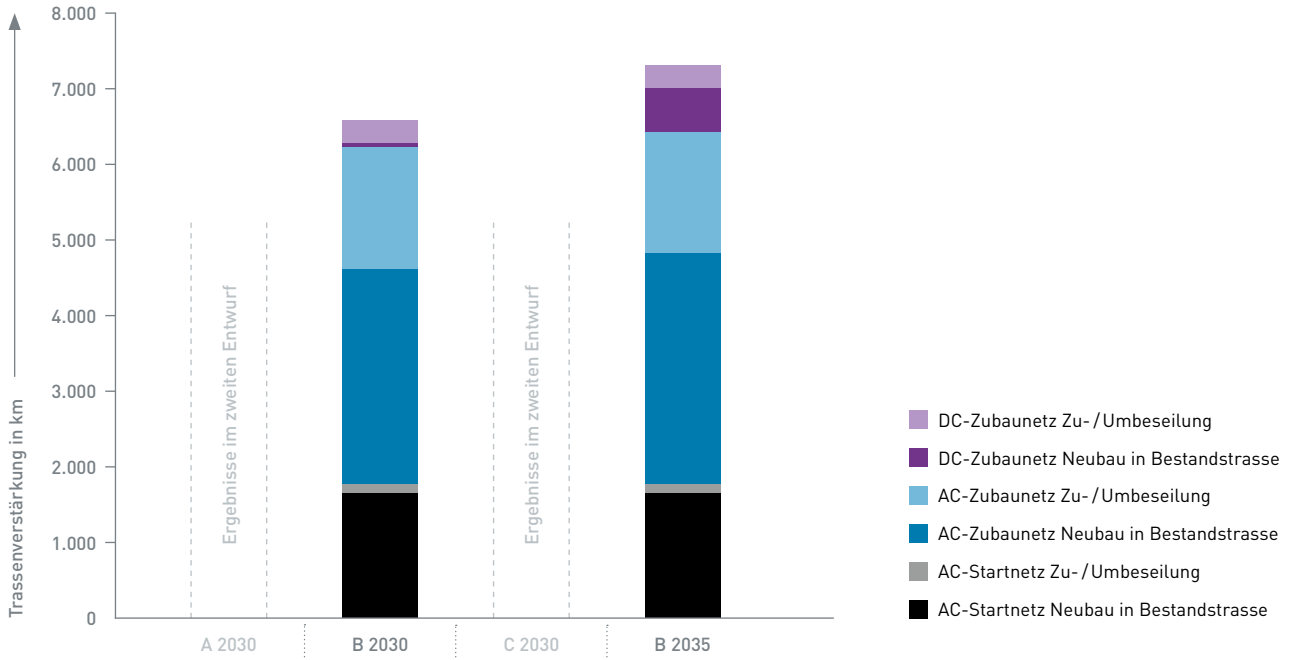
Szenario B 2030: Netzausbaubedarf und Kosten

Sämtliche Vorhaben des Bundesbedarfsplans (BBP) sowie die von der BNetzA im Zuge des NEP 2030 (2017) darüber hinaus bestätigten Maßnahmen sind im Szenario B 2030 erforderlich. Diese Maßnahmen reichen angesichts der steigenden Transportaufgabe allein allerdings noch nicht aus, um ein bedarfsgerechtes Netz zu bilden. Durch die Berücksichtigung zahlreicher Innovationen im Markt und Netz gelingt es, im NEP 2030 (2019) den gesamten Netzverstärkungs- und -ausbaubedarf gegenüber dem NEP 2030 (2017) trotz der durch den höheren EE-Zuwachs deutlich steigenden Übertragungsaufgabe zu reduzieren.

Die gesamte Trassenlänge der ermittelten Maßnahmen im Szenario B 2030 (2019) liegt einschließlich zusätzlich erforderlicher DC-Verbindungen leicht unterhalb der im Szenario B 2030 (2017) ermittelten Trassenlänge, bei dem der Fokus ausschließlich auf der Verstärkung und dem Ausbau des AC-Netzes lag. Hatten die ÜNB im NEP 2030 (2017) im Szenario B 2030 – vor dem Hintergrund des Verzichts auf zusätzliche DC-Vorhaben – einen Bedarf an AC- und DC-Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen in einem Umfang von rund 11.800 km ausgewiesen, so sind dies unter den o. g. Randbedingungen im NEP 2030 (2019) im Szenario B 2030 rund 11.600 km, darunter zwei über den Bundesbedarfsplan hinausgehende DC-Verbindungen mit zusammen 4 GW (DC21/DC23 und DC25).

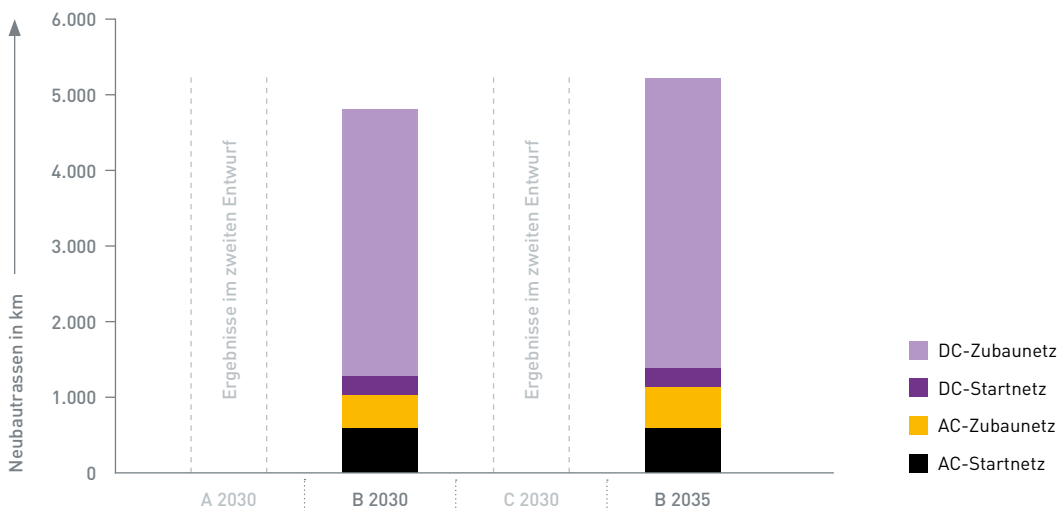
Insgesamt sind in B 2030 rund 2.900 km an Netzverstärkungen im Bestand und rund 1.600 km Neubau-Maßnahmen (Drehstrom und Gleichstrom) erforderlich, die noch nicht Bestandteil des Bundesbedarfsplans sind.

Umfang an Netzverstärkung in den Szenarien des NEP 2030 (2019)



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Umfang an Netzausbaubedarf in den Szenarien des NEP 2030 (2019)



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

In Summe führen die o. g. Weiterentwicklungen im Markt- und Netzbereich dazu, dass ein deutlich größerer EE-Anteil mit einem geringeren Bedarf an Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen in das System integriert werden kann als dies noch im NEP 2030 (2017) der Fall war.

Dabei ist allerdings zu berücksichtigen, dass für viele der oben aufgeführten Rahmenbedingungen erst noch der gesetzliche bzw. marktliche Rahmen geschaffen werden muss, damit die in diesem NEP getroffenen Annahmen sich auch in der Realität einstellen. Das gilt z. B. für den angenommenen Zubau an konventionellen Kraftwerken, die u. a. für den angenommenen Redispatch zur Verfügung stehen müssen, genauso wie für die Annahmen zu Flexibilität, Speichern und Sektorenkopplung.

Im Gegensatz zu den Trassenlängen steigen gegenüber dem NEP 2030 (2017) die Kosten für das erforderliche Onshorenetz. Gegenüber dem Szenario B 2030 (2017) steigen die Kosten im Szenario B 2030 (2019) – einschließlich rund 11,5 Mrd. € für das Startnetz sowie der Kosten für die Ad-hoc-Maßnahmen – um rund 19 Mrd. € auf

52 Mrd. € an. Davon sind 10 Mrd. € auf eine Anpassung der Standardkosten auf neue, realistischere Werte zurückzuführen und weitere 9 Mrd. € auf die geänderte Zusammensetzung der Maßnahmen. Insbesondere der im Szenario B 2030 (2019) gegenüber B 2030 (2017) um rund 1.400 km ansteigende DC-Netzausbau wirkt hier kostensteigernd. Dabei wurde allerdings eine Vollverkabelung der zusätzlichen DC-Verbindungen angenommen, was die Akzeptanz des erforderlichen Netzausbaus steigern sollte.

Szenario B 2035: Netzausbaubedarf und Kosten

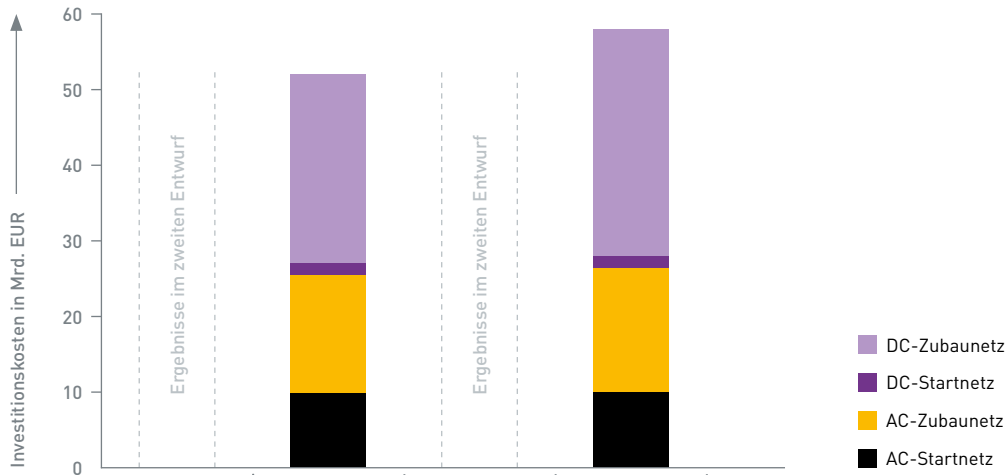
Das Langfristszenario B 2035 dient mit seinem um fünf Jahre verlängerten Zeithorizont in erster Linie der Nachhaltigkeitsprüfung. Dadurch kann sichergestellt werden, dass Maßnahmen, die im Szenario B 2030 identifiziert wurden, auch im Szenario B 2035 erforderlich sind. Dies konnte sowohl für alle im BBP 2015 enthaltenen Maßnahmen als auch für die zwischenzeitlich darüber hinaus von der BNetzA bestätigten sowie für die weiteren Maßnahmen des Szenarios B 2030 nachgewiesen werden.

Längenangaben Start- und Zubaunetz im NEP 2030 (2019)

Angaben in km	AC-Verstärkung		DC-Verstärkung		AC-Neubau	DC-Neubau	Summe
	Zu- / Umbeseilung	Neubau in Bestandstrasse	Zu- / Umbeseilung	Neubau in Bestandstrasse			
Startnetz	130	1.650	0	0	600	250	2.630
Zubaunetz							
A 2030							
B 2030	1.680	2.950	300	40	430	3.530	8.930
C 2030							
B 2035	1.680	3.150	300	580	540	3.830	10.080
Start- und Zubaunetz							
A 2030							
B 2030	1.810	4.600	300	40	1.030	3.780	11.560
C 2030							
B 2035	1.810	4.800	300	580	1.140	4.080	12.710

Hinweis: Abweichungen in den Summen in der Tabelle sind rundungsbedingt.

Geschätzte Investitionskosten im NEP 2030 (2019)



Angaben in Mrd. EUR (gerundet)	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035
DC-Zubaunetz		25,0		30,0
DC-Startnetz		1,5		1,5
AC-Zubaunetz		15,5		16,5
AC-Startnetz		10,0		10,0
Summe		52,0		58,0

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Der Ausblick auf B 2035 mit einem EE-Anteil am Bruttostromverbrauch von 73,7 % zeigt, dass auch hier der ermittelte Umfang an Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen nicht wesentlich über dem im NEP 2030 (2017) für das Szenario B 2030 ermittelten Netzausbaubedarf liegt, sofern die angenommenen Innovationen erprobt bereitstehen. Insgesamt haben die ÜNB im Szenario B 2035 des NEP 2030 (2019) unter Berücksichtigung des möglichen Potenzials zukünftiger Innovationen einen Netzverstärkungs- und -ausbaubedarf von rund 12.700 km ermittelt – darunter über B 2030 hinaus eine zusätzliche DC-Verbindung mit 2 GW (DC20). Gegenüber dem Szenario B 2030 sind das lediglich rund 1.100 km mehr an Netzmaßnahmen, wovon die zusätzliche HGÜ-Verbindung DC20 den größten Teil ausmacht und über weite Strecken in bestehender Trasse verläuft.

Die Investitionskosten steigen im Szenario B 2035 gegenüber dem Szenario B 2030 um 6 Mrd. € auf 58 Mrd. € an. Die Kosten für das Startnetz in Höhe von 11,5 Mrd. € und die Ad-hoc-Maßnahmen sind darin bereits enthalten.

Verbindung von Netzverknüpfungspunkten

Der NEP 2030 (2019) zeigt wie seine Vorgänger den Übertragungsbedarf zwischen Anfangs- und Endpunkten auf. Anfangspunkte liegen in der Regel in Regionen mit Erzeugungüberschuss, Endpunkte in solchen mit hohem Verbrauch bzw. nahe Standorten von Kern- bzw. Kohlekraftwerken. Der NEP 2030 (2019) beschreibt keine konkreten Trassenverläufe von neuen Übertragungsleitungen, sondern dokumentiert den notwendigen Übertragungsbedarf zwischen Netzknoten.

Genannte Ortsnamen zur Bezeichnung von Anfangs- und Endpunkten sind rein technische Aussagen, die der Identifikation bestehender Netzverknüpfungspunkte dienen. Konkrete Trassenkorridore bzw. Trassen werden nicht im NEP, sondern erst in den nachgelagerten Verfahrensschritten (z. B. Bundesfachplanung, Planfeststellung) festgelegt.

Einsatz von Erdkabeln

Unter anderem aufgrund des hohen Blindleitwertes und der damit hohen Ladeleistung von Kabeln unterliegt der Einsatz von Erdkabeln bei Drehstrom-Systemen (AC-Systemen) im Höchstspannungsbereich systemtechnischen Einschränkungen. Diese bestehen bei Einsatz der HGÜ-Technologie (DC-Technologie) so nicht.

Anfang 2016 wurde mit dem novellierten Bundesbedarfsplangesetz ein Erdkabelvorrang für vier von fünf im Bundesbedarfsplan enthaltenen DC-Verbindungen gesetzlich festgeschrieben. Dementsprechend werden die Kosten im NEP unter der Annahme einer Vollverkabelung dieser DC-Verbindungen (DC1 sowie DC3-DC5) sowie der neu identifizierten DC-Verbindungen (DC20, DC21, DC23, DC25) ausgewiesen.

In den Steckbriefen im Anhang zum NEP 2030 (2019) wird bei den DC-Projekten, für die ein Erdkabelvorrang gilt, sowie bei den AC-Pilotprojekten mit der Möglichkeit zur Teil-Erdverkabelung in der Projektbeschreibung gesondert darauf hingewiesen.

Grundsätzlich ist darauf hinzuweisen, dass die Mehrkosten einer Ausführung als Erdkabel im Vergleich zur Freileitung sowohl bei DC-Verbindungen als auch bei den AC-Pilotprojekten sehr stark von den örtlichen Gegebenheiten (z. B. Bodenbeschaffenheit) abhängen. Für die im NEP 2030 (2019) vorgenommene Abschätzung der Kosten für DC-Erdkabel wurden bei durchschnittlichen Gegebenheiten Schätzkosten in Höhe von 6 Mio. €/km für eine HGÜ-Verbindung mit 1 x 2 GW und von 12 Mio. €/km für eine HGÜ-Verbindung mit 2 x 2 GW unterstellt. Diese Kostenansätze basieren auf Erfahrungen der ÜNB mit ersten Drehstrom-Teilerdverkabelungsprojekten sowie mit HGÜ-Erdkabeln auf niedrigeren Spannungsebenen, wie z. B. bei landseitigen Offshore-Anschlüssen und Seekabeln.

Im Gegensatz zu DC-Verbindungen ist bei 380-kV-AC-Verbindungen lediglich in einer beschränkten Anzahl von Pilotprojekten bei Vorliegen bestimmter Voraussetzungen auf technisch-wirtschaftlich effizienten Teilabschnitten eine Erdverkabelung möglich. Für die Teil-Erdverkabelungsabschnitte der AC-Pilotprojekte werden durchschnittliche Schätzkosten in Höhe von 11,5 Mio. €/km für 380-kV-Erdkabel angenommen. Die Kosten für die erforderlichen Kabelübergangsanlagen sind dabei bereits berücksichtigt. Im Gegenzug wird eine höhere Akzeptanz der Vorhaben unterstellt.

Vertikale Punktmaßnahmen

Neben Leitungsbaumaßnahmen sind im NEP auch sogenannte Punktmaßnahmen erforderlich. Unterschieden wird dabei zwischen vertikalen Punktmaßnahmen (zusätzlicher Bedarf an 380/110-kV-Transformatoren), die im NEP in Abstimmung mit den Verteilernetzbetreibern ermittelt werden, sowie horizontale Punktmaßnahmen (z. B. 380/220-kV-Transformatoren, Anlagen zur Blindleistungskompensation, Anlagen zur Leistungsflusssteuerung oder Schaltanlagen), die ausschließlich die Höchstspannungsebene betreffen.

Da die BNetzA vertikale Punktmaßnahmen nicht nach § 12c EnWG bestätigt, werden diese im NEP 2030 (2019) nicht mehr als eigenständige Maßnahmen aufgeführt, sondern zur Information in einem gesonderten Begleitdokument zum NEP unter www.netzentwicklungsplan.de/Punktmassnahmen_NEP_2030_V2019_1_Entwurf.pdf zusammengefasst.

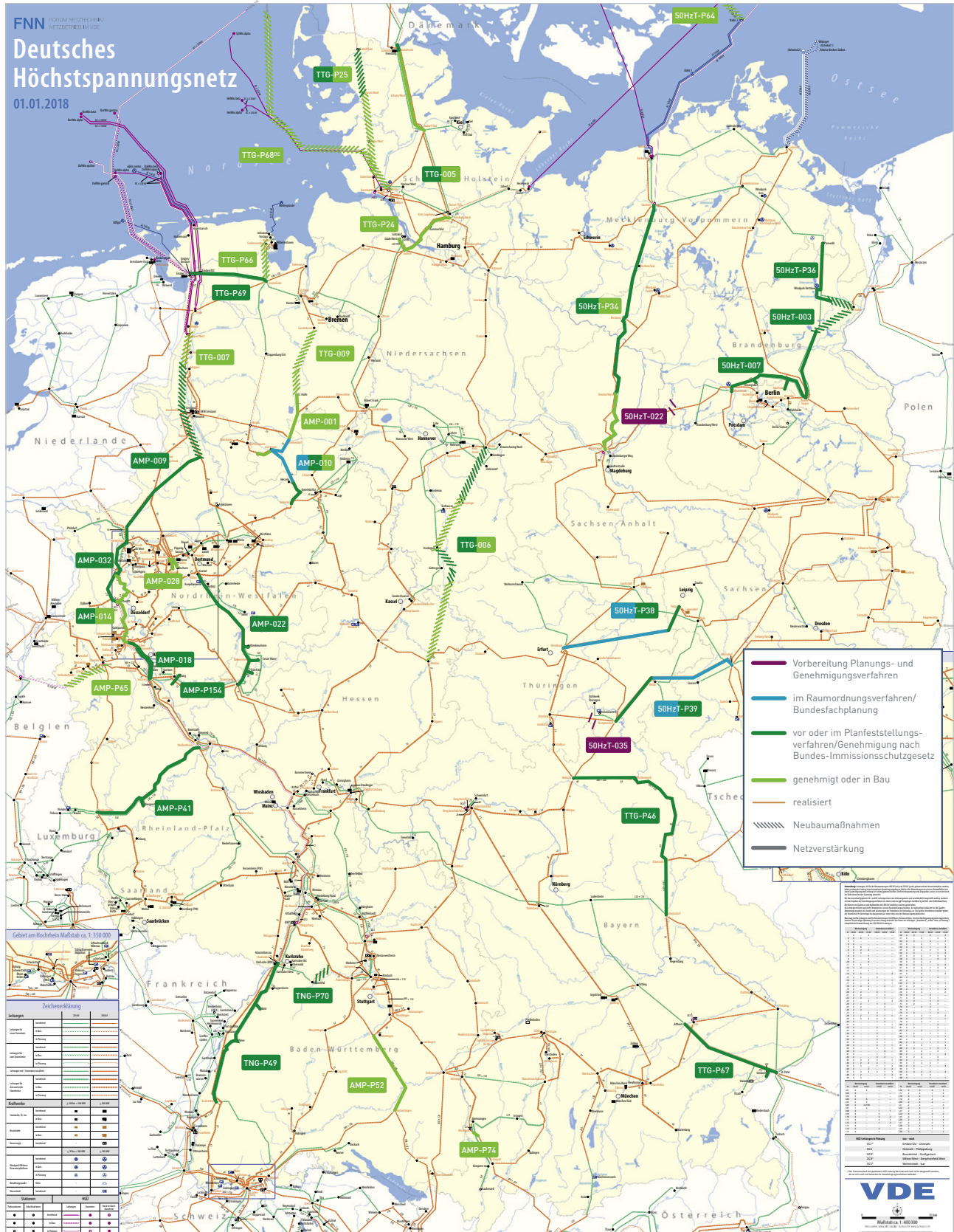
Für die Verknüpfung von Verteiler- und Übertragungsnetz sind vor dem Hintergrund zunehmender EE-Einspeisung vertikale Punktmaßnahmen ein wichtiger Aspekt der Netzentwicklung. Sie sind daher grundsätzlich notwendig und in den NEP-Datensätzen enthalten. Sofern vertikale Punktmaßnahmen Leitungsbaumaßnahmen zugeordnet werden können, werden diese im entsprechenden Steckbrief erwähnt.

Öffentliche Konsultation des NEP 2030 (2019)

Der erste Entwurf des NEP 2030 (2019) wird in der Zeit vom 4.2. bis zum 4.3.2019 öffentlich zur Konsultation gestellt. In diesem Zeitraum haben alle Interessierten Gelegenheit, sich schriftlich zum Netzentwicklungsplan zu äußern. Die ÜNB laden zur Teilnahme an der Konsultation ein und freuen sich über eine rege Beteiligung. Im Anschluss an die Konsultation werden die Konsultationsbeiträge ausgewertet und angemessen in den zweiten, überarbeiteten Entwurf eingearbeitet.

Übersichtskarten des ersten Entwurfs NEP 2030 (2019) – Startnetz sowie B 2025, B 2030 und B 2035

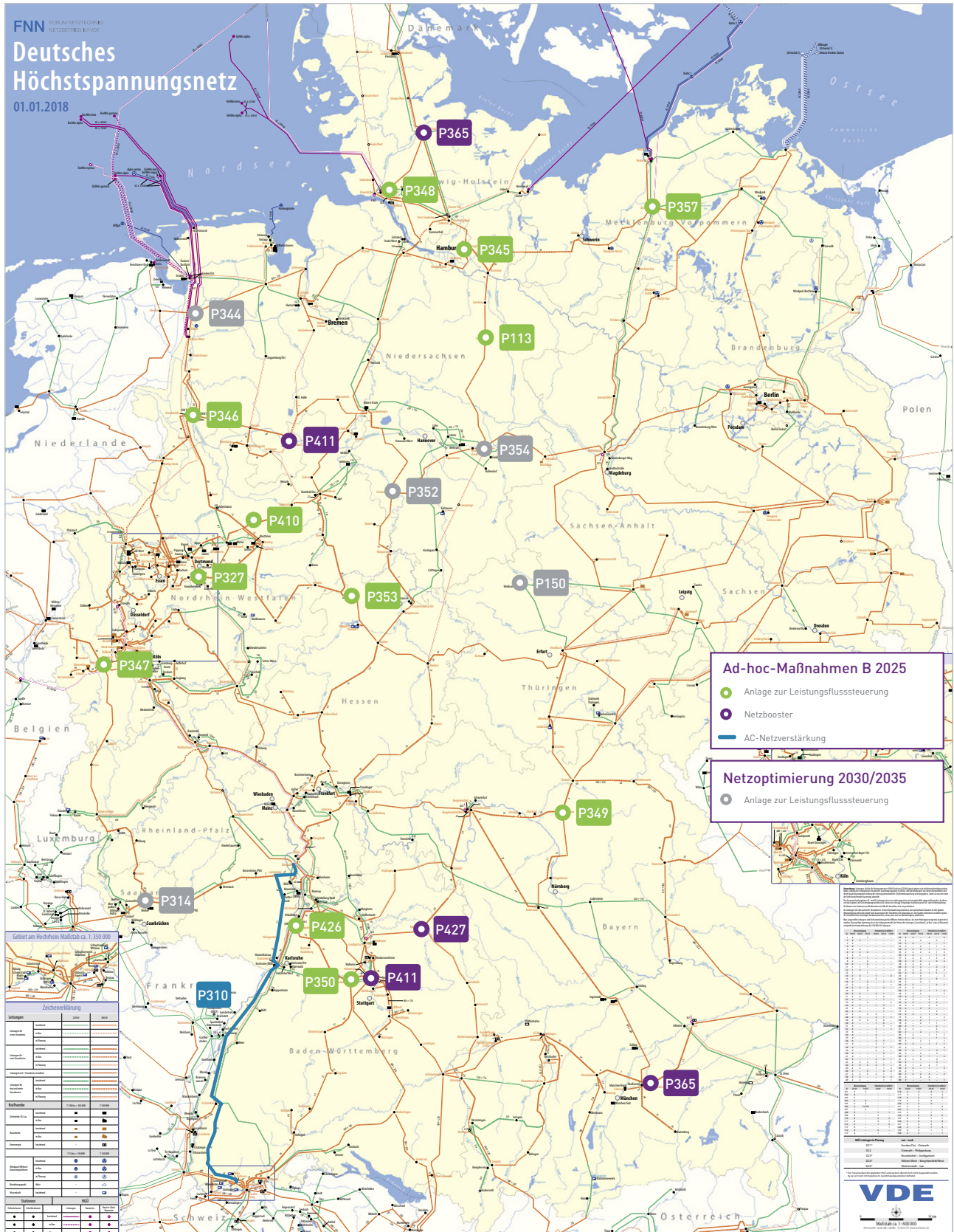
Deutsches Höchstspannungsnetz mit Startnetz



Quelle: VDE | FNN / Übertragungsnetzbetreiber¹

¹Die Abbildung basiert auf der Karte „Deutsches Höchstspannungsnetz“ des VDE Verband der Elektrotechnik, Elektronik, Informationstechnik e. V. (Stand: 01.01.2018). Die Darstellung der Neubauprojekte zeigt die Anfangs- und Endpunkte, aber keine konkreten Trassenverläufe. Diese werden erst in nachgelagerten Genehmigungsverfahren festgelegt.

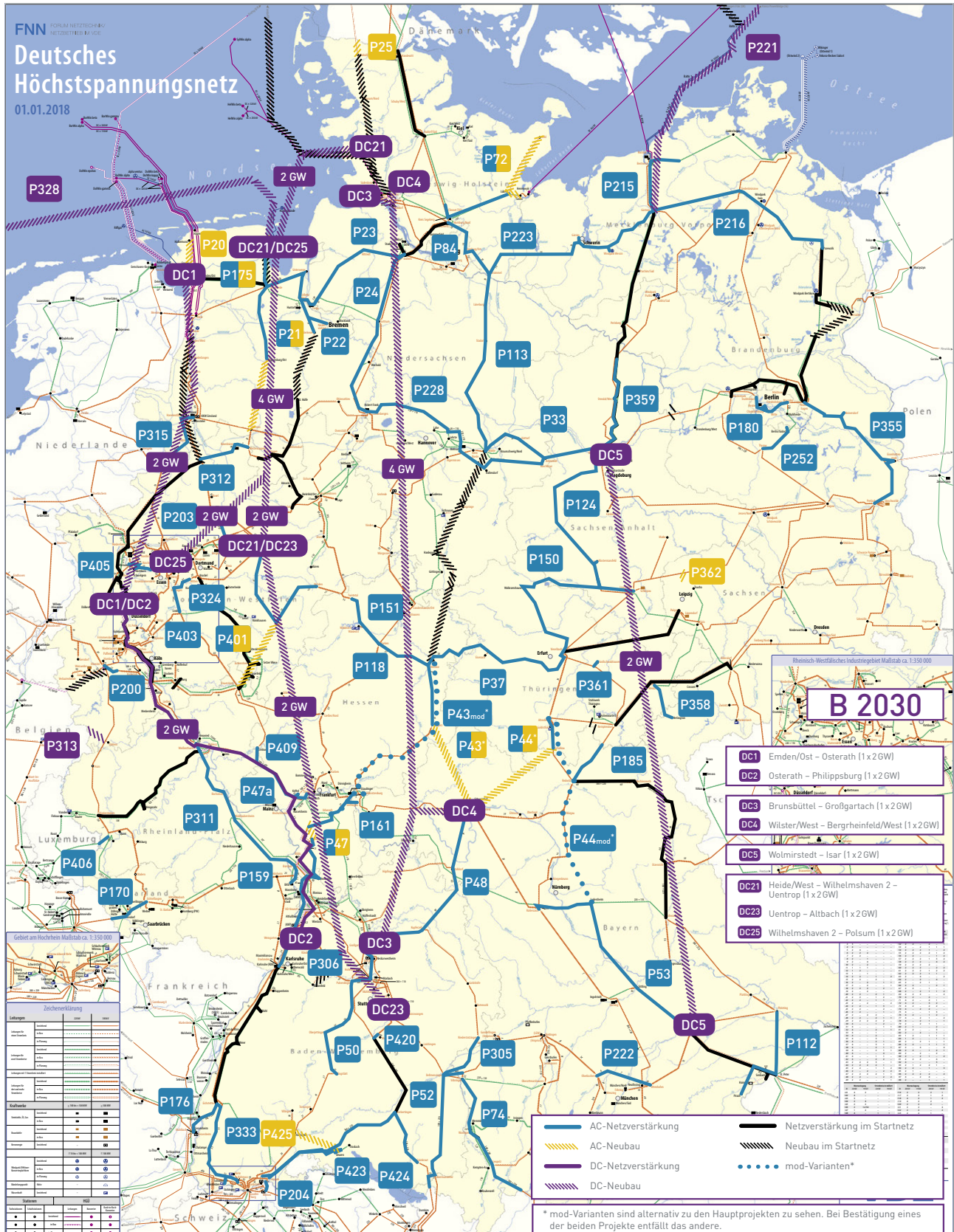
Ad-hoc-Maßnahmen und Netzbooster Szenario B 2025 sowie Anlagen zur Leistungsflusssteuerung 2030/2035



Quelle: VDE | FNN / Übertragungsnetzbetreiber²

²Die Abbildung basiert auf der Karte „Deutsches Höchstspannungsnetz“ des VDE Verband der Elektrotechnik, Elektronik, Informationstechnik e. V. (Stand: 01.01.2018). Die Darstellung der Neubauprojekte zeigt die Anfangs- und Endpunkte, aber keine konkreten Trassenverläufe. Diese werden erst in nachgelagerten Genehmigungsverfahren festgelegt.

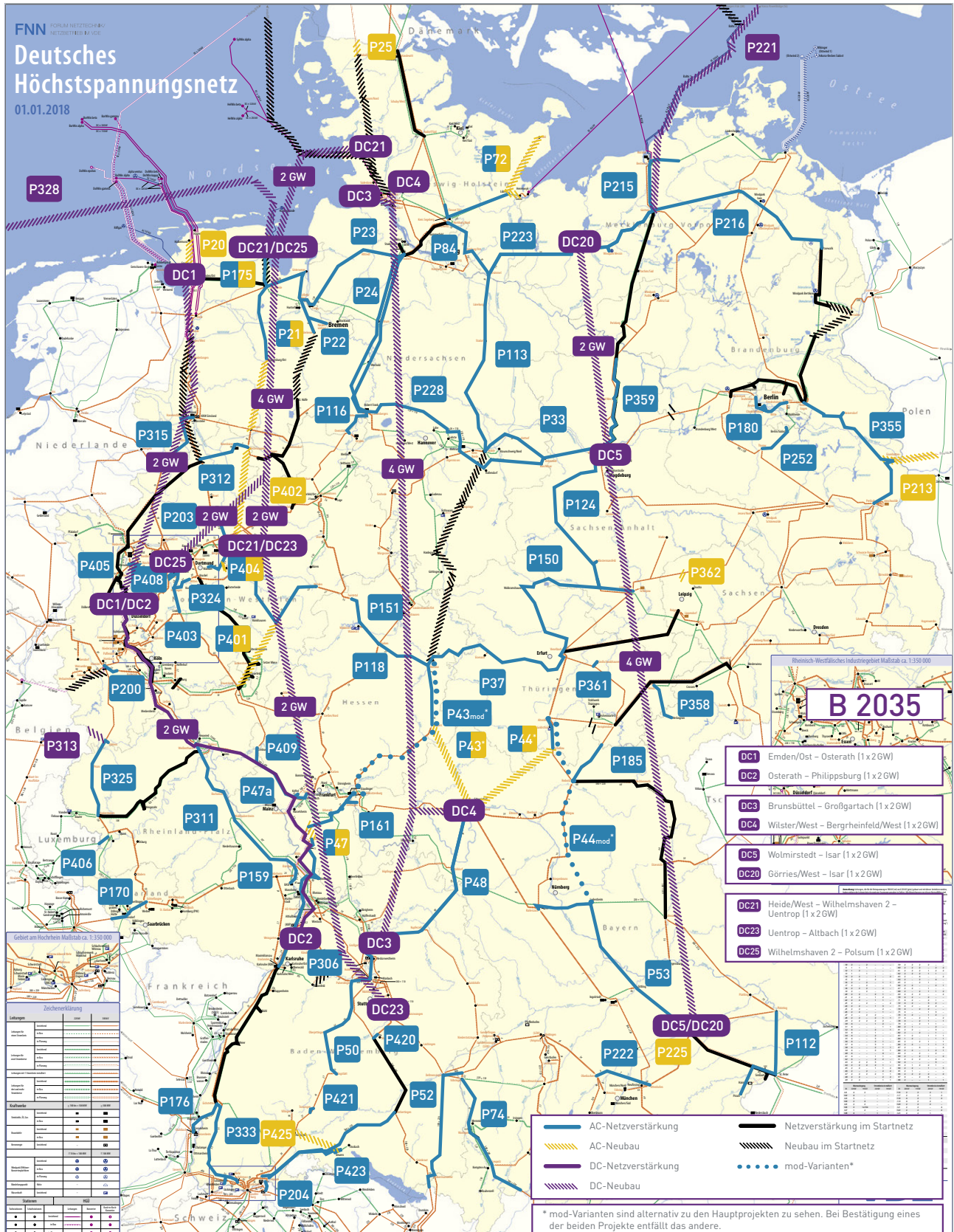
Szenario B 2030/alle Leitungsprojekte



Quelle: VDE | FNN / Übertragungsnetzbetreiber³

³Die Abbildung basiert auf der Karte „Deutsches Höchstspannungsnetz“ des VDE Verband der Elektrotechnik, Elektronik, Informationstechnik e. V. (Stand: 01.01.2018). Die Darstellung der Neubauprojekte zeigt die Anfangs- und Endpunkte, aber keine konkreten Trassenverläufe. Diese werden erst in nachgelagerten Genehmigungsverfahren festgelegt.

Szenario B 2035/alle Leitungsprojekte



Quelle: VDE | FNN / Übertragungsnetzbetreiber⁴

⁴Die Abbildung basiert auf der Karte „Deutsches Höchstspannungsnetz“ des VDE Verband der Elektrotechnik, Elektronik, Informationstechnik e. V. (Stand: 01.01.2018). Die Darstellung der Neubauprojekte zeigt die Anfangs- und Endpunkte, aber keine konkreten Trassenverläufe. Diese werden erst in nachgelagerten Genehmigungsverfahren festgelegt.

Offshore

NEP und FEP ersetzen O-NEP

Die bisher im Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP) getroffenen Festlegungen werden nach Vorgabe des Gesetzgebers teilweise durch die im Netzentwicklungsplan (NEP) und teilweise durch die im Flächenentwicklungsplan (FEP) getroffenen Festlegungen abgelöst. Damit bilden NEP und FEP zusammen mit den raumordnerischen Planungen der Küstenländer ein zusammenhängendes und aufeinander abgestimmtes Planwerk.

Vorgaben des Szenariorahmens

Der NEP wird auf Basis des von der BNetzA genehmigten Szenariorahmens erstellt und berücksichtigt die Annahmen des derzeit vorliegenden Entwurfs zum Flächenentwicklungsplan (FEP). Der Szenariorahmen sieht abweichend zum Entwurf des FEP einen Ausbau der Windenergie auf See in Höhe von 17 GW in den Szenarien B 2030 und C 2030, von 20 GW im Szenario A 2030 sowie von 23,2 GW im Szenario B 2035 vor.

Ausbauvolumen Offshore-Netzanbindungen

Für das Zubau-Offshorenetz ergibt sich aus den Kapazitäten des genehmigten Szenariorahmens – aufbauend auf dem Offshore-Startnetz – eine Länge von 1.924 km in den Szenarien B 2030 und C 2030 bei einer Übertragungsleistung von rund 6,4 GW, von etwa 2.919 km im Szenario A 2030 bei einer Übertragungsleistung von rund 9,8 GW und von 3.439 km für den Ausblick im Szenario B 2035 bei einer Übertragungsleistung von rund 12,1 GW. Die entsprechenden Netzverknüpfungspunkte an Land wurden ermittelt.

Investitionsvolumen Offshore-Netzanbindungen

Für die Szenarien B 2030 und C 2030 beträgt das geschätzte Investitionsvolumen für das deutsche Offshorenetz bis 2030 rund 18 Mrd. €. A 2030 erfordert aufgrund des Ausbaupfades von 20 GW höhere Investitionen von etwa 24 Mrd. €. Die installierten Leistungen und somit die Kosten in den Szenarien für 2030 gehen dabei über den gesetzlichen Ausbaupfad und den Entwurf des FEP hinaus. Für das Szenario B 2035 beträgt das geschätzte Investitionsvolumen rund 27 Mrd. €.

Die Investitionen in die Ausbaumaßnahmen des Start-Offshorenetzes in Höhe von rund 8 Mrd. € sind hierin jeweils berücksichtigt.

Offshore-Sensitivität

Die Ergebnisse der „Sensitivität Berücksichtigung Küstenmeer Ostsee“ zeigen, dass eine Steigerung der Einspeisung aus Offshore-Windenergie aus leicht erschließbaren Flächen in der Ostsee gegenüber der Annahme im Szenariorahmen durch die bereits geplante Netzinfrastruktur aufgenommen werden kann. Dadurch ergibt sich eine zusätzliche Flexibilität beim politischen Ausbauziel für die Offshore-Windenergie in 2030 in einer Bandbreite von 17 bis 20 GW.

Die nachfolgende Tabelle zeigt die Regionalisierung der vorgegebene Kapazitäten an Offshore-Windenergie auf Nord- und Ostsee. Anschließend folgen Übersichtskarten über das Startnetz sowie die Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes in den jeweiligen Szenarien – unterteilt nach Nord- und Ostsee.

Installierte Leistung Offshore-Wind gemäß genehmigtem Szenariorahmen

Installierte Leistung Offshore Wind [GW]	A 2030	B 2030 und C 2030	B 2035
Nordsee	17,8	14,8	21,0
Ostsee	2,2	2,2	2,2
Summe	20,0	17,0	23,2

Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes der Nordsee *

Projekt	M-Nr.	Bezeichnung der Maßnahme	Netzverknüpfungspunkt	Trassenlänge in km	Übertragungskapazität	Szenario (Beginn der Umsetzung/geplante Fertigstellung)**		
						A 2030	B 2030 und C 2030	B 2035
NOR-3-2	M14	HGÜ-Verbindung NOR-3-2 (DoWin4)	Hanekenfähr	ca. 220	900	2023/2028	2023/2028	2023/2028
NOR-6-3	M29	HGÜ-Verbindung NOR-6-3 (BorWin4)	Hanekenfähr	ca. 300	979	2024/2029	2024/2029	2024/2029
NOR-7-2	M32	HGÜ-Verbindung NOR-7-2 (BorWin6)	Büttel	ca. 230	900	2022/2027	2022/2027	2022/2027
NOR-9-1	M234	HGÜ-Verbindung NOR-9-1 (BalWin1)	Unterweser	ca. 265	1.000	2023/2028	2024/2029	2024/2029
NOR-9-2	M236	HGÜ-Verbindung NOR-9-2 (BalWin2)	Westerkappeln	ca. 360	1.000	bis 2030/ bis 2035	bis 2030/ bis 2035	bis 2030/ bis 2035
NOR-10-1	M231	HGÜ-Verbindung NOR-10-1 (BalWin4)	Westerkappeln	ca. 370	1.000	bis 2030/ bis 2035		bis 2030/ bis 2035
NOR-10-2	M232	HGÜ-Verbindung NOR-10-2 (BalWin3)	Heide/West	ca. 230	1.000	2024/2029	2025/2030	2025/2030
NOR-11-1	M39	HGÜ-Verbindung NOR-11-1 (LanWin3)	Wilhelmshaven 2	ca. 245	1.100			2029/2034
NOR-11-2	M242	HGÜ-Verbindung NOR-11-2 (LanWin4)	Unterweser	ca. 275	1.200			2030/2035
NOR-12-1	M243	HGÜ-Verbindung NOR-12-1 (LanWin1)	Wilhelmshaven 2	ca. 245	1.200	2025/2030		2027/2032
NOR-12-2	M233	HGÜ-Verbindung NOR-12-2 (LanWin2)	Wehrendorf	ca. 380	1.200	bis 2030/ bis 2035		bis 2030/ bis 2035

* Projekte über 15 GW sind hellblau hinterlegt.

** Die Definition von „Beginn der Umsetzung“ und „geplante Fertigstellung“ erfolgt in Kapitel 6.5.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes in der Ostsee

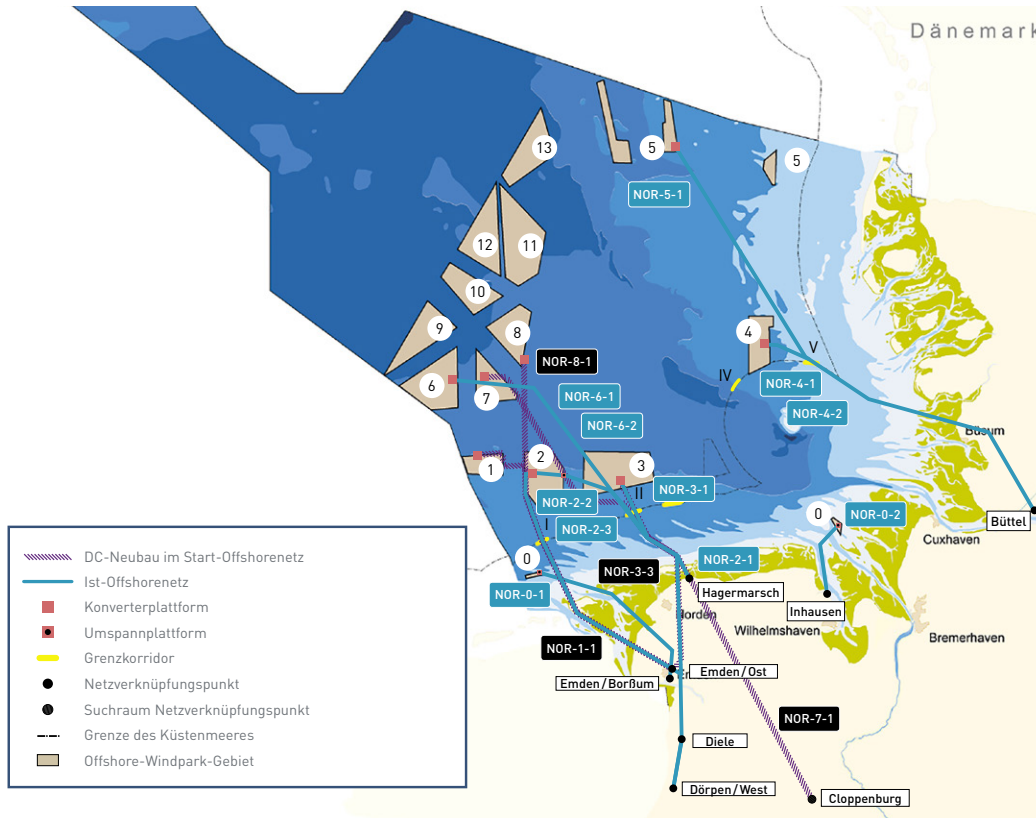
Projekt	M-Nr.	Bezeichnung der Maßnahme	Netzverknüpfungspunkt	Trassenlänge in km	Übertragungskapazität	Szenario (Beginn der Umsetzung/geplante Fertigstellung)*		
						A 2030	B 2030 und C 2030	B 2035
OST-1-4	M73	AC-Verbindung OST-1-4	Suchraum Gemeinden Lubmin/Wusterhusen/Kemnitz	ca. 80	300	2021/2026	2021/2026	2021/2026
OST-7-1	M85	AC-Verbindung OST-7-1 (nördlich Warnemünde)	Suchraum Gemeinde Papendorf	ca. 40	300	2024/2029	2024/2029	2024/2029

*Die Definition von „Beginn der Umsetzung“ und „geplante Fertigstellung“ erfolgt in Kapitel 6.5.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

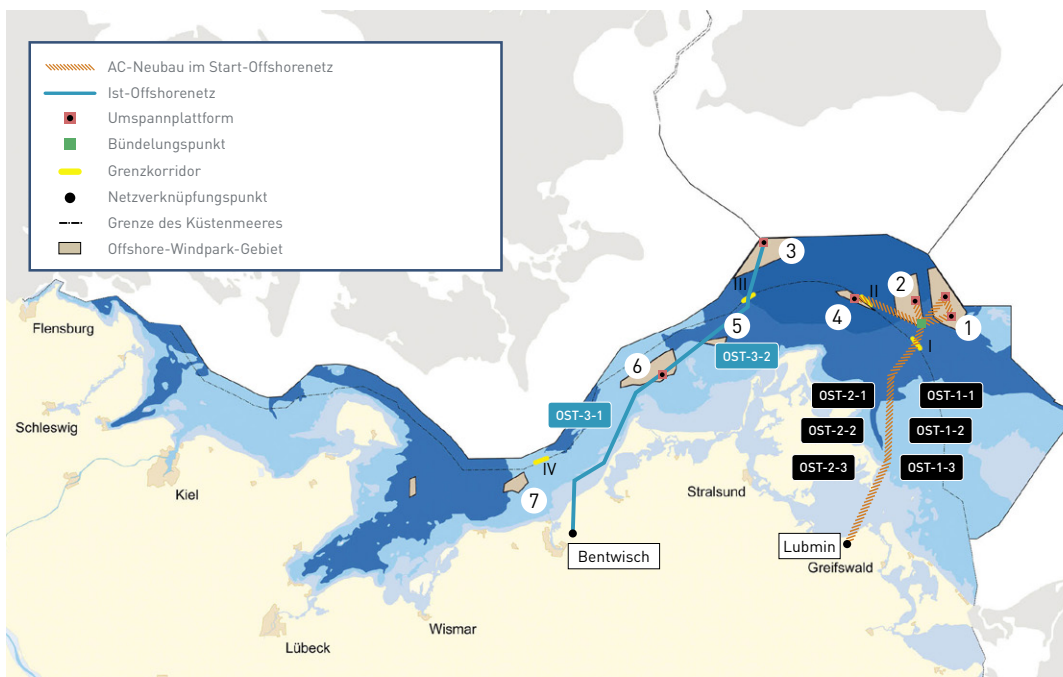
Übersichtskarten Start-Offshorenetz des ersten Entwurfs NEP 2030 (2019)

Start-Offshorenetz Nordsee



Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie / Übertragungsnetzbetreiber

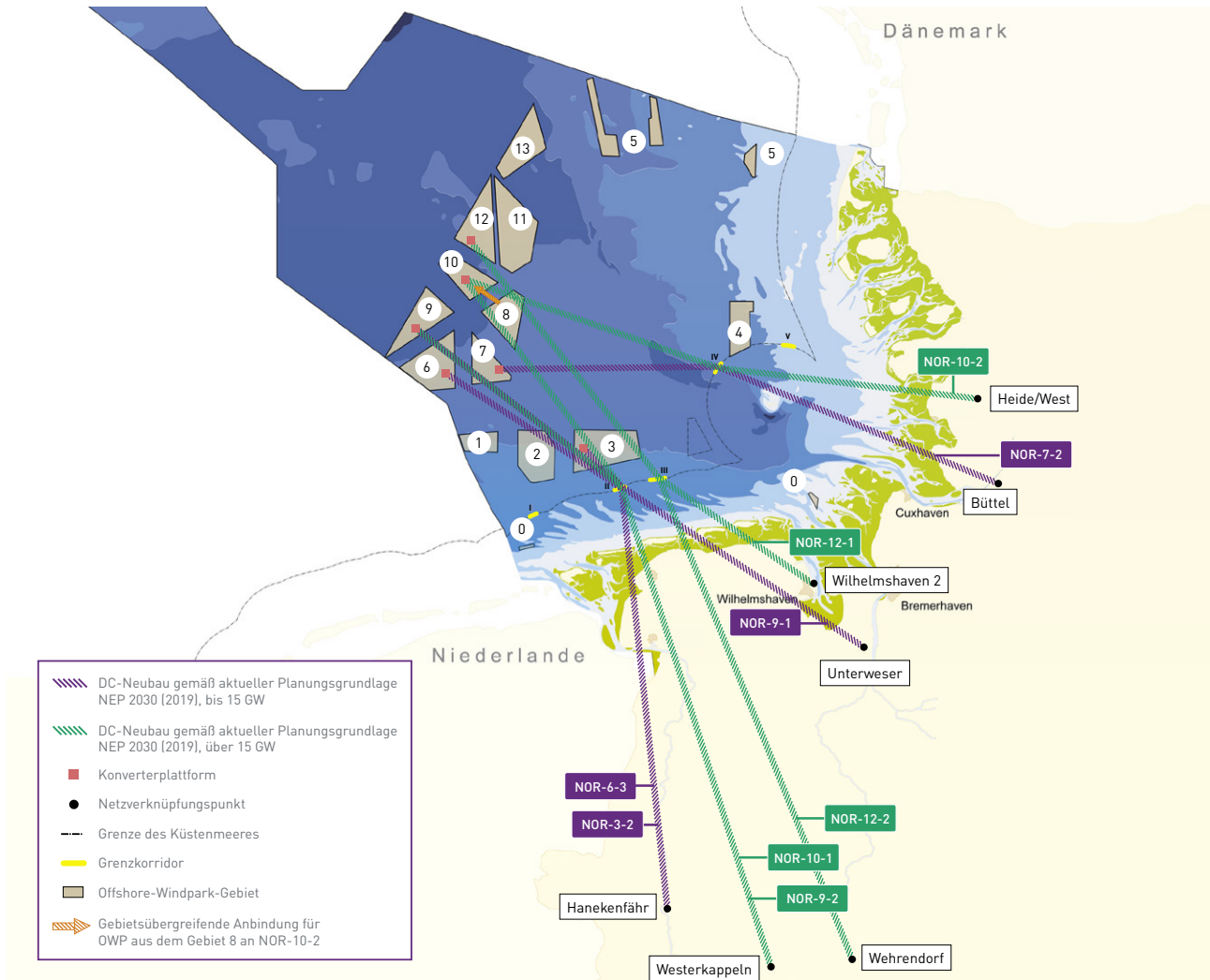
Start-Offshorenetz Ostsee



Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie / Übertragungsnetzbetreiber

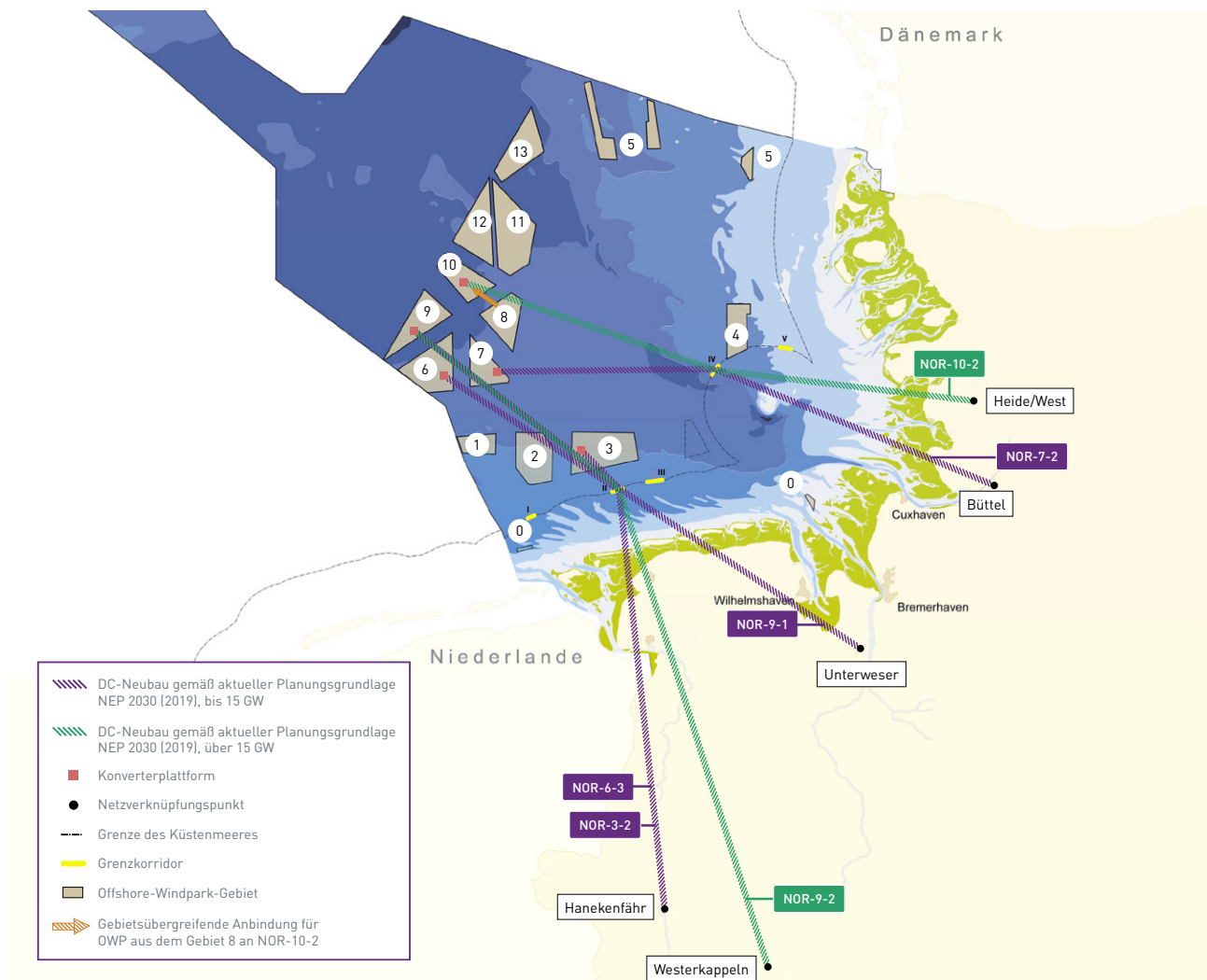
Übersichtskarten Zubau-Offshorenetz des ersten Entwurfs NEP 2030 (2019)

Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes der Nordsee in A 2030



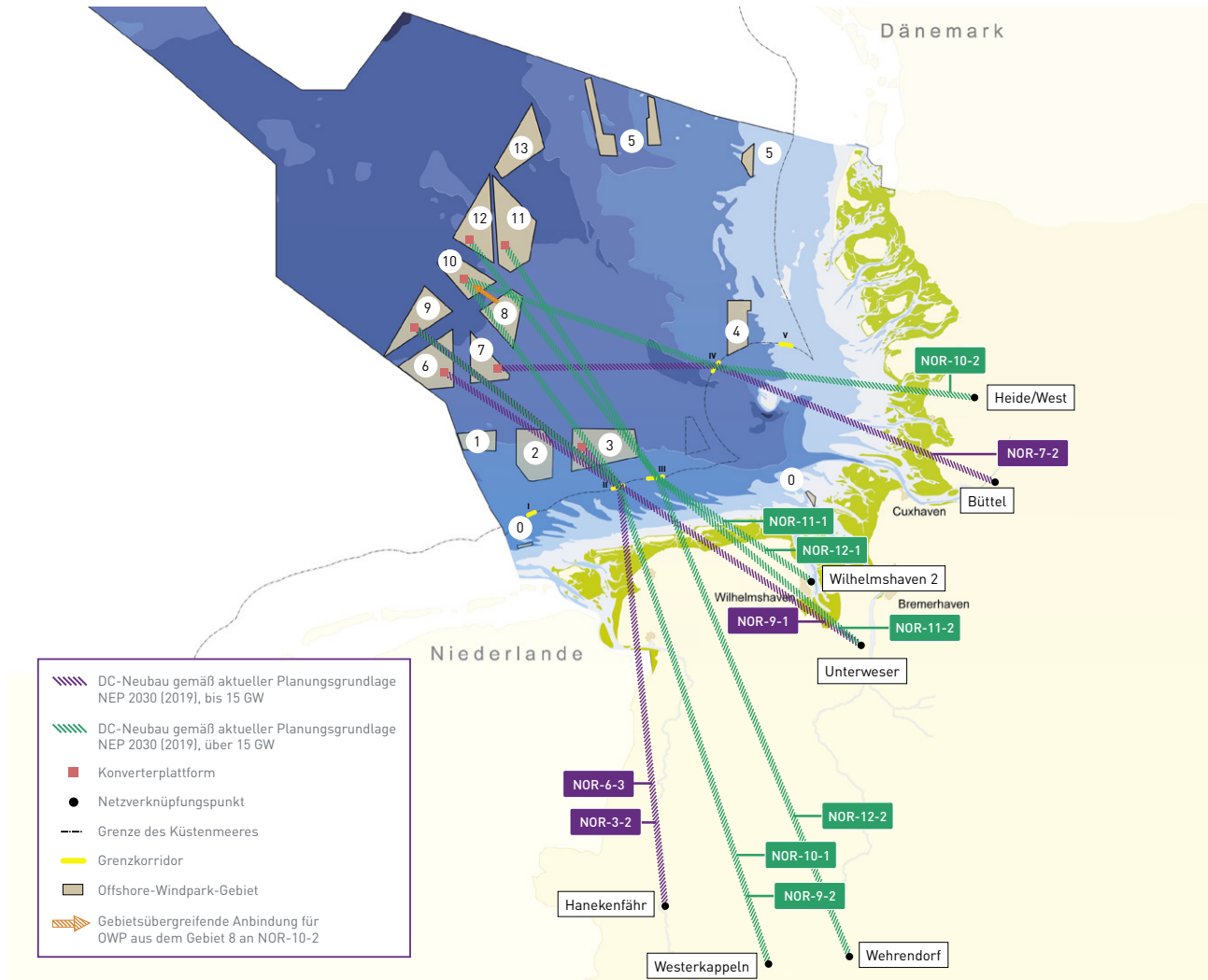
Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie / Übertragungsnetzbetreiber

Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes der Nordsee in B 2030 und C 2030



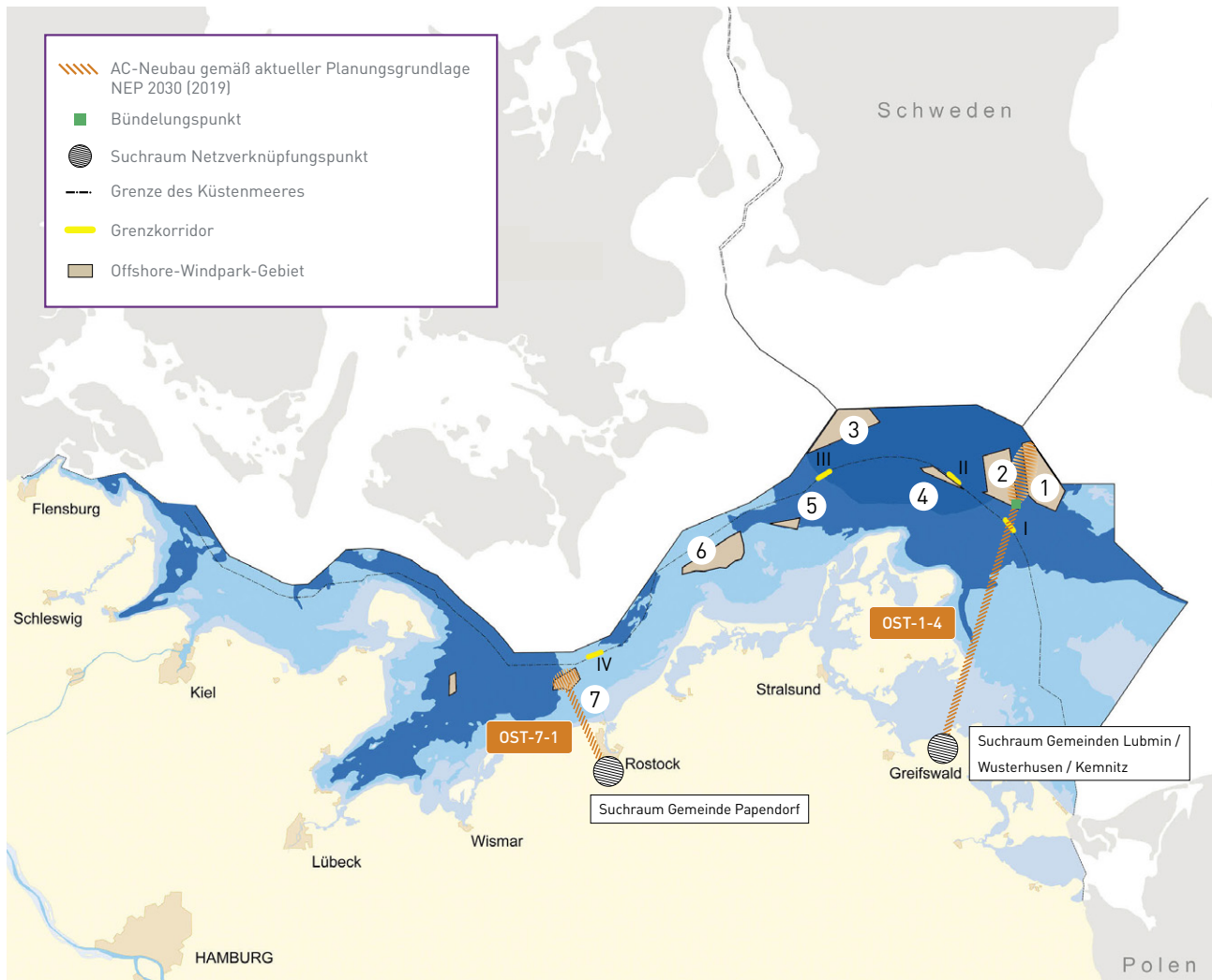
Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie / Übertragungsnetzbetreiber

Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes der Nordsee in B 2035



Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie / Übertragungsnetzbetreiber

Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes der Ostsee in A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035



Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie / Übertragungsnetzbetreiber



50Hertz Transmission GmbH
Heidestraße 2
10557 Berlin
Telefon: 030 5150-0
Telefax: 030 5150-4477
E-Mail: info@50hertz.com
www.50hertz.com



Amprion GmbH
Rheinlanddamm 24
44139 Dortmund
Telefon: 0231 5849-0
Telefax: 0231 5849-14188
E-Mail: info@amprion.net
www.amprion.net



TenneT TSO GmbH
Bernecker Straße 70
95448 Bayreuth
Telefon: 0921 50740-0
Telefax: 0921 50740-4095
E-Mail: info@tennet.eu
www.tennet.eu



TransnetBW GmbH
Pariser Platz/Osloer Straße 15-17
70173 Stuttgart
Telefon: 0711 21858-0
Telefax: 0711 21858-4405
E-Mail: info@transnetbw.de
www.transnetbw.de