

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**



NETZENTWICKLUNGSPLAN STROM 2030
OFFSHORE-NETZENTWICKLUNGSPLAN 2030
VERSION 2017, 2. 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),
Dr. Andreas Preuß (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

2. Mai 2017

Die Netzentwicklungspläne 2030

Die vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW sind für die überregionale Versorgung und die Übertragung im Höchstspannungsnetz in Deutschland verantwortlich. Die Aufgabe der ÜNB ist es, Sicherheit und Zuverlässigkeit der Stromversorgung 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 und 17b EnWG) legt fest, dass die ÜNB der Bundesnetzagentur (BNetzA) als zuständiger Behörde alle zwei Jahre einen gemeinsamen nationalen Netzentwicklungsplan Strom (NEP) und Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP) vorzulegen haben.¹ Der O-NEP wird 2017 das letzte Mal von den ÜNB vorgelegt und anschließend durch den Flächenentwicklungsplan abgelöst. Die Aufgabe der BNetzA ist es, die Planungen der ÜNB zu prüfen und zu bestätigen.

Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber

- ermitteln in ihren Entwürfen von NEP und O-NEP 2030 auf Grundlage des von der BNetzA genehmigten Szenariorahmens den Netzausbaubedarf auf Basis von anerkannten Grundsätzen der Netzplanung,

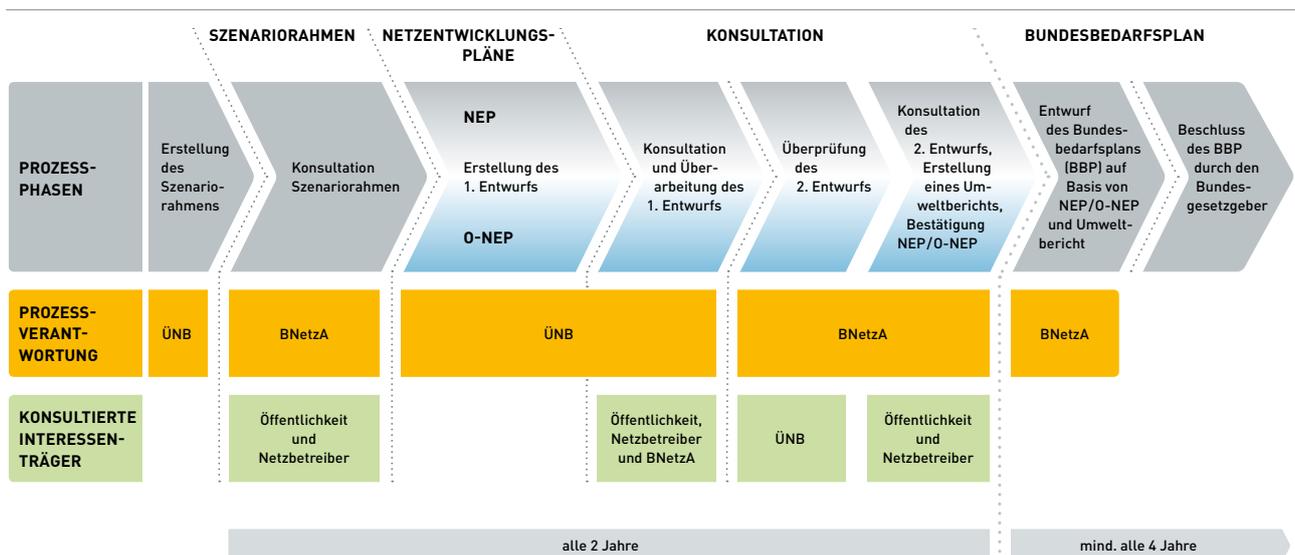
- definieren im NEP und O-NEP 2030 auf Basis unterschiedlicher Szenarien Optionen für den Ausbau eines sicheren und bedarfsgerechten Übertragungsnetzes für Deutschland für die Zieljahre 2030 und 2035,
- verwenden dafür Methoden und Simulationsprogramme, die dem neuesten Stand der Technik entsprechen, und entwickeln diese kontinuierlich weiter.

Grundlage für die Erarbeitung des NEP und O-NEP 2030, Version 2017, ist der am 30.06.2016 von der BNetzA genehmigte und veröffentlichte Szenariorahmen. Dieser Szenariorahmen enthält vier Szenarien: drei Szenarien mit dem Zieljahr 2030 und ein längerfristiges Szenario mit dem Zieljahr 2035. Darüber hinaus berücksichtigt der O-NEP die Festlegung des jeweils aktuellen Bundesfachplans Offshore des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie.

Der NEP und der O-NEP 2030 zeigen auf, welche Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau des deutschen Strom-Übertragungsnetzes onshore und offshore bis 2030 und 2035 für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind.

Die vorliegende Kurzbroschüre „Zahlen · Daten · Fakten“ enthält die wesentlichen Informationen zu den zweiten Entwürfen von NEP und O-NEP 2030 in kompakter Form.

Der Gesamtprozess



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

¹Die neuen gesetzlichen Grundlagen, die u. a. den NEP-Turnus und die Flexibilisierung des Szenarienhorizonts betreffen, werden in Kapitel 1.2 des NEP-Berichts sowie in Kapitel 1.1 des O-NEP-Berichts erläutert.

Netzentwicklungsplan Strom 2030

Der Netzentwicklungsplan 2030, Version 2017 (NEP 2030) stellt den Um- und Ausbaubedarf im deutschen Strom-Übertragungsnetz an Land vor dem Hintergrund der gesetzlichen Vorgaben des Energiewirtschaftsgesetzes (§ 12a–d EnWG) dar. Die Übertragungsnetzbetreiber 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

Am 30.06.2016 hat die BNetzA den Szenariorahmen für den NEP 2030 nach § 12a EnWG genehmigt und auf ihrer Internetseite veröffentlicht. Dieser Szenariorahmen 2030 enthält insgesamt vier Szenarien: drei Szenarien mit dem Zieljahr 2030 und ein längerfristiges Szenario mit dem Zieljahr 2035. Die einzelnen Szenarien unterscheiden sich darin, wie stark und wie schnell sich die Energiewende im Hinblick auf den Stromerzeugungsmix, den Stromverbrauch sowie die Durchdringung mit innovativen Technologien vollzieht. Dabei lassen sich die Szenarien grob wie folgt charakterisieren:

- Szenario A 2030: Konservatives Szenario mit relativ größtem Anteil an Stromerzeugung durch konventionelle Kraftwerke, einem vergleichsweise langsamen Ausbau der erneuerbaren Energien am unteren Rand des politischen Ausbaukorridors, einer eher geringen Durchdringung mit innovativen Stromanwendungen und geringer Sektorkopplung sowie ohne Vorgaben zu maximalen CO₂-Emissionen im Kraftwerkssektor.
- Szenario B 2030/B 2035: Transformationsszenario, 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.
- Szenario C 2030: Innovationsszenario mit dem kleinsten konventionellen Kraftwerkspark, mit Vorgaben zum maximalen CO₂-Ausstoß im Kraftwerkssektor, einem schnelleren Ausbau der erneuerbaren Energien am oberen Rand des politischen Ausbaukorridors, einem Anstieg des Stromverbrauchs, einer starken Durchdringung mit innovativen Stromanwendungen sowie einer stärkeren Sektorenkopplung.

Der NEP 2030 bildet erstmals vollumfänglich das im Sommer 2016 novellierte Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) ab. Das gilt insbesondere für die gesetzlich vorgesehenen Ausbaupfade für Wind offshore, Wind onshore, Photovoltaik (PV) und Biomasse.

Darüber hinaus hat die BNetzA den ÜNB im Zuge der Genehmigung des Szenariorahmens vom 30.06.2016 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.
- Drei der vier Szenarien (B 2030, C 2030 und B 2035) wurden mit expliziten Vorgaben zur Einhaltung einer maximalen CO₂-Emission in der Marktmodellierung gerechnet.

Die Details des von der BNetzA genehmigten Szenariorahmens, der für die ÜNB verbindlich ist und von dem im NEP 2030 nicht abgewichen werden kann, werden in **Kapitel 2** des NEP-Berichts ausführlich dargestellt. Insofern haben sich zwischen dem ersten und dem zweiten Entwurf des NEP 2030 keine Änderungen an den Eingangsdaten ergeben.

Ein Überblick über die installierten Leistungen an konventioneller und regenerativer Erzeugung sowie die angenommene Durchdringung mit innovativen Technologien wie Wärmepumpen, Elektroautos, PV-Batteriespeicher und weiteren Flexibilitätsoptionen in den Szenarien des NEP 2030 ist in der folgenden Tabelle zusammengestellt.

Erzeugungskapazitäten in den genehmigten Szenarien

Installiert (GW)	Referenz 2015	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030
Kernenergie	10,8	0	0	0	0
Braunkohle	21,1	11,5	9,5	9,3	9,3
Steinkohle	28,6	21,7	14,8	10,8	10,8
Erdgas	30,3	30,5	37,8	41,5	37,8
Öl	4,2	1,2	1,2	0,9	0,9
Pumpspeicher	9,4	11,9	11,9	13	11,9
sonstige konv. Erzeugung*1	2,3	1,8	1,8	1,8	1,8
Kapazitätsreserve	0	2	2	2	2
Summe konv. Erzeugung*2	106,9	80,6	79	79,3	74,5
Wind onshore	41,2	54,2	58,5	61,6	62,1
Wind offshore	3,4	14,3	15	19	15
Photovoltaik	39,3	58,7	66,3	75,3	76,8
Biomasse	7	5,5	6,2	6	7
Wasserkraft*3	5,6	4,8	5,6	5,6	6,2
sonstige reg. Erzeugung*4	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
Summe reg. Erzeugung	97,8	138,8	152,9	168,8	168,4
Summe Erzeugung	204,7	219,4	231,9	248,1	242,9
Nettostromverbrauch [TWh]					
Nettostromverbrauch*5	532,0	517,0	547,0	547,0	577,0
Treiber Sektorenkopplung [Anzahl in Mio.]					
Wärmepumpen	0,6	1,1	2,6	2,9	4,1
Elektroautos	0,0	1,0	3,0	4,5	6,0
Jahreshöchstlast [GW]					
Jahreshöchstlast*6	83,7	84,0	84,0	84,0	84,0
Flexibilitätsoptionen und Speicher [GW]					
Power-to-Gas	-	1,0	1,5	2,0	2,0
PV-Batteriespeicher	-	3,0	4,5	5,0	6,0
DSM (Industrie und GHD)	-	2,0	4,0	5,0	6,0
Marktmodellierung					
Vorgaben zur Marktmodellierung	-	-	Maximale CO ₂ -Emissionen von 165 Mio. t	Maximale CO ₂ -Emissionen von 137 Mio. t	Maximale CO ₂ -Emissionen von 165 Mio. t

*1 sonstige konv. Erzeugung zuzüglich 50 % Abfall

*2 Bei der Aufsummierung der Einzelwerte ergeben sich Rundungsabweichungen.

*3 Speicherwasser, Laufwasser

*4 sonstige reg. Erzeugung zuzüglich 50 % Abfall

*5 inklusive der Summe der Netzverluste in TWh im Verteilnetz

*6 inklusive der Summe der Verlustleistung in GW im Verteilnetz, Höhe in Modellierung hiervon leicht abweichend

Ergebnisse der Marktsimulation

Auf Basis der aufbereiteten Daten aus dem Szenariorahmen erfolgt mithilfe eines mathematischen Optimierungsverfahrens die Simulation des Strommarktes der Zukunft, die sogenannte Marktsimulation. Die Szenarien zeigen für die Zieljahre 2030 bzw. 2035 die installierte Leistung an den Orten der Erzeugung auf, nicht aber, wann und wie viel die entsprechenden Kraftwerke und erneuerbaren Energien einspeisen. Das Ziel der Marktsimulation ist es daher, die regionalen Einspeise- und Nachfragesituationen bei minimalen Erzeugungskosten über ein Jahr (8.760 Stunden) zu simulieren. Hierbei ist eine große Vielzahl an technologischen und ökologischen Randbedingungen, wie z. B. das Wetter oder die Einbettung Deutschlands in den europäischen Strombinnenmarkt, zu berücksichtigen.

Wesentliche Ergebnisse der Marktsimulation sind der systemweite, blockscharfe und kostenminimale Kraftwerkseinsatz, die resultierenden Gesamtkosten der Stromerzeugung zur Nachfragedeckung sowie der grenzüberschreitende Energieaustausch für jedes Marktgebiet. Sie sind die Eingangsgrößen für die anschließenden Netzanalysen und bestimmen den Übertragungsbedarf im deutschen Stromnetz.

Die Marktsimulation zum NEP 2030 verdeutlicht, wie weit die Transformation des Energiesektors in Bezug auf die Integration erneuerbarer Energien bereits fortgeschritten ist. Es ist ein starkes innerdeutsches Erzeugungsgefälle in allen Szenarien mit einem Erzeugungsüberschuss in Norddeutschland und einem Erzeugungsdefizit in Süddeutschland zu beobachten. Zwischen rund einem Viertel und der Hälfte des jährlichen Bedarfs werden in den südlichen Bundesländern aus in- und ausländischen Importen gedeckt. Die Erzeugung in nord- und ostdeutschen Bundesländern übersteigt dagegen die lokale Nachfrage um mehr als das Doppelte. Die Bedeutung erneuerbarer Energien nimmt weiter zu, Wind (on- und offshore) ist der Energieträger mit dem größten Anteil am Energiemix in allen Szenarien. Wesentliche Treiber für die innerdeutsche Übertragungsaufgabe sind der weitere Ausbau erneuerbarer Energien sowie die starke und zentrale Einbindung Deutschlands in den europäischen Binnenmarkt.

Die Nebenbedingung in der Marktmodellierung zur Begrenzung der CO₂-Emissionen kann zu einer Veränderung des Handelssaldos führen, sodass Deutschland von einem Nettoexporteur zu einem Nettoimporteur werden kann. Eine Beschränkung des Kraftwerkseinsatzes aufgrund der im Szenariorahmen festgelegten Emissionsobergrenzen

ist nur in den Szenarien B 2030 und B 2035 notwendig. Im Szenario C 2030 reicht die Größe und Zusammensetzung des konventionellen Kraftwerksparks aus, um bei einer kostenoptimierten Einsatzweise die CO₂-Vorgaben des Szenariorahmens einzuhalten.

Die sicher zur Verfügung stehende Leistung („gesicherte Leistung“) nimmt bis zum Jahr 2030 bzw. 2035 aufgrund des Rückgangs der konventionellen Kraftwerksleistung und der Zunahme der volatilen Einspeisung aus erneuerbaren Energien ab. Die Bedeutung von Importen für die Versorgungssicherheit in Deutschland nimmt dadurch tendenziell zu.

Der im November 2016 vom Bundeskabinett beschlossene Klimaschutzplan 2050 war noch nicht Grundlage der Vorgaben des Szenariorahmens und konnte somit nicht Eingang in den NEP finden. Eine direkte Übertragung dieser Ziele auf den aktuellen NEP ist wegen unterschiedlicher Abgrenzungen nur eingeschränkt möglich. Weitere Details werden in **Kapitel 3.2.6** des NEP-Berichts erläutert.

Der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch liegt in den Szenarien mit dem Zieljahr 2030 bei 50,6–53,4 % und im Szenario B 2035 bei 57,4 %, wie die Abbildung auf der folgenden Seite zeigt.

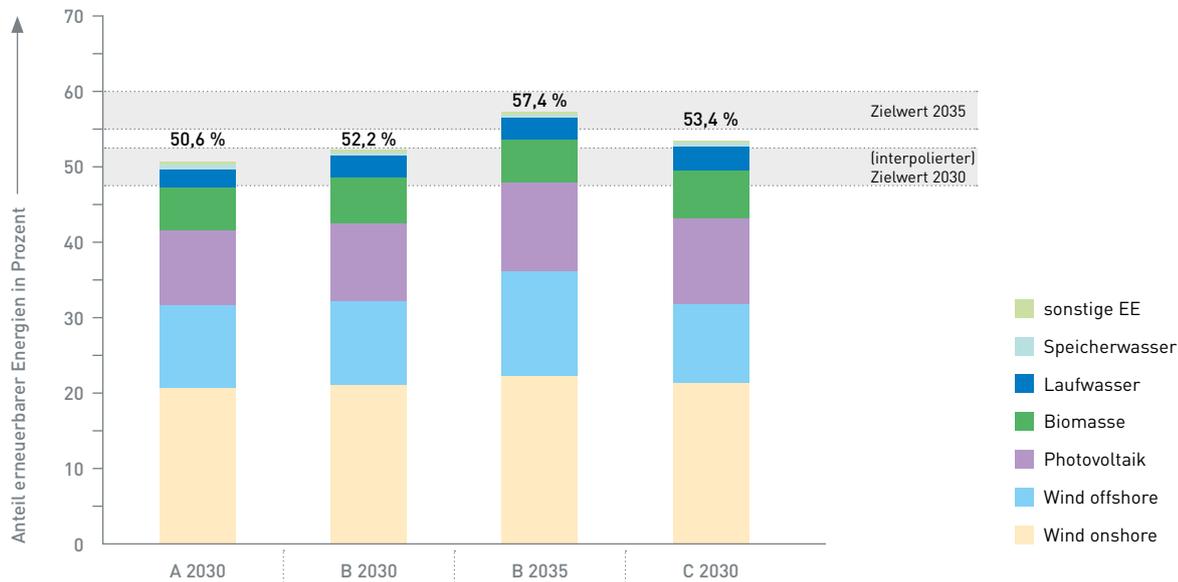
Die Ergebnisse der Marktsimulation im Rahmen des NEP 2030 werden in **Kapitel 3** des NEP-Berichts ausführlich dargestellt.

Optimierte Kombination von Gleich- und Wechselstrom

Neben dem weiteren Ausbau des 380-kV-Drehstromnetzes sind im NEP 2030 als Teil eines integrierten Gesamtkonzeptes Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsverbindungen (HGÜ- bzw. DC-Verbindungen) für den weiträumigen Übertragungsbedarf vom Norden in den Süden Deutschlands sowie teilweise als Interkonnektoren zum benachbarten Ausland vorgesehen. Sie ermöglichen auf langen Strecken eine verlustarme Stromübertragung und stabilisieren bei Einsatz moderner Technologie das Drehstromnetz. Zur Ein- und Ausspeisung des DC-Stroms in das 380-kV-Drehstromnetz (AC-Netz) sind Umrichteranlagen (Konverter) erforderlich, die die Anzahl möglicher Abspannpunkte zur Versorgung von Regionen und Städten bzw. zur Aufnahme von regional erzeugtem Strom auf der Strecke erheblich begrenzen.

Der im NEP 2030 vorgeschlagene kombinierte Einsatz von Gleichstrom- und Wechselstrom-Technologie ermöglicht

Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

eine gesamthafte Optimierung des Übertragungsnetzes für die historisch gewachsenen Versorgungsaufgaben und den künftigen, sich ändernden Übertragungsbedarf im Hinblick auf Netzstabilität, Wirtschaftlichkeit und Raumanspruchnahme.

Ausgehend vom Startnetz sowie den Maßnahmen des Bundesbedarfsplans (BBP) 2015 wurde in den Szenarien A 2030, B 2030 und C 2030 analysiert, inwieweit der darüber hinausgehende Übertragungsbedarf durch zusätzliche AC-Netzverstärkungen in Kombination mit leistungsflusssteuernden Punktmaßnahmen wie Serienkompensationsanlagen, Phasenschiebertransformatoren sowie HGÜ-Kurzkupplungen abgebildet werden kann. Die Netzanalysen zeigen, dass sich diese von den ÜNB im NEP 2030 gewählte Kombination aus den DC-Vorhaben des BBP 2015 mit einer AC-Netzverstärkung unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Netzbetriebsmittel im Hinblick auf das Zieljahr 2030 als eine grundsätzlich praktikable Alternative zum Zubau zusätzlicher DC-Verbindungen erweist. Die gewählte Kombination stellt sowohl in ökonomischer Hinsicht als auch in Bezug auf das NOVA-Prinzip eine sinnvolle Option dar.

Mit Blick auf 2035 zeigen die Netzanalysen im NEP 2030, dass der für das Zieljahr 2030 eingeschlagene Weg einer Verstärkung des AC-Netzes in Kombination mit leistungsflusssteuernden Punktmaßnahmen zusätzlich zu den im BBP 2015 enthaltenen AC- und DC-Maßnahmen an seine Grenzen stößt. Im Sinne eines nachhaltigen und effizienten

Gesamtkonzepts werden im Szenario B 2035 wegen des weiter zunehmenden großräumigen Nord-Süd-Übertragungsbedarfs über die im Szenario B 2030 identifizierte Verstärkung des AC-Netzes hinaus zusätzliche DC-Verbindungen in einem Umfang von 6 GW in Kombination mit zusätzlichen AC-Maßnahmen erforderlich.

Die Nachhaltigkeit der von den ÜNB im NEP 2030 gewählten Lösung wird im kommenden Netzentwicklungsplan, der voraussichtlich ebenfalls die Zieljahre 2030 und 2035 betrachten wird, einer erneuten Überprüfung unterzogen. Aus diesem Grund haben die ÜNB einige der im NEP 2030 erstmals bzw. zusätzlich zum BBP 2015 identifizierten Maßnahmen, deren Nachhaltigkeit noch nicht hinreichend erkennbar ist, als sogenannte nicht vorschlagswürdige Maßnahmen gesondert gekennzeichnet. Abweichend von den anderen Projekten und Maßnahmen werden diese Maßnahmen nicht in ausführlichen Steckbriefen im Anhang zum NEP 2030 beschrieben und in den Szenarien-Übersichtskarten andersfarbig dargestellt.

Ergebnisse der Netzanalysen

Die Ergebnisse der Netzanalysen zeigen, dass der Umfang an Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen im NEP 2030 gegenüber dem NEP 2025 weiter ansteigt. Dies ist insbesondere auf den fünf Jahre weiter in die Zukunft reichenden Zielhorizont zurückzuführen. Bis zum Jahr 2030 wird mit einem deutlichen Zuwachs an Stromerzeugung

aus Offshore-Windenergie sowie Photovoltaik gerechnet, während die Entwicklung bei Onshore-Windenergie durch das EEG 2017 gedämpft wird und 2030 in etwa auf dem Niveau des NEP 2025 liegt. Auf dieser Grundlage entsteht ein anwachsender, großräumiger Übertragungsbedarf zwischen den Regionen mit Erzeugungsüberschüssen in Nord- und Ostdeutschland sowie den Regionen mit Erzeugungsdefiziten in Süddeutschland.

Wie bereits im NEP 2025, erweisen sich die Maßnahmen des BBP 2015 als robust gegenüber den veränderten Rahmenbedingungen. Das gilt sowohl in Bezug auf die Veränderungen zwischen dem NEP 2025 und dem NEP 2030 (Kraftwerkspark, Zubau erneuerbarer Energien als Folge des EEG 2017, Berücksichtigung von Speichern und weiteren Flexibilitäten) als auch innerhalb der Bandbreite der Szenarien des NEP 2030. In allen Szenarien einschließlich des Szenarios B 2035 zeigt sich die Notwendigkeit aller Maßnahmen des BBP 2015. Gleichzeitig wird der kombinierte Einsatz von Gleich- und Wechselstromtechnologie zur sicheren Gewährleistung der Stromübertragung erneut als notwendig nachgewiesen.

Zahlen NEP 2030

Längen

Das Volumen der Netzverstärkungen auf Bestandstrassen (Umbeseilung oder Stromkreisauflagen, Neubau einer

leistungsfähigeren Leitung in bestehenden Trassen) beträgt einschließlich Startnetz

- im Szenario A 2030 rund 7.600 Trassenkilometer (davon rund 2.900 km Stromkreisauflagen/Umbeseilungen sowie 500 km nicht vorschlagswürdige Maßnahmen),
- im Szenario B 2030 rund 8.200 km (davon rund 3.300 km Stromkreisauflagen/Umbeseilungen sowie 650 km nicht vorschlagswürdige Maßnahmen) und
- im Szenario C 2030 rund 8.500 km (davon rund 3.400 km Stromkreisauflagen/Umbeseilungen sowie 800 km nicht vorschlagswürdige Maßnahmen).

Der Ausbaubedarf neuer Leitungstrassen liegt in den Szenarien A 2030, B 2030 und C 2030 jeweils gleichermaßen bei rund 3.600 km, davon sind ca. 2.400 km HGÜ-Verbindungen und rund 1.200 km AC-Verbindungen. Auch der deutsche Anteil der Gleichstrom-Interkonnektoren nach Belgien, Dänemark, Norwegen und Schweden mit einer Länge von rund 330 km ist darin enthalten. Die Übertragungskapazität der DC-Verbindungen beträgt in den Szenarien A 2030, B 2030 und C 2030 jeweils in Summe 8 GW.

Die nachfolgende Tabelle sowie die Abbildungen geben eine Übersicht über den Netzverstärkungs- und -ausbaubedarf in den Szenarien mit dem Zieljahr 2030.

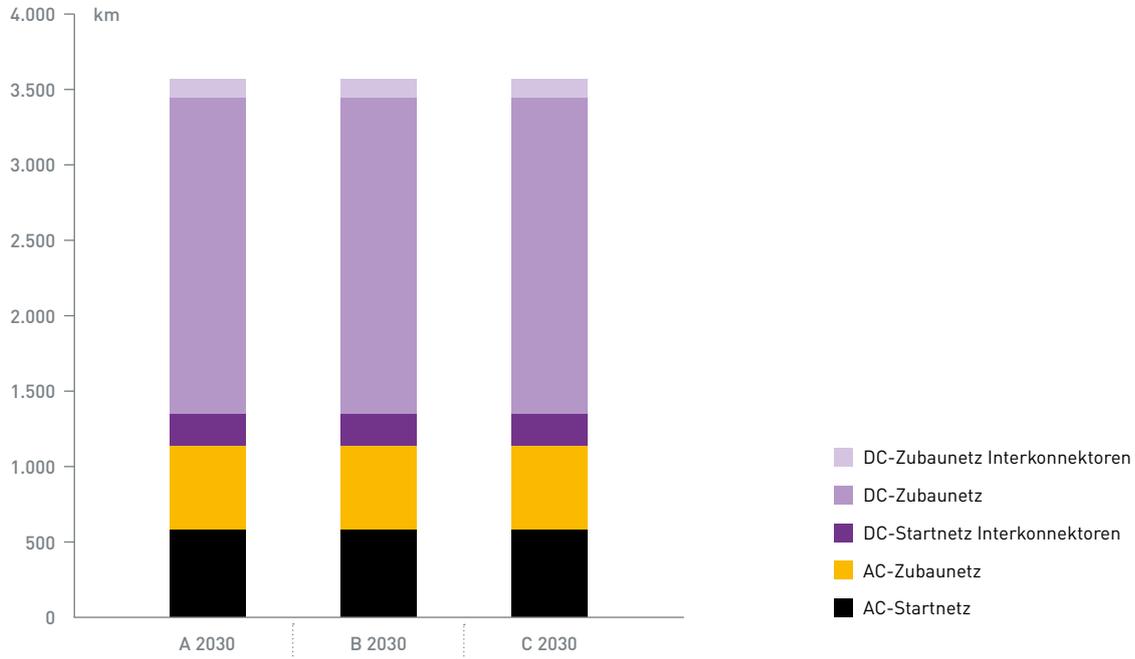
Längenangaben Start- und Zubaunetz im NEP 2030

Angaben in km	AC-Verstärkung		DC-Verstärkung		AC-Neubau	DC-Neubau	Summe
	Zu-/ Umbeseilung	Neubau in Bestandstrasse	Zu-/ Umbeseilung	Neubau in Bestandstrasse			
Startnetz	200	900	0	0	600	200	1.900
Zubaunetz							
A 2030	2.400	3.700	300	40	600	2.200	9.300
B 2030	2.800	4.000	300	40	600	2.200	9.900
C 2030	2.900	4.200	300	40	600	2.200	10.200
Start- und Zubaunetz							
A 2030	2.600	4.600	300	40	1.200	2.400	11.100
B 2030	3.000	4.900	300	40	1.200	2.400	11.800
C 2030	3.100	5.100	300	40	1.200	2.400	12.100

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

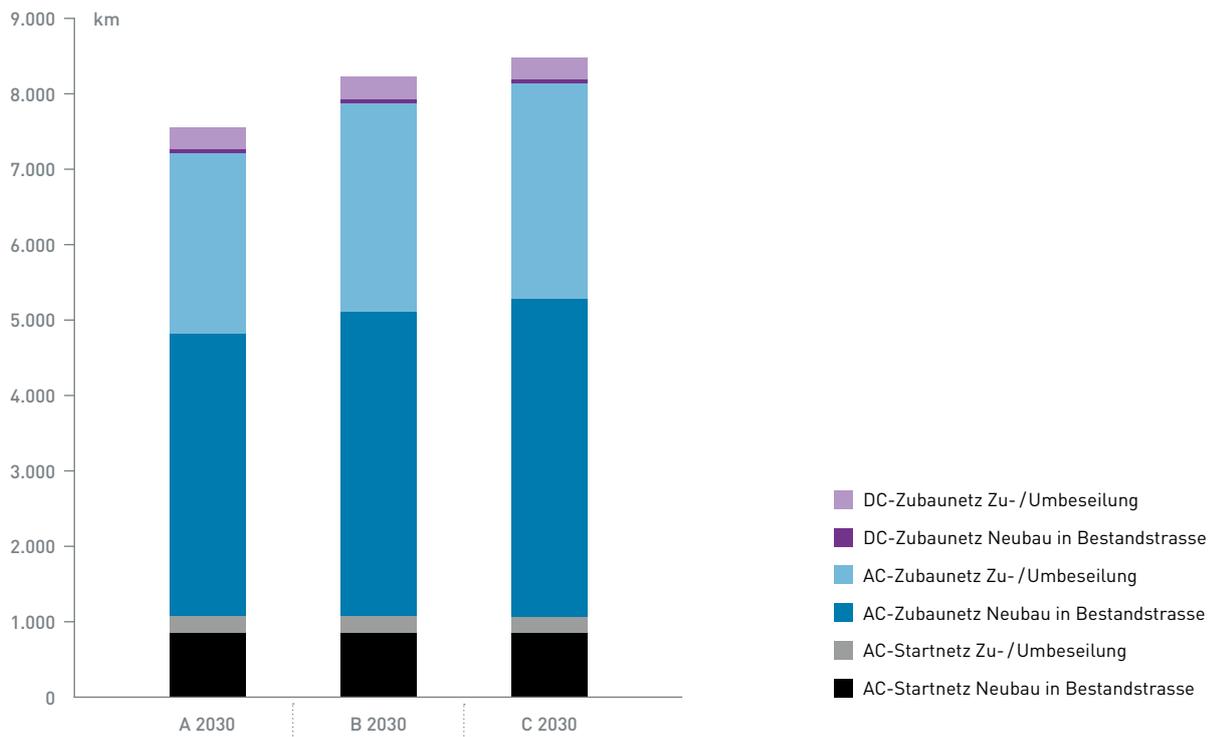
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Neubautrassen im NEP 2030



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Trassenverstärkung im Bestand im NEP 2030



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Kosten

Die Investitionskosten für die Zubaunetz-Maßnahmen werden im NEP 2030 überwiegend auf Basis von Standardkosten ermittelt und haben einen vorläufigen Charakter. Für die Startnetz-Maßnahmen werden in der Regel Projektkosten angenommen.

Das Gesamtvolumen der Investitionen liegt in den Szenarien mit dem Zieljahr 2030 in einer Bandbreite von 32 bis 34 Mrd. € unter der Annahme, dass die HGÜ-Verbindungen DC1 sowie DC3-DC5 vollständig als Erdkabel ausgeführt werden. Darin sind rund 6 Mrd. € für das Startnetz bereits enthalten. Werden die genannten HGÜ-Verbindungen, z. B. als Folge von Vorgaben im Genehmigungsverfahren,

lediglich zu 75 % als Erdkabel ausgeführt, liegen die Schätzkosten in den Szenarien jeweils rund 1,5 Mrd. € niedriger. Ohne Berücksichtigung der nicht vorschlagswürdigen Maßnahmen liegen die Kosten in den Szenarien um rund 600 Mio. € (A 2030), 900 Mio. € (B 2030) bzw. 1,2 Mrd. € (C 2030) niedriger.

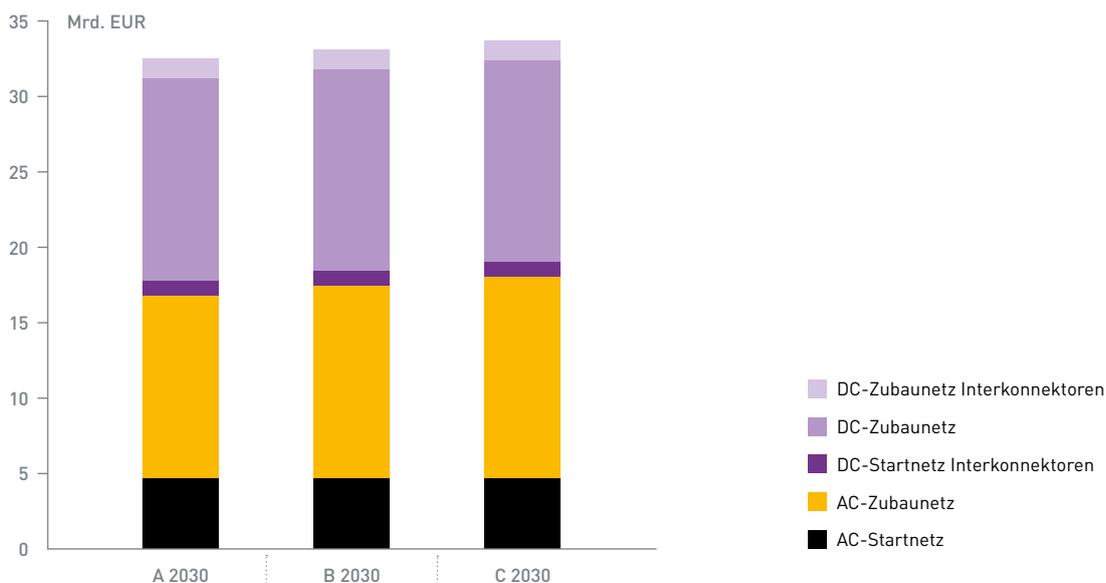
Die nachfolgende Tabelle und die Abbildung enthalten für die Szenarien mit dem Zieljahr 2030 die Investitionskosten im Strom-Übertragungsnetz bei Vollverkabelung der HGÜ-Verbindungen DC1 sowie DC3-DC5 (siehe Abschnitt „Einsatz von Erdkabeln“). In der Tabelle sind zusätzlich die Kosten bei einem Verkabelungsgrad der HGÜ-Verbindungen von 75 % angegeben.

Gesamtkosten für den Netzausbau in Abhängigkeit vom Verkabelungsgrad der DC-Verbindungen

Angaben in Mrd. EUR (gerundet)	A 2030	B 2030	C 2030
Kabel 100 %	32	33	34
Kabel 75 %	31	32	32

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Investitionskosten im NEP 2030 bei Vollverkabelung der DC-Verbindungen



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Einsatz von Erdkabeln

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

Anfang 2016 wurde mit dem novellierten Bundesbedarfsplangesetz ein Erdkabelvorrang für vier von fünf im Bundesbedarfsplan enthaltenen HGÜ-Verbindungen gesetzlich festgeschrieben. Dementsprechend werden die Kosten im NEP unter der Annahme einer Vollverkabelung dieser HGÜ-Verbindungen (DC1 sowie DC3-DC5²) ausgewiesen (siehe Abschnitt „Kosten“).

In den Steckbriefen im Anhang zum NEP 2030 wird bei den HGÜ-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 bei HGÜ-Verbindungen sehr stark von den örtlichen Gegebenheiten (z. B. Bodenbeschaffenheit) abhängen. Für die im NEP 2030 vorgenommene Abschätzung der Kosten für HGÜ-Erdkabel wurden bei durchschnittlichen Gegebenheiten Schätzkosten in Höhe von 4 Mio. €/km für eine HGÜ-Verbindung mit 1 x 2 GW und von 8 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. Zum Vergleich: Für eine HGÜ-Freileitung mit einer Kapazität von 2 x 2 GW werden Kosten in Höhe von 1,5 Mio. €/km unterstellt. Damit ergibt sich ein Mehrkostenfaktor von 5,3.

Im Gegensatz zu HGÜ-Verbindungen ist bei 380-kV-Drehstrom lediglich in einer beschränkten Anzahl von Pilotprojekten bei Vorliegen bestimmter Voraussetzungen auf technisch-wirtschaftlich effizienten Teilabschnitten eine Erdverkabelung möglich. Die konkrete Entscheidung, ob und auf welchen Abschnitten dieser Pilotprojekte Erdkabel verlegt werden, ist Bestandteil nachgelagerter Genehmigungsverfahren. Aus diesen Gründen wird, wie auch in vorherigen Netzentwicklungsplänen, auf eine Abschätzung und Berücksichtigung möglicher Mehrkosten von Erdkabeln in den 380-kV-Drehstrom-Pilotprojekten verzichtet.

Verbindung von Netzverknüpfungspunkten

Der NEP 2030 zeigt wie seine Vorgänger den Übertragungsbedarf zwischen Anfangs- und Endpunkten auf. Anfangspunkte liegen in der Regel in Regionen mit Erzeugungsüberschuss, Endpunkte in solchen mit hohem Verbrauch bzw. nahe Standorten von Kernkraftwerken, die bis Ende 2022 stillgelegt sein werden. Der NEP 2030 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. Der NEP legt weder Standorte für zukünftige Kraftwerke oder EE-Anlagen fest, noch definiert er das zukünftige Marktdesign oder gibt dafür Empfehlungen oder Optimierungsvorschläge.

Alternativen zur Entflechtung von Grafenrheinfeld

Im Zusammenhang mit der von der BNetzA im Zuge der Bestätigung des NEP 2014 geforderten Prüfung von Alternativen für die Projekte P43 (Mecklar – Berggrheinfeld/West) und P44 (Altenfeld – Grafenrheinfeld) haben die ÜNB zwischen dem ersten und dem zweiten Entwurf des NEP 2030 eigenständige Netzanalysen mit diesen Alternativen anstelle von P43 und P44 anhand des Szenarios B 2030 durchgeführt. An der bereits im NEP 2025 formulierten Aussage, dass die Projekte P43 und P44 aufgrund der netztechnischen Effizienz vorzuziehen sind, hat sich nichts geändert. Die Netzanalysen im NEP 2030 zeigen sogar eine deutlichere Nachteilhaftigkeit der Alternativen P43mod und P44mod, als dies im NEP 2025 der Fall war.

Beim Einsatz von P43mod (Mecklar – Dipperz – Urberach) und/oder P44mod (Altenfeld – Würgau – Ludersheim) treten im Gegensatz zu P43 und P44 regional erhebliche Überlastungen auf, beispielsweise auf der Leitung Vieselbach – Mecklar (135 km). Zur Beseitigung dieses Engpasses wäre eine Netzverstärkung, z. B. in Form eines 3. Stromkreises, erforderlich, die über den bisher in P37 skizzierten Umfang hinausgeht.

²In den Szenarien des NEP 2030 ist ein Erdkabelvorrang für die HGÜ-Verbindungen DC1 sowie DC3-DC5 unterstellt. Wegen seines Sonderstatus als Pilotprojekt für eine gemeinsame Führung von AC und DC auf einem Mastgestänge ist DC2 hiervon ausgenommen. Das entspricht dem Bundesbedarfsplan 2015.

Während P44mod sowie zwei weitere untersuchte Alternativen zu P44 ausschließlich zusätzliche Engpässe auf anderen Leitungen verursachen, können bei P43mod neben weiteren Überlastungen zwischen Urberach und Daxlanden (140 km) auch einige Projekte an anderer Stelle entfallen (P161, P300/P330/P332, P316). Diese wiegen jedoch aus Sicht der ÜNB den Nachteil von P43mod gegenüber P44 nicht auf.

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, Phasenschiebertransformatoren oder Schaltanlagen), die ausschließlich die Höchstspannungsebene betreffen.

Da die BNetzA vertikale Punktmaßnahmen nicht nach § 12c EnWG bestätigt, werden diese im NEP 2025 nicht mehr als eigenständige Maßnahmen aufgeführt, sondern zur Information in einem gesonderten Begleitdokument zum NEP unter www.netzentwicklungsplan.de/Begleitdokument_NEP_2030_2_Entwurf_Punktmaßnahmen.pdf zusammengefasst.

Für die Verknüpfung von Verteiler- und Übertragungsnetz sind vor dem Hintergrund zunehmender Einspeisung aus erneuerbaren Energien 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. Horizontale Punktmaßnahmen werden im NEP 2030 weiterhin ausgewiesen.

Öffentliche Konsultation des NEP 2030

Im Rahmen der öffentlichen Konsultation des ersten Entwurfs des NEP 2030 vom 30.01. bis zum 28.02.2017 wurden insgesamt 2.116 Stellungnahmen an die ÜNB gerichtet. Schwerpunkte der Beiträge waren neben grundsätzlichen Fragen zu in den Szenarien getroffenen Annahmen und Erfordernissen der Netzentwicklung auch Fragen, die sich aus regionaler Betroffenheit ergeben. Vor allem die Alternativen zur Entlastung des Netzknotens

Grafenrheinfeld (P43mod und P44mod), der Abschnitt Raitersaich – Ludersheim des Projekts P53, die Ostküstenleitung in Schleswig-Holstein (P72) sowie der Verlauf der drei großen HGÜ-Verbindungen von Nordrhein-Westfalen nach Baden-Württemberg, von Schleswig-Holstein nach Bayern und von Sachsen-Anhalt nach Bayern waren Gegenstand zahlreicher Stellungnahmen.

Die eingegangenen Stellungnahmen wurden von den ÜNB inhaltlich geprüft und der NEP 2030 wurde auf dieser Basis überarbeitet. Zu Beginn der **Kapitel 2, 3 und 4** werden die Themen und die daraus resultierenden Änderungen kurz zusammengefasst. Eine Übersicht über die eingegangenen Stellungnahmen und die Konsultationsergebnisse findet sich darüber hinaus in **Kapitel 6** des NEP-Berichts.

Änderungen und Ergänzungen gegenüber dem ersten Entwurf des NEP 2030 sind im Bericht kursiv dargestellt.

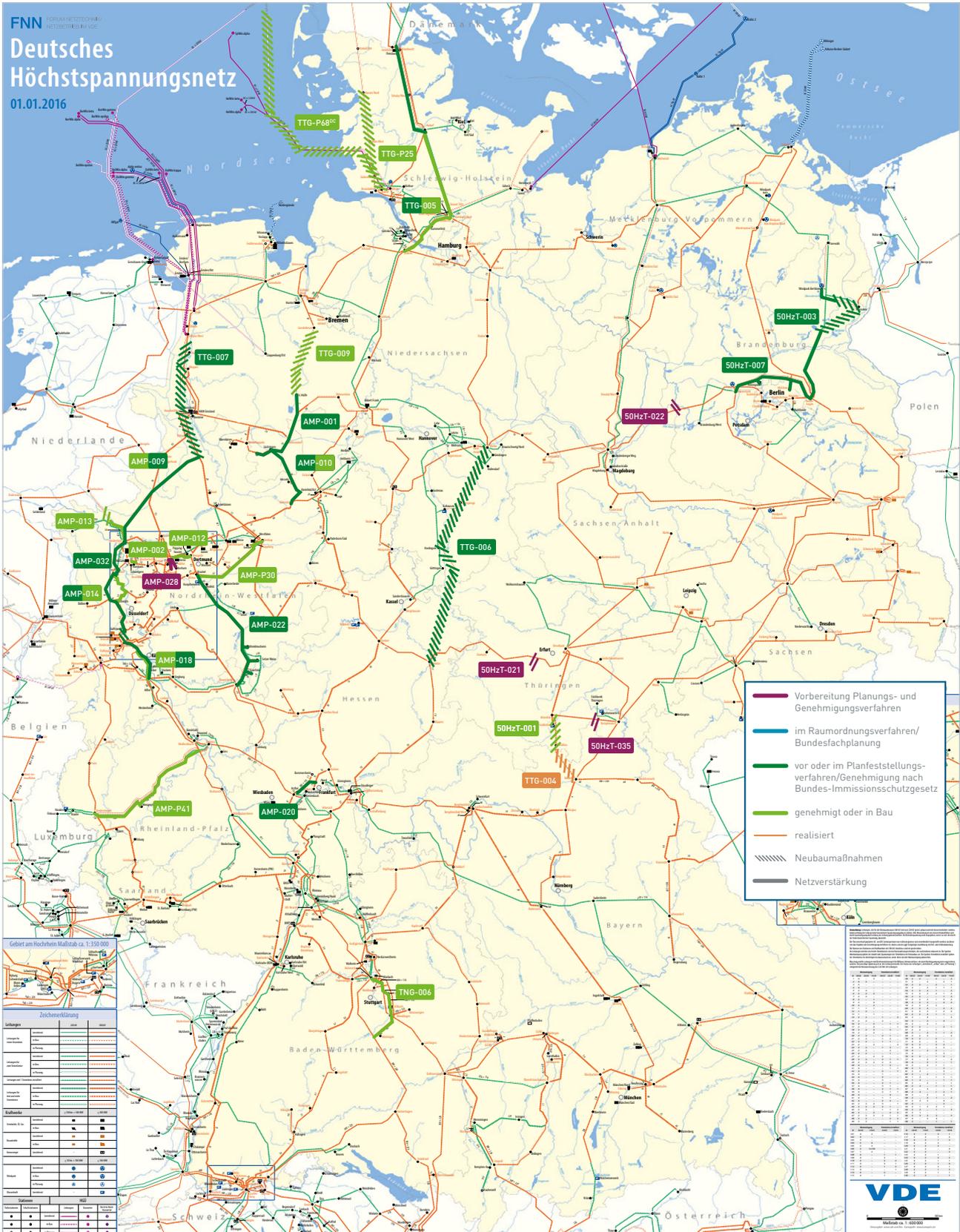
Pilotprojekt Projektcharakterisierung

Im NEP 2030 wenden die ÜNB die im Zuge des NEP 2025 vorgestellte und öffentlich zur Konsultation gestellte Methodik zur Charakterisierung von Projekten in einer weiterentwickelten Version an. Die Projektcharakterisierung ist ein Pilotprojekt und wird auf alle Maßnahmen des Zubaunetzes des Szenarios B 2030 mit Ausnahme von Punktmaßnahmen und Grenzkuppelleitungen angewendet. Die Projektcharakterisierung baut auf den Netzanalysen auf und wurde parallel zur Veröffentlichung und Konsultation des ersten Entwurfs des NEP 2030 durchgeführt. Die Ergebnisse wurden in Form von Spinnengrafiken und beschreibenden Texten in die Projektsteckbriefe im Anhang eingefügt. Das Vorgehen wird in **Kapitel 4.3** des NEP-Berichts erläutert.

Anhand von verschiedenen Kriterien, die unterschiedliche Perspektiven abdecken, wird eine Charakterisierung von (n-1)-nachgewiesenen Maßnahmen vorgenommen. Diese ermöglicht einen relativen Vergleich zwischen den Maßnahmen in dem jeweiligen Kriterium. So lassen sich Aussagen treffen, wie eine Maßnahme in den unterschiedlichen Kriterien abschneidet und wodurch sie charakterisiert ist. Alle im NEP 2030 ausgewiesenen Maßnahmen wurden über einen (n-1)-Nachweis identifiziert und sind für ein bedarfsgerechtes, weitgehend engpassfreies Netz erforderlich. Insofern dient die Projektcharakterisierung des NEP 2030 der Charakterisierung und Veranschaulichung des Nutzens einer Maßnahme – und ausdrücklich nicht dem Nachweis ihrer Erforderlichkeit.

Übersichtskarten des zweiten Entwurfs NEP 2030 – Startnetz sowie A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035

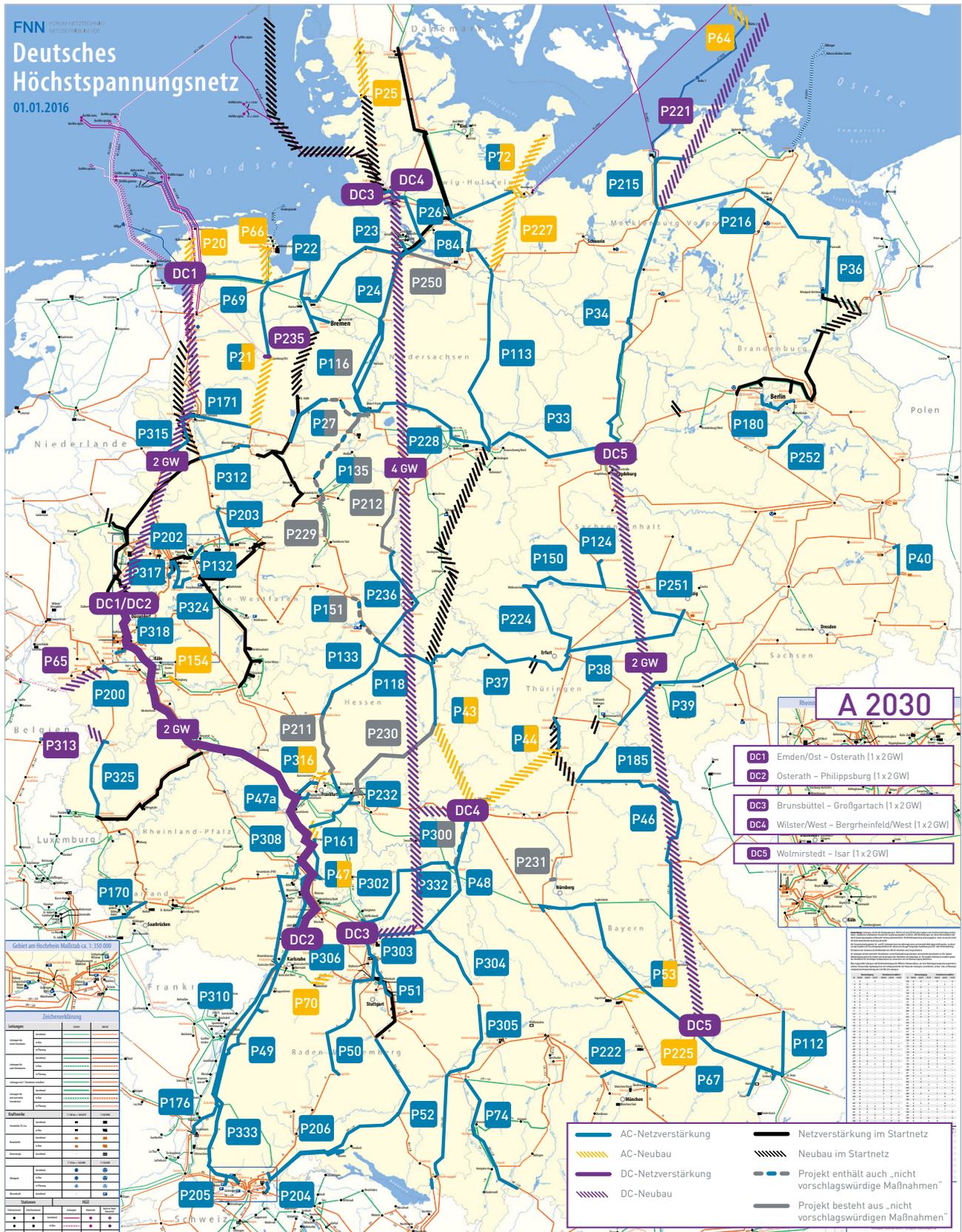
Deutsches Höchstspannungsnetz mit Startnetz



Quelle: VDE | FNN / Übertragungsnetzbetreiber³

³Die Abbildung basiert auf der Karte „Deutsches Höchstspannungsnetz“ des VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (Stand: 01.01.2016). Die Darstellung der Neubauprojekte zeigt die Anfangs- und Endpunkte, aber keine konkreten Trassenverläufe. Diese werden erst in nachgelagerten Genehmigungsverfahren festgelegt.

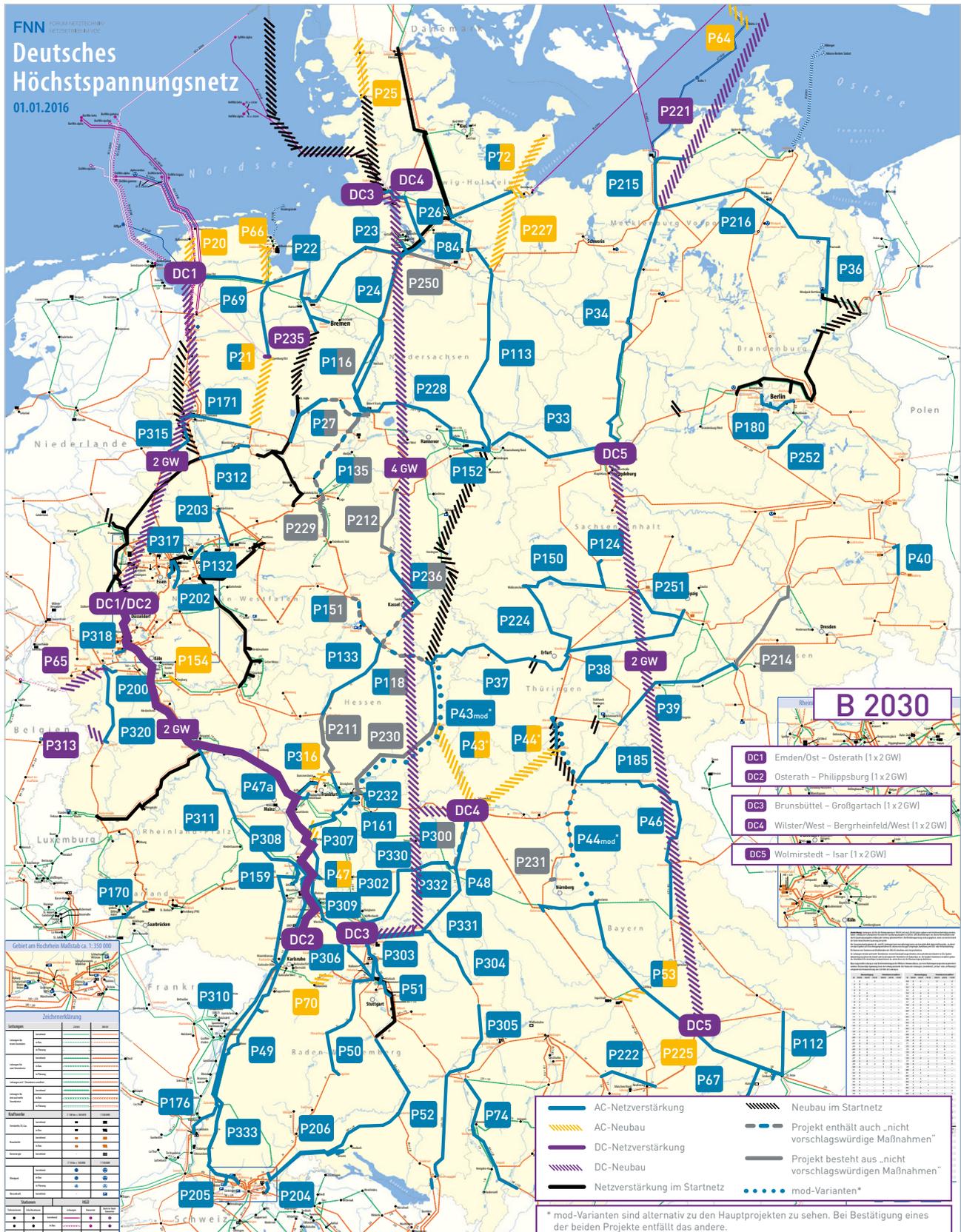
Szenario A 2030 / alle Leitungsprojekte



Quelle: VDE | FNN / Übertragungsnetzbetreiber⁴

⁴Die Abbildung basiert auf der Karte „Deutsches Höchstspannungsnetz“ des VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (Stand: 01.01.2016). Die Darstellung der Neubauprojekte zeigt die Anfangs- und Endpunkte, aber keine konkreten Trassenverläufe. Diese werden erst in nachgelagerten Genehmigungsverfahren festgelegt.

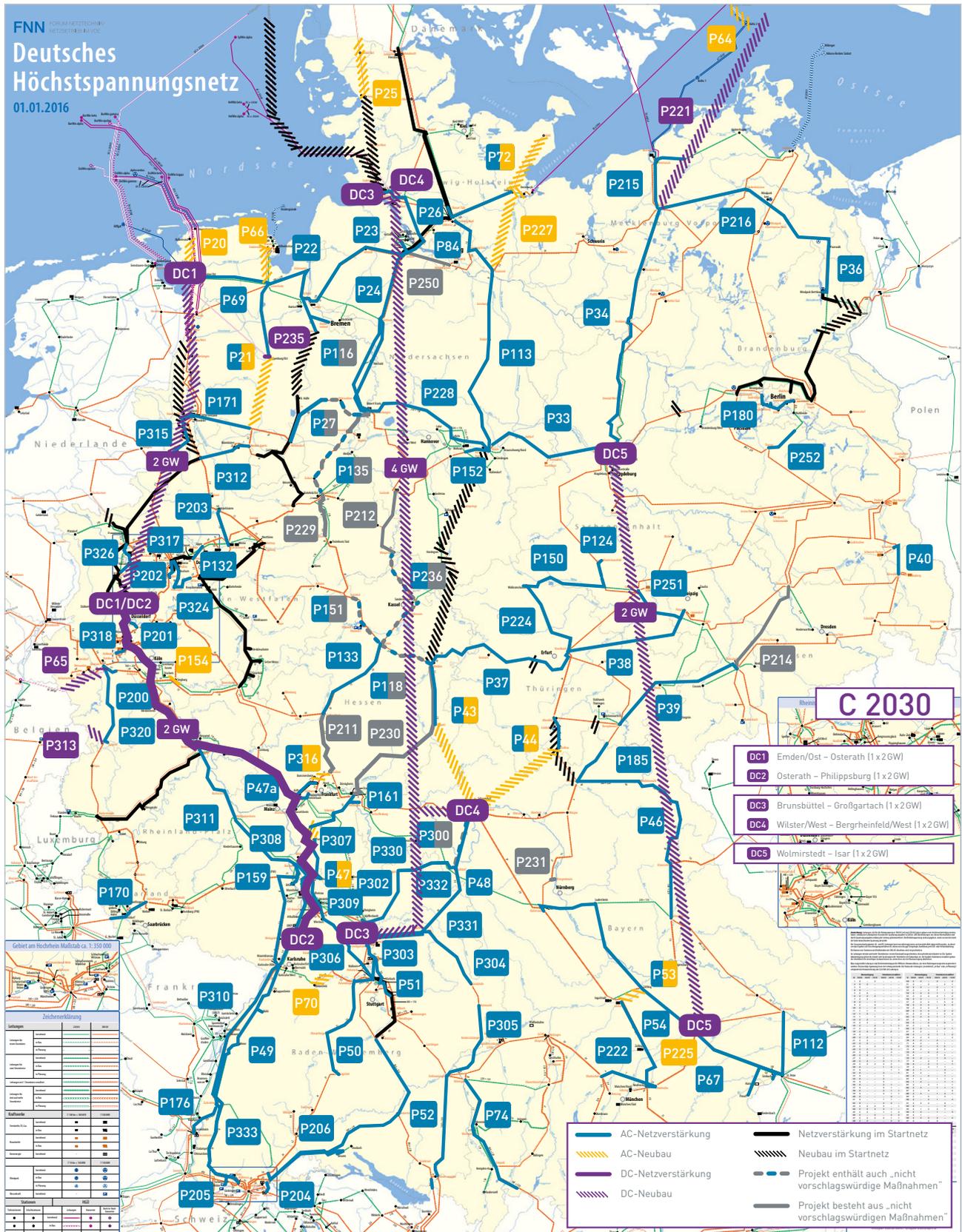
Szenario B 2030/alle Leitungsprojekte



Quelle: VDE | FNN / Übertragungsnetzbetreiber⁵

⁵Die Abbildung basiert auf der Karte „Deutsches Höchstspannungsnetz“ des VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (Stand: 01.01.2016). Die Darstellung der Neubauprojekte zeigt die Anfangs- und Endpunkte, aber keine konkreten Trassenverläufe. Diese werden erst in nachgelagerten Genehmigungsverfahren festgelegt.

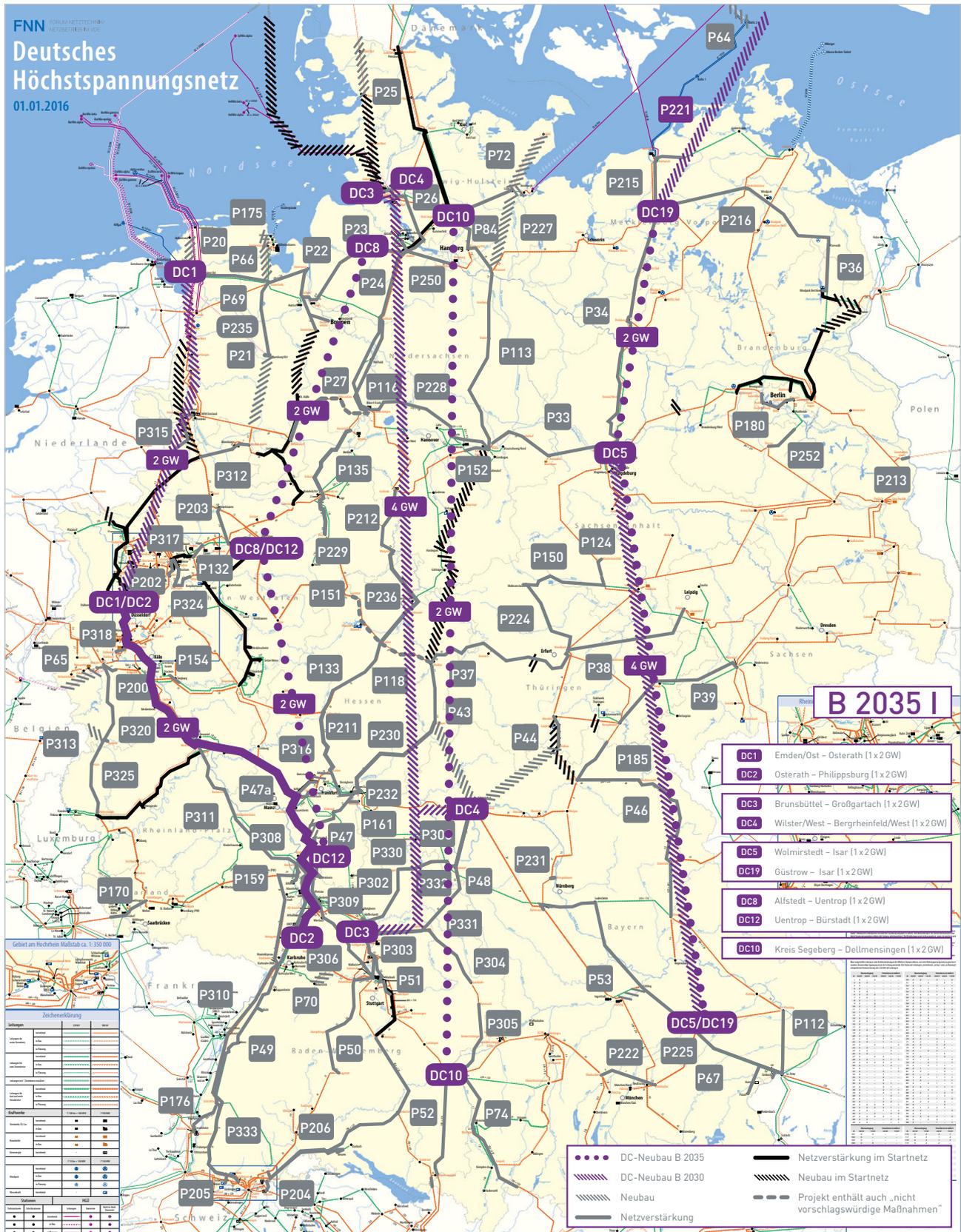
Szenario C 2030/alle Leitungsprojekte



Quelle: VDE | FNN / Übertragungsnetzbetreiber⁶

⁶Die Abbildung basiert auf der Karte „Deutsches Höchstspannungsnetz“ des VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (Stand: 01.01.2016). Die Darstellung der Neubauprojekte zeigt die Anfangs- und Endpunkte, aber keine konkreten Trassenverläufe. Diese werden erst in nachgelagerten Genehmigungsverfahren festgelegt.

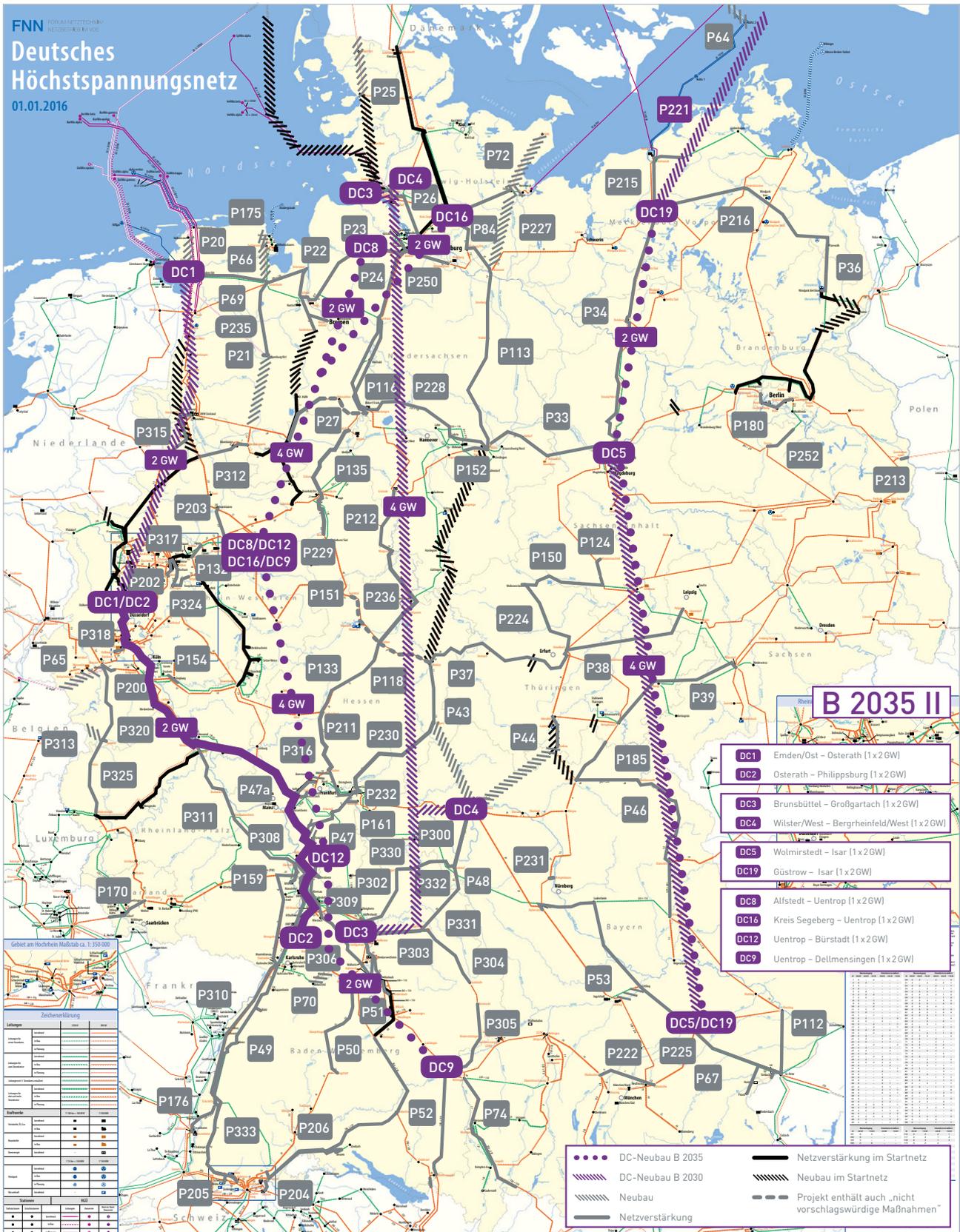
Szenario B 2035/Darstellung der DC-Projekte – Variante I



Quelle: VDE | FNN / Übertragungsnetzbetreiber?

*Die Abbildung basiert auf der Karte „Deutsches Höchstspannungsnetz“ des VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (Stand: 01.01.2016). Die Darstellung der Neubauprojekte zeigt die Anfangs- und Endpunkte, aber keine konkreten Trassenverläufe. Diese werden erst in nachgelagerten Genehmigungsverfahren festgelegt.

Szenario B 2035 / Darstellung der DC-Projekte – Variante II



Quelle: VDE | FNN / Übertragungsnetzbetreiber⁸

⁸Die Abbildung basiert auf der Karte „Deutsches Höchstspannungsnetz“ des VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (Stand: 01.01.2016). Die Darstellung der Neubauprojekte zeigt die Anfangs- und Endpunkte, aber keine konkreten Trassenverläufe. Diese werden erst in nachgelagerten Genehmigungsverfahren festgelegt.

Offshore-Netzentwicklungsplan 2030

Der Offshore-Netzentwicklungsplan 2030, Version 2017 beschreibt eine zwischen allen Übertragungsnetzbetreibern (50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW) abgestimmte Ausbauplanung des Offshorenetzes. Er weist dabei alle Maßnahmen aus, die bis 2030 beziehungsweise bis 2035 für einen schrittweisen, bedarfsgerechten und wirtschaftlichen Ausbau sowie einen sicheren und zuverlässigen Betrieb der Offshore-Netzanbindungssysteme erforderlich sind. Der O-NEP wird zukünftig auf Grundlage des am 01.01.2017 in Kraft getretenen Windenergieauf-See-Gesetzes durch den sogenannten Flächenentwicklungsplan abgelöst.

Methode

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

Öffentliche Konsultation des O-NEP 2030

Im Rahmen der öffentlichen Konsultation des ersten Entwurfs des O-NEP 2030 vom 30.01. bis zum 28.02.2017 wurden 17 Stellungnahmen zum O-NEP an die ÜNB gerichtet. Schwerpunkte der Stellungnahmen sind die Themen Staffelung und Projekttermine, Ausgestaltung des Szenariorahmens, Berücksichtigung des Flächenentwicklungsplans und des durch das WindSeeG eingeleiteten Systemwechsels, Auswahl geeigneter Netzverknüpfungspunkte und der damit zusammenhängende Netzausbau an Land sowie Aspekte des Natur- und Umweltschutzes.

Die eingegangenen Stellungnahmen wurden von den ÜNB inhaltlich geprüft und der O-NEP 2030 auf dieser

Basis überarbeitet. Zu Beginn der Kapitel werden die Themen und die daraus resultierenden Änderungen kurz zusammengefasst. Eine Übersicht über die eingegangenen Stellungnahmen und die Konsultationsergebnisse findet sich darüber hinaus in Kapitel 5 des O-NEP-Berichts. Änderungen und Ergänzungen gegenüber dem ersten Entwurf des O-NEP 2030 sind im Bericht kursiv dargestellt.

Ergebnisse

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

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

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

Für das Zubau-Offshorenetz ergibt sich eine Länge von 2.277 km in den Szenarien A 2030, B 2030 und C 2030 und von 3.702 km im Szenario B 2035. Die Gesamt-Übertragungskapazität des Zubau-Offshorenetzes beträgt damit für das Zieljahr 2030 7,4 GW und 11,4 GW im Zieljahr 2035. Die Investitionskosten für die Netzmaßnahmen werden im O-NEP 2030 auf Basis von spezifischen Kostensätzen ermittelt und haben einen vorläufigen Charakter. Das Gesamtvolumen der Investitionen beträgt für das Zieljahr 2030 insgesamt circa 17 Mrd. € und im Szenario B 2035 24 Mrd. €. Die Investitionen in die Ausbaumaßnahmen des Start-Offshorenetzes von rund 4 Mrd. € sind hier bereits berücksichtigt.

Genehmigter Szenariorahmen der BNetzA, installierte Erzeugungsleistung offshore

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

Quelle: Bundesnetzagentur, Genehmigung des Szenariorahmens 2017–2030

Netzanbindungssysteme im Zubau-Offshorenetz

Projekt	Bezeichnung der Maßnahme	Netzverknüpfungspunkt	Beginn der Umsetzung	Geplante Fertigstellung
NOR-3-3	HGÜ-Verbindung NOR-3-3 (DoWin6)	Emden/Ost	2017 ⁹	2023
NOR-1-1	HGÜ-Verbindung NOR-1-1 (DoWin5)	Emden/Ost	2019	2024
NOR-7-1	HGÜ-Verbindung NOR-7-1 (BoWin5)	Cloppenburg	2020	2025
NOR-5-2	HGÜ-Verbindung NOR-5-2 (SylWin2)	Büttel	2020	2025
NOR-3-2	HGÜ-Verbindung NOR-3-2 (DoWin4)	Cloppenburg*	2023	2028
NOR-6-3	HGÜ-Verbindung NOR-6-3 (BoWin4)	Cloppenburg*	2025	2030
NOR-7-2	HGÜ-Verbindung NOR-7-2 (BoWin6)	Wilhelmshaven 2	2027	2032
NOR-13-1	HGÜ-Verbindung NOR-13-1	Kreis Segeberg	2029	2034
NOR-11-1	HGÜ-Verbindung NOR-11-1	Wilhelmshaven 2	2030	2035
OST-2-1	AC-Verbindung OST-2-1	Lubmin	2018	2021
OST-2-2	AC-Verbindung OST-2-2	Lubmin	2018	2021
OST-2-3	AC-Verbindung OST-2-3	Lubmin	2018	2022
OST-3-3	AC-Verbindung OST-3-3	Suchraum Gemeinden Sanitz/Dettmannsdorf	2022	2027
OST-2-4	HGÜ-Verbindung OST-2-4	Suchraum Gemeinden Siedenbrünzow/Alt Tellin/Bartow	2024	2029
OST-3-4	AC-Verbindung OST-3-4	Suchraum Gemeinden Sanitz/Dettmannsdorf	2026	2031
OST-5-1	AC-Verbindung OST-5-1	Suchraum Gemeinde Papendorf	2030	2033

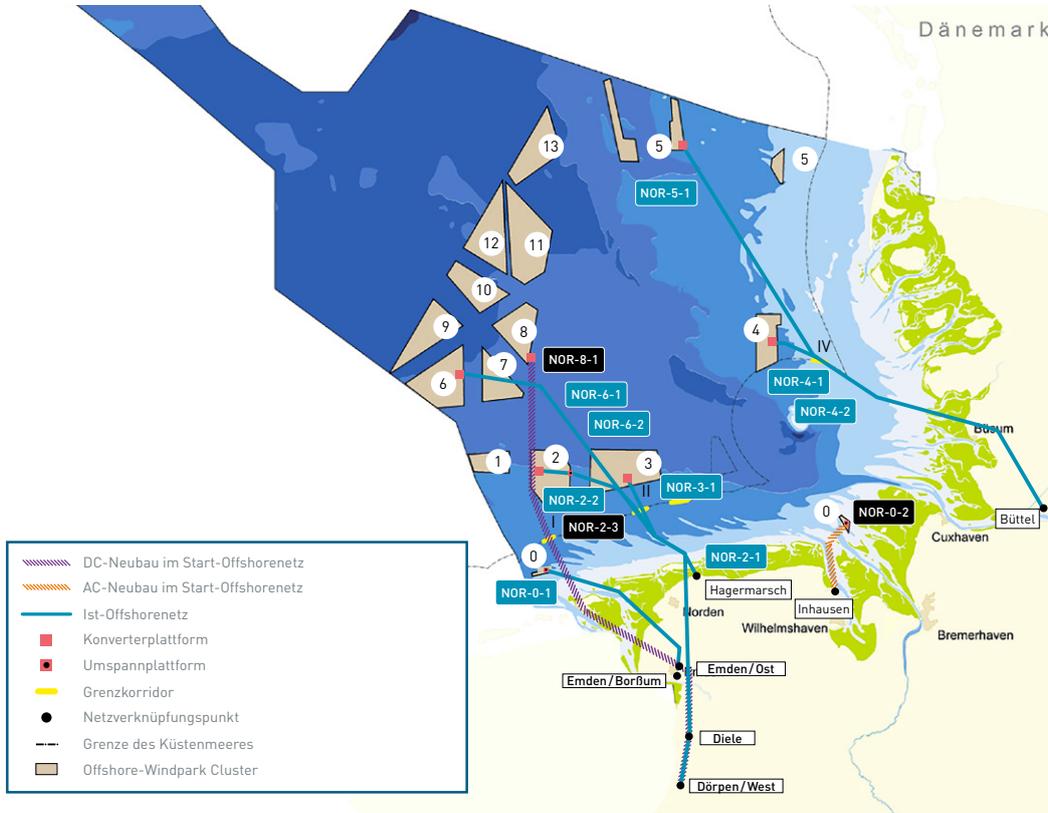
* In Kapitel 4.2.4 des NEP-Berichts sind Alternativen zu dieser Offshore-Netzanbindung am Netzverknüpfungspunkt Cloppenburg dargestellt.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

⁹Siehe Hinweis auf Seite 42 des O-NEP 2030, zweiter Entwurf vom 02.05.2017.

Übersichtskarten Start-Offshorenetz des zweiten Entwurfs O-NEP 2030

Start-Offshorenetz Nordsee



Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie / Übertragungsnetzbetreiber

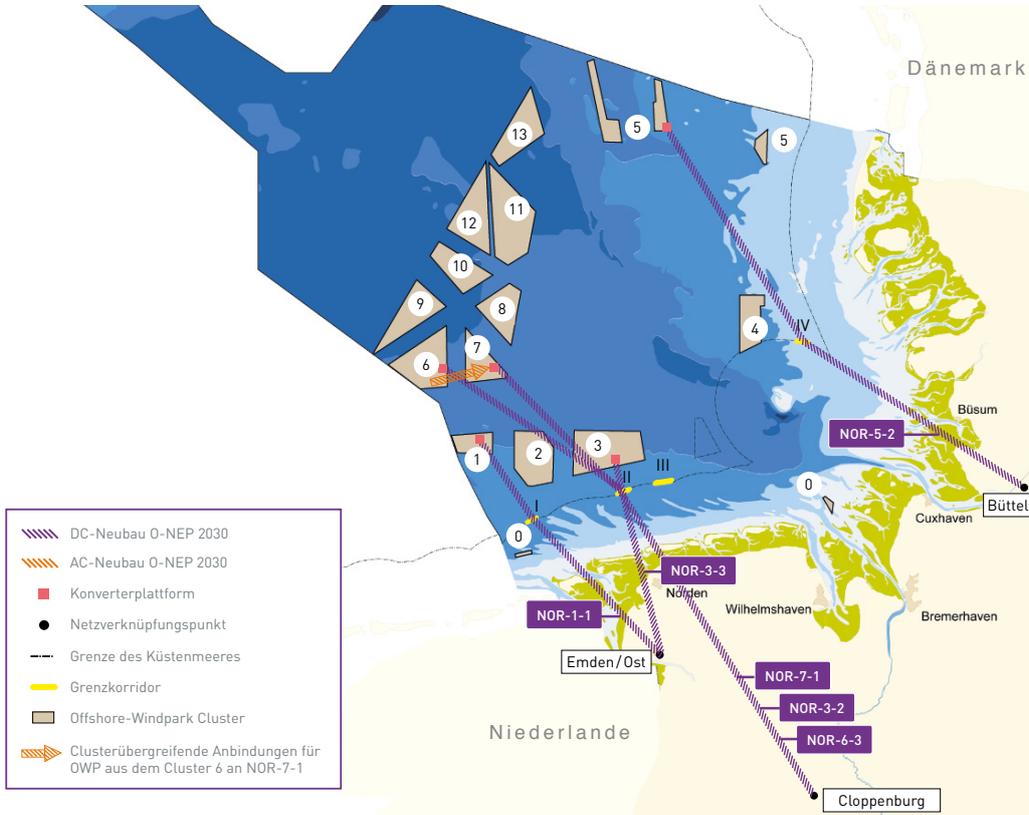
Start-Offshorenetz Ostsee



Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie / Übertragungsnetzbetreiber

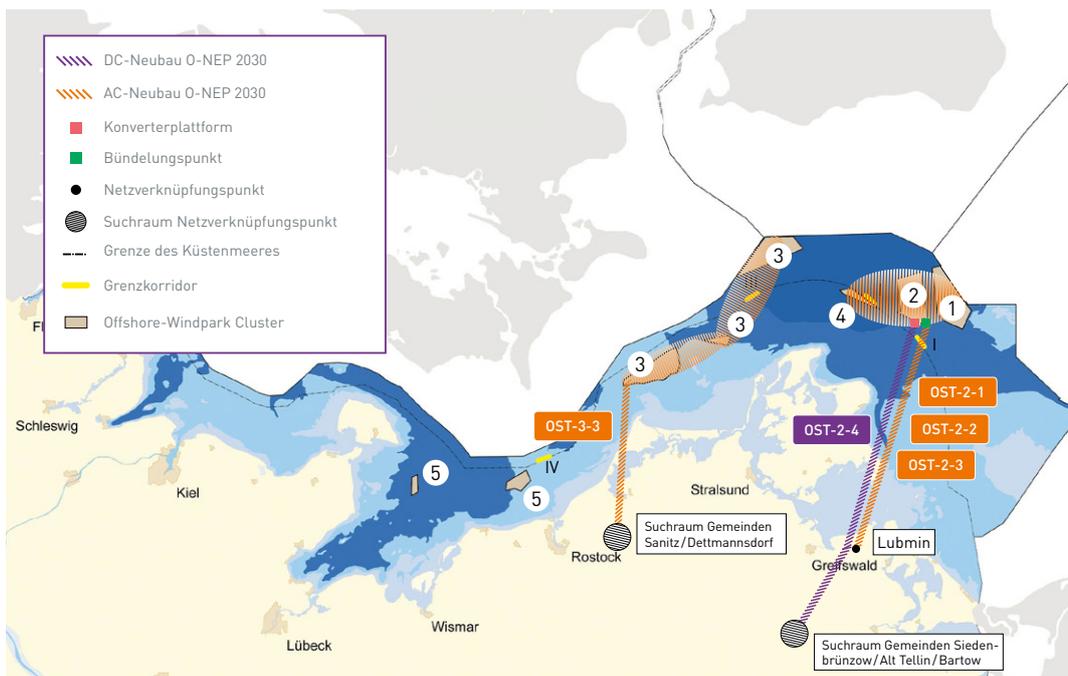
Übersichtskarten Zubau-Offshorenetz des zweiten Entwurfs O-NEP 2030

Szenario A 2030, B 2030 und C 2030 Nordsee



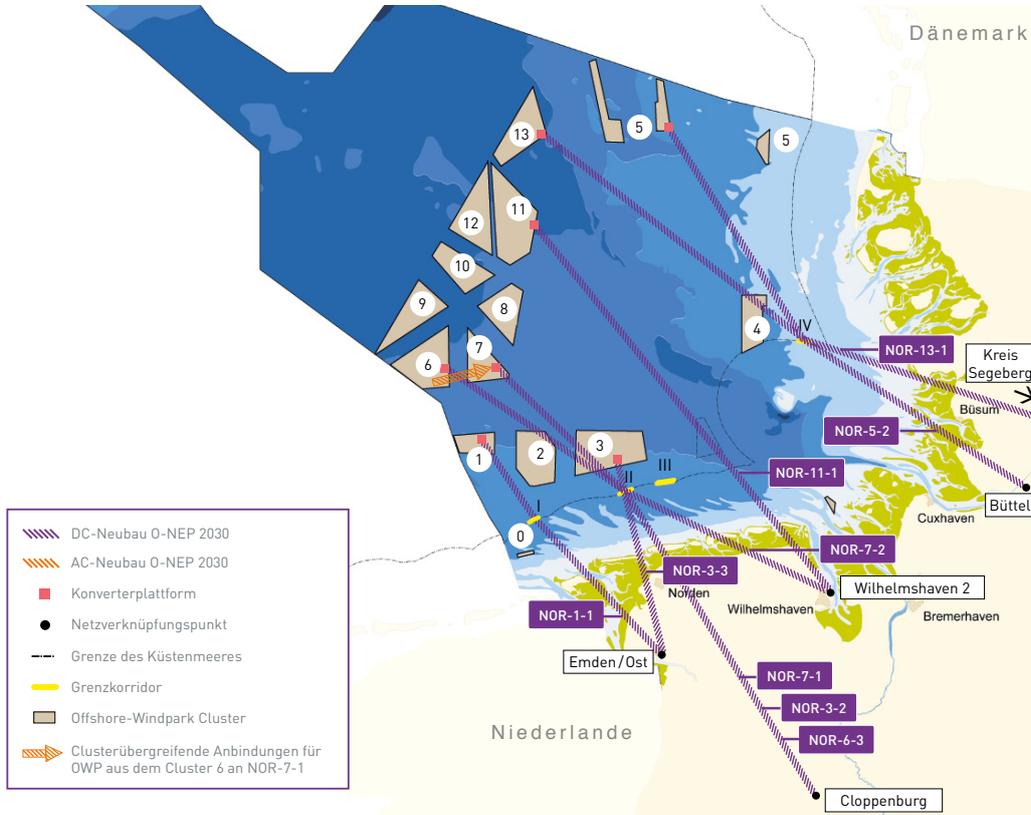
Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie / Übertragungsnetzbetreiber

Szenario A 2030, B 2030 und C 2030 Ostsee



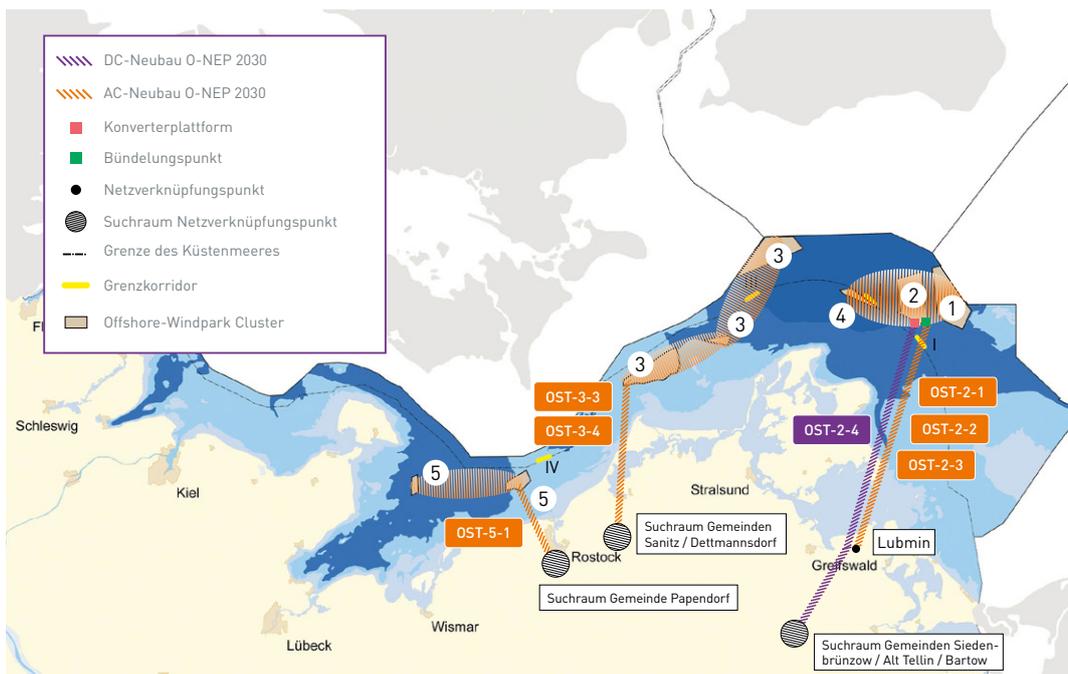
Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie / Übertragungsnetzbetreiber

Szenario B 2035 Nordsee



Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie / Übertragungsnetzbetreiber

Szenario B 2035 Ostsee



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