

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**



NETZENTWICKLUNGSPLAN STROM 2025
OFFSHORE-NETZENTWICKLUNGSPLAN 2025
VERSION 2015, 2. ENTWURF



ZAHLEN · DATEN · FAKTEN

Impressum

50Hertz Transmission GmbH

Eichenstraße 3A
12435 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

Olivier Feix (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

Druck

Buch- und Offsetdruckerei
H. Heenemann GmbH & Co. KG



ClimatePartner 
klimaneutral

Stand

Februar 2016

Die Netzentwicklungspläne 2025

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 bisher einmal jährlich und zukünftig alle zwei Jahre einen gemeinsamen nationalen Netzentwicklungsplan (NEP) und Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP) vorzulegen haben.¹ 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 2025 auf Basis des von der BNetzA genehmigten Szenario-rahmens den Netzausbaubedarf auf Basis von anerkannten Grundsätzen der Netzplanung,
- definieren im NEP und O-NEP 2025 auf Basis unterschiedlicher Szenarien Optionen für den Ausbau eines

sicheren und bedarfsgerechten Übertragungsnetzes für Deutschland für die folgenden zehn bzw. 20 Jahre,

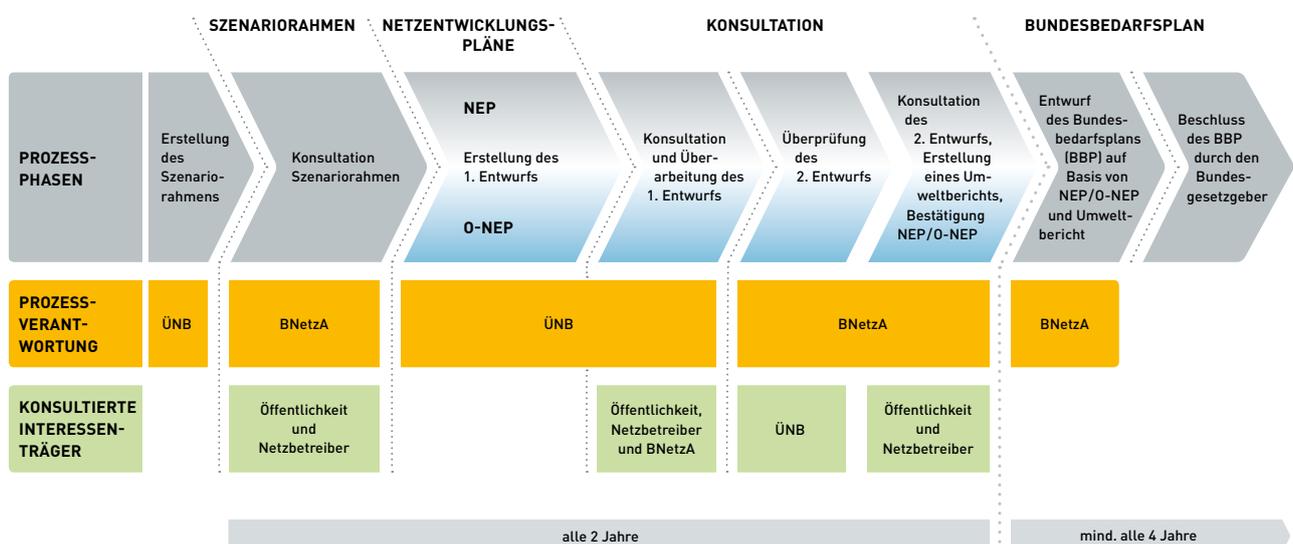
- verwenden dafür Methoden und Simulationsprogramme, die dem neuesten Stand der Technik entsprechen, und entwickeln diese kontinuierlich weiter.

Grundlage für die Erarbeitung des NEP und O-NEP 2025 ist der am 19.12.2014 von der BNetzA genehmigte und veröffentlichte Szenario-rahmen. Dieser Szenario-rahmen enthält erstmals insgesamt sechs Szenarien, vier mit einem zehnjährigen Betrachtungshorizont und zwei Szenarien mit einem zwanzigjährigen Betrachtungshorizont. 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 2025 zeigen auf, welche Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau des deutschen Höchstspannungsstromnetzes onshore und offshore in den nächsten zehn bzw. 20 Jahren 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 2025 in kompakter Form.

Der Gesamtprozess



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

¹Die gesetzlichen Anpassungen des EnWG, die u.a. den NEP-Turnus betreffen, werden in Kapitel 1.2 des NEP-Berichts (S. 17) erläutert.

Netzentwicklungsplan Strom 2025

Was hat sich im Vergleich zum NEP 2014 geändert?

Der NEP 2025 bildet erstmals vollumfänglich das im Sommer 2014 novellierte Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) ab. Das gilt sowohl für den Ausbau der Offshore-Windenergie als auch für die gesetzlich vorgesehenen Ausbaupfade für Wind onshore, Photovoltaik und Bioenergie. Darüber hinaus hat die BNetzA den ÜNB im Zuge der Genehmigung des Szenariorahmens vom 19.12.2014 zusätzliche Vorgaben gemacht, die im Rahmen dieses NEP berücksichtigt wurden:

- Statt wie bisher vier Szenarien haben die ÜNB in diesem NEP sechs Szenarien berechnet. Vier davon haben einen zehnjährigen Horizont (A 2025, B1 2025/B2 2025 und C 2025) und zwei Szenarien blicken 20 Jahre in die Zukunft (B1 2035/B2 2035).
- In allen Szenarien ist eine 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 sechs Szenarien (B2 2025, C 2025 und B2 2035) wurden mit expliziten Vorgaben zur Einhaltung einer maximalen CO₂-Emission in der Marktmodellierung gerechnet.
- Im ersten Entwurf des NEP 2025 wurden darüber hinaus nach Aufforderung der BNetzA zur Umsetzung der Eckpunkte der Regierungskoalition vom 01.07.2015 zwei zusätzliche Varianten des Szenarios B1 2025 maßnahmen-scharf gerechnet: B1 2025 GG mit einer Entflechtung von Grafenrheinfeld und Gundremmingen als Endpunkt der HGÜ-Verbindung von Sachsen-Anhalt nach Bayern sowie B1 2025 GI mit Entflechtung Grafenrheinfeld und Isar als HGÜ-Endpunkt.

Zentrale Ergebnisse des NEP 2025

Die Ergebnisse der Berechnungen zeigen, dass sich der Umfang des Netzentwicklungsbedarfs gegenüber dem NEP 2014 nicht grundlegend verändert. Wichtige Treiber für weiträumige Leistungstransporte in den sechs Szenarien sind der Ausbau der Windenergieleistung an Land im küstennahen Bereich und auf See sowie der Energieaustausch mit dem Ausland.

- Wie bereits in den vorherigen Netzentwicklungsplänen erweisen sich die Maßnahmen sowohl des Bundesbedarfsplans 2013 als auch des Bundesbedarfsplans 2015 als robust gegenüber den veränderten Rahmenbedingungen.
- Nahezu alle im Bundesbedarfsplan 2015 enthaltenen sowie von der BNetzA im NEP 2013 und im NEP 2014 bestätigten Maßnahmen erweisen sich in den Szenarien des NEP 2025 als erforderlich. Die Notwendigkeit dieser Maßnahmen zeigt sich sowohl in den zehnjährigen Szenarien des NEP 2025 als auch in den Szenarien für 2035, die zur Nachhaltigkeitsprüfung herangezogen wurden.
- Der kombinierte Einsatz von Gleich- und Wechselstromtechnologie zur sicheren Gewährleistung der Stromübertragung wird erneut als notwendig nachgewiesen.
- Die NEP-Berechnungen bestätigen die nord-süd-gerichteten Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-(HGÜ)-Verbindungen.
- Die ÜNB weisen im zweiten Entwurf des NEP 2025 kein Leitszenario aus. Sie empfehlen eine Konzentration auf die Bestätigung der Maßnahmen des Ende 2015 ergänzten Bundesbedarfsplans sowie der im NEP 2014 bereits bestätigten und im NEP 2025 wiederum von den ÜNB als erforderlich identifizierten Maßnahmen.

Was hat sich im Vergleich zum ersten Entwurf des NEP 2025 geändert – insbesondere in Bezug auf die Eckpunkte der Regierungskoalition vom 01.07.2015?

Im Dezember 2015 haben der Bundestag und der Bundesrat auf Vorschlag der Bundesregierung eine Gesetzesnovelle verabschiedet, mit der die Eckpunkte der Regierungskoalition vom 01.07.2015 u. a. durch eine Anpassung des Bundesbedarfsplangesetzes (BBPlG) umgesetzt wurden.

Wesentliche Elemente dieses Gesetzes, das zum 01.01.2016 in Kraft getreten ist, sind:

- Novellierung des Bundesbedarfsplans auf Basis des von der Bundesnetzagentur bestätigten NEP 2014,
- Aufnahme von Isar als südlichen Endpunkt der HGÜ-Verbindung von Sachsen-Anhalt nach Bayern (BBP-Vorhaben Nr. 5: Wolmirstedt – Isar; DC5I im NEP 2025) sowie der damit verbundenen AC-Netzverstärkung zwischen Oberbachern und Ottenhofen (BBP-Vorhaben Nr. 47; P222 im NEP 2025),
- Verankerung eines gesetzlichen Vorrangs der Erdverkabelung für die folgenden HGÜ-Verbindungen: Emden/Ost – Osterath (DC1 im NEP 2025), Brunsbüttel – Großgartach (DC3 im NEP 2025), Wilster – Grafenheinfeld (DC4 im NEP 2025) und Wolmirstedt – Isar (DC5I im NEP 2025),
- Aufnahme zusätzlicher AC-Pilotprojekte mit der Möglichkeit zur Teil-Erdverkabelung bei Unterschreitung von Abständen zur Wohnbebauung, Querung größerer Bundeswasserstraßen oder bei Verstoß einer Freileitung gegen Vorgaben des Bundesnaturschutzgesetzes.

Diese Änderungen haben unmittelbare Auswirkungen auf den NEP 2025.

HGÜ-Netzverknüpfungspunkt Isar

Durch die Festlegung auf Isar als südlichen Endpunkt der HGÜ-Verbindung von Sachsen-Anhalt nach Bayern entfällt die Notwendigkeit für die Variante B1 2025 GG des Szenarios B1 2025. Diese ist daher im zweiten Entwurf des NEP 2025 nicht mehr enthalten. Ebenso sind die Varianten DC5G und DC6G (Gundremmingen-Varianten der HGÜ-Projekte DC5 und DC6) im zweiten Entwurf des NEP 2025 sowie im Anhang nicht mehr enthalten.

Stattdessen sind nunmehr die Isar-Varianten der HGÜ-Projekte DC5 und DC6 (DC5I und DC6I) sowie das direkt damit verbundene AC-Projekt P222 auch in den Szenarien A 2025, B1 2025, B2 2025 und C 2025 sowie deren Übersichtskarten enthalten. Diese Szenarien wurden nicht komplett neu berechnet. Jedoch wurden die Auswirkungen der in der Variante B1 2025 GI identifizierten Veränderungen bei einzelnen Maßnahmen auch für diese Szenarien anhand von Plausibilitätsbetrachtungen überprüft. Eine Analyse anhand ausgewiesener Referenzfälle hat gezeigt, dass die durch B1 2025 GI bei einzelnen Maßnahmen identifizierten Veränderungen auch in den übrigen Szenarien netztechnisch belegt werden können.

Erdkabelvorrang für HGÜ-Verbindungen

Durch den neu eingeführten Erdkabelvorrang für HGÜ-Verbindungen ergeben sich ebenfalls Änderungen im Vergleich zum ersten Entwurf des NEP 2025. War im erstem Entwurf des NEP 2025 die Bandbreite der möglichen Kosten der in den jeweiligen Szenarien identifizierten Projekte noch in einer Bandbreite von 0 % bis 100 % Erdkabel bei den o. g. HGÜ-Verbindungen angegeben, so sind im zweiten Entwurf des NEP 2025 die möglichen Kosten unter Berücksichtigung von 50 %, 75 % und 100 % Erdkabel für die o. g. HGÜ-Verbindungen angegeben. Weitere Details sind unten unter „Zahlen NEP 2025: Kosten“ dargestellt.

In den Zubaunetz-Steckbriefen im Anhang zum NEP wird bei den HGÜ-Projekten, für die ein Erdkabelvorrang gilt, sowie bei den AC-Projekten mit der Möglichkeit zur Teil-Erdverkabelung in der Projektbeschreibung gesondert darauf hingewiesen. Die Projekte und Maßnahmen, die zum 01.01.2016 neu in den Bundesbedarfsplan aufgenommen wurden, sind in der Zubaunetz-Tabelle in Kapitel 5 des NEP-Berichts sowie in den Steckbriefen im Anhang zum zweiten Entwurf des NEP 2025 als Bundesbedarfsplan-Vorhaben gekennzeichnet.

Die nachfolgende Tabelle zeigt eine Übersicht über die wesentlichen Unterschiede und Gemeinsamkeiten der zehnjährigen Szenarien des NEP 2025 inkl. der maßnahmenscharf gerechneten Variante B1 2025 GI des Szenarios B1 2025.

Übersicht über die zehnjährigen Szenarien des NEP 2025 inkl. der Variante B1 2025 GI

| | A 2025 | B1 2025 | B1 2025 Variante GI | B2 2025 | C 2025 |
|--|--------------------|--------------------|------------------------|--------------------|--------------------|
| Berücksichtigung EEG 2014 | Ja | Ja | Ja | Ja | Ja |
| Spitzenkappung Wind onshore/PV | Ja | Ja | Ja | Ja | Ja |
| CO₂-Begrenzung | Nein | Nein | Nein | Ja | Ja |
| Endpunkt DC 5/6 (Eckpunkte 01.07.2015) | Isar | Isar | Isar | Isar | Isar |
| Entflechtung Grafenrheinfeld (Eckpunkte 01.07.2015) | Nein (P43, P44) | Nein (P43, P44) | Ja (P43mod, P44mod) | Nein (P43, P44) | Nein (P43, P44) |

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Szenariorahmen

Der Szenariorahmen umfasst laut § 12a EnWG „mindestens drei Entwicklungspfade (Szenarien A, B und C), die für die nächsten zehn Jahre die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen der mittel- bis langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung abdecken. Eines der Szenarien muss die wahrscheinliche Entwicklung der nächsten 20 Jahre darstellen.“ Die Szenarien beschreiben also die Rahmenbedingungen für die Netzentwicklung wie installierte Erzeugungskapazitäten (konventionell und erneuerbar), Stromverbrauch, Primärenergiekosten und CO₂-Zertifikatspreise. Der NEP bildet somit verschiedene Szenarien gemäß möglicher Ausgestaltungen des zukünftigen Energiemixes ab.

Die ÜNB erarbeiten einen Vorschlag zum Szenariorahmen, den die BNetzA öffentlich zur Konsultation stellt. Unter Berücksichtigung der eingegangenen Stellungnahmen und der eigenen behördlichen Einschätzung wird der Entwurf des Szenariorahmens durch die BNetzA überarbeitet und genehmigt. Am 19.12.2014 hat die BNetzA den Szenariorahmen für den NEP 2025 nach § 12a EnWG genehmigt und auf ihrer Internetseite veröffentlicht.

Dieser Szenariorahmen enthält erstmals insgesamt sechs Szenarien, vier mit einem zehnjährigen Betrachtungshorizont und zwei Szenarien mit einem zwanzigjährigen Betrachtungshorizont. Dabei sind die Szenarien grob wie folgt zu charakterisieren:

- Szenario A 2025: EE-Ausbau am unteren Rand und größter konventioneller Kraftwerkspark
- Szenario B1 2025: EE-Ausbau am oberen Rand und erhöhter Anteil an Erdgas
- Szenario B2 2025: Emissionsreduktion
- Szenario B1 2035: EE-Ausbau am oberen Rand und erhöhter Anteil an Erdgas – 20 Jahre
- Szenario B2 2035: Emissionsreduktion – 20 Jahre
- Szenario C 2025: Verbrauchsreduktion und geringster konventioneller Kraftwerkspark

Dem Szenario C 2025 kommt im Vergleich zu vorherigen Netzentwicklungsplänen eine neue Rolle zu. Im NEP 2014 war C 2024 das Szenario mit dem höchsten Zubau und dem größten Anteil von Strom aus erneuerbaren Energien, im NEP 2025 ist es das Szenario mit dem geringsten Verbrauch und dem kleinsten konventionellen Kraftwerkspark.

Die Details des dem NEP 2025 zugrunde liegenden Szenariorahmens werden in Kapitel 2 des NEP-Berichts ausführlich dargestellt.

Die ÜNB haben keine Möglichkeit, den von der BNetzA genehmigten Szenariorahmen nachträglich anzupassen.

Insofern haben die ÜNB zwischen dem ersten und dem zweiten Entwurf des NEP 2025 keine Veränderungen an den Eingangsdaten (z. B. erneuerbare und konventionelle Kapazitäten, Verbrauch, Speicher, europäisches Umfeld) vorgenommen und keine neuen Marktsimulationen durchgeführt.

Ein Überblick über die installierten Leistungen an konventioneller und regenerativer Erzeugung in den Szenarien des NEP 2025 ist in der folgenden Tabelle zusammengestellt.

Erzeugungskapazitäten in den genehmigten Szenarien des NEP 2025

| Nettonennleistung (GW) | Referenz 2013 | A 2025 | B1 2025/ B2 2025 | B1 2035/ B2 2035 | C 2025 |
|---------------------------------------|---------------|--------------|---------------------|---------------------|--------------|
| Kernenergie | 12,1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Braunkohle | 21,2 | 14,2 | 12,6 | 9,1 | 10,2 |
| Steinkohle | 25,9 | 25,8 | 21,8 | 11,0 | 14,9 |
| Erdgas | 26,7 | 26,5 | 29,9 | 40,7 | 29,5 |
| Öl | 4,1 | 1,3 | 1,1 | 0,8 | 1,1 |
| Pumpspeicher | 6,4 | 8,6 | 8,6 | 12,7 | 8,6 |
| sonstige konv. Erzeugung | 4,7 | 3,2 | 3,1 | 3,1 | 3,1 |
| Summe konv. Erzeugung | 101,1 | 79,6 | 77,3 | 77,5 | 67,4 |
| Wind onshore | 33,8 | 53,0 | 63,8 | 88,8 | 59,0 |
| Wind offshore | 0,5 | 8,9 | 10,5 | 18,5 | 10,5 |
| Photovoltaik | 36,3 | 54,1 | 54,9 | 59,9 | 54,1 |
| Biomasse | 6,2 | 6,4 | 7,4 | 8,4 | 6,4 |
| Wasserkraft | 3,9 | 3,9 | 4,0 | 4,2 | 3,9 |
| sonstige reg. Erzeugung | 0,4 | 0,5 | 0,8 | 1,2 | 0,5 |
| Summe reg. Erzeugung | 81,1 | 126,8 | 141,4 | 181,0 | 134,4 |
| Summe konv. und reg. Erzeugung | 182,2 | 206,4 | 218,7 | 258,5 | 201,8 |

Quelle: Bundesnetzagentur: Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP 2025

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 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 Verbrauchssituationen bei minimalen Erzeugungskosten zu prognostizieren. Hierbei ist eine große Vielzahl an technologischen und ökologischen Randbedingungen einzuhalten. 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 Marktsimulationen zum NEP 2025 verdeutlichen, wie weit die Transformation des Energiesektors bereits fortgeschritten ist. Es ist ein starkes innerdeutsches Erzeugungsgefälle in allen Szenarien zu beobachten: Erzeugungsüberschuss in Norddeutschland, Erzeugungsdefizit in Süddeutschland.
- Die Bedeutung erneuerbarer Energien nimmt weiter zu: Wind (on- und offshore) ist der Energieträger mit dem größten Anteil am Energiemix in allen B und C Szenarien.
- Deutschland weist den größten Handelssaldo in Europa auf und ist ein Transitland im europäischen Stromnetz.
- Die Nebenbedingung in der Marktmodellierung zur Emissionsbegrenzung kehrt die Situation Deutschlands von einem Nettoexporteur zu einem Nettoimporteur um (siehe Kapitel 3.2.1 des NEP-Berichts).

Die Ergebnisse der Marktsimulation im Rahmen des NEP 2025 werden in Kapitel 3 des NEP-Berichts ausführlich dargestellt.

Zahlen NEP 2025

Längen

Das Volumen der Netzverstärkungen auf Bestandstrassen (Umbeseilung oder Stromkreisauflagen, Neubau einer leistungsfähigeren Leitung in bestehenden Trassen) beträgt im Szenario B1 2025 rund 5.300 Trassenkilometer und im Szenario B2 2025 5.800 km.

Der Ausbaubedarf neuer Leitungstrassen liegt in den Szenarien B1 2025 und B2 2025 jeweils bei 4.300 km, davon sind ca. 3.200 km HGÜ-Verbindungen. Auch der deutsche Anteil der Gleichstrom-Interkonnektoren nach Belgien, Dänemark, Norwegen und Schweden mit einer Länge von rund 330 km ist darin enthalten.

In der Variante B1 2025 GI ist der erforderliche Umfang der Netzverstärkungen auf Bestandstrassen mit rund 5.800 km etwas höher als im Szenario B1 2025. Dafür ist der Ausbaubedarf neuer Leitungstrassen mit ca. 4.100 km geringer als im Szenario B1 2025 mit 4.300 km. Die Übertragungskapazität der HGÜ-Verbindungen beträgt in den Szenarien B1 2025 (inkl. der Variante B1 2025 GI) und B2 2025 in Summe 10 GW, in den Szenarien A 2025 und C 2025 in Summe 8 GW.

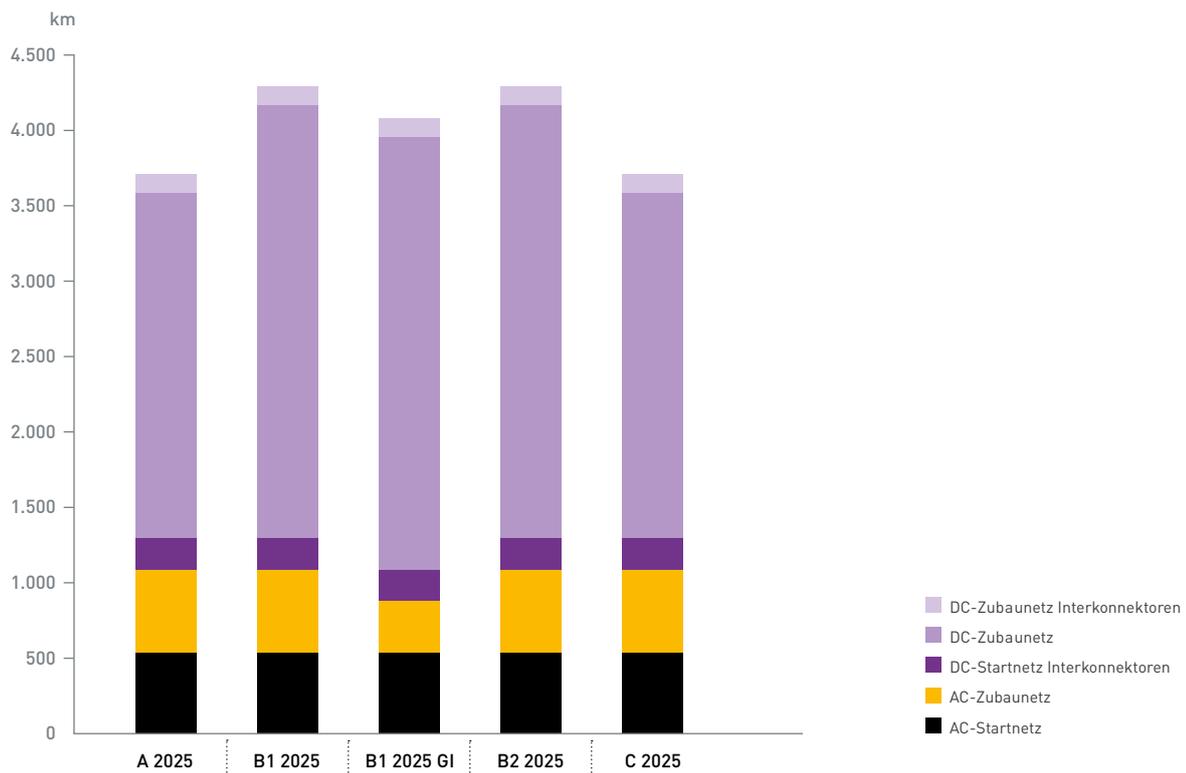
Die nachfolgende Tabelle sowie die Abbildungen geben eine Übersicht über den Netzverstärkungs- und -ausbaubedarf in den einzelnen Szenarien:

Übersicht über den Bedarf an Netzverstärkung und Netzausbau in den zehnjährigen Szenarien des NEP 2025 (inkl. B1 2025 GI)

| Angaben in km | DC-Neubau | AC-Neubau | AC-/DC-Verstärkung | Summe |
|---------------|-----------|-----------|--------------------|--------|
| A 2025 | 2.600 | 1.100 | 5.200 | 8.900 |
| B1 2025 | 3.200 | 1.100 | 5.300 | 9.600 |
| B1 2025 GI | 3.200 | 900 | 5.800 | 9.900 |
| B2 2025 | 3.200 | 1.100 | 5.800 | 10.100 |
| C 2025 | 2.600 | 1.100 | 5.400 | 9.100 |

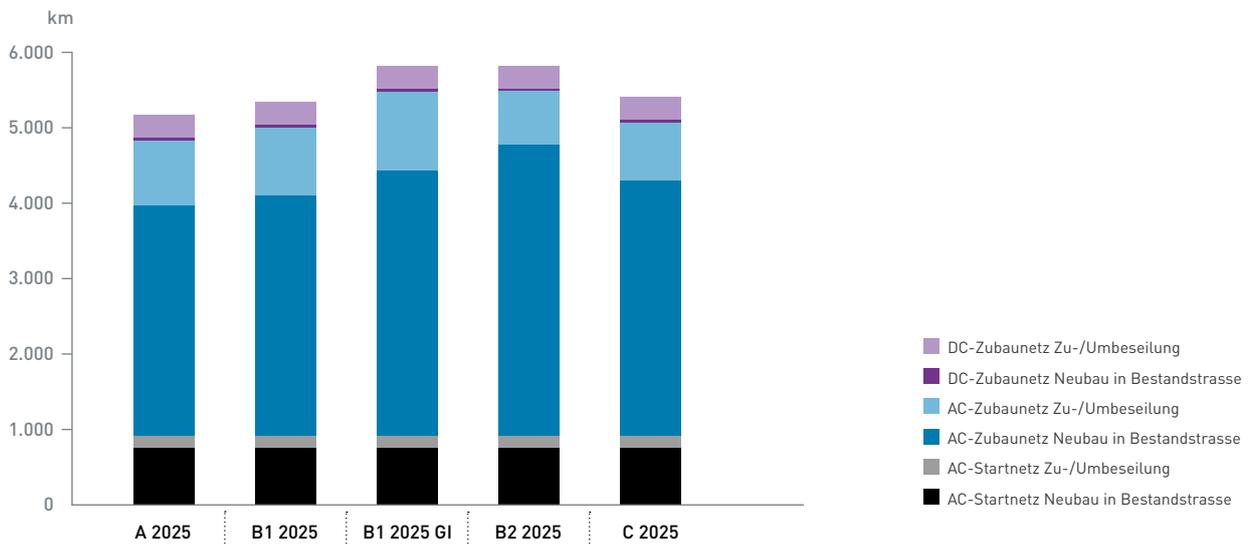
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Neubautrassen bei Vollverkabelung der DC-Verbindungen



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Trassenverstärkung im Bestand bei Vollverkabelung der DC-Verbindungen



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Warum unterscheiden sich die Längenangaben im zweiten Entwurf von denen des ersten Entwurfs des NEP 2025?

Die Längen unterscheiden sich von den im ersten Entwurf des NEP 2025 ausgewiesenen Längen einerseits durch die zwischenzeitlich erfolgte Inbetriebnahme von AC-Maßnahmen und andererseits durch den unterstellten Erdkabelvorrang bei HGÜ-Verbindungen. Eine bei Freileitungsbauweise und angenommener gemeinsamer Stammstreckenführung mögliche Zubeseilung einer HGÜ-Verbindung auf einem bereits existierenden Mast einer anderen HGÜ-Verbindung (z. B. DC3 zu DC4 und DC6I zu DC5I) ist bei Berücksichtigung eines Erdkabelvorrangs nicht mehr möglich. Stattdessen wird ein zweiter, paralleler Neubau angenommen.

Damit sinkt im Vergleich zum ersten Entwurf des NEP 2025 der Anteil an Netzverstärkung, während der Neubau-Anteil steigt. Hierbei wurde jeweils eine Vollverkabelung von DC1 sowie DC3-6 unterstellt. Darüber hinaus steigt im zweiten Entwurf des NEP 2025 in den B-Szenarien die insgesamt ausgewiesene Summe an Netzentwicklungsmaßnahmen an, da DC6I im Mengengerüst des ersten Entwurfs des NEP 2025 lediglich mit zwei Konvertern und ohne zusätzlichen Netzausbau enthalten war.

Kosten

Die Investitionskosten für die Netzmaßnahmen werden im Netzentwicklungsplan auf Basis von Standardkosten ermittelt und haben einen vorläufigen Charakter. Das Gesamtvolumen der Investitionen liegt in den nächsten zehn Jahren je nach Szenario in einer Bandbreite von 27 bis 30 Mrd. € unter der Annahme, dass die HGÜ-Verbindungen DC1 sowie DC3-5 bzw. DC3-6 zu 50 % als Erdkabel ausgeführt werden.

Werden die genannten HGÜ-Verbindungen zu 100 % als Erdkabel ausgeführt, liegen die Schätzkosten zwischen 30 und 34 Mrd. €.

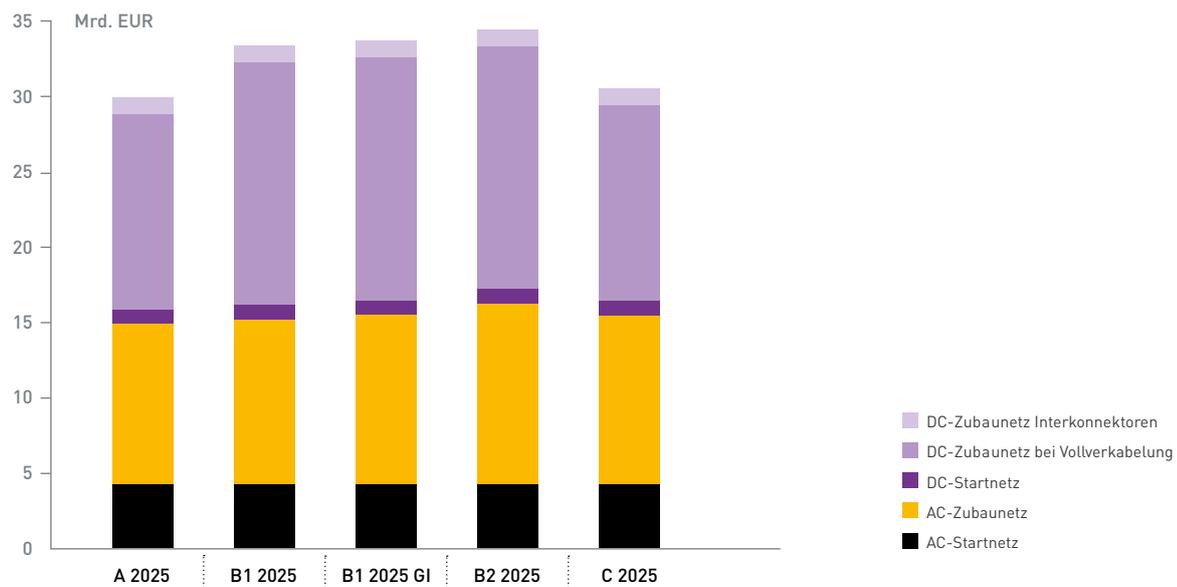
Die nachfolgende Tabelle enthält je Szenario die Gesamtkosten für den Netzausbau in Mrd. € abhängig vom Verkabelungsgrad der Verbindungen DC1 sowie DC3-6². Zum Vergleich sind die Gesamtkosten für den Fall einer Ausföhrung der HGÜ-Verbindungen als Freileitung dargestellt.

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

| Angaben in Mrd. EUR (gerundet) | A 2025 | B1 2025 | B1 2025 GI | B2 2025 | C 2025 |
|--------------------------------|--------|---------|------------|---------|--------|
| Kabel 100 % | 30 | 33 | 34 | 34 | 30 |
| Kabel 75 % | 28 | 31 | 31 | 32 | 29 |
| Kabel 50 % | 27 | 29 | 29 | 30 | 27 |
| Freileitung | 23 | 24 | 25 | 25 | 24 |

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Investitionskosten bei Vollverkabelung der DC-Verbindungen



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

²In den Szenarien des zweiten Entwurfs des NEP 2025 ist ein Erdkabelvorrang für die HGÜ-Verbindungen DC1 sowie DC3-6 unterstellt. Wegen seines Sonderstatus als Pilotprojekt für eine gemeinsame Führung von AC und DC auf einem Mastgestänge ist DC2 hiervon ausgenommen. Das entspricht den Ende 2015 vorgenommenen Anpassungen des Bundesbedarfsplans.

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.

Für HGÜ-Verbindungen wurden unterschiedliche Verkabelungsgrade betrachtet. Für AC-Verbindungen wurde im NEP 2025 dagegen in der Regel eine Realisierung als Freileitung angenommen.

Ein Erdkabelvorrang hat große Auswirkungen auf die Kosten der jeweiligen Vorhaben. Die Gesamtkosten werden abhängig vom Verkabelungsgrad der HGÜ-Verbindungen ermittelt. Es wird ein Verkabelungsgrad von 50 %, 75 % und Vollverkabelung (100 %) angenommen (siehe Tabelle Seite 9 unter „Kosten“). Die Kostenangaben unter Berücksichtigung von 50 % und 100 % Erdverkabelung der HGÜ-Verbindungen können insofern als untere und obere Bandbreite der zu erwartenden Kosten angesehen werden.

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 in diesem Bericht 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.

Bei Drehstrom ist lediglich in einer beschränkten Anzahl von Pilotprojekten bei Vorliegen bestimmter Voraussetzungen auf technisch-wirtschaftlich effizienten Teilschnitten 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 NEP, auf eine Abschätzung und Berücksichtigung möglicher Mehrkosten von Erdkabeln in den 380-kV-Drehstrom-Pilotprojekten verzichtet.

Welche Ergebnisse haben die Nachberechnungen (Variante B1 2025 GI) ergeben?

In Bezug auf die Entlastung des Netzknotens Grafenrheinfeld konnte in der Variante B1 2025 GI nachgewiesen werden, dass alternativ zu den Neubau-Projekten P43 Mecklar – Berggrheinfeld/West (früher Grafenrheinfeld) und P44 Altenfeld – Grafenrheinfeld eine Verstärkung bestehender 380-kV-Leitungen (P43mod Mecklar – Dipperz – Urberach und P44mod Altenfeld – Würgau – Ludersheim) grundsätzlich möglich ist.

Durch die veränderte Leitungsführung wird bei diesen Projekten auf Neubau in neuer Trasse vollständig verzichtet. Die beiden Netzverstärkungsprojekte P43mod und P44mod sind zusammen allerdings rund 76 km länger als der Neubau der Projekte P43 und P44.

Darüber hinaus ist zu beobachten, dass sich in der Variante B1 2025 GI mit diesen Alternativen die regionale Belastung des Netzes im Süden Deutschlands verschiebt. Die Ersatzmaßnahmen zur Entlastung von Grafenrheinfeld leiten die Leistungsflüsse aus dem Norden um Grafenrheinfeld herum, was zu einer Entlastung der Mainkuppung zwischen TenneT und TransnetBW führt. Diese Variante verschlechtert im Vergleich zum Szenario B1 2025 den Vermaschungsgrad um Grafenrheinfeld. Die Ost-West-Vermaschung – und damit die Anbindung der neuen Bundesländer – nimmt ab.

Bei einer weiteren Zunahme der Stromflüsse, z. B. durch den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien, ist bei Verzicht auf die Neubau-Projekte P43 und P44 in Zukunft tendenziell eher mit weiteren zusätzlichen Netzverstärkungs- oder -ausbaumaßnahmen zu rechnen.

Netztechnische Effizienz des NEP 2025

Ein Vergleich der Ergebnisse der Szenarien A 2025, B1 2025, B2 2025 und C 2025 vor den Eckpunkten der Regierungskoalition vom 01.07.2015 mit den Ergebnissen der aus den Eckpunkten der Regierungskoalition vom 01.07.2015 abgeleiteten Variante B1 2025 GI zeigt in Bezug auf die Entflechtung des Netzknotens Grafenrheinfeld, dass die ursprünglichen Berechnungen der ÜNB ein robustes Netz darstellen, das den Übertragungsaufgaben effizient gerecht wird. Die in der Variante B1 2025 GI vorgenommenen Änderungen stellen zwar auch ein grundsätzlich funktionsfähiges Netz dar. Die netztechnische Effizienz ist jedoch schlechter. Der Vermaschungsgrad ist geringer und Ost-West-Flüsse können schlechter beherrscht werden.

Warum 2025?

Im Sinne einer einheitlichen Benennung der Netzentwicklungspläne in der Öffentlichkeit haben die Übertragungsnetzbetreiber die Bezeichnung an die von der BNetzA verwendete Bezeichnung angeglichen. Diese hat schon seit Beginn des NEP-Prozesses nicht das Jahr der Erstellung (2015), sondern das wesentliche Zieljahr (2025) in den Blick genommen. Daher heißt dieser NEP nicht NEP 2015, sondern NEP 2025. Für den O-NEP gilt das Gleiche.

Verbindung von Netzverknüpfungspunkten

Der NEP 2025 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 zweite Entwurf des NEP 2025 beschreibt keine konkreten Trassenverläufe von neuen Übertragungsleitungen, sondern er dokumentiert den notwendigen Übertragungsbedarf zwischen Netzknoten. Es wird ein bedarfsgerechtes Netz dimensioniert.

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.

Konsultation des NEP 2025

Der erste Entwurf des NEP Strom 2025 wurde zusammen mit dem O-NEP 2025 am 30.10.2015 auf www.netzentwicklungsplan.de veröffentlicht und öffentlich zur Konsultation gestellt. Im Rahmen der Konsultation der ersten Entwürfe von NEP und O-NEP 2025 wurden 15.636 Stellungnahmen an die Übertragungsnetzbetreiber gerichtet, davon 15.575 zum NEP und 61 zum O-NEP. Alle elektronisch eingegangenen Stellungnahmen, für die eine Einverständniserklärung zur Veröffentlichung vorliegt, wurden sukzessive auf www.netzentwicklungsplan.de/stellungnahmen-2015 veröffentlicht.

Schwerpunkte der Beiträge zum NEP waren grundsätzliche Fragen zu in den Szenarien getroffenen Annahmen und den Erfordernissen der Netzentwicklung sowie regionale Betroffenheiten rund um die Entflechtung des Netzknotens Grafenrheinfeld sowie der Verlauf der HGÜ-Verbindung von Sachsen-Anhalt nach Bayern.

Die eingegangenen Stellungnahmen wurden von den Übertragungsnetzbetreibern inhaltlich geprüft und der Netzentwicklungsplan 2025 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.

Änderungen und Ergänzungen gegenüber dem ersten Entwurf des NEP 2025 sind kursiv dargestellt.

Vertikale Punktmaßnahmen

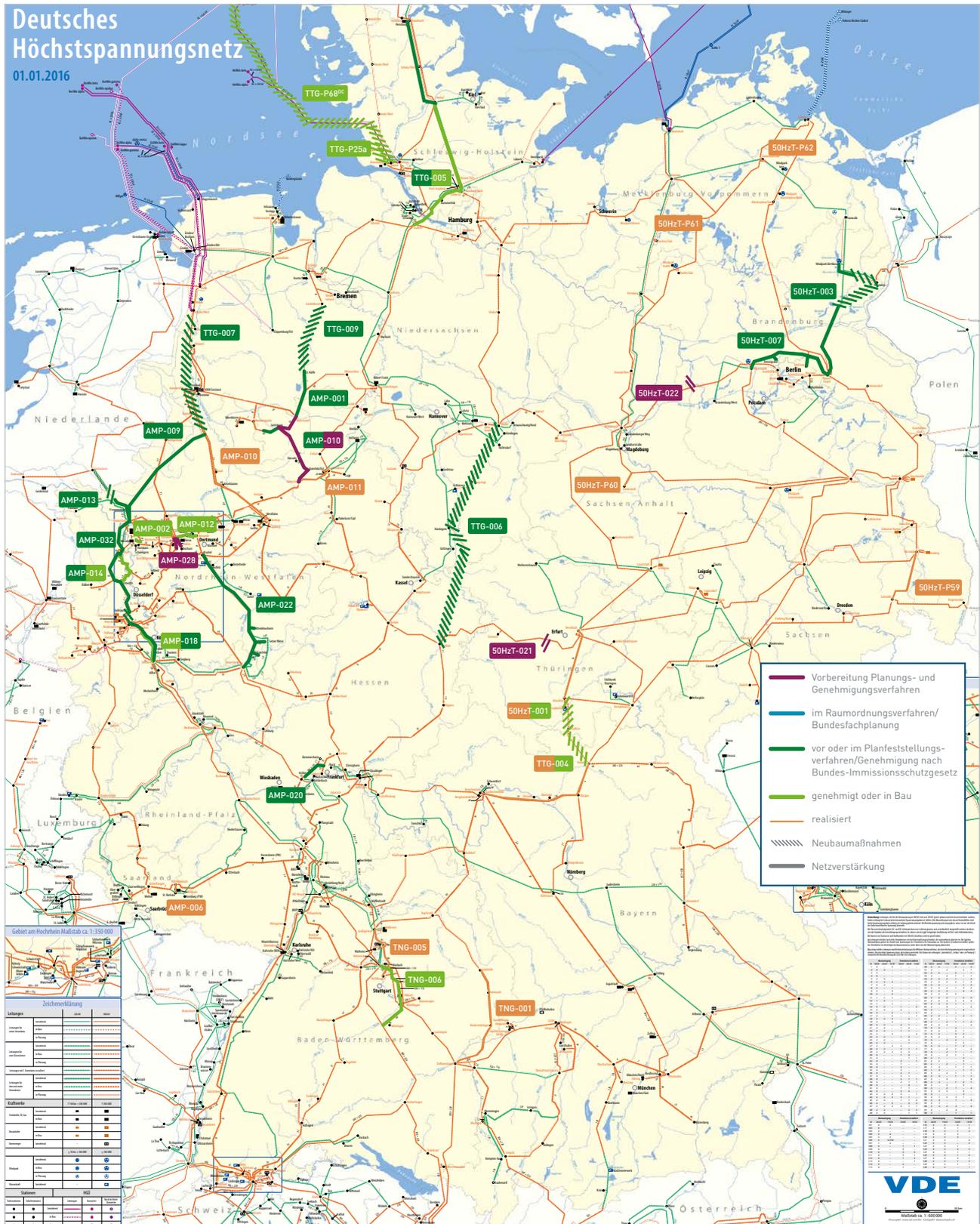
Neben Leitungsbaumaßnahmen sind im NEP auch so genannte Punktmaßnahmen in Umspannwerken erforderlich. Unterschieden wird dabei zwischen vertikalen Punktmaßnahmen (zusätzlicher Bedarf an 380/110-kV-Trafos), die im NEP in Abstimmung mit den Verteilernetzbetreibern ermittelt werden, sowie horizontale Punktmaßnahmen (380/220-kV-Trafos, Blindleistungskompensationsanlagen, 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 unter www.netzentwicklungsplan.de/Begleitdokument_NEP_2025_Punktmaßnahmen.pdf zum NEP 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 2025 weiterhin ausgewiesen.

Übersichtskarten des zweiten Entwurfs NEP 2025 – Startnetz sowie B1 2025, B1 2025 GI und B2 2025

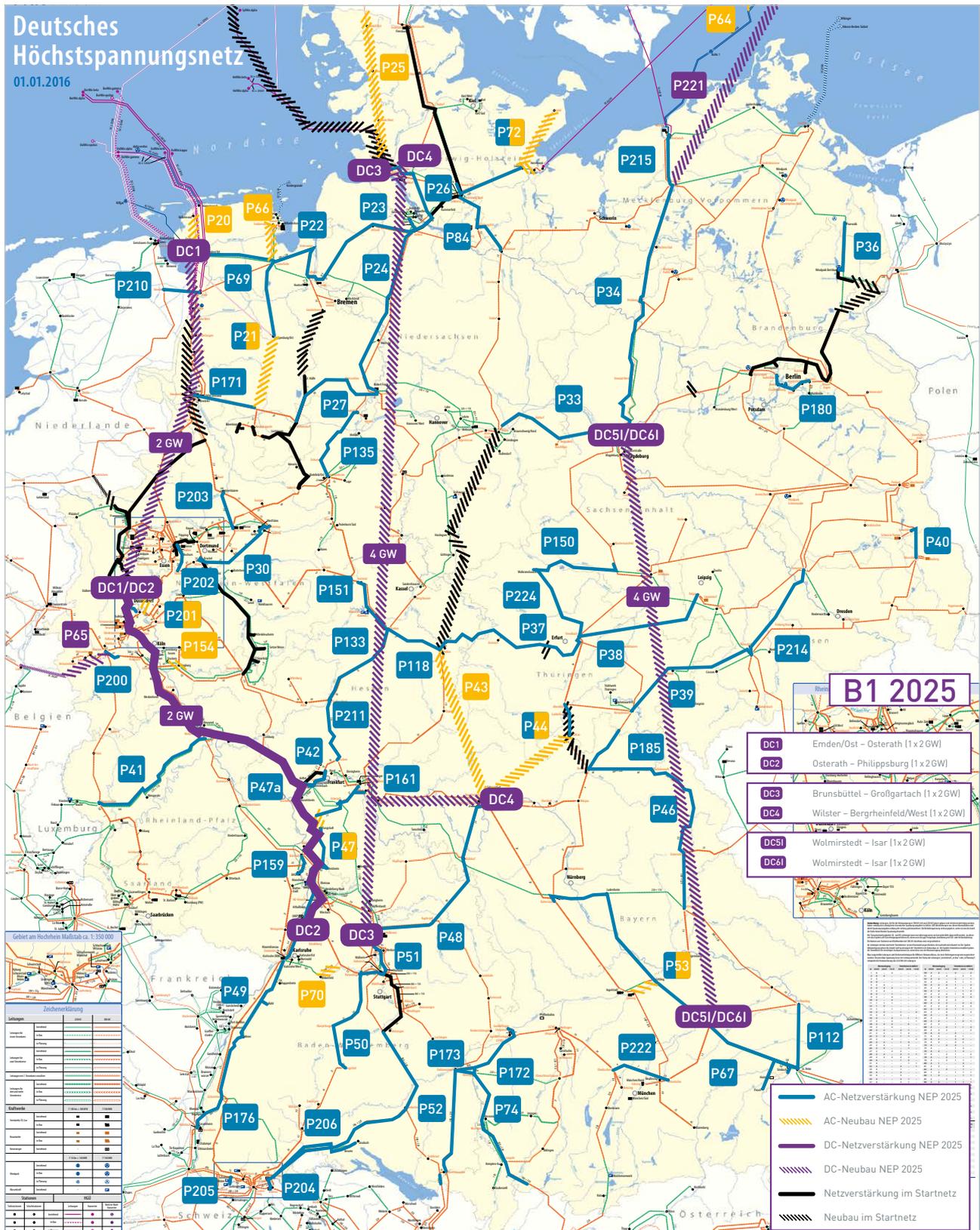
Deutsches Höchstspannungsnetz mit Startnetz



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.

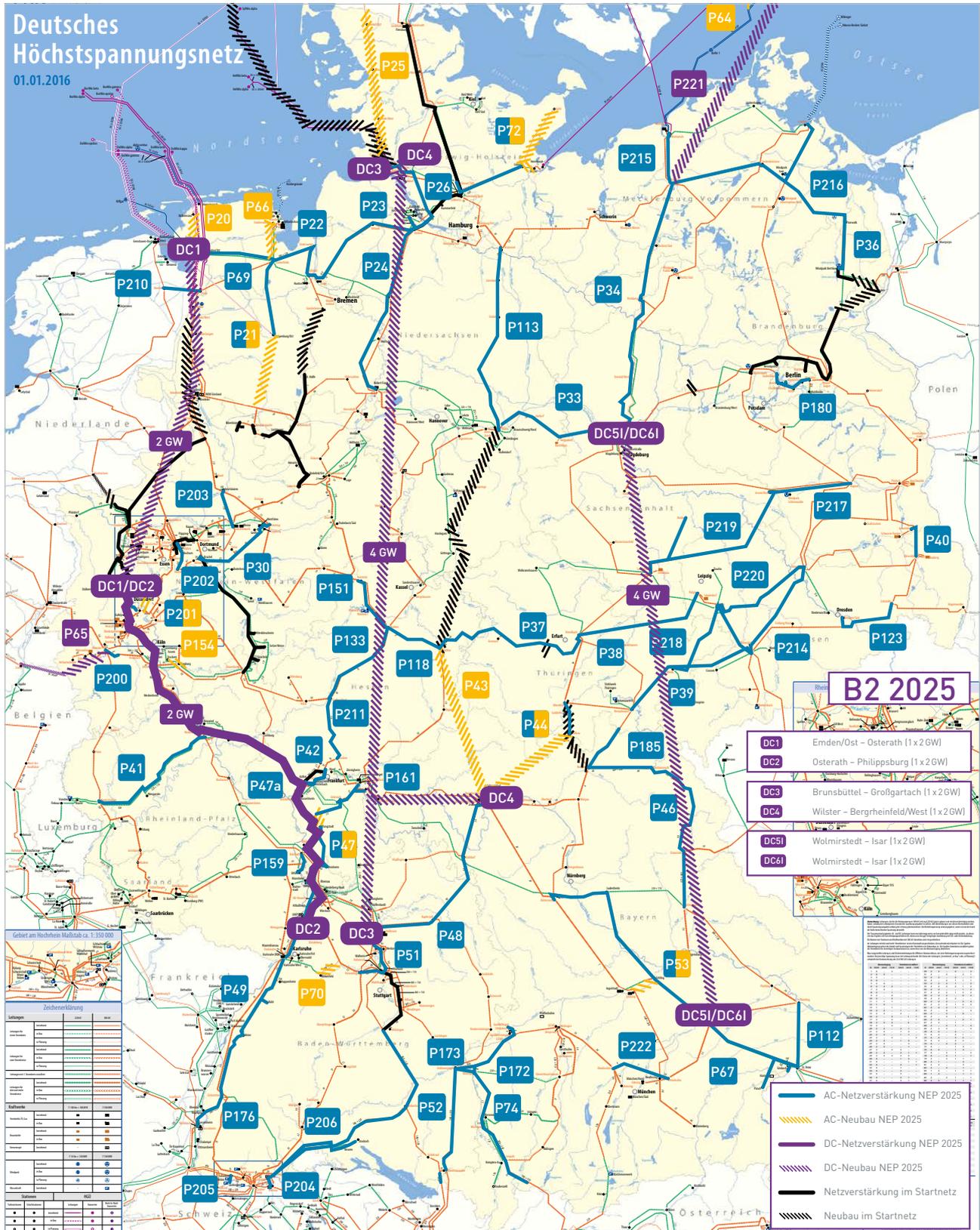
Szenario B1 2025/alle Leitungsprojekte



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 B2 2025/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.

Offshore-Netzentwicklungsplan 2025

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, Realisierungszeiten und Kosten der für die nächsten zehn bzw. 20 Jahre notwendigen Netzanbindungsmaßnahmen zusammen. Im Fokus steht hierbei besonders die zeitliche Staffelung der Maßnahmen des Offshore-Netzausbaus aufgrund von objektiven Kriterien (siehe Kapitel 3). 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 NEP ausgewiesenen Netzverknüpfungspunkte (NVP) sowie der Realisierungsfortschritt der anzubindenden Offshore-Windparks (OWP). Der O-NEP nimmt damit eine Schlüsselposition als Koordinierungsinstrument für die effiziente und nachhaltige Entwicklung der Offshore-Windenergie ein.

Ergebnisse

Grundlage der Netzplanung im O-NEP ist das sogenannte Start-Offshorenetz. Es bezeichnet diejenigen Offshore-Netzanbindungssysteme, die bei der Erstellung des O-NEP als gegeben unterstellt werden und deren Erforderlichkeit gemäß § 17b EnWG nicht untersucht wird.

Die Ausbaumaßnahmen des Start-Offshorenetzes haben eine Gesamtlänge von 1.200 km. Die Investitionen belaufen sich auf rund 5 Mrd. €. Die Länge des Zubau-Offshorenetzes liegt zwischen 371 km in Szenario A 2025 und 876 km in Szenario B 2025 und C 2025 bis hin zu 3.493 km in Szenario B 2035 (siehe Kapitel 2).

Die Gesamt-Übertragungskapazität des Zubau-Offshorenetzes reicht dabei von zusätzlichen 1,4 GW in Szenario A 2025 über 3,2 GW in Szenario B 2025 und C 2025 bis zu 10,9 GW in Szenario B 2035.

Die Investitionskosten für die Netzmaßnahmen werden im O-NEP auf Basis von spezifischen Kostenansätzen ermittelt und haben einen vorläufigen Charakter. Das Gesamtvolumen der Investitionen beträgt in den nächsten zehn Jahren je nach Szenario insgesamt circa 7 Mrd. € bis 10 Mrd. €. Die Investitionen in die Ausbaumaßnahmen des Start-Offshorenetzes von rund 5 Mrd. € sind hier bereits berücksichtigt (siehe Kapitel 3.3).

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

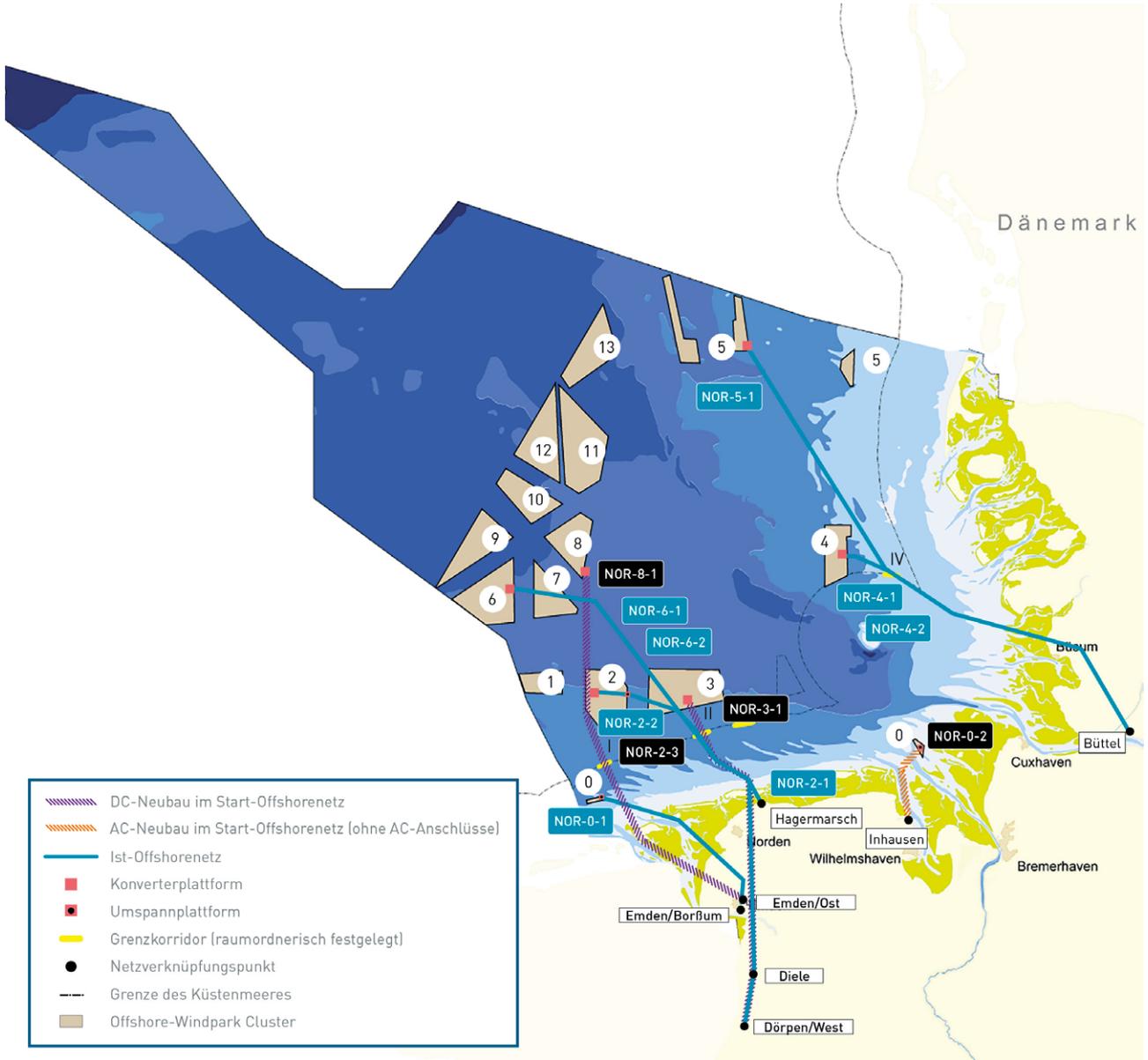
Ergänzend zur bisherigen clustergenauen Anbindungskonzeption wurde für die Ostsee der Einsatz von Sammelplattformen zur Anbindung mehrerer räumlich beieinander liegender Cluster untersucht. Neben Kostenvorteilen birgt dieses Konzept auch die Chance Leerkapazitäten weiter zu vermindern und auf zukünftige Entwicklungen noch flexibler reagieren zu können (siehe Kapitel 6).

Konsultation

In der Konsultation zum ersten Entwurf des O-NEP 2025 sind 61 Stellungnahmen zum ersten Entwurf des O-NEP eingegangen. Davon haben sich 32 Stellungnahmen auf die konkreten Inhalte des O-NEP bezogen. Schwerpunkte der Stellungnahmen sind die Themen Berücksichtigung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) 2016, die zeitliche Staffelung von Maßnahmen, dezentrale Stromerzeugung, clusterübergreifende Netzananschlüsse, technische Konzepte zur Netzanbindung und die gewählten Netzverknüpfungspunkte (siehe Kapitel 5).

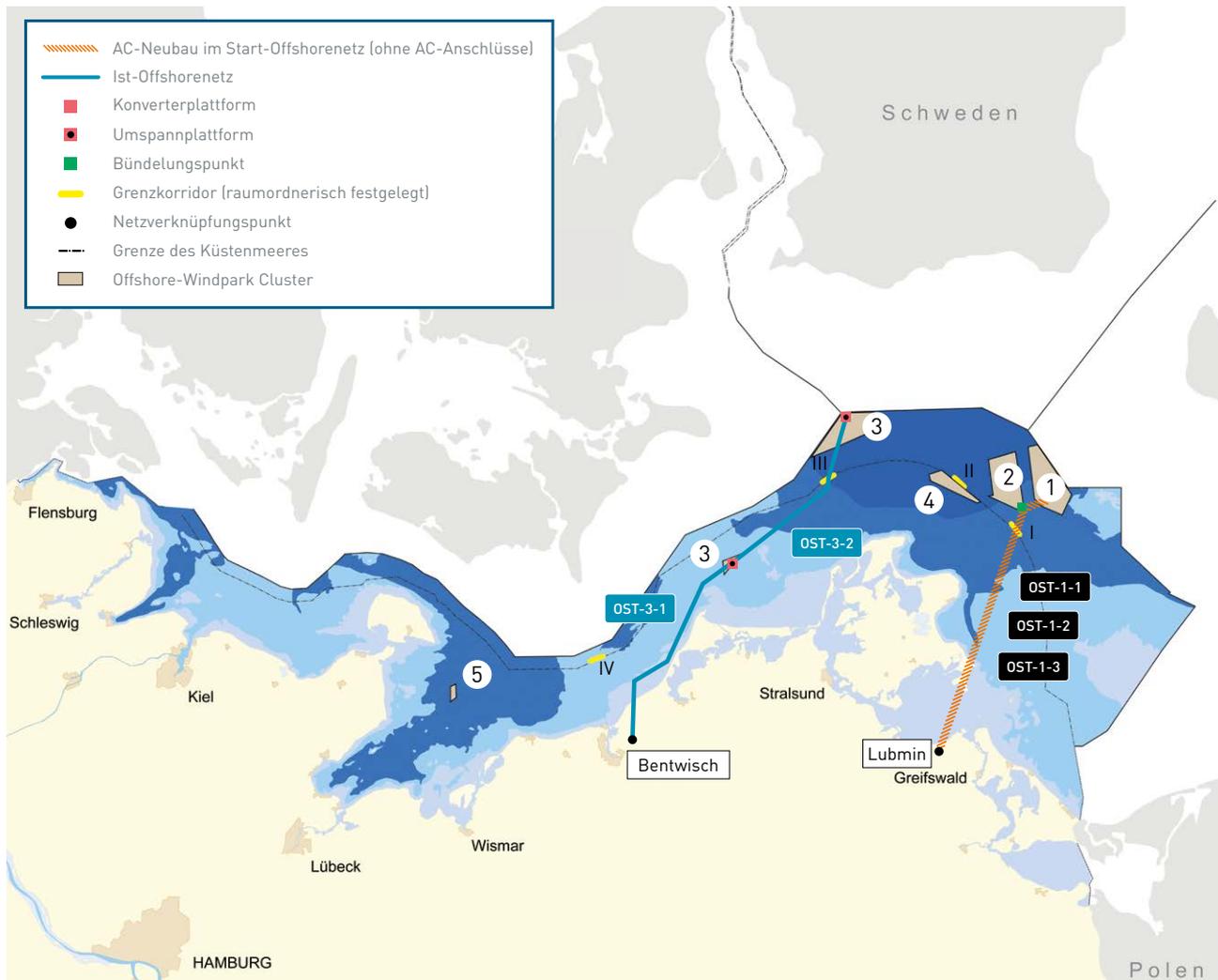
Übersichtskarten Start-Offshorenetz des zweiten Entwurfs O-NEP 2025

Start-Offshorenetz Nordsee



Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie/Übertragungsnetzbetreiber

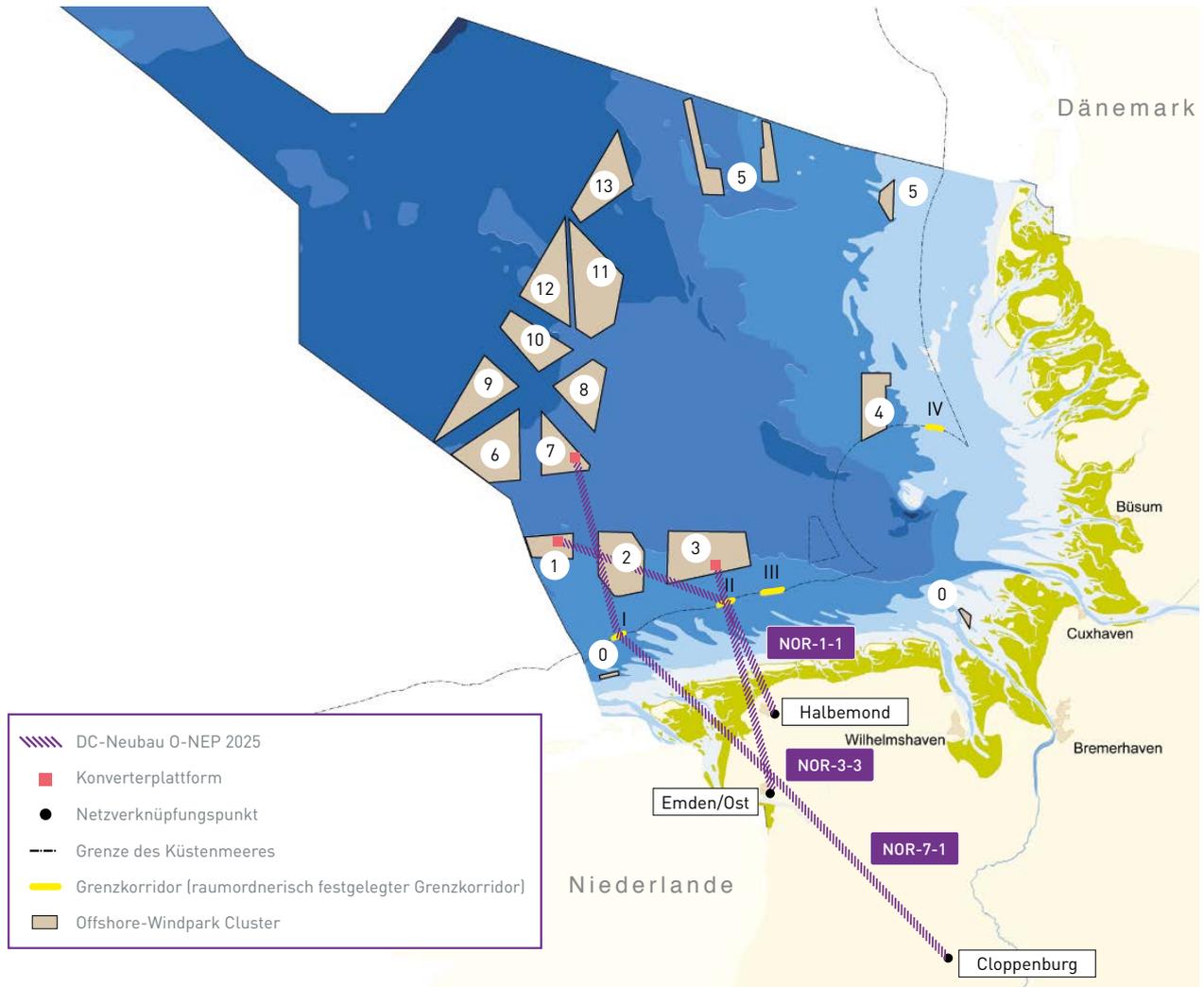
Start-Offshorenetz Ostsee



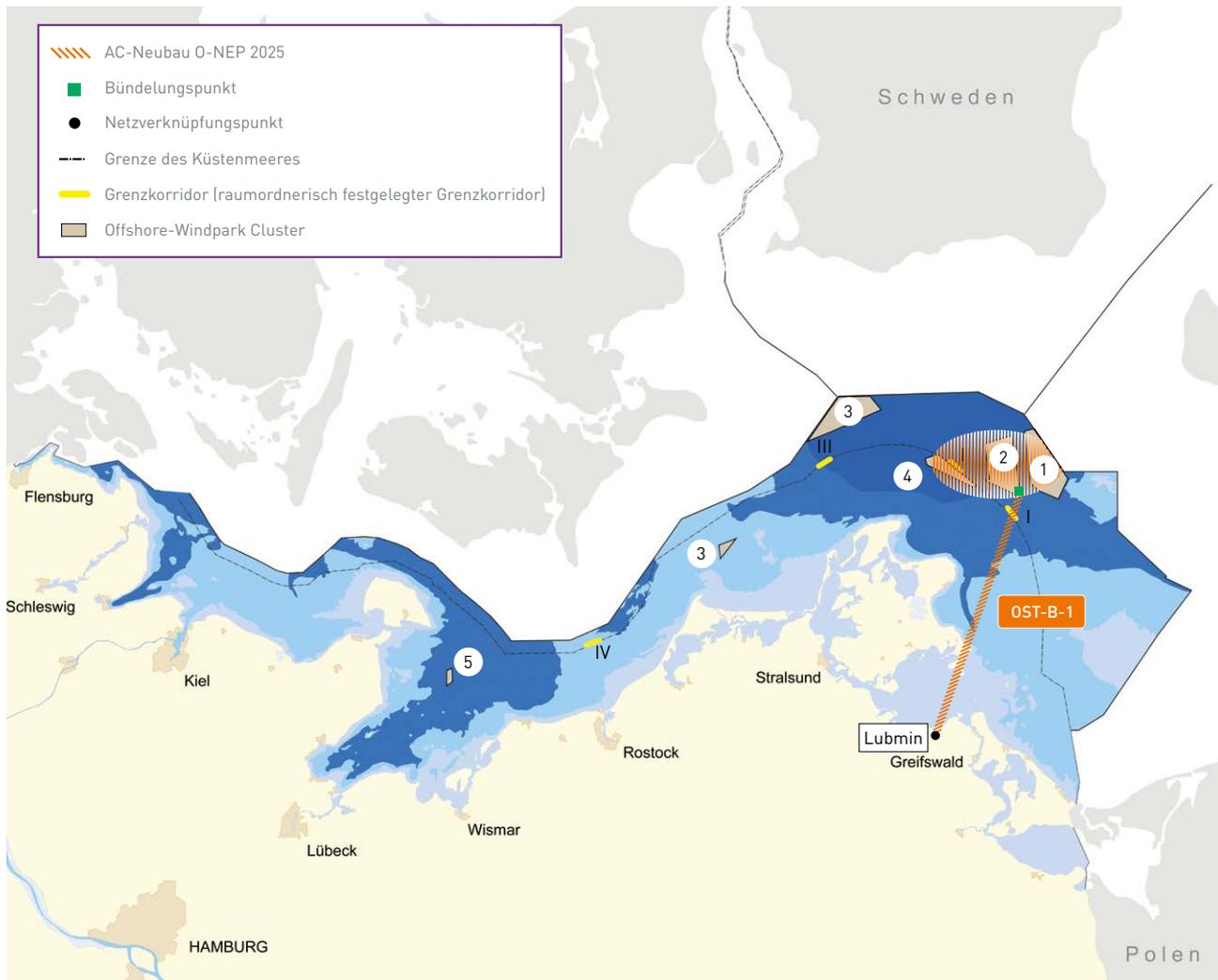
Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie/Übertragungsnetzbetreiber

Übersichtskarten Zubau-Offshorenetz des zweiten Entwurfs O-NEP 2025 – Szenario B2 2025 bzw. C 2025

Szenario B 2025 und C 2025 Nordsee



Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie/Übertragungsnetzbetreiber

Szenario B 2025 und C 2025 Ostsee⁷

Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie/Übertragungsnetzbetreiber

⁷Die AC-Verbindung endet bereits an einem Bündelungspunkt an der südlichen Spitze des Clusters 2. Zur Verdeutlichung und besseren Übersicht werden sie auf dieser Karte optional als bis in die Cluster 1, 2 oder 4 führend dargestellt.



50Hertz Transmission GmbH
Eichenstraße 3A
12435 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
E-Mail: info@transnetbw.de
www.transnetbw.de