



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**



NETZENTWICKLUNGSPLAN STROM 2025
OFFSHORE-NETZENTWICKLUNGSPLAN 2025
VERSION 2015, 1. ENTWURF



ZAHLEN · DATEN · FAKTEN

Veröffentlichung NEP und O-NEP

Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) veröffentlichen wie in den Vorjahren den 1. Entwurf des Netzentwicklungsplans (NEP) 2025 wieder zusammen mit dem Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP) 2025. Die Veröffentlichung beider Dokumente erfolgt am 30.10.2015. Dem schließt sich eine sechswöchige öffentliche Konsultation vom 30.10.2015 bis zum 13.12.2015 an.

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 des Bundesbedarfsplans als robust gegenüber den veränderten Rahmenbedingungen.
- Neben den im Bundesbedarfsplan enthaltenen Maßnahmen erweisen sich auch die von der BNetzA im NEP 2013 und im NEP 2014 bestätigten Maßnahmen in allen Szenarien als erforderlich.
- Die Notwendigkeit aller Maßnahmen aus dem Bundesbedarfsplan 2013 zeigt sich sowohl in allen 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 Hochspannungsgleichstromübertragungsverbindungen (HGÜ-Verbindungen).
- Die ÜNB weisen im 1. Entwurf des NEP 2025 kein Zielnetz oder Leitszenario aus.

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 5.900 Trassenkilometer und im Szenario B2 2025 6.400 km.

Der Ausbaubedarf neuer Leitungstrassen liegt in den Szenarien B1 2025 und B2 2025 jeweils bei 3.300 km, davon sind ca. 2.200 km HGÜ-Verbindungen. Auch der deutsche Anteil der Gleichstrom-Interkonnektoren nach Belgien, Dänemark, Norwegen und Schweden mit einer landseitigen Länge von rund 220 km ist darin enthalten.

In den beiden Varianten B1 2025 GG und B1 2025 GI ist der erforderliche Umfang der Netzverstärkungen auf Bestandstrassen mit rund 6.300 km bzw. 6.400 km etwas höher als im Szenario B1 2025. Dafür ist der Ausbaubedarf neuer Leitungstrassen mit ca. 3.100 km geringer als im Szenario B1 2025 mit 3.300 km. Die Übertragungskapazität der HGÜ-Verbindungen beträgt in den Szenarien B1 2025 und B2 2025 in Summe 10 GW, in den Szenarien A 2025 und C 2025 in Summe 8 GW.



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 22 bis 25 Mrd. € bei einer Ausführung als Freileitung. Werden die HGÜ-Verbindungen DC1 sowie DC3–6 zu 100 % als Erdkabel ausgeführt, liegen die Schätzkosten zwischen 31 und 36 Mrd. €.

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 Bundesnetzagentur (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.

Wie wurden die Eckpunkte der Regierungskoalition vom 01.07.2015 berücksichtigt?

Als Folge der Eckpunkte der Regierungskoalition vom 01.07.2015 haben die Übertragungsnetzbetreiber sowohl die Variation des Endpunktes der HGÜ-Verbindung von Sachsen-Anhalt nach Bayern (DC5, DC6) als auch Maßnahmen zur Entflechtung des Netzknotens Grafenrheinfeld untersucht.

Dabei wurden zum Szenario B1 2025 zwei zusätzliche Varianten (B1 2025 GG und B1 2025 GI) maßnahmenscharf berechnet, die auf Neubautrassen im Bereich Grafenrheinfeld verzichten und alternativ bei der DC-Verbindung von Sachsen-Anhalt nach Bayern den südlichen Netzverknüpfungspunkt Gundremmingen oder Isar berücksichtigen.

Darüber hinaus wurde für die übrigen Szenarien A 2025, B2 2025, C 2025, die bereits vor dem 01.07.2015 berechnet wurden, die Machbarkeit dieser Varianten an Hand von Plausibilitätsbetrachtungen beurteilt. Da es sich hierbei nicht um maßnahmenscharfe Rechnungen handelt, wurde auf eine Darstellung dieser Plausibilitätsbetrachtungen im Bericht verzichtet.



Übersicht über die zehnjährigen Szenarien des NEP 2025 inkl. der Varianten des Szenarios B1 2025

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

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Welche Ergebnisse haben die Nachberechnungen (Varianten zu B1 2025) ergeben?

In Bezug auf die Entlastung des Netzknotens Grafenrheinfeld konnte in den Varianten B1 2025 GG und B1 2025 GI nachgewiesen werden, dass ein Ersatz der Neubau-Projekte P43 Mecklar – Berggrheinfeld/West (früher Grafenrheinfeld) und P44 Altenfeld – Grafenrheinfeld durch 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 75 km länger als der Neubau der Projekte P43 und P44.

Darüber hinaus ist zu beobachten, dass sich in den beiden Netzalternativen B1 2025 GG und B1 2025 GI 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 Mainkupplung 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 beiden aus den Eckpunkten abgeleiteten Varianten B1 2025 GG und B1 2025 GI zeigt, dass die ursprünglichen Berechnungen der ÜNB ein robustes Netz darstellen, das den Übertragungs-



aufgaben effizient gerecht wird. Die in den beiden Varianten 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.

Einsatz von Erdkabeln

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

Zum Redaktionsschluss des NEP 2025 hat der Deutsche Bundestag über einen Erdkabelvorrang für DC-Verbindungen diskutiert. Da das Gesetzgebungsverfahren noch nicht abgeschlossen war, können die genauen Auswirkungen in diesem Bericht noch nicht vollständig abgebildet werden. Die Längenangaben sowie die Angaben zur Netzverstärkung bzw. zu Zubeseilung zu den DC-Verbindungen beziehen sich daher noch auf eine Ausführung als Freileitung.

Ein Erdkabelvorrang hat große Auswirkungen auf die Kosten der jeweiligen Vorhaben. Deshalb haben die ÜNB in den Kostangaben zu den Szenarien eine Abschätzung für eine Ausführung der DC-Verbindungen als reines Erdkabel vorgenommen. Die beiden Kostangaben 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 DC-Verbindungen sehr stark von den örtlichen Gegebenheiten (z. B. Bodenbeschaffenheit) abhängen. Für die in diesem Bericht vorgenommene Abschätzung der Mehrkosten für DC-Erdkabel wurden bei durchschnittlichen Gegebenheiten Schätzkosten in Höhe von 4 Mio. €/km für 1 x 2 GW DC und von 8 Mio. €/km für 2 x 2 GW DC¹ unterstellt. Diese Kostenansätze basieren auf Erfahrungen der ÜNB mit ersten AC-Teilerdverkabelungsprojekten sowie mit DC-Erdkabeln auf niedrigeren Spannungsebenen wie z. B. bei landseitigen Offshore-Anschlüssen und Seekabeln.

Bei AC ist 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 NEP, auf eine Abschätzung und Berücksichtigung möglicher Mehrkosten von Erdkabeln in den AC-Pilotprojekten verzichtet.

Warum 2025?

Im Sinne einer einheitlichen Benennung der Netzentwicklungspläne in der Öffentlichkeit haben die ÜNB die Bezeichnung an die von der Bundesnetzagentur (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.

¹ Im Vergleich zu einer zweisystemigen Freileitung (1,5 Mio. €/km) ergibt sich damit ein Mehrkostenfaktor für ein DC-Erdkabel mit 2 x 2 GW von 5,3. Die Erdkabel-Mehrkosten steigen mit der Zahl der Systeme an, weil bei einer Freileitung für das zweite System eine Zubeseilung auf dem bereits existierenden Gestänge ausreicht, während sich die Kosten bei Erdkabel für das zweite, parallel zu verlegende System prinzipiell verdoppeln.



O-NEP 2025: Ergebnisse und Zahlen

Grundlage der Netzplanung im O-NEP ist das sogenannte Start-Offshorenetz. Es bezeichnet diejenigen Offshore-Netz-anbindungssysteme, 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 1.300 km. Die Investitionen belaufen sich auf rund 5 Mrd. €.

Die Länge des Offshore-Zubaunetzes liegt zwischen 397 km in Szenario A 2025 und 902 km in Szenario B 2025 und C 2025 bis hin zu 3.494 km in Szenario B 2035.

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

Die Investitionskosten für die Netzmaßnahmen werden im O-NEP auf Basis von spezifischen 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.

Der Grund für die Reduzierung des Investitionsvolumens im Vergleich zu vorangegangenen O-NEP sind die neuen Ausbauziele der Bundesregierung für Offshore- Windenergie und, dass inzwischen einige Maßnahmen des Start-Offshorenetzes fertiggestellt wurden. Diese werden damit nicht mehr den Ausbaumaßnahmen des Start-Offshorenetzes zuge-rechnet 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.