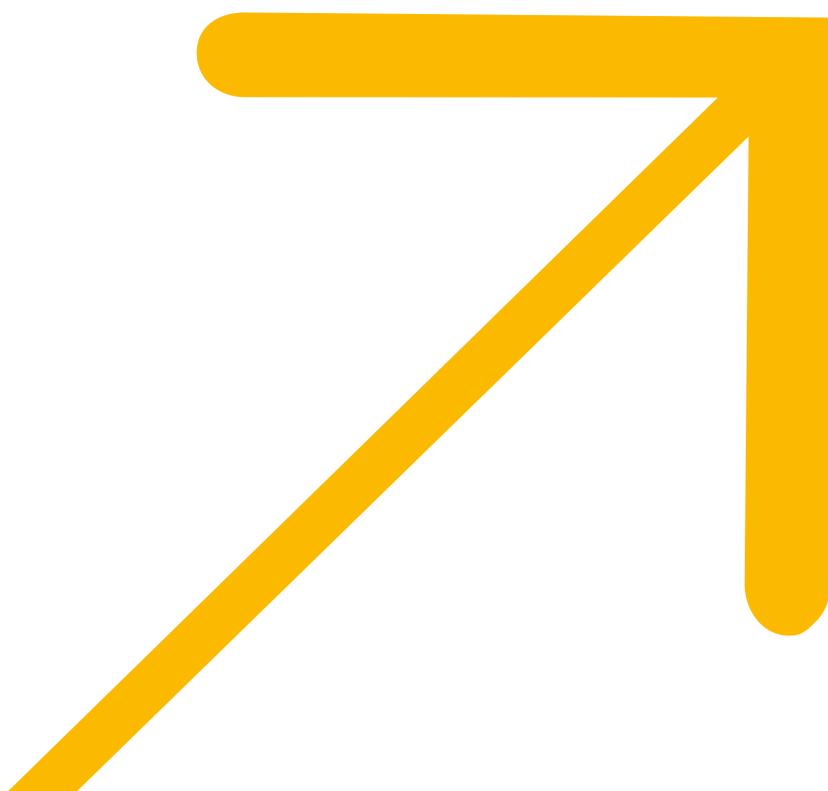


5 NETZANALYSEN



5 NETZANALYSEN

Ergänzungen aus dem Konsultationsverfahren

- *Zahlreiche Stakeholder haben bedauert, dass die Ergebnisse der Netzanalysen für die Szenarien A 2030 und C 2030 im ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans 2030 (2019) noch nicht enthalten waren und haben entsprechende Ergebnisse für den zweiten Entwurf erbeten. Die Ergebnisse der Netzanalysen für diese Szenarien liegen nunmehr vor und wurden im Kapitel 5.3.6 Szenarien sowie in der Zubaunetz-Tabelle in Kapitel 6.3 ergänzt. Die Ergebnisse der Netzanalysen für die Szenarien A 2030 und C 2030 weichen nicht wesentlich von denen des Szenarios B 2030 ab.*
- *In der Konsultation wurde vielfach eine Sensitivitätsbetrachtung für das Szenario B 2035 gefordert, die den Vorschlag der von der Bundesregierung eingesetzten Kommission „Wachstum, Strukturwandel, Beschäftigung“ zum Kohleausstieg abbildet. Die Übertragungsnetzbetreiber haben daher – wie bereits in der Dialogveranstaltung am 12.02.2019 in Berlin angekündigt – eine Sensitivität „B 2035 – Kohleausstieg“ ohne jegliche Kohlekraftwerke in 2035 berechnet. Die Ergebnisse finden sich in kompakter Form im Kapitel 5.3.6 Szenarien hinter dem Szenario B 2035.*
- *Darüber hinaus wurde in verschiedenen Stellungnahmen um zusätzliche Erläuterung der implizit angenommenen Innovationen gebeten bzw. es wurde um Erläuterung gebeten, welche Projekte und Maßnahmen zusätzlich erforderlich wären, wenn die angenommenen Innovationen bis 2030 und 2035 nicht eintreten würden. Die Potenziale der angenommenen Innovationen müssen im dargestellten Forschungsprojekt InnoSys 2030 erst noch analysiert oder in Form von Netzbooster-Pilotprojekten erprobt werden. Daher sind belastbare Konkretisierungen des netzentlastenden Potenzials noch nicht möglich. Ein möglicher zwischenzeitlicher Erkenntnisgewinn aus den Forschungs- und Pilotprojekten wird in den kommenden Netzentwicklungsplan einfließen. Zusätzliche Netzverstärkungs- oder -ausbaumaßnahmen, die über die im zweiten Entwurf ausgewiesenen Maßnahmen hinausgehen, halten die Übertragungsnetzbetreiber zum jetzigen Zeitpunkt nicht für erforderlich.*
- *Die Übersichtstabellen in Kapitel 6 wurden auf Wunsch verschiedener Stakeholder um eine zusätzliche Spalte mit der Bundesländer-Zugehörigkeit der jeweiligen Maßnahmen erweitert. Eine entsprechende Ergänzung der Projektsteckbriefe im Anhang um die Bundesländer-Zugehörigkeit der Maßnahmen war aus Zeitgründen für den aktuellen zweiten Entwurf nicht mehr umsetzbar. Dies wird im nächsten Netzentwicklungsplan erfolgen.*
- *Hinweise aus der Konsultation, die konkrete Projekte und Maßnahmen betreffen, wurden – soweit möglich – in Form von Anpassungen und Ergänzungen der Projektsteckbriefe im Anhang zum zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans verarbeitet.*



Zusammenfassung

- Durch die neue Startnetz-Definition (Aufnahme in das Startnetz bereits mit Beginn statt Abschluss des Planfeststellungsverfahrens) vergrößert sich der Umfang des Startnetzes gegenüber dem NEP 2030 (2017) um rund ein Drittel (siehe Kapitel 5.3.2).
- Neben den von der Bundesnetzagentur im Zuge des Netzentwicklungsplans 2030 (2017) bestätigten Ad-hoc-Maßnahmen konnten anhand des Szenarios B 2025 weitere Maßnahmen mit redispatchsenkender Wirkung identifiziert werden. Darüber hinaus wurde die Wirkung von Netzbooster-Pilotanlagen analysiert (siehe Kapitel 5.3.6).
- In die Zielnetze für 2030 und 2035 wurden darüber hinaus weitere Phasenschiebertransformatoren eingebaut, die den Leistungsfluss im AC-Netz optimieren und so den zusätzlichen Netzverstärkungs- und -ausbaubedarf reduzieren (siehe Kapitel 5.3.6).
- Erstmals haben die Übertragungsnetzbetreiber die möglichen Potenziale zukünftiger innovativer Technologien (u. a. moderne Systemführungskonzepte, Netzbooster), die in Pilotprojekten erprobt werden müssen, im Netzentwicklungsplan implizit berücksichtigt. Dafür wurden in 2030 und in noch größerem Umfang in 2035 identifizierte Engpässe nicht vollständig durch Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen beseitigt (siehe Kapitel 5.2).
- Vor dem Hintergrund eines Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch in den Szenarien für 2030 von über 65 % führen die Übertragungsnetzbetreiber das Konzept des optimierten Ausbaus von Verstärkungen im AC-Netz einschließlich leistungsflusssteuernder Elemente in Kombination mit dem Zubau neuer DC-Verbindungen zur Deckung des großräumigen Nord-Süd-Stromtransportbedarfs fort (siehe Kapitel 5.3.6 und 5.3.7).
- Durch den angenommenen Einsatz innovativer Elemente in Markt und Netz gelingt es, im NEP 2030 (2019) den gesamten Netzverstärkungs- und -ausbaubedarf gegenüber dem Netzentwicklungsplan 2030 (2017) trotz der durch den höheren Zuwachs an erneuerbaren Energien deutlich steigenden Übertragungsaufgabe *in etwa konstant zu halten*. Die gesamte Trassenlänge der ermittelten Maßnahmen im Szenario B 2030 (2019) liegt einschließlich zusätzlich erforderlicher leistungsfähiger DC-Verbindungen sogar leicht unterhalb der im Szenario B 2030 (2017) ermittelten Trassenlänge, bei dem der Fokus ausschließlich auf der Verstärkung und dem Ausbau des AC-Netzes lag (siehe Kapitel 5.3.6 und 5.3.7).
- Sämtliche Vorhaben des Bundesbedarfsplans sowie die von der Bundesnetzagentur im Zuge des Netzentwicklungsplans 2030 (2017) darüber hinaus bestätigten Maßnahmen sind sowohl *in allen Szenarien mit dem Zieljahr 2030* als auch im Langfristszenario B 2035 erforderlich. Die Erforderlichkeit dieser Maßnahmen, die für ein bedarfsgerechtes Netz angesichts der steigenden Transportaufgabe alleine noch nicht ausreichend sind, wird damit im Netzentwicklungsplan 2030 (2019) erneut bestätigt.
- *Im zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans 2030 (2019) wurden sowohl ein Kapitel zur Überlastung des Bundesbedarfsplan-Netzes – in Ergänzung zum Startnetz – ergänzt (siehe Kapitel 5.3.4) als auch jeweils ein Kapitel zur Kosten-Nutzen-Analyse zusätzlicher Interkonnektoren (siehe Kapitel 5.4) sowie zur Bewertung der Systemstabilität (siehe Kapitel 5.5).*
- *Durch die Nachberechnungen mit entsprechenden Anpassungen der Ergebnisse der Marksimulation im Nachgang zum ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans 2030 (2019) (siehe Kapitel 4) haben sich in den Netzanalysen der Szenarien B 2030 und B 2035 keine Veränderungen ergeben. Es haben sich lediglich für die Zieljahre 2030 und 2035 die Redispatch-Volumina leicht verändert.*



5.1 Methodik der Netzanalyse

5.1.1 Planungsgrundsätze

Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) haben für ihre Netzausbauplanung gemeinsame Grundsätze festgelegt („Grundsätze für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes“), die im Oktober 2018 in einer überarbeiteten Fassung veröffentlicht worden sind. Sie finden diese auf den Websites von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW sowie als Link auf der Seite www.netzentwicklungsplan.de/ZwZ. Diese Grundsätze gelten auch für die Planungen im Rahmen des Netzentwicklungsplans (NEP) 2030 (2019). Sie legen die Untersuchungsmethodik der Netzplanung fest, definieren Beurteilungskriterien für ein bedarfsgerechtes Übertragungsnetz mit erforderlichen Freiheitsgraden für einen sicheren Netzbetrieb und leiten Maßnahmen zur Einhaltung dieser Beurteilungskriterien ab.

Kern der netztechnischen Untersuchungen im Rahmen der Netzplanung sind Netzanalysen zur rechnerischen Simulation der Leistungsflüsse im Übertragungsnetz (Leistungsflussberechnungen). Dabei wird die Einhaltung der Kriterien zur Gewährleistung der Netzsicherheit für jede Stunde des Jahres überprüft. Die Netzanalysen umfassen im Rahmen des Netzentwicklungsplans ausgehend vom Normalschaltzustand des Übertragungsnetzes auch Netzschwächungen in Folge des Ausfalls von Betriebsmitteln. Die Anwendung des (n-1)-Kriteriums, d. h. der Ausfall eines Elementes im Übertragungsnetz, ist unabhängig von der eingesetzten Übertragungstechnologie.

Dabei ist als notwendige Voraussetzung für ein bedarfsgerechtes Netz durch die Leistungsflussberechnungen der Nachweis zu erbringen, dass die Netzsicherheit gewährleistet bleibt, dauerhafte Grenzwertverletzungen in Hinblick auf Netzbetriebsgrößen (Betriebsspannungen, Spannungsbänder) und Betriebsmittelbeanspruchungen (Strombelastung) nicht auftreten sowie Versorgungs- und Einspeiseunterbrechungen und Störungsausweitungen ausgeschlossen sind. Darüber hinaus muss in weiteren Berechnungen zum dynamischen Verhalten des Übertragungsnetzes geprüft werden, ob die Stabilitätskriterien erfüllt sind.

Damit den Anforderungen an einen sicheren und effizienten Netzbetrieb bei unterschiedlichen Übertragungs- und Versorgungsaufgaben Rechnung getragen wird, werden im NEP 2030 (2019) in jedem Szenario für alle 8.760 Netznutzungsfälle der Jahre 2025, 2030 sowie 2035 Leistungsflussberechnungen durchgeführt. Die hierfür zu betrachtenden Last- und Erzeugungssituationen basieren auf den vorangegangenen Marktsimulationen (siehe Kapitel 4) und der Analyse von relevanten horizontalen und vertikalen Übertragungs- und Versorgungsaufgaben.

Marktbezogene Eingriffe in den Netzbetrieb, wie Redispatch von Kraftwerken, Einspeisemanagement von EE-Anlagen oder Lastabschaltungen, sind kurzfristig wirkende präventive bzw. kurative Maßnahmen des Netzbetriebs zur Einhaltung und Wiederherstellung der Netzsicherheit. Sie tragen nicht zu einer bedarfsgerechten perspektivischen Netzbemessung bei, welche die Grundlage für ein weitestgehend freizügiges künftiges Marktgeschehen auf Basis eines diskriminierungsfreien Netzzugangs ist. Diese werden daher in der Netzausbauplanung des Übertragungsnetzes im Allgemeinen, wie auch hier im Kontext des NEP 2030 (2019) und damit aufgabengemäß grundsätzlich nicht berücksichtigt. Dennoch wurde im aktuellen NEP 2030 (2019) eine von den Planungsgrundsätzen abweichende Vorgehensweise eines bedarfsgerechten Netzausbaus gewählt, um das erwartete Potenzial zukünftiger Innovationen zu berücksichtigen (siehe Kapitel 5.2).

Die von der Bundesnetzagentur (BNetzA) im genehmigten Szenariorahmen zum NEP 2030 (2019) vorgegebene Spitzenkappung für EE-Anlagen wird von den ÜNB gemäß den im Energiewirtschaftsgesetz (§ 12b Abs. 1 S. 3 i.V.m. § 11 Abs. 2 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)) verankerten Vorgaben bereits vor der Marktsimulation umgesetzt (siehe Kapitel 2.4.2). Demand Side Management (DSM) und weitere Flexibilitätsoptionen werden in der Marktsimulation gemäß den Vorgaben des Szenariorahmens bereits berücksichtigt (siehe für die Berücksichtigung des Szenariorahmens Kapitel 2 und für die Ergebnisse der Marktsimulation Kapitel 4).



5.1.2 Das NOVA-Prinzip

Das NOVA-Prinzip bedeutet **Netzo**ptimierung vor Netz**v**erstärkung vor Netz**a**usbau. Es enthält für jede der Stufen verschiedene Optionen, die als anderweitige Planungsmöglichkeiten geprüft werden. Im Rahmen der Netzoptimierung wird grundsätzlich der witterungsabhängige Freileitungsbetrieb, häufig auch als Freileitungsmonitoring (FLM) bezeichnet, sowie die Nutzung von Hochtemperaturleiterseilen (HTL bzw. HTLS) und – bei dafür bereits ausgerüsteten Freileitungen – die Spannungsumstellung von 220 kV auf 380 kV untersucht. Auch Topologiemassnahmen sowie der Einsatz von Blindleistungskompensationsanlagen und von aktiven Elementen zur Leistungsflusssteuerung im Übertragungsnetz, wie z. B. Querregeltransformatoren in Deutschland und zu den Nachbarländern, die in diesem NEP erstmals angewandte Höherauslastung einzelner Leitungen im (n-1)-Fall mit bis zu 4.000 A sowie die steuerbaren Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsverbindungen (HGÜ-Verbindungen bzw. DC-Verbindungen), stellen weitere Optimierungsmöglichkeiten dar.

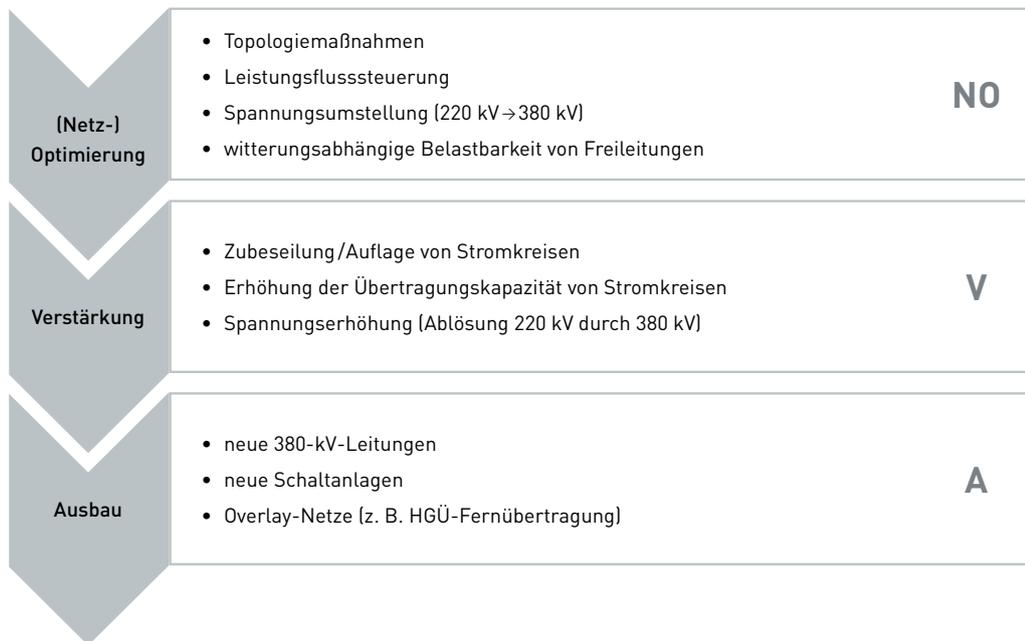
Der witterungsabhängige Freileitungsbetrieb (FLM) wurde bei der Netzberechnung auf Freileitungsstromkreisen grundsätzlich berücksichtigt. Dabei wird in Abhängigkeit der Umgebungsbedingungen für jede Stunde eine erhöhte Übertragungsfähigkeit auf allen Freileitungsstromkreisen zugelassen. Dies gilt sowohl bei höheren Windgeschwindigkeiten als auch bei niedrigeren Umgebungstemperaturen gegenüber den Normbedingungen. Nähere Erläuterungen dazu finden Sie in den gemeinsamen Planungsgrundsätzen der ÜNB unter www.netzentwicklungsplan.de/ZwZ.

Auf den Leitungsabschnitten, bei denen ein Einsatz aufgrund der Statik der Masten möglich ist, kann die Nutzung von HTL bzw. HTLS berücksichtigt werden. Sollten diese Maßnahmen aufgrund der Maststatik oder wegen Verletzung gesetzlicher Vorgaben (Technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm (TA Lärm)), Verordnung über elektromagnetische Felder (26. Bundes-Immissionsschutzverordnung) nicht möglich oder nicht ausreichend sein, um die erforderliche Übertragungsaufgabe zu erfüllen, werden in einem zweiten Schritt im Rahmen der Netzverstärkung weitere Optionen geprüft. Dazu gehört die Auflage von zusätzlichen Stromkreisen auf ein bestehendes Gestänge oder die Ablösung einer 220-kV-Leitung durch einen 380-kV-Neubau in bestehender Trasse. Ein Leitungsneubau in neuer Trasse wird nur dann vorgeschlagen, wenn vorher alle anderen Optionen geprüft wurden.

Bei der Errichtung neuer AC-Stromkreise besteht immer die technische Notwendigkeit zur Installation von Anlagen zur Blindleistungskompensation. Diese umfassen neben der spannungssenkenden auch die spannungshebende Kompensation von Blindleistung, um die stark wechselnde und ansteigende Netzbelastung aufgrund der volatilen Netzeinspeisung sicher beherrschen zu können. In diesem Zusammenhang muss nicht nur stationäre, sondern auch dynamische Kompensation Berücksichtigung finden. Sofern der konkrete Bedarf für entsprechende Anlagen, die in den Umspannwerken zu installieren sind, bereits bekannt ist, sind diese in den Kosten der Projekte mit berücksichtigt.



Abbildung 52: Planungsmöglichkeiten nach dem NOVA-Prinzip



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

5.1.3 Erläuterungen zur Bedeutung der geplanten HGÜ-Verbindungen

Die etablierte Drehstromtechnik (AC-Technologie) ermöglicht eine kostengünstige und effiziente Transformation in hohe Spannungen für den Transport sowie die Bereitstellung vieler Abspannpunkte zur Versorgung von Regionen und Städten bzw. zur Aufnahme von regional erzeugtem Strom. Auf langen Strecken stößt die AC-Technologie allerdings physikalisch an ihre Grenzen.

Im Gegensatz dazu ist der Einsatz der Hochspannungs-Gleichstromübertragungstechnologie (HGÜ-Technologie oder DC-Technologie) an Land in Deutschland neu. Sie bietet allerdings insbesondere bei langen Strecken viele Vorteile:

- verlustarme Übertragung,
- Erhalt der Systemsicherheit und Systemstabilität,
- Regelbarkeit und Steuerbarkeit im Netz sowie
- geringere Rauminanspruchnahmen als durch AC-Netzausbau.

Eine besondere Stärke der HGÜ-Technologie liegt in der verlustarmen Übertragung hoher Leistung über lange Distanzen. Würde zur Deckung weiträumiger Transportaufgaben ein reines Drehstromnetz geplant werden, dann wäre ein weitaus großflächigerer Netzausbau nötig. Der Vergleich des NEP 2030 (2019) mit dem NEP 2030 (2017), *bei dem auf den Zubau zusätzlicher HGÜ-Verbindungen verzichtet wurde*, zeigt dies deutlich.

Die HGÜ-Verbindungen haben eine hohe energiewirtschaftliche Bedeutung, da sie die neuen erneuerbaren Erzeugungszentren im Norden und die für eine Übergangszeit nötige, gesicherte konventionelle Erzeugung in West- und Ostdeutschland mit den Verbrauchszentren im Westen und Süden verbinden. Für den Anschluss der HGÜ-Verbindungen bieten sich vorrangig netztechnisch gut erschlossene Regionen mit Erzeugungsüberschuss bzw. Erzeugungsunterdeckung an. Dies sind im Süden insbesondere Netzbereiche, in denen derzeit noch Kern- bzw. Kohlekraftwerke angeschlossen sind. Die HGÜ-Verbindungen können auch genutzt werden, um bei hoher Sonneneinstrahlung und geringem Windaufkommen Leistung von Süden nach Norden zu transportieren. Sie haben einen ökologischen und ökonomischen Nutzen, da sie Engpässe vermeiden, die entstehen, wenn günstige Erzeuger mit niedrigen variablen Kosten einspeisen.



Die Gleichstromleitungen haben auch eine besondere netztechnische Bedeutung für das gesamtdeutsche Netz. Zum einen stabilisieren sie das Drehstromnetz, zum anderen können sie, anders als dieses, gezielt als aktive Netzelemente zur Steuerung von Leistungsflüssen eingesetzt werden und somit direkt auf Wirk- und Blindleistung einwirken. In einer Zeit mit immer größeren Variationen im Leistungsflussverhalten durch immer höhere volatile Einspeisung hat diese Steuer- und Regelbarkeit einen hohen Wert für einen nachhaltig sicheren Betrieb des elektrischen Systems. Zudem entsteht im Normalbetrieb durch die Gleichstromleitungen – anders als bei AC-Stromleitungen – kein weiterer Blindleistungsbedarf für diese langen Übertragungsstrecken.

In der Zielnetzplanung im Rahmen der Szenarien des NEP wird mit den HGÜ-Verbindungen ein wichtiger Teil eines Übertragungssystems realisiert, das die Standorte der Windkraftanlagen in Nord- und Ostdeutschland sowie in der Nord- und Ostsee, die Lastschwerpunkte im Süden und Westen Deutschlands sowie die heutigen und zukünftigen Pumpspeicher in der Alpenregion zusammenführt.

Vorteile der DC-Technologie bei weiträumigen Übertragungsaufgaben:

Wirtschaftliche Übertragung großer Leistungen über weite Entfernungen

- Bei Wechsel- bzw. Drehstrom sind die Effektivwerte von Strom und Spannung maßgebend für die übertragene Leistung, während die Isolation und damit die Baugröße von Freileitungsmasten für den (um den Faktor Wurzel 2) größeren Spannungsscheitelwert vorzusehen sind. Bei Gleichstromtechnik besteht dieser Unterschied hingegen nicht, sodass bei nahezu identischem Aufwand für Isolation und Konstruktion der Freileitungsmasten bzw. der Erdkabelstrecken höhere Übertragungsleistungen realisiert werden können.
- Für die Übertragungsstrecke entsteht kein Blindleistungsbedarf, der bei AC-Technologie einen erhöhten Leiterstrom und damit zusätzliche Stromwärmeverluste verursacht. Blindleistung muss von den ÜNB als Grundlage für den Netzbetrieb in eigenen Anlagen bereitgestellt oder beschafft werden.
- Bei Gleichstrom entstehen keine dielektrischen Verluste (Umwandlung elektromagnetischer Energie in Wärme im Dielektrikum) und die Verluste im Leiter sind aufgrund des fehlenden Skin-Effekts (Stromverdrängung; ein Effekt in von Wechselstrom durchflossenen elektrischen Leitern, durch den die Stromdichte im Inneren eines Leiters niedriger ist als an der Oberfläche) etwas geringer als bei der AC-Technologie. Nachteilig sind allerdings die Verluste in den Konvertern, was auch ein Grund ist, weshalb insbesondere lange Gleichstromverbindungen Vorteile aufweisen.

Günstiges Betriebsverhalten

- Die über eine HGÜ-Übertragungsstrecke transportierte Leistung ist flexibel steuer- und regelbar, sodass sie betrieblich den Erfordernissen des unterlagerten AC-Netzes optimal angepasst werden kann.
- In AC-Netzen existieren Stabilitätsgrenzen, die wesentlich durch die Blindwiderstände der Netzelemente beeinflusst werden. Mit zunehmender Auslastung nehmen die Stabilitätsreserven des AC-Netzes ab. Bei großräumig hoch ausgelasteten AC-Netzen liegen die im Hinblick auf Störungen (z. B. (n-1)-Ausfall) einzuhaltenden Stabilitätsgrenzen unter Umständen unterhalb der thermischen Grenzen von Betriebsmitteln. Für die DC-Technologie existieren solche Stabilitätsgrenzen nicht. Daher können die thermischen Potenziale der eingesetzten Betriebsmittel stets vollständig genutzt 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.
- Der Erdkabelvorrang für die DC-Verbindungen DC1, DC3, DC4 und DC5 nach § 3 Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) hat große Auswirkungen auf die Kosten der jeweiligen Vorhaben. Bei den genannten Projekten wird in Bezug auf die im NEP angesetzten Kosten grundsätzlich von einer Vollverkabelung (100 % Erdkabel) ausgegangen. Lediglich bei DC5 ist von einem gewissen Anteil Freileitung auszugehen, da in der laufenden Bundesfachplanung im Netzgebiet von 50Hertz mehrere Prüfbegehren für Freileitungsabschnitte eingegangen sind. Für AC-Verbindungen wurde in der Regel eine Realisierung als Freileitung angenommen. Lediglich bei den Projekten, die als Pilotprojekt zur Teil-Erdverkabelung gemäß § 2 Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) sowie § 4 BBPlG definiert sind, ist eine anteilige Erdverkabelung bei der Kostenkalkulation der Projekte berücksichtigt worden. Nähere Details finden sich bei fortgeschritteneren Projekten im jeweiligen Steckbrief im Anhang.
- Grundsätzlich ist darauf hinzuweisen, dass die Mehrkosten einer Ausführung als Erdkabel im Vergleich zur Freileitung sehr stark von den örtlichen Gegebenheiten (z. B. Bodenbeschaffenheit) abhängen. Für die in diesem Bericht vorgenommene Abschätzung der Kosten für an Land eingesetzte DC-Erdkabel wurden bei durchschnittlichen Gegebenheiten Schätzkosten in Höhe von 6 Mio. €/km für 1 x 2 GW DC und von 12 Mio. €/km für 2 x 2 GW DC unterstellt.²¹ Diese Kostenansätze basieren auf Erfahrungen der ÜNB mit ersten AC-Teil-Erdverkabelungsprojekten sowie mit DC-Erdkabeln, wie z. B. bei landseitigen Offshore-Anschlüssen und Seekabeln. Für die Teil-Erdverkabelungsabschnitte bei AC-Projekten werden durchschnittliche Schätzkosten in Höhe von 11,5 Mio. €/km 380-kV-Höchstspannungserdkabel angenommen. Die Kosten für die erforderlichen Kabelübergangsanlagen sind dabei bereits berücksichtigt. Im Gegenzug wird eine höhere Akzeptanz der Vorhaben unterstellt.

5.1.4 Geprüfte und in Betracht kommende anderweitige Planungsmöglichkeiten

Der NEP muss gemäß § 12b Abs. 1 S. 4 Nr. 6 und Abs. 4 EnWG eine Darlegung der in Betracht kommenden anderweitigen Planungsmöglichkeiten von Netzausbaumaßnahmen sowie eine zusammenfassende Erklärung enthalten, die zeigt, aus welchen Gründen die im NEP ausgewiesenen Maßnahmen nach Abwägung mit den geprüften, in Betracht kommenden anderweitigen Planungsmöglichkeiten gewählt wurden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten sind die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie anderweitige Technologiekonzepte. Die ÜNB haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit neuen HGÜ-Verbindungen entschieden. Die Darstellung der hier angestellten Überlegungen und Abwägungen findet sich auszugsweise in Kapitel 5.1.3 sowie ausführlich in Kapitel 5 des NEP 2012 unter www.netzentwicklungsplan.de/Zw4.

Die im NEP enthaltenen Maßnahmen sind Ergebnis eines netzplanerisch ermittelten Gesamtbedarfs. Es geht um die grundsätzliche Ermittlung von Lösungen für Übertragungsbedarfe nach netztechnischen Aspekten. Die konkrete Führung der neuen Trasse zwischen einem Anfangs- und einem Endpunkt steht zu diesem Zeitpunkt noch nicht fest und kann auch nicht feststehen, da sie nicht Gegenstand der angestellten Netzberechnungen ist. Der NEP 2030 (2019) stellt neben einer verbal-argumentativen Alternativenprüfung in den Projektsteckbriefen im Anhang für diejenigen Projekte und Maßnahmen, für die von den ÜNB mögliche alternative Netzverknüpfungspunkte ermittelt werden konnten, diese in Verbindung mit einer entsprechenden Abwägung beschreibend dar.

Darüber hinaus sind anderweitige Planungsmöglichkeiten im NEP 2030 (2019) auch dadurch dargestellt, dass ausgehend von drei verschiedenen genehmigten Szenarien für das Jahr 2030 nach § 12a EnWG bis zum zweiten Entwurf drei unterschiedliche Ergebnisnetze berechnet und einander gegenübergestellt werden, sogenannte Gesamtplanalternativen. Die Netzanalysen des Szenarios für das Jahr 2035 dienen dem Nachweis der Nachhaltigkeit der für das Zieljahr 2030 ermittelten Maßnahmen.

²¹ Die angenommenen spezifischen Kostensätze der Offshore-Erdkabel finden sich in Kapitel 3.2.4.



5.2 Neue und innovative Technologien

Durch Optimierungen und Verstärkungen im Bestandsnetz sowie die Integration innovativer Technologien begrenzen die ÜNB den zusätzlichen Netzentwicklungsbedarf auf das geringstmögliche erforderliche Maß (NOVA-Prinzip). Bei den Maßnahmen zur Optimierung bzw. Höherauslastung des Bestandsnetzes steht neben der Vermeidung von umfangreicheren Netzausbaumaßnahmen die kurz- und mittelfristige Vermeidung von Redispatch und Einspeisemanagement im Fokus.

In Kapitel 5.1.2 wird dargestellt, dass der witterungsabhängige Freileitungsbetrieb (**Freileitungsmonitoring oder FLM**) im NEP grundsätzlich berücksichtigt bzw. als realisiert unterstellt wird. Dieser wurde im aktuellen NEP gemäß den überarbeiteten Planungsgrundsätzen in einer weiterentwickelten Variante angewandt. Die Potenziale, die aktuell mit Blick auf 2023–2025 zur Optimierung des Bestandsnetzes gehoben werden sollen, stehen für den NEP zur Vermeidung zusätzlicher Netzentwicklungsmaßnahmen demnach nicht mehr zur Verfügung.

Eine weitere innovative Technologie ist der **Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen** (HTL bzw. HTLS). Auch hier beschreibt Kapitel 5.1.2, dass die Möglichkeit zum Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen im NEP im Rahmen des NOVA-Prinzips bereits seit mehreren Netzentwicklungsplänen konsequent geprüft und von den ÜNB entsprechend in den Übersichtstabellen sowie in den Projektsteckbriefen im Anhang ausgewiesen wird.

In diesem Zusammenhang ist darauf hinzuweisen, dass sich die Projekte und Maßnahmen im NEP in der Regel noch in einem sehr frühen Stadium befinden und die Prüfung zunächst auf einem relativ groben Level anhand der technischen Spezifikationen der Bestandsleitung sowie der bekannten Situation vor Ort erfolgt. Eine abschließende Prüfung, ob der **Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen** bei konkreten Projekten tatsächlich möglich ist oder ob ggf. doch ein Neubau in bestehender Trasse erforderlich ist, erfolgt erst später im Zuge der Vorbereitung des konkreten Genehmigungsverfahrens. Bei der Prüfung einer Umbeseilung bestehender Höchstspannungsleitungen mit Hochtemperaturleiterseilen sind neben technischen Kriterien auch genehmigungsrechtliche Aspekte – insbesondere hinsichtlich des Anwohner-schutzes – zu berücksichtigen.

Darüber hinaus nehmen die ÜNB eine HTL-Umbeseilung nur dann vor, wenn dadurch die Stromtragfähigkeit deutlich erhöht werden kann. Aus Gründen der Nachhaltigkeit scheidet so beispielsweise eine Umrüstung bestehender 220-kV-Leitungen mit Hochtemperaturleiterseilen in der Regel aus. Darauf wird in den entsprechenden Projektsteckbriefen im Anhang zum NEP-Bericht im Rahmen der Alternativenprüfung hingewiesen.

Weitere innovative Technologien sind **Elemente zur aktiven Steuerung des Leistungsflusses**, die im Rahmen der Identifikation von Ad-hoc-Maßnahmen mit dem Zielhorizont 2023–2025 ausgewiesen werden. Zielhorizont ist hier meistens nicht das Jahr 2030, sondern der Zeitraum zwischen der Außerbetriebnahme der letzten Kernkraftwerke und der Inbetriebnahme der langfristig notwendigen Netzmaßnahmen. Die BNetzA hat bereits im Zuge des NEP 2030 (2017) mehrere Ad-hoc-Maßnahmen bestätigt. Diese wurden im NEP 2030 (2019) anhand des Szenarios B 2025 zusammen mit weiteren Maßnahmen erneut überprüft (siehe Kapitel 5.3.6). Maßnahmen zur aktiven Leistungsflusssteuerung umfassen sowohl Querrregeltransformatoren als auch die Längskompensation mittels TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitors/Thyristorgesteuerte Serienkompensation). Sie dienen der Optimierung der Auslastung des Bestandsnetzes, indem freie Kapazitäten auf AC-Bestandsleitungen genutzt werden.

Im Bereich **Innovationen in der Systemführung** haben die ÜNB zusammen mit fünf Verteilernetzbetreiber (VNB), sechs Institutionen aus der Wissenschaft und zwei Leitwartenherstellern das Verbundforschungsprojekt **InnoSys 2030** aufgelegt, das zum 01.10.2018 gestartet und auf drei Jahre bis Herbst 2021 angelegt ist. Das Verbundforschungsprojekt wird vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie gefördert. Ziel dieses Forschungsvorhabens ist die Identifikation von Optionen und Rahmenbedingungen für eine höhere Auslastung des bestehenden AC-Netzes durch innovative Systemführungskonzepte bei weiterhin höchster Systemsicherheit.



Wesentliche Bestandteile dieses Konzeptes sind einerseits Elemente zur aktiven Leistungsflusssteuerung (siehe Ad-hoc-Maßnahmen) und andererseits die Prüfung einer (teil-)automatisierten Systemführung, die den Einsatz eines kurativen Redispatch anstelle des derzeit eingesetzten präventiven Redispatch erlauben und so Kapazitätserhöhungen im Höchstspannungsnetz realisieren würden. Dies erfordert allerdings nicht nur eine Automatisierung der Prozesse bei den ÜNB, sondern auch eine Automatisierung und Digitalisierung der Prozesse bei einer großen Anzahl an Erzeugern und Verbrauchern, um deren Flexibilität im Fehlerfall ((n-1)-Fall) nutzen zu können. Da die konkreten Grundlagen hierfür im Rahmen des Verbundforschungsprojekts erst noch analysiert werden müssen, wird die großflächige Einsatzreife derzeit frühestens für das Jahr 2030 gesehen.

Ein ähnliches Konzept wird mit dem Einsatz sogenannter **Netzbooster** verfolgt. Auch hier ist das Ziel die Höherauslastung von Bestandsleitungen, wobei im (n-1)-Fall der sofortige Einsatz von strategisch günstig positionierten Lasten oder steuerbarer Erzeugung vorgelagert eines Engpasses sowie von großen Batteriespeichern nachgelagert an strategisch günstigen Netzknoten erfolgen soll – bis andere Konzepte wie z. B. Redispatch oder Einspeisemanagement greifen (zur weiteren Definition siehe Szenario B 2025 in Kapitel 5.3.6).

Die Netzbooster-Technologie ist aktuell noch nicht verfügbar und bei Nutzung von Batterien im Gigawatt-Bereich mit erheblichen Kosten verbunden. Der großflächige Einsatz von Netzboostern erfordert ebenfalls Netzautomatiken, die in ihrer Komplexität deutlich über das bisherige Maß hinausgehen. Insofern ist die Einsatzreife dieses Konzepts aktuell ebenfalls noch nicht gegeben. Netzbooster werden daher im aktuellen NEP 2030 (2019) ebenfalls nicht explizit, sondern nur implizit berücksichtigt (siehe nachfolgend Kapitel 5.2.1). Perspektivisch stellt die Technologie jedoch insbesondere eine Möglichkeit dar, den zukünftigen erforderlichen Netzausbau zu reduzieren. Im Rahmen des Szenarios B 2025 haben die ÜNB daher erste Pilotprojekte konzipiert und deren Nutzen im Rahmen von Redispatch-Berechnungen untersucht (siehe Kapitel 5.3.6).

Über die Analysen zur Systemstabilität im Kapitel 5.5 bzw. im Begleitdokument hinaus, die einen erheblichen Bedarf an zusätzlichen Anlagen zur Blindleistungskompensation ausweisen, sind weitere Detailuntersuchungen zur Sicherstellung der Systemstabilität erforderlich. Insbesondere sind in Ergänzung zum NEP weitere stationäre und dynamische Analysen erforderlich, um den Umfang, die Technologie sowie die konkreten Standorte zur Blindleistungskompensation festzulegen und die innovativen Technologien zur automatischen Netzentlastung zu spezifizieren. Diese Analysen sollten insbesondere in Bezug auf den Bedarf und mögliche Wechselwirkungen im europäischen Kontext gemeinsam mit den europäischen Nachbarn durchgeführt werden. In diesem Zusammenhang sollte auch eine Anhebung der Spannungsebene bei zukünftigen Netzmaßnahmen als Option zur Reduktion des Blindleistungsbedarfs geprüft werden.



5.2.1 Wege zu einem bedarfsgerechten Netz

Bei der Ermittlung des Netzoptimierungs-, -verstärkungs- und -ausbaubedarfs in den Szenarien *A 2030*, *B 2030*, *C 2030* und *B 2035* (siehe Kapitel 5.3.6) wurden die in Kapitel 5.2 beschriebenen zukünftigen innovativen Technologien berücksichtigt.

Zum Teil ist die Berücksichtigung von Innovationen bereits sehr konkret erfolgt. Erstmals wurde eine Höherauslastung einzelner Leitungen im (n-1)-Fall bis zu 4.000 A angewandt. Darüber hinaus wurden über die von der BNetzA im NEP 2030 (2017) bestätigten Ad-hoc-Maßnahmen hinaus weitere Querregeltransformatoren in das AC-Netz eingebaut, um die Leistungsflüsse auf den vorhandenen bzw. in der Netzplanung bereits berücksichtigten AC-Leitungen zu optimieren. Durch die Integration dieser leistungsflusssteuernden Elemente in die Netzplanung lässt sich der ansonsten erforderliche Netzverstärkungs- und -ausbaubedarf reduzieren.

Außerdem sind *in den Szenarien A 2030*, *B 2030*, *C 2030* und darüber hinaus im Szenario *B 2035* in einem größeren Umfang – abweichend von den in Kapitel 5.1.1 beschriebenen Planungsgrundsätzen – identifizierte Netzengpässe nicht durch Netzverstärkungs- oder -ausbaumaßnahmen beseitigt worden. *Im Szenario A 2030 verbleibt mit den vorgeschlagenen Maßnahmen ein Redispatch-Volumen von 1,1 TWh, im Szenario B 2030 von 1,9 TWh, im Szenario C 2030 von 2,6 TWh und im Szenario B 2035 von ebenfalls 2,6 TWh.* Bei diesen Zahlen ist allerdings zu beachten, dass allen Analysen im NEP 2030 (2019) bereits eine um die Spitzenkappung reduzierte Versorgungsaufgabe zugrunde lag (siehe Kapitel 2.4.2). Diese Modellierung fußt auf der Annahme, dass die gesamte Netzauslegung auch im Verteilernetz Spitzenkappung bereits berücksichtigt. Ob die Spitzenkappung tatsächlich von vertikalen Netzengpässen getriggert wird, ist allerdings fraglich. Sollte dies nicht der Fall sein, ist zu erwarten, dass die EE-Leistungsspitzen zu nennenswerten Teilen durch Engpässe im Übertragungsnetz abgeregelt werden müssen. Das Volumen der Spitzenkappung lag *im Szenario A 2030 bei 3,6 TWh, im Szenario B 2030 bei 4,0 TWh, im Szenario C 2030 bei 4,3 TWh und im Szenario B 2035 bei 4,4 TWh.*

Des Weiteren wurden bei allen Analysen im NEP 2030 (2019) ein durchschnittliches Wetterjahr, durchschnittliche Kraftwerksnichtverfügbarkeiten sowie keine planmäßige Nichtverfügbarkeit von Netzelementen unterstellt. Aufgrund der erheblichen Abhängigkeit der Redispatch-Volumina von außergewöhnlichen stochastischen Ereignissen wie extremen Wettersituationen oder Kraftwerksnichtverfügbarkeiten können diese in einzelnen Jahren erheblich insbesondere nach oben abweichen und sind damit nicht als Prognosewerte für das jeweilige Jahr zu verstehen.

Durch die gewählte Vorgehensweise soll vermieden werden, dass im NEP 2030 (2019) ein Netzausbaubedarf in einem Umfang ausgewiesen wird, der bei Anwendung des angenommenen Potenzials der beschriebenen innovativen Technologien nicht erforderlich wäre. Der Bedarf wird in den kommenden Netzentwicklungsplänen im Einklang mit den erzielten Fortschritten und weiteren Erkenntnissen bei der Erforschung und Entwicklung innovativer Technologien weiter zu konkretisieren sein.

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



5.3 Netzanalysen

Im Folgenden werden die Netzmaßnahmen dargestellt, die in den Netzanalysen über die Startnetztopologie hinaus für jedes Szenario ermittelt wurden, um den zukünftigen Übertragungsbedarf bewältigen zu können. Dabei wurden Leistungsflussberechnungen durchgeführt, der Übertragungsbedarf zwischen Netzknoten identifiziert und bei einer Verletzung der netztechnischen Beurteilungskriterien Abhilfemaßnahmen abgeleitet. Die identifizierten Maßnahmen und die gewählte Kombination je Szenario bilden nicht das einzig mögliche Netz ab, sondern vielmehr eine Lösung, die in ihrer Gesamtheit allen Anforderungen effizient gerecht wird.

Bei der Ermittlung der Längen neuer AC- und DC-Verbindungen auf neuen Trassen gehen die ÜNB folgendermaßen vor: Nach der netzplanerischen Festlegung der notwendigen Anfangs- und Endpunkte der ermittelten Verbindungen werden diese mittels virtueller Geraden verbunden und die Längen ermittelt. Da die Verbindung der verschiedenen Standorte in der Realität aufgrund örtlicher Gegebenheiten nicht auf der Luftlinie erfolgen kann, werden die sich so ergebenden Entfernungen mit einem sogenannten Umwegfaktor multipliziert, der im NEP 1,3 beträgt.

Bei Netzverstärkungen wird im NEP die Länge der Bestandstrasse angegeben. In den späteren Planungen können sich hiervon noch Abweichungen ergeben, z. B. um Abstände zur Wohnbebauung zu erhöhen oder bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern.

Der NEP 2030 (2019) 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 stillgelegten Kern- bzw. Kohlekraftwerken. Der NEP beschreibt keine konkreten Trassenverläufe von neuen Übertragungsleitungen, sondern er 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 erst in den nachgelagerten Verfahrensschritten (z. B. Bundesfachplanung, Planfeststellung) festgelegt.

5.3.1 Standard- und Projektkosten im Netzentwicklungsplan Strom

Die ÜNB haben die Kalkulation der Standardkosten im NEP 2030 (2019) angepasst. Die neuen Standardkosten, die bei der Kalkulation der Projekte und Maßnahmen im NEP 2030 (2019) Anwendung gefunden haben, finden Sie unter www.netzentwicklungsplan.de/Zwo.

Folgende Anpassungen gegenüber dem NEP 2030 (2017) wurden vorgenommen:

- Die Kostenbasis wurde von Mitte 2015 auf Mitte 2018 aktualisiert. Damit wurde die Inflation der vergangenen drei Jahre ebenso berücksichtigt wie darüber hinausgehende Anpassungen der Marktpreise.
- Bei der Anpassung der Standardkosten haben die ÜNB Erfahrungen aus bisher realisierten Projekten einschließlich des Rückbaus bestehender Leitungen einfließen lassen.
- Darüber hinaus wurden erstmals zusätzlich zu den reinen Assetkosten (= Kosten für den Einkauf von Komponenten sowie Baukosten) Kosten für die Planungs- und Genehmigungsverfahren anteilig in den Standardkosten, z. B. für einen Kilometer Freileitung oder Erdkabel, berücksichtigt.

Wie im Kapitel 5.1.3 unter der Überschrift „Einsatz von Erdkabeln“ beschrieben, wird im NEP 2030 (2019) bei den DC-Vorhaben im Wesentlichen eine Vollverkabelung unterstellt. Bei den AC-Pilotprojekten mit der Möglichkeit zur Teil-Erdverkabelung gemäß EnLAG bzw. BBPlG werden im NEP 2030 (2019) erstmalig die Mehrkosten für Erdkabel anteilig in den Gesamtkosten berücksichtigt. Dabei wurden – soweit möglich – die Längen der Teil-Erdverkabelungsabschnitte aus den laufenden Genehmigungsverfahren berücksichtigt. Wo dies wegen des frühen Projektstadiums noch nicht möglich war, wurde bei den Pilotprojekten zur Ermittlung realistischer Gesamtkosten pauschal eine Teil-Erdverkabelung von 10 % der Länge einer Maßnahme unterstellt.



Weiter fortgeschrittene Projekte, die sich bereits im Startnetz befinden (siehe Kapitel 5.3.2), werden in der Regel nicht mehr mit den o. g. Standardkosten kalkuliert, sondern mit unternehmensindividuell kalkulierten Projektkosten. Dies erlaubt in Abhängigkeit vom Projektfortschritt eine genauere und realistischere Kostenkalkulation.

In Summe führen die o. g. Anpassungen im NEP 2030 (2019) zu einer realistischeren Abbildung der tatsächlich zu erwartenden Kosten. Unabhängig von einem insgesamt veränderten Umfang an Projekten und Maßnahmen ist dies mit einem Anstieg der Gesamtkosten in den Szenarien des NEP 2030 (2019) im Vergleich zum NEP 2030 (2017) verbunden.

5.3.2 Startnetz

Das Startnetz enthält neben dem bestehenden Netz (Ist-Netz) auch fortgeschrittene Maßnahmen, bei denen das Planfeststellungsverfahren bereits begonnen hat, sowie planfestgestellte und in der Umsetzung befindliche Maßnahmen. Diese sind als verbindlich anzusehen, da ihre energiewirtschaftliche Notwendigkeit zum Teil bereits von den zuständigen Genehmigungsbehörden bzw. vom Gesetzgeber im EnLAG sowie im BBPlG bestätigt wurde. Andere Maßnahmen leiten sich aus gesetzlichen Verpflichtungen ab oder ergeben sich aufgrund größerer Infrastrukturprojekte (Autobahn- und Flughafenausbau o. ä.). Im Einzelnen besteht das Startnetz neben dem Ist-Netz (Stand 31.12.2018) aus den EnLAG-Maßnahmen, den in der Planfeststellung befindlichen Maßnahmen, den in der Umsetzung befindlichen Netzausbaumaßnahmen (planfestgestellt bzw. in Bau) sowie den Maßnahmen aufgrund sonstiger Verpflichtungen (Kraftwerks-Netzanschlussverordnung (KraftNAV) bzw. Anschlusspflicht der Industriekunden).

Gegenüber dem NEP 2030 (2017) wurde die Startnetz-Definition angepasst. Entsprechend der von der BNetzA im Zuge des NEP 2030 (2017) konsultierten Neudefinition haben die ÜNB im NEP 2030 (2019) bereits Maßnahmen in das Startnetz aufgenommen, bei denen das Planfeststellungsverfahren formal eröffnet wurde. Hinzu kommen Maßnahmen aus dem Zubaunetz des NEP 2030 (2017), bei denen das Planfeststellungsverfahren abgeschlossen wurde und die Bauarbeiten begonnen haben. Dadurch steigt der **Gesamtumfang der Startnetz-Maßnahmen** gegenüber dem NEP 2030 (2017) um rund 700 km auf insgesamt **rund 2.630 km** an.

Der Umfang an AC-Netzverstärkungen im Startnetz beträgt rund 1.780 km, davon rund 130 km Stromkreisaufgaben und rund 1.650 km Neubau in bestehenden Trassen. Hinzukommen gut 600 km an AC-Netzausbaumaßnahmen in neuer Trasse sowie rund 250 km für den Neubau von DC-Interkonnektoren.

Die Startnetzmaßnahmen sind in den Tabellen 26 bis 29 in Kapitel 6.1 mit ihrem derzeitigen Umsetzungsstand angegeben. Diese Tabellen enthalten alle Netzmaßnahmen des Startnetzes (Stand 31.03.2019). Die **Investitionen für die Netzmaßnahmen des Startnetzes** belaufen sich *unter Berücksichtigung zusätzlicher Anlagen zur Blindleistungskompensation* auf **rund 12,5 Mrd. €**.

In nachfolgender Abbildung sind die Startnetzmaßnahmen mit ihrem derzeitigen Umsetzungsstand grafisch dargestellt.



Abbildung 53: Deutsches Höchstspannungsnetz mit Startnetz



Quelle: VDE | FNN/Übertragungsnetzbetreiber²²

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

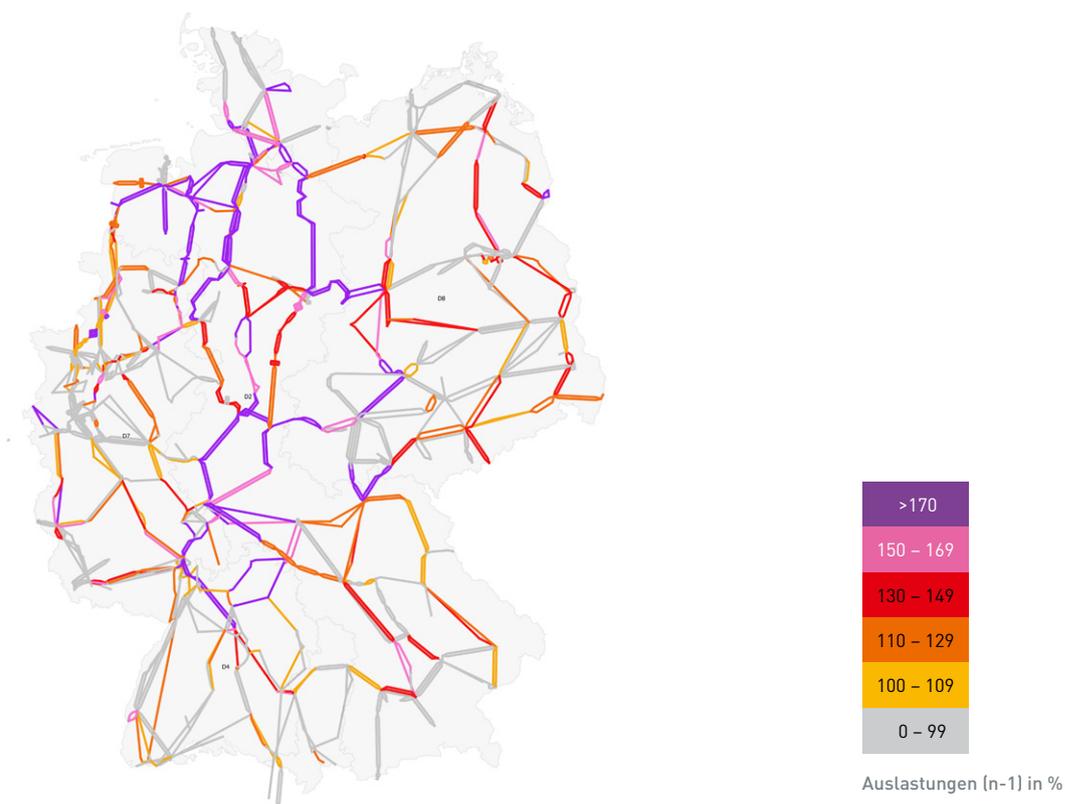
5.3.3 Ergebnisse der Netzanalyse des Startnetzes bei Ausfall eines Netzelements

Bei den hier zugrunde liegenden Netzberechnungen wurden neben den Startnetzmaßnahmen noch folgende Interkonnektorprojekte berücksichtigt, um den Vorgaben aus dem Marktmodell und dem Flow-Based Market Coupling-Ansatz gerecht zu werden:

- P25-M45: Klixbüll/Süd – Bundesgrenze DK
- P112: Pleinting – Abzweig Pirach – Bundesgrenze AT
- P170: Vigy – Uchtelfangen
- P176: Eichstetten – Bundesgrenze (FR)
- P204: Tiengen – Beznau
- P221: Hansa Power Bridge
- P313: Zweiter Interkonnektor BE – DE
- P328: NeuConnect (DE – GB)
- P406: Aach – Bofferdange

In der folgenden Abbildung 54 sind die maximalen Auslastungen je Stromkreis des Startnetzes bei beispielhaftem Ausfall eines Netzelements – auch (n-1)-Fall genannt – bei Umsetzung des Szenarios B 2030 dargestellt.

Abbildung 54: Auswertung der aufgetretenen maximalen Auslastung bei Ausfall eines Netzelements ((n-1)-Fall) eines gesamten Jahres im Startnetz mit Interkonnektoren



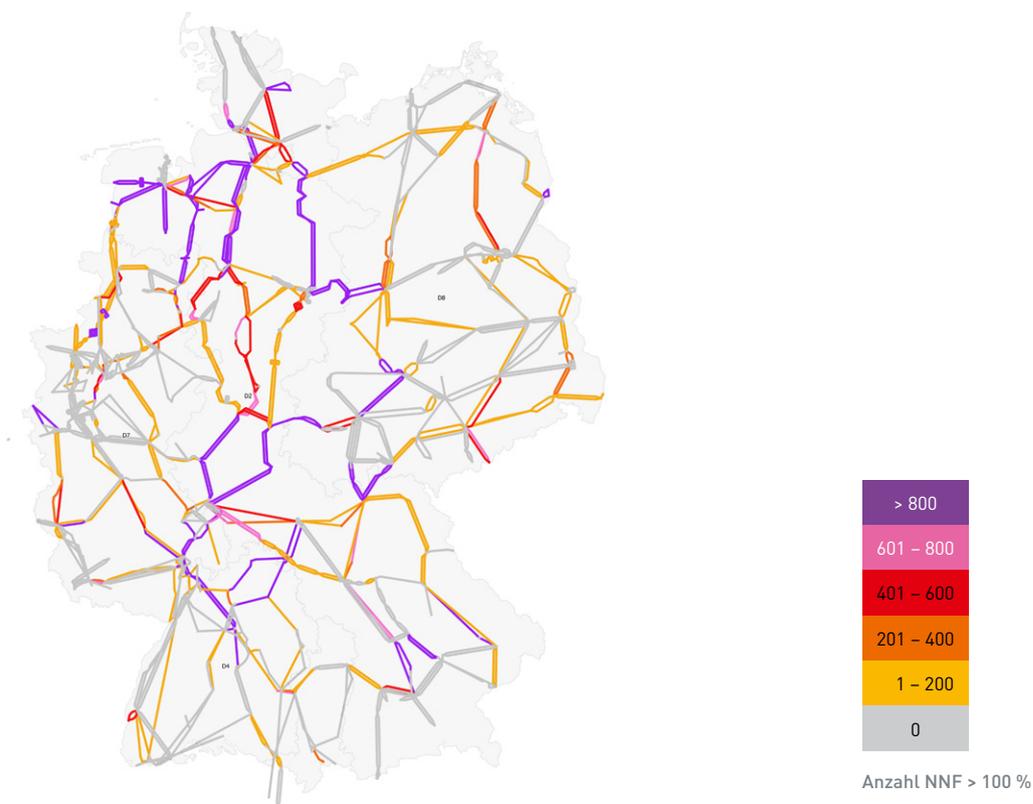
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Beim Ausfall eines Netzelements ((n-1)-Fall) darf die maximale Auslastung einer Leitung 100 % aus Gründen der Sicherstellung der Systemstabilität in der Regel nicht überschreiten. Auslastungen über 100 % können Folgeausfälle bzw. Versorgungsunterbrechungen verursachen. Abbildung 55 weist mit den Netzausbaumaßnahmen des Startnetzes und den oben genannten Interkonnektoren regionenübergreifend unzulässig hohe Leitungsauslastungen im (n-1)-Fall auf.

Die maximale Auslastung der Leitungen im (n-1)-Fall beträgt über 300 %.

Abbildung 55: Auswertung der Häufigkeit von Auslastungen über 100 % bei Ausfall eines Netzelements ((n-1)-Fall) im Startnetz mit Interkonnektoren



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

In Abbildung 55 wird die Häufigkeit der unzulässig hohen Leitungsauslastungen bei Ausfall eines Netzelements für den Netzausbauzustand des Startnetzes des NEP 2030 (2019) abgebildet, die sich bei Umsetzung des Szenarios B 2030 ergeben.

Die Leitungsauslastungen wurden für jede Stunde des Jahres 2030 berechnet. Bei ausschließlicher Berücksichtigung der Startnetzmaßnahmen und der o. g. Interkonnektoren treten im deutschen Höchstspannungsnetz häufig unzulässig hohe Leitungsauslastungen auf. Anhand der farbig markierten Leitungen sind unzulässig hohe Auslastungen zu erkennen, die häufig über 1.000 Stunden liegen und zum Teil sogar mehr als 3.000 Stunden – und damit mehr als ein Drittel des Jahres – betragen.

Die Abbildungen 54 und 55 zeigen, dass zusätzlich zum Startnetz des NEP 2030 (2019) weitere Maßnahmen notwendig sind. Durch einen weiteren bedarfsgerechten Netzausbau werden die in den Szenarien des NEP 2030 (2019) vorgegebenen Übertragungsaufgaben gelöst.

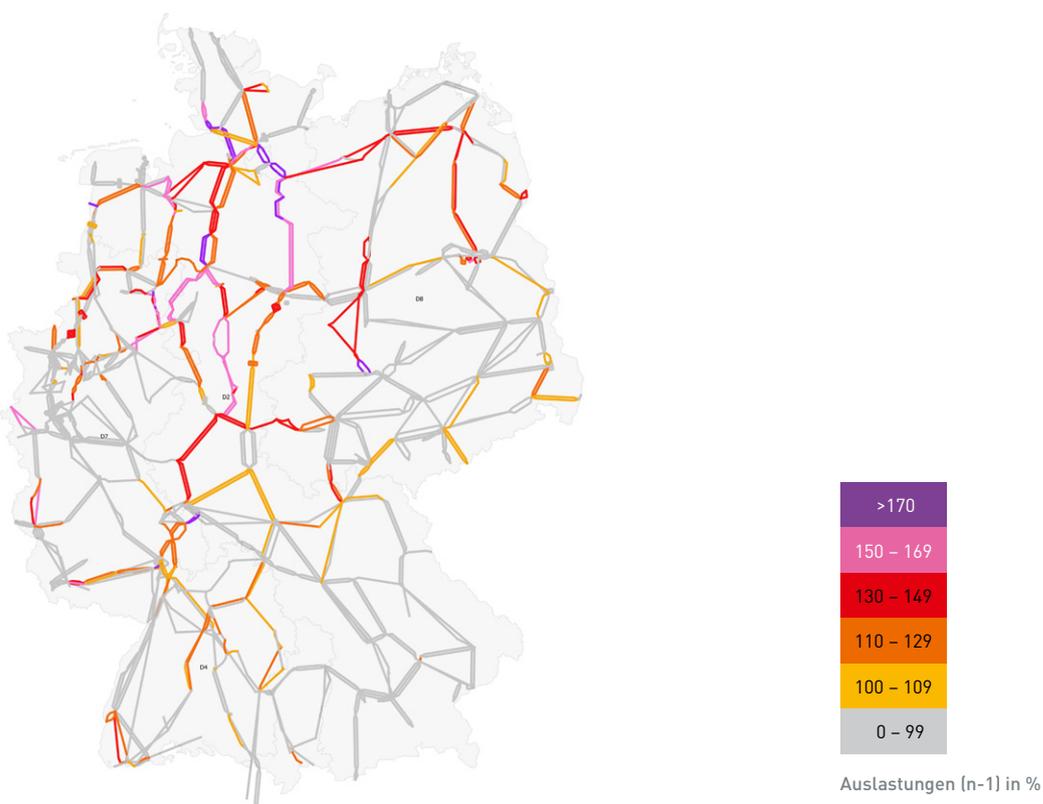
Fazit: Das Startnetz allein kann die Übertragungsaufgabe der im NEP 2030 (2019) untersuchten Szenarien nicht lösen.



5.3.4 Ergebnisse der Netzanalysen des BBP-Netzes bei Ausfall eines Netzelements

In der folgenden Abbildung sind die maximalen Auslastungen des Bundesbedarfsplan-Netzes (BBP-Netz), die sich bei Umsetzung des Szenarios B 2030 ergeben, beispielhaft bei Ausfall eines Netzelements – auch (n-1)-Fall genannt – dargestellt. Das BBP-Netz setzt sich zusammen aus dem Startnetz sowie den im BBP 2015 enthaltenen Projekten und Maßnahmen.

Abbildung 56: Auswertung der aufgetretenen maximalen Auslastung bei Ausfall eines Netzelements ((n-1)-Fall) eines gesamten Jahres im BBP-Netz mit Interkonnektoren



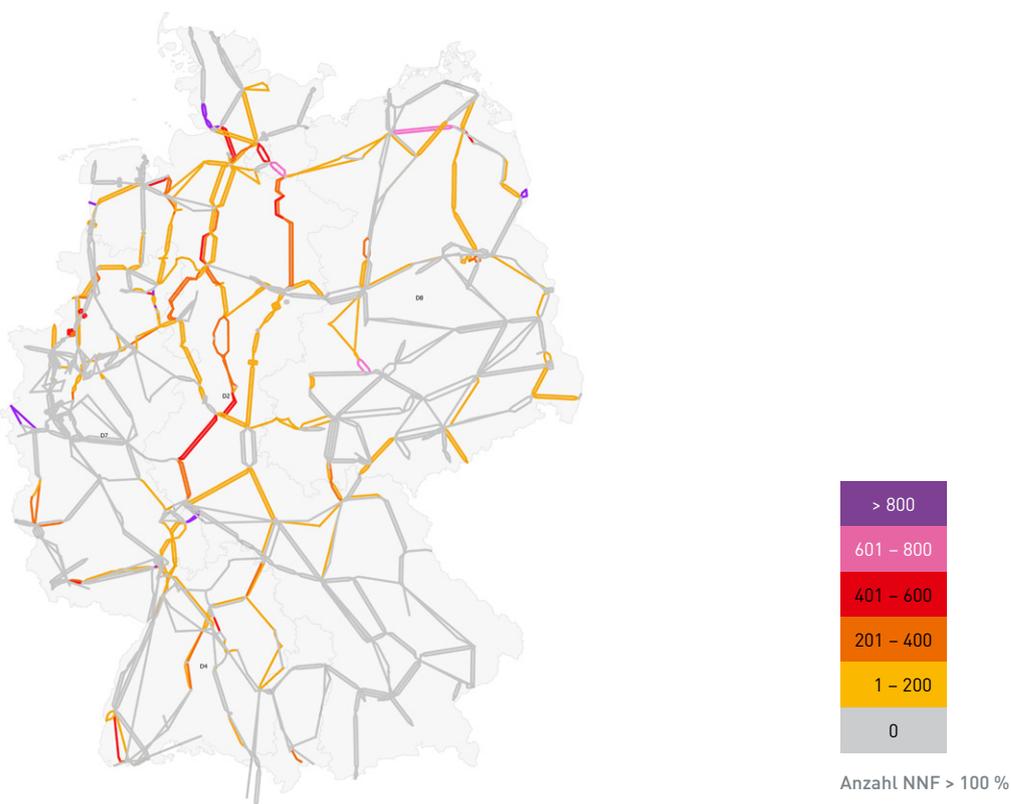
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Abbildung 56 zeigt im BBP-Netz die maximalen Auslastungen der Leitungen bei einem Ausfall eines Netzelements über den Zeitraum eines gesamten Jahres. Beim Ausfall eines Netzelements darf die maximale Auslastung einer Leitung 100 % aus Gründen der Sicherstellung der Versorgungssicherheit in der Regel nicht überschreiten. Auslastungen über 100 % können Folgeausfälle bzw. Versorgungsunterbrechungen verursachen. Die Abbildung weist mit den Netzausbaumaßnahmen des Start- sowie des BBP-Netzes regionenübergreifende unzulässig hohe Leitungsauslastungen auf. Die maximale Auslastung der Leitungen beträgt über 200 %.



Die nachfolgende Abbildung zeigt die Häufigkeit von Auslastungen über 100 % im (n-1)-Fall für den Netzausbauzustand BBP-Netz. Die Leitungsauslastungen wurden für jede Stunde des Jahres B 2030 berechnet. Bei ausschließlicher Berücksichtigung der Startnetz- sowie BBP-Maßnahmen und Interkonnektoren treten im deutschen Höchstspannungsnetz häufig unzulässig hohe Leitungsauslastungen auf. Anhand der farbig markierten Leitungen sind unzulässig hohe Auslastungen zu erkennen, die teilweise über 1.000 Stunden liegen und auf einigen Leitungen sogar mehr als 2.000 Stunden betragen.

Abbildung 57: Auswertung der Häufigkeit von Auslastungen über 100 % bei Ausfall eines Netzelements ((n-1)-Fall) eines gesamten Jahres im BBP-Netz mit Interkonnektoren



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Fazit: Die Abbildungen 56 und 57 zeigen eindrücklich, dass zusätzlich zum Start- und BBP-Netz weitere Maßnahmen notwendig sind. Der Zubau des BBP-Netzes zum Startnetz ist ein Schritt in die richtige Richtung, der die Überlastungen des Höchstspannungsnetzes zwar reduziert, aber noch nicht beseitigt. Die Projekte des BBP-Netzes sind insofern unabdingbar, reichen alleine aber noch nicht aus. Für einen bedarfsgerechten Netzausbau im Szenario B 2030 sind weitere Projekte und Maßnahmen notwendig.



5.3.5 Netzverknüpfungspunkte zum Offshorenetz

Die in den betrachteten Szenarien aus dem Genehmigungsdokument der BNetzA zugrunde gelegte installierte Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie bildet eine Schnittstelle zum Flächenentwicklungsplan (FEP). Die Auswahl des jeweiligen Netzverknüpfungspunktes (NVP) und des Suchraums für neue Netzverknüpfungspunkte erfolgt im NEP. Die Zuordnung von Offshore-Netzanbindungssystemen zu diesen Punkten unter räumlichen und zeitlichen Gesichtspunkten erfolgt im FEP. Bei der Auswahl der NVP sind im Wesentlichen folgende Gesichtspunkte unter Anwendung des NOVA-Prinzips zu berücksichtigen:

- Die Aufnahmefähigkeit eines NVP muss hinsichtlich der ausreichenden Dimensionierung der abgehenden Leitungen im Onshorenetz ausgelegt sein.
- Die bereits vorhandene 380-kV-Netzinfrastruktur in den Bundesländern Schleswig-Holstein, Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen und Mecklenburg-Vorpommern muss zur Vermeidung zusätzlicher Ausbaumaßnahmen in Form von neuen 380-kV-Netzverknüpfungspunkten bestmöglich genutzt werden.
- Bei der Ermittlung eines Suchraums für einen neuen NVP für die Aufnahme von Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie finden neben der bestehenden 380-kV-Netzinfrastruktur auch die Berechnungen zur Systemstabilität und die möglichen Anlandepunkte für Offshore-Netzanbindungssysteme Berücksichtigung.

Für die Durchführung der Netzberechnungen ist die angenommene Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie für jedes Szenario auf die NVP aufzuteilen. Die Aufteilung der installierten Erzeugungsleistung auf die einzelnen NVP ist der folgenden Tabelle 17 zu entnehmen.



Tabelle 17: Übersicht über die im NEP angenommene Leistung aus Offshore-Windenergie und die Netzverknüpfungspunkte

Bundesland	Netzverknüpfungspunkt	Spannungsebene in kV	installierte Erzeugungsleistung Offshore-Windenergie in MW			Jahr der Verfügbarkeit des Netzverknüpfungspunktes*
			A 2030	B 2030 / C 2030	B 2035	
Schleswig-Holstein	Büttel	380	3.000	3.000	3.000	bereits in Betrieb
Schleswig-Holstein	Heide/West	380	1.000	1.000	1.000	2019
Nordrhein-Westfalen	Suchraum Gemeinden Ibbenbüren/Mettingen/Westerkappeln**	380	2.000	430	2.000	vs. 2030
Niedersachsen	Cloppenburg	380	900	900	900	2024
Niedersachsen	Diele	380	1.169	1.169	1.169	bereits in Betrieb
Niedersachsen	Dörpen/West	380	2.477	2.477	2.477	bereits in Betrieb
Niedersachsen	Emden/Borßum	220	113	113	113	bereits in Betrieb
Niedersachsen	Emden/Ost	380	2.687	2.687	2.687	2019
Niedersachsen	Hagermarsch	110	62	62	62	bereits in Betrieb
Niedersachsen	Hanekenfähr***	380	1.857	1.857	1.857	2028/2029
Niedersachsen	Inhausen	220	111	111	111	bereits in Betrieb
Niedersachsen	Unterweser	380	1.000	1.000	2.200	2028
Niedersachsen	Wehrendorf**	380	230	0	1.130	vs. 2030
Niedersachsen	Wilhelmshaven 2	380	1.200	0	2.300	zeitgerechte Inbetriebnahme möglich
Mecklenburg-Vorpommern	Bentwisch	380	339	339	339	bereits in Betrieb
Mecklenburg-Vorpommern	Lubmin	380	1.468	1.468	1.468	bereits in Betrieb
Mecklenburg-Vorpommern	Papendorf	380	140****	140****	140****	2029
Mecklenburg-Vorpommern	Suchraum Gemeinden Lubmin/Brünzow/Wusterhusen/Kemnitz	380	300	300	300	2026

* Die Angabe des Jahres bezieht sich auf die Verfügbarkeit des Anschlusses in der vorgesehenen Schaltanlage. Die landseitige Transportkapazität kann nur für die im NEP betrachtenden Zeithorizonte erfolgen.

** Die Realisierungsmöglichkeiten der Netzanbindungssysteme nach Wehrendorf und Westerkappeln werden in den Steckbriefen erläutert.

*** Im Entwurf des FEP vom 26.10.2018 sind in Hanekenfähr abweichend 1.879 MW vorgesehen. Diese Angaben des Entwurfs des FEP konnten im Rahmen der NEP-Analysen nicht mehr berücksichtigt werden, werden aber in den weiteren Planungen der ÜNB zugrunde gelegt.

**** Im Rahmen des Erstellungsprozesses des FEP ist die Erzeugungsleistung der Fläche O-7.1 auf 160 MW erhöht worden. Bedingt durch den Einsatz eines standardisierten Netzanbindungssystems von 300 MW ist die Aufnahme der erhöhten Erzeugungsleistung möglich. Darüber hinaus umfasst das Gebiet O-7.2 noch die Teilfläche O-7.2, die ausschließlich für Testzwecke vorgesehen ist.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Um den Zusammenhang zwischen dem Netzausbau an Land und der Netzanbindung der Offshore-Windenergie aufzuzeigen, wird in den Projektsteckbriefen der Offshore-Netzanbindungssysteme im Anhang auf die korrespondierenden landseitigen Projekte des NEP hingewiesen. In den Projektsteckbriefen der landseitigen Projekte wird darüber hinaus ebenfalls auf die korrespondierenden Offshore-Netzanbindungssysteme verwiesen.



5.3.6 Szenarien

Wie in Kapitel 4 beschrieben, erzeugt die Marktsimulation für jede der 8.760 Stunden eines Jahres einen individuellen Netznutzungsfall (NNF). So wird für jede Stunde eines Szenarios die kostengünstigste Möglichkeit zur Deckung des Energiebedarfs unter Berücksichtigung der Vorrangregelung der erneuerbaren Energien ermittelt. Im Rahmen des NEP 2030 (2019) werden insgesamt fünf Szenarien analysiert, die in Kapitel 2 näher beschrieben werden. Dabei dient das Szenario B 2025 dem Nachweis von Ad-hoc-Maßnahmen sowie das Szenario B 2035 dem Ausblick und der Nachhaltigkeitsprüfung der *in den Szenarien A 2030, B 2030 und C 2030* ermittelten Projekte und Maßnahmen.

In allen Szenarien hat der Ausbau der Windenergieleistung an Land und auf See einen wesentlichen Einfluss auf den überregionalen Übertragungsbedarf in Nord-Süd-Richtung, da die Windenergieleistung in Nord- und Ostdeutschland den regionalen Bedarf erheblich überschreitet, während in Süddeutschland der Verbrauch durch lokale Erzeugung bei Weitem nicht mehr gedeckt werden kann (siehe Kapitel 4). Insofern ergibt sich der Übertragungsbedarf ganz wesentlich aus der Entfernung zwischen Standorten der – überwiegend erneuerbaren – Erzeugung von Elektrizität im Norden und Osten sowie dem Verbrauch im Süden Deutschlands.

Im NEP 2030 (2019) wird in den Szenarien der zusätzliche Bedarf an Transformatoren zwischen dem Höchst- und dem Hochspannungsnetz (380/110 kV) in Abstimmung mit den Verteilernetzbetreibern ermittelt. Da die BNetzA derartige vertikale Punktmaßnahmen nicht nach § 12c EnWG bestätigt, werden diese im NEP 2030 (2019) nicht mehr als eigenständige Maßnahmen aufgeführt, sondern *zusammen mit weiteren horizontalen Punktmaßnahmen (u. a. Schaltanlagen, Anlagen zur Blindleistungskompensation)* zur Information in einem gesonderten Begleitdokument unter www.netzentwicklungsplan.de/Punktmassnahmen_NEP_2030_V2019_2_Entwurf.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. Sofern vertikale Punktmaßnahmen Leitungsbaumaßnahmen zugeordnet werden können, werden diese im entsprechenden Projektsteckbrief im Anhang erwähnt.

Die Investitionskosten für die Zubaunetz-Maßnahmen werden im NEP auf Basis von Standardkosten ermittelt und haben einen überschlägigen Charakter. Die Gesamtkosten beinhalten neben den Kosten für AC-Freileitungen auch die Kosten für Transformatoren, Schaltfelder, DC-Erdkabel, DC-Konverter, zum Teil für Kompensationsanlagen sowie bei den AC-Pilotprojekten mit der Möglichkeit zur Teil-Erdverkabelung gemäß § 2 EnLAG oder § 4 BBPlG die Mehrkosten einer Teil-Erdverkabelung (siehe Kapitel 5.3.1). Für die Startnetz-Maßnahmen werden in der Regel Projektkosten angenommen. Details sind im Kapitel 5.3.1 dargestellt.

Grundlegende Informationen zum Planungsprozess, zur Netzstabilität und zur Technologie finden Sie im Kapitel 5 des Netzentwicklungsplans 2012 unter www.netzentwicklungsplan.de/Zw4.



Szenario B 2025

Tabelle 18: Kennzahlen Szenario B 2025

B 2025	installierte Leistung Wind	davon nördliche Bundesländer (SH, NI, MV)	Erzeugung aus Windenergie	davon nördliche Bundesländer (SH, NI, MV)
onshore	70,5 GW	28,3 GW	151,9 TWh	66,0 TWh
offshore	10,8 GW	10,8 GW	46,8 TWh	46,8 TWh
Summe	81,3 GW	39,1 GW	198,7 TWh	112,8 TWh

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Das Szenario B 2025 dient zur Ermittlung und Bewertung volkswirtschaftlich effizienter Maßnahmen zur Redispatch-Reduzierung sowie von Pilotanlagen sogenannter Netzbooster (siehe Kapitel 5.2). Ein Teil der redispatchesenkende Maßnahmen sind sogenannte Ad-hoc-Maßnahmen. Ad-hoc-Maßnahmen sind kurzfristig durchführbare Maßnahmen, die Netzregionen bis zur Umsetzung der langfristig notwendigen Ausbaumaßnahmen entlasten können. Kriterium für die Ad-hoc-Maßnahmen ist daher, dass sie sich in dem Zeitraum bis zur Umsetzung des langfristig notwendigen Netzausbaus durch den vermiedenen Redispatch volkswirtschaftlich amortisieren.

Erklärung Redispatch

Der fahrplanmäßige Einsatz von Erzeugern und Speichern wird als Dispatch bezeichnet. Redispatch ist ein Eingriff in die Stromerzeugung durch die ÜNB aufgrund von Engpässen im Stromübertragungsnetz. Folglich kann Redispatch vereinfacht als eine Änderung des vorgesehenen Fahrplans betrachtet werden. Falls zum Beispiel für eine konkrete Stromübertragungsaufgabe die Netzkapazitäten nicht ausreichen und Verletzungen der (n-1)-Sicherheit drohen, sind die ÜNB ermächtigt, in die Stromerzeugungs- und Speicherbewirtschaftung präventiv einzugreifen, um die Systemsicherheit zu gewährleisten. Bei einem Nord-Süd-Engpass würde konkret Erzeugungsleistung im Norden heruntergefahren und zum Ausgleich Erzeugungsleistung im Süden hochgefahren werden, sodass sich der Nord-Süd-Leistungsfluss reduziert. Dabei muss das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch zu jedem Zeitpunkt bestehen. Falls dabei EE-Anlagen in ihrer Leistung gedrosselt werden müssen, wird dies als EE-Einspeisemanagement bezeichnet. Daraus resultierend ist die Einspeisereduktion beim Redispatch in konventionellen Redispatch (Kraftwerke basierend auf fossilen Brennstoffen im In- und Ausland, sowie Pumpspeicherkraftwerke) und EE-Einspeisemanagement unterteilbar. Zur Einspeiserhöhung steht nur konventioneller Redispatch zur Verfügung. Ein hoher Redispatchbedarf ist operativ schwerer zu beherrschen und führt dazu, dass das System häufiger an seinen Sicherheitsgrenzen betrieben wird.

Für die Bestimmung der notwendigen Redispatch-Eingriffe wird ein Modell des Instituts für Hochspannungstechnik an der RWTH Aachen genutzt. Dieses Modell berechnet, ausgehend vom Ergebnis der Strommarktsimulation und einem vorgegebenen Netzausbauzustand, die zur Herstellung der für die (n-1)-Sicherheit notwendigen Anpassungen. Zunächst werden die steuerbaren Netzelemente optimiert. Steuerbar sind im Modell Phasenschiebertransformatoren (PST), Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsstrecken (HGÜ) und Netzbooster (siehe Erklärung im nächsten Abschnitt). Anschließend werden die marktbasierenden Kraftwerksfahrpläne in Form der notwendigen Redispatch-Eingriffe angepasst. Dabei wird ein kostenoptimaler Redispatch unter Beachtung der Nebenbedingungen aus der Marktsimulation (z. B. Mindesteinsatzzeiten, Rampen- und Must-Run-Bedingungen von Kraftwerken) ermittelt. Des Weiteren wird der gesetzlich vorgeschriebene Einspeisevorrang von erneuerbaren Energien berücksichtigt. Dies bedeutet, dass EE-Anlagen gemäß der derzeitigen Praxis nur dann abgesenkt werden, wenn die Systemsicherheit nicht durch konventionellen Redispatch sichergestellt werden kann.

Die Methodik erlaubt die Bestimmung des unter Berücksichtigung des EE-Einspeisevorrangs kostenoptimalen Redispatch (konventionell und EE) für eine bestimmte Netztopologie. Um den durch ein Projekt vermiedenen Redispatch zu bestimmen, muss die notwendige Redispatchmenge in einer Netztopologie mit und ohne dem betrachteten Projekt verglichen werden. Löst eine Maßnahme Engpässe im Netz auf, reduziert sie folglich auch den Redispatchbedarf.



Die Wirksamkeit einer Maßnahme, sprich die vermiedene Redispatchmenge, hängt grundsätzlich von zwei Faktoren ab: dem gewählten energiewirtschaftlichen Szenario (hier B 2025) und dem Umsetzungsgrad der übrigen geplanten Netzausbaumaßnahmen. Zwischen den Maßnahmen können dabei Wechselwirkungen entstehen, z. B. kann eine Maßnahme erst Wirkung entfalten, wenn vor- oder nachgelagerte Engpässe behoben sind.

Die genannten Redispatchmengen, die in den Basistopologien entstehen oder die durch Maßnahmen vermieden werden, sind nicht als Prognosen zu verstehen. Zum einen sind den Annahmen zur Stromerzeugung, Nachfrage und zum Netz sowie den Simulationsmodellen Unsicherheiten unterworfen. Zum anderen liegen im realen Netzbetrieb im Vergleich zur Simulation weitere Einschränkungen, z. B. aus Gründen der Systemstabilität, der Nichtverfügbarkeit von Netzelementen aufgrund von Wartung oder Baumaßnahmen, Kraftwerksnichtverfügbarkeiten im größeren Umfang oder durch unerwartete Wettersituationen, vor.

Erklärung Netzbooster

Mit dem Netzbooster-Konzept sollen weitere Optimierungspotenziale für die Höherauslastung des Übertragungsnetzes geschaffen werden. Die Idee ist, mithilfe einer reaktiven Netzbetriebsführung Netzausbaumaßnahmen und Kosten für Redispatchmaßnahmen einzusparen. Das Konzept sieht vor, bei Ausfällen gezielt Energie aus steuerbaren Einspeisern wie z. B. Speichern einzusetzen, um Überlastungen zu vermeiden bzw. in sehr kurzer Zeit auf zulässige Werte zu reduzieren. Da keine Primärreserveleistung in Anspruch genommen werden soll, muss der Einspeiserhöhung durch den Booster eine zeitgleiche Einspeisungsreduzierung gegenüberstehen. Diese kann z. B. in Form von zuschaltbaren Lasten umgesetzt werden. Durch die schnelle Reaktionszeit der Netzbooster-Anlagen kann die Zeitdauer zwischen einer tatsächlich auftretenden Überlastung und dem Wirksamwerden von konventionellen Maßnahmen wie Schaltmaßnahmen oder das An- und Abfahren von Kraftwerken überbrückt werden. So ist es möglich, das Übertragungsnetz höher auszulasten und präventive Redispatchmaßnahmen einzusparen.

Langfristig besteht die Kernidee darin, die Netzbooster-Anlagen so zu platzieren, dass sie nicht dediziert einem Engpass zugeordnet sind, sondern für eine Vielzahl von möglichen Engpässen als energetische Kompensation dienen. Dies erfordert neue netzbetreiberübergreifende Betriebs- und Automatisierungskonzepte, deren Entwicklung noch mehrere Jahre in Anspruch nehmen wird. Die mögliche Umsetzung des Netzbooster-Konzepts setzt voraus, dass praktische Erfahrungen mit den avisierten Netzbooster-Anlagen gesammelt werden können. Im Rahmen sogenannter Netzbooster-Pilotanlagen sollen Teilaspekte der automatisierten Systemführung auch mittelfristig schon erprobt werden.

Der Einsatz dieser Pilotanlagen zur Vermeidung von Redispatch wurde im Rahmen des Szenarios B 2025 untersucht.

Ergebnisse der bestätigten Ad-hoc-Maßnahmen

In einem ersten Bewertungsschritt wird der Nutzen der Ad-hoc-Maßnahmen untersucht, die bereits im NEP 2030 (2017) von der BNetzA bestätigt wurden. Bei diesen Maßnahmen handelt es sich um P113-M519 (Serienkompensation Stadorf – Wahle), P310-M485 (Netzverstärkung Bürstadt – Kühmoos) sowie Phasenschiebertransformatoren an den Standorten:

- P345-M556: Hamburg/Ost
- P346-M557: Hanekenfähr
- P327-M522: Kruckel
- P347-M558: Oberzier
- P350-M561: Pulverdingen
- P348-M559: Wilster/West
- P349-M560: Würgau



Die Basistopologie der Untersuchung enthält alle im vorherigen Netzentwicklungsplan bestätigten Maßnahmen, die laut offiziellem Inbetriebnahmedatum vor dem 01.01.2025 in Betrieb sind. Die HGÜ-Verbindungen A-Nord, SuedLink und SuedOstLink sind somit nicht Bestandteil der Basistopologie. In dieser Basistopologie ergibt sich ohne die Ad-hoc-Maßnahmen ein Redispatchbedarf mit Einspeisereduktion in Höhe von 16,8 TWh, davon 6,5 TWh EE-Einspeisemanagement. Diesen Einspeisereduktionen stehen Einspeiseerhöhungen in gleicher Gesamthöhe gegenüber. *Im Falle möglicher Verzögerungen der bei diesen Berechnungen bereits als in Betrieb angenommenen Maßnahmen würden die Zahlen zum Redispatch und Einspeisemanagement höher ausfallen.*

Die im NEP 2030 (2017) bestätigten Ad-hoc-Maßnahmen reduzieren den Redispatchbedarf um 33,5 % auf 11,2 TWh Einspeisereduktion (davon 4,8 TWh EE-Einspeisemanagement).

Ergebnisse der weiteren redispatchsenkenden Maßnahmen

Zusätzlich zu den bereits bestätigten Ad-hoc-Maßnahmen wurden im aktuellen NEP weitere Maßnahmen mit redispatchsenkender Wirkung identifiziert. Bei diesen Maßnahmen handelt es sich um Phasenschiebertransformatoren an den Standorten:

- P410-M624: Enniger (Ad-hoc-Maßnahme, voraussichtliche Amortisationsdauer < 3 Jahre)
- P357-M566: Güstrow (voraussichtliche Amortisationsdauer < 10 Jahre)
- P426-M645: Philippsburg (Ad-hoc-Maßnahme, voraussichtliche Amortisationsdauer < 3 Jahre)
- P353-M532: Twistetal (Ad-hoc-Maßnahme, voraussichtliche Amortisationsdauer < 3 Jahre)

Ausgehend von den Redispatchergebnissen der Topologie mit den bestätigten Ad-hoc-Maßnahmen (11,2 TWh, davon 4,8 TWh EE-Einspeisemanagement) reduzieren die obigen Maßnahmen den Redispatchbedarf um ca. 17 % bzw. um weitere 2 TWh auf 9,2 TWh Einspeisereduktion, davon 4,4 TWh EE-Einspeisemanagement.

Ergebnisse der Netzbooster

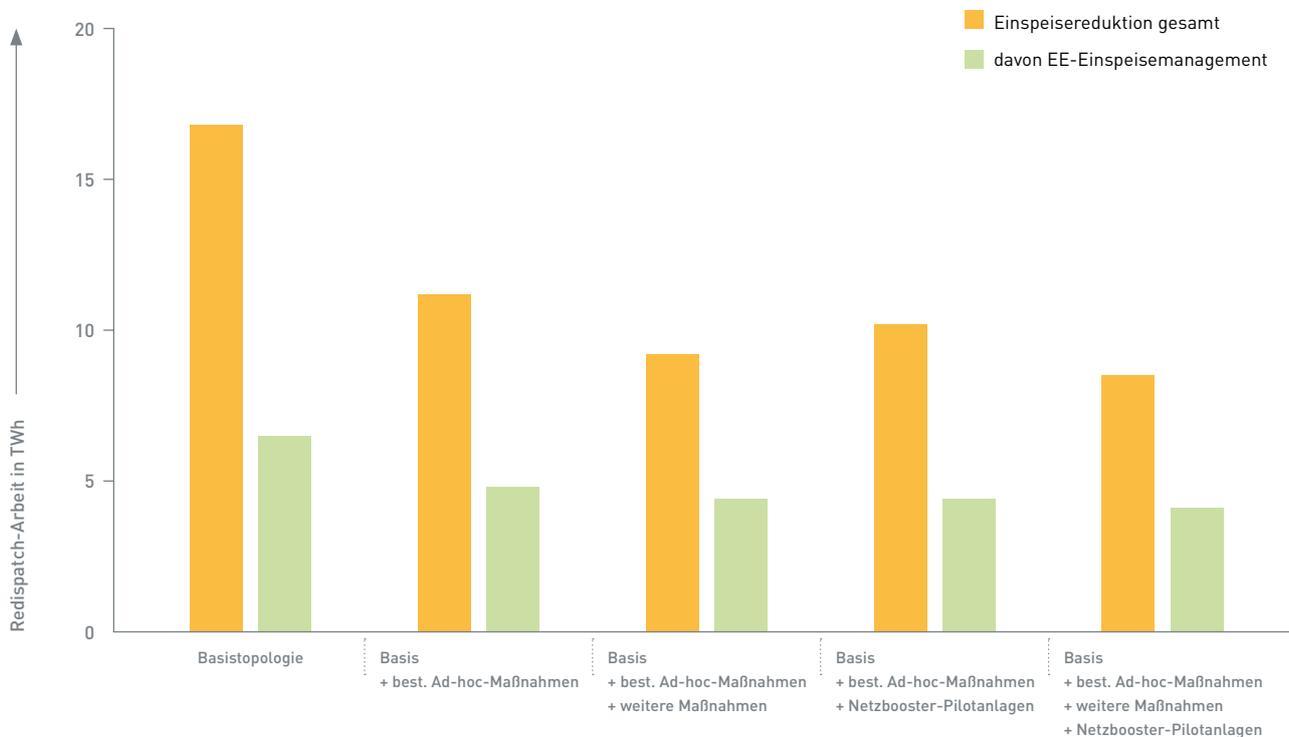
Im Rahmen des Szenarios B 2025 wurden darüber hinaus drei Netzbooster-Pilotanlagen *hinsichtlich* des vermiedenen Redispatch-Volumens *untersucht*:

- P365-M583: 100 MW Netzbooster an den Standorten Audorf/Süd und Ottenhofen
- P411-M625: 300 MW Netzbooster an den Standorten Wehrendorf und Hoheneck
- P427-M646: 500 MW Netzbooster am Standort Kupferzell

Nach erster Abschätzung reduzieren die Netzbooster-Pilotanlagen den Redispatchbedarf ausgehend von der Topologie mit den bestätigten Ad-hoc-Maßnahmen (11,2 TWh, davon 4,8 TWh EE-Einspeisemanagement) um 9,3 % auf 10,2 TWh Einspeisereduktion, davon 4,4 TWh EE-Einspeisemanagement.



Abbildung 58: Redispatch-Bewertung der untersuchten Netztopologien im Szenario B 2025



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

In der nachfolgenden Abbildung 59 sowie in Tabelle 30 in Kapitel 6.2 sind alle o. g. Maßnahmen abgebildet, für die Berechnungen auf Basis des Szenarios B 2025 durchgeführt wurden.

Darüber hinaus sind in der Abbildung 59 in Grau weitere Maßnahmen zur Leistungsflusssteuerung abgebildet, die als reguläre Netzentwicklungsmaßnahmen in den Szenarien B 2030 und B 2035 vorgesehen sind. Diese Maßnahmen sind der besseren Übersichtlichkeit wegen in den Übersichtskarten der Szenarien *mit dem Zieljahr 2030* (siehe Abbildungen 60 bis 62) und B 2035 (siehe Abbildung 63) nicht erneut enthalten.



Szenario A 2030

Tabelle 19: Szenario A 2030 Kennzahlen

A 2030	installierte Leistung Wind	davon nördliche Bundesländer (SH, NI, MV)	Erzeugung aus Windenergie	davon nördliche Bundesländer (SH, NI, MV)
onshore	74,3 GW	30,4 GW	157,4 TWh	69,4 TWh
offshore	20,0 GW	20,0 GW	86,8 TWh	86,8 TWh
Summe	94,3 GW	50,4 GW	244,2 TWh	156,2 TWh

DC-Neubau in Deutschland (inkl. Startnetz)	davon Interkonnektoren nach Belgien, Dänemark, Großbritannien, Norwegen, Schweden (deutscher Anteil)
Länge 3.780 km	520 km
Übertragungskapazität 12 GW	

AC-Netz Neubau (inkl. Startnetz)	DC/AC-Netzverstärkung (inkl. Startnetz)
Länge 1.030 km	6.670 km (davon rund 2.280 km Stromkreisaufgaben/Umbeseilungen)

Investitionsvolumen inkl. Startnetz: 61 Mrd. €

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Im Szenario A 2030 zeigt sich die Notwendigkeit für folgende HGÜ-Verbindungen, die allesamt im BBP 2015 enthalten sind:

- HGÜ-Verbindung DC1 Emden/Ost – Osterath in Fortsetzung
- HGÜ-Verbindung DC2 Osterath – Philippsburg mit 2 GW
- HGÜ-Verbindung DC3 2 GW Brunsbüttel – Großgartach
- HGÜ-Verbindung DC4 2 GW Wilster/West – Bergheinfeld/West
- HGÜ-Verbindung DC5 2 GW Wolmirstedt – Isar²⁴

Darüber hinaus zeigt sich die Notwendigkeit für die folgenden HGÜ-Verbindungen:

- HGÜ-Verbindung DC21/DC23 2 GW Heide/West – Wilhelmshaven 2 – Uentrop – Altbach
- HGÜ-Verbindung DC25 2 GW Wilhelmshaven 2 – Polsum

Außerdem sind im Szenario A 2030 neben den AC-Ausbaumaßnahmen des BBP 2015 sowie den von der BNetzA bestätigten Maßnahmen aus dem NEP 2030 (2017) weitere AC-Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen notwendig.

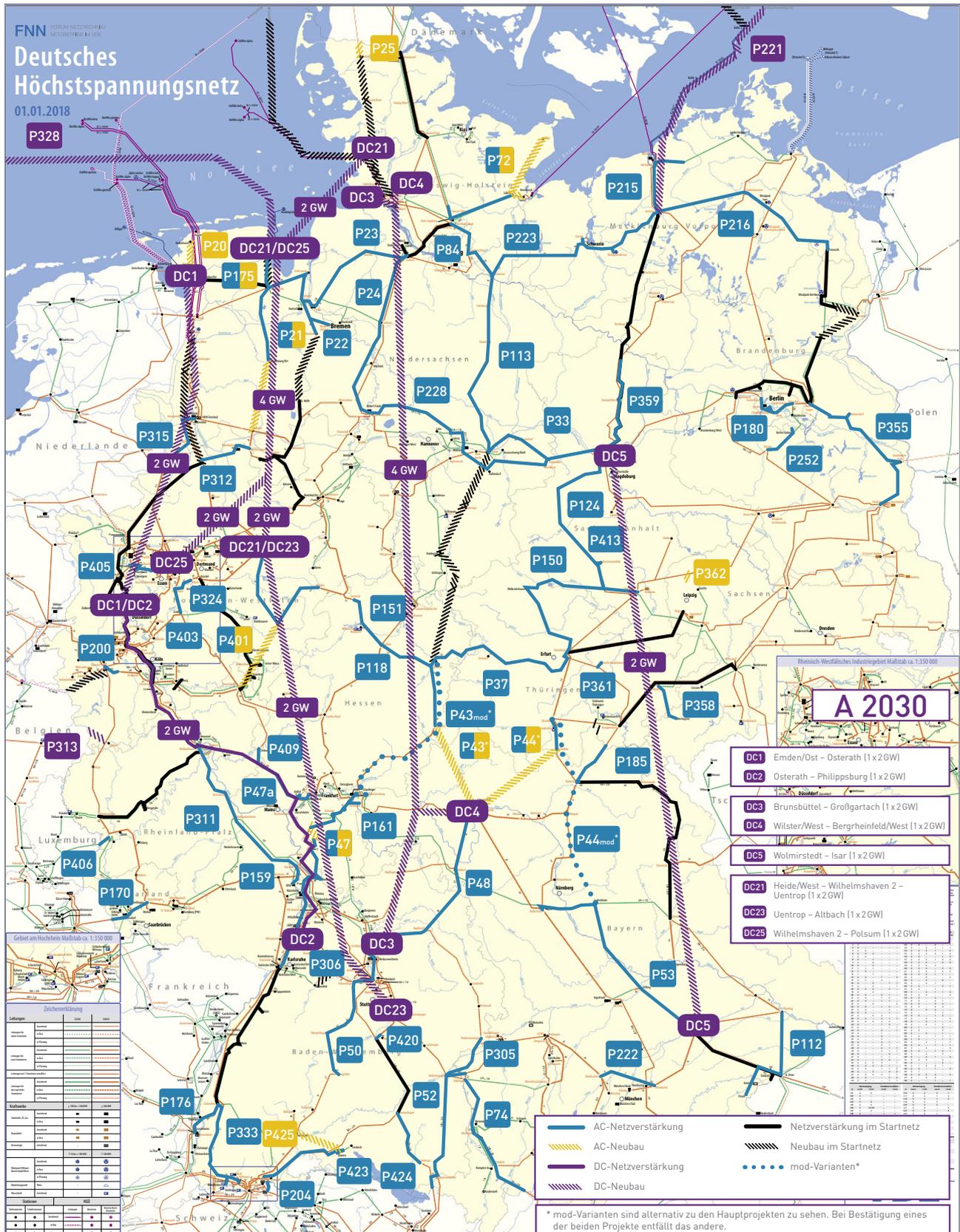
Im Szenario A 2030 liegt der Umfang AC-Netzausbaumaßnahmen rund 40 km unter dem des Szenarios B 2030, während der Netzausbaubedarf (AC und DC) gleich ist. Damit liegt der Umfang der erforderlichen Netzmaßnahmen in den Szenarien A 2030 und B 2030 nahezu auf dem gleichen Niveau.

In der folgenden Abbildung 60 sind die Projekte und Maßnahmen für das Szenario A 2030 dargestellt. In Tabelle 31 in Kapitel 6.3 sind alle für einen bedarfsgerechten Netzausbau erforderlichen Maßnahmen des Zubaunetzes dieses Szenarios aufgelistet. Jedes Projekt ist mit einer Projektnummer versehen. Im Anhang zu diesem Bericht und auf der NEP-Website unter www.netzentwicklungsplan.de/NEP_2030_V2019_2_Entwurf_Teil2.pdf ist für jedes Projekt eine detaillierte Beschreibung hinterlegt.

²⁴ Im Sinne der vorausschauenden Planung für das im Szenario B 2035 erforderliche Projekt DC20 sind bereits im Zuge des Projekts DC5 Leerrohre für die zukünftige Erweiterung der HGÜ-Verbindung entsprechend der inzwischen geschaffenen gesetzlichen Möglichkeit vorzusehen.



Abbildung 60: Szenario A 2030/alle Leitungsprojekte



Quelle: VDE | FNN/Übertragungsnetzbetreiber²⁵

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

Szenario B 2030

Tabelle 20: Kennzahlen Szenario B 2030

B 2030	installierte Leistung Wind	davon nördliche Bundesländer (SH, NI, MV)	Erzeugung aus Windenergie	davon nördliche Bundesländer (SH, NI, MV)
onshore	81,5 GW	34,7 GW	173,8 TWh	79,5 TWh
offshore	17,0 GW	17,0 GW	73,8 TWh	73,8 TWh
Summe	98,5 GW	51,7 GW	247,6 TWh	153,3 TWh

DC-Neubau in Deutschland (inkl. Startnetz)		davon Interkonnektoren nach Belgien, Dänemark, Großbritannien, Norwegen, Schweden (deutscher Anteil)
Länge	3.780 km	520 km
Übertragungskapazität	12 GW	

AC-Netz Neubau (inkl. Startnetz)	DC/AC-Netzverstärkung (inkl. Startnetz)
Länge	1.030 km
	6.710 km (davon rund 2.190 km Stromkreisaufgaben / Umbeseitungen)

Investitionsvolumen inkl. Startnetz: 61 Mrd. €

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Im Szenario B 2030 zeigt sich die Notwendigkeit für folgende HGÜ-Verbindungen, die allesamt im **BBP 2015** enthalten sind:

- HGÜ-Verbindung **DC1** Emden/Ost – Osterath in Fortsetzung
- HGÜ-Verbindung **DC2** Osterath – Philippsburg mit **2 GW**
- HGÜ-Verbindung **DC3** **2 GW** Brunsbüttel – Großgartach
- HGÜ-Verbindung **DC4** **2 GW** Wilster/West – Bergheinfeld/West
- HGÜ-Verbindung **DC5** **2 GW** Wolmirstedt – Isar²⁶

Darüber hinaus zeigt sich die Notwendigkeit für die folgenden HGÜ-Verbindungen:

- HGÜ-Verbindung **DC21/DC23** **2 GW** Heide/West – Wilhelmshaven 2 – Uentrop – Altbach
- HGÜ-Verbindung **DC25** **2 GW** Wilhelmshaven 2 – Polsum

Außerdem sind im Szenario B 2030 neben den **AC-Ausbaumaßnahmen** des **BBP 2015** sowie den von der BNetzA bestätigten Maßnahmen aus dem **NEP 2030 (2017)** weitere AC-Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen notwendig.

Eine detaillierte Darstellung der oben genannten HGÜ-Verbindungen sowie sämtlicher AC-Maßnahmen ist in den Projektsteckbriefen im Anhang zu finden.

²⁶ Im Sinne der vorausschauenden Planung für das im Szenario B 2035 erforderliche Projekt DC20 sind bereits im Zuge des Projekts DC5 Leerrohre für die zukünftige Erweiterung der HGÜ-Verbindung *entsprechend der inzwischen geschaffenen gesetzlichen Möglichkeit* vorzusehen.

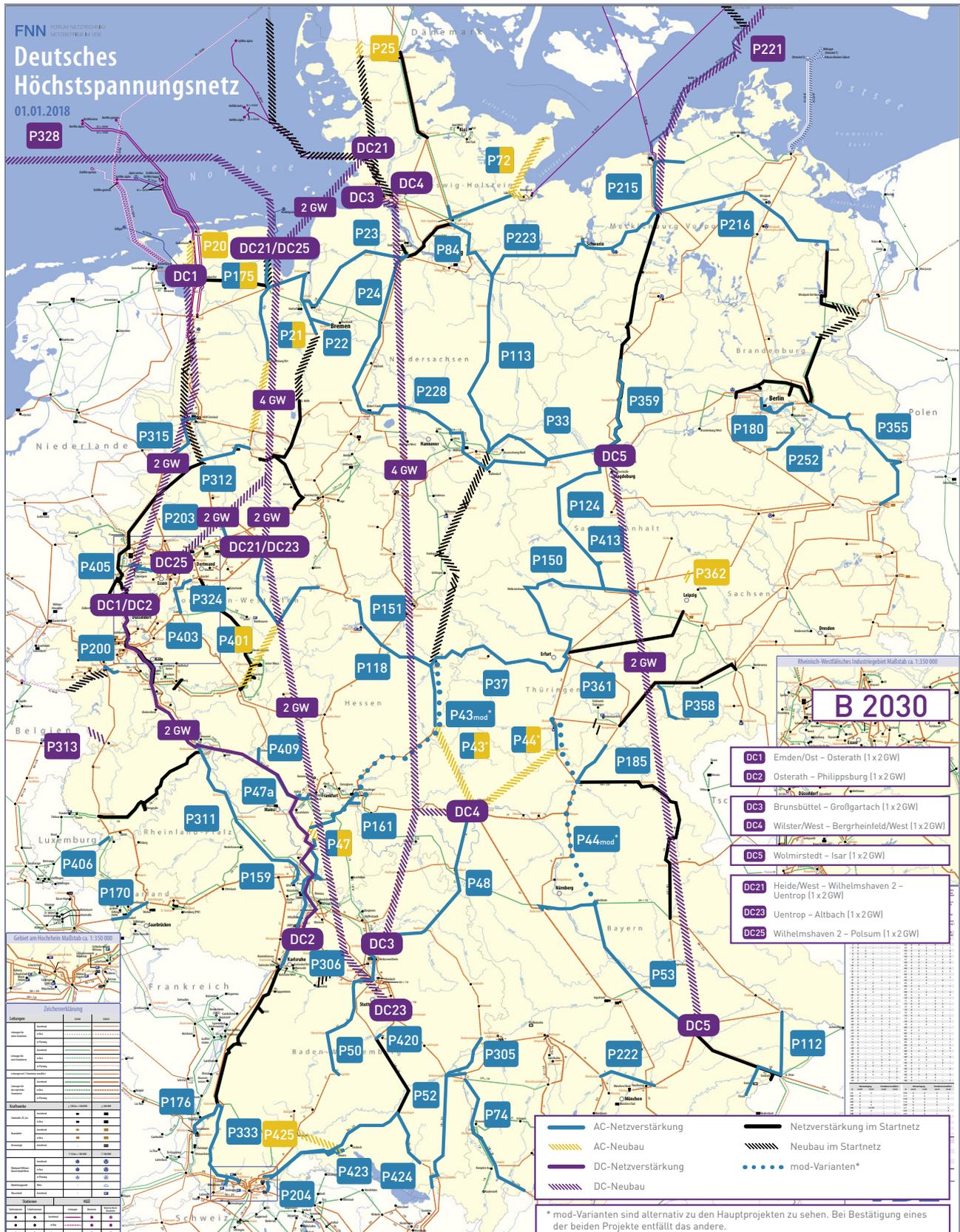


Der gegenüber der Bestätigung der BNetzA im Zuge des NEP 2030 (2017) weiter anwachsende Bedarf an Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen ist im Wesentlichen auf den deutlich höheren Zubau erneuerbarer Energien zurückzuführen. Waren im Szenario B 2030 des NEP 2030 (2017) noch rund 52,2 % Strom aus EE zu integrieren, so sind es im Szenario B 2030 des NEP 2030 (2019) bei einem EE-Anteil von rund 67 % rund 50 GW mehr an EE-Kapazität. Allein in den drei norddeutschen Küstenländern (siehe Tabelle 20) steigt die installierte Leistung an Wind on- und offshore gegenüber dem Szenario B 2030 des NEP 2030 (2017) von 39,3 GW um über 12 GW auf jetzt 51,7 GW an.

In der folgenden Abbildung 61 sind die Projekte und Maßnahmen für das Szenario B 2030 dargestellt. In Tabelle 31 in Kapitel 6.3 sind alle für einen bedarfsgerechten Netzausbau erforderlichen Maßnahmen des Zubaunetzes dieses Szenarios aufgelistet. Jedes Projekt ist mit einer Projektnummer versehen. Im Anhang zu diesem Bericht und auf der NEP-Website unter www.netzentwicklungsplan.de/NEP_2030_V2019_2_Entwurf_Teil2.pdf ist für jedes Projekt eine detaillierte Beschreibung hinterlegt.



Abbildung 61: Szenario B 2030/alle Leitungsprojekte



Quelle: VDE | FNN/Übertragungsnetzbetreiber²⁷

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

Szenario C 2030

Tabelle 21: Kennzahlen Szenario C 2030

A 2030	installierte Leistung Wind	davon nördliche Bundesländer (SH, NI, MV)	Erzeugung aus Windenergie	davon nördliche Bundesländer (SH, NI, MV)
onshore	85,5 GW	36,0 GW	182,8 TWh	83,0 TWh
offshore	17,0 GW	17,0 GW	74,0 TWh	74,0 TWh
Summe	102,5 GW	53,0 GW	256,8 TWh	157,0 TWh

DC-Neubau in Deutschland (inkl. Startnetz)	davon Interkonnektoren nach Belgien, Dänemark, Großbritannien, Norwegen, Schweden (deutscher Anteil)
Länge 3.780 km	520 km
Übertragungskapazität 12 GW	

AC-Netz Neubau (inkl. Startnetz)	DC/AC-Netzverstärkung (inkl. Startnetz)
Länge 1.130 km	7.180 km (davon rund 2.420 km Stromkreisaufgaben/Umbeseilungen)

Investitionsvolumen inkl. Startnetz: 62,5 Mrd. €

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Im Szenario C 2030 zeigt sich die Notwendigkeit für folgende HGÜ-Verbindungen, die allesamt im BBP 2015 enthalten sind:

- HGÜ-Verbindung DC1 Emden/Ost – Osterath in Fortsetzung
- HGÜ-Verbindung DC2 Osterath – Philippsburg mit 2 GW
- HGÜ-Verbindung DC3 2 GW Brunsbüttel – Großgartach
- HGÜ-Verbindung DC4 2 GW Wilster/West – Bergheinfeld/West
- HGÜ-Verbindung DC5 2 GW Wolmirstedt – Isar²⁸

Darüber hinaus zeigt sich die Notwendigkeit für die folgenden HGÜ-Verbindungen:

- HGÜ-Verbindung DC21/DC23 2 GW Heide/West – Wilhelmshaven 2 – Uentrop – Altbach
- HGÜ-Verbindung DC25 2 GW Wilhelmshaven 2 – Polsum

Außerdem sind im Szenario C 2030 neben den AC-Ausbaumaßnahmen des BBP 2015 sowie den von der BNetzA bestätigten Maßnahmen aus dem NEP 2030 (2017) weitere AC-Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen notwendig.

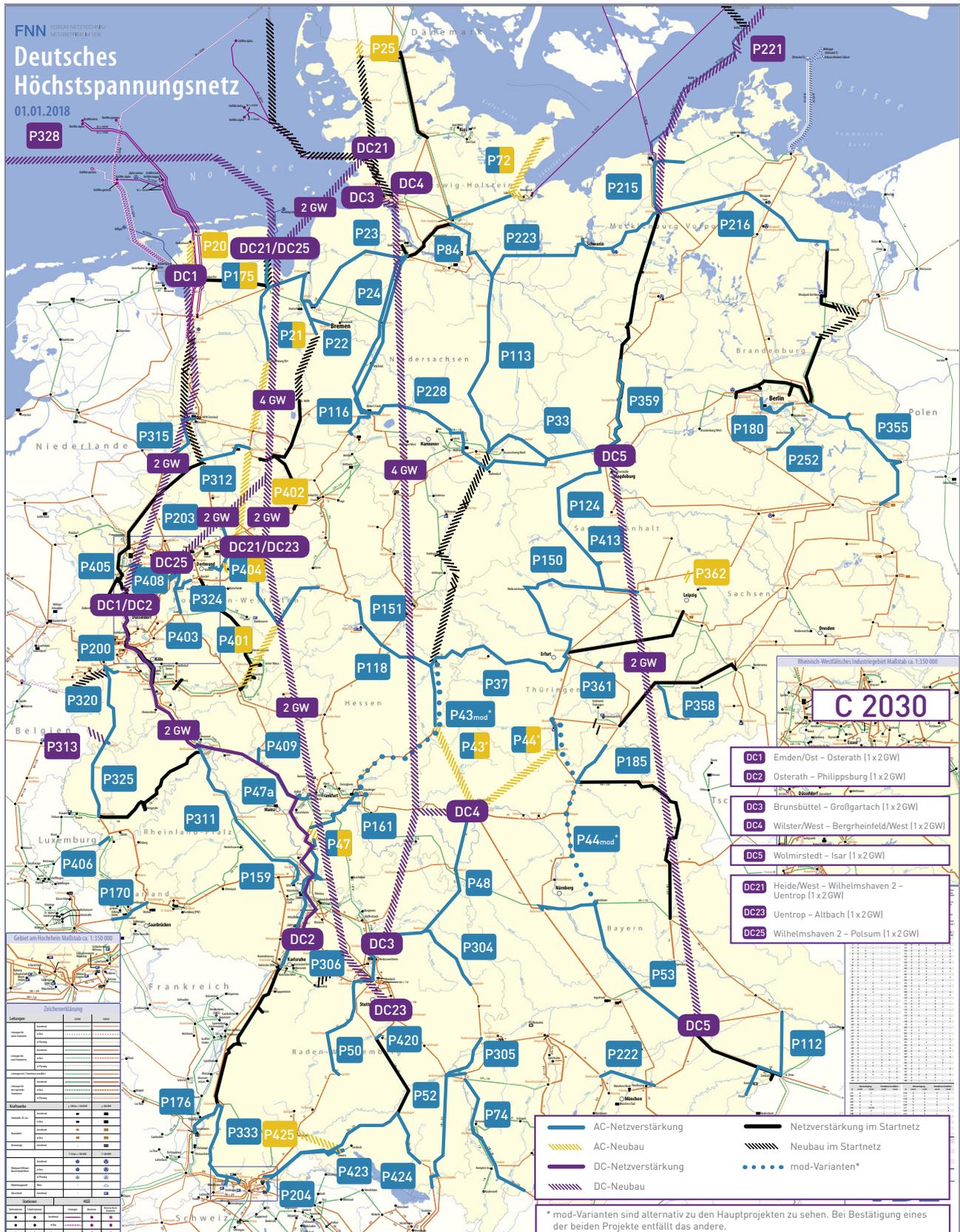
Im Szenario C 2030 liegt der Umfang an AC-Netzmaßnahmen rund 570 km über dem des Szenarios B 2030, während der Bedarf an DC-Maßnahmen gleich ist. Der leicht höhere Bedarf an Netzausbaumaßnahmen im Szenario C 2030 ist im Wesentlichen auf die höhere Stromnachfrage, die höheren EE-Kapazitäten und die wegfallenden Must-Run-Bedingungen konventioneller Kraftwerke zurückzuführen. Dadurch steigt bei hoher EE-Einspeisung im Norden der Transportbedarf nach Süddeutschland.

In der folgenden Abbildung 62 sind die Projekte und Maßnahmen für das Szenario C 2030 dargestellt. In Tabelle 31 in Kapitel 6.3 sind alle für einen bedarfsgerechten Netzausbau erforderlichen Maßnahmen des Zubaunetzes dieses Szenarios aufgelistet. Jedes Projekt ist mit einer Projektnummer versehen. Im Anhang zu diesem Bericht und auf der NEP-Website unter www.netz-entwicklungsplan.de/NEP_2030_V2019_2_Entwurf_Teil2.pdf ist für jedes Projekt eine detaillierte Beschreibung hinterlegt.

²⁸ Im Sinne der vorausschauenden Planung für das im Szenario B 2035 erforderliche Projekt DC20 sind bereits im Zuge des Projekts DC5 Leerrohre für die zukünftige Erweiterung der HGÜ-Verbindung entsprechend der inzwischen geschaffenen gesetzlichen Möglichkeit vorzusehen.



Abbildung 62: Szenario C 2030/alle Leitungsprojekte



Quelle: VDE | FNN/Übertragungsnetzbetreiber²⁹

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

Szenario B 2035

Tabelle 22: Kennzahlen Szenario B 2035

B 2035	installierte Leistung Wind	davon nördliche Bundesländer (SH, NI, MV)	Erzeugung aus Windenergie	davon nördliche Bundesländer (SH, NI, MV)
onshore	90,8 GW	36,6 GW	190,8 TWh	83,1 TWh
offshore	23,2 GW	23,2 GW	100,7 TWh	100,7 TWh
Summe	114,0 GW	59,8 GW	291,5 TWh	183,8 TWh

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Das Szenario B 2035 dient mit seinem um fünf Jahre verlängerten Zeithorizont in erster Linie der Nachhaltigkeitsprüfung. *Dadurch kann gezeigt werden, dass Maßnahmen, die in den Szenarien mit dem Zeithorizont 2030 identifiziert wurden, in der Regel auch im Szenario B 2035 erforderlich sind. Dies konnte sowohl für alle im BBP 2015 enthaltenen Maßnahmen als auch für die zwischenzeitlich darüber hinaus von der BNetzA bestätigten Maßnahmen sowie für die meisten weiteren Maßnahmen der Szenarien A 2030, B 2030 und C 2030 nachgewiesen werden.*

Der großräumige Nord-Süd-Übertragungsbedarf steigt im Szenario B 2035 gegenüber dem Szenario B 2030 durch den voranschreitenden Ausbau erneuerbarer Energien am Stromverbrauch auf knapp 74 % weiter an. Der Szenariorahmen sieht für das Szenario B 2035 im Vergleich zu B 2030 z. B. einen weiteren Zubau von 6,2 GW Wind offshore und 9,3 GW Wind onshore vor – ein Großteil davon in den nördlichen Bundesländern (siehe Tabelle 22). Dies führt im Vergleich zu B 2030 zu einem weiter ansteigenden Nord-Süd-Übertragungsbedarf mit der Konsequenz, dass die im Szenario B 2030 als erforderlich identifizierten AC- und DC-Maßnahmen sowie die leistungsflusststeuernden Punktmaßnahmen im Szenario B 2035 nicht ausreichen, um die Übertragungsaufgabe zu lösen. Daher sind im Szenario B 2035 im Vergleich zu B 2030 vor dem Hintergrund eines integrierten und effizienten Gesamtkonzepts zusätzlich zur umfangreichen Berücksichtigung innovativer Technologien (siehe Kapitel 5.2) weitere AC-Maßnahmen sowie 2 GW an zusätzlichen DC-Verbindungen zur großräumigen Stromübertragung erforderlich.

Auf eine detaillierte Darstellung der ausschließlich im Szenario B 2035 erforderlichen Verbindungen in den Projektsteckbriefen im Anhang wird in diesem NEP verzichtet. *Vor dem Hintergrund eines zukünftig zu erwartenden Anstiegs des Transportbedarfs über die aktuellen Szenarien 2030/2035 hinaus, könnte die inzwischen als gesetzliche Möglichkeit geschaffene Beantragung von Leerrohren in Zukunft einen Beitrag leisten, diesen zusätzlichen Bedarf zu decken.*

Sämtliche im Szenario B 2035 erforderlichen Projekte und Maßnahmen sind allerdings in Tabelle 31 in Kapitel 6.3 aufgeführt. Ergänzend erfolgt nachfolgend eine Kurzcharakterisierung der im Szenario B 2035 zusätzlich erforderlichen DC-Verbindung, die über den Bedarf im Szenario B 2030 hinausgeht.

DC20: HGÜ-Verbindung von Mecklenburg-Vorpommern nach Bayern (50Hertz / TenneT)

Die HGÜ-Verbindung von der neu zu errichtenden Anlage im Suchraum *der Gemeinde Klein Rogahn* (Arbeitstitel Görries/West) in Mecklenburg-Vorpommern über Wolmirstedt nach Isar in Bayern soll Standorte mit hohen Einspeisungen aus On- und Offshore-Windenergie in Nordostdeutschland mit den Lastschwerpunkten im Süden Deutschlands verbinden.

Die HGÜ-Verbindung von Görries/West nach Isar ermöglicht einen Zugang zu möglichst kostengünstiger Energie durch einen vernetzten Energiebinnenmarkt. Als ein direkt steuerbares Element stützt sie dahingehend die Systemstabilität im Süden Deutschlands. Insbesondere bei mittlerer und starker Windeinspeisung im Nordosten wird das süddeutsche Netz durch den zielgerichteten Leistungstransport entscheidend gestützt.



Am Standort Görries/West kann der aus erneuerbaren Energien erzeugte Strom effizient in das Netz integriert werden. Im Vergleich zum bis zum NEP 2030 (2017) vorgeschlagenen Standort Güstrow, trägt die weiter westliche Ansiedlung des Standortes noch stärker zu einer Vergleichmäßigung der Leistungsflüsse bundesweit bei. Das AC-Netz wird wirkungsvoll entlastet und Überlastungen der benachbarten Netze in Polen und Tschechien können reduziert werden. Die zusätzlich geplanten Phasenschiebertransformatoren (PST) in Güstrow (P357) können gezielt zur Entlastung der Doppelleitung Güstrow – Wessin – Görries – Krümmel eingesetzt werden. HGÜ und PST ermöglichen gemeinsam als leistungsflusssteuernde Elemente im koordinierten Einsatz eine bessere Ausnutzung der vorhandenen Netzkapazitäten sowohl in Mecklenburg-Vorpommern als auch in Schleswig-Holstein.

Ohne die Errichtung dieser HGÜ-Verbindung bestünden zunehmend Netzengpässe zwischen Mecklenburg-Vorpommern, Mitteldeutschland und Bayern, was zu Einspeisemanagement erneuerbarer Energien und einer Erhöhung des Redispatchbedarfs führen würde.

Seit dem NEP 2012 zeigt sich in den Langfristszenarien immer wieder der Bedarf für zusätzliche Transportkapazität zwischen Mecklenburg-Vorpommern und Bayern, der im Zieljahr 2035 durch die HGÜ-Verbindung DC20 mit einer Nennleistung von 2 GW möglichst in bestehender Trasse gedeckt werden könnte. Die HGÜ-Verbindung könnte weitestgehend in den Schutzstreifen bestehender AC-Freileitungen und DC-Kabeltrassen umgesetzt werden. Im Sinne der vorausschauenden Planung sind bereits im Zuge des Projekts DC5 Wolmirstedt – Isar Leerrohre für die zukünftige Erweiterung der HGÜ-Verbindung *entsprechend der inzwischen geschaffenen gesetzlichen Möglichkeit* vorzusehen. Für den Abschnitt zwischen Görries/West und Wolmirstedt wird weitestgehend eine Trassierung im Schutzstreifen der vorhandenen AC-Freileitungen angestrebt.

Exkurs: Sensitivität „B 2035 – Kohleausstieg“

Hintergrund

Die Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (WSB-Kommission) hat in ihrem Abschlussbericht vom 26.01.2019 keine Zielzahlen für das Jahr 2035 vorgelegt. Die mögliche Bandbreite an Kohlekraftwerksleistung erstreckt sich damit zwischen den für 2030 empfohlenen 17 GW und den für 2038 empfohlenen 0 GW. Das auf Basis des genehmigten Szenariorahmens analysierte Szenario B 2035 spiegelt somit die obere Grenze der Bandbreite wieder. Aufgrund der sogenannten Öffnungsklausel der WSB-Kommission, nach der ein vorgezogener Kohleausstieg zum Jahr 2035 geprüft werden soll, ist auch ein Wert nahe oder auf der unteren Grenze der Bandbreite – also ein kompletter Ausstieg aus der Kohleverstromung – für 2035 grundsätzlich möglich. Um die Nachhaltigkeit der im NEP 2030 (2019) identifizierten Maßnahmen zu überprüfen, analysieren die ÜNB im vorliegenden zweiten Entwurf daher ein Sensitivitätsszenario „B 2035 – Kohleausstieg“ mit 0 GW Kohlekraftwerksleistung. Mit dieser Sensitivität stellen die ÜNB sicher, dass die für 2030 sowie für das Szenario B 2035 identifizierten Netzentwicklungsmaßnahmen auch im Fall eines kompletten Kohleausstiegs erforderlich sind.

Anpassungen am Szenariorahmen

Das Szenario „B 2035 – Kohleausstieg“ basiert in weiten Teilen auf dem Szenario B 2035. Analog zur Methodik der BNetzA in der Genehmigung des Szenariorahmens wurde die wegfallende Leistung von KWK-fähigen Stein- und Braunkohlekraftwerken durch entsprechende erdgasbasierte innovative KWK-Systeme ersetzt. Die maximale Wärmeauskopplung der wegfallenden kohlebefeuerten KWK-Anlagen beträgt ca. 3,2 GW_{th}. Davon werden 70 % durch BHKW mit einer Stromkennzahl³⁰ von 2 ersetzt, woraus sich für die innovativen KWK-Systeme eine elektrische Leistung von 1,1 GW ergibt. Der Wegfall von 17,1 GW Kohlekraftwerksleistung, zusätzliche 1,1 GW innovative KWK-Systeme und eine daraus resultierende leicht veränderte Regionalisierung der Power-to-Heat-Leistung (deren Gesamtleistung jedoch weiterhin bei 12,6 GW liegt) sind die einzigen Änderungen gegenüber dem Szenario B 2035. Für die darauf aufbauende Marktmodellierung wurden die Vorgaben zur KWK-Stromerzeugung sowie die den Handel einschränkenden Flow-Based Parameter entsprechend neu bestimmt.

³⁰ Die Stromkennzahl beschreibt das Verhältnis von erzeugtem Strom zur nutzbaren Wärme und symbolisiert damit die Stromausbeute von Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung.



Ergebnis der Marktsimulation

Auch in diesem Szenario weist Deutschland trotz der verminderten konventionellen Stromerzeugungsleistungen weiterhin einen Nettoexport auf, welcher mit 19 TWh gegenüber dem genehmigten Szenario B 2035 jedoch deutlich geringer ausfällt. Während der Nettoexport nach Süd- und Westeuropa sinkt, steigt der Nettoimport aus Nord- und Osteuropa. Die wegfallende Stromerzeugung aus Braun- und Steinkohlekraftwerken wird neben der Änderung in der Exportbilanz vor allem durch eine zusätzliche Stromerzeugung von Erdgaskraftwerken (+ ca. 24 TWh) ausgeglichen. Die nicht-verwertbare Erzeugung aus EE-Anlagen im Strommarkt sinkt von rund 6,1 TWh in B 2035 auf 4,4 TWh in der Sensitivität. Die CO₂-Emissionsobergrenze wird – anders als im genehmigten Szenario B 2035 – mit 96,1 Mio. t CO₂ ohne zusätzlichen nationalen Preisaufschlag eingehalten.

Für Aussagen zur Versorgungssicherheit wären andere Analysen unter Berücksichtigung besonderer Wetterereignisse und Kraftwerksausfallkombinationen notwendig.

Ergebnis der Netzanalysen

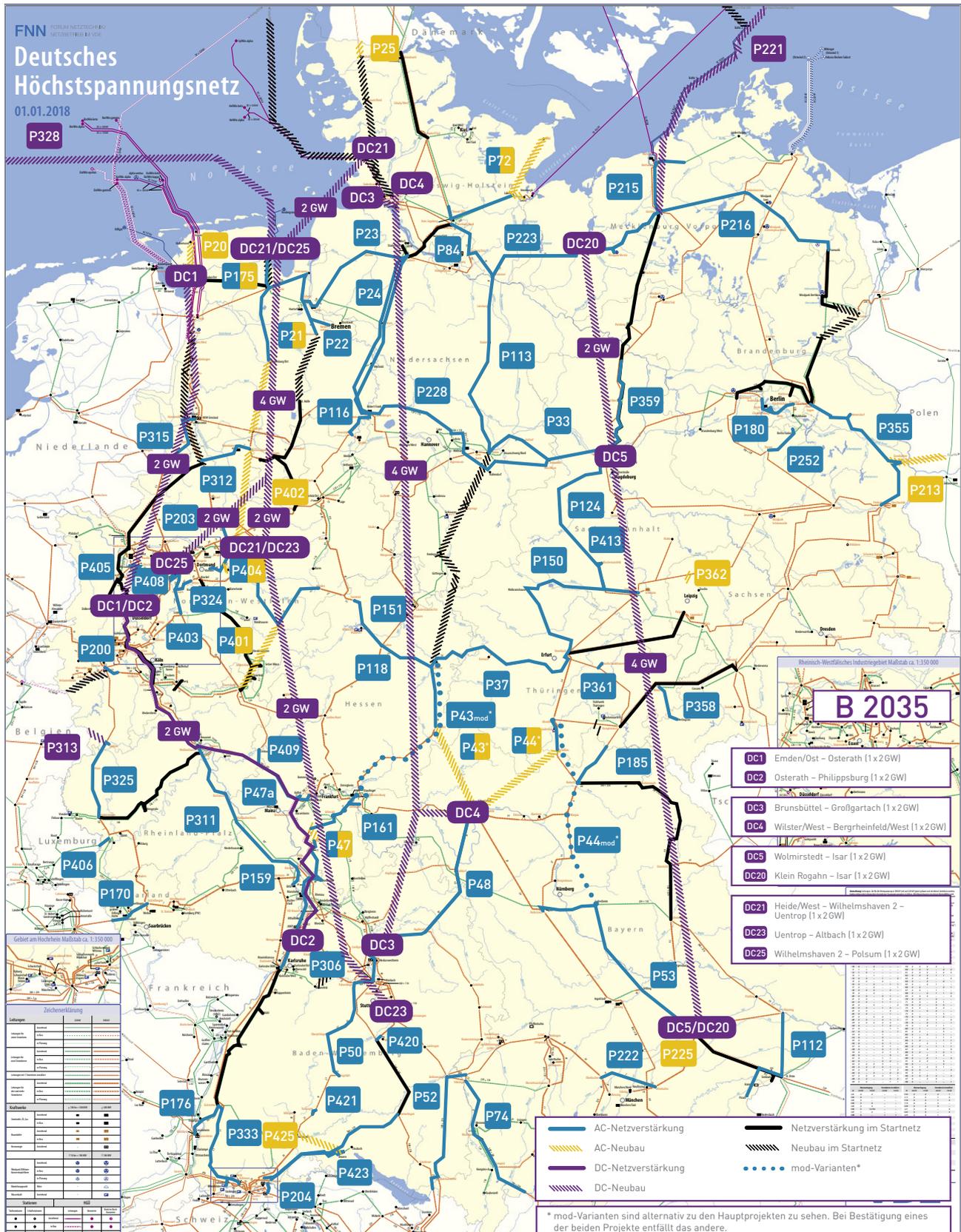
Das Langfristszenario B 2035 dient dem Nachhaltigkeitscheck der Maßnahmen aus den Szenarien mit dem Zeithorizont 2030. Das Ergebnis der Netzanalysen ist, dass der für das Szenario B 2035 identifizierte überregionale Netzausbaubedarf sich auch in einem Sensitivitätsszenario „B 2035 – Kohleausstieg“ weiterhin als notwendig erweist – und insofern im Sinne von „no regret-Maßnahmen“ als robust anzusehen ist. Diese Tendenz wird auch durch den Vergleich der Redispatch-Volumina bestätigt. Während im Szenario B 2035 das mit den vorgeschlagenen Maßnahmen verbleibende Redispatch-Volumen bei 2,6 TWh liegt, steigt es in der Sensitivität „B 2035 – Kohleausstieg“ unter Berücksichtigung der gleichen Netzmaßnahmen auf 3,2 TWh an. Im Teil 2 (Anhang) des NEP wird bei einigen Projekten mit regionalem Bezug zu Kohlekraftwerksstandorten in den entsprechenden Steckbriefen Bezug zum Kohleausstieg genommen.

Systemstabilität

Im NEP wurde die Sensitivität „B 2035 – Kohleausstieg“ nicht bezüglich Systemstabilität geprüft. In den Analysen zum Szenario B 2035 zeigen sich jedoch Situationen mit hoher Netzauslastung und sehr geringer Einspeisung aus konventionellen Kraftwerken. Diese Situationen bilden die Aspekte des Kohleausstiegs gut ab. Die Zwischenergebnisse ergeben zum einen erhebliche Bedarfe an stationärer und geregelter Blindleistung, die durch die ÜNB bereitzustellen ist. Zum anderen existieren Herausforderungen hinsichtlich der Stabilität, die im Rahmen des NEP nicht abschließend quantifiziert werden können, aber erhebliche Bedarfe an systemstützenden Anlagen wie rotierenden Phasenschiebern, leistungselektronischen Kompensationsanlagen mit speziellen Regelungseigenschaften und Stellreserven sowie der Weiterentwicklung technischer Anschlussregeln für dezentrale Erzeugungsanlagen nach sich ziehen sollten.



Abbildung 63: Szenario B 2035/alle Leitungsprojekte



Quelle: VDE | FNN/Übertragungsnetzbetreiber³¹

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

5.3.7 Ergebnisse der Netzanalysen

Die wesentlichen Prämissen der Netzplanung sind neben der Systemsicherheit die bedarfsgerechte Auslegung des Übertragungsnetzes, die Minimierung zusätzlicher neuer Netztrassen, die Wirtschaftlichkeit und die Nachhaltigkeit.

Auch für diesen ersten Entwurf des NEP 2030 (2019) wurden in einem integrierten Gesamtkonzept zusätzlich zu den Maßnahmen des Startnetzes und den AC- sowie den DC-Maßnahmen des BBP 2015 jeweils für die Szenarien *A 2030*, *B 2030* und *C 2030* sowie für das vorrangig der Nachhaltigkeitsprüfung dienende Szenario *B 2035* Maßnahmen zur Netzoptimierung, zur Netzverstärkung und zum Netzausbau ermittelt.

Wichtige Treiber für weiträumige Leistungstransporte in den Szenarien sind der Ausbau der Onshore-Windenergie insbesondere in Nord- und Ostdeutschland, die Offshore-Windenergie sowie der grenzüberschreitende Energieaustausch mit dem Ausland. Die Ergebnisse des in diesem NEP ermittelten Offshore-Netzausbaus finden sich in den Kapiteln 3.2.3 und 3.2.4.

In den Szenarien *A 2030*, *B 2030*, *C 2030* und *B 2035* wurde erneut die Notwendigkeit aller Maßnahmen des BBP 2015 sowie darüber hinaus aller von der BNetzA im Zuge des NEP 2030 (2017) bestätigten Maßnahmen nachgewiesen. Mit ihnen allein ergibt sich jedoch noch kein bedarfsgerechtes Netz. Im folgenden Kapitel 6 werden neben den in den Szenarien ermittelten Maßnahmen für die Offshore-Netzanbindung alle für einen bedarfsgerechten Netzausbau in den Szenarien *A 2030*, *B 2030*, *C 2030* und *B 2035* erforderlichen Maßnahmen tabellarisch dargestellt. Dabei werden erstmals im NEP in einem gewissen Umfang identifizierte Engpässe nicht durch neue Netzverstärkungs- oder -ausbaumaßnahmen beseitigt, sondern zur angemessenen Berücksichtigung möglicher zukünftiger innovativer Technologien (siehe Kapitel 5.2) stehen gelassen.

Anders als im NEP 2030 (2017) reicht für das Zieljahr 2030 eine Kombination aus den DC-Vorhaben des BBP 2015 mit einer AC-Netzverstärkung unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Netzbetriebsmittel alleine nicht mehr aus. Zur Integration von 65 % erneuerbare Energien am Bruttostromverbrauch sind für das Zieljahr 2030 weitere leistungsfähige DC-Verbindungen erforderlich, deren Bedarf im Szenario *B 2035* mit einem Anteil erneuerbarer Energien von knapp 74 % weiter ansteigt. Trotz der deutlich höheren Übertragungsaufgabe liegt das Gesamtvolumen an Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen (AC und DC) *in den Szenarien mit dem Zieljahr 2030 auf einem vergleichbaren Niveau wie im NEP 2030 (2017)*.

In *allen* Szenarien wurden die im BBP 2015 enthaltenen DC-Verbindungen mit einer Nord-Süd-Übertragungskapazität von in Summe 8 GW zugrunde gelegt. Diese haben sich überall gleichermaßen als erforderlich erwiesen. Darüber hinaus zeigte sich *bereits in den Szenarien mit dem Zieljahr 2030* die Erforderlichkeit von weiteren 4 GW an DC-Verbindungen zwischen Schleswig-Holstein/Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen einschließlich einer Weiterführung von 2 GW in Richtung Baden-Württemberg. In *B 2035* ist darüber hinaus eine weitere DC-Verbindung mit 2 GW von Mecklenburg-Vorpommern nach Bayern erforderlich.

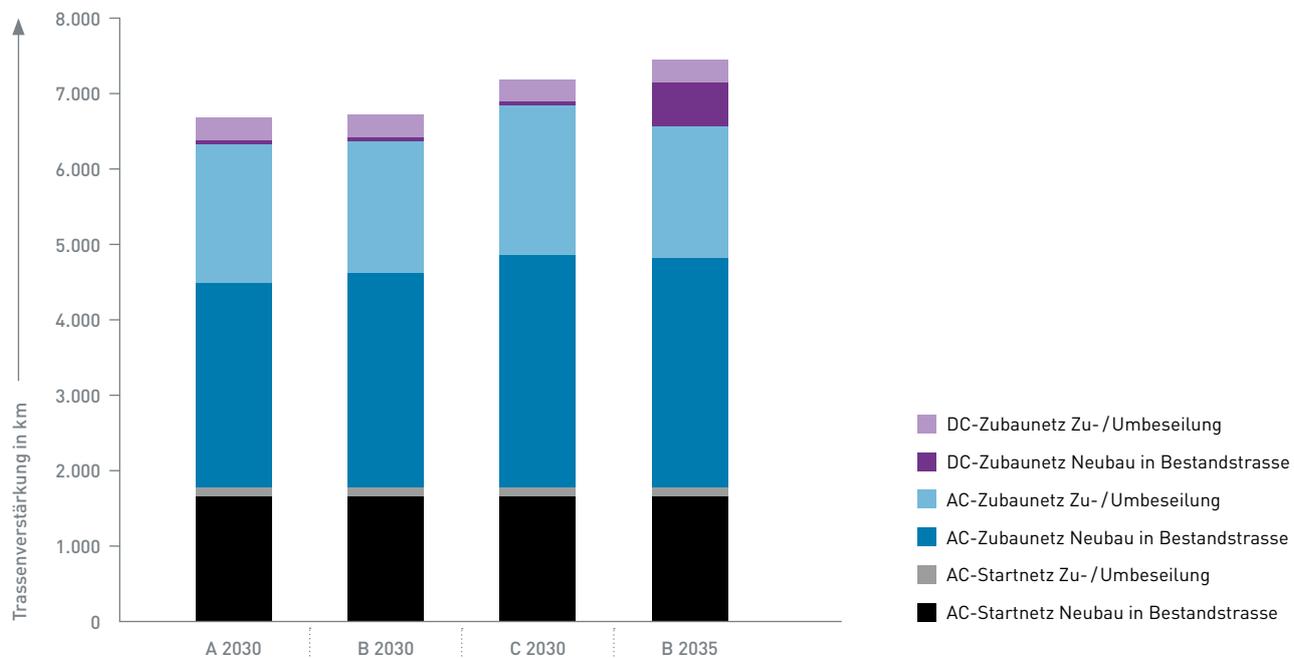
Neben dem Einsatz der DC-Technologie für die großräumige Stromübertragung ist die weitere Verstärkung bzw. der Ausbau des 380-kV-Drehstromnetzes über den BBP 2015 hinaus erforderlich. Die in den Szenarien ermittelten Maßnahmen sind konsistent mit den Ergebnissen des vorangegangenen Netzentwicklungsplans. Ihr Umfang steigt jedoch gegenüber den von der BNetzA im NEP 2030 (2017) bestätigten Maßnahmen wegen des deutlichen Zuwachses an erneuerbarer Erzeugungsleistung weiter an. Dämpfend auf den AC-Netzausbaubedarf wirkt die Berücksichtigung weiterer Querregeltransformatoren, da diese die Leistungsflüsse auf den vorhandenen Leitungen optimieren.

Im Zusammenhang mit der von der BNetzA im Zuge der Bestätigung des NEP 2014 geforderten Prüfung von Alternativen für die Projekte P43 (Mecklar – Bergrheinfeld/West) und P44 (Altenfeld – Grafenrheinfeld) haben die ÜNB im NEP 2030 (2019) keine eigenständigen Netzanalysen mit den Alternativen P43mod und P44mod durchgeführt. Dennoch befinden sich für die Alternativen P43mod und P44mod eigenständige Projektsteckbriefe im Anhang zu diesem Bericht. Die ÜNB halten grundsätzlich an ihrer in den vorherigen Netzentwicklungsplänen formulierten Aussage fest, dass die Projekte P43 und P44 wegen ihrer netztechnischen Effizienz vorzuziehen sind.



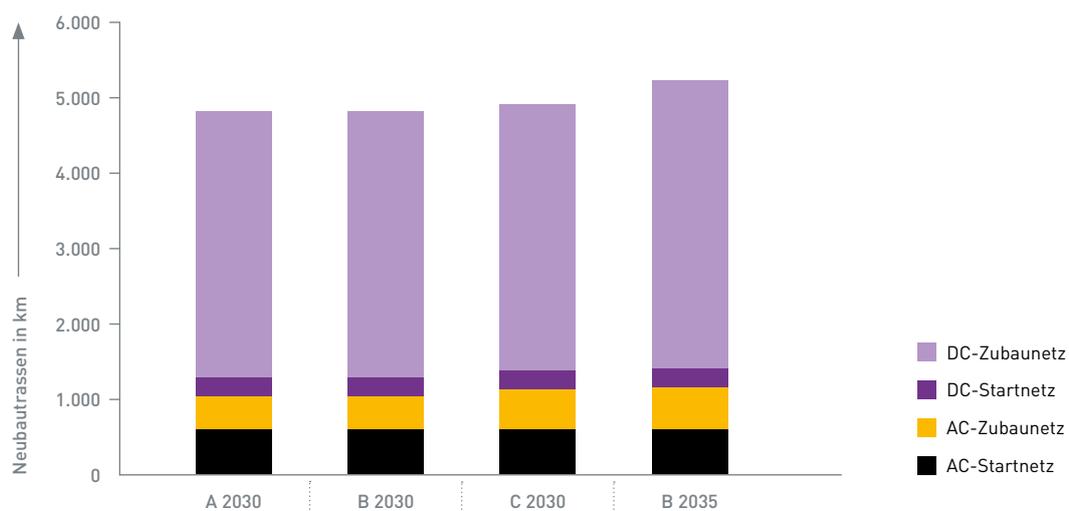
In den Abbildungen 64 und 65 sind für die Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 der Umfang an Netzverstärkungen in Bestandstrassen und an Neubautrassen dargestellt, wobei zwischen AC-Technik und DC-Technik unterschieden wird.

Abbildung 64: Umfang an Netzverstärkung in den Szenarien des NEP 2030 (2019)



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 65: Umfang an Netzausbaubedarf in den Szenarien des NEP 2030 (2019)

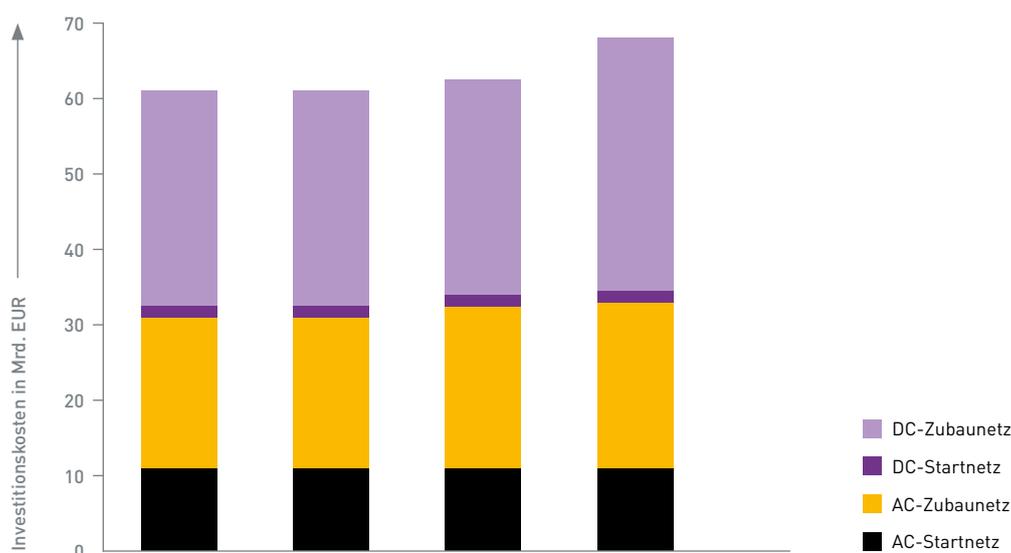


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



In Abbildung 66 sind für die Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 die geschätzten Investitionskosten abgebildet. Details zur Ermittlung der Investitionskosten im NEP 2030 (2019) finden sich in Kapitel 5.3.1. Die Investitionskosten für die Anbindung der Offshore-Windenergie werden in Abbildung 32 in Kapitel 3.2.4 dargestellt. Die spezifischen Kosten sind auf der NEP-Website unter www.netzentwicklungsplan.de/Zwo hinterlegt.

Abbildung 66: Geschätzte Investitionskosten im NEP 2030 (2019)



Angaben in Mrd. EUR (gerundet)	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035
DC-Zubaunetz	28,5	28,5	28,5	33,5
DC-Startnetz	1,5	1,5	1,5	1,5
AC-Zubaunetz*	20,0	20,0	21,5	22,0
AC-Startnetz	11,0	11,0	11,0	11,0
Summe	61,0	61,0	62,5	68,0

* inkl. Anlagen zur Blindleistungskompensation

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Für das **Szenario B 2030** werden die Mengen und Kosten aus den Abbildungen und Tabellen dieses Kapitels nachfolgend beispielhaft erläutert.

Das Volumen der **Netzverstärkungen auf Bestandstrassen** einschließlich der Startnetz-Maßnahmen beträgt in B 2030 **rund 6.710 km** (davon **rund 2.190 km** Umbeseilung oder Stromkreisaufgaben und **rund 4.520 km** Neubau einer leistungsfähigeren Leitung in bestehenden Trassen). Zum Vergleich: Das Volumen des gesamten heutigen Höchstspannungsnetzes liegt bei rund 35.000 km. Der **Ausbaubedarf neuer Leitungstrassen** beträgt einschließlich Startnetz im Szenario B 2030 **rund 4.810 km**, davon 3.780 km DC-Verbindungen und 1.030 km AC-Verbindungen. In den Kilometerangaben zu den DC-Verbindungen ist der deutsche Anteil der sechs DC-Interkonnektoren nach Belgien, Dänemark, Großbritannien, Norwegen und Schweden mit einer Länge von **rund 520 km** enthalten.

Damit liegt der Gesamtumfang der Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen des Szenarios B 2030 (einschließlich Startnetz) unter Berücksichtigung des möglichen Potenzials innovativer Technologien (siehe Kapitel 5.2) mit **rund 11.520 km** **rund 280 km** unter dem Gesamtumfang des Szenarios B 2030 des NEP 2030 (2017).



Die nachfolgende Tabelle 23 gibt eine Übersicht über die Längenangaben der erforderlichen Netzverstärkungen und des Neubaubedarfs aus den Kapiteln 5.3.2 und 5.3.6 sowie aus den Abbildungen 64 und 65 – differenziert nach Start- und Zubaunetz.

Tabelle 23: Längenangaben Start- und Zubaunetz im NEP 2030 (2019)

Angaben in km	AC-Verstärkung		DC-Verstärkung		AC-Neubau	DC-Neubau	Summe
	Zu- / Umbeseilung	Neubau in Bestandstrasse	Zu- / Umbeseilung	Neubau in Bestandstrasse			
Startnetz	130	1.650	0	0	600	250	2.630
Zubaunetz							
A 2030	1.850	2.700	300	40	430	3.530	8.740
B 2030	1.760	2.830	300	40	430	3.530	8.890
C 2030	1.990	3.070	300	40	530	3.530	9.460
B 2035	1.750	3.030	300	580	550	3.830	10.040
Start- und Zubaunetz							
A 2030	1.980	4.350	300	40	1.030	3.780	11.480
B 2030	1.890	4.480	300	40	1.030	3.780	11.520
C 2030	2.120	4.720	300	40	1.130	3.780	12.090
B 2035	1.880	4.680	300	580	1.150	4.080	12.670

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

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Das geschätzte Investitionsvolumen beträgt für das **Szenario B 2030** rund 61 Mrd. €. Darin sind rund 12,5 Mrd. € für das Startnetz sowie die Kosten für die Ad-hoc-Maßnahmen enthalten, allerdings noch nicht die Kosten für die Anbindung der Offshore-Windenergie. In den Gesamtkosten nicht enthalten sind darüber hinaus die Netzbooster-Pilotanlagen (siehe B 2025) sowie die Kosten für das Projekt P328 (DC-Interkonnektor DE – GB), deren Kosten sich noch nicht quantifizieren lassen bzw. den ÜNB nicht bekannt sind.

Die gegenüber dem NEP 2030 (2017) deutlich angestiegenen Investitionskosten sind einerseits auf die Anpassung der Standard- und Projektkosten (siehe Kapitel 5.3.1) sowie andererseits auf den geänderten Umfang an Projekten und Maßnahmen – insbesondere der zusätzlichen DC-Verbindungen – zurückzuführen.

Die darüber hinaus gegenüber dem ersten Entwurf des NEP 2030 (2019) von 52 Mrd. € auf jetzt 61 Mrd. € angestiegenen Kosten sind zurückzuführen auf

- eine umfangreichere Berücksichtigung von horizontalen Punktmaßnahmen (Schaltanlagen, Schaltfelder) im zweiten Entwurf,
- die Berücksichtigung der Kosten für den zukünftig in erheblichem Umfang zu erwartenden Bedarfs an Kompensationsanlagen (stationär spannungssenkend, stationär spannungssteigernd sowie regelbar; siehe Tabelle 25 in Kapitel 5.5) sowie
- die Korrektur eines falschen Datenbankeintrags bei den Kosten eines DC-Projekts.



5.4 Volkswirtschaftliche Kosten-Nutzen-Analyse der Interkonnectoren im NEP 2030³²

Analog zum Vorgehen im TYNDP 2018, basierend auf der von der Europäischen Kommission genehmigten 2. CBA Richtlinie („2nd ENTSO-E Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects“³³), werden im diesjährigen NEP Interkonnectoren, die nicht Teil des EnLAG oder BBPLG sind, einer volkswirtschaftlichen Kosten-Nutzen-Analyse unterzogen.

Die konkreten projektspezifischen Ergebnisse der Bewertung finden sich in den Steckbriefen der folgenden Interkonnectoren im Anhang zu diesem Bericht:

- P170 Uchtelfangen – Ensdorf – Bundesgrenze (Deutschland – Frankreich)
- P176 Eichstetten – Bundesgrenze (Deutschland – Frankreich)
- P204 Tiengen – Bundesgrenze (Deutschland – Schweiz)
- P221 HansaPowerBridge (Deutschland – Schweden)
- P313 Zweiter Interkonnetektor Deutschland – Belgien
- P328 NeuConnect (Deutschland – Großbritannien)
- P406 Aach – Bofferdange (Deutschland – Luxemburg)
- P221 HansaPowerBridge II (Deutschland – Schweden)

Im Gegensatz zu einer reinen Kosten-Nutzen-Analyse, bei der für jedes Projekt jeweils ein Kostenterm mit einem einzigen monetisierten Nutzenterm verglichen wird, der sich aus der Summe aller einzelnen Nutzen zusammensetzt, folgt die von der ENTSO-E verwendete CBA (siehe auch Kapitel 1.5) einem multikriteriellen Ansatz, bei dem sowohl monetisierte als auch rein quantitative Nutzen-Indikatoren den jeweiligen Kosten gegenübergestellt werden.

Auch wenn es auf diese Weise nicht sofort ersichtlich wird, ob die Nutzen eines Projekts die entsprechenden Kosten überwiegen, ist ein solcher Ansatz als sinnvoll anzusehen, da im Allgemeinen nicht davon ausgegangen werden kann, dass alle Nutzen auf sinnvolle Weise monetisiert werden können. Eine reine Konzentration auf die monetisierbaren Nutzen vernachlässigt demnach einen erheblichen Teil des tatsächlichen Projektnutzens, z. B. den zusätzlichen Beitrag eines neuen Interkonnectors zur Versorgungssicherheit.

Basis für die volkswirtschaftliche Kosten-Nutzen-Analyse im NEP 2030 (2019) ist das Szenario B 2035. Ergänzend wurden Analysen anhand des Szenarios C 2030 durchgeführt, die jedoch keine grundlegend anderen Erkenntnisse ergeben haben. Aufbauend auf den entsprechenden Marktsimulationen wurden Lastflussberechnungen durchgeführt, die wiederum die Eingangsdaten für die Redispatchberechnungen liefern. Die Simulationen werden jeweils mit und ohne das zu bewertende Projekt durchgeführt und der jeweilige Nutzen anschließend aus einer Deltabetrachtung beider Simulationen bestimmt.

Eine Übersicht über die ausgewerteten Indikatoren ist Tabelle 24 zu entnehmen.

³² Das Kapitel 5.4 wurde neu in den zweiten Entwurf des NEP 2030 (2019) aufgenommen. Um die Lesbarkeit zu erleichtern, wurde auf eine kursive Schrift verzichtet.

³³ ENTSO-E: „2nd ENTSO-E Guideline For Cost Benefit Analysis of Grid Development Project“, veröffentlicht September 2018: <https://tyndp.entsoe.eu/cba/>



Tabelle 24: Übersicht über die ausgewerteten Indikatoren im Rahmen der Kosten-Nutzen-Analyse

Indikator (gemäß ENTSO-E Bezeichnung)	Berechnungsmethode bzw. Ursprung	Einheit
B1. Socio-economic welfare	Marksimulation und Redispatch	€/Jahr
B2. Variation in CO ₂ emissions	Marksimulation und Redispatch	Tonnen/Jahr
B3. RES integration	Marksimulation und Redispatch	MW bzw. MWh/Jahr
B4. Societal well-being as result of RES integration and change in CO ₂ emissions	Marksimulation und Redispatch	€/Jahr
B5. Variation in grid losses	Lastflussberechnung	MWh/Jahr
C1. Capital Expenditure (CAPEX)	ÜNB Info	€
C2. Operational Expenditure (OPEX)	ÜNB Info	€/Jahr

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

B1. Socio-economic welfare – Volkswirtschaftlicher Nutzen (kurz: SEW):

In einem System ohne Begrenzung der Kuppelkapazitäten zwischen den Marktgebieten würde die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke streng der Merit-Order des Gesamtsystems folgen und somit das absolute Minimum der Kostenoptimierung treffen. Eine Begrenzung der Kuppelkapazitäten führt in der Regel zu einer Abweichung von diesem Optimum, was zu höheren Systemkosten führt. So müssen beispielsweise in vielen Situationen in einem Marktgebiet Kraftwerke mit hohen Erzeugungskosten eingesetzt werden, während in anderen Marktgebieten deutlich günstigere Erzeugungslösungen zur Verfügung stehen. Durch den Ausbau der Interkonnektoren zwischen den Marktgebieten und der damit verbundenen Reduzierung der einschränkenden Nebenbedingungen können kostengünstigere Kraftwerke anstelle teurerer Kraftwerke eingesetzt werden, was sich durch eine Reduzierung der Systemkosten bemerkbar macht. Der SEW entspricht dem Delta zwischen Systemkosten mit und ohne den jeweiligen Interkonnektor.

In Marktgebieten mit internen Engpässen wie beispielsweise Deutschland muss Redispatch eingesetzt werden, um die Systemsicherheit zu gewährleisten. Durch den geänderten Einsatz des Kraftwerksparks infolge eines zusätzlichen Interkonnektors ändert sich der Lastfluss, was direkten Einfluss auf die Engpässe und damit auf den allgemeinen Redispatchbedarf hat. Der Bau eines Interkonnektors kann den Redispatchbedarf sowohl senken (in diesem Fall entsteht ein zusätzlicher SEW) als auch erhöhen (in diesem Fall reduziert sich der SEW).

B2. CO₂emissions – Änderung des CO₂-Ausstoßes:

Wie unter B1. beschrieben ändert sich durch neue Interkonnektoren der Kraftwerkeinsatz im Allgemeinen, was sich dementsprechend auch auf die damit verbundenen CO₂-Emissionen niederschlägt. Diese Änderung kann sowohl positiv als auch negativ ausfallen: In Situationen, in denen beispielsweise günstige Braunkohlekraftwerke teure Gaskraftwerke verdrängen, steigt der CO₂-Ausstoß. Auf der anderen Seite kann es auch zu Situationen kommen, in denen z. B. CO₂-freie erneuerbare Energien, die ohne den neuen Interkonnektor abgeregelt werden müssten, konventionelle Kraftwerke verdrängen und somit den CO₂-Ausstoß reduzieren.

Es ist zu beachten, dass hier die Änderung und nicht der Nutzen angegeben ist. Ein positives Vorzeichen bedeutet eine Steigerung, ein negatives Vorzeichen eine Reduktion der CO₂-Emissionen.



B3. RES integration – Integration erneuerbarer Energien:

Übersteigt in einer Situation die Produktion aus erneuerbaren Energien und sonstigen Must-Run-Erzeugungseinheiten die Summe aus Verbrauch, Speicher- und Exportmöglichkeiten, muss die überschüssige Leistung abgeregelt werden. Durch einen neuen Interkonnektor kann ggf. mehr exportiert werden und somit muss weniger erneuerbare Energie abgeregelt werden.

B4. Societal well-being as result of RES integration and change in CO₂emissions benefits – Gesellschaftliches Wohl als Resultat der Integration erneuerbarer Energien und der Änderung des CO₂-Ausstoßes:

- Monetisierung EE:
In der Bestätigung des Netzentwicklungsplan 2017–2030³⁴ hat die Bundesnetzagentur auf Seite 49 vermiedenes Einspeisemanagement mit 100 €/MWh monetisiert. Die ÜNB haben diesen Wert zur Monetisierung von erneuerbaren Energie übernommen.
- CO₂-Klimafolgekosten:
Im Rahmen der Bewertung der Interkonnektoren weisen die ÜNB erstmals auch den gesellschaftlichen Nutzen des vermiedenen CO₂-Ausstoßes aus. Ziel ist es den monetären Nutzen/Schaden abzuschätzen, der der Gesellschaft aufgrund der verringerten/erhöhten CO₂-Emissionen entsteht. Hierzu wird sich an den Kostensätzen für Kohlendioxid- und anderen Treibhausgasemissionen orientiert³⁵. Aus Vereinfachungsgründen wurde für das Untersuchungsjahr der Wert 205 €/t CO₂ entsprechend des Werts für 2030 herangezogen.

34 BNetzA: „Bedarfsermittlung 2017–2030 – Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom“: data.netzausbau.de/2030/NEP/NEP_2017-2030_Bestaetigung.pdf

35 Umweltbundesamt: „Methodenkonvention 3.0 zur Ermittlung von Umweltkosten Kostensätze“: www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-02-11_methodenkonvention-3-0_kostensaetze_korr.pdf



5.5 Bewertung der Systemstabilität – Einleitung und Zusammenfassung der Ergebnisse ³⁶

Im Rahmen der stationären Untersuchungen (siehe Kapitel 5.3 Netzanalysen) werden für alle Belastungszustände (n-1)-Ausfälle von Netzelementen betrachtet. Für stationär zulässige Belastungszustände sind die Grenzen für Ströme und Spannungen einzuhalten. Um die Systemstabilität gewährleisten zu können, müssen auch die Ausgleichsvorgänge zwischen den stationären Netzzuständen untersucht werden. Während dynamischer Vorgänge in Folge eines Fehlers dürfen keine dynamischen Grenzwerte verletzt werden.

Zur Bewertung der Systemstabilität ist es gängige Praxis die Stabilitätsphänomene entsprechend des dominierenden physikalischen Effektes und des Zeitbereiches in die drei Kategorien Frequenzstabilität, Spannungsstabilität und Winkelstabilität zu unterteilen. Die Methodik zur Bewertung der Systemstabilität wird im Kapitel 5.4 des Netzentwicklungsplans Strom 2012 (siehe www.netzentwicklungsplan.de/Zw4) erläutert.

Im Szenario B 2035 wurden für ausgewählte Stromkreise bei Ausfall benachbarter Elemente Überschreitungen der zulässigen Strombelastungen toleriert und abweichend zu den in Kapitel 5.1.1 beschriebenen Planungsgrundsätzen nicht durch Netzausbau beseitigt. Diese Überlastungen müssen im Ereignisfall durch innovative Techniken automatisch beseitigt werden (siehe Kapitel 5.2). Die zulässige Dauer der Überlastung und die entsprechenden Gegenmaßnahmen sind im Einzelfall festzulegen. Die detaillierte Festlegung geeigneter Gegenmaßnahmen erfordert weitere Stabilitätsuntersuchungen, die über diesen Bericht hinausgehen. In den Simulationen zur Bewertung der Systemstabilität werden Überlastungen daher nicht reduziert, weil die hierfür erforderlichen innovativen Techniken zu einem späteren Zeitpunkt festzulegen sind. Es wird vorausgesetzt, dass die betreffenden Stromkreise infolge der Grenzwertüberschreitung nicht beschädigt werden und auch nicht ausfallen.

Diese neuen innovativen Technologien haben das Ziel, das Übertragungsnetz höher auszulasten und damit den Leitungsausbau zu verringern. Die bestehenden Kapazitäten werden besser ausgenutzt, indem kurzzeitige thermische Überlastungen zugelassen werden. Allgemein hat eine höhere Auslastung des Übertragungsnetzes einen deutlichen Einfluss auf die Winkel-, Spannungs- und Frequenzstabilität.

Die Stabilitätsgrenzen werden durch Maßnahmen zur Höherauslastung nicht verändert, da diese u. a. von der Übertragungsentfernung sowie von den Netzreaktanzen bestimmt sind und auch durch die meisten innovativen Technologien nicht verändert werden. Ein Hochstrombetrieb wirkt sich somit (u. a. wegen hoher Winkeldifferenzen) tendenziell ungünstig sowohl auf die Winkelstabilität als auch (infolge des übernatürlichen Betriebs) auf die Spannungsstabilität aus. Aufgrund der höheren Auslastung des Übertragungsnetzes steigt infolge von Mehrfachfehlern zudem das Risiko kaskadierender Schutzauslösungen, welche zu Netzauftrennungen führen. In einem abgetrennten Teilnetz kann die Frequenzstabilität gefährdet sein.

Durch die Höherauslastung steigt insbesondere auch der Blindleistungsbedarf im AC-Übertragungsnetz überproportional an. Ein hoher Anteil des zusätzlichen Blindleistungsmehrbedarfs wird bereits für die quasistationäre Spannungshaltung benötigt. Hierfür eignen sich i. d. R. mechanisch geschaltete Kondensatorbänke. Insbesondere für die Spannungsstützung bei Kurzschlüssen und nach dem Ausfall von Betriebsmitteln sind Kondensatoren allerdings ungeeignet. Einen Beitrag zur Spannungsstabilität (und Spannungsregelung) im Übertragungsnetz wird derzeit im Wesentlichen durch die Synchronmaschinen konventioneller Kraftwerke sichergestellt. Deshalb ist es in Zukunft erforderlich, die wegfallende Blindleistungsbereitstellung durch konventionelle Kraftwerke nicht ausschließlich durch stationäre (automatisch) schaltbare Kompensationsanlagen, sondern vor allem durch regelbare Kompensationsanlagen mit ausreichender Stellreserve zu ersetzen. HGÜ-Konverter liefern hierzu punktuell einen hohen Beitrag. Darüber hinaus sind jedoch weitere Betriebsmittel zur Spannungsstützung erforderlich. Insbesondere sind auch auf dem Transformationspfad zur Zielnetztopologie Bedarfe zur Blindleistungskompensation in gleicher Größenordnung notwendig.

³⁶ Das Kapitel 5.5 wurde neu in den zweiten Entwurf des NEP 2030 (2019) aufgenommen. Um die Lesbarkeit zu erleichtern, wurde auf eine kursive Schrift verzichtet.



Zu den oben beschriebenen drei Stabilitätsaspekten wurden im Rahmen des NEP Analysen anhand des Szenarios B 2035 durchgeführt, deren Ergebnisse in den folgenden Absätzen zusammengefasst sind. Eine Langfassung der Analysen zur Bewertung der Systemstabilität ist als Begleitdokument zum NEP unter www.netzentwicklungsplan.de/ZUj verfügbar. Über diese Analysen hinaus werden durch die deutschen ÜNB weitere Detailuntersuchungen zur Sicherstellung der Systemstabilität durchgeführt. Insbesondere sind in Ergänzung zum NEP weitere stationäre und dynamische Analysen erforderlich, um die Technologie sowie die konkreten Standorte zur Blindleistungskompensation festzulegen und die innovativen Technologien zur automatischen Netzentlastung zu spezifizieren.

Bei den Untersuchungen zur **Frequenzstabilität** des kontinentaleuropäischen Verbundsystems für den Zeithorizont 2035 stehen nichtauslegungsrelevante Fehlerfälle im Fokus. Ereignisse, die zu einer Netzauftrennung des Verbundsystems führen (System Split) wie z. B. die Störung am 04.11.2006 können je nach Netzsituation heute nicht mehr sicher beherrscht werden.³⁷ Eine Netzauftrennung ist insbesondere dann kritisch, wenn zwischen den aufgetrennten Netzbereichen zuvor ein hoher Leistungsaustausch stattfand, da dieser im Falle einer Netzauftrennung zu einem spontanen Leistungsungleichgewicht in den getrennten Netzbereichen führt. Die Größe dieser Störung und die Schwungmassen in den abgetrennten Netzbereichen bestimmen wesentlich den unmittelbar auftretenden Frequenzverlauf. Im Kapitel 4 **Frequenzstabilität** des Begleitdokuments werden die zugehörigen Untersuchungsergebnisse dargelegt sowie erforderliche Maßnahmen für den mittel- und langfristigen Horizont aufgezeigt.

Die transiente Stabilität, als wesentlicher Teilaspekt der **Winkelstabilität** wird auf Basis eines detaillierten Netzdynamikmodells des kontinentaleuropäischen Verbundsystems anhand von auslegungsrelevanten Netzfehlern bewertet. Die Ergebnisse der Untersuchungen zur transienten Stabilität zeigen, dass bereits für Fehlerereignisse mit konzeptgemäßer Fehlerklärung eine Vielzahl regelbarer Anlagen zur Blindleistungsbereitstellung notwendig sind, um ein robustes und stabiles Systemverhalten zu gewährleisten. Für die Bewertung der transienten Stabilität im NEP 2030 (2019) wurde die Topologie aus dem Szenario B 2035 und der Belastungsfall in der Stunde 1271 zu Grunde gelegt. Die Untersuchungsergebnisse werden im Begleitdokument im Kapitel 2 **Transiente Stabilität** erläutert.

Die **Spannungsstabilität** wird im Rahmen einer Abschätzung des Blindleistungskompensationsbedarfs zur Spannungshaltung und Spannungsstabilität für das Szenario und den Netzausbau B 2035 geprüft. Es zeigen sich – wie bereits im NEP 2012 ausgewiesen – signifikant steigende Blindleistungsbedarfe, die bei Weitem nicht mehr allein durch die vorhandenen, direkt angeschlossenen Erzeugungsanlagen gedeckt werden können. Es ist jedoch davon auszugehen, dass mit einem geeigneten Ausbau von Kompensationsanlagen die Spannungsstabilität aufrechterhalten werden kann. Im Kapitel 3 **Bestimmung des Blindleistungskompensationsbedarfs zur Spannungshaltung und Spannungsstabilität** des Begleitdokuments wird ein minimaler stationärer wie regelbarer Bedarf hergeleitet. Mittels des Ist- und Plan-Bestands wird der nach unten abgeschätzte Zubaubedarf von Kompensationsanlagen pro Regelzone quantifiziert.

Auf Basis der Abschätzungen sind Kompensationsanlagen zur Deckung der stationären und regelbaren Bedarfe mit einer installierten Leistung von mindestens 38,1 – 74,3 Gvar notwendig. Bei einer heute typischen Anlagengröße von 300 MVA bedeutet dies einen minimalen Zubau von 127 bis 248 Anlagen. Da der hier ermittelte Blindleistungsbedarf stark nach unten abgeschätzt wurde ist davon auszugehen, dass der am Ende notwendige Bedarf höher ausfällt. Zudem müssen für die Bedarfsermittlung zusätzlich auch kurzfristige Zeithorizonte mit einbezogen werden.

Im Vergleich dazu werden bei den transienten Untersuchungen 150 – 230 Anlagen je 300 MVA bestehend aus statischen Kondensatoren, STATCOMs und rotierenden Phasenschiebern benötigt.

37 ENTSO-E (2006). Final Report – System Disturbance on 4 November 2006.



Tabelle 25: Minimaler Zubaubedarf von Kompensationseinheiten

Zubaubedarf [Gvar]	TenneT	Transnet BW	Amprion	50Hertz	Deutschland
Stationär spannungshebend	3 – 10,4	1,5 – 2,3	1,6 – 8,9	5,1 – 9,4	11,2 – 31,1
Stationär spannungssenkend	0 – 2,6	0,3 – 1,4	1,2 – 5,2	2,2 – 6,5	4,3 – 14,8
Regelbar	6,2 – 7,7	1,1 – 1,8	4,2 – 5,8	11,1 – 13,1	22,6 – 28,4
Summe	9,2 – 20,7	2,9 – 5,5	7 – 19,9	18,4 – 29,1	38,1 – 74,3

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Weiterführende Dokumente und Links

- Grundsätze für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes: www.netzentwicklungsplan.de/ZwZ ↗
- Kapitel 5 des Netzentwicklungsplans Strom 2012 zu Netzanalysen: www.netzentwicklungsplan.de/Zw4 ↗
- Spezifische Kostenschätzungen (onshore): www.netzentwicklungsplan.de/Zwo ↗
- Zweiter Entwurf NEP 2030 (2017) und Bestätigung: www.netzentwicklungsplan.de/de/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplaene-2030-2017 ↗
- Karte „Deutsches Höchstspannungsnetz“ des VDE Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik e. V.: www.vde.com/de ↗
- Punktmaßnahmen im NEP 2030 (2019) – Begleitdokument zum zweiten Entwurf des NEP 2030 (2019): www.netzentwicklungsplan.de/Punktmassnahmen_NEP_2030_V2019_2_Entwurf.pdf ↗
- Abschlussbericht der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ vom 26.01.2019: www.bmu.de/download/kommission-wachstum-strukturwandel-und-beschaeftigung/ ↗
- ENTSO-E: „2nd ENTSO-E Guideline For Cost Benefit Analysis of Grid Development Project“, veröffentlicht September 2018: tyndp.entsoe.eu/cba/ ↗
- BNetzA: „Bedarfsermittlung 2017 - 2030 – Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom“: data.netzausbau.de/2030/NEP/NEP_2017-2030_Bestaetigung.pdf ↗
- Umweltbundesamt: „Methodenkonvention 3.0 zur Ermittlung von Umweltkosten Kostensätze“: www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-02-11_methodenkonvention-3-0_kostensaetze_korr.pdf ↗
- Bewertung der Systemstabilität – Begleitdokument zum zweiten Entwurf des NEP 2030 (2019): www.netzentwicklungsplan.de/ZUj ↗
- ENTSO-E (2006). Final Report – System Disturbance on 4 November 2006 ↗