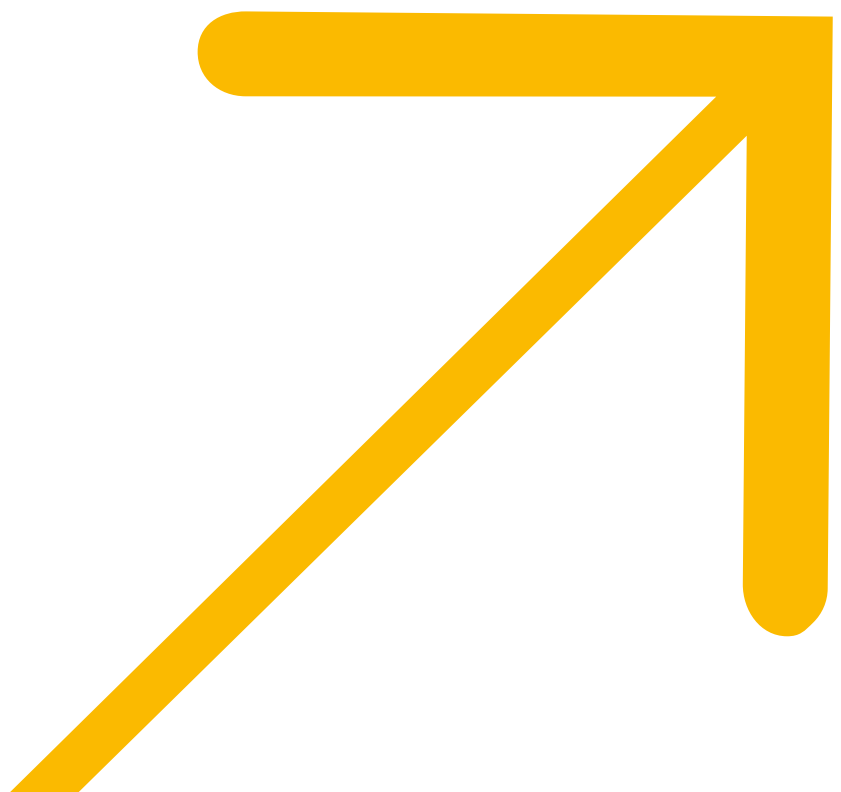


5 NETZANALYSEN



5 NETZANALYSEN

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 5.3.5).
- 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 5.3.5).
- 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 leistungsflussteuernder Elemente in Kombination mit dem Zubau neuer DC-Verbindungen zur Deckung des großräumigen Nord-Süd-Stromtransportbedarfs fort (siehe Kapitel 5.3.5 und 5.3.6).
- 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 leicht zu reduzieren. Die gesamte Trassenlänge der ermittelten Maßnahmen im Szenario B 2030 (2019) liegt einschließlich zusätzlich erforderlicher leistungsfähiger DC-Verbindungen leicht unterhalb der im Szenario B 2030 (2017) ermittelten Trassenlänge, bei dem der Fokus ausschließlich auf der Verstärkung und dem Ausbau des AC-Netzes lag (siehe Kapitel 5.3.5 und 5.3.6).
- Sämtliche Vorhaben des Bundesbedarfsplans sowie die von der Bundesnetzagentur im Zuge des Netzentwicklungsplans 2030 (2017) darüber hinaus bestätigten Maßnahmen sind sowohl im Szenario B 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.



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/ZUK. 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 **Netzoptimierung** vor **Netzverstärkung** vor **Netzausbau**. 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.

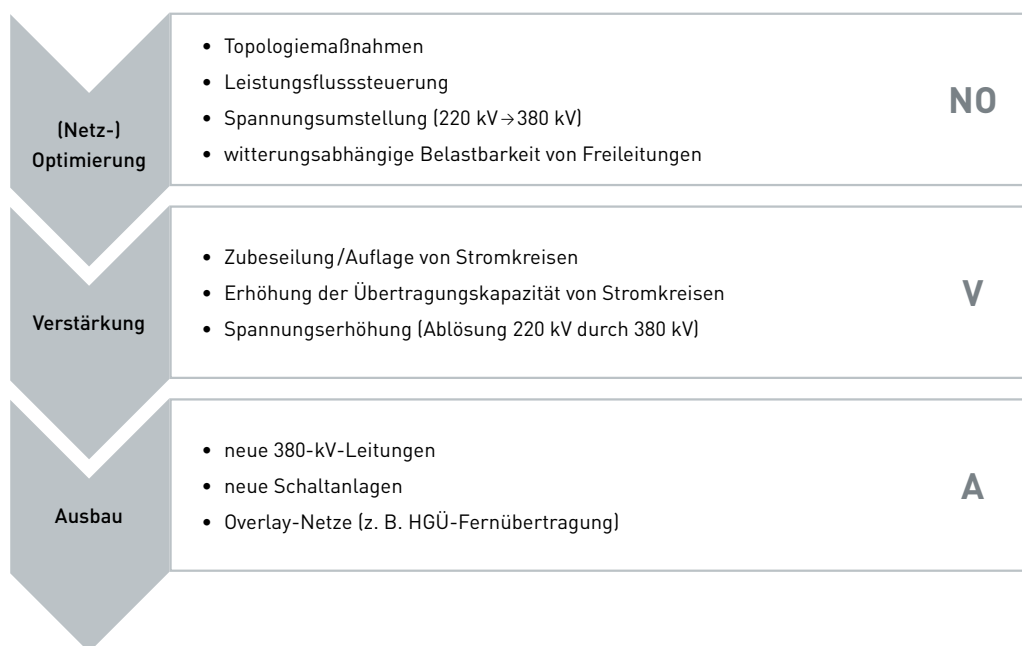
Der witterungsabhängige Freileitungsbetrieb (FLM) wurde bei der Netzberechnung auf Freileitungsstromkreisen grundsätzlich berücksichtigt. Dabei wird in Abhängigkeit der Umgebungsbedingungen für jede Stunde eine erhöhte Übertragungsfähigkeit auf allen Freileitungsstromkreisen zugelassen. Dies gilt sowohl 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/ZUK.

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 50: 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) 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 Blindleistwertes 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 50 Hertz 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 fortgeschrittenen 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.¹⁷ 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/ZUR.

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.

¹⁷ 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 5.3.5). 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 5.3.5).

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 5.3.5).

5.2.1 Wege zu einem bedarfsgerechten Netz

Bei der Ermittlung des Netzoptimierungs-, -verstärkungs- und -ausbaubedarfs in den Szenarien B 2030 und B 2035 (siehe Kapitel 5.3.5) wurden die in Kapitel 5.2 beschriebenen zukünftigen innovativen Technologien berücksichtigt.

Im Szenario B 2030 ist die Berücksichtigung von Innovationen bereits sehr konkret erfolgt. Auf bestimmten Leitungen wurde erstmals 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 im Szenario B 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 B 2030 verbleibt mit den vorgeschlagenen Maßnahmen ein Redispatch-Volumen von 1,6 TWh, im Szenario B 2035 von 3,3 TWh. Bei diesen Zahlen ist allerdings zu beachten, dass allen Analysen im NEP 2030 (2019) bereits eine um 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 B 2030 bei 4,0 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 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/ZUH.

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. Hinzukommen 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.

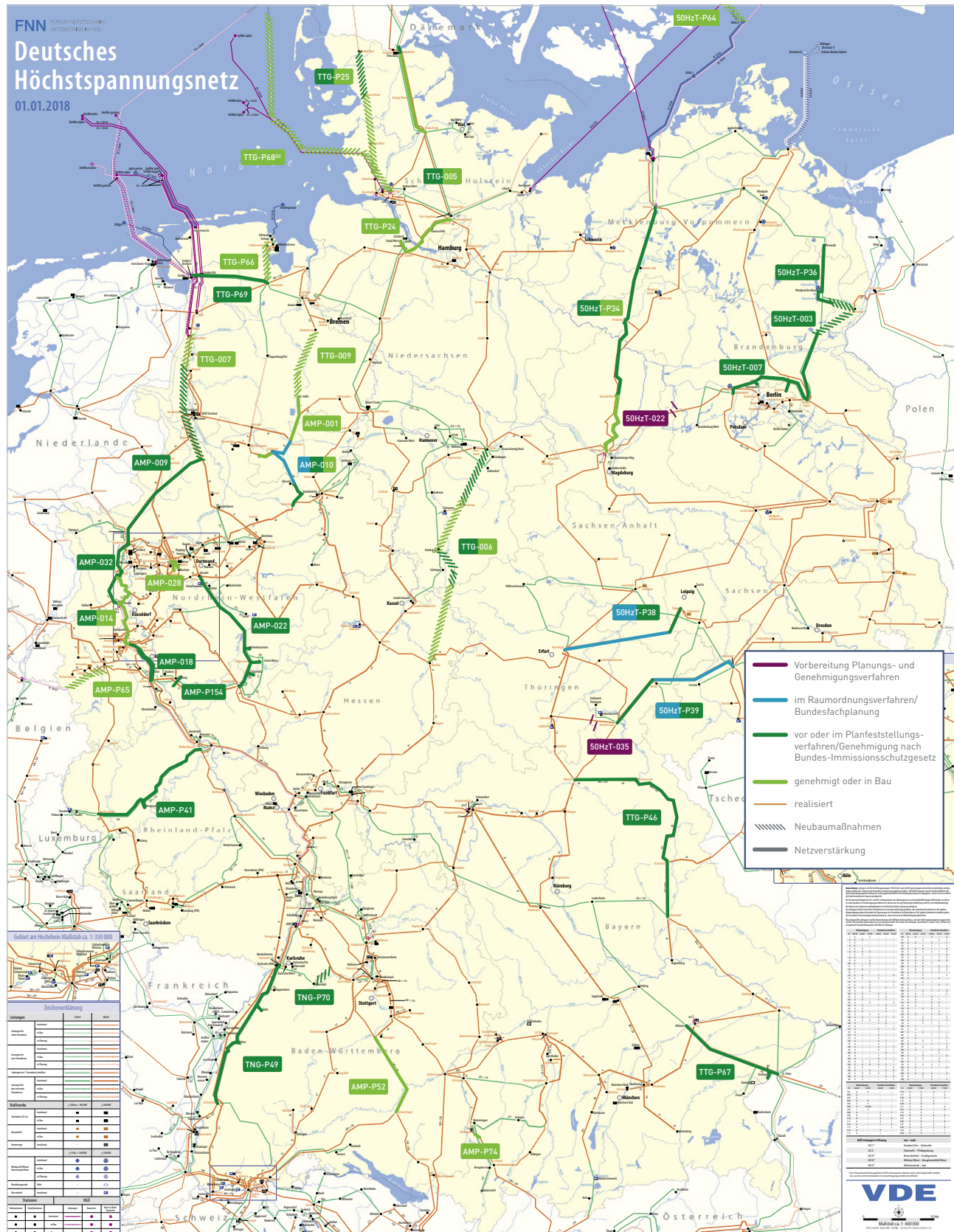
Der Umfang an AC-Netzverstärkungen im Startnetz beträgt rund 1.780 km, davon rund 130 km Stromkreisaufgaben und rund 1.650 km Neubau in bestehenden Trassen. Hinzukommen gut 600 km an AC-Netzausbaumaßnahmen in neuer Trasse sowie rund 250 km für den Neubau von DC-Interkonnektoren.

Die Startnetzmaßnahmen sind in den Tabellen 22 bis 25 in Kapitel 6.1 mit ihrem derzeitigen Umsetzungsstand angegeben. Diese Tabellen enthalten alle Netzmaßnahmen des Startnetzes (Stand 31.01.2019). Die Investitionen für die Netzmaßnahmen des Startnetzes belaufen sich auf rund 11,5 Mrd. €.

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



Abbildung 51: Deutsches Höchstspannungsnetz mit Startnetz

Quelle: VDE | FNN/Übertragungsnetzbetreiber¹⁸

18 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.

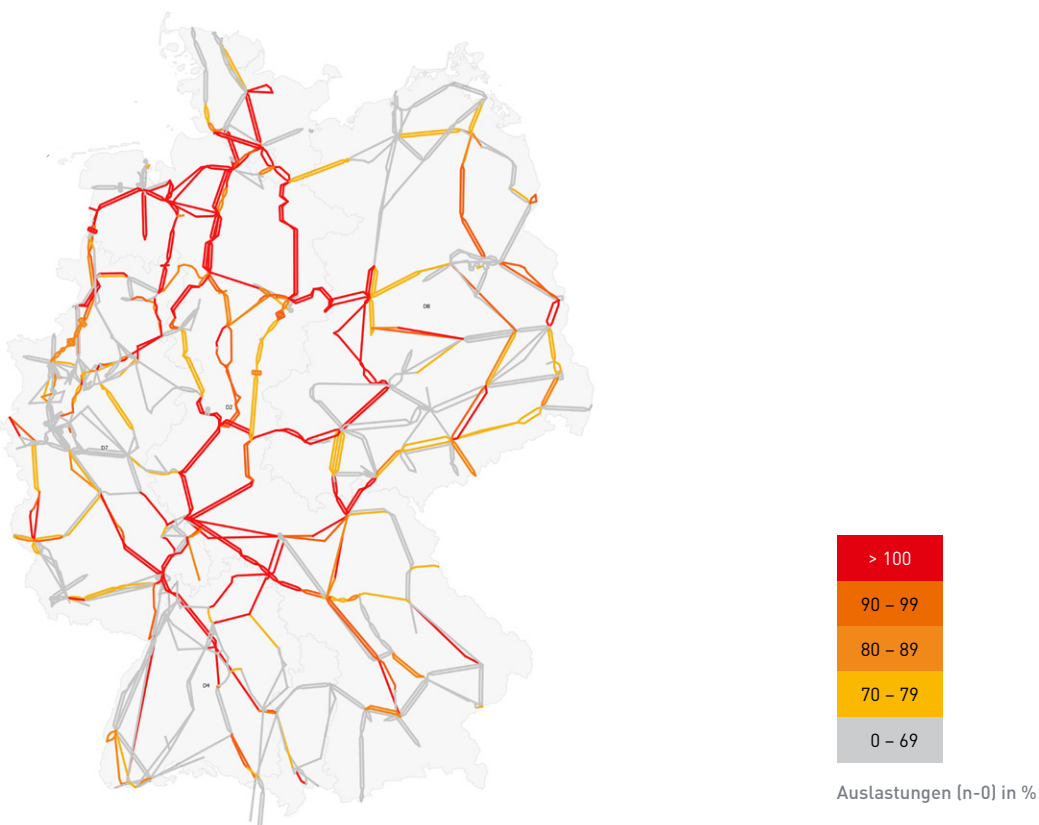
5.3.3 Ergebnisse der Netzanalyse des Startnetzes bei Ausfall eines Netzelements

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 sind die maximalen Auslastungen je Stromkreis des Startnetzes ohne Ausfall eines Netzelementes – auch (n-0)-Fall genannt – bei Umsetzung des Szenario B 2030 dargestellt.

Abbildung 52: Auswertung der aufgetretenen maximalen Auslastung im (n-0)-Fall eines gesamten Jahres im Startnetz mit Interkonnektoren



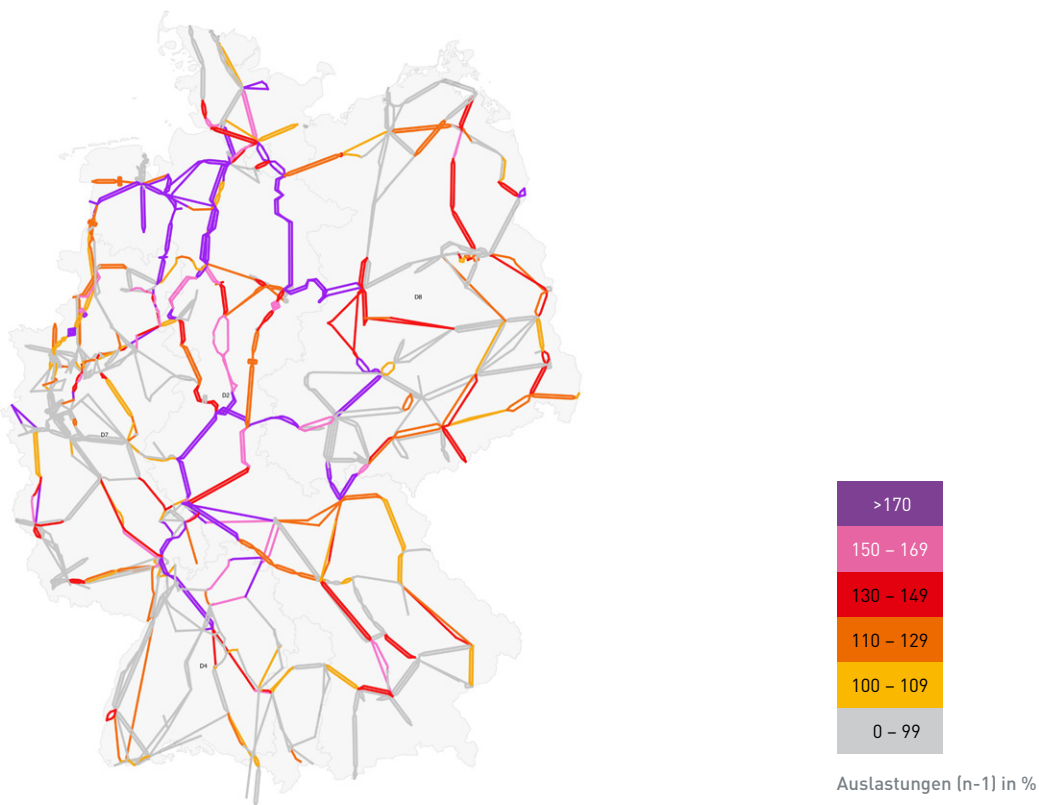
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Abbildung 52 zeigt, dass mit den Netzausbaumaßnahmen des Startnetzes sowie den oben genannten Interkonnektoren bereits ohne Ausfall eines Netzelementes regionenübergreifend unzulässig hohe Leitungsauslastungen auftreten. Die maximale Auslastung der Leitungen beträgt über 190 %.

In der folgenden Abbildung 53 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 53: Auswertung der aufgetretenen maximalen Auslastung bei Ausfall eines Netzelements ((n-1)-Fall) eines gesamten Jahres im Startnetz mit Interkonnektoren



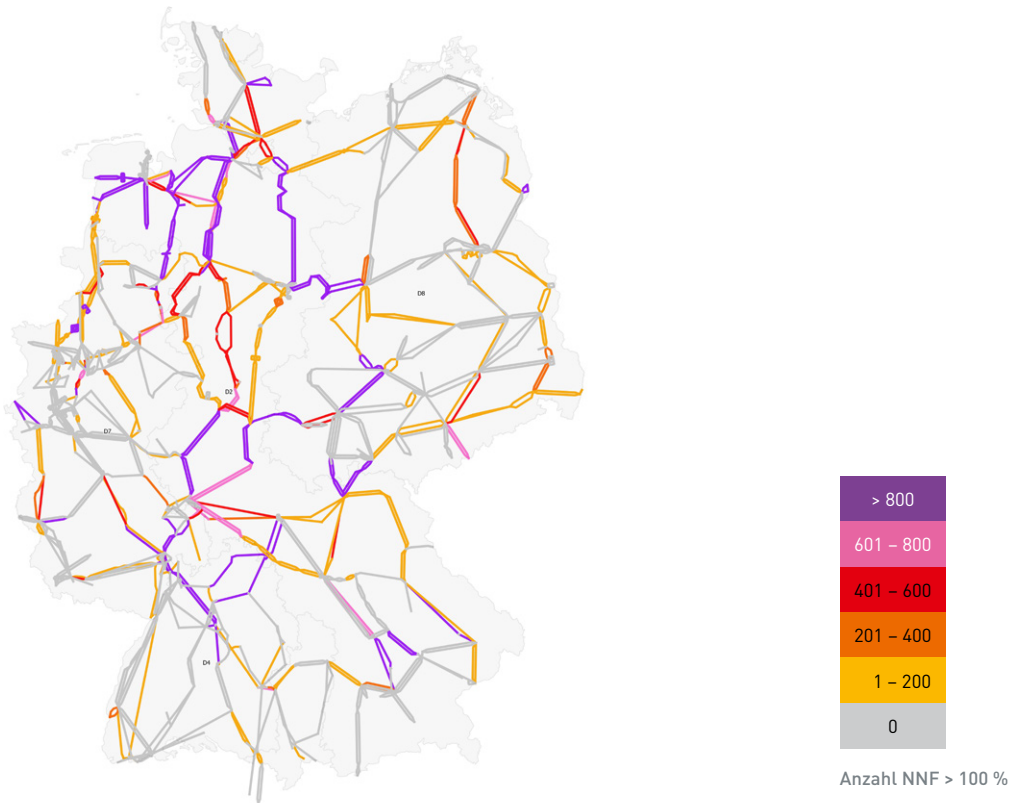
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

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 53 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 340 %.



Abbildung 54: Auswertung der Häufigkeit von unzulässig hohen Leitungsauslastungen bei Ausfall eines Netzelements ((n-1)-Fall) im Startnetz mit Interkonnektoren



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

In Abbildung 54 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 52 bis 54 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 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-Netzinfrastuktur 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-Netzinfrastuktur 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	Spannungs- ebene 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	Westerkappeln**	380	2.000	430	2.000	vrs. 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	vrs. 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 / Wusterhusen / Kernitz	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.

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.



5.3.5 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. Im ersten Entwurf werden lediglich die Ergebnisse der Netzanalysen für die Szenarien B 2025, B 2030 und B 2035 dargestellt. Dabei dient das Szenario B 2025 dem Nachweis von Ad-hoc-Maßnahmen und das Szenario B 2035 dem Ausblick und der Nachhaltigkeitsprüfung der im Szenario B 2030 ermittelten Projekte und Maßnahmen. Die Szenarien A 2030 und C 2030 werden im zweiten Entwurf des NEP 2030 (2019) maßnahmenscharf dargestellt.

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 zur Information in einem gesonderten Begleitdokument unter www.netzentwicklungsplan.de/Punktmassnahmen_NEP_2030_V2019_1_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/ZUr.



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. Ein Teil der Redispatch reduzierenden 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 Einspeiseerhöhung 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 bewertet.

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 Einspeiserhöhungen in gleicher Gesamthöhe gegenüber.

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

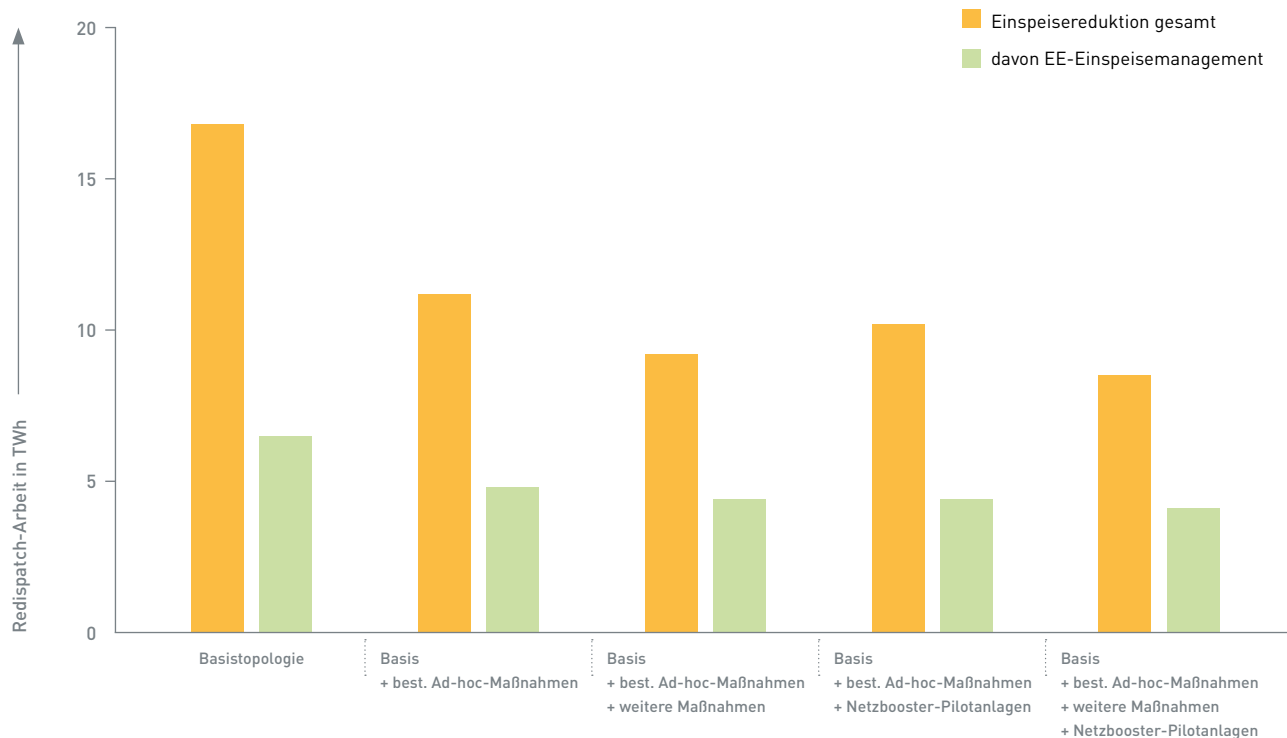
Im Rahmen des Szenarios B 2025 wurden darüber hinaus drei Netzbooster-Pilotanlagen anhand des vermiedenen Redispatch-Volumens bewertet:

- 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 55: Redispatch-Bewertung der untersuchten Netztopologien im Szenario B 2025



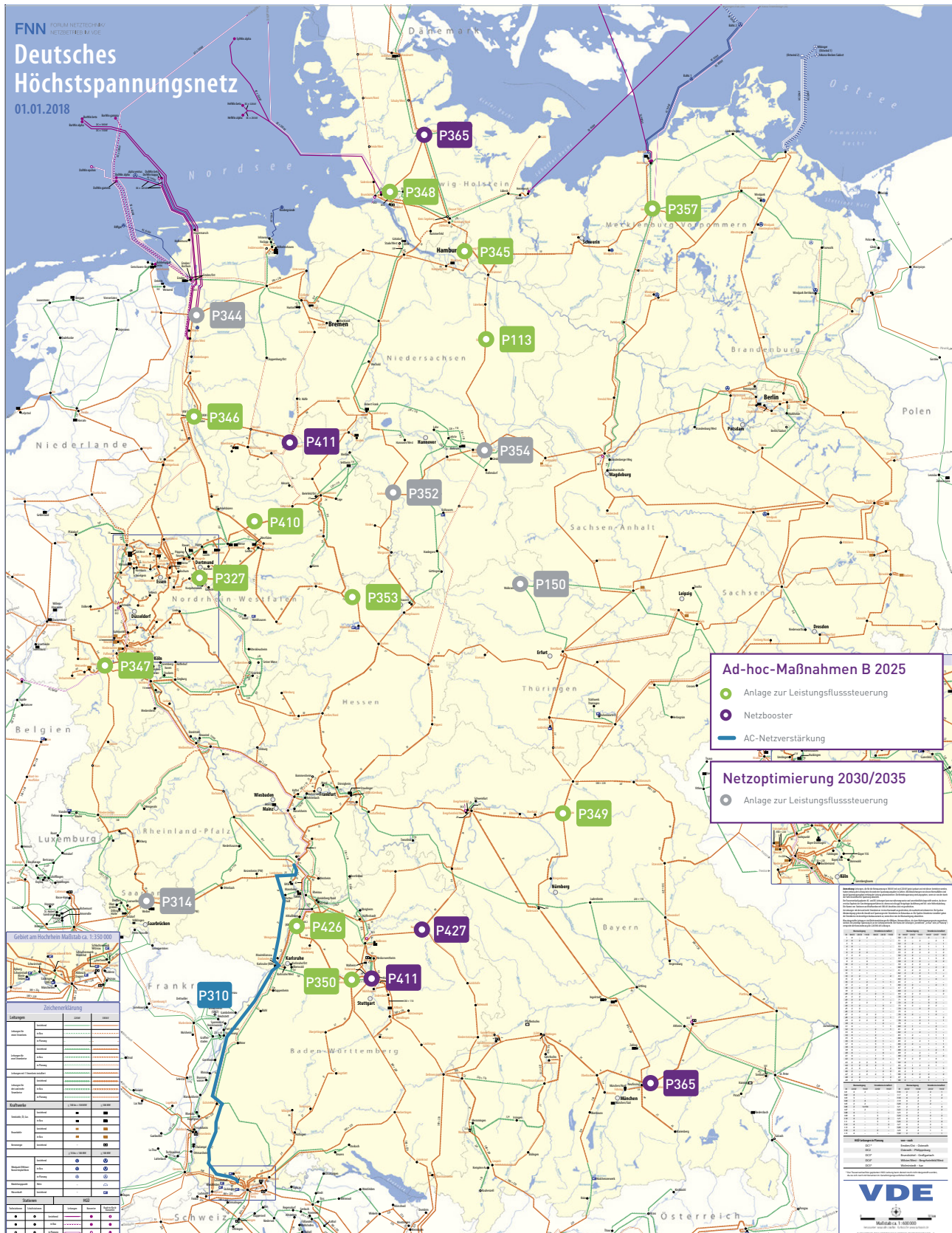
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

In der nachfolgenden Abbildung 56 sowie in Tabelle 26 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 56 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 B 2030 (siehe Abbildung 57) und B 2035 (siehe Abbildung 58) nicht erneut enthalten.



Abbildung 56: Ad-hoc-Maßnahmen und Netzbooster Szenario B 2025 sowie Anlagen zur Leistungsflusssteuerung 2030/2035

Quelle: VDE | FNN/Übertragungsnetzbetreiber¹⁹

¹⁹ 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 19: 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
	6.750 km (davon rund 2.110 km Stromkreisaufgaben/Umbeseilungen)

Investitionsvolumen inkl. Startnetz: 52 Mrd. €

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Im Szenario B 2030 zeigt sich die Notwendigkeit für folgende HGÜ-Verbindungen, die allesamt im **Bundesbedarfsplan (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 – Berg Rheinfeld/West
- HGÜ-Verbindung **DC5** **2 GW** Wolmirstedt – Isar²⁰

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.

²⁰ 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 vorzusehen, sofern im laufenden parlamentarischen Verfahren zum Entwurf eines Gesetzes zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus die Voraussetzungen dafür geschaffen werden.

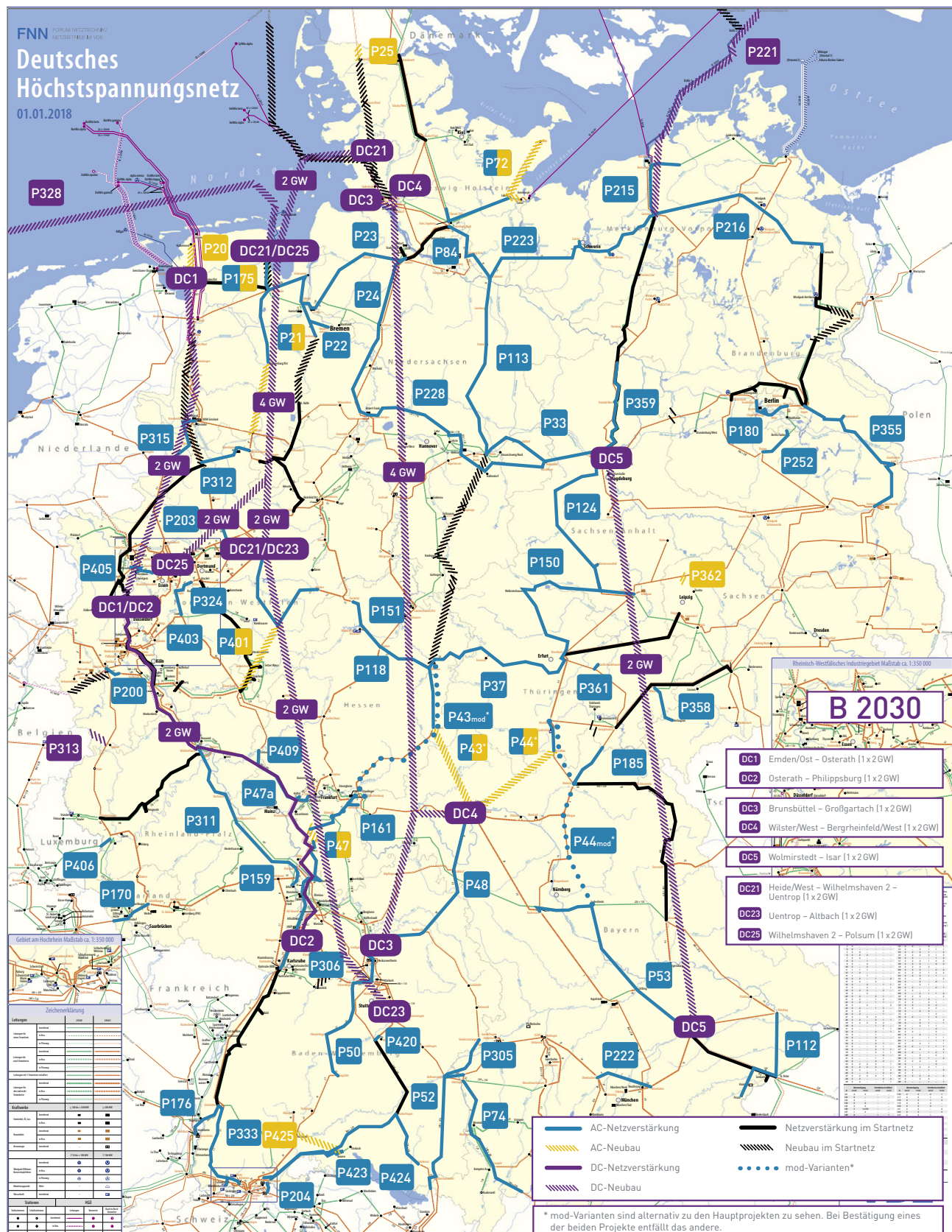


Der gegenüber der Bestätigung der BNetzA im Zuge des NEP 2030 (2017) weiter anwachsende Bedarf an Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen ist im Wesentlichen auf den deutlich höheren Zubau erneuerbarer Energien zurückzuführen. Waren im Szenario B 2030 des NEP 2030 (2017) noch rund 52,2 % Strom aus EE 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 19) 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 57 sind die Projekte und Maßnahmen für das Szenario B 2030 dargestellt. In Tabelle 27 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_1_Entwurf_Teil2.pdf ist für jedes Projekt eine detaillierte Beschreibung hinterlegt.



Abbildung 57: Szenario B 2030 / alle Leitungsprojekte

Quelle: VDE | FNN/Übertragungsnetzbetreiber²¹

21 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 20: 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 sichergestellt werden, dass Maßnahmen, die im Szenario B 2030 identifiziert wurden, auch im Szenario B 2035 erforderlich sind. Dies konnte sowohl für alle im BBP 2015 enthaltenen Maßnahmen als auch für die zwischenzeitlich darüber hinaus von der BNetzA bestätigten sowie für die weiteren Maßnahmen des Szenarios B 2030 nachgewiesen werden.

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 20). 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. Sämtliche im Szenario B 2035 erforderlichen Projekte und Maßnahmen sind allerdings in Tabelle 27 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 westlich von Görries (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.

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 vorzusehen, sofern im laufenden parlamentarischen Verfahren zum Entwurf eines Gesetzes zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus die Voraussetzungen dafür geschaffen werden. Für den Abschnitt zwischen Görries/West und Wolmirstedt wird weitestgehend eine Trassierung im Schutzstreifen der vorhandenen AC-Freileitungen angestrebt. 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.

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.





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.

5.3.6 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 das Szenario B 2030 sowie für das vorrangig der Nachhaltigkeitsprüfung dienende Szenario B 2035 Maßnahmen zur Netzoptimierung, zur Netzverstärkung und zum Netzausbau ermittelt. Die Ergebnisse der Netzanalysen für die Szenarien A 2030 und C 2030 werden im zweiten Entwurf des NEP 2030 (2019) veröffentlicht.

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 B 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 B 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 im Szenario B 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) leicht unter dem Volumen im NEP 2030 (2017).

In beiden 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 im Szenario B 2030 die Erforderlichkeit von weiteren 4 GW an DC-Verbindungen zwischen Schleswig-Holstein/Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen sowie 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.

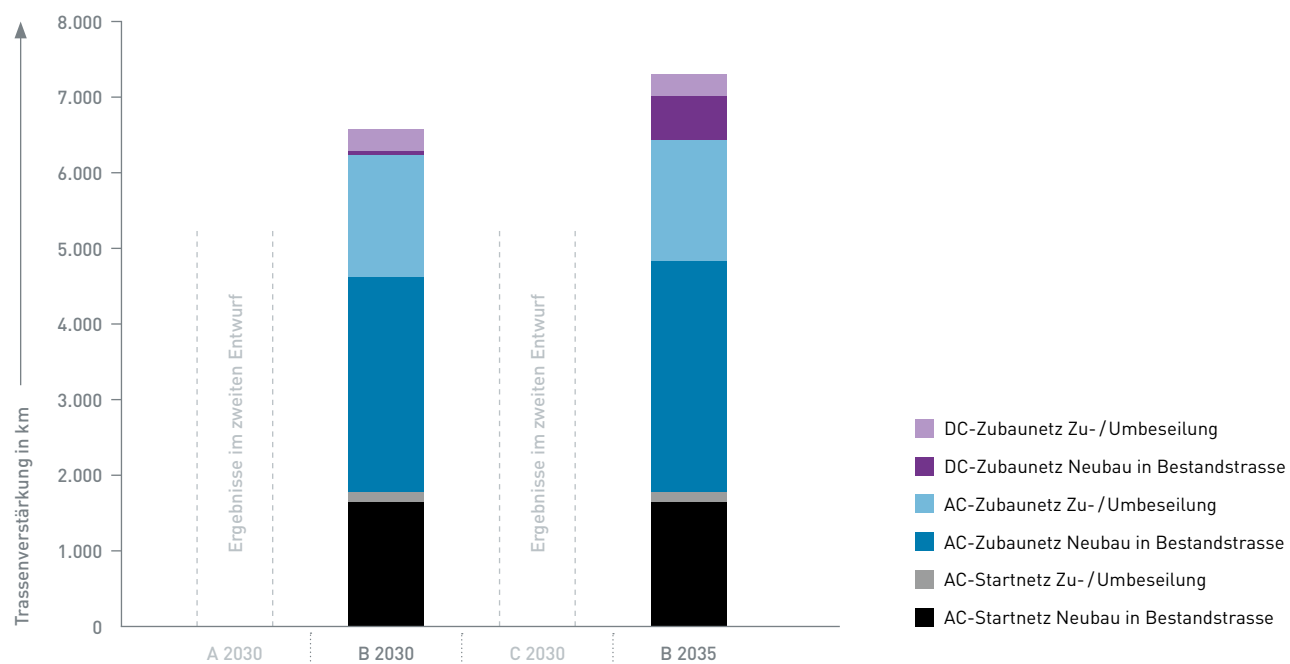
Neben dem Einsatz der DC-Technologie für die großräumige Stromübertragung ist die weitere Verstärkung bzw. der Ausbau des 380-kV-Drehstromnetzes über den BBP 2015 hinaus erforderlich. Die in den Szenarien ermittelten Maßnahmen sind konsistent mit den Ergebnissen des vorangegangenen Netzentwicklungsplans. 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 Phasenschiebertransformatoren, da diese die Leistungsflüsse auf den vorhandenen Leitungen optimieren und so bisher ungenutzte freie Kapazitäten im AC-Netz genutzt werden können.

Im Zusammenhang mit der von der BNetzA im Zuge der Bestätigung des NEP 2014 geforderten Prüfung von Alternativen für die Projekte P43 (Mecklar – Bergsrheinfeld/West) und P44 (Altenfeld – Grafenrheinfeld) haben die ÜNB im ersten Entwurf des NEP 2030 (2019) keine eigenständige 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.



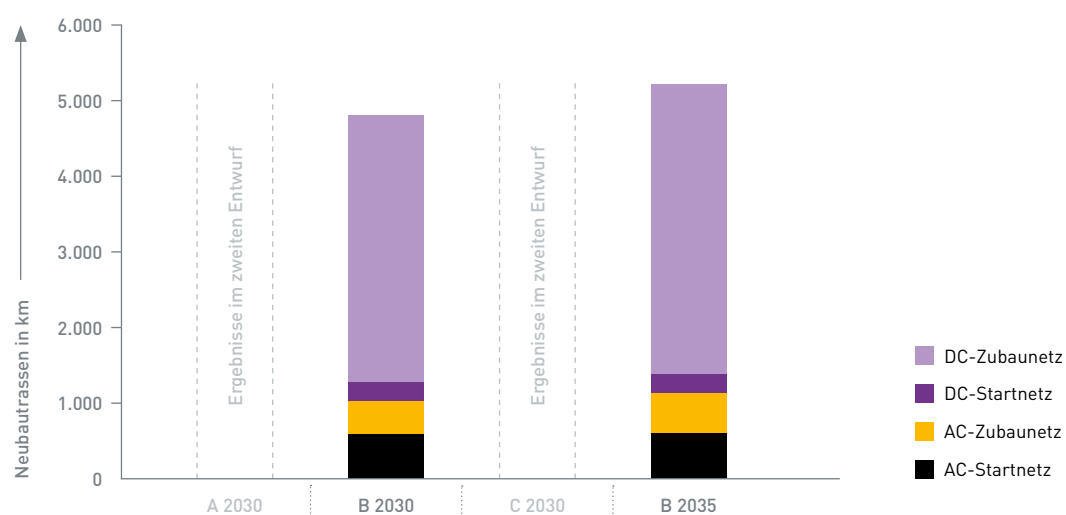
In den Abbildungen 59 und 60 sind für die Szenarien B 2030 und B 2035 der Umfang an Netzverstärkungen in Bestands-trassen und an Neubautrassen dargestellt, wobei zwischen AC-Technik und DC-Technik unterschieden wird.

Abbildung 59: Umfang an Netzverstärkung in den Szenarien des NEP 2030 (2019)



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 60: Umfang an Netzausbaubedarf in den Szenarien des NEP 2030 (2019)



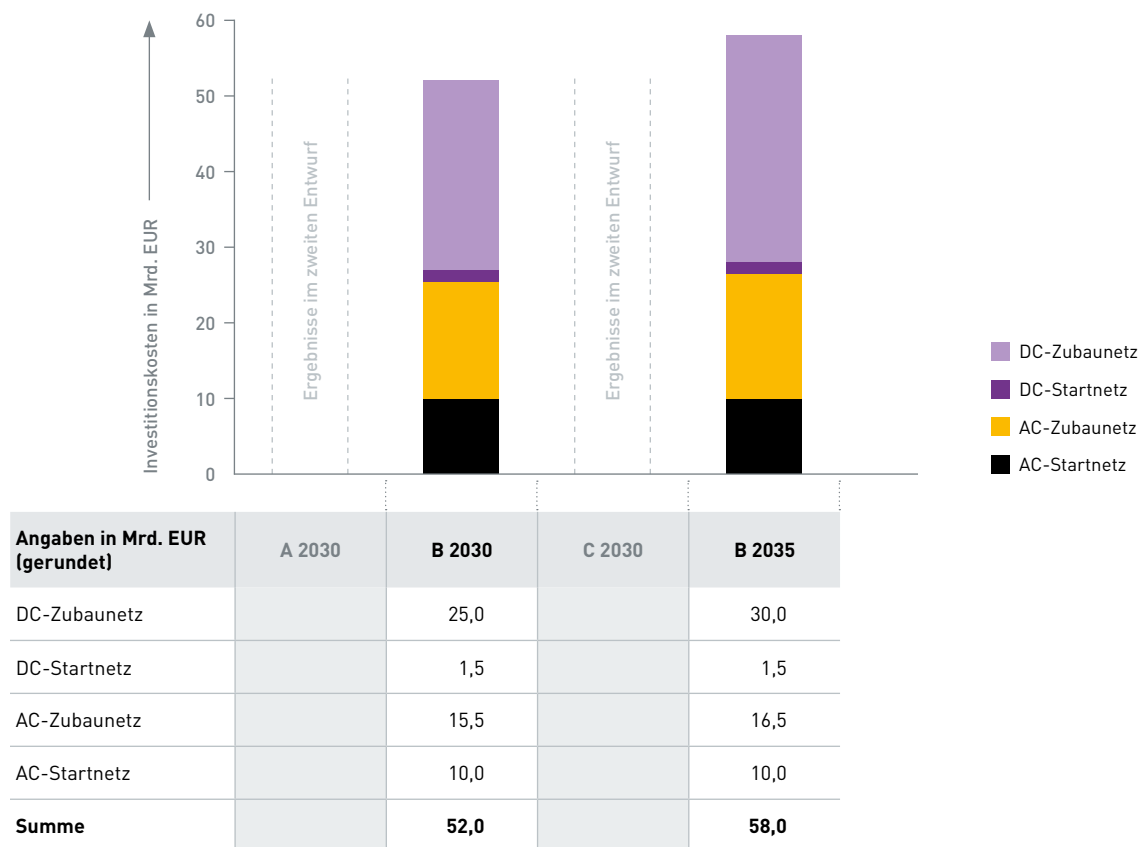
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



In Abbildung 61 sind für die Szenarien B 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 31 in Kapitel 3.2.4 dargestellt.

Die spezifischen Kosten sind auf der NEP-Website unter www.netzentwicklungsplan.de/ZUH hinterlegt.

Abbildung 61: Geschätzte Investitionskosten im NEP 2030 (2019)



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die nachfolgende Tabelle 21 gibt eine Übersicht über die Längenangaben der erforderlichen Netzverstärkungen und des Neubaubedarfs aus den Kapiteln 5.3.2 und 5.3.5 sowie aus den Abbildungen 59 und 60 – differenziert nach Start- und Zubaunetz.

Tabelle 21: Längenangaben Start- und Zubaunetz im NEP 2030 (2019)

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

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

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

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

Das Volumen der **Netzverstärkungen auf Bestandstrassen** einschließlich der Startnetz-Maßnahmen beträgt in B 2030 **rund 6.750 km** (davon rund 2.110 km Umbeseilung oder Stromkreisaufgaben und rund 4.640 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 knapp 11.600 km rund 200 km unter dem Gesamtumfang des Szenarios B 2030 des NEP 2030 (2017).

Das geschätzte Investitionsvolumen beträgt für das Szenario B 2030 **rund 52 Mrd. €**. Darin sind rund 11,5 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.

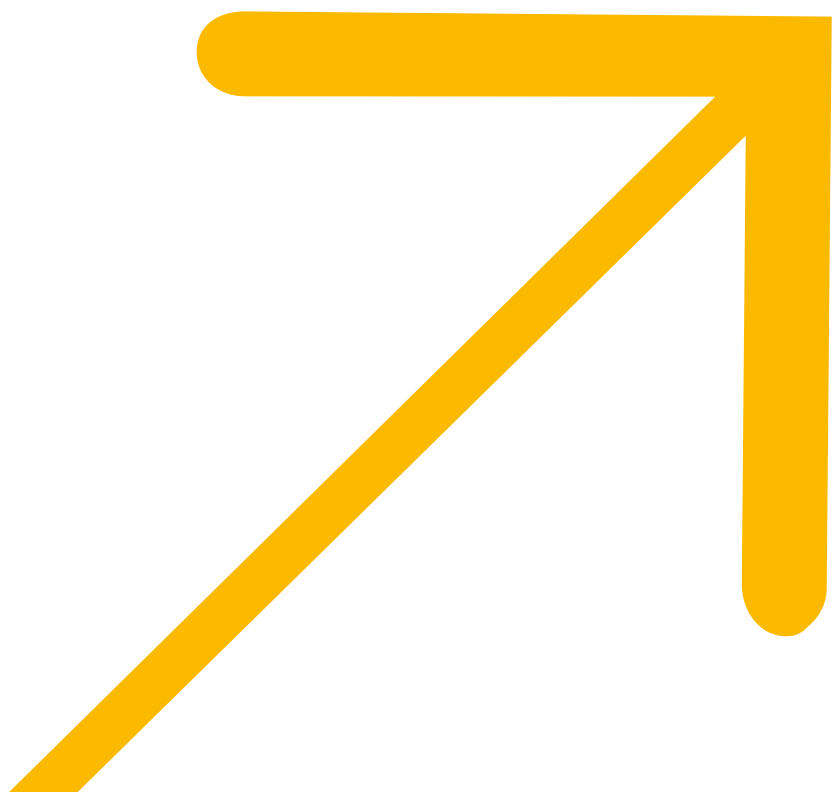




Weiterführende Dokumente und Links

- Grundsätze für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes: www.netzentwicklungsplan.de/ZUK ➤
- Kapitel 5 des Netzentwicklungsplans Strom 2012 zu Netzanalysen: www.netzentwicklungsplan.de/ZUr ➤
- Spezifische Kostenschätzungen (onshore): www.netzentwicklungsplan.de/ZUH ➤
- 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 ➤

6 ÜBERSICHT DER IM NEP IDENTIFIZIERTEN MASSNAHMEN SOWIE DES UMSETZUNGSSTANDS



6 ÜBERSICHT DER IM NEP IDENTIFIZIERTEN MASSNAHMEN SOWIE DES UMSETZUNGSSTANDS

Kapitel 6 gibt einen Überblick über die im Rahmen der Netzanalysen identifizierten Leitungs- und Anlagenmaßnahmen in den einzelnen Szenarien. Die nachfolgende Einleitung bezieht sich auf die Onshore-Maßnahmen des Netzentwicklungsplans (NEP) Strom 2030 (2019). Auf die Offshore-Netzanbindungssysteme wird im Kapitel 6.5 gesondert eingegangen.

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

Im Folgenden werden die in den Szenarien B 2025, B 2030 und B 2035 identifizierten Projekte und Maßnahmen tabellarisch dargestellt. Da das Szenario B 2025 nur der Identifikation von Ad-hoc-Maßnahmen dient (siehe Kapitel 5.3.5), sind die im Szenario B 2025 identifizierten Ad-hoc-Maßnahmen in einer gesonderten Tabelle in Kapitel 6.2 dargestellt. In Bezug auf das Szenario B 2035, das vorrangig der Nachhaltigkeitsprüfung dient, sind in der Tabelle 27 in Kapitel 6.3 zwar alle identifizierten Projekte und Maßnahmen aufgelistet. Steckbriefe im Anhang zu diesem Bericht gibt es aber nur für die Projekte und Maßnahmen, die sich sowohl im Szenario B 2030 als auch im Szenario B 2035 nachweisen lassen. Für die im Szenario B 2035 zusätzlich erforderliche DC-Verbindung DC20 findet sich im Kapitel 5.3.5 im Zusammenhang mit der Beschreibung von B 2035 eine Kurzbeschreibung. Die in den Szenarien A 2030 und C 2030 identifizierten Projekte werden im zweiten Entwurf des NEP 2030 (2019) nachgetragen.

Zu den Projekten des Startnetzes, zu den Ad-hoc-Maßnahmen sowie zu den Zubaunetz-Projekten des Szenarios B 2030 gibt es im Anhang zu diesem Bericht unter www.netzentwicklungsplan.de/NEP_2030_V2019_1_Entwurf_Teil2.pdf jeweils einen ausführlichen Steckbrief. Bei den Projekten und Maßnahmen des Zubaunetzes ist sowohl in Tabelle 27 als auch in den Steckbriefen im Anhang zusätzlich vermerkt, wenn diese im jeweils aktuellsten Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) von ENTSO-E enthalten sind oder einen Status als Project of common interest (PCI) der Europäischen Union haben.

Gemäß § 12b Abs. 1 EnWG muss im NEP der Stand der Umsetzung des jeweils vorhergehenden NEP dargestellt werden. Zusätzlich ist nachfolgend in Tabelle 28 aufgeführt, welche Projekte und Maßnahmen seit dem NEP 2030 (2017) fertiggestellt wurden, also in das Ist-Netz übergegangen sind.

In der Spalte Stand der Umsetzung ist, wo möglich, vermerkt, wie weit die Realisierung der Maßnahmen aktuell vorangeschritten ist. Grundlage hierfür war der Umsetzungsstand **Ende Dezember 2018**.

In dieser Spalte wird unterschieden zwischen:

- keine Angabe = noch keine Aktivitäten,
- 1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren,
- 2: im Raumordnungsverfahren (ROV)/Bundesfachplanung (BFP),
- 3: vor oder im Planfeststellungsverfahren (PFV)/Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG),
- 4: genehmigt oder in Bau,
- 5: Maßnahme wurde realisiert.

Die angegebenen anvisierten Inbetriebnahmejahre sind vom jeweiligen Genehmigungsverfahren und Projektverlauf abhängig. Sie beruhen auf planerischen Überlegungen, welche Maßnahmen zur Behebung von Engpässen im Zielnetz erforderlich sind, sowie auf Überlegungen, bis wann eine ambitioniert realistische Umsetzung tatsächlich möglich ist.



6 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Der im sehr frühen planerischen Stadium der Netzplanung aufgestellte Zeitplan wird ggf. später noch den tatsächlichen Umständen der jeweiligen Planungs- und Genehmigungsverfahren anzupassen sein. Somit entsprechen die Angaben den aktuellen Zielsetzungen, können aber nicht als verbindlich angesehen werden.

Bei Maßnahmen des Energieleitungsausbaugesetzes (EnLAG) und des Bundesbedarfsplangesetzes (BBPlG) entsprechen die anvisierten Inbetriebnahmejahre den Zieljahren des Monitoringberichts der BNetzA **Quartal 4/2018**.

Die Längenangaben der jeweiligen Maßnahmen beziehen sich auf die betroffenen Trassenkilometer und nicht auf die jeweiligen Stromkreislängen. Die Trassenlängen beschreiben bei Neubautrassen die notwendige Rauminanspruchnahme. So wird zum Beispiel bei einer Auflage von zwei Stromkreisen auf einem neuen Gestänge in einer neuen Trasse die Trassenlänge als Entfernung zwischen deren gemeinsamen Anfangs- und Endpunkt angegeben. Die anzugebende Stromkreislänge würde in diesem Fall das Zweifache der Trassenlänge betragen.

Die Vorgehensweise bei der Ermittlung der Längenangaben der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsverbindungen (HGÜ-Verbindungen) wird in Kapitel 5.3 beschrieben. Für die Projekte DC2, DC3, DC4 und DC5 sind die Längenangaben abweichend davon dem BBPlG-Monitoring Stand **Quartal 4/2018** entnommen.



6 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

6.1 Startnetz Netzentwicklungsplan 2030 (2019)

Tabelle 22: Startnetz 50Hertz NEP 2030 (2019)

Startnetz-nummer	Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	EnLAG/BBP	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
50HzT-003	Neuenhagen – Vierraden – Bertikow	Leitung	Netzverstärkung und -ausbau: Neubau in neuer Trasse, Neubau in bestehender Trasse	EnLAG Nr. 3	56	67	2022	3: Vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG, 4: genehmigt oder im Bau
	2. Einschleifung Vierraden	Leitung	Netzverstärkung und -ausbau: Neubau in neuer Trasse, Neubau in bestehender Trasse	EnLAG Nr. 3	5		2022	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	Bertikow	Anlage	Netzausbau: horizontal	EnLAG Nr. 3			2022	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
50HzT-007	Neuenhagen – Hennigsdorf – Wustermark	Leitung	Netzverstärkung und -ausbau: Neubau in neuer Trasse, Neubau in bestehender Trasse	EnLAG Nr. 11	10	70	2021	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG 5: realisiert
50HzT-022	Netzanschluss KW Premnitz	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse		2		2024	
	Netzanschluss KW Premnitz	Anlage	Netzausbau: horizontal				2024	
50HzT-035	Netzanschluss PSW Leutenberg	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse		2		2024	
	Netzanschluss PSW Leutenberg	Anlage	Netzausbau: horizontal, für Dritte				2024	
50HzT-P34	Perleberg – Stendal/ West – Wolmirstedt	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse	BBP Nr. 39		100	2021	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG, 4: genehmigt oder im Bau
	Parchim/Süd – Perleberg	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse	BBP Nr. 39		39	2022	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
	Güstrow – Parchim/Süd	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse	BBP Nr. 39		50	2022	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
50HzT-P36	Bertikow – Pasewalk	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse	BBP Nr. 11		32	2023	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
	Pasewalk	Anlage	Netzverstärkung: horizontal	BBP Nr. 11			2023	



6 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Startnetz- nummer	Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	EnLAG/ BBP	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetrieb- nahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
50HzT- P38	Pulgar – Geußnitz (Abschnitt Ost)	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauf- lage/Umbeseilung	BBP Nr. 13		27	2024	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BlmSchG
	Geußnitz – Bad Sulza (Abschnitt Mitte)	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in beste- hender Trasse	BBP Nr. 13		42	2024	2: im ROV/BFP
	Bad Sulza – Vieselbach (Abschnitt West)	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in beste- hender Trasse	BBP Nr. 13		37	2024	2: im ROV/BFP
50HzT- P39	Röhrsdorf – Weida (Abschnitt Ost)	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in beste- hender Trasse	BBP Nr. 14		60	2025	2: im ROV/BFP
	Weida – Remptendorf (Abschnitt West)	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in beste- hender Trasse	BBP Nr. 14		43	2025	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BlmSchG
50HzT- P64	Combined Grid Solution (CGS)	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	BBP Nr. 29	8		2019	4: genehmigt oder im Bau
50HzT- P127	Röhrsdorf Kuppeltransformatoren	Anlage	Netzausbau: horizontal				2020–2025	
	Vieselbach 2. MSCDN	Anlage	Netzausbau: horizontal				2020/2021	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BlmSchG
50HzT- P127-17	Vieselbach 1. MSCDN	Anlage	Netzausbau: horizontal				2020/2021	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BlmSchG
50HzT- P128	Vierraden 3. und 4. PST	Anlage	Netzausbau: horizontal				2021/2022	4: genehmigt oder im Bau



6 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Tabelle 23: Startnetz Amprion NEP 2030 (2019)

Startnetz- nummer	Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	EnLAG/ BBP	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetrieb- nahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
AMP-001	Wehrendorf – St. Hülfe	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in beste- hender Trasse	EnLAG Nr. 2		33	2019	4: genehmigt oder im Bau
AMP-009	Niederrhein – Punkt Wettringen	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in beste- hender Trasse	EnLAG Nr. 5		73	2021	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BlmSchG, 4: genehmigt oder im Bau
	Niederrhein – Punkt Wettringen (Kabel)	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in beste- hender Trasse	EnLAG Nr. 5		12	2021	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BlmSchG
	Punkt Wettringen – Punkt Meppen	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	EnLAG Nr. 5	65		2021	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BlmSchG
	Asbeck	Anlage	Netzausbau: horizontal	EnLAG Nr. 5			2021	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BlmSchG
AMP-010	Punkt Gaste – Lüstringen	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauf- lage/Umbeseilung	EnLAG Nr. 16, 18		14	2024	4: genehmigt oder im Bau
	Lüstringen – Wehrendorf	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in beste- hender Trasse	EnLAG Nr. 16, 18		21	2024	2: im ROV/BFP
	Lüstringen – Hesseln	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in beste- hender Trasse	EnLAG Nr. 16, 18		29	2024	2: im ROV/BFP
	Hesseln – Gütersloh	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in beste- hender Trasse	EnLAG Nr. 16, 18		20	2021	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BlmSchG
AMP-014	Punkt Fellerhöfe – Punkt St. Tönis	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in beste- hender Trasse	EnLAG Nr. 14, 15		7	2019	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BlmSchG
	Punkt St. Tönis – Punkt Hüls-West	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauf- lage/Umbeseilung	EnLAG Nr. 14, 15		6,5	2023	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BlmSchG
	Uftort – Pkt. Hüls-West	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in beste- hender Trasse	EnLAG Nr. 14, 15		14	2023	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BlmSchG
	Osterath – Gohrpunkt	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in beste- hender Trasse	EnLAG Nr. 14, 15		20	2020	4: genehmigt oder im Bau
	Gohrpunkt – Rommerskirchen	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in beste- hender Trasse	EnLAG Nr. 14, 15		10	2020	4: genehmigt oder im Bau
	Uftort – Osterath	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauf- lage/Umbeseilung	EnLAG Nr. 14, 15		50	2022	4: genehmigt oder im Bau
	Punkt Stratum-Süd – Gellep	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in beste- hender Trasse	EnLAG Nr. 14, 15		2	2021	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BlmSchG
AMP-018	Rommerskirchen – Sechtem	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in beste- hender Trasse	EnLAG Nr. 15		38	2021	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BlmSchG
	Brauweiler – Sechtem	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauf- lage/Umbeseilung	EnLAG Nr. 15		23	2021	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BlmSchG



6 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Startnetz- nummer	Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	EnLAG/ BBP	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetrieb- nahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
AMP-022	Kruckel – Punkt Ochsenkopf	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in beste- hender Trasse	EnLAG Nr. 19		21	2023	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BlmSchG, 4: genehmigt oder im Bau
	Punkt Ochsenkopf – Dauersberg	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in beste- hender Trasse	EnLAG Nr. 19		105	2023	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BlmSchG, 4: genehmigt oder im Bau
	MSCDN Garenfeld	Anlage	Netzausbau: horizontal	EnLAG Nr. 19			2021	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BlmSchG
AMP-028	Punkt Wanne – Punkt Günnigfeld	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauf- lage/Umbesei- lung			5	2024	4: genehmigt oder im Bau
	Emscherbruch	Anlage	Netzausbau: für Dritte				Abhän- gig vom Zeitplan des Kraft- werks- projekts	4: genehmigt oder im Bau
AMP-032	Niederrhein – Uftort	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in beste- hender Trasse	EnLAG Nr. 14		21	2023	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BlmSchG
AMP-034	Büscherhof	Anlage	Netzausbau: horizontal				2019	4: genehmigt oder im Bau
AMP-P41	Punkt Metternich – Niederstedem	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in beste- hender Trasse	BBP Nr. 15		105	2023	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BlmSchG 4: genehmigt oder im Bau
AMP-P52	Punkt Rommelsbach – Herbertingen	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in beste- hender Trasse	BBP Nr. 24		61	2020	4: genehmigt oder im Bau
AMP-P65	Oberzier – Bundesgrenze (BE)	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	BBP Nr. 30	40		2020	4: genehmigt oder im Bau
	Oberzier	Anlage	Netzausbau: horizontal	BBP Nr. 30			2020	4: genehmigt oder im Bau
AMP-P74	Woringen/Lachen	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauf- lage/Umbesei- lung,			1	2020	4: genehmigt oder im Bau
AMP-P154	380/220-kV-Transfor- mator Siegburg	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse		1		2023	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BlmSchG
	380/220-kV-Transfor- mator Siegburg	Anlage	Netzausbau: horizontal				2023	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BlmSchG
AMP-P178	Schaltanlage Gütersloh	Anlage	Netzverstärkung: horizontal				2025	4: genehmigt oder im Bau



6 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Tabelle 24: Startnetz TenneT NEP 2030 (2019)

Startnetz- nummer	Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	EnLAG/ BBP	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetrieb- nahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
TTG-005	Hamburg/Nord – Dollern	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse	EnLAG Nr. 1		45	2019	4: genehmigt oder im Bau
	Audorf/Süd – Handewitt	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse	EnLAG Nr. 1		70	2020	4: genehmigt oder im Bau
	Handewitt – Kassø	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse	EnLAG Nr. 1		10	2020	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BlmSchG
	Elbekreuzung	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauf- lage/Umbeseilung			3	2019	4: genehmigt oder im Bau
TTG-006	Wahle – Mecklar	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	EnLAG Nr. 6	221		2021	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BlmSchG, 4: genehmigt oder im Bau
TTG-007	Dörpen/West – Niederrhein (Punkt Meppen)	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	EnLAG Nr. 5	31		2021	4: genehmigt oder im Bau
TTG-009	Ganderkesee – St. Hülfe	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	EnLAG Nr. 2	61		2021	4: genehmigt oder im Bau
TTG-018	Grohnde MSCDN	Anlage	Netzausbau: horizontal				2024	4: genehmigt oder im Bau
	Klixbüll/Süd MSCDN	Anlage	Netzausbau: horizontal				2022	4: genehmigt oder im Bau
	Conneforde Spule	Anlage	Netzausbau: horizontal				2024	4: genehmigt oder im Bau
	Fedderwarden Spulen	Anlage	Netzausbau: horizontal				2023, 2024	4: genehmigt oder im Bau
	Ganderkesee Spule	Anlage	Netzausbau: horizontal				2024	4: genehmigt oder im Bau
	Gießen/Nord Spule	Anlage	Netzausbau: horizontal				2022	4: genehmigt oder im Bau
	Hattorf Spule	Anlage	Netzausbau: horizontal				2022	4: genehmigt oder im Bau
	Irsching Spule	Anlage	Netzausbau: horizontal				2022	4: genehmigt oder im Bau
	Isar Spule	Anlage	Netzausbau: horizontal				2023	4: genehmigt oder im Bau
	Klixbüll/Süd Spule	Anlage	Netzausbau: horizontal				2022	4: genehmigt oder im Bau
	Ottenhofen Spule	Anlage	Netzausbau: horizontal				2023	4: genehmigt oder im Bau



6 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Startnetznummer	Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	EnLAG/BBP	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
TTG-018	Twistetal Spule	Anlage	Netzausbau: horizontal				2022	4: genehmigt oder im Bau
	Würgassen Spule	Anlage	Netzausbau: horizontal				2022	4: genehmigt oder im Bau
	Borken STATCOM	Anlage	Netzausbau: horizontal				2023	4: genehmigt oder im Bau
TTG-019	Umspannwerk Unterweser	Anlage	Netzausbau: horizontal und vertikal				2024	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
TTG-P24	Stade/West – Dollern	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse	BBP Nr. 7		10	2020	4: genehmigt oder im Bau
TTG-P25	Süderdonn – Heide/West	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	BBP Nr. 8	23		2019	4: genehmigt oder im Bau
	Heide/West – Husum/Nord	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	BBP Nr. 8	46		2021	4: genehmigt oder im Bau
	Husum/Nord – Klixbüll/Süd	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	BBP Nr. 8	38		2022	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
TTG-P46	Redwitz – Mechlenreuth – Etzenricht – Schwandorf (Ostbayernring)	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse	BBP Nr. 18		185	2023	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
TTG-P66	Wilhelmshaven (Fedderwarden) – Conneforde	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	BBP Nr. 31	30		2020	4: genehmigt oder im Bau
TTG-P67	Simbach – Matzenhof – Bundesgrenze AT	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse	BBP Nr. 32		13	2022	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
	Altheim – Adlkofen	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse	BBP Nr. 32		7	2022	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
	Adlkofen – Matzenhof (Abzweig Simbach)	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse	BBP Nr. 32		66	2022	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
TTG-P68	Deutschland – Norwegen (NordLink): onshore	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	BBP Nr. 33	54		2020	4: genehmigt oder im Bau
	Deutschland – Norwegen (NordLink): offshore bis zur AWZ-Grenze	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	BBP Nr. 33	154		2020	4: genehmigt oder im Bau
TTG-P69	Emden/Ost – Conneforde	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse	BBP Nr. 34		61	2021	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
TTG-P114	Krümmel	Anlage	Netzverstärkung: horizontal				2019	4: genehmigt oder im Bau
TTG-P155	Schaltanlage Elsflöth/West	Anlage	Netzausbau: horizontal				2019	4: genehmigt oder im Bau



6 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Startnetz- nummer	Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	EnLAG/ BBP	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetrieb- nahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
TTG-P157	Umspannwerk Conneforde	Anlage	Netzverstärkung: horizontal, vertikal				2020	4: genehmigt oder im Bau
TTG-P178	Schaltanlage Bechterdissen	Anlage	Netzverstärkung: horizontal				2025	

Tabelle 25: Startnetz TransnetBW NEP 2030 (2019)

Startnetz- nummer	Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	EnLAG/ BBP	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetrieb- nahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
TNG-P49	Daxlanden – Bühl/Kuppenheim – Weier – Eichstetten	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in beste- hender Trasse	BBP Nr. 21		119	2023	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BlmSchG
TNG-P70	Birkenfeld – Mast 115A	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	BBP Nr. 35	12,5		2020	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BlmSchG

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

6.2 Ad-hoc-Maßnahmen gemäß Szenario B 2025

Tabelle 26: Ad-hoc-Maßnahmen gemäß Szenario B 2025

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	ÜNB	NOVA- Kategorie: Typ	Trassen- länge in km		anvisierte Inbetrieb- nahme	Umsetzungsstand
						Aus- bau	Be- stand		
P113	M519	Ad-hoc-Maßnahme Serienkompensation Stadorf – Wähle	Anlage	TTG	Netzoptimierung			2022	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P310	M485	Bürstadt – Kühmoos	Leitung	AMP	Netzverstär- kung: Neubau in bestehender Trasse, Strom- kreisaufgabe/ Umbeseilung		285	2023	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P327	M522	Phasenschieber- transformatoren im Ruhrgebiet	Anlage	AMP	Netzoptimierung			2023	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P345	M556	Querregeltransformato- ren (PST) inkl. Anlagen- umstrukturierung UW Hamburg/Ost	Anlage	50HzT	Netzoptimierung			2022	3: Vor oder im PFV/Genehmi- gung nach BlmSchG
P346	M557	PST Hanekenfähr	Anlage	AMP	Netzoptimierung			2023	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren



6 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	ÜNB	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
						Aus-bau	Be-stand		
P347	M558	PST Oberzier	Anlage	AMP	Netzoptimierung			2023	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P348	M559	PST Wilster/West	Anlage	TTG	Netzoptimierung			2023	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P349	M560	PST Würgau	Anlage	TTG	Netzoptimierung			2023	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P350	M561	PST Pulverdingen	Anlage	TNG	Netzoptimierung			2023	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P353	M532	PST Twistetal	Anlage	TTG	Netzoptimierung			2025	
P357	M566	Querregeltransformatoren (PST) inkl. Anlagenumstrukturierung UW Güstrow	Anlage	50HzT	Netzerstärkung: horizontal			2025	
P365	M583	Netzbooster Pilotanlage Audorf/Süd – Ottenhofen	Anlage	TTG	Netzoptimierung			2025	
P410	M624	Phasenschiebertransformatoren in Enniger	Anlage	AMP	Netzoptimierung			2025	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P411	M625	Netzbooster an den Standorten Wehrendorf und Hoheneck	Anlage	AMP	Netzoptimierung			2025	
P426	M645	PST Philippsburg	Anlage	TNG	Netzoptimierung			2025	
P427	M646	Netzbooster Pilotanlage Kupferzell	Anlage	TNG	Netzoptimierung			2025	

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



6 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

6.3 Zubaunetz Netzentwicklungsplan 2030 (2019)

Tabelle 27: Erforderliche Projekte und Maßnahmen in den Szenarien B 2030 und B 2035 gemäß Kapitel 5.3.5

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	ÜNB	Nr. BBP 2015	TYNDP	PCI	Szenario				NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
								A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		Aus-bau	Be-stand		
DC1	DC1	Emden/Ost – Osterath	Leitung	AMP	1	✓			x		x	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	300		2025	2: im ROV/BFP
DC2	DC2	Osterath – Philippsburg (Ultranet)	Leitung	AMP, TNG	2	✓	✓		x		x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse, Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		340	2023	2: im ROV/BFP
DC3	DC3	Brunsbüttel – Großgartach (SuedLink)	Leitung	TTG, TNG	3	✓	✓		x		x	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	702			2: im ROV/BFP
DC4	DC4	Wilster/ West – Bergrheinfeld/ West (SuedLink)	Leitung	TTG, TNG	4	✓	✓		x		x	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	558			2: im ROV/BFP
DC5	DC5	Wolmirstedt – Isar	Leitung	50HzT, TTG	5	✓	✓		x		x	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	537		2025	2: im ROV/BFP
DC20	DC20	Görries/ West – Isar	Leitung	50HzT, TTG							x	Netzverstärkung und -ausbau: Neubau in neuer Trasse, Neubau in bestehender Trasse	240	537	2035	
DC21	DC21a	Heide/ West – Wilhelms-haven 2	Leitung	TTG					x		x	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	127		2030	
	DC21b	Wilhelms-haven 2 – Uentrop	Leitung	AMP, TTG					x		x	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	267		2030	
DC23	DC23	Uentrop – Altbach	Leitung	AMP, TNG					x		x	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	447		2030	
DC25	DC25	Wilhelms-haven 2 – Polsum	Leitung	AMP, TTG					x		x	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	314		2030	
P20	M69	Emden/Ost – Halbmond	Leitung	TTG	37	✓			x		x	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	30		2029	
P21	M51a	Conneforde – LK Cloppenburg 1 – LK Cloppenburg 2	Leitung	AMP, TTG	6	✓			x		x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		77	2024	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG



6 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	ÜNB	Nr. BBP 2015	TYNDP	PCI	Szenario				NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
								A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		Aus-bau	Be-stand		
P21	M51b	LK Cloppenburg 2 – Merzen	Leitung	AMP, TTG	6	✓			x		x	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	51		2024	2: im ROV/BFP
P22	M80	Elsfleth / West – Ganderkesee (über Nieder- vieland)	Leitung	TTG					x		x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		36	2030	
	M82	Conneforde – Unterweser	Leitung	TTG					x		x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		32	2030	
	M87	Unterweser – Elsfleth / West	Leitung	TTG					x		x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		27	2030	
P23	M20	Dollern – Elsfleth / West	Leitung	TTG	38	✓			x		x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		100	2029	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P24	M71b	Dollern – Sottrum	Leitung	TTG	7	✓			x		x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		60	2023	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
	M72	Sottrum – Mehringen	Leitung	TTG	7	✓			x		x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		42	2023	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
	M73	Mehringen – Landes- bergen	Leitung	TTG	7	✓			x		x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		45	2023	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
P25	M45	Klxbüll/Süd – Bundes- grenze DK	Leitung	TTG	8	✓	✓		x		x	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	16		2021	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
P33	M24a	Wolmirstedt – Helmstedt – Hattorf – Walle	Leitung	TTG, 50HzT	10	✓			x		x	Netzverstärkung: Strom- kreisauflage/ Umbeseilung		111	2023/ 2026	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M24b	Wolmirstedt – Helmstedt – Gleidingen/ Hallendorf – Mehrum	Leitung	TTG, 50HzT	10				x		x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		146	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P37	M25a	Vieselbach – Landes- grenze TH/HE	Leitung	50HzT	12	✓			x		x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		87	2027	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M25b	Landes- grenze TH/ HE – Mecklar	Leitung	TTG	12	✓			x		x	Netzverstärkung: Strom- kreisauflage/ Umbeseilung		43	2023	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren



6 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	ÜNB	Nr. BBP 2015	TYNDP	PCI	Szenario				NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
								A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		Aus-bau	Be-stand		
P43 oder P43-mod	M74a	Mecklar – Dipperz	Leitung	TTG	17	✓						Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		51	nicht vor 2029	
	M74b	Dipperz – Berggrheinfeld/West	Leitung	TTG	17	✓			x		x	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	80		nicht vor 2029	
	M74 mod	Mecklar – Dipperz – Urberach	Leitung	AMP, TTG								Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		164	nicht vor 2029	
P44 oder P44-mod	M28a	Altenfeld – Landesgrenze TH/BY (Mast 77)	Leitung	50HzT		✓			x		x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		27	2027	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M28b	Landesgrenze TH/BY (Mast 77) – Grafenrheinfeld	Leitung	TTG		✓						Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	81		nicht vor 2029	
	M28b mod	Landesgrenze TH/BY (Mast 77) – Würgau – Ludersheim	Leitung	TTG					x		x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		123	nicht vor 2029	
P47	M31	Weinheim – Daxlanden	Leitung	TNG	19	✓			x		x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		74	2023	2: im ROV/BFP
	M32	Weinheim – Mannheim (G380)	Leitung	TNG	19	✓			x		x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		17	2023	2: im ROV/BFP
	M33	Mannheim (G380) – Altlußheim	Leitung	TNG	19	✓			x		x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		22,5	2023	2: im ROV/BFP
	M34	Altlußheim – Daxlanden	Leitung	TNG	19	✓			x		x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		42	2023	2: im ROV/BFP
	M60	Urberach – Pfungstadt – Weinheim	Leitung	AMP	19	✓			x		x	Netzverstärkung und -ausbau: Neubau in neuer Trasse, Neubau in bestehender Trasse, Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung	6	60	2024	2: im ROV/BFP
P47a	M64	Kriftel – Farbwerke Höchst-Süd	Leitung	AMP					x		x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		11	2022	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P48	M38a	Grafenrheinfeld – Kupferzell	Leitung	TTG, TNG	20	✓			x		x	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		110	2022/ 2024	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren



6 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	ÜNB	Nr. BBP 2015	TYNDP	PCI	Szenario				NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
								A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		Aus-bau	Be-stand		
P48	M38b	Punkt Rittershausen – Stalldorf – Kupferzell	Leitung	TTG, TNG					x		x	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		56	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M39	Kupferzell – Großgartach	Leitung	TNG	20	✓			x		x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		48	2022	2: im ROV/BFP
P50	M366	Pulverdingen – Oberjettingen	Leitung	TNG					x		x	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		45	2023	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M41	Oberjettingen – Engstlatt	Leitung	TNG					x		x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		34	2023	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P52	M59	Herbertingen – Tiengen	Leitung	AMP					x		x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		113	bis 2030	
	M94b	Punkt Neuravensburg – Punkt Bundesgrenze (AT)	Leitung	AMP, TNG	40	✓			x		x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		7	2023	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M95	Punkt Wullenstetten – Punkt Niederwangen	Leitung	AMP, TNG	25	✓			x		x	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		88	2023	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
P53	M350	Ludersheim – Sittling – Altheim	Leitung	TTG	41	✓			x		x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		99	2026	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M54	Raitersaich – Ludersheim	Leitung	TTG	41	✓			x		x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		40	2026	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P72	M351	Lübeck – Göhl	Leitung	TTG	42	✓			x		x	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	65		2022	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
	M49	Lübeck – Siems	Leitung	TTG	42	✓			x		x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		12	2022	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
	M50	Kreis Segeberg – Lübeck	Leitung	TTG	42	✓			x		x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		55	2022	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
P74	M96	Vöhringen – Punkt Bundesgrenze (AT)	Leitung	AMP		✓			x		x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		110	2023	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P84	M367	Hamburg/ Nord – Hamburg/ Ost	Leitung	50HzT		✓			x		x	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		31	2030	



6 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	ÜNB	Nr. BBP 2015	TYNDP	PCI	Szenario				NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
								A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		Aus-bau	Be-stand		
P84	M368	Krümmel – Hamburg/ Ost	Leitung	50HzT		✓			x		x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		28	2030	
P112	M201	Pleinting – Bundesgrenze DE/ AT	Leitung	TTG	32	✓			x		x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		43	2025	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M212	Abzweig Pirach	Leitung	TTG	32	✓			x		x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		27	2025	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P113	M202a	Krümmel – Lüneburg – Stadorf	Leitung	TTG					x		x	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		53	2030	
	M203	Stadorf – Wahle	Leitung	TTG					x		x	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		86	2030	
	M519	Ad-hoc-Maßnahme Serienkompensation Stadorf – Wahle	Anlage	TTG					x		x	Netzoptimierung			2022	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P115	M205	Bereich Mehrum	Anlage	TTG					x		x	Netzausbau: horizontal			2021	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P116	M206	Dollern – Landesbergen	Leitung	TTG							x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		132	2035	
	M494	Landesbergen – Ovenstädt	Leitung	TTG							x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		26	2035	
P118	M207	Borken – Mecklar	Leitung	TTG	43				x		x	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		41	2022	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
P124	M209a	Wolmirstedt – Klostermansfeld	Leitung	50HzT		✓			x		x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		117	2030	
	M209b	Klostermansfeld – Schraplau/ Obhausen – Lauchstädt	Leitung	50HzT		✓			x		x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		39	2030	
P150	M352a	Schraplau/ Obhausen – Wolkranshausen	Leitung	50HzT	44				x		x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		71	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M352b	Serienkompensation Wolkranshausen	Anlage	50HzT					x		x	Netzverstärkung: horizontal			2030	



6 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	ÜNB	Nr. BBP 2015	TYNDP	PCI	Szenario				NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
								A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		Aus-bau	Be-stand		
P150	M352 TR2	Netzkuppler Quersfurt und Wolkrashausen	Anlage	50HzT					x		x	Netzverstärkung: horizontal			2030	
	M463	Wolkrashausen – Vieselbach	Leitung	50HzT	44				x		x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		66	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P151	M353	Borken – Twistetal	Leitung	TTG	45				x		x	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		43	2022	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
P153	M355	Umspannwerk Alfstedt	Anlage	TTG					x		x	Netzausbau: vertikal und horizontal			2022	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P159	M62	Bürstadt – BASF	Leitung	AMP					x		x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		13	2021	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P161	M91	Großkrotzenburg – Urberach	Leitung	AMP, TTG					x		x	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		24	2027	
P170	M380	Uchtelfangen – Enseldorf – Bundesgrenze	Leitung	AMP			✓		x		x	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		34	2027	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P175	M385	Wilhelms-haven 2 – Fedderwarden	Leitung	TTG					x		x	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	15		2030	
	M466	Wilhelms-haven 2 – Conneforde	Leitung	TTG					x		x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		36	2030	
P176	M387	Eichstetten – Bundesgrenze [FR]	Leitung	TNG			✓		x		x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		18	2025	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P180	M406	Marzahn – Friedrichshain – Mitte – Charlottenburg – Reuter – Teufelsbruch (Kabel)	Leitung	50HzT					x		x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		28	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P185	M420	Redwitz – Landesgrenze BY/ TH (Punkt Tschirn)	Leitung	TTG	46				x		x	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		37,5	2021	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
P200	M425	Hambach	Leitung	AMP					x		x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		16	2025	



6 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	ÜNB	Nr. BBP 2015	TYNDP	PCI	Szenario				NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
								A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		Aus-bau	Be-stand		
P203	M429	380-kV-Umstellung Amelsbüren und Umstrukturierung Waldstedde	Leitung	AMP					x		x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		18	2025	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P204	M430	380-kV-Umstellung zwischen Tiengen und Beznau	Leitung	AMP		✓			x		x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		4	bis 2030	
P213	M450	3. Interkonnektor DE – PL	Leitung	50HzT		✓	✓				x	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	8		2035	2: im ROV/BFP
	M451	2. Einschleifung Eisenhüttenstadt	Leitung	50HzT		✓	✓				x	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	7		2035	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
	M451 SA1	Eisenhüttenstadt	Anlage	50HzT		✓	✓				x	Netzverstärkung: horizontal			2035	
P215	M454	Güstrow – Bentwisch – Suchraum Gemeinden Sanitz / Dettmannsdorf	Leitung	50HzT					x		x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		56	2025	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M521 TR1	Netzkupfertransformatoren im Suchraum Gemeinden Sanitz / Dettmannsdorf	Anlage	50HzT					x		x	Netzausbau: horizontal			2025	
	M579	Papendorf	Anlage	50HzT					x		x	Netzausbau: horizontal			2025	
	M586	Leitungsanbindung Papendorf	Leitung	50HzT					x		x	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	1		2025	
P216	M455	Güstrow – Siedenbrünzow – Gemeinde Alt Tellin – Iven	Leitung	50HzT					x		x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		90	2030	
	M523	Iven – Pasewalk/Nord – Pasewalk	Leitung	50HzT					x		x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		55	2030	
	M584	Netzkupfertransformator Iven	Anlage	50HzT					x		x	Netzausbau: horizontal			2030	



6 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	ÜNB	Nr. BBP 2015	TYNDP	PCI	Szenario				NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
								A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		Aus-bau	Be-stand		
P221	M460	Hansa Power Bridge (HPB)	Leitung	50HzT		✓			x		x	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	60		2025 - 2026	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M461a	Hansa Power Bridge 2	Leitung	50HzT							x	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	60		2035	
P222	M461	Oberbachern – Ottenhofen	Leitung	TTG	47				x		x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		50	2026	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P223	M462	Güstrow – Wessin – Görries – Görries/West – Krümmel	Leitung	50HzT					x		x	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		147	2030	
P225	M464a	Altheim – Isar	Leitung	TTG							x	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	8		2035	
P228	M469a	Landesbergen – Mehrum	Leitung	TTG					x		x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		98	2030	
P252	M504	Netzverstärkung Thyrow – Berlin/ Südost	Leitung	50HzT					x		x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		25	2030	
	M585	Berlin/ Südost	Anlage	50HzT					x		x	Netzausbau: horizontal			2022	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P305	M515	Niederstotzingen – Dellmensingen	Leitung	TNG					x			Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		41	2030	
P306	M518	Großgartach – Pulverdingen	Leitung	TNG					x		x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		40	2030	
P310	M485	Bürstadt – Kühmoos	Leitung	AMP					x		x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		285	2023	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P311	M486	Weißenthurm – Bürstadt	Leitung	AMP					x		x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		124	bis 2030	
P312	M487	Westerkappeln – Wetringen	Leitung	AMP					x		x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		42	bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren



6 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	ÜNB	Nr. BBP 2015	TYNDP	PCI	Szenario				NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
								A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		Aus-bau	Be-stand		
P313	M488	2. Inter-konnektor Deutschland – Belgien	Leitung	AMP		✓			x		x	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	15		2028	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P314	M489	Phasen-schieber-transformatoren im Saarland	Anlage	AMP					x		x	Netzoptimierung			2027	
P315	M491	Hane-kenfähr – Gronau	Leitung	AMP					x		x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		47	bis 2030	
P324	M512	Witten – Hattingen	Leitung	AMP					x		x	Netzverstärkung: Strom-kreisauflage/ Umbeseilung		18	2023	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P325	M520	Dahlem – Niederstedem	Leitung	AMP							x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		59	bis 2030	
P327	M522	Phasen-schieber-transformatoren im Ruhrgebiet	Anlage	AMP					x		x	Netzoptimierung			2023	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P328	M534	Fedderwar-den – Groß-britannien	Leitung	TTG		✓			x		x	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	200		2022	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
P333	M554	Eichstetten – Schwörstadt	Leitung	TNG					x		x	Netzverstärkung: Strom-kreisauflage/ Umbeseilung		80	2030	
	M555	Schwörstadt – Kühmoos	Leitung	TNG					x		x	Netzverstärkung: Strom-kreisauflage/ Umbeseilung		10	2030	
P344	M537	PST Diele	Anlage	TTG					x		x	Netzoptimierung			2030	
P345	M556	Quer-re-geltrans-formatoren (PST) inkl. Anlagen-umstruktu-risierung UW Hamburg/ Ost	Anlage	50HzT					x		x	Netzoptimierung			2022	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
P346	M557	PST Hane-kenfähr	Anlage	AMP					x		x	Netzoptimierung			2023	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P347	M558	PST Ober-zier	Anlage	AMP					x		x	Netzoptimierung			2023	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren



6 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	ÜNB	Nr. BBP 2015	TYNDP	PCI	Szenario				NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
								A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		Aus-bau	Be-stand		
P348	M559	PST Wilster/West	Anlage	TTG					x		x	Netzoptimierung			2023	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P349	M560	PST Würgau	Anlage	TTG					x		x	Netzoptimierung			2023	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P350	M561	PST Pulverdingen	Anlage	TNG					x		x	Netzoptimierung			2023	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P352	M531	PST Grohnde	Anlage	TTG					x		x	Netzoptimierung			2030	
P353	M532	PST Twistetal	Anlage	TTG					x		x	Netzoptimierung			2025	
P354	M533	PST Wahle	Anlage	TTG					x		x	Netzoptimierung			2030	
P355	M599	Netzverstärkung Neuenhagen – Eisenhüttenstadt – Preilack	Leitung	50HzT					x		x	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		125	2030	
P357	M566	Querregeltransformatoren (PST) inkl. Anlagenumstrukturierung UW Güstrow	Anlage	50HzT					x		x	Netzverstärkung: horizontal			2025	
P358	M567	Schräggel Lauchstädt, Eula und Weida	Anlage	50HzT					x		x	Netzverstärkung: horizontal			2030	
	M570	Netzverstärkung Weida – Herlasgrün	Leitung	50HzT					x		x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		32	2030	
P359	M571	Netzverstärkung Osterburg – Stendal/ West - Wolmirstedt	Leitung	50HzT					x		x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		67	2030	
	M582a	Anlage Osterburg	Anlage	50HzT					x		x	Netzausbau: horizontal, vertikal			2030	
	M582b	Leitungsanbindung Osterburg	Leitung	50HzT					x		x	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	2		2030	



6 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	ÜNB	Nr. BBP 2015	TYNDP	PCI	Szenario				NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
								A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		Aus-bau	Be-stand		
P360	M464	SVC Lauchstadt	Anlage	50HzT					x		x	Netzverstärkung: horizontal			2025	
P361	M470a	Einschleifung Großschwabhäusern	Leitung	50HzT					x		x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		4	2030	
	M470c	Anlage Großschwabhäusern	Anlage	50HzT					x		x	Netzverstärkung: horizontal			2030	
P362	M452b	Delitzsch	Anlage	50HzT					x		x	Netzausbau: horizontal			2030	
	M452c	Leitungsanschluss Delitzsch	Leitung	50HzT					x		x	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	1		2030	
P363	M449	Grabowhöfe	Anlage	50HzT					x		x	Netzausbau: horizontal			2030	
	M581	Suchraum Stadt Landsberg	Anlage	50HzT					x		x	Netzausbau: horizontal			2030	
P401	M601	Arpe – Dauersberg	Leitung	AMP					x		x	Netzverstärkung und -ausbau: Neubau in neuer Trasse, Neubau in bestehender Trasse	52	118	bis 2030	
P402	M602	Westerkapeln – Gersteinwerk	Leitung	AMP							x	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	88,5		bis 2030	
P403	M603	Hattingen – Linde	Leitung	AMP					x		x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		25	bis 2030	
P404	M604	Gersteinwerk – Unna – Wambel	Leitung	AMP							x	Netzverstärkung und -ausbau: Neubau in neuer Trasse, Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung	6,5	25	bis 2030	
P405	M605	Büscherhof – Walsum – Uerdingen	Leitung	AMP					x		x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		17	bis 2030	
P406	M606	Aach – Bofferdinge	Leitung	AMP		✓			x		x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		10	2026	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren



6 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	ÜNB	Nr. BBP 2015	TYNDP	PCI	Szenario				NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
								A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		Ausbau	Bestand		
P408	M620	Zubeseilung Pkt. Günnigfeld – Pkt. Wanne	Leitung	AMP							x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		6	bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M621	Eiberg – Bochum	Leitung	AMP							x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		13	bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M622	Bochum – Hattingen	Leitung	AMP							x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		12	bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P409	M623	Limburg – Kriftel	Leitung	AMP					x		x	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		57	bis 2030	
P410	M624	Phasenschiebertransformatoren in Enniger	Anlage	AMP					x		x	Netzoptimierung			2025	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P420	M630	Punkt Reichen- eck – Punkt Rommels- bach	Leitung	TNG					x		x	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		2,3	2030	
P421	M631	Einführung UW Trossin- gen	Leitung	TNG							x	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		1,2	2030	
P423	M641	Gurtweil – Beuren	Leitung	TNG					x		x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		77,4	2030	
	M642	Einschlei- fung Engstlatt – Kühmoos – Villingen in Gurtweil	Leitung	TNG					x		x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		2	2030	
P424	M644	Netzver- stärkung Grünkraut – Herbertin- gen	Leitung	TNG					x			Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		41,1	2030	
P425	M640	Pkt. Hüfin- gen Trossin- gen – Beuren	Leitung	TNG					x		x	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	30		2030	

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



6 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

6.4 Realisierte Maßnahmen des Netzentwicklungsplans 2030 (2017)

Tabelle 28: Realisierte Maßnahmen des NEP 2030 (2017)

Projekt-nummer im NEP 2030 (2017)	Projekt	Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km	
					Ausbau	Bestand
50HzT-001	Netzausbau: Neubau Höchstspannungsleitung Vieselbach – Redwitz, Teilabschnitt Thüringen	Altenfeld – Redwitz (Landesgrenze TH/BY)	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	26	
50HzT-003	Netzverstärkung und ausbau: Neubau Höchstspannungsleitung Neuenhagen – Bertikow/Vierraden – Krajnik (PL)	Vierraden	Anlage	Netzausbau: vertikal		
50HzT-005	Netzverstärkung: Erhöhung der Übertragungskapazität im Umspannwerk Wolmirstedt	Wolmirstedt	Anlage	Netzverstärkung: horizontal		
50HzT-007	Netzverstärkung und -ausbau: Neubau Höchstspannungsleitung Neuenhagen – Wustermark (als 1. Teil des Berliner Rings) in bestehender Trasse im Raum Berlin und Erweiterung von Umspannwerken	Wustermark	Anlage	Netzausbau: horizontal		
50HzT-031	Netzverstärkung und -ausbau: Erhöhung und Ausbau der Übertragungskapazität im Umspannwerk Hamburg/Nord	Hamburg/Nord	Anlage	Netzverstärkung: horizontal		
50HzT-P128	Netzausbau: 380/380-kV-Querregeleintransformatoren in Vierraden und Röhrsdorf	Vierraden 1. und 2. PST	Anlage	Netzausbau: horizontal		
50HzT-P128	Netzausbau: 380/380-kV-Querregeleintransformatoren in Vierraden und Röhrsdorf	Röhrsdorf	Anlage	Netzausbau: horizontal		
AMP-002	Netzverstärkung im westlichen Ruhrgebiet	Pkt. Ackerstraße – Pkt. Mattlerbusch	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		3
AMP-012	Netzverstärkung östliches Ruhrgebiet	Mengede – Punkt Herne	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		17
AMP-012	Netzverstärkung östliches Ruhrgebiet	Punkt Herne – Punkt Wanne	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		3
AMP-013	Netzverstärkung Niederrhein – Doetichem (NL) zur Erhöhung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazität	Niederrhein – Punkt Lackhausen	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		3,5
AMP-013	Netzverstärkung Niederrhein – Doetichem (NL) zur Erhöhung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazität	Isselburg – Bundesgrenze (NL)	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	2	
AMP-013	Netzverstärkung Niederrhein – Doetichem (NL) zur Erhöhung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazität	Punkt Lackhausen – Punkt Wittenhorst	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		14,5



6 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Projekt- nummer im NEP 2030 (2017)	Projekt	Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km	
					Ausbau	Bestand
AMP-013	Netzverstärkung Niederrhein - Doetichem (NL) zur Erhöhung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazität	Punkt Wittenhorst – Millingen-Isselburg	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		10
AMP-014	Netzverstärkung und -ausbau in der Region Westliches Rheinland	Selbeck 380/110-kV-Transformator	Anlage	Netzausbau: vertikal		
AMP-014	Netzverstärkung und -ausbau in der Region Westliches Rheinland	Utfort 380/110-kV-Transformator	Anlage	Netzausbau: vertikal		
AMP-018	Netzverstärkung zwischen Rommerskirchen und Sechtem	Sechtem Schaltanlage	Anlage	Netzverstärkung: für Dritte		
AMP-019	Netzverstärkung zum Anschluss eines Kraftwerks am Standort Lünen	Lippe Schaltanlage	Anlage	Netzverstärkung: für Dritte		
AMP-020	Netzverstärkung zwischen Kriftel (Amprion) und Punkt Obererlenbach (TenneT)	Abzweig Kriftel – Punkt Obererlenbach	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		10
AMP-020	Netzverstärkung zwischen Kriftel (Amprion) und Punkt Obererlenbach (TenneT)	Kriftel – Abzweig Kriftel	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	1	
AMP-028	Netzverstärkung und -ausbau zum Netzzanschluss des Kraftwerks am Standort Herne	Eiberg 380/110-kV-Transformator	Anlage	Netzausbau: für Dritte		
AMP-029	Netzausbau zum Anschluss eines Kraftwerkes am Standort Krefeld-Uerdingen	Uerdingen Schaltanlage	Anlage	Netzausbau: für Dritte		
AMP-033	Netzausbau zur Versorgung der Pfalzwerke Netz GmbH	Schaltanlage Lamsheim	Anlage	Netzverstärkung: vertikal		
AMP-033	Netzausbau zur Versorgung der Pfalzwerke Netz GmbH	Lamsheim 380/110-kV-Transformator	Anlage	Netzausbau: vertikal		
AMP-034	Netzausbau in Kusenhorst, Büscherhof, Weißenthurm und Kriftel zur Blindleistungskompensation	Kriftel SVC	Anlage	Netzausbau: horizontal		
AMP-034	Netzausbau in Kusenhorst, Büscherhof, Weißenthurm und Kriftel zur Blindleistungskompensation	Kriftel MSCDN	Anlage	Netzausbau: horizontal		
AMP-034	Netzausbau in Kusenhorst, Büscherhof, Weißenthurm und Kriftel zur Blindleistungskompensation	Weißenthurm MSCDN	Anlage	Netzausbau: horizontal		
AMP-034	Netzausbau in Kusenhorst, Büscherhof, Weißenthurm und Kriftel zur Blindleistungskompensation	Kusenhorst MSCDN	Anlage	Netzausbau: horizontal		
AMP-P30	Netzverstärkung in Westfalen	Hamm/Uentrop – Kruckel	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		60



6 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Projekt- nummer im NEP 2030 (2017)	Projekt	Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km	
					Ausbau	Bestand
AMP-P100	Netzausbau Duisburg – Walsum	380/220-kV-Transformator Walsum (Ausbau einer bestehenden Anlage)	Anlage	Netzausbau: horizontal		
AMP-P110	Netzausbau Vorgebirge – Sechtem	380/220-kV-Transformator Sechtem	Anlage	Netzausbau: horizontal		
AMP-P160	Netzausbau Pulheim	380/220-kV-Transformator Brauweiler	Anlage	Netzausbau: horizontal		
TNG-006	Netzoptimierung und -verstärkung: Schaffung einer 380-kV-Verbindung Hoheneck – Punkt Rommelsbach (Amprion-Leitung Hoheneck – Herbertingen, Mast 224A)	Hoheneck – Punkt Rommelsbach	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		1
TNG-006	Netzoptimierung und -verstärkung: Schaffung einer 380-kV-Verbindung Hoheneck – Punkt Rommelsbach (Amprion-Leitung Hoheneck – Herbertingen, Mast 224A)	Hoheneck – Punkt Rommelsbach	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		5
TTG-004	Netzausbau: Erhöhung der Transitzkapazitäten zwischen Thüringen und Bayern/Teilabschnitt Bayern (Frankenleitung)	Altenfeld (Landesgrenze TH/ BY) – Redwitz	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	31	
TTG-005	Netzverstärkung und -ausbau: Neubau einer 380-kV-Leitung Kassø – Audorf/Süd – Hamburg/Nord – Dollern	Audorf/Süd – Hamburg/Nord	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		70
TTG-005	Netzverstärkung und -ausbau: Neubau einer 380-kV-Leitung Kassø – Audorf/Süd – Hamburg/Nord – Dollern	Audorf/Süd 380/220-kV-Transformator	Anlage	Netzausbau: horizontal		
TTG-005	Netzverstärkung und -ausbau: Neubau einer 380-kV-Leitung Kassø – Audorf/Süd – Hamburg/Nord – Dollern	Audorf/Süd 380/110-kV-Transformator	Anlage	Netzverstärkung: vertikal		
TTG-005	Netzverstärkung und -ausbau: Neubau einer 380-kV-Leitung Kassø – Audorf/Süd – Hamburg/Nord – Dollern	380/110-kV-UW Kummerfeld	Anlage	Netzausbau: vertikal		
TTG-007	Netzausbau: Neubau einer 380-kV-Leitung zwischen Dörpen/ West und Niederrhein (Punkt Mep-pen)	Dörpen/West Schaltanlage	Anlage	Netzausbau: horizontal		
TTG-013	Netzverstärkung: Erhöhung der Übertragungskapazität einer 380-kV-Kupplung zwischen zwei Schaltanlagen in Brunsbüttel	Kupplung Brunsbüttel	Anlage	Netzverstärkung: horizontal		
TTG-018	Netzausbau: Zubau von Blindleistungskompensationsanlagen	Audorf/Süd Spulen	Anlage	Netzausbau: horizontal		
TTG-018	Netzausbau: Zubau von Blindleistungskompensationsanlagen	Bergrheinfeld West Spulen	Anlage	Netzausbau: horizontal		
TTG-018	Netzausbau: Zubau von Blindleistungskompensationsanlagen	Bergrheinfeld West MSCDN	Anlage	Netzausbau: horizontal		



6 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Projekt- nummer im NEP 2030 (2017)	Projekt	Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km	
					Ausbau	Bestand
TTG-018	Netzausbau: Zubau von Blindleistungskompensationsanlagen	Stadorf MSCDN	Anlage	Netzausbau: horizontal		
TTG-018	Netzausbau: Zubau von Blindleistungskompensationsanlagen	Wahle Spule	Anlage	Netzausbau: horizontal		
DC2	HGÜ-Verbindung von Nordrhein-Westfalen nach Baden-Württemberg (Ultranet)	Transformator Meckenheim	Anlage	Netzausbau: vertikal		
P46	Netzverstärkung zwischen Redwitz und Schwandorf (Ostbayernring)	Redwitz 380/110-kV-Transformator	Anlage	Netzverstärkung: vertikal		
P46	Netzverstärkung zwischen Redwitz und Schwandorf (Ostbayernring)	Etzenricht 380/220-kV-Transformator	Anlage	Netzverstärkung: horizontal		
P53	Netzverstärkung und -ausbau zwischen Raitersaich, Ludersheim, Sittling und Altheim	Irsching 380/110-kV-Transformator	Anlage	Netzverstärkung: vertikal		
P56	Erhöhung der Übertragungsfähigkeit im Raum Hamburg	2. Dreibein Brunsbüttel	Anlage	Netzverstärkung: horizontal		
P67	Erhöhung der Kuppelkapazität zwischen Deutschland und Österreich	Altheim 380/110-kV-Transformator	Anlage	Netzverstärkung: vertikal		
P67	Erhöhung der Kuppelkapazität zwischen Deutschland und Österreich	Altheim 380/220-kV-Transformator	Anlage	Netzausbau: horizontal		
P67	Erhöhung der Kuppelkapazität zwischen Deutschland und Österreich	Simbach 380/110-kV-Transformatoren	Anlage	Netzausbau: vertikal		
P74	Netzverstärkung und -ausbau in Bayerisch Schwaben	Woringen 380/110-kV-Transformator	Anlage	Netzausbau: vertikal		
P104	Netzausbau zur Aufnahme von EE-Einspeisung in das Übertragungsnetz in Kottigerhook	Kottigerhook 380/110-kV-Transformator	Anlage	Netzausbau: vertikal		
P105	Netzausbau zur Aufnahme von EE-Einspeisung in das Übertragungsnetz in Niederstedem	Niederstedem 380/110-kV-Transformator	Anlage	Netzausbau: vertikal		
P127	Horizontale Netzverstärkung: Regionale Maßnahmen in der Regelzone 50Hertz	Heinersdorf 380/110-kV-Transformator	Anlage	Netzausbau: vertikal		
P127	Horizontale Netzverstärkung: Regionale Maßnahmen in der Regelzone 50Hertz	Lubmin 380/220-kV-Transformator	Anlage	Netzausbau: horizontal		
P208	Umspannwerk Metzingen	Metzingen Aufstellen eines Transformators	Anlage	Netzausbau: vertikal		
P209	Umspannwerk Großgartach	Großgartach Aufstellen eines Transformators	Anlage	Netzausbau: vertikal		



6 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands**6.5 Übersichten der im FEP und O-NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands**

Die ÜNB informieren im NEP über den Stand der Umsetzung der Offshore-Netzanbindungsmaßnahmen. Gemäß den Vorgaben in § 12b Abs. 1 S. 4 Nr. 4 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) sind die Angaben zum Stand der Umsetzung des vorhergehenden NEP verpflichtender Bestandteil des NEP (siehe Tabelle 29). Da der vorliegende NEP erstmalig die Offshore-Anbindungsleitungen integriert, ergeben sich die hierfür zu betrachtenden Maßnahmen nicht aus dem vorhergehenden NEP, sondern aus dem (letztmalig erstellten) Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP) 2030 (2017), unter Berücksichtigung des aktuellen Verfahrensstandes des Flächenentwicklungsplans (FEP).

Darüber hinaus informieren die ÜNB zum Stand der Umsetzung von Offshore-Netzanbindungssystemen, die aufgrund einer älteren Rechtslage (§ 118 Abs. 12 EnWG i. V. m. § 17 Abs. 2a EnWG a. F.) realisiert wurden oder noch realisiert werden (siehe Tabelle 30). Diese Angaben sind nicht verpflichtender Bestandteil des NEP und haben rein informatischen Charakter. Des Weiteren werden alle Offshore-Netzanbindungen des Zubaunetzes und deren Bedarf in den jeweiligen Szenarien dargestellt (siehe Tabelle 31).

Die für die einzelnen Maßnahmen angegebenen Termine für den Beginn der Umsetzung und den geplanten Zeitpunkt der Fertigstellung beziehen sich auf das AC- bzw. DC-Netzanbindungssystem.

Der Stand der Umsetzung einer Offshore-Netzanbindungsmaßnahme wird mithilfe der folgenden Kategorien berichtet:

- keine Angabe = noch keine Aktivitäten,
- 1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren,
- 2: Genehmigungsverfahren begonnen,
- 3: Projekt befindet sich im Vergabeprozess,
- 4: Maßnahme befindet sich in Bauvorbereitung oder im Bau (Beginn der Umsetzung gemäß § 17b Abs. 2 EnWG erfolgt),
- 5: Maßnahme wurde realisiert.

Die Abweichungen zur Kategorisierung der Onshore-Maßnahmen (siehe Einleitung von Kapitel 6) erfolgt aufgrund von Besonderheiten bei der Umsetzung von Offshore-Vorhaben insbesondere gemäß § 17d Abs. 2 EnWG.



6 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Tabelle 29: Stand der Umsetzung von Offshore-Netzanbindungsmaßnahmen (Maßnahmen basierend auf bestätigtem O-NEP)

Projekt	Bezeichnung des Projekts	gültige Bestätigung			Stand erster Entwurf NEP 2030 (2019) Szenario B 2030		Stand der Umsetzung
		maßgebliche Bestätigung	Netzverknüpfungspunkt	Beginn der Umsetzung / geplante Fertigstellung	Netzverknüpfungspunkt	Beginn der Umsetzung / geplante Fertigstellung	
NOR-1-1	HGÜ-Verbindung NOR-1-1 (DolWin5)	O-NEP 2025	Halbmond oder Emden / Ost	2019 / 2024	Emden / Ost	2019 / 2024	3
NOR-3-2	HGÜ-Verbindung NOR-3-2 (DolWin4)	O-NEP 2030 (2017)	Hanekenfähr	2023 / 2028	Hanekenfähr	2023 / 2028	1
NOR-3-3	HGÜ-Verbindung NOR-3-3 (DolWin6)	O-NEP 2025	Emden / Ost	2018 / 2023	Emden / Ost	2017 / 2023	4
NOR-5-2*	HGÜ-Verbindung NOR-5-2 (SylWin2)	O-NEP 2030 (2017)	Büttel				
NOR-7-1	HGÜ-Verbindung NOR-7-1 (BorWin5)	O-NEP 2025	Cloppenburg	2020 / 2025	Cloppenburg	2020 / 2025	2
NOR-7-2	HGÜ-Verbindung NOR-7-2 (BorWin6)	O-NEP 2030 (2017)	Hanekenfähr	2025 / 2030	Büttel	2022 / 2027	1
OST-1-1	AC-Verbindung OST-1-1 („Westlich Adlergrund“)	O-NEP 2013	Lubmin	2014 / 2017	Lubmin	2014 / 2018	5
OST-1-2	AC-Verbindung OST-1-2 („Westlich Adlergrund“)	O-NEP 2013	Lubmin	2014 / 2017	Lubmin	2014 / 2019	4
OST-1-3	AC-Verbindung OST-1-3 („Westlich Adlergrund“)	O-NEP 2013	Lubmin	2015 / 2018	Lubmin	2014 / 2019	4
OST-2-1	AC-Verbindung OST-2-1	O-NEP 2030 (2017)	Lubmin	2018 / 2021	Lubmin	2018 / 2021	3
OST-2-2	AC-Verbindung OST-2-2	O-NEP 2030 (2017)	Lubmin	2018 / 2021	Lubmin	2018 / 2021	3
OST-2-3	AC-Verbindung OST-2-3	O-NEP 2030 (2017)	Lubmin	2018 / 2022	Lubmin	2018 / 2022	3
OST-2-4**	HGÜ-Verbindung OST-2-4	O-NEP 2030 (2017)	Suchraum Gemeinden Siedenbrünzow / Alt Tellin / Bartow	2022 / 2027	Suchraum Gemeinden Lubmin / Wusterhusen / Kemnitz	2021 / 2026	
OST-6-1***	AC/DC-Verbindung OST-6-1	O-NEP 2030 (2017)	Suchraum Gemeinden Sanitz / Dettmannsdorf	2024 / 2029			

* Bestätigung unter Vorbehalt einer bezuschlagten Gebotsmenge gem. § 34 Abs. 1 Nr. 2 lit. b WindSeeG. Keine bezuschlagte Gebotsmenge in den beiden Offshore-Auktionen in den Jahren 2017 und 2018 nach § 26 Abs. 1 WindSeeG. Das Projekt NOR-5-2 wird daher bis auf Weiteres nicht realisiert.

** Wird im Entwurf des FEP und im NEP 2030 (2019) als OST-1-4 in AC-Technologie ausgewiesen. In der weiteren Erstellung und Aktualisierung des FEP können sich zusätzliche Potenziale in den Gebieten O-1, O-2 und O-4 ergeben, zu deren Erschließung wäre dann die bereits im O-NEP 2030 (2017) enthaltene Anschlusslösung in DC-Technologie geeignet.

*** Dieses Projekt wurde im O-NEP 2030 (2017) als OST-3-3 ausgewiesen. Das Netzanbindungssystem OST-6-1 wird derzeit im Entwurf des FEP nicht ausgewiesen und wird daher im ersten Entwurf des NEP 2030 (2019) nicht betrachtet.



6 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Tabelle 30: Stand der Umsetzung von Offshore-Netzanbindungsprojekten (Projekte basierend auf Rechtslage vor 28.12.2012)

Projekt	Bezeichnung des Projekts	Netzverknüpfungspunkt	geplante Fertigstellung	Stand der Umsetzung
NOR-0-1	AC-Netzanbindungssystem NOR-0-1 (Riffgat)	Emden / Borßum	in Betrieb	5
NOR-0-2	AC-Netzanbindungssystem NOR-0-2 (Nordergründe)	Inhausen	in Betrieb	5
NOR-2-1	AC-Netzanbindungssystem NOR-2-1 (alpha ventus)	Hagermarsch	in Betrieb	5
NOR-2-2	DC-Netzanbindungssystem NOR-2-2 (DoWin1)	Dörpen / West	in Betrieb	5
NOR-2-3	DC-Netzanbindungssystem NOR-2-3 (DoWin3)	Dörpen / West	in Betrieb	5
NOR-3-1	DC-Netzanbindungssystem NOR-3-1 (DoWin2)	Dörpen / West	in Betrieb	5
NOR-4-1	DC-Netzanbindungssystem NOR-4-1 (HelWin1)	Büttel	in Betrieb	5
NOR-4-2	DC-Netzanbindungssystem NOR-4-2 (HelWin2)	Büttel	in Betrieb	5
NOR-5-1	DC-Netzanbindungssystem NOR-5-1 (SylWin1)	Büttel	in Betrieb	5
NOR-6-1	DC-Netzanbindungssystem NOR-6-1 (BorWin1)	Diele	in Betrieb	5
NOR-6-2	DC-Netzanbindungssystem NOR-6-2 (BorWin2)	Diele	in Betrieb	5
NOR-8-1	DC-Netzanbindungssystem NOR-8-1 (BorWin3)	Emden / Ost	2019	4
OST-3-1	AC-Netzanbindungssystem OST-3-1 (Kriegers Flak)	Bentwisch	in Betrieb	5
OST-3-2	AC-Netzanbindungssystem OST-3-2 (Kriegers Flak)	Bentwisch	in Betrieb	5

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



6 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Tabelle 31: Übersicht Zubau-Offshorenetz *

Projekt	M-Nr.	Bezeichnung der Maßnahme	Netzverknüpfungspunkt	Trassenlänge in km	Übertragungskapazität	Szenario (Beginn der Umsetzung / geplante Fertigstellung)		
						A 2030	B 2030 und C 2030	B 2035
NOR-3-2	M14	HGÜ-Verbindung NOR-3-2 (DoWin4)	Hanekenfähr	ca. 220	900	2023 / 2028	2023 / 2028	2023 / 2028
NOR-6-3	M29	HGÜ-Verbindung NOR-6-3 (BorWin4)	Hanekenfähr	ca. 300	979	2024 / 2029	2024 / 2029	2024 / 2029
NOR-7-2	M32	HGÜ-Verbindung NOR-7-2 (BorWin6)	Büttel	ca. 230	900	2022 / 2027	2022 / 2027	2022 / 2027
NOR-9-1	M234	HGÜ-Verbindung NOR-9-1 (BalWin1)	Unterweser	ca. 265	1.000	2023 / 2028	2024 / 2029	2024 / 2029
NOR-9-2	M236	HGÜ-Verbindung NOR-9-2 (BalWin2)	Westerkappeln	ca. 360	1.000	bis 2030 / bis 2035	bis 2030 / bis 2035	bis 2030 / bis 2035
NOR-10-1	M231	HGÜ-Verbindung NOR-10-1 (BalWin4)	Westerkappeln	ca. 370	1.000	bis 2030 / bis 2035		bis 2030 / bis 2035
NOR-10-2	M232	HGÜ-Verbindung NOR-10-2 (BalWin3)	Heide / West	ca. 230	1.000	2024 / 2029	2025 / 2030	2025 / 2030
NOR-11-1	M39	HGÜ-Verbindung NOR-11-1 (LanWin3)	Wilhelmshaven 2	ca. 245	1.100			2029 / 2034
NOR-11-2	M242	HGÜ-Verbindung NOR-11-2 (LanWin4)	Unterweser	ca. 275	1.200			2030 / 2035
NOR-12-1	M243	HGÜ-Verbindung NOR-12-1 (LanWin1)	Wilhelmshaven 2	ca. 245	1.200	2025 / 2030		2027 / 2032
NOR-12-2	M233	HGÜ-Verbindung NOR-12-2 (LanWin2)	Wehrendorf	ca. 380	1.200	bis 2030 / bis 2035		bis 2030 / bis 2035
OST-1-4	M73	AC-Verbindung OST-1-4	Suchraum Gemeinden Lubmin / Wusterhusen / Kemnitz	ca. 80	300	2021 / 2026	2021 / 2026	2021 / 2026
OST-7-1	M85	AC-Verbindung OST-7-1 (nördlich Warnemünde)	Suchraum Gemeinde Papendorf	ca. 40	300	2024 / 2029	2024 / 2029	2024 / 2029

*Projekte über 15 GW sind hellblau hinterlegt.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber