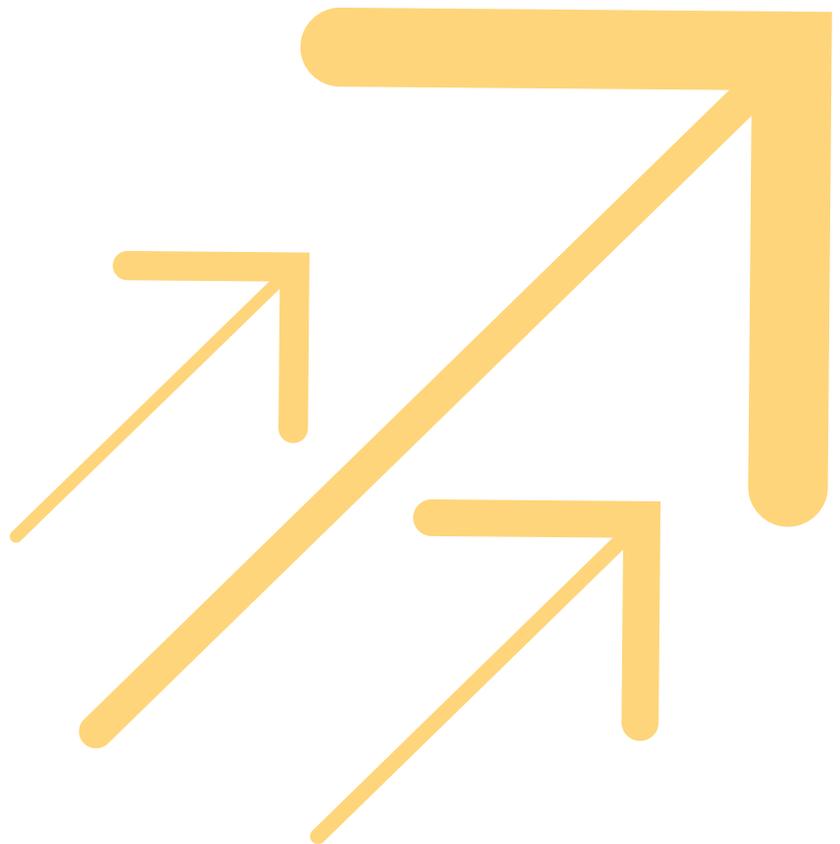


4 NETZANALYSEN



4 NETZANALYSEN

Ergänzungen aus dem Konsultationsverfahren

Die folgenden weiterführenden Erläuterungen wurden auf Basis der Stellungnahmen aus der Konsultation in Bezug auf den Netzausbau hinzugefügt:

- **Ermittlung des Netzausbaubedarfs unter Berücksichtigung des benachbarten Auslands**

Bei der Ermittlung des Netzausbaubedarfs im deutschen Übertragungsnetz muss grundsätzlich das benachbarte Ausland berücksichtigt werden. Durch die zentrale Lage Deutschlands in Europa sowie die Einbindung des deutschen Übertragungsnetzes in das europäische Verbundnetz kann eine Netzausbauplanung nicht losgelöst von den europäischen Annahmen und Bedingungen erfolgen. So sind z. B. die Austauschkapazitäten mit dem europäischen Ausland Bestandteil des Szenariorahmens (www.netzentwicklungsplan.de/de/mediathek/downloads/316). Gleichwohl ist darauf hinzuweisen, dass der Stromaustausch mit dem Ausland und die Transite durch Deutschland nur einen Bruchteil des gesamten Transportbedarfs ausmachen, der in den Szenarien im Wesentlichen durch die inländische Stromnachfrage in einem Umfang von bis zu 593 TWh mit einer Jahreshöchstlast von bis zu 90,6 GW, z. B. im Szenario C 2030, getrieben ist.

- **Neue AC-Maßnahmen**

Der Netzentwicklungsplan 2030 beinhaltet mit Blick auf das Zieljahr 2030 neue AC-Maßnahmen, die in den vorangegangenen Netzentwicklungsplänen noch nicht enthalten waren. Diese resultieren im Wesentlichen aus der höheren Einspeisung von Wind offshore und Photovoltaik, den Vorgaben zur Sektorenkopplung sowie im Szenario C 2030 auch aus einem höheren Stromverbrauch im Vergleich zu den Annahmen für die Jahre 2022 bis 2025 in vorherigen Netzentwicklungsplänen.

- **Vergleich Kosten NEP 2030 und NEP 2025**

Die höheren Kosten im NEP 2030 gegenüber dem NEP 2025 korrespondieren im Wesentlichen mit dem deutlichen Anstieg der AC-Maßnahmen. Durch den Verzicht auf den Zubau zusätzlicher DC-Verbindungen über den Bundesbedarfsplan (BBP) hinaus konnte z. B. im Szenario B 2030 der Kostenanstieg im Vergleich zu den Szenarien B1 2025 bzw. B2 2025 auf 1 bis 2 Mrd. € begrenzt werden, obwohl der Umfang an Netzmaßnahmen um rund 20 % bzw. 2.000 km ansteigt.

Folgende weitere Änderungen zum ersten Entwurf wurden im Bereich der Netzanalysen u. a. aufgrund von Beiträgen aus der Konsultation vorgenommen:

- Mit Kapitel 4.2.3 wurde ein zusätzliches Kapitel aufgenommen, das neben der in Kapitel 4.2.2 dargestellten Überlastung des Startnetzes auch die Überlastung des Bundesbedarfsplan-Netzes darstellt.
- Für die Projekte P43mod und P44mod als Alternativen zu den Projekten P43 und P44 wurden anhand des Szenarios B 2030 eigene Netzanalysen durchgeführt. Die Ergebnisse sind in Kapitel 4.2.7 dargestellt. In der Szenarien-Übersichtskarte des Szenarios B 2030 (vgl. Abbildung 38) sind sowohl die Projekte P43 und P44 also auch die Alternativen P43mod und P44mod dargestellt. Für die Projekte P43mod und P44mod gibt es eigene Steckbriefe im Anhang zu diesem Bericht. Sämtliche Kosten und Längenangaben zu den Szenarien beziehen sich auf die Netztopologie mit den Ursprungsvarianten P43 und P44.
- Es wurden Berechnungen für eine Verlagerung von zwei Offshore-Netzanbindungssystemen vom Netzverknüpfungspunkt Cloppenburg nach Hanekenfähr, Meppen und Unterweser/West durchgeführt. Die Ergebnisse sind in Kapitel 4.2.4 dargestellt.



4.1 Methodik der Netzanalyse

4.1.1 Planungsgrundsätze

Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) haben für ihre Netzausbauplanung gemeinsame Grundsätze festgelegt („Grundsätze für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes“). Sie sind auf den Websites von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW sowie auf der Seite www.netzentwicklungsplan.de/ZUX veröffentlicht. Diese Grundsätze gelten auch für die Planungen im Rahmen des Netzentwicklungsplans (NEP) 2030. 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). Diese Berechnungen haben die Überprüfung der Einhaltung der Beurteilungskriterien zur Gewährleistung der Netzsicherheit für jede Stunde des Jahres als Ziel. Sie 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. *Die Bewertung der Systemstabilität, die auf dem in den Netzanalysen identifizierten Ergebnisnetz der Szenarien aufbaut, dauert aktuell noch an und wird daher als gesondertes Begleitdokument zum zweiten Entwurf des NEP 2030 im Sommer 2017 auf www.netzentwicklungsplan.de veröffentlicht.*

Damit den Anforderungen an einen sicheren und effizienten Netzbetrieb bei unterschiedlichen Übertragungs- und Versorgungsaufgaben Rechnung getragen wird, werden im NEP 2030 in jedem Szenario für alle 8.760 Netznutzungsfälle des Jahres 2030 sowie 2035 Leistungsflussberechnungen durchgeführt. Die hierfür zu betrachtenden Last- und Erzeugungssituationen basieren auf den vorangegangenen Marktsimulationen (siehe Kapitel 3) 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 und damit aufgabengemäß grundsätzlich nicht berücksichtigt. Anders verhält sich dies mit der von der Bundesnetzagentur (BNetzA) im Szenariorahmen 2030 vorgegebenen Spitzenkappung für EE-Anlagen. Diese wird von den ÜNB gemäß den zwischenzeitlich im Energiewirtschaftsgesetz (§ 12b Abs. 1 S. 3 i.V.m. § 11 Abs. 2 EnWG) verankerten Vorgaben bereits vor der Marktsimulation umgesetzt (siehe Kapitel 2.3.4). 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 3).



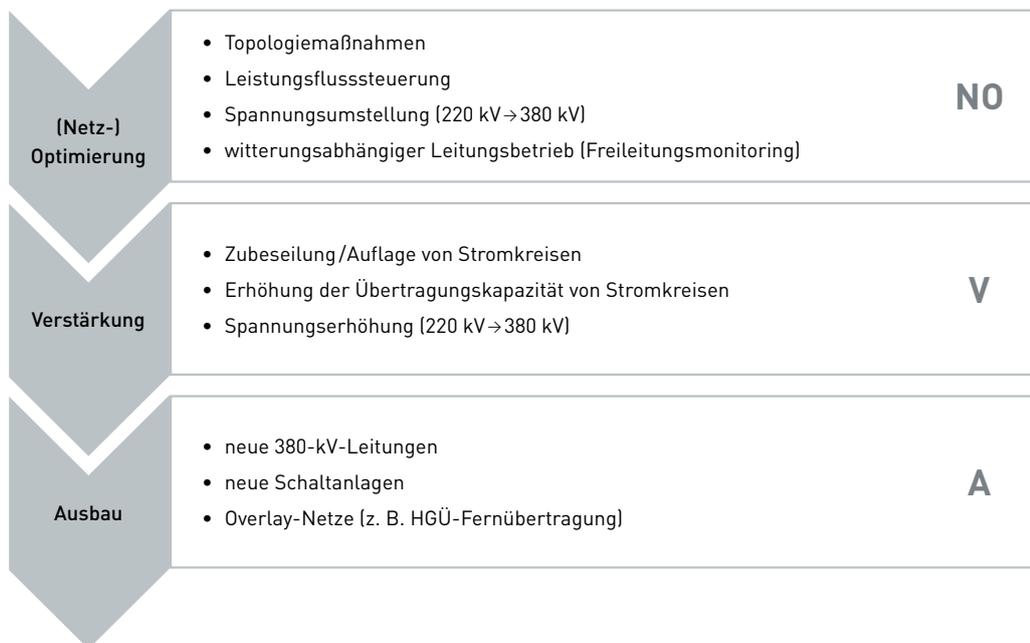
4.1.2 Das NOVA-Prinzip

Das NOVA-Prinzip bedeutet **Netzo**ptimierung vor Netz**ver**stärkung vor Netz**aus**bau. Es enthält für jede der Stufen verschiedene Optionen, die als anderweitige Planungsmöglichkeiten geprüft werden. Im Rahmen der Netzoptimierung wird grundsätzlich der witterungsabhängige Leitungsbetrieb, häufig auch als Freileitungsmonitoring (FLM) bezeichnet, sowie die Nutzung von Hochtemperaturleiterseilen (HTL) *und – bei dafür bereits ausgerüsteten Freileitungen – die Spannungsumstellung von 220 kV auf 380 kV* untersucht. Auch die aktiven Elemente im Übertragungsnetz zur Leistungsflusssteuerung, wie z. B. Querregeltransformatoren in Deutschland und zu den Nachbarländern und zukünftig die steuerbaren Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsverbindungen (HGÜ-Verbindung), stellen weitere Optimierungsmöglichkeiten dar.

Das Freileitungsmonitoring wurde bei der Netzberechnung auf Stromkreisen grundsätzlich berücksichtigt. Dabei wird aufgrund der Kühlung der Leiterseile durch den Wind bei Mittel- oder Starkwindszenarien für jede dieser Stunden eine erhöhte Übertragungsfähigkeit auf allen Stromkreisen zugelassen. Nähere Erläuterungen dazu finden Sie unter www.netzentwicklungsplan.de/ZUB sowie in den gemeinsamen Planungsgrundsätzen der ÜNB unter www.netzentwicklungsplan.de/ZUX.

Auf den Leitungsabschnitten, bei denen ein Einsatz aufgrund der Statik der Masten möglich ist, kann die Nutzung von HTL 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. BImSchV)) nicht möglich sein oder nicht ausreichend sein, um die erforderliche Übertragungsaufgabe zu erfüllen, dann werden in einem zweiten Schritt im Rahmen der Netzverstärkung weitere Optionen geprüft. Dazu gehören die Auflage von zusätzlichen Stromkreisen *auf einem bestehenden Gestänge* oder eine Spannungserhöhung von 220 kV auf 380 kV in Form eines Neubaus in bestehender Trasse. Ein Leitungsneubau in neuer Trasse wird nur dann vorgeschlagen, wenn vorher alle anderen Optionen geprüft wurden.

Abbildung 31: Planungsmöglichkeiten nach dem NOVA-Prinzip



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



4.1.3 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 an ihre Grenzen.

Im Gegenzug dazu ist der Einsatz der Hochspannungs-Gleichstromübertragungs-Technologie (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 ein reines Drehstromnetz geplant werden, um solche weiträumigen Transportaufgaben zu übernehmen, wäre ein weitaus großflächigerer Netzausbau nötig.

Die HGÜ-Verbindungen haben eine hohe energiewirtschaftliche Bedeutung, da sie die neuen Erzeugungszentren im Norden und die für eine Übergangszeit nötige, gesicherte konventionelle Erzeugung in West- und Ostdeutschland mit den Verbrauchszentren im 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 Kernkraftwerke 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 volkswirtschaftlichen Nutzen, da sie Engpässe vermeiden, die entstehen, wenn günstige Erzeuger mit niedrigen variablen Kosten einspeisen. Damit stärken sie den deutschen Strommarkt und gewährleisten die Wahrung einer gemeinsamen, effizienten Preiszone.

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 aktives Netzelement 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 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, die Lastschwerpunkte im Süden und Westen Deutschlands sowie die heutigen und zukünftigen Pumpspeicher in der Alpenregion zusammenführt. Die HGÜ-Verbindungen ermöglichen Einspeise- und Abgabepunkte sowohl in Norddeutschland als auch in Süddeutschland.



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 Übertragungsnetzbetreibern als Grundlage für den Netzbetrieb beschafft werden. Die Kosten hierfür werden von den Netznutzern über die Netzentgelte getragen.
- 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.

Günstiges Betriebsverhalten

- Die über eine HGÜ-Übertragungsstrecke transportierte Leistung ist flexibel steuer- und regelbar, sodass sie betrieblich den Erfordernissen des unterlagerten AC-Netzes optimal angepasst werden kann.
- In AC-Netzen existieren Stabilitätsgrenzen, die wesentlich durch die Blindwiderstände der Netzelemente beeinflusst werden. Mit zunehmender Auslastung nehmen die Stabilitätsreserven des AC-Netzes ab. Bei großräumig hoch ausgelasteten AC-Netzen liegen die im Hinblick auf Störungen (z. B. (n-1)-Ausfall) einzuhaltenden Stabilitätsgrenzen unter Umständen unterhalb der thermischen Grenzen von Betriebsmitteln. Für die DC-Technologie existieren solche Stabilitätsgrenzen nicht, daher können die thermischen Potenziale der eingesetzten Betriebsmittel stets vollständig genutzt werden.

Einsatz von Erdkabeln

- Unter anderem aufgrund des hohen Blindleitwertes und der damit hohen Ladeleistung von Kabeln unterliegt der Einsatz von Erdkabeln bei AC-Systemen im Höchstspannungsbereich systemtechnischen Einschränkungen. Diese bestehen bei Einsatz der DC-Technologie so nicht.
- Der Erdkabelvorrang für die DC-Verbindungen DC1, DC3, DC4 und DC5 nach § 2 Abs. 5 Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz (NABEG) i.V.m. § 3 Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) hat große Auswirkungen auf die Kosten der jeweiligen Vorhaben. Die Gesamtkosten werden abhängig vom Verkabelungsgrad der DC-Verbindungen ermittelt. Neben der Vollverkabelung (100 %) wird ein Verkabelungsgrad von 75 % angenommen, um mögliche abweichende Ergebnisse der Genehmigungsverfahren abzubilden. Diese sind in Kapitel 4.2.7 in Tabelle 14 dargestellt. Für AC-Verbindungen wurde in der Regel eine Realisierung als Freileitung angenommen.
- Grundsätzlich ist darauf hinzuweisen, dass die Mehrkosten einer Ausführung als Erdkabel im Vergleich zur Freileitung bei DC-Verbindungen sehr stark von den örtlichen Gegebenheiten (z. B. Bodenbeschaffenheit) abhängen. Für die in diesem Bericht vorgenommene Abschätzung der Kosten für DC-Erdkabel wurden bei durchschnittlichen Gegebenheiten Schätzkosten in Höhe von 4 Mio. €/km für 1 x 2 GW DC und von 8 Mio. €/km für 2 x 2 GW DC unterstellt. Diese Kostenansätze basieren auf Erfahrungen der ÜNB mit ersten AC-Teilerdverkabelungsprojekten sowie mit DC-Erdkabeln auf niedrigeren Spannungsebenen, wie z. B. bei landseitigen Offshore-Anschlüssen und Seekabeln.
- Im Gegensatz zu DC ist bei AC lediglich in einer beschränkten Anzahl von Pilotprojekten bei Vorliegen bestimmter Voraussetzungen auf technisch-wirtschaftlich effizienten Teilabschnitten eine Erdverkabelung möglich. Die konkrete Entscheidung, ob und auf welchen Abschnitten dieser Pilotprojekte Erdkabel verlegt werden, ist Bestandteil nachgelagerter Genehmigungsverfahren. Aus diesen Gründen wird, wie auch in vorherigen NEP, auf eine Abschätzung und Berücksichtigung möglicher Mehrkosten von Erdkabeln in den AC-Pilotprojekten verzichtet.



4.1.4 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, 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 Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (DC) entschieden. Die Darstellung der hier angestellten Überlegungen und Abwägungen findet sich in Kapitel 5 des NEP 2012 unter www.netzentwicklungsplan.de/ZU2.

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 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 auch dadurch dargestellt, dass ausgehend von drei verschiedenen genehmigten Szenarien für das Jahr 2030 nach § 12a EnWG drei unterschiedliche Ergebnisnetze berechnet und einander gegenübergestellt werden, sogenannte Gesamtplanalternativen. Die Netzanalysen des Szenarios für das Jahr 2035 dienen dem Nachweis der Nachhaltigkeit von Maßnahmen.

4.2 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.



4.2.1 Startnetz

Das Startnetz enthält neben dem bestehenden Netz (Ist-Netz) auch in der Umsetzung befindliche Maßnahmen, die als verbindlich anzusehen sind, da ihre energiewirtschaftliche Notwendigkeit zum Teil bereits von den zuständigen Genehmigungsbehörden bzw. vom Gesetzgeber (Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG)) 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 **31.03.2017**) aus den EnLAG-Maßnahmen, den in der Umsetzung befindlichen Netzausbaumaßnahmen (planfestgestellt bzw. in Bau) sowie Maßnahmen aufgrund sonstiger Verpflichtungen (Kraftwerks-Netzanschlussverordnung (KraftNAV) bzw. Anschlusspflicht der Industriekunden).

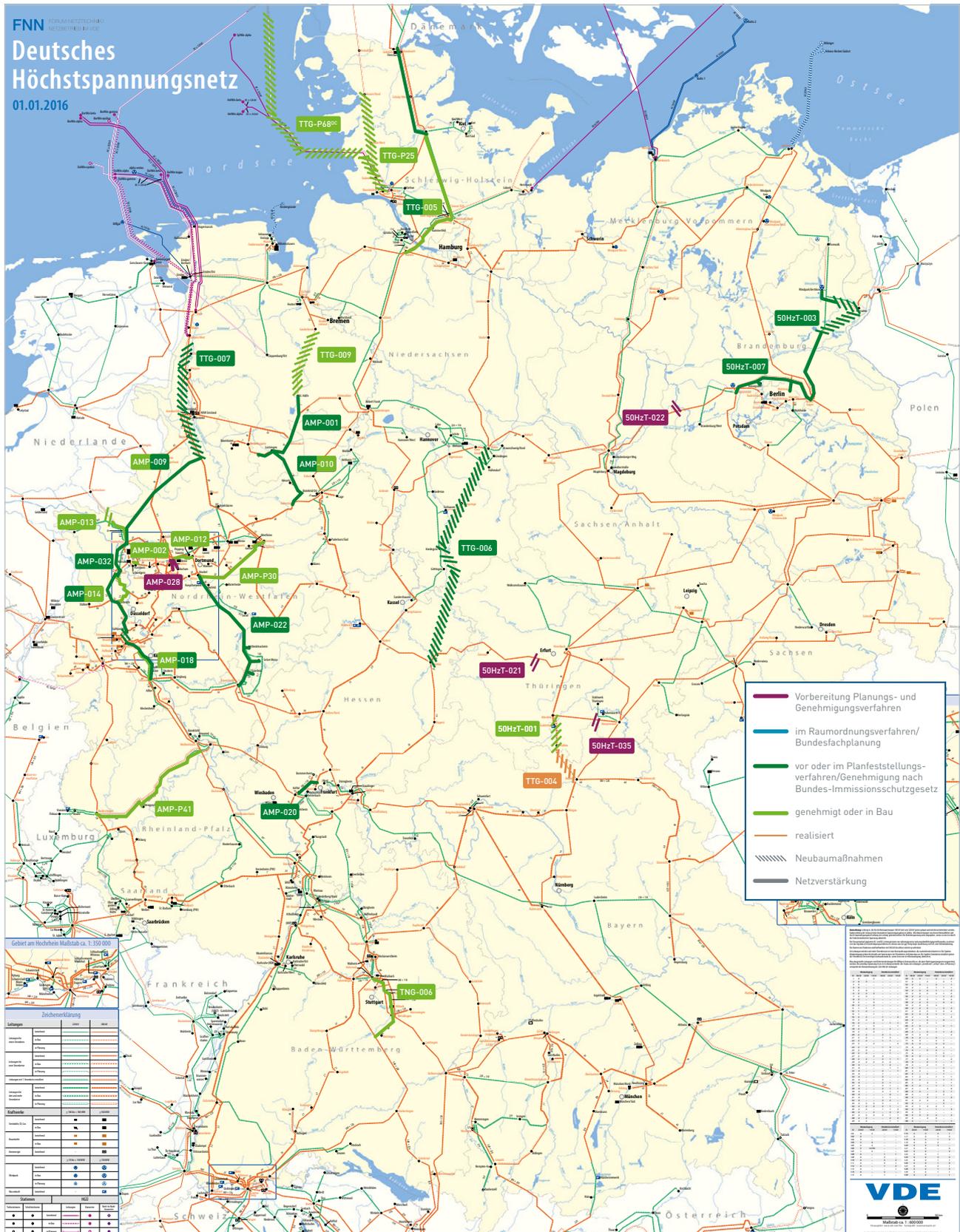
Der Umfang an AC-Netzverstärkungen im Startnetz beträgt *rund 1.100 km*, davon *rund 200 km* Stromkreisauflagen und *knapp 900 km* Neubau in bestehenden Trassen. Hinzu kommen rund 600 km an AC-Netzausbaumaßnahmen in neuer Trasse sowie rund 200 km für den Neubau eines DC-Seekabels und dessen landseitige Anbindung als DC-Erdkabel. *Der Gesamtumfang an Netzmaßnahmen im Startnetz ist rund 200 km geringer als im ersten Entwurf. Dies ist im Wesentlichen auf die Rücküberführung der Projekte TNG-P47I, TNG-P48I und TNG-P49 vom Start- in das Zubaunetz zurückzuführen. Weitere Details finden sich in den Projektsteckbriefen der Projekte P47, P48 und P49 im Anhang zum NEP-Bericht.*

Die Startnetzmaßnahmen sind in den Tabellen 17 bis 20 in Kapitel 5 in ihrem derzeitigen Umsetzungsstand angegeben. Diese Tabellen enthalten alle Netzmaßnahmen des Startnetzes (Stand **31.03.2017**). Die Investitionen für die Netzmaßnahmen des Startnetzes belaufen sich auf *knapp 6 Mrd. €*.

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



Abbildung 32: Deutsches Höchstspannungsnetz mit Startnetz



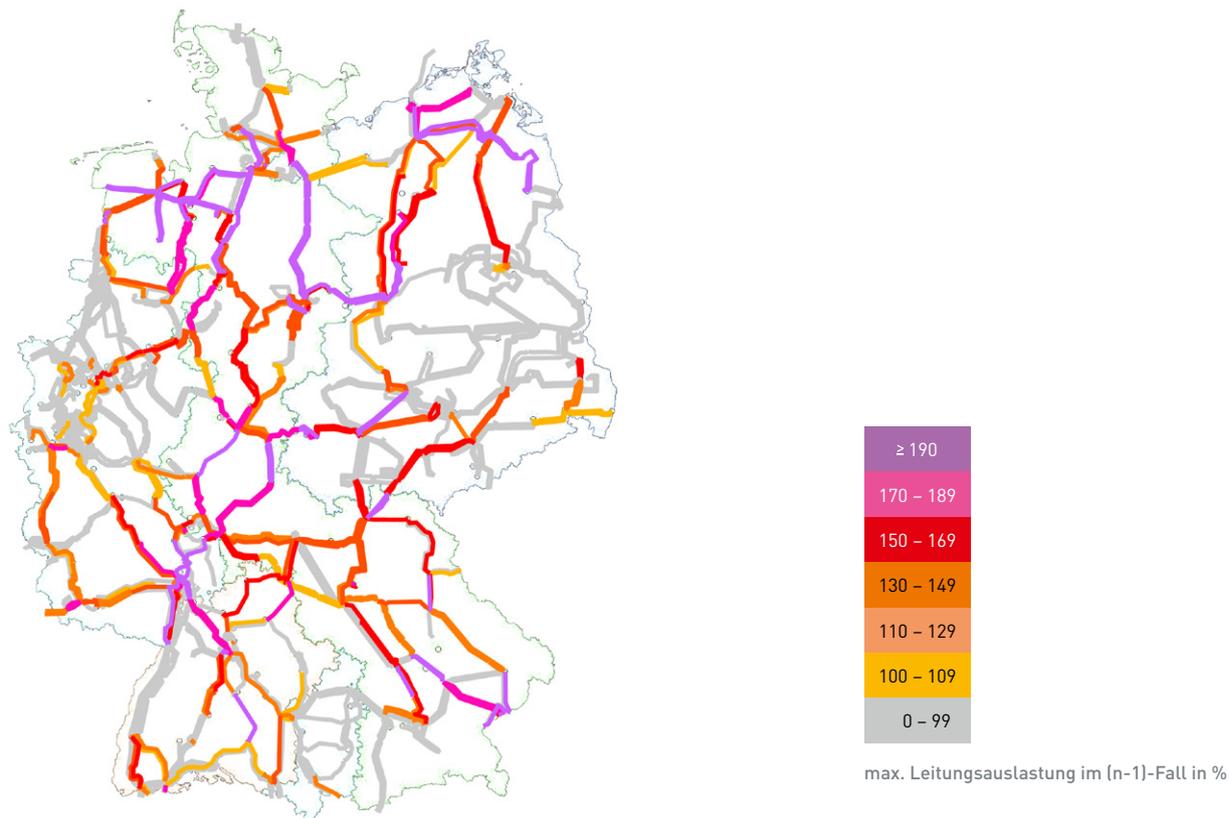
Quelle: VDE | FNN/Übertragungsnetzbetreiber¹⁰

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

4.2.2 Ergebnisse der Netzanalyse des Startnetzes bei Ausfall eines Netzelements

In der folgenden Abbildung sind die maximalen Auslastungen des Startnetzes über 100 %, die sich bei Umsetzung des Szenarios B 2030 ergeben, beispielhaft bei Ausfall eines Netzelements – auch (n-1)-Fall genannt – dargestellt.

Abbildung 33: Auswertung der aufgetretenen maximalen Auslastung bei Ausfall eines Netzelements eines gesamten Jahres im Startnetz



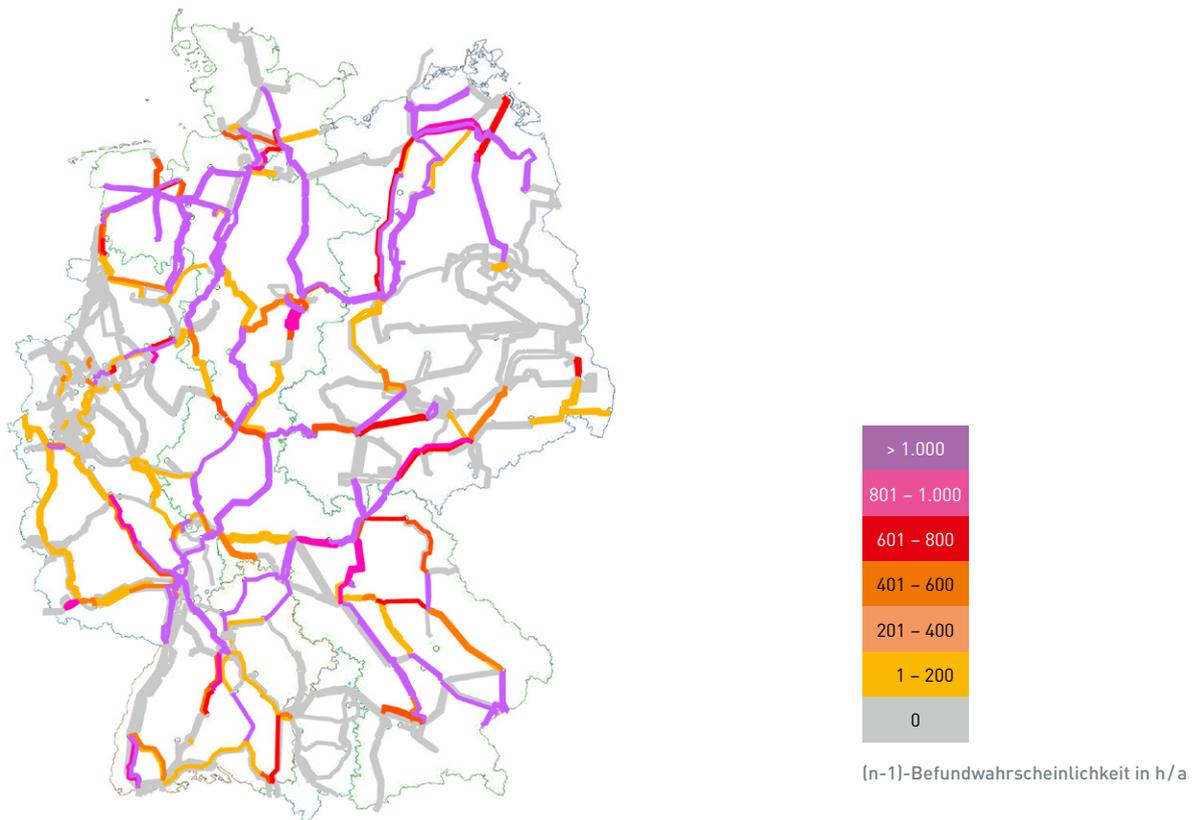
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

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



In Abbildung 34 werden die Netznutzungsfälle in Stunden pro Jahr angegeben, in denen die maximale Auslastung der Leitungen über 100 % liegt.

Abbildung 34: Auswertung der Häufigkeit von unzulässig hohen Leitungsauslastungen bei Ausfall eines Netzelements im Startnetz



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

In der Abbildung wird die Häufigkeit der unzulässig hohen Leitungsauslastungen bei Ausfall eines Netzelements für den Netzausbauzustand Startnetz NEP 2030 abgebildet. Die Leitungsauslastungen wurden für jede Stunde des Jahres 2030 berechnet. Bei ausschließlicher Berücksichtigung der Startnetzmaßnahmen 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 33 und 34 zeigen eindrücklich, dass zusätzlich zum Startnetz des NEP 2030 weitere Maßnahmen notwendig sind. Durch einen weiteren bedarfsgerechten Netzausbau werden die in den Szenarien des NEP 2030 vorgegebenen Übertragungsaufgaben gelöst, um so die Versorgungssicherheit zu jedem Zeitpunkt gewährleisten zu können.

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

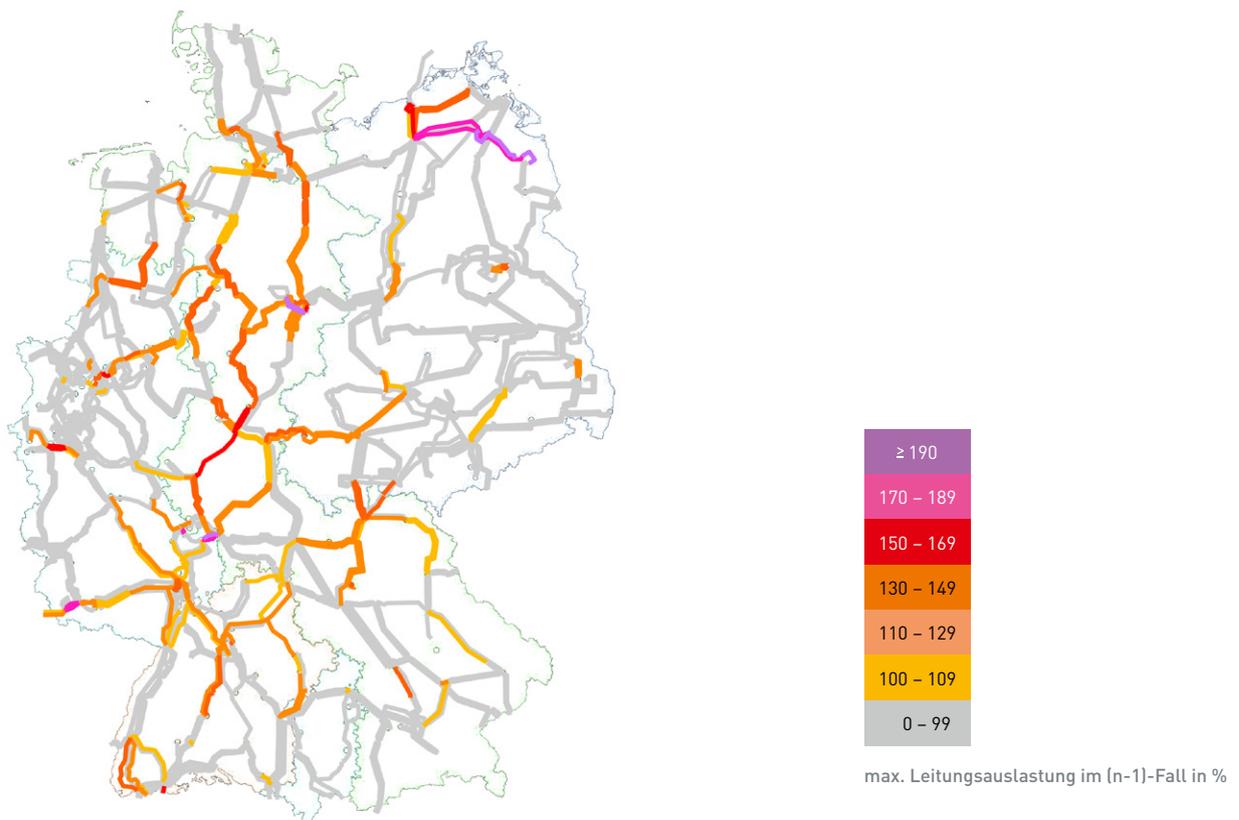


4.2.3 Ergebnisse der Netzanalyse des BBP-Netzes bei Ausfall eines Netzelements

In der folgenden Abbildung sind die maximalen Auslastungen des BBP-Netzes über 100 %, die sich bei Umsetzung des Szenarios B 2030 ergeben, beispielhaft bei Ausfall eines Netzelements – auch (n-1)-Fall genannt – dargestellt.

Das BBP-Netz setzt sich zusammen aus dem Startnetz sowie den im BBP 2015 enthaltenen Projekten und Maßnahmen.

Abbildung 35: Auswertung der aufgetretenen maximalen Auslastung bei Ausfall eines Netzelements eines gesamten Jahres im BBP-Netz

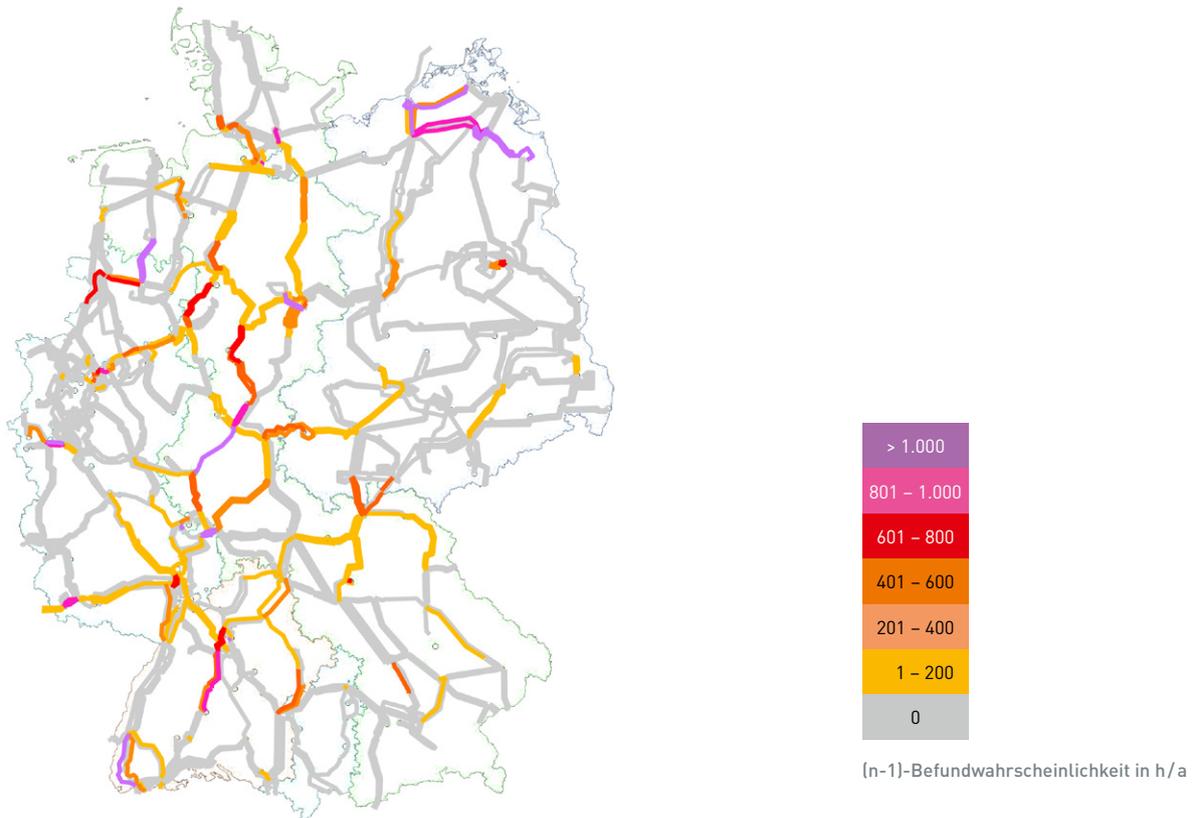


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

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



Abbildung 36: Auswertung der Häufigkeit von unzulässig hohen Leitungsauslastungen bei Ausfall eines Netzelements im BBP-Netz



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

In der Abbildung wird die Häufigkeit der unzulässig hohen Leitungsauslastungen bei Ausfall eines Netzelements für den Netzausbauzustand BBP-Netz NEP 2030 abgebildet. Die Leitungsauslastungen wurden für jede Stunde des Jahres 2030 berechnet. Bei ausschließlicher Berücksichtigung der Startnetz- sowie der BBP-Maßnahmen treten im deutschen Höchstspannungsnetz häufig unzulässig hohe Leitungsauslastungen auf. Anhand der farbig markierten Leitungen sind unzulässig hohe Auslastungen zu erkennen, die teilweise über 1.000 Stunden liegen und auf einigen Leitungen sogar mehr als 2.000 Stunden betragen.

Fazit: Die Abbildungen 35 und 36 zeigen eindrücklich, dass zusätzlich zum Startnetz sowie zum BBP-Netz weitere Maßnahmen notwendig sind. Der Zubau des BBP-Netzes zum Startnetz ist ein Schritt in die richtige Richtung, der die Überlastungen des Höchstspannungsnetzes zwar reduziert, aber noch nicht beseitigt. Die Projekte des BBP-Netzes sind insofern unabdingbar, reichen alleine aber noch nicht aus. Für einen bedarfsgerechten Netzausbau im Zieljahr 2030 sind weitere Projekte und Maßnahmen erforderlich.



4.2.4 Netzverknüpfungspunkte zum Offshorenetz

Die in den betrachteten Szenarien aus dem Genehmigungsdokument der Bundesnetzagentur zugrunde gelegte installierte Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie bildet eine Schnittstelle zum Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP). 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 O-NEP. Bei der Auswahl der NVP sind im Wesentlichen folgende Gesichtspunkte unter Anwendung des NOVA-Prinzips zu berücksichtigen:

- Die Aufnahmefähigkeit eines Netzverknüpfungspunktes muss hinsichtlich der Konfiguration der Schaltanlage sowie ausreichender Dimensionierung der abgehenden Leitungen ausgelegt sein.
- Die bereits vorhandene 380-kV-Netzinfrastruktur in den Bundesländern Schleswig-Holstein, Niedersachsen 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 Netzverknüpfungspunkt für die Aufnahme von Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie finden neben der bestehenden 380-kV-Netzinfrastruktur auch die Berechnungen zur Systemstabilität und die möglichen Anlandepunkte für Offshore-Netzanbindungssysteme Berücksichtigung.

Für die Durchführung der Netzberechnungen ist die angenommene Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie für jedes Szenario auf die Netzverknüpfungspunkte aufzuteilen. Die Aufteilung der installierten Erzeugungsleistung auf die einzelnen NVP ist der folgenden Tabelle 8 wie auch der Tabelle 4 im O-NEP zu entnehmen.

Tabelle 8: Übersicht über die im NEP angenommene Leistung aus Offshore-Windenergie und die Netzverknüpfungspunkte

| Bundesland | Netzverknüpfungspunkt | Spannungsebene in kV | installierte Erzeugungsleistung Offshore-Windenergie in MW | | | Jahr der Verfügbarkeit des Netzverknüpfungspunktes |
|------------------------|--|----------------------|--|-----------------|--------|--|
| | | | A 2030 | B 2030 = C 2030 | B 2035 | |
| Schleswig-Holstein | Büttel | 380 | 2.550 | 2.550 | 2.550 | bereits in Betrieb |
| Schleswig-Holstein | Kreis Segeberg | 380 | - | - | 900 | 2021 |
| Niedersachsen | Cloppenburg | 380 | 2.000 | 2.500 | 2.700 | 2024 |
| Niedersachsen | Diele | 380 | 1.200 | 1.200 | 1.200 | bereits in Betrieb |
| Niedersachsen | Dörpen/West | 380 | 2.478 | 2.478 | 2.478 | bereits in Betrieb |
| Niedersachsen | Emden/Borßum | 220 | 113 | 113 | 113 | bereits in Betrieb |
| Niedersachsen | Emden/Ost | 380 | 2.700 | 2.700 | 2.700 | 2019 |
| Niedersachsen | Wilhelmshaven 2 | 380 | - | - | 1.600 | zeitgerechte Inbetriebnahme möglich |
| Niedersachsen | Inhausen | 220 | 111 | 111 | 111 | bereits in Betrieb |
| Niedersachsen | Hagermarsch | 110 | 62 | 62 | 62 | bereits in Betrieb |
| Mecklenburg-Vorpommern | Bentwisch | 380 | 339 | 339 | 339 | bereits in Betrieb |
| Mecklenburg-Vorpommern | Lubmin | 380 | 1.485 | 1.485 | 1.485 | bereits in Betrieb |
| Mecklenburg-Vorpommern | Suchraum Gemeinden Sanitz/Dettmannsdorf | 380 | 750 | 750 | 1.434 | 2027 |
| Mecklenburg-Vorpommern | Suchraum Gemeinden Siedenbrünzow/Alt Tellin/Bartow | 380 | 500 | 750 | 900 | 2029 |
| Mecklenburg-Vorpommern | Suchraum Gemeinde Papendorf | 380 | - | - | 400 | 2033 |



Um den Zusammenhang zwischen dem Netzausbau an Land und der Netzanbindung der Offshore-Windenergie aufzuzeigen, wird in den betreffenden Projektsteckbriefen im Anhang zum NEP auf die korrespondierenden Projekte des O-NEP hingewiesen.

Durch den erweiterten Zeithorizont des NEP 2030 gegenüber dem NEP 2025 zeigen sich bei den Netzanalysen Überlastungen auf der Nord-Süd-Achse zwischen Cloppenburg und Merzen. Der grundsätzliche Ausbaubedarf zwischen Conneforde und Merzen wurde bereits in vorangegangenen Netzentwicklungsplänen identifiziert und durch das Projekt P21 gedeckt. Durch den Anschluss weiterer Offshore-Netzanbindungssysteme des Zubaunetzes in Cloppenburg bis zum Jahr 2030 (NOR-3-2: DolWin4, NOR-6-3: BorWin4) wird weiterer Ausbaubedarf neben dem Projekt P21 identifiziert. Zur Steuerung des Leistungsflusses wurde im ersten Entwurf des NEP 2030 das Projekt P235 „Leistungsflusssteuernde Maßnahme in Cloppenburg“ eingebracht. Das Projekt hat ein Investitionsvolumen von 1,2 Mrd. €.

Für den zweiten Entwurf des NEP 2030 wurden für die o. g. zwei der drei für den NVP Cloppenburg vorgesehenen Offshore-Netzanbindungen die folgenden drei alternativen Netzverknüpfungspunkte untersucht: Hanekenfähr (Amprion), Meppen (Amprion) und Unterweser/West (TenneT). Bei allen drei Alternativen könnte das Projekt P235 in den Szenarien mit dem Zieljahr 2030 entfallen.

Alternative Hanekenfähr

Im Folgenden wird die Notwendigkeit der Projekte und Maßnahmen im Einflussbereich der Verschiebung der o. g. Offshore-Netzanbindungssysteme von Cloppenburg nach Hanekenfähr dargestellt:

- *Die Steuerung des Leistungsflusses auf der Achse Conneforde – Merzen ist in den Szenarien mit dem Zieljahr 2030 nicht mehr erforderlich, sodass das Projekt P235 in diesen Szenarien entfallen kann.*
- *Der Leistungsfluss von Merzen nach Hanekenfähr wird reduziert. Für das Szenario C 2030 ist dadurch das Projekt P171 (Netzverstärkung Hanekenfähr – Merzen) nicht mehr erforderlich.*
- *Ebenfalls im Szenario C 2030 wird die Achse von Elsfleth/West nach Dollern etwas stärker über die Auslastungsgrenze hinaus belastet. Das auf der Achse geplante Projekt P23 müsste im Szenario C 2030 gegebenenfalls über den bisher geplanten Umfang hinaus erweitert werden.*

Alle weiteren Projekte und Maßnahmen sind weiterhin erforderlich.

Alternative Meppen

Im Folgenden wird die Notwendigkeit der Projekte und Maßnahmen im Einflussbereich der Verschiebung der Offshore-Netzanbindungssysteme von Cloppenburg nach Meppen dargestellt:

- *Die Steuerung des Leistungsflusses auf der Achse Conneforde – Merzen ist in den Szenarien mit dem Zieljahr 2030 nicht mehr erforderlich, sodass das Projekt P235 in diesen Szenarien entfallen kann.*
- *Der Leistungsfluss von Merzen nach Hanekenfähr wird reduziert. Für das Szenario C 2030 ist dadurch das Projekt P171 nicht mehr erforderlich.*
- *Ebenfalls im Szenario C 2030 wird die Achse von Elsfleth/West nach Dollern etwas stärker über die Auslastungsgrenze hinaus belastet. Das auf der Achse geplante Projekt P23 müsste im Szenario C 2030 gegebenenfalls über den bisher geplanten Umfang hinaus erweitert werden.*
- *Auf der Leitung Meppen – Hanekenfähr ist die Schaffung weiterer Kapazität notwendig. Dies ist durch eine AC-Zubeseilung auf dem vorhandenen Gestänge möglich.*

Alle weiteren Projekte und Maßnahmen sind weiterhin erforderlich.



Alternative Unterweser/West

Im Folgenden wird die Notwendigkeit der Projekte und Maßnahmen im Einflussbereich der Verschiebung der Offshore-Netzanbindungssysteme von Cloppenburg nach Unterweser/West dargestellt:

- Entlastung der Achse Cloppenburg – Merzen, sodass die leistungsflusssteuernde Maßnahme P235 in den Szenarien mit dem Zieljahr 2030 entfallen kann.
- Um die AC-Netzstruktur angemessen betreiben zu können, wird in Unterweser/West eine intelligente, leistungsflusssteuernde Maßnahme notwendig. Hierzu könnten die ohnehin zu errichtenden Offshore-Konverter von NOR-3-2 und NOR-6-3 verwendet werden. In Abhängigkeit des Spektrums der Leistungsflussregelung muss die Konverterkonfiguration erweitert werden. Werden die Konverter auf ihrer Gleichstrom-Seite verbunden, können sie neben ihrer Funktion als Offshore-Konverter auch als DC-Kurzkupplung genutzt werden.

In kritischen Netzsituationen besteht damit die Möglichkeit die Leistung so auf die umliegenden Leitungen zu verteilen, dass deren Übertragungsfähigkeit optimal genutzt und weiterer Netzausbau vermieden werden kann. Dies trifft insbesondere auf die Leitungen Conneforde – Merzen (P21), Dollern – Elsfleth/West (P23) und Ganderkesee – Wehrendorf (AMP-001, TTG-009) zu, die trotz des bereits geplanten Ausbaus im Zeithorizont nach 2030 ohne weitere Eingriffe an ihre Belastungsgrenzen kommen werden.

Tabelle 9: Kostenvergleich der alternativen Netzverknüpfungspunkte für die Offshore-Netzanbindungssysteme (Kostenansätze gemäß O-NEP und NEP)

| Netzverknüpfungspunkt | Trassenlängen | Gesamtkosten |
|--------------------------------------|---------------|--------------|
| 3 x Cloppenburg | 710 km | 5.620 Mio. € |
| 1 x Cloppenburg, 2 x Hanekenfähr | 765 km | 4.520 Mio. € |
| 1 x Cloppenburg, 2 x Meppen | 685 km | 4.370 Mio. € |
| 1 x Cloppenburg, 2 x Unterweser/West | 640 km | 4.430 Mio. € |

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



4.2.5 Wege zu einem bedarfsgerechten Netz

Als Folge der Flexibilisierung des Betrachtungszeitraums weist der NEP 2030 einen deutlich weiter in die Zukunft gerichteten Zeithorizont für die betrachteten Szenarien auf als die vorherigen Netzentwicklungspläne. Insbesondere wegen des in diesem Zeitraum weiter voranschreitenden Zubaus erneuerbarer Energien infolge der Energiewende ergibt sich in den Szenarien des NEP 2030 ein erhöhter Übertragungsbedarf im Vergleich zum NEP 2014 oder zum NEP 2025.

Die ÜNB haben sich mit dem NEP für ein integriertes Gesamtkonzept entschieden, das die weitere Verstärkung des AC-Netzes mit dem Zubau leistungsflusssteuernder HGÜ-Verbindungen kombiniert. In Kapitel 4.1.3 werden die entsprechenden Vorteile erläutert. Kapitel 5 des NEP 2012 führt unter www.netzentwicklungsplan.de/ZU2 weitere Überlegungen und Abwägungen dazu aus.

Ausgehend vom Startnetz sowie den Maßnahmen des Bundesbedarfsplans 2015 wurde in den Szenarien A 2030, B 2030 und C 2030 analysiert, inwieweit der darüber hinausgehende Übertragungsbedarf durch zusätzliche AC-Netzverstärkungen in Kombination mit leistungsflusssteuernden Punktmaßnahmen wie Serienkompensationsanlagen, Phasenschiebertransformatoren sowie HGÜ-Kurzkupplungen abgebildet werden kann. Die Netzanalysen zeigen, dass dies möglich ist und somit mit Blick auf das Zieljahr 2030 auf zusätzliche DC-Verbindungen über die im BBP 2015 enthaltenen Vorhaben hinaus verzichtet werden kann. Im Zuge der Netzanalysen des Langfristszenarios B 2035 zeigt sich allerdings, dass der für das Zieljahr 2030 eingeschlagene Weg einer Fokussierung auf AC-Netzverstärkungen fünf Jahre später an seine Grenzen stößt und für ein bedarfsgerechtes, effizientes Netz ergänzend der Zubau weiterer HGÜ-Verbindungen erforderlich ist.

In einer alternativen Betrachtung des Szenarios B 2030 haben die ÜNB über die im BBP 2015 enthaltenen Vorhaben hinaus DC-Verbindungen in Nord-Süd-Richtung in einem Umfang von mindestens 4 GW, jeweils hälftig im Osten und im Westen Deutschlands, in Kombination mit einem zusätzlichen AC-Ausbau als erforderlich identifiziert. Diese alternative Betrachtung wurde im NEP 2030 nicht weiterverfolgt.

Darüber hinaus haben die ÜNB in den NEP 2030 insgesamt fünf Ad-hoc-Maßnahmen integriert. Diese sind notwendig, um bis zur vollständigen Umsetzung der Maßnahmen aus dem NEP Engpässe im Netz zu reduzieren und damit Redispatch-Aufwand zu verringern. Die Wirksamkeit von Ad-hoc-Maßnahmen bezieht sich insbesondere auf das Zeitfenster zwischen der Fertigstellung der betrachteten Ad-hoc-Maßnahme und der vollständigen Umsetzung der entsprechenden, für das Zieljahr als erforderlich und wirksam nachgewiesenen Maßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan. Eine Beschreibung der Ad-hoc-Maßnahmen erfolgt in den Projektsteckbriefen im Anhang zum NEP, *wobei vier dieser fünf Maßnahmen nicht gesondert als Ad-hoc-Maßnahmen gekennzeichnet sind, da sie als Leitungsmaßnahmen auch im Zieljahr 2030 wirksam sind.*

Vor dem Hintergrund des von den ÜNB im NEP 2030 eingeschlagenen Wegs steht die Nachhaltigkeit eines Teils der in den Szenarien ermittelten AC-Netzverstärkungen in Frage, wenn sich im Rahmen zukünftiger Netzentwicklungspläne nachhaltigere Lösungen für die Überbrückung von Transportbedarfen und für eine bessere überregionale Steuerbarkeit ergeben sollten. Darunter fällt grundsätzlich auch eine stärkere DC-Ausrichtung im deutschen Übertragungsnetz, deren Erfordernis sich mit Blick auf 2035 bereits zeigt. Aus diesem Grund wurden bestimmte AC-Netzverstärkungen, die im NEP 2030 erstmals bzw. zusätzlich zu bereits im BBP 2015 enthaltenen Maßnahmen identifiziert wurden und deren Nachhaltigkeit besonders fraglich ist, als sogenannte nicht vorschlagswürdige Maßnahmen gekennzeichnet.

Diese nicht vorschlagswürdigen Maßnahmen sind in den Szenarien-Übersichtskarten in Kapitel 4.2.6 gesondert farblich gekennzeichnet. Die Kosten- und Mengenangaben in den Kapiteln 4.2.6 und 4.2.7 werden jeweils mit und ohne diese Maßnahmen ausgewiesen. Im Gegensatz zu den sonstigen Projekten und Maßnahmen wurde bei diesen Maßnahmen auf Projektsteckbriefe im Anhang zum NEP 2030 verzichtet. Da diese Maßnahmen für ein bedarfsgerechtes, weitgehend engpassfreies Netz gleichwohl erforderlich wären, werden sie in Tabelle 22 in Kapitel 5.2 gesondert ausgewiesen.



4.2.6 Szenarien

Wie in Kapitel 3 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 NEP 2030 wurden vier Szenarien analysiert, die in Kapitel 2 näher beschrieben werden.

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 teilweise erheblich überschreitet, während in Süddeutschland der Verbrauch durch lokale Erzeugung nicht gedeckt werden kann (siehe Kapitel 3). Insofern ergibt sich der Übertragungsbedarf ganz wesentlich aus der Entfernung zwischen Standorten der – zunehmend erneuerbaren – Erzeugung im Norden und Osten sowie dem Verbrauch im Süden Deutschlands.

Im NEP 2030 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 Bundesnetzagentur derartige vertikale Punktmaßnahmen nicht nach § 12c EnWG bestätigt, werden diese im NEP 2030 nicht mehr als eigenständige Maßnahmen aufgeführt, sondern zur Information in einem gesonderten Begleitdokument unter www.netzentwicklungsplan.de/Begleitdokument_NEP_2030_2_Entwurf_Punktmassnahmen.pdf zum NEP zusammengefasst.

Für die Verknüpfung von Verteiler- und Übertragungsnetz sind vor dem Hintergrund zunehmender Einspeisung aus erneuerbaren Energien vertikale Punktmaßnahmen ein wichtiger Aspekt der Netzentwicklung. Sofern vertikale Punktmaßnahmen Leitungsbaumaßnahmen zugeordnet werden können, werden diese im entsprechenden Projektsteckbrief im Anhang erwähnt.

Die Investitionskosten für die Zubaunetz-Maßnahmen werden im Netzentwicklungsplan auf Basis von Standardkosten ermittelt und haben einen überschlägigen Charakter. Für die Startnetz-Maßnahmen werden in der Regel Projektkosten angenommen. Die Gesamtkosten wurden abhängig vom Verkabelungsgrad der DC-Verbindungen¹¹ ermittelt.

Das Gesamtvolumen der Investitionen beträgt einschließlich der Kosten für das Startnetz in den Szenarien mit Blick auf 2030 bei Vollverkabelung der DC-Verbindungen je nach Szenario insgesamt *rund 32 bis 34 Mrd. €*. Bei Annahme eines Verkabelungsanteils der DC-Verbindungen von 75 % (siehe Kapitel 4.1.3) liegt dieser Wert je nach Szenario *rund 1,5 Mrd. €* niedriger. Die Gesamtkosten beinhalten neben den Kosten für Freileitungen auch die Kosten für Transformatoren, für Schaltfelder, für HGÜ-Konverter und zum Teil für Kompensationsanlagen, jedoch keine Mehrkosten einer Teil-Erdverkabelung der AC-Leitungen (siehe Kapitel 4.1.3).

Grundlegende Informationen zum Planungsprozess, zur Netzstabilität und zur Technologie finden Sie im Kapitel 5 des Netzentwicklungsplans 2012 unter www.netzentwicklungsplan.de/ZU2.

¹¹ In den Szenarien unterstellt ist ein Erdkabelvorrang für die DC-Verbindungen DC1 sowie DC3-5. Wegen seines Sonderstatus als Pilotprojekt für eine gemeinsame Führung von AC und DC auf einem Mastgestänge ist DC2 hiervon ausgenommen. Das korrespondiert mit den Ende 2015 vorgenommenen Anpassungen des BBP.



Szenario A 2030

Tabelle 10: Kennzahlen Szenario A 2030

| A 2030 | installierte Leistung Wind | davon nördliche Bundesländer (SH, NI, MV) | Erzeugung aus Windenergie | davon nördliche Bundesländer (SH, NI, MV) |
|--------------|----------------------------|---|---------------------------|---|
| onshore | 54,2 GW | 22,2 GW | 116,5 TWh | 52,6 TWh |
| offshore | 14,3 GW | 14,4 GW | 61,6 TWh | 61,6 TWh |
| Summe | 68,5 GW | 36,6 GW | 178,1 TWh | 114,2 TWh |

| DC-Neubau in Deutschland (inkl. Startnetz) | | davon Interkonnektoren nach Belgien, Dänemark, Norwegen, Schweden (deutscher Anteil) |
|--|----------|--|
| Länge | 2.400 km | 330 km |
| Übertragungskapazität | 8 GW | |

| AC-Netz Neubau (inkl. Startnetz) | | DC/AC-Netz Verstärkung (inkl. Startnetz) |
|----------------------------------|----------|--|
| Länge | 1.200 km | 7.600 km (davon <i>rund 2.900 km Stromkreisauflagen/Umbesetzungen sowie 500 km nicht vorschlagswürdige Maßnahmen</i>) |

Investitionsvolumen inkl. Startnetz bei Vollverkabelung der DC-Verbindungen: 32 Mrd. € (davon rund 600 Mio. € für nicht vorschlagswürdige Maßnahmen)

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

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

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

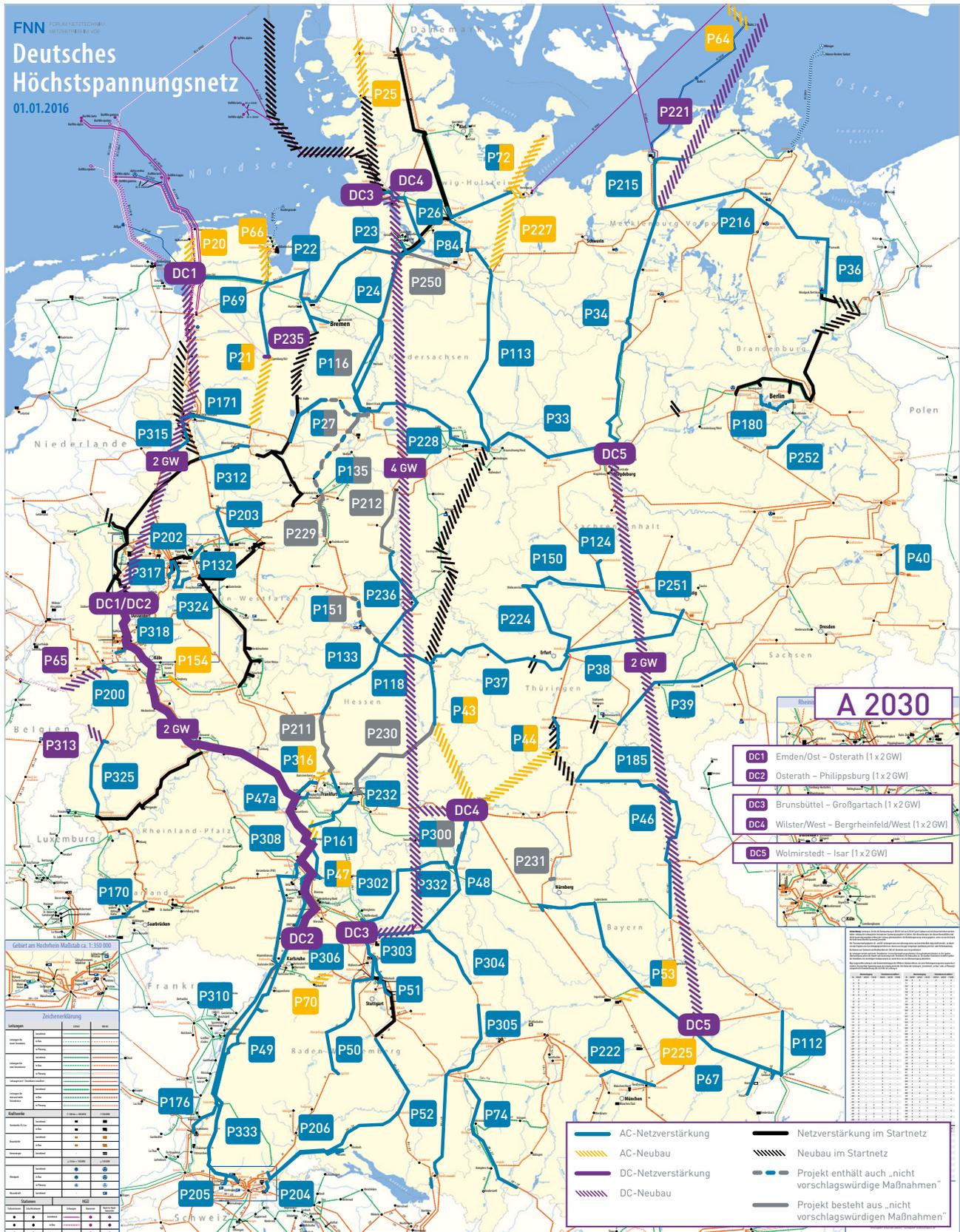
Darüber hinaus sind sämtliche **AC-Ausbaumaßnahmen** des **BBP 2015** sowie die von der BNetzA bestätigten Maßnahmen aus dem **NEP 2014** im Szenario A 2030 notwendig.

Die Ergebnisse aus den abgeschlossenen Leistungsflussberechnungen des Szenarios A 2030 zeigen einen Netzausbaubedarf, der signifikant über die im BBP 2015 enthaltenen Maßnahmen sowie den Netzausbaubedarf des Szenarios A 2025 des NEP 2025 hinausgeht. Dies ist insbesondere auf die Veränderungen in der Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur durch die Änderung des Zieljahres von 2025 auf 2030 zurückzuführen.

In der folgenden Abbildung 37 sind die Projekte und Maßnahmen für das Szenario A 2030 dargestellt. In den Tabellen 21 und 22 in Kapitel 5 sind alle für einen bedarfsgerechten, weitgehend engpassfreien Netzausbau erforderlichen Maßnahmen des Zubaunetzes dieses Szenarios sowie der weiteren Szenarien mit den Zieljahr 2030 aufgelistet. Jedes Projekt ist mit einer Projektnummer versehen. Im Anhang zu diesem Bericht und auf der NEP-Website unter www.netzentwicklungsplan.de/NEP_2030_2_Entwurf_Teil2.pdf ist für jedes Projekt eine detaillierte Beschreibung hinterlegt.



Abbildung 37: Szenario A 2030/alle Leitungsprojekte



Quelle: VDE | FNN/Übertragungsnetzbetreiber¹²

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

Szenario B 2030

Tabelle 11: 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 | 58,5 GW | 24,3 GW | 125,3 TWh | 56,1 TWh |
| offshore | 15,0 GW | 15,0 GW | 64,8 TWh | 64,8 TWh |
| Summe | 73,5 GW | 39,3 GW | 190,1 TWh | 120,9 TWh |

| DC-Neubau in Deutschland (inkl. Startnetz) | davon Interkonnektoren nach Belgien, Dänemark, Norwegen, Schweden (deutscher Anteil) |
|--|--|
| Länge 2.400 km | 330 km |
| Übertragungskapazität 8 GW | |

| AC-Netz Neubau (inkl. Startnetz) | DC/AC-Netz Verstärkung (inkl. Startnetz) |
|----------------------------------|--|
| Länge 1.200 km | 8.200 km (davon rund 3.300 km Stromkreisauflagen/Umbeseitigungen sowie 650 km nicht vorschlagswürdige Maßnahmen) |

Investitionsvolumen inkl. Startnetz bei Vollverkabelung der DC-Verbindungen: 33 Mrd. € (davon rund 900 Mio. € für nicht vorschlagswürdige Maßnahmen)

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

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

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

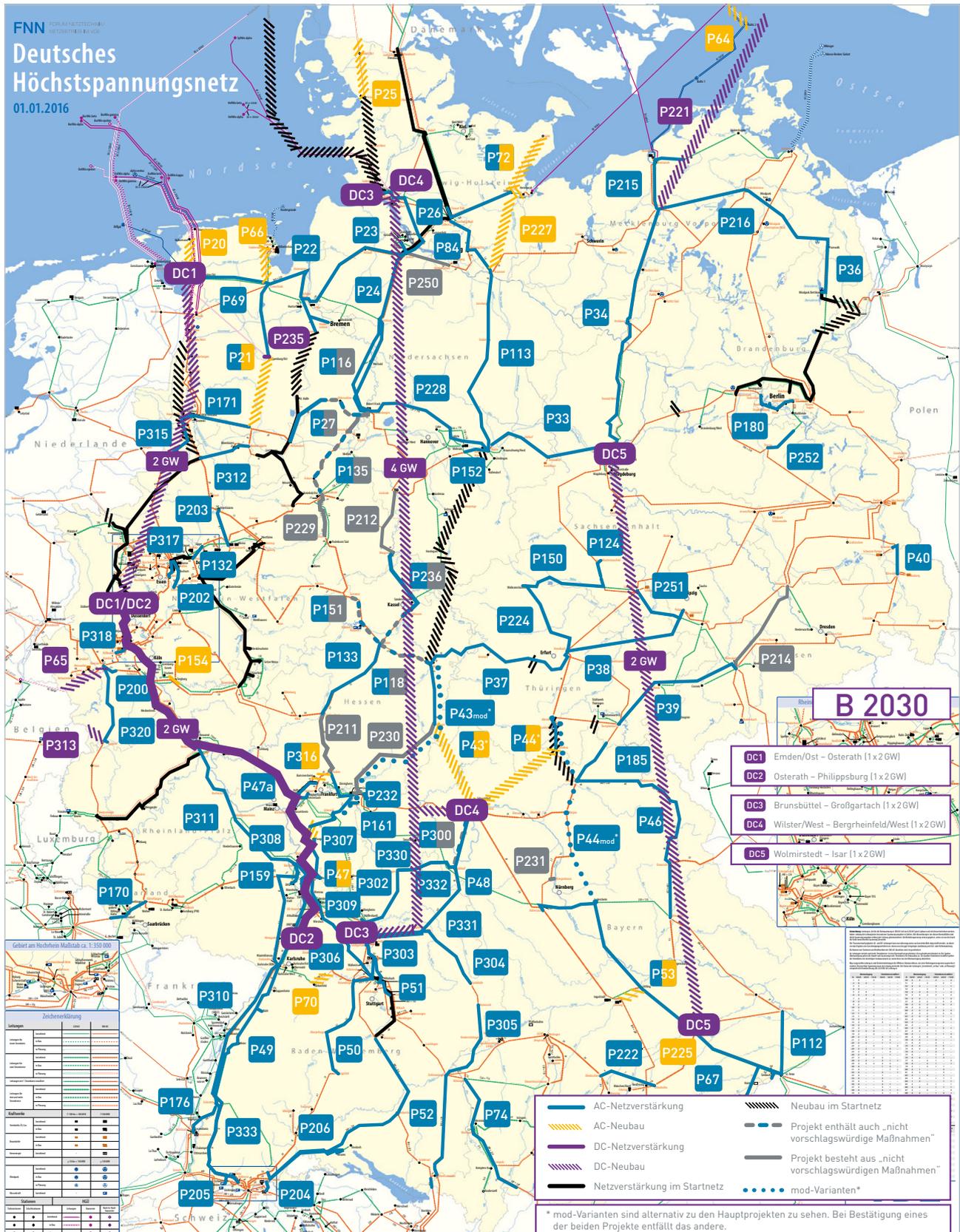
Darüber hinaus sind sämtliche **AC-Ausbaumaßnahmen** des **BBP 2015** sowie die von der BNetzA bestätigten Maßnahmen aus dem **NEP 2014** auch im Szenario B 2030 notwendig.

Die Ergebnisse aus den abgeschlossenen Leistungsflussberechnungen des Szenarios B 2030 zeigen noch einmal einen gegenüber dem Szenario A 2030 anwachsenden Netzausbaubedarf. Dies ist auf den im weiter ansteigenden Zubau erneuerbarer Energien bei gleichzeitiger Erhöhung des Verbrauchs, der Sektorenkopplung sowie weiterer Flexibilitäten zurückzuführen.

In der folgenden Abbildung 38 sind die Projekte und Maßnahmen für das Szenario B 2030 dargestellt. In den Tabellen 21 und 22 in Kapitel 5 sind alle für einen bedarfsgerechten, weitgehend engpassfreien Netzausbau erforderlichen Maßnahmen des Zubaunetzes dieses Szenarios sowie der weiteren Szenarien mit den Zieljahr 2030 aufgelistet. Jedes Projekt ist mit einer Projektnummer versehen. Im Anhang zu diesem Bericht und auf der NEP-Website unter www.netzentwicklungsplan.de/NEP_2030_2_Entwurf_Teil2.pdf ist für jedes Projekt eine detaillierte Beschreibung hinterlegt.



Abbildung 38: Szenario B 2030/alle Leitungsprojekte



Quelle: VDE | FNN/Übertragungsnetzbetreiber¹³

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

Szenario C 2030

Tabelle 12: Kennzahlen Szenario C 2030

| C 2030 | installierte Leistung Wind | davon nördliche Bundesländer (SH, NI, MV) | Erzeugung aus Windenergie | davon nördliche Bundesländer (SH, NI, MV) |
|--------------|----------------------------|---|---------------------------|---|
| onshore | 62,1 GW | 25,9 GW | 132,6 TWh | 59,8 TWh |
| offshore | 15,0 GW | 15,0 GW | 64,8 TWh | 64,8 TWh |
| Summe | 77,1 GW | 40,9 GW | 197,4 TWh | 124,6 TWh |

| DC-Neubau in Deutschland (inkl. Startnetz) | davon Interkonnektoren nach Belgien, Dänemark, Norwegen, Schweden (deutscher Anteil) |
|--|--|
| Länge 2.400 km | 330 km |
| Übertragungskapazität 8 GW | |

| AC-Netz Neubau (inkl. Startnetz) | DC/AC-Netz Verstärkung (inkl. Startnetz) |
|----------------------------------|--|
| Länge 1.200 km | 8.500 km (davon rund 3.400 km Stromkreisauflagen/Umbeseitigungen sowie 800 km nicht vorschlagswürdige Maßnahmen) |

Investitionsvolumen inkl. Startnetz bei Vollverkabelung der DC-Verbindungen: 34 Mrd. € (davon ca. 1,2 Mrd. € für nicht vorschlagswürdige Maßnahmen)

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

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

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

Darüber hinaus sind sämtliche **AC-Ausbaumaßnahmen** des **BBP 2015** sowie die von der BNetzA bestätigten Maßnahmen aus dem **NEP 2014** auch im Szenario C 2025 notwendig.

Im Szenario C 2030 wurden im Vergleich zum Szenario B 2030 weitere AC-Maßnahmen identifiziert. Damit weist das Szenario C 2030 als Szenario mit dem höchsten Anteil von Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien den größten Netzausbaubedarf aus. Gleichzeitig ist in diesem Szenario sowohl der Stromverbrauch als auch der Umfang an Sektorenkopplung und weiteren Flexibilitäten am höchsten. Darüber hinaus reduziert sich in diesem Szenario die installierte konventionelle Kraftwerksleistung im Vergleich zum Szenario B 2030 um weitere 4,5 GW.

In der folgenden Abbildung 39 sind die Projekte und Maßnahmen für das Szenario C 2030 dargestellt. In den Tabellen 21 und 22 in Kapitel 5 sind alle für einen bedarfsgerechten, weitgehend engpassfreien Netzausbau erforderlichen Maßnahmen des Zubaunetzes dieses Szenarios sowie der weiteren Szenarien mit den Zieljahr 2030 aufgelistet. Jedes Projekt ist mit einer Projektnummer versehen. Im Anhang zu diesem Bericht und auf der NEP-Website unter www.netzentwicklungsplan.de/NEP_2030_2_Entwurf_Teil2.pdf ist für jedes Projekt eine detaillierte Beschreibung hinterlegt.



Szenario B 2035

Tabelle 13: 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 | 61,6 GW | 25,8 GW | 131,6 TWh | 59,2 TWh |
| offshore | 19,0 GW | 19,0 GW | 82,0 TWh | 82,0 TWh |
| Summe | 80,6 GW | 53,0 GW | 213,6 TWh | 141,2 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 für alle im BBP 2015 enthaltenen Maßnahmen sowie für einen Großteil der 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 weiter an. Der Szenariorahmen sieht für das Szenario B 2035 im Vergleich zu B 2030 z. B. einen weiteren Zubau von 4 GW Wind offshore 3,1 GW Wind onshore und eine Erhöhung der Handelskapazitäten mit den Nachbarstaaten vor (siehe Tabelle 5).

Dieser im Vergleich zu B 2030 steigende Übertragungsbedarf führt dazu, dass die in den Szenarien mit dem Zieljahr 2030 vorgenommene Fokussierung auf die Verstärkung des AC-Netzes sowie auf die leistungsflusssteuernden Punktmaßnahmen zusätzlich zu den im BBP 2015 enthaltenen AC- und DC-Maßnahmen an ihre Grenzen stößt. Daher sind im Szenario B 2035 im Vergleich zu B 2030 vor dem Hintergrund eines integrierten und effizienten Gesamtkonzepts neben weiteren AC-Maßnahmen zusätzliche DC-Verbindungen in einem Umfang von insgesamt 6 GW erforderlich. *Für die Aufteilung dieser zusätzlichen DC-Verbindungen von Nord- nach Süddeutschland im Szenario B 2035 haben die ÜNB zwei alternative Varianten entwickelt, die beide nachfolgend beschrieben werden sowie in den Abbildungen 40 und 41 dargestellt sind. Die Nachhaltigkeit beider Varianten wird von den ÜNB im Zuge des kommenden Netzentwicklungsplans geprüft werden.*

Variante I:

- DC8/DC12: Alfstedt – Uentrop – Bürstadt mit 2 GW Übertragungskapazität und einer Länge von zusammen 585 km,
- DC10: Kreis Segeberg – Dellmensingen mit 2 GW Übertragungskapazität und einer Länge von 815 km,
- DC19: Güstrow – Wolmirstedt – Isar mit 2 GW Übertragungskapazität und einer Länge von 820 km.

Variante II:

- DC8/DC12: Alfstedt – Uentrop – Bürstadt mit 2 GW Übertragungskapazität und einer Länge von zusammen 585 km,
- DC16/DC9: Kreis Segeberg – Uentrop – Dellmensingen mit 2 GW Übertragungskapazität und einer Länge von zusammen 895 km,
- DC19: Güstrow – Wolmirstedt – Isar mit 2 GW Übertragungskapazität und einer Länge von 820 km.



Auf eine *detaillierte* Darstellung der *Verbindungen* in Tabelle 21 in Kapitel 5.2 sowie in den Projektsteckbriefen im Anhang wird in diesem NEP verzichtet. *Stattdessen erfolgt nachfolgend eine Kurzcharakterisierung der in den obigen Varianten dargestellten HGÜ-Verbindungen. Die Wahl der Standorte für die DC-Konverter ist eine erste Planung auf Basis der zurzeit vorliegenden Analyseergebnisse aus dem Netzentwicklungsplanungsprozess. Der Prozess wird im kommenden NEP weiterverfolgt und auf seine Nachhaltigkeit hin überprüft.*

Die Netzberechnungen zeigen darüber hinaus, dass sich der großräumige Nord-Süd-Übertragungsbedarf im Szenario B 2035 dieses NEP gegenüber den Langfristszenarien vorheriger Netzentwicklungspläne – aufgrund veränderter Annahmen insbesondere zum Zubau der erneuerbaren Energien – verringert.

In den Tabellen 21 und 22 in Kapitel 5.2 sind alle Maßnahmen des Szenarios B 2035 aufgelistet, die sich auch in den Szenarien mit dem Zieljahr 2030 nachweisen lassen. Jedes Projekt ist mit einer Projektnummer versehen. Im Anhang zu diesem Bericht und auf der NEP-Website unter www.netzentwicklungsplan.de/NEP_2030_2_Entwurf_Teil2.pdf ist für jedes Projekt eine detaillierte Beschreibung hinterlegt. Die darüber hinausgehenden Maßnahmen des Szenarios B 2035 werden nicht ausgewiesen.

DC8/DC12: HGÜ-Verbindung von Niedersachsen über Nordrhein-Westfalen nach Hessen **(TenneT/Amprion und Amprion/TransnetBW)**

Ein Teil des im Szenario B 2035 zusätzlich identifizierten Nord-Süd-Übertragungsbedarfs kann durch die HGÜ-Verbindung DC8/DC12 von Alfstedt über Uentrop nach Bürstadt mit einer Nennleistung von 2 GW gedeckt werden. Sie verbindet die Standorte mit hoher Einspeisung aus Windenergie in Norddeutschland mit den Lastschwerpunkten in Nordrhein-Westfalen sowie in Hessen. Zusätzlich wird auch bei Überschüssen der Einspeisung aus Photovoltaik in Süddeutschland ein Teil der Versorgung des Lastschwerpunktes NRW aus diesen Energiequellen übernommen.

Der Bedarf für DC8/DC12 wird zusätzlich dadurch begründet, dass konventionelle Erzeugungsleistung in NRW, die bis 2030 teilweise noch verfügbar ist, zum Zieljahr 2035 entfällt. Aufgrund dieses Wegfalls der gesicherten Erzeugungskapazitäten wird Nordrhein-Westfalen in den Analysen des Netzentwicklungsplans zum Nettoenergieimporteur mit hohen Leistungsspitzen.

Nach aktuellem Planungsstand ist für den Standort in Nordrhein-Westfalen eine Multiterminallösung mit Ein- und Auspeisefähigkeit in der Region Hamm/Uentrop vorgesehen.

Ohne die Errichtung dieser HGÜ-Verbindung bestünden zunehmend Netzengpässe zwischen Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen und Hessen, was zu Einspeisemanagement erneuerbarer Energien und einer Erhöhung des Redispatchbedarfs führen würde.

DC16/DC9: HGÜ-Verbindung von Schleswig-Holstein über Nordrhein-Westfalen nach Baden-Württemberg **(TenneT/Amprion und Amprion/TransnetBW)**

Ein Teil des im Szenario B 2035 zusätzlich identifizierten Nord-Süd-Übertragungsbedarfs kann durch die HGÜ-Verbindung DC16/DC9 von Kreis Segeberg über Uentrop nach Dellmensingen mit einer Nennleistung von 2 GW gedeckt werden. Sie verbindet die Standorte mit hoher Einspeisung aus Windenergie in Norddeutschland mit den Lastschwerpunkten in Nordrhein-Westfalen sowie in Baden-Württemberg. Zusätzlich wird auch bei Überschüssen der Einspeisung aus Photovoltaik in Süddeutschland ein Teil der Versorgung des Lastschwerpunktes NRW aus diesen Energiequellen übernommen.



Der Bedarf für DC16/DC9 wird zusätzlich dadurch begründet, dass konventionelle Erzeugungsleistung in NRW, die bis 2030 teilweise noch verfügbar ist, zum Zieljahr 2035 entfällt. Aufgrund dieses Wegfalls der gesicherten Erzeugungskapazitäten wird Nordrhein-Westfalen in den Analysen des Netzentwicklungsplans zum Nettoenergieimporteure mit hohen Leistungsspitzen. Des Weiteren können durch das Projekt Pumpspeicher-Kapazitäten aus Österreich- und der Schweiz besser in das deutsche Übertragungsnetz integriert werden und in windschwachen Zeiten einen wesentlichen Beitrag zur sicheren Energieversorgung in NRW leisten.

Nach aktuellem Planungsstand wird für den Standort in Nordrhein-Westfalen eine Multiterminallösung mit Ein- und Auspeisefähigkeit in der Region Hamm/Uentrop unterstellt.

Ohne die Errichtung dieser HGÜ-Verbindung bzw. alternativ der HGÜ-Verbindung DC10 bestünden zunehmend Netzengpässe zwischen Schleswig-Holstein, Nordrhein-Westfalen und Baden-Württemberg, was zu Einspeisemanagement erneuerbarer Energien und einer Erhöhung des Redispatchbedarfs führen würde.

DC10: HGÜ-Verbindung von Schleswig-Holstein nach Baden-Württemberg **(TenneT/TransnetBW)**

Die HGÜ-Verbindung von Kreis Segeberg in Schleswig-Holstein nach Dellmensingen in Baden-Württemberg soll Standorte mit hohen Einspeisungen aus On- und Offshore-Windenergie in Norddeutschland mit den Lastschwerpunkten in Süddeutschland verbinden.

Seit dem NEP 2012 zeigt sich insbesondere in den Langfristszenarien immer wieder der Bedarf für zusätzliche Transportkapazität zwischen Schleswig-Holstein und Baden-Württemberg, der im Zieljahr 2035 durch die HGÜ-Verbindung DC10 mit einer Nennleistung von 2 GW gedeckt werden könnte. Die HGÜ-Verbindung ist ein direkt steuerbares Element und stützt somit sowohl die Systemstabilität als auch die Versorgungssicherheit in Süddeutschland.

Ohne die Errichtung dieser HGÜ-Verbindung bzw. alternativ der Verbindung DC16/DC9 bestünden unter der Maßgabe, dass bis 2035 keine anderweitigen Optionen zur Verfügung stehen, zunehmend Netzengpässe zwischen Schleswig-Holstein und Baden-Württemberg, was zu Einspeisemanagement erneuerbarer Energien sowie einer Erhöhung des Redispatchbedarfs führen würde.

DC19: HGÜ-Verbindung von Mecklenburg-Vorpommern nach Bayern **(50Hertz/TenneT)**

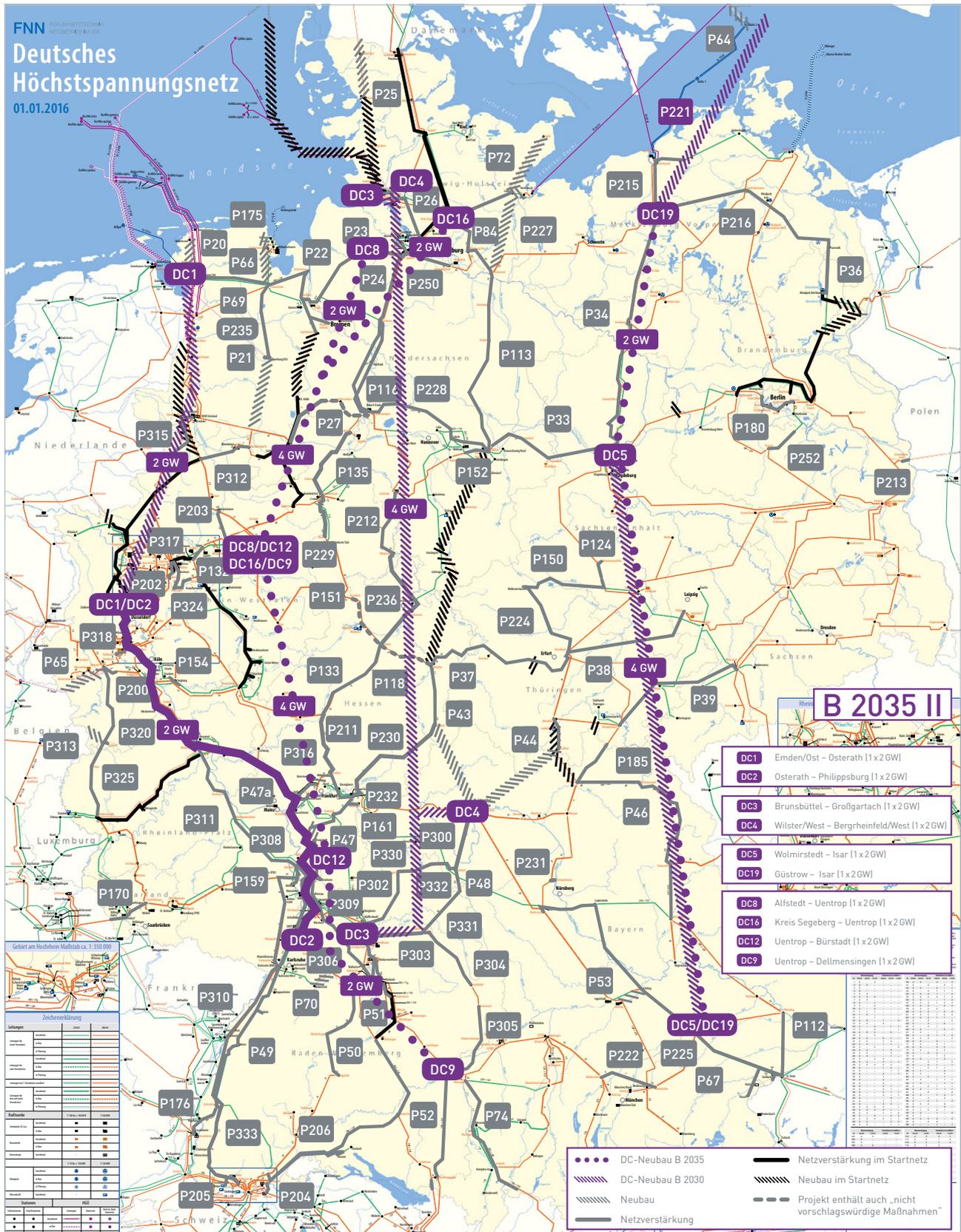
Die HGÜ-Verbindung von Güstrow in Mecklenburg-Vorpommern über Wolmirstedt nach Isar in Bayern soll Standorte mit hohen Einspeisungen aus On- und Offshore-Windenergie in Nordostdeutschland mit den Lastschwerpunkten im Süden Deutschlands verbinden.

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 DC19 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. Sie ermöglicht so auch einen Zugang zu möglichst kostengünstiger Energie durch einen vernetzten Energiebinnenmarkt. Als ein direkt steuerbares Element stützt sie dahingehend die Systemstabilität und die Versorgungssicherheit 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.



Abbildung 41: Szenario B 2035/Darstellung der DC-Projekte – Variante II



Quelle: VDE | FNN/Übertragungsnetzbetreiber¹⁶

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

4.2.7 Ergebnisse der Netzanalysen

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

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

Wichtige Treiber für weiträumige Leistungstransporte in den Szenarien sind der Ausbau der Onshore-Windenergie insbesondere in Nord- und Ostdeutschland, die Offshore-Windenergie sowie der Energieaustausch mit dem Ausland.

Mit diesem Netzentwicklungsplan wurde in allen Szenarien einschließlich des Langfristszenarios B 2035 die Notwendigkeit aller Maßnahmen des BBP 2015 nachgewiesen. Mit ihnen allein ergibt sich jedoch in keinem Szenario ein engpassfreies Netz. Im folgenden Kapitel 5 werden alle für einen bedarfsgerechten, weitgehend engpassfreien Netzausbau in den Szenarien mit dem Zieljahr 2030 erforderlichen Maßnahmen tabellarisch dargestellt.

In allen Szenarien wurde die Übertragungskapazität der im BBP 2015 enthaltenen HGÜ-Verbindungen zugrunde gelegt. Diese hat sich überall gleichermaßen als erforderlich erwiesen. Neben dem Einsatz der HGÜ-Technologie ist der weitere Ausbau bzw. die Verstärkung des 380-kV-Drehstromnetzes in erheblichem Umfang erforderlich. Die in den Szenarien ermittelten Maßnahmen sind konsistent mit den Ergebnissen der vorangegangenen Netzentwicklungspläne, ihr Umfang steigt jedoch wegen des um fünf Jahre auf 2030 fortgeschrittenen Zielhorizonts weiter an. Dies gilt grundsätzlich auch für die alternative Betrachtung des Szenarios B 2030 mit Zuschaltung zusätzlicher DC-Verbindungen über die im BBP 2015 enthaltenen Vorhaben hinaus. Auch in dieser Variante, die von den ÜNB nicht vollständig betrachtet wurde, zeichnete sich trotz Berücksichtigung zusätzlicher HGÜ-Verbindungen ein erheblicher AC-Netzverstärkungsbedarf über die im BBP 2015 enthaltenen Maßnahmen hinaus ab.

Die von den ÜNB im NEP 2030 gewählte Kombination aus den DC-Vorhaben des BBP 2015 mit einer AC-Netzverstärkung unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Netzbetriebsmittel erweist sich im Hinblick auf das Zieljahr 2030 als eine grundsätzlich praktikable Alternative zum Zubau zusätzlicher DC-Verbindungen. Die gewählte Kombination stellt sowohl in ökonomischer Hinsicht als auch in Bezug auf das NOVA-Prinzip eine sinnvolle Option dar. Mit Blick auf 2035 zeigt sich, dass eine Fokussierung auf die Verstärkung des AC-Netzes zusätzlich zu den im BBP 2015 enthaltenen AC- und DC-Maßnahmen an ihre Grenzen stößt und im Sinne eines nachhaltigen und effizienten Gesamtkonzepts zusätzliche DC-Verbindungen erforderlich werden. Vor diesem Hintergrund werden die ÜNB insbesondere die nicht vorschlagswürdigen Maßnahmen im kommenden Netzentwicklungsplan, der voraussichtlich ebenfalls die Zieljahre 2030 und 2035 betrachten wird, einer Überprüfung unterziehen.

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

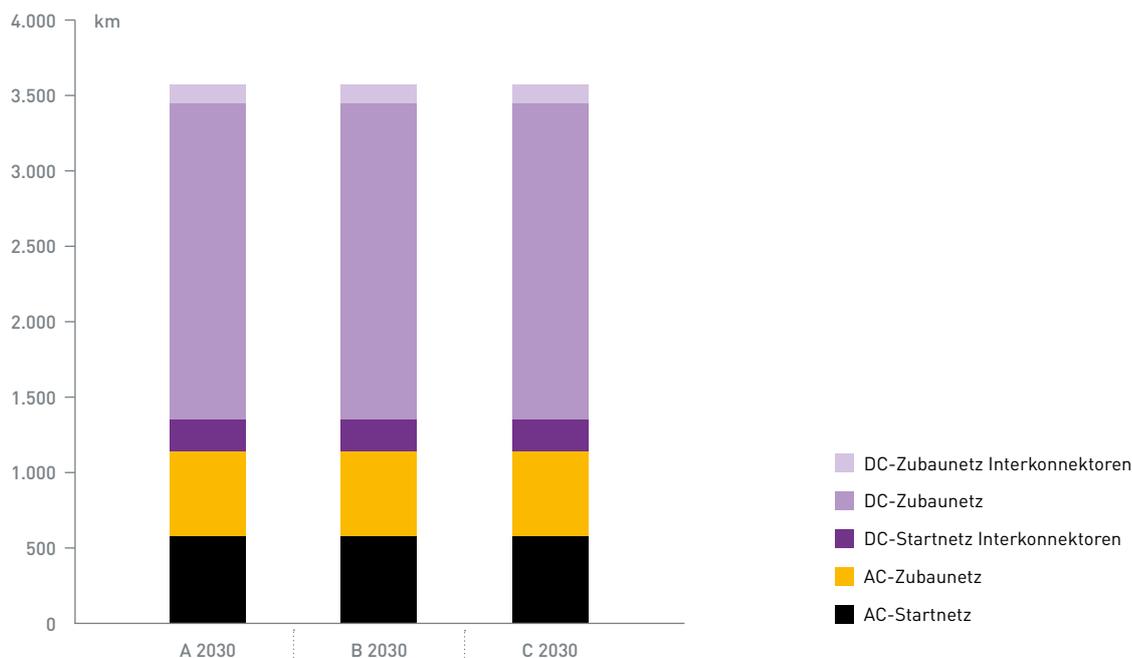


Beim Einsatz von P43mod (Mecklar – Dipperz – Urberach) und/oder P44mod (Altenfeld – Würgau – Ludersheim) treten im Gegensatz zu P43 und P44 regional erhebliche Überlastungen auf, beispielsweise auf der Leitung Vieselbach – Mecklar (135 km). Zur Beseitigung dieses Engpasses wäre eine Netzverstärkung,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

P43mod verursacht darüber hinaus südlich von Urberach weitere Überlastungen, die bis nach Daxlanden in Baden-Württemberg reichen. In diesem Bereich wären mit P43mod anstelle von P43 zusätzliche Netzverstärkungen auf einer Strecke von 140 km erforderlich. Im Gegenzug könnten mit Realisierung von P43mod anstelle von P43 die Projekte P300/P330/P332 (Zu- und Umbeseilung zwischen Grafenheinfeld und Höpfingen), P316 (Netzausbau und -verstärkung zwischen Karben und Kriftel) sowie P161 (Netzverstärkung zwischen Großkrotzenburg und Urberach) entfallen.

Zusätzlich zu P44mod wurden weitere Alternativen untersucht, die sowohl im Vergleich zu P44 als auch im Vergleich zu P44mod einerseits länger sind und andererseits wegen der Verursachung weiterer Engpässe netztechnisch deutlich schlechter einzustufen sind. Weitere Details finden sich im Projektsteckbrief zu P44mod im Anhang.

Abbildung 42: Neubautrassen im NEP 2030



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

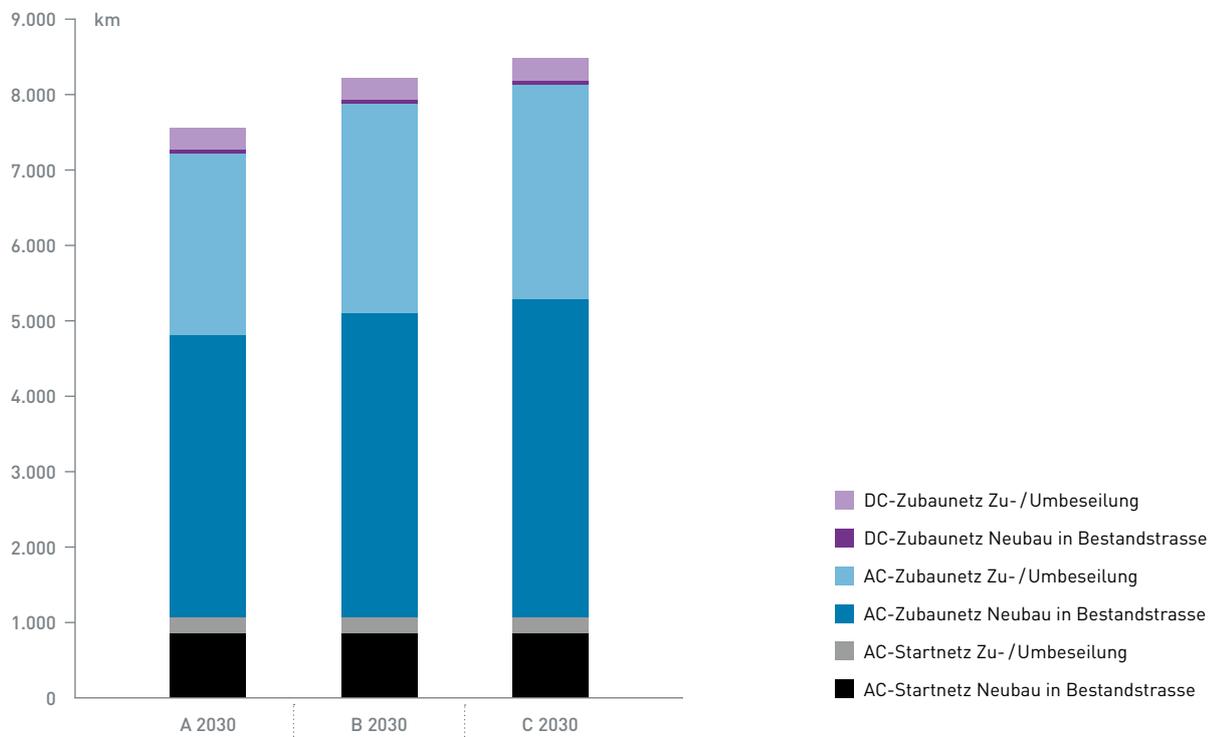
In den Abbildungen 42 und 43 ist für alle drei Szenarien mit dem Zieljahr 2030 der Umfang an Netzverstärkungen in Bestandstrassen und an Neubautrassen dargestellt, wobei zwischen AC-Technik und DC-Technik unterschieden wird. Der Umfang an AC- und DC-Neubauvorhaben ist in allen Szenarien gleich.

Ohne Berücksichtigung der nicht vorschlagswürdigen Maßnahmen (siehe Kapitel 4.2.5) reduziert sich die erforderliche AC-Netzverstärkung (Zu- / Umbeseilung sowie Neubau in Bestandstrasse) im Szenario A 2030 um rund 500 km, im Szenario B 2030 um rund 650 km und im Szenario C 2030 um ca. 800 km.

Die spezifischen Kosten sind auf der NEP-Website unter www.netzentwicklungsplan.de/ZU6 hinterlegt.



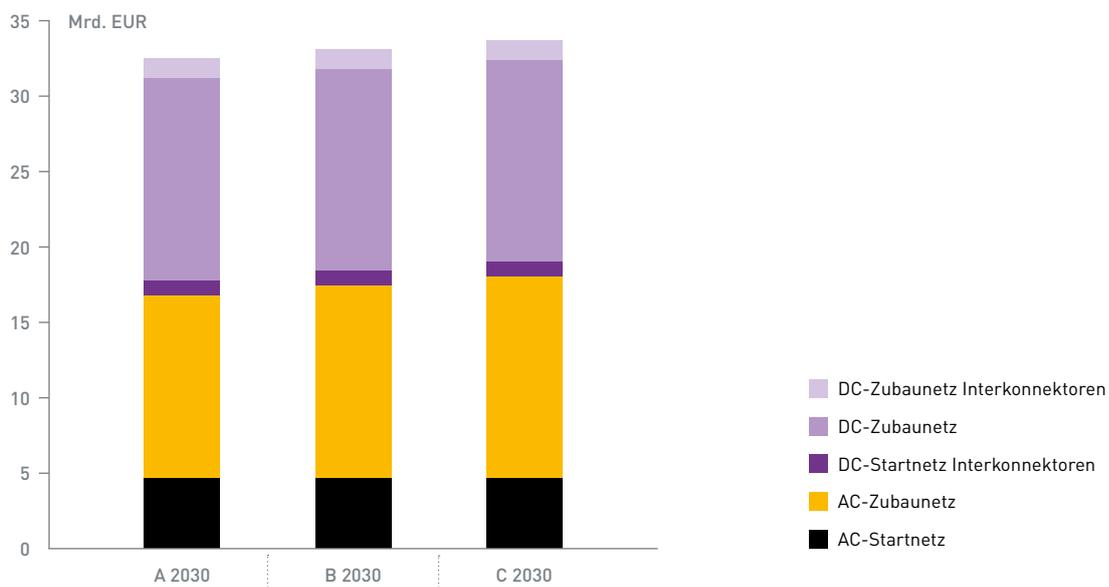
Abbildung 43: Trassenverstärkung im Bestand im NEP 2030



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

In Abbildung 44 sind für alle Szenarien mit Blick auf 2030 die geschätzten Investitionskosten bei Vollverkabelung der DC-Verbindungen abgebildet.

Abbildung 44: Investitionskosten im NEP 2030 bei Vollverkabelung der DC-Verbindungen



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Ohne Berücksichtigung der nicht vorschlagswürdigen Maßnahmen (siehe Kapitel 4.2.5) reduzieren sich die Investitionskosten für das AC-Zubaunetz im Szenario A 2030 um rund 600 Mio. €, im Szenario B 2030 um rund 900 Mio. € und im Szenario C 2030 um ca. 1,2 Mrd. €.

Für das Szenario B 2030 werden die Mengen und Kosten aus den dargestellten Grafiken beispielhaft erläutert.

Das Volumen der Netzverstärkungen auf Bestandstrassen einschließlich der Startnetz-Maßnahmen beträgt in B 2030 rund *8.200 km* (davon *3.300 km* Umbeseilung oder Stromkreisaufgaben und *4.900 km* Neubau einer leistungsfähigeren Leitung in bestehenden Trassen) bzw. 7.550 km ohne Berücksichtigung der nicht vorschlagswürdigen Maßnahmen. 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 *3.600 km*. Davon sind *gut 2.400 km* HGÜ-Verbindungen und knapp 1.200 km AC-Verbindungen. In den Kilometerangaben zu den HGÜ-Verbindungen ist der deutsche Anteil der fünf DC-Interkonnektoren nach Belgien, Dänemark, Norwegen und Schweden mit einer Länge von rund 330 km enthalten.

Die Übertragungskapazität der HGÜ-Verbindungen beträgt in Szenario B 2030 – wie auch in den Szenarien A 2030 und C 2030 – 8 GW. Das Volumen der Investitionen beträgt in den nächsten zehn Jahren für das Szenario B 2030 insgesamt ca. *33 Mrd. €* bei Vollverkabelung der HGÜ-Verbindungen DC1 sowie DC3-5. Darin sind rund 6 Mrd. € für das Startnetz enthalten. Ohne Berücksichtigung der nicht vorschlagswürdigen Maßnahmen sinkt das Investitionsvolumen um rund 900 Mio. €.

Die Tabelle 14 enthält je Szenario die Gesamtkosten für den Netzausbau in Mrd. € abhängig vom Verkabelungsgrad der Verbindungen DC1 sowie DC3-5. *Die ausgewiesenen Gesamtkosten der Szenarien sowie die Längenangaben (vgl. Tabelle 15) haben sich im Vergleich zum ersten Entwurf des NEP 2030 verringert. Dies liegt im Wesentlichen an der Anpassung der Längenangaben von DC3, DC4 und DC5 an das BBPIG-Monitoring Q1/2017. Der zugrunde gelegte Vorschlagskorridor aus den Anträgen nach § 6 NABEG führt gegenüber den bisherigen Annahmen im NEP zu rund 200 km Einsparung an DC-Neubau – mit entsprechend geringeren Kosten.*

Tabelle 14: Gesamtkosten für den Netzausbau in Abhängigkeit vom Verkabelungsgrad der DC-Verbindungen

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

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Die nachfolgende Tabelle 15 gibt eine Übersicht über die Längenangaben der erforderlichen Netzverstärkungen und des Neubaubedarfs aus den Kapiteln 4.2.1 und 4.2.6 sowie aus den Abbildungen 42 und 43 – differenziert nach Start- und Zubaunetz.

Tabelle 15: Längenangaben Start- und Zubaunetz im NEP 2030

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

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

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



4.3 Pilot: Projektcharakterisierung¹⁷

Die ÜNB haben die im Zuge des NEP 2025 vorgestellte und öffentlich konsultierte Bewertung von Maßnahmen für den NEP 2030 noch einmal weiterentwickelt. Erstmals werden die gemäß der geltenden Planungsgrundsätze erforderlichen Projekte zusätzlich anhand verschiedener Kriterien, die unterschiedliche Perspektiven abdecken, beschrieben und charakterisiert. Darüber hinaus können lokale bzw. individuelle Gründe für die Notwendigkeit eines Projektes bestehen, die nicht durch die allgemeinen Kriterien der Projektcharakterisierung erfasst werden können. Die Charakterisierung ermöglicht einen relativen Vergleich zwischen den Projekten in dem jeweiligen Kriterium.

Mit der Projektcharakterisierung lassen sich Aussagen treffen, wie gut ein Projekt in den unterschiedlichen Bewertungskriterien abschneidet und wodurch es charakterisiert ist. Alle im NEP 2030 in den jeweiligen Szenarien ausgewiesenen Projekte und Maßnahmen sind zur Herstellung eines engpassfreien Netzes erforderlich. Die Projektcharakterisierung dient somit nicht der Auswahl von Maßnahmen, sondern der Charakterisierung und Veranschaulichung des Nutzens eines Projektes. Aufgrund des übergeordneten Ziels, die Projekte mit ihren individuellen Eigenschaften zu charakterisieren, wurde die ehemalige Bezeichnung „Maßnahmenbewertung“ in „Projektcharakterisierung“ geändert.

Die Projektcharakterisierung ist ein Pilotprojekt und wird auf alle Zubauprojekte aus dem Ergebnisnetz des Szenarios B 2030 – mit Ausnahme von Punktmaßnahmen und grenzüberschreitender Leitungen in das benachbarte Ausland – angewendet. Dabei wird auf Projektebene bewertet, d. h. alle Maßnahmen eines Projektes werden gebündelt betrachtet. Die Ergebnisse der Projektcharakterisierung werden in den Projektsteckbriefen im Anhang zu diesem Bericht veröffentlicht. Für die einzelnen Kriterien wurden unterschiedliche Methoden entwickelt, die nachfolgend skizziert werden.

Exkurs: Einordnung der Bewertungskriterien aus dem NEP 2030 in den ENTSO-E Bewertungskontext

Multikriterielle Ansätze zur Bewertung von Maßnahmen und Projekten finden sich auch in anderen Untersuchungen wie beispielsweise im Rahmen der Erstellung des TYNDP. Die Bewertungsmethodik der Kriterien sowie ausgewiesene Merkmalsausprägungen unterscheiden sich im NEP insofern von der dort angewandten ENTSO-E Methodik, als dass im NEP ausschließlich Maßnahmen innerhalb eines zusammenhängenden Marktgebietes (Deutschland) zur Bewertung herangezogen werden. Der Einfluss von Projekten auf grenzüberschreitende Handelsaustauschkapazitäten und dadurch entstehende energiewirtschaftliche Auswirkungen sind somit kein Gegenstand der Projektcharakterisierung im NEP 2030.

In der „ENTSO-E Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects“ (ENTSO-E, 05.02.2015) wurden folgende Hauptkategorien („Main categories of the project assessment methodology“) formuliert, die von der EU-Kommission bestätigt wurden: Technische Aspekte, Umweltbeeinflussung, Transportaufgabe, Wohlfahrtseffekte/vermiedene Markteingriffe, Nachhaltigkeit. Diese sind mit den im NEP untersuchten Bewertungskriterien inhaltlich vergleichbar.

¹⁷ Das Kapitel 4.3. „Pilot: Projektcharakterisierung“ wurde neu in den zweiten Entwurf des NEP 2030 aufgenommen. Um die Lesbarkeit zu erleichtern, wurde auf eine kursive Schrift verzichtet.



Vermiedener Redispatch

Das Bewertungskriterium „vermiedener Redispatch“ zeigt die Wirksamkeit eines Projektes hinsichtlich der durch das jeweilige Projekt vermiedenen Redispatchmenge.

Falls für eine konkrete Stromübertragungsaufgabe die Netzkapazitäten nicht ausreichen und Überlastungen drohen, sind die Übertragungsnetzbetreiber ermächtigt, in die Stromerzeugung einzugreifen, um die Systemsicherheit zu gewährleisten. Bei einem Nord-Süd-Engpass würde beispielsweise Erzeugungsleistung im Norden heruntergefahren und zum Ausgleich Erzeugungsleistung im Süden hochgefahren werden, sodass sich der Nord-Süd-Leistungsfluss reduziert. Falls dabei EE-Anlagen in ihrer Leistung gedrosselt werden müssen, wird dies als EE-Einspeisemanagement bezeichnet. Löst eine Maßnahme Engpässe im Netz auf, reduziert sie folglich auch den Redispatchbedarf. 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 (IFHT) 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 der markt-basierten Kraftwerksfahrpläne in Form der notwendigen Redispatch-Eingriffe. 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 Redispatch aus konventionellen Anlagen sichergestellt werden kann.

Die Methodik erlaubt die Bestimmung der kostenoptimalen Redispatchmenge (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.

Die Wirksamkeit einer Netzausbaumaßnahme, sprich die vermiedene Redispatchmenge, hängt grundsätzlich von zwei Faktoren ab: dem gewählten energiewirtschaftlichen Szenario (hier B 2030) 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. Um alle zu untersuchen- den Projekte unter den gleichen Randbedingungen zu bewerten und gleichzeitig die Wechselwirkungen zwischen den Maßnahmen zumindest vereinfacht zu berücksichtigen, werden alle Projekte in drei verschiedenen Basisnetzen untersucht: im Startnetz, im sogenannten BBP-Netz, das alle Maßnahmen aus dem EnLAG und dem Bundesbedarfsplan enthält, und im Zielnetz. Für die Darstellung wird der Mittelwert der in den Basisnetzen vermiedenen Redispatchmengen herangezogen.

Vermiedenes EE-Einspeisemanagement

Neben dem insgesamt vermiedenen Redispatch wird das durch eine Maßnahme vermiedene Einspeisemanagement als zusätzliches Kriterium herangezogen. Das Kriterium bewertet folglich, welche Energiemengen aus erneuerbaren Quellen – unter Berücksichtigung des Einspeisevorrangs erneuerbarer Energien – aufgrund von Netzengpässen abgeregelt werden müssen.

Welche EE-Energiemengen in der jeweiligen Netztopologie zur Kompensation der Engpässe abgeregelt werden müssen, wird aus den Berechnungen zum vermiedenen Redispatch (wie oben beschrieben unter Beachtung des gegenwärtigen Ordnungsrahmens) ermittelt. Dabei ist die Energiemenge aus der notwendigen EE-Abregelung eine Teilmenge der ermittelten gesamten Redispatchmenge, da sich beide Kriterien aus einer gemeinsamen Berechnung ergeben. Erneut wird das durch ein Projekt vermiedene Einspeisemanagement in den drei Basistopologien Startnetz, BBP-Netz und Zielnetz ermittelt und anschließend gemittelt.



Systemdienlichkeit: Ausfälle und Überlastungen

Die Erforderlichkeit einer Maßnahme leitet sich in den netzplanerischen Berechnungen daraus ab, dass die Maßnahme Überlastungen im Netz behebt und somit zur (n-1)-Sicherheit beiträgt. Zusätzlich zu den Einzelnachweisen einer Maßnahme wird im Kriterium „Systemdienlichkeit“ bewertet, wie viele Verletzungen des (n-1)-Kriteriums die Maßnahmen eines Projektes im Jahr beheben. Im Zuge der Berechnungen zu diesem Bewertungskriterium werden für alle 8.760 Netznutzungsfälle (n-1)-Berechnungen für das Szenario B 2030 durchgeführt. Die Anzahl und das Ausmaß der aufgehobenen (n-1)-Verletzungen sind abhängig von dem im Netzmodell angesetzten Ausbauzustand. Die Bewertung der Projekte wird erneut im Startnetz, im BBP-Netz und im Zielnetz vorgenommen, um die Abhängigkeit vom Ausbauzustand zu reduzieren. Ergebnis der Untersuchung ist die Anzahl der im Simulationsjahr aufgehobenen (n-1)-Verletzungen je Projekt, gemittelt für die drei Basisnetze.

Planungsrobustheit

Im Kriterium „Planungsrobustheit“ werden die Projekte auf Basis der Anzahl der Szenarien, in denen eine Maßnahme des Projektes in dem aktuellen und den bisherigen Netzentwicklungsplänen notwendig war, bewertet. Jede Investition erfordert eine Analyse der erwarteten Entwicklung der Rahmenbedingungen. Da Prognosen mit Unsicherheiten behaftet sind, werden im Netzentwicklungsplan für die zukünftige Entwicklung der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen unterschiedliche Szenarien entwickelt. Welches der Szenarien mit welcher Wahrscheinlichkeit eintreten wird, ist kaum zutreffend zu beziffern. Es ist jedoch davon auszugehen, dass die zukünftigen Rahmenbedingungen sich in den angespannten Szenariotrichtern der Netzentwicklungspläne befinden. Ist eine Netzausbaumaßnahme in vielen historischen und aktuellen Szenarien notwendig, besteht damit eine sehr hohe Wahrscheinlichkeit, dass diese Maßnahme für die Erfüllung der Transportaufgabe in Zukunft erforderlich ist. Die Wahrscheinlichkeit sinkt, wenn die Maßnahme nur in einzelnen Szenarien identifiziert worden ist. Damit ist aus der Sicht der Planungsrobustheit eine Investition zu bevorzugen, die sich in vielen Szenarien als erforderlich erwiesen hat. Das Kriterium „Planungsrobustheit“ bewertet somit die Netzausbaumaßnahmen in Hinblick auf ihre künftige Notwendigkeit bei unterschiedlichen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen, die in den Netzentwicklungsplänen 2012 bis 2030 unterstellt wurden.

Für das Kriterium werden ausschließlich die energiewirtschaftlichen Szenarien (inkl. der Langfristszenarien) berücksichtigt, jedoch keine netztopologischen Varianten und keine Sensitivitäten. Für die Netzentwicklungspläne 2012 bis 2014 sowie für den aktuellen Netzentwicklungsplan 2030 ergeben sich somit jeweils vier betrachtete Szenarien. Im Netzentwicklungsplan 2025 werden sechs Szenarien (A 2025, B1 2025, B2 2025, C 2025, B1 2035, B2 2035) betrachtet. Insgesamt ergeben sich somit 22 ausgewertete Szenarien.

NOVA-Typ und Länge

Zur vereinfachten Bewertung der Rauminanspruchnahme einer Maßnahme werden die Leitungslänge und der NOVA-Typ herangezogen. Es ist zu beachten, dass dabei keine gesonderte Betrachtung und Bewertung von Kabellösungen erfolgt. Beim NOVA-Typ wird zwischen den folgenden Kategorien unterschieden:

- Stromkreisauflage/Umbeseilung,
- Neubau in bestehender Trasse,
- Neubau in neuer Trasse.

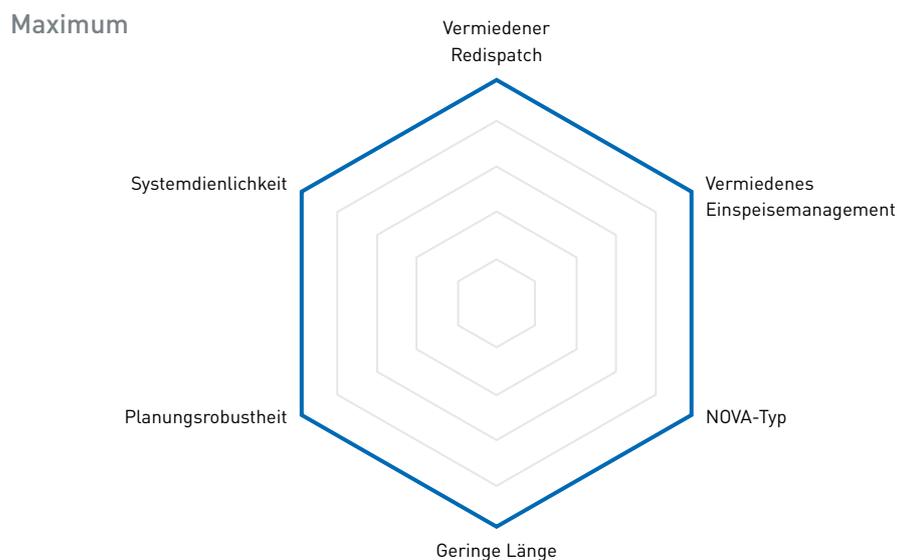
Bei Projekten, die sich aus mehreren Abschnitten mit unterschiedlichem NOVA-Typ zusammensetzen, wird ein längengewichteter Mittelwert herangezogen. Die Festlegung des Typs bzw. der Längen in den einzelnen Kategorien wird dabei entsprechend des aktuellen Planungs- und Kenntnisstandes vorgenommen und ist von der Genehmigungsbehörde in der Regel noch nicht bestätigt. Bei weiterem Fortschritt der Realisierungsphasen kann sich diese Einordnung noch ändern. Diese Betrachtung der Rauminanspruchnahme ist bewusst einfach gewählt, da lediglich ein relativer Vergleich der Maßnahmen angestrebt wird und detailliertere Betrachtungen zum gegebenen Planungsstand und im Zeitrahmen nicht verhältnismäßig wären.



Darstellung der Ergebnisse

Die Ergebnisse werden in Form einer sogenannten Spinnennetzgrafik dargestellt. Die Achsen des Spinnennetzes sind so definiert, dass positive Ergebnisse von großen Werten im Spinnennetz repräsentiert werden. Ein optimales Projekt, dass z. B. hohe Mengen Redispatch und Einspeisemanagement vermeidet sowie eine hohe Planungsrobustheit und Systemdienlichkeit, eine geringe Länge und einen geringen NOVA-Typ besitzt, läge dementsprechend auf allen Achsen am äußeren Rand des Spinnennetzes (vgl. Abbildung 45).

Abbildung 45: Idealtypisches Ergebnis der Projektcharakterisierung mittels Spinnennetzgrafik



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Da bei den Kriterien Systemdienlichkeit, vermiedener Redispatch, vermiedenes Einspeisemanagement und Länge eine sehr große Bandbreite der Ergebniswerte vorliegt, können die Ergebnisse nicht ohne weiteres linear auf die Achsen abgebildet werden. Stattdessen werden die Projekte auf Grundlage der jeweils erzielten Werte je Kriterium in fünf etwa gleich große Gruppen eingeteilt, die mathematisch dem 0 %/20 %/40 %/60 %/80 %-Quantil entsprechen. Die exakten Grenzen der Gruppeneinteilung sind der folgenden Tabelle zu entnehmen. Beim Kriterium NOVA-Typ kann der Achsenwert bei Projekten mit unterschiedlichen NOVA-Kategorien beliebige Werte zwischen 1 und 5 annehmen. Beim Kriterium Planungsrobustheit erfolgt ebenfalls keine Gruppierung, stattdessen werden die Werte linear skaliert auf die Achse im Spinnennetz aufgetragen. Hierbei entspricht die innerste Linie im Spinnennetz dem minimal auftretenden Wert von drei Szenarien und die äußerste Linie dem maximal möglichen Wert von 22 Szenarien. Durch die lineare Aufteilung liegen die Ergebnisse nicht immer auf den Linien des Spinnennetzes.



Tabelle 16: Gruppierung der Kriterien der Projektcharakterisierung auf den Achsen der Spinnennetzgrafik

| Systemdienlichkeit Anzahl behobener (n-1)-Verletzungen | | | Vermiedener Redispatch (GWh) | | | Vermiedenes EisMan (GWh) | | |
|---|-------|-------|---------------------------------|-------|-------|-----------------------------|-----|-----|
| Gruppe | von | bis | Gruppe | von | bis | Gruppe | von | bis |
| 1 | 0 | 580 | 1 | 0 | 30 | 1 | 0 | 10 |
| 2 | 580 | 1.620 | 2 | 30 | 150 | 2 | 10 | 70 |
| 3 | 1.620 | 3.060 | 3 | 150 | 410 | 3 | 70 | 210 |
| 4 | 3.060 | 6.340 | 4 | 410 | 1.400 | 4 | 210 | 570 |
| 5 | 6.340 | ∞ | 5 | 1.400 | ∞ | 5 | 570 | ∞ |

| Planungsrobustheit Anzahl Szenarien | | Länge (km) | | | NOVA-Typ Anzahl Szenarien | |
|--|-------------------------------|---------------|-----|-----|------------------------------|------------------------------|
| Wert | bei ca. (linear interpoliert) | Gruppe | von | bis | Wert | bei |
| 1 | 3 | 1 | ∞ | 160 | 1 | Neubau in neuer Trasse |
| 2 | 8 | 2 | 160 | 100 | | |
| 3 | 13 | 3 | 100 | 50 | 3 | Neubau in bestehender Trasse |
| 4 | 17 | 4 | 50 | 30 | | |
| 5 | 22 | 5 | 30 | 0 | 5 | Zu-/Umbeseilung |

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Redispatch-Ergebnisse der Basis-Topologien

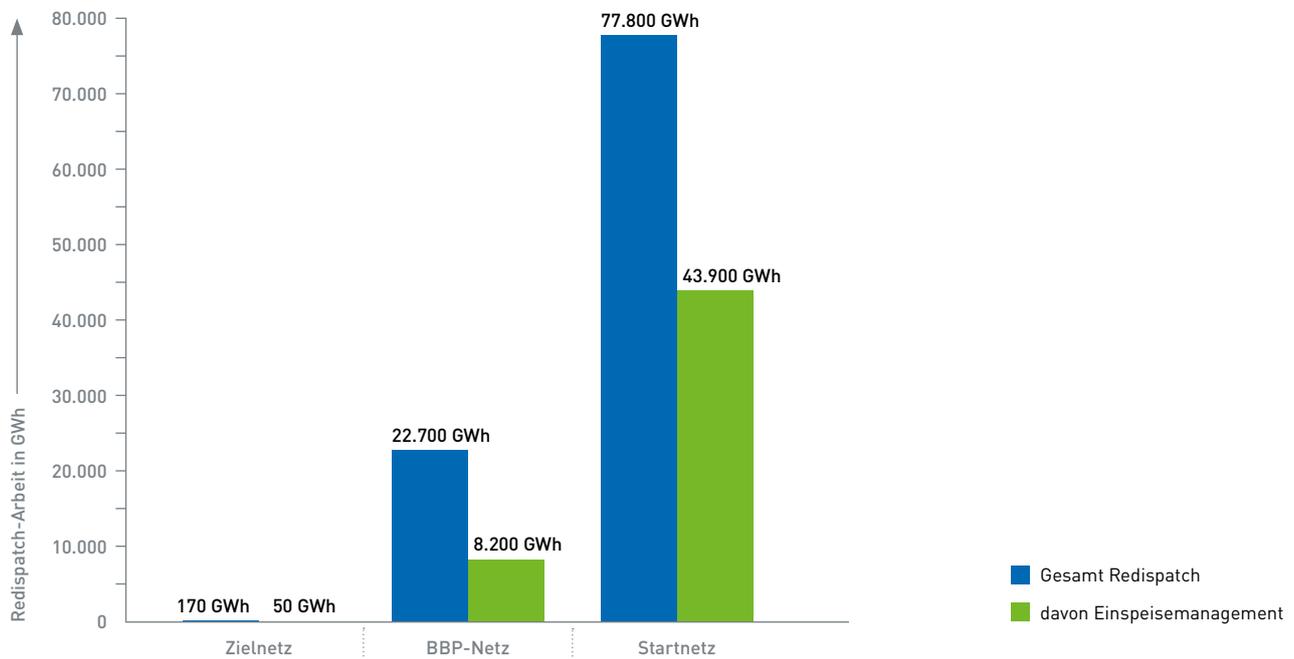
Nachfolgend werden das Redispatch-Volumen und das Einspeisemanagement für die drei Basistopologien vergleichend gegenübergestellt. Die Basistopologie „Startnetz“ stellt dabei den heutigen Zustand des deutschen Übertragungsnetzes zzgl. EnLAG-Maßnahmen, planfestgestellter und in Bau befindlicher Maßnahmen sowie Maßnahmen aus sonstigen Verpflichtungen (z. B. Kraftwerksanschlüsse) gemäß dem Startnetz des ersten Entwurfs des NEP 2030 dar. In dieser Basistopologie sind im Szenario B 2030 aufgrund des geringen Netzausbauzustands mit rund 77.800 GWh Redispatch und davon ca. 43.900 GWh Einspeisemanagement die größten Eingriffe in die Erzeugung erforderlich, um die Systemsicherheit zu gewährleisten. Zum Vergleich: Im Jahr 2015, dem Jahr mit dem bisher höchsten Volumen, betrug das Redispatch-Volumen rund 16.100 GWh, davon rund 4.800 GWh Einspeisemanagement, wodurch insgesamt Kosten in Höhe von rund 1 Mrd. € für die deutschen Netzkunden anfielen.

Werden alle im Bundesbedarfsplan enthaltenen Projekte zeitgerecht realisiert, erhält man das so genannte „BBP-Netz“, wodurch das Redispatch-Volumen im Szenario B 2030 um den Faktor 3 und das erforderliche Einspeisemanagement um den Faktor 5 reduziert werden können.

Bei Umsetzung aller im Szenario B 2030 enthaltenen Projekte ist das resultierende Zielnetz nahezu engpassfrei, sodass nur noch sehr geringe Eingriffe in die Erzeugung und damit einhergehend geringe Mengen Redispatch und Einspeisemanagement erforderlich sind.



Abbildung 46: Übersicht über das Volumen an Redispatch und Einspeisemanagement in den Basistopologien

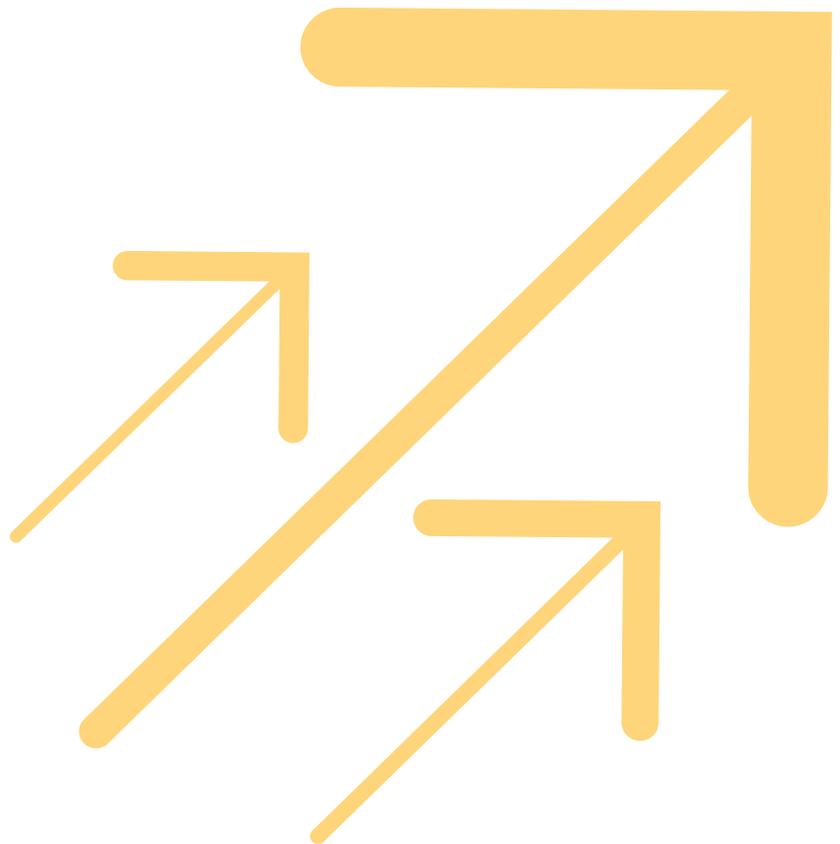


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Übersicht Links

- Dokumente zum Szenariorahmen 2017 – 2030: www.netzentwicklungsplan.de/de/mediathek/downloads/316 ↗
- Grundsätze für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes: www.netzentwicklungsplan.de/ZUX ↗
- Gemeinsame Informationsplattform der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber zum Netzentwicklungsplan Strom: www.netzentwicklungsplan.de ↗
- Erläuterungen zum Freileitungsmonitoring: www.netzentwicklungsplan.de/ZUB ↗
- Erläuterungen zu den Netzanalysen im NEP 2012: www.netzentwicklungsplan.de/ZU2 ↗
- Begleitdokument Punktmaßnahmen zum NEP 2030: www.netzentwicklungsplan.de/Begleitdokument_NEP_2030_2_Entwurf_Punktmassnahmen.pdf ↗
- Anhang zum Netzentwicklungsplan Strom 2030 (Projektsteckbriefe), zweiter Entwurf: www.netzentwicklungsplan.de/NEP_2030_2_Entwurf_Teil2.pdf ↗
- Im NEP berücksichtigte Standardkosten: www.netzentwicklungsplan.de/ZU6 ↗

5 ÜBERSICHT DER IM NEP IDENTIFIZIERTEN MASSNAHMEN SOWIE DES UMSETZUNGSSTANDS



5 ÜBERSICHT DER IM NEP IDENTIFIZIERTEN MASSNAHMEN SOWIE DES UMSETZUNGSSTANDS

Kapitel 5 gibt einen Überblick über die im Rahmen der Netzanalysen identifizierten Leitungs- und Anlagenmaßnahmen in den einzelnen Szenarien. Da die Bundesnetzagentur (BNetzA) vertikale Punktmaßnahmen nicht nach § 12c Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) bestätigt, werden diese im Netzentwicklungsplan (NEP) 2030 nicht als eigenständige Maßnahmen aufgeführt, sondern zur Information in einem gesonderten Begleitdokument zum NEP unter www.netzentwicklungsplan.de/Begleitdokument_NEP_2030_2_Entwurf_Punktmassnahmen.pdf zusammengefasst.

Im Folgenden werden die in den Szenarien mit dem Zieljahr 2030 identifizierten Projekte und Maßnahmen tabellarisch dargestellt. In Bezug auf das Szenario B 2035, das vorrangig der Nachhaltigkeitsprüfung dient, sind die Projekte und Maßnahmen aufgelistet, die sich sowohl in den Szenarien mit dem Zieljahr 2030 als auch im Szenario B 2035 nachweisen lassen. Die im Szenario B 2035 zusätzlich erforderlichen DC-Verbindungen sind ausschließlich in Kapitel 4.2.6 sowie in den Abbildungen 40 und 41 dargestellt.

Zu jedem Projekt des Start- wie auch des Zubaunetzes mit Ausnahme der nicht vorschlagswürdigen Maßnahmen (siehe nachfolgend Tabelle 22 sowie Kapitel 4.2.5) gibt es im Anhang zu diesem Bericht unter www.netzentwicklungsplan.de/NEP_2030_2_Entwurf_Teil2.pdf einen ausführlichen Steckbrief. Bei den Projekten und Maßnahmen des Zubaunetzes ist sowohl in Tabelle 21 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 Netzentwicklungsplan der Stand der Umsetzung des jeweils vorhergehenden Netzentwicklungsplans dargestellt werden. Zusätzlich ist nachfolgend in Tabelle 23 aufgeführt, welche Projekte *und Maßnahmen* seit dem NEP 2025 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 März 2017*.

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: 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.



5 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 1/2017**.

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 4.2 beschrieben. Für die Projekte DC2, DC3, DC4 und DC5 sind die Längenangaben abweichend davon dem BBPlG-Monitoring **Stand Quartal 1/2017** entnommen.*



5 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

5.1 Startnetz NEP 2030

Tabelle 17: Startnetz 50Hertz NEP 2030

| Startnetznummer | Maßnahme | Art | NOVA-Kategorie: Typ | EnLAG/BBP | Trassenlänge in km | | anvisierte Inbetriebnahme | Umsetzungsstand |
|-----------------|--|---------|--|--------------|--------------------|---------|---------------------------|--|
| | | | | | Ausbau | Bestand | | |
| 50HzT-001 | Altenfeld – Redwitz (Landesgrenze TH/BY) | Leitung | Netzausbau: Neubau in neuer Trasse | EnLAG Nr. 4 | 26 | | 2017 | 4: genehmigt oder im Bau |
| 50HzT-003 | Neuenhagen – Vierraden – Bertikow | Leitung | Netzverstärkung und -ausbau: Neubau in neuer Trasse und Neubau in bestehender Trasse | EnLAG Nr. 3 | 55 | 65 | 2020 | 3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG, 4: genehmigt oder im Bau |
| | 2. Einschleifung Vierraden | Leitung | Netzverstärkung und -ausbau: Neubau in neuer Trasse und Neubau in bestehender Trasse | EnLAG Nr. 3 | 5 | | 2020 | 1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren |
| | Bertikow | Anlage | Netzausbau: horizontal | EnLAG Nr. 3 | | | 2017 | 3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG |
| 50HzT-005 | Wolmirstedt | Anlage | Netzverstärkung: horizontal | | | | 2017 | 4: genehmigt oder im Bau |
| 50HzT-007 | Neuenhagen – Hennigsdorf – Wustermark | Leitung | Netzverstärkung und -ausbau: Neubau in neuer Trasse und Neubau in bestehender Trasse | EnLAG Nr. 11 | 10 | 70 | 2021 | 3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG 5: realisiert |
| 50HzT-021 | Netzanschluss PSW Talsperre Schmalwasser | Leitung | Netzverstärkung und -ausbau: Neubau in neuer Trasse | | 2 | | 2024 | |
| | Netzanschluss PSW Talsperre Schmalwasser | Anlage | Netzausbau: für Dritte | | | | 2024 | |
| 50HzT-022 | Netzanschluss KW Premnitz | Leitung | Netzausbau: Neubau in neuer Trasse | | 2 | | 2020/21 | |
| | Netzanschluss KW Premnitz | Anlage | Netzausbau: horizontal | | | | 2020/21 | |
| 50HzT-031 | Hamburg/Nord | Anlage | Netzverstärkung: horizontal | | | | 2017 | 4: genehmigt oder im Bau |
| 50HzT-035 | Netzanschluss PSW Leutenberg | Leitung | Netzausbau: Neubau in neuer Trasse | | 2 | | 2024 | |
| | Netzanschluss PSW Leutenberg | Anlage | Netzausbau: für Dritte, horizontal | | | | 2024 | |
| 50HzT-P127-17 | Vieselbach | Anlage | Netzausbau: horizontal | | | | 2018/19 | 3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG |
| 50HzT-P128 | Vierraden | Anlage | Netzausbau: horizontal | | | | 2018 | 4: genehmigt oder im Bau |
| | Röhrsdorf | Anlage | Netzausbau: horizontal | | | | 2017 | 4: genehmigt oder im Bau |



5 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Tabelle 18: Startnetz Amprion NEP 2030

| Startnetznummer | Maßnahme | Art | NOVA-Kategorie: Typ | EnLAG/BBP | Trassenlänge in km | | anvisierte Inbetriebnahme | Umsetzungsstand |
|-----------------|--|---------|---|---------------------|--------------------|---------|---------------------------|---|
| | | | | | Ausbau | Bestand | | |
| AMP-001 | Wehrendorf – St. Hülfe | Leitung | Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse | EnLAG Nr. 2 | | 35 | 2019 | 3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG |
| AMP-002 | Pkt. Ackerstraße – Pkt. Mattlerbusch | Leitung | Netzverstärkung: Stromkreisauf- lage/Umbeseilung | | | 3 | 2017 | 4: genehmigt oder im Bau |
| AMP-009 | Niederrhein – Punkt Wettringen | Leitung | Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse | EnLAG Nr. 5 | | 73 | 2020 | 3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG |
| | Niederrhein – Punkt Wettringen (Kabel) | Leitung | Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse | EnLAG Nr. 5 | | 12 | 2020 | 3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG |
| | Punkt Wettringen – Punkt Meppen | Leitung | Netzausbau: Neubau in neuer Trasse | EnLAG Nr. 5 | 65 | | 2020 | 3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG |
| | Asbeck | Anlage | Netzausbau: horizontal | EnLAG Nr. 5 | | | 2019 | 3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG |
| AMP-010 | Punkt Gaste – Lüstringen | Leitung | Netzverstärkung: Stromkreisauf- lage/Umbeseilung | EnLAG Nr. 16, 18 | | 15 | 2017 | 3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG |
| | Lüstringen – Wehrendorf | Leitung | Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse | EnLAG Nr. 16, 18 | | 20 | 2025 | 1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsver- fahren |
| | Lüstringen – Hesseln | Leitung | Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse | EnLAG Nr. 16, 18 | | 28 | 2024 | 1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsver- fahren |
| | Hesseln – Gütersloh | Leitung | Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse | EnLAG Nr. 16, 18 | | 22 | 2024 | 3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG |
| AMP-012 | Mengede – Punkt Herne | Leitung | Netzverstärkung: Stromkreisauf- lage/Umbeseilung | | | 17 | 2017 | 4: genehmigt oder im Bau |
| | Punkt Herne – Punkt Wanne | Leitung | Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse | | | 3 | 2017 | 4: genehmigt oder im Bau |
| AMP-013 | Niederrhein – Punkt Lackhausen | Leitung | Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse | EnLAG Nr. 13 | | 3,5 | 2018 | 4: genehmigt oder im Bau |
| | Isselburg – Bundes- grenze (NL) | Leitung | Netzausbau: Neubau in neuer Trasse | EnLAG Nr. 13 | 2,0 | | 2018 | 4: genehmigt oder im Bau |
| | Punkt Lackhausen – Punkt Wittenhorst | Leitung | Netzverstärkung: Stromkreisauf- lage/Umbeseilung | EnLAG Nr. 13 | | 24,5 | 2018 | 4: genehmigt oder im Bau |
| | Punkt Wittenhorst – Millingen-Isselburg | Leitung | Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse | EnLAG Nr. 13 | | 10 | 2018 | 4: genehmigt oder im Bau |
| AMP-014 | Punkt Fellerhöfe – Punkt St. Tönis | Leitung | Netzausbau: Neubau in neuer Trasse | EnLAG Nr. 14, 15 | 7,5 | | 2018 | 4: genehmigt oder im Bau |
| | Punkt St. Tönis – Punkt Hüls-West | Leitung | Netzverstärkung: Stromkreisauf- lage/Umbeseilung | EnLAG Nr. 14, 15 | | 6,5 | 2019 | 3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG |



5 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 | | |
| AMP-014 | Utfort – Pkt. Hüls-West | Leitung | Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse | EnLAG Nr. 14, 15 | | 15 | 2022 | 3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BlmSchG |
| | Osterath – Gohrpunkt | Leitung | Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse | EnLAG Nr. 14, 15 | | 20 | 2019 | 3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BlmSchG |
| | Gohrpunkt – Rommerskirchen | Leitung | Netzausbau: Neubau in neuer Trasse | EnLAG Nr. 14, 15 | 10 | | 2019 | 3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BlmSchG |
| | Utfort – Osterath | Leitung | Netzverstärkung: Stromkreisauflage/Umbeseilung | EnLAG Nr. 14, 15 | | 50 | 2019 | 4: genehmigt oder im Bau |
| | Punkt Stratum-Süd – Gellep | Leitung | Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse | EnLAG Nr. 14, 15 | | 2 | 2019 | 3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BlmSchG |
| AMP-018 | Rommerskirchen – Sechtem | Leitung | Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse | EnLAG Nr. 15 | | 35 | 2019 | 3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BlmSchG |
| | Brauweiler – Sechtem | Leitung | Netzverstärkung: Stromkreisauflage/Umbeseilung | EnLAG Nr. 15 | | 23 | 2018 | 4: genehmigt oder im Bau |
| | Sechtem | Anlage | Netzverstärkung: für Dritte | EnLAG Nr. 15 | | | 2018 | 4: genehmigt oder im Bau |
| AMP-019 | Lippe | Anlage | Netzverstärkung: für Dritte | | | | Abhängig vom Zeitplan des Kraftwerksprojekts | 1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren |
| AMP-020 | Abzweig Kriftel – Punkt Obererlenbach | Leitung | Netzverstärkung: Stromkreisauflage/Umbeseilung | EnLAG Nr. 8 | | 10 | 2017 | 3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BlmSchG |
| | Kriftel – Abzweig Kriftel | Leitung | Netzausbau: Neubau in neuer Trasse | EnLAG Nr. 8 | 1 | | 2017 | 3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BlmSchG |
| AMP-022 | Kruckel – Punkt Ochsenkopf | Leitung | Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse | EnLAG Nr. 19 | | 18 | 2023 | 3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BlmSchG |
| | Punkt Ochsenkopf – Dauersberg | Leitung | Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse | EnLAG Nr. 19 | | 92 | 2023 | 3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BlmSchG |
| | MSCDN Garenfeld | Anlage | Netzausbau: horizontal | EnLAG Nr. 19 | | | 2021 | 1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren |
| | Garenfeld | Anlage | Netzausbau: horizontal | EnLAG Nr. 19 | | | 2021 | 1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren |
| AMP-028 | Punkt Wanne – Punkt Günnigfeld | Leitung | Netzverstärkung: Stromkreisauflage/Umbeseilung | | | 5 | 2018 | 1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren |
| | Emscherbruch | Anlage | Netzausbau: für Dritte | | | | Abhängig vom Zeitplan des Kraftwerksprojekts | 1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren |



5 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 | | |
| AMP-028 | Eiberg | Anlage | Netzausbau: für Dritte | | | | Abhängig vom Zeitplan des Kraftwerksprojekts | 1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren |
| AMP-029 | Uerdingen | Anlage | Netzausbau: für Dritte | | | | Abhängig vom Zeitplan des Kraftwerksprojekts | 1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren |
| AMP-032 | Niederrhein – Ufort | Leitung | Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse | EnLAG Nr. 14 | | 25 | 2022 | 3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BlmSchG |
| AMP-034 | Kriftel | Anlage | Netzausbau: horizontal | | | | 2018 | 1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren |
| | Kriftel | Anlage | Netzausbau: horizontal | | | | 2018 | 1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren |
| | Weißenthurm | Anlage | Netzausbau: horizontal | | | | 2018 | 1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren |
| | Büscherhof | Anlage | Netzausbau: horizontal | | | | 2018 | 1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren |
| | Kusenhorst | Anlage | Netzausbau: horizontal | | | | 2018 | 1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren |
| AMP-P30 | Hamm/Uentrop – Kruckel | Leitung | Netzverstärkung: Stromkreisauflage/Umbeseilung | BBP Nr. 9 | | 60 | 2017 | 4: genehmigt oder im Bau |
| AMP-P41 | Punkt Metternich – Niederstedem | Leitung | Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse | BBP Nr. 15 | | 108 | 2021 | 4: genehmigt oder im Bau |
| AMP-P100 | 380/220-kV-Transformator Walsum | Anlage | Netzausbau: horizontal | | | | 2017 | 1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren |
| AMP-P110 | 380/220-kV-Transformator Sechtem | Anlage | Netzausbau: horizontal | | | | 2017 | 1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren |
| AMP-P160 | 380/220-kV-Transformator Brauweiler | Anlage | Netzausbau: horizontal | | | | 2019 | 1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren |
| AMP-P178 | Schaltanlage Gütersloh | Anlage | Netzverstärkung: horizontal | | | | 2025 | 4: genehmigt oder im Bau |

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



5 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Tabelle 19: Startnetz TenneT NEP 2030

| Startnetznummer | Maßnahme | Art | NOVA-Kategorie: Typ | EnLAG/BBP | Trassenlänge in km | | anvisierte Inbetriebnahme | Umsetzungsstand |
|-----------------|--|---------|---|-------------|--------------------|---------|---------------------------|---|
| | | | | | Ausbau | Bestand | | |
| TTG-004 | Altenfeld (Landesgrenze TH/BY) – Redwitz | Leitung | Netzausbau: Neubau in neuer Trasse | EnLAG Nr. 4 | 31 | | 2017 | 5: realisiert |
| TTG-005 | Hamburg/Nord – Dollern | Leitung | Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse | EnLAG Nr. 1 | | 45 | 2018 | 4: genehmigt oder im Bau |
| | Audorf/Süd – Hamburg/Nord | Leitung | Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse | EnLAG Nr. 1 | | 70 | 2017 | 4: genehmigt oder im Bau |
| | Audorf/Süd – Handewitt | Leitung | Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse | EnLAG Nr. 1 | | 70 | 2019 | 3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG |
| | Handewitt – Kassø | Leitung | Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse | EnLAG Nr. 1 | | 10 | 2020 | 3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG |
| TTG-006 | Wahle – Mecklar | Leitung | Netzausbau: Neubau in neuer Trasse | EnLAG Nr. 6 | 230 | | 2021 | 3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG |
| TTG-007 | Dörpen/West – Niederrhein (Punkt Meppen) | Leitung | Netzausbau: Neubau in neuer Trasse | EnLAG Nr. 5 | 32 | | 2018 | 3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG |
| TTG-009 | Ganderkesee – St. Hülfe | Leitung | Netzausbau: Neubau in neuer Trasse | EnLAG Nr. 2 | 61 | | 2021 | 4: genehmigt oder im Bau |
| TTG-013 | Kupplung Brunsbüttel | Anlage | Netzverstärkung: horizontal | | | | 2017 | 4: genehmigt oder im Bau |
| TTG-018 | Lamspringe MSCDN | Anlage | Netzausbau: horizontal | | | | 2020 | 4: genehmigt oder im Bau |
| | Stadorf MSCDN | Anlage | Netzausbau: horizontal | | | | 2017 | 4: genehmigt oder im Bau |
| | Schwandorf MSCDN | Anlage | Netzausbau: horizontal | | | | 2022 | 4: genehmigt oder im Bau |
| | Etzenricht MSCDN | Anlage | Netzausbau: horizontal | | | | 2023 | 4: genehmigt oder im Bau |
| | Begrheinfield/West MSCDN | Anlage | Netzausbau: horizontal | | | | 2017 | 4: genehmigt oder im Bau |
| | Begrheinfield/West Spulen | Anlage | Netzausbau: horizontal | | | | 2017 | 4: genehmigt oder im Bau |
| | Hardeggen Spulen | Anlage | Netzausbau: horizontal | | | | 2021 | 4: genehmigt oder im Bau |
| | Audorf/Süd Spulen | Anlage | Netzausbau: horizontal | | | | 2017/2018 | 4: genehmigt oder im Bau |
| | Etzenricht Spule | Anlage | Netzausbau: horizontal | | | | 2020 | 4: genehmigt oder im Bau |



5 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 | Fedderwarden Spule | Anlage | Netzausbau: horizontal | | | | 2020 | 4: genehmigt oder im Bau |
| | Isar Spule | Anlage | Netzausbau: horizontal | | | | 2018 | 4: genehmigt oder im Bau |
| | Lamspringe Spule | Anlage | Netzausbau: horizontal | | | | 2020 | 4: genehmigt oder im Bau |
| | Klixbüll/Süd Spule | Anlage | Netzausbau: horizontal | | | | 2019 | 4: genehmigt oder im Bau |
| | Ottenhofen Spule | Anlage | Netzausbau: horizontal | | | | 2018 | 4: genehmigt oder im Bau |
| | Unterweser Spulen | Anlage | Netzausbau: horizontal | | | | 2023 | 4: genehmigt oder im Bau |
| | Wahle Spule | Anlage | Netzausbau: horizontal | | | | 2018 | 4: genehmigt oder im Bau |
| | Borken STATCOM | Anlage | Netzausbau: horizontal | | | | 2019 | 4: genehmigt oder im Bau |
| TTG-P25 | Süderdonn – Heide/West | Leitung | Netzausbau: Neubau in neuer Trasse | BBP Nr. 8 | 23 | | 2018 | 4: genehmigt oder im Bau |
| | Heide/West – Husum/Nord | Leitung | Netzausbau: Neubau in neuer Trasse | BBP Nr. 8 | 46 | | 2018 | 4: genehmigt oder im Bau |
| TTG-P68 | Deutschland – Norwegen (NordLink): onshore | Leitung | Netzausbau: Neubau in neuer Trasse | BBP Nr. 33 | 54 | | 2019/2020 | 4: genehmigt oder im Bau |
| | Deutschland – Norwegen (NordLink): offshore bis zur AWZ-Grenze | Leitung | Netzausbau: Neubau in neuer Trasse | BBP Nr. 33 | 154 | | 2019/2020 | 4: genehmigt oder im Bau |
| TTG-P114 | Krümmel | Anlage | Netzverstärkung: horizontal | | | | 2017 | 4: genehmigt oder im Bau |
| TTG-P157 | Umspannwerk Conneforde | Anlage | Netzverstärkung: horizontal | | | | 2019 | 4: genehmigt oder im Bau |
| TTG-P178 | Schaltanlage Bechterdissen | Anlage | Netzverstärkung: horizontal | | | | 2025 | |

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 20: Startnetz TransnetBW NEP 2030

| Startnetznummer | Maßnahme | Art | NOVA-Kategorie: Typ | EnLAG/BBP | Trassenlänge in km | | anvisierte Inbetriebnahme | Umsetzungsstand |
|-----------------|------------------------------|---------|--|-----------|--------------------|---------|---------------------------|--------------------------|
| | | | | | Ausbau | Bestand | | |
| TNG-006 | Hoheneck – Punkt Rommelsbach | Leitung | Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse | | | 1 | 2017 | 4: genehmigt oder im Bau |
| | Hoheneck – Punkt Rommelsbach | Leitung | Netzverstärkung: Stromkreisauflage/Umbeseilung | | | 5 | 2017 | 4: genehmigt oder im Bau |

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



5 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

5.2 Zubaunetz NEP 2030

Tabelle 21: Erläuterung zu den Übersichtskarten in Kapitel 4.2.6: Zubaunetz NEP 2030, erforderliche Projekte und Maßnahmen

| 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 | B 2035 | C 2030 | | Ausbau | Bestand | | |
| DC1 | DC1 | Emden/Ost – Osterath | Leitung | AMP | 1 | ✓ | | x | x | x | x | Netzausbau: Neubau in neuer Trasse | 300 | | 2025 | 1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren |
| DC2 | DC2 | Osterath – Philippsburg (Ultranet) | Leitung | AMP, TNG | 2 | ✓ | ✓ | x | x | x | x | Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse und Stromkreisauf- lage/Umbesei- lung | | 340 | 2021 | 2: im ROV/BFP |
| DC3 | DC3 | Brunsbüttel – Großgar- tach (SuedLink) | Leitung | TTG, TNG | 3 | ✓ | ✓ | x | x | x | x | Netzausbau: Neubau in neuer Trasse | 702 | | 2025 | 2: im ROV/BFP |
| DC4 | DC4 | Wilster/ West – Berg- rhein- feld/West (SuedLink) | Leitung | TTG, TNG | 4 | ✓ | ✓ | x | x | x | x | Netzausbau: Neubau in neuer Trasse | 556 | | 2025 | 2: im ROV/BFP |
| DC5 | DC5 | Wolmirstedt – Isar | Leitung | 50HzT, TTG | 5 | ✓ | ✓ | x | x | x | x | Netzausbau: Neubau in neuer Trasse | 540 | | 2025 | 2: im ROV/BFP |
| P20 | M69 | Emden/ Ost – Halbmond | Leitung | TTG | 37 | ✓ | | x | x | x | x | Netzausbau: Neubau in neuer Trasse | 30 | | | |
| P21 | M51a | Conneforde – Cloppen- burg | Leitung | AMP, TTG | 6 | ✓ | | x | x | x | x | Netzverstär- kung: Neubau in bestehender Trasse | | 60 | 2023 | 1: Vorberei- tung Pla- nungs- und Genehmi- gungsverfah- ren |
| | M51b | Cloppen- burg – Merzen | Leitung | AMP, TTG | 6 | ✓ | | x | x | x | x | Netzausbau: Neubau in neuer Trasse | 55 | | 2024 | 1: Vorberei- tung Pla- nungs- und Genehmi- gungsverfah- ren |
| P22 | M80 | Elsfleth/ West – Gan- derkese- e (über Nie- dervieland) | Leitung | TTG | | ✓ | | x | x | x | x | Netzverstär- kung: Neubau in bestehender Trasse | | 35 | 2029 | |
| | M82 | Conneforde – Unterwe- ser/West | Leitung | TTG | | ✓ | | x | x | x | x | Netzverstär- kung: Neubau in bestehender Trasse | | 33 | 2029 | |
| | M87 | Unterweser/ West – Elsfleth/ West | Leitung | TTG | | | | x | x | x | x | Netzverstär- kung: Neubau in bestehender Trasse | | 30 | 2029 | |



5 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

| Pro- jekt | M-Nr. | Maßnahme | Art | ÜNB | Nr. BBP 2015 | TYNDP | PCI | Szenario | | | | NOVA- Kategorie: Typ | Trassen- länge in km | | anvi- sierte Inbetrieb- nahme | Umsetzungs- stand |
|--------------|-------|---|---------|-------------|--------------------|-------|-----|----------|------|------|------|--|-------------------------|--------------|--|--|
| | | | | | | | | A | B | B | C | | Aus- bau | Be- stand | | |
| | | | | | | | | 2030 | 2030 | 2035 | 2030 | | | | | |
| P23 | M20 | Dollern – Elsfleth/ West | Leitung | TTG | 38 | ✓ | | x | x | x | x | Netzverstär- kung: Neubau in bestehender Trasse | | 100 | 2026 | |
| P24 | M71a | Stade/West – Dollern | Leitung | TTG | 7 | ✓ | | x | x | x | x | Netzverstär- kung: Neubau in bestehender Trasse | | 10 | 2021 | 3: vor oder im PFV/Geneh- migung nach BImSchG |
| | M71b | Dollern – Sottrum | Leitung | TTG | 7 | ✓ | | x | x | x | x | Netzverstär- kung: Neubau in bestehender Trasse | | 59 | 2022 | 2: im ROV/BFP |
| | M72 | Sottrum – Grafschaft Hoya (früher Wechold) | Leitung | TTG | 7 | ✓ | | x | x | x | x | Netzverstär- kung: Neubau in bestehender Trasse | | 41 | 2023 | 2: im ROV/BFP |
| | M73 | Grafschaft Hoya (früher Wechold) – Landesber- gen | Leitung | TTG | 7 | ✓ | | x | x | x | x | Netzverstär- kung: Neubau in bestehender Trasse | | 50 | 2023 | 2: im ROV/BFP |
| P25 | M44 | Husum/ Nord – Klix- büll/Süd | Leitung | TTG | 8 | ✓ | ✓ | x | x | x | x | Netzausbau: Neubau in neuer Trasse | 38 | | 2019 | 3: vor oder im PFV/Geneh- migung nach BImSchG |
| | M45 | Klixbüll/Süd – Bundes- grenze DK | Leitung | TTG | 8 | ✓ | ✓ | x | x | x | x | Netzausbau: Neubau in neuer Trasse | 17 | | 2021 | 1: Vorberei- tung Pla- nungs- und Genehmi- gungsverfah- ren |
| P26 | M432 | Brunsbüttel – Büttel | Leitung | TTG | | | | x | x | x | x | Netzverstär- kung: Neubau in bestehender Trasse | | 3 | 2025 | |
| | M76 | Büttel – Wilster/ West | Leitung | TTG | | | | x | x | x | x | Netzverstär- kung: Neubau in bestehender Trasse | | 8 | 2025 | |
| | M79 | Elbe- kreuzung | Leitung | TTG | | | | x | x | x | x | Netzverstär- kung: Strom- kreisauflage/ Umbeseilung | | 10 | 2018 | 4: genehmigt oder im Bau |
| | M89 | Wilster/ West – Dollern | Leitung | TTG | | | | x | x | x | x | Netzverstär- kung: Neubau in bestehender Trasse | | 55 | 2018/ 2025 | 4: genehmigt oder im Bau |
| P27 | M52 | Landes- bergen – Wehrendorf | Leitung | AMP, TTG | | | | x | x | x | x | Netzverstär- kung: Strom- kreisauflage/ Umbeseilung | | 80 | 2023 | 1: Vorberei- tung Pla- nungs- und Genehmi- gungsverfah- ren |
| | M506b | Übergabe- punkt TTG/ AMP - Weh- rendorf HTL | Leitung | AMP | | | | x | x | x | x | Netzverstär- kung: Strom- kreisauflage/ Umbeseilung | | 40 | bis 2030 | |



5 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

| Pro- jekt | M-Nr. | Maßnahme | Art | ÜNB | Nr. BBP 2015 | TYNDP | PCI | Szenario | | | | NOVA- Kategorie: Typ | Trassen- länge in km | | anvi- sierte Inbetrieb- nahme | Umsetzungs- stand |
|--------------|------------|--|---------|---------------|--------------------|-------|-----|----------|------|------|------|---|-------------------------|---------------|--|----------------------|
| | | | | | | | | A | B | B | C | | Aus- bau | Be- stand | | |
| | | | | | | | | 2030 | 2030 | 2035 | 2030 | | | | | |
| P33 | M24a | Wolmirstedt – Helmstedt – Hattorf – Wahle | Leitung | 50HzT, TTG | 10 | ✓ | | x | x | x | x | Netzverstär- kung: Strom- kreisaufgabe/ Umbeseilung | 111 | 2022 | 1: Vorberei- tung Pla- nungs- und Genehmi- gungsverfah- ren | |
| | M24b | Wolmirstedt – Helmstedt – Hattorf – Wahle | Leitung | 50HzT, TTG | 10 | | | x | x | x | x | Netzverstär- kung: Neubau in bestehender Trasse | 111 | 2027- 2029 | | |
| P34 | M22a | Perleberg – Stendal/ West – Wolmirstedt | Leitung | 50HzT | 39 | ✓ | | x | x | x | x | Netzverstär- kung: Neubau in bestehender Trasse | 100 | 2020 | 3: vor oder im PFV/Geneh- migung nach BlmSchG | |
| | M22b | Parchim/ Süd – Perleberg | Leitung | 50HzT | 39 | ✓ | | x | x | x | x | Netzverstär- kung: Neubau in bestehender Trasse | 39 | 2021 | 3: vor oder im PFV/Geneh- migung nach BlmSchG | |
| | M22c | Güstrow – Parchim/ Süd | Leitung | 50HzT | 39 | ✓ | | x | x | x | x | Netzverstär- kung: Neubau in bestehender Trasse | 50 | 2021 | 3: vor oder im PFV/Geneh- migung nach BlmSchG | |
| P36 | M21 | Bertikow – Pasewalk | Leitung | 50HzT | 11 | ✓ | | x | x | x | x | Netzverstär- kung: Neubau in bestehender Trasse | 30 | 2021 | 2: im ROV/BFP | |
| | M21 TR1 | Pasewalk | Anlage | 50HzT | 11 | ✓ | | x | x | x | x | Netzverstär- kung: horizontal | | 2021 | | |
| P37 | M25a | Viesel- bach – PSW Talsperre Schmalwas- ser (Punkt Sonneborn) | Leitung | 50HzT | 12 | ✓ | | x | x | x | x | Netzverstär- kung: Neubau in bestehender Trasse | 64 | 2023 | 1: Vorberei- tung Pla- nungs- und Genehmi- gungsverfah- ren | |
| | M25b | PSW Talsperre Schmalwas- ser (Punkt Sonneborn) – Mecklar | Leitung | 50HzT, TTG | 12 | ✓ | | x | x | x | x | Netzverstär- kung: Neubau in bestehen- der Trasse und Stromkreisauf- gabe/Umbesei- lung | 71 | 2023 | 1: Vorberei- tung Pla- nungs- und Genehmi- gungsverfah- ren | |
| P38 | M27 | Pulgar – Vieselbach | Leitung | 50HzT | 13 | ✓ | | x | x | x | x | Netzverstär- kung: Neubau in bestehender Trasse | 104 | 2024 | 1: Vorberei- tung Pla- nungs- und Genehmi- gungsverfah- ren | |
| P39 | M29 | Röhrsdorf – Weida – Rempten- dorf | Leitung | 50HzT | 14 | ✓ | | x | x | x | x | Netzverstär- kung: Neubau in bestehender Trasse | 103 | 2025 | 2: im ROV/BFP | |
| P40 | M26 | Graustein – Bärwalde | Leitung | 50HzT | | | | x | x | | x | Netzverstär- kung: Neubau in bestehender Trasse | 22 | 2025 | | |



5 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 | B | B | C | | Ausbau | Bestand | | |
| | | | | | | | | 2030 | 2030 | 2035 | 2030 | | | | | |
| P43 | M74a | Mecklar – Dipperz | Leitung | TTG | 17 | ✓ | | | | | | | 51 | 2027 | | |
| | M74b | Dipperz – Bergheinfeld/West | Leitung | TTG | 17 | ✓ | x | x | x | x | Netzausbau: Neubau in neuer Trasse | 80 | | 2027 | | |
| | oder P43 mod M74 mod | Mecklar – Dipperz – Urberach | Leitung | AMP, TTG | | | | | | | Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse | | 164 | 2027 | | |
| P44 | M28a | Altenfeld – Schalkau – Landesgrenze Thüringen/Bayern (Mast 77) | Leitung | 50HzT | | ✓ | x | x | x | x | Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse und Stromkreisauflage/Umbeileitung | | 27 | 2027 | 1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren | |
| | oder M28b | Landesgrenze Thüringen/Bayern (Mast 77) – Grafenheinfeld | Leitung | TTG | | ✓ | | | | | Netzausbau: Neubau in neuer Trasse | 81 | | 2027 | | |
| | oder P44 mod M28b mod | Landesgrenze Thüringen/Bayern (Mast 77) – Würgau – Ludersheim | Leitung | TTG | | | x | x | x | x | Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse | | 123 | 2027 | | |
| P46 | M56 | Redwitz – Schwandorf (Ostbayernring) | Leitung | TTG | 18 | ✓ | x | x | x | x | Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse | | 185 | 2023 | 3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG | |
| P47 | M60 | Urberach – Pfungstadt – Weinheim | Leitung | AMP | 19 | ✓ | x | x | x | x | Netzverstärkung und -ausbau: Neubau in neuer Trasse, Neubau in bestehender Trasse und Stromkreisauflage/Umbeileitung | 7 | 60 | 2025 | 1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren | |
| | M31 | Weinheim – Daxlanden | Leitung | TNG | 19 | ✓ | x | x | x | x | Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse | | 74 | 2022 | 1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren | |
| | M32 | Weinheim – G380 | Leitung | TNG | 19 | ✓ | x | x | x | x | Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse | | 17 | 2022 | 1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren | |
| | M33 | G380 – Altlußheim | Leitung | TNG | 19 | ✓ | x | x | x | x | Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse | | 22,5 | 2022 | 1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren | |



5 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 | B | B | C | | Ausbau | Bestand | | |
| | | | | | | | | 2030 | 2030 | 2035 | 2030 | | | | | |
| P47 | M34 | Altlußheim – Daxlanden | Leitung | TNG | 19 | ✓ | | x | x | x | x | Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse | 42 | 2022 | 1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren | |
| P47a | M64 | Punkt Kriftel – Farbwerke Höchst-Süd | Leitung | AMP | | | | x | x | x | x | Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse | 5 | 2022 | 1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren | |
| P48 | M38a | Grafenheinfeld – Kupferzell | Leitung | TTG, TNG | 20 | ✓ | | x | x | x | x | Netzverstärkung: Stromkreisauflage/ Umbeseilung | 110 | 2022 | 2: im ROV/BFP | |
| | M38b | Punkt Rittershausen – Stalldorf – Kupferzell | Leitung | TNG | | | | x | x | x | x | Netzverstärkung: Stromkreisauflage/ Umbeseilung | 56 | 2030 | 1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren | |
| | M39 | Kupferzell – Großgartach | Leitung | TNG | 20 | ✓ | | x | x | x | x | Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse | 48 | 2022 | 1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren | |
| P49 | M41a | Daxlanden – Bühl/ Kuppenheim – Weier – Eichstetten | Leitung | TNG | 21 | ✓ | | x | x | x | x | Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse | 121 | 2021 | 1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren | |
| P50 | M366 | Pulverdingen – Oberjettigen | Leitung | TNG | | ✓ | | x | x | x | x | Netzverstärkung: Stromkreisauflage/ Umbeseilung | 45 | 2020 | 1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren | |
| | M41 | Oberjettigen – Engstlatt | Leitung | TNG | | ✓ | | x | x | x | x | Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse | 34 | 2020 | 1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren | |
| P51 | M37 | Großgartach – Endersbach | Leitung | TNG | | ✓ | | x | x | x | x | Netzverstärkung: Stromkreisauflage/ Umbeseilung | 32 | 2025 | | |
| P52 | M93 | Punkt Rommelsbach – Herberlingen | Leitung | AMP, TNG | 24 | ✓ | ✓ | x | x | x | x | Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse | 62 | 2020 | 3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG | |
| | M94b | Punkt Neuravensburg – Punkt Bundesgrenze (AT) | Leitung | AMP, TNG | 40 | ✓ | ✓ | x | x | 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 | x | x | Netzverstärkung: Stromkreisauflage/ Umbeseilung | 88 | 2020 | 1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren | |



5 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

| Pro- jekt | M-Nr. | Maßnahme | Art | ÜNB | Nr. BBP 2015 | TYNDP | PCI | Szenario | | | | NOVA- Kategorie: Typ | Trassen- länge in km | | anvi- sierte Inbetrieb- nahme | Umsetzungs- stand |
|--------------|------------------|---|------------------------|---------------|--------------------|-------|-----|----------|------|------|------|--|-------------------------|---------------|--|----------------------|
| | | | | | | | | A | B | B | C | | Aus- bau | Be- stand | | |
| | | | | | | | | 2030 | 2030 | 2035 | 2030 | | | | | |
| P53 | M54 | Raitersaich – Luders- heim | Leitung | TTG | 41 | ✓ | | x | x | x | x | Netzverstär- kung: Neubau in bestehender Trasse | 40 | 2026 | 1: Vorberei- tung Pla- nungs- und Genehmi- gungsverfah- ren | |
| | M350 | Ludersheim – Sittling – Altheim | Leitung | TTG | 41 | ✓ | | x | x | x | x | Netzverstär- kung: Neubau in bestehender Trasse | 119 | 2026 | 1: Vorberei- tung Pla- nungs- und Genehmi- gungsverfah- ren | |
| | M431 | Irsching – Sittling | Leitung | TTG | | | | x | x | x | x | Netzausbau: Neubau in neuer Trasse | 25 | 2026 | 1: Vorberei- tung Pla- nungs- und Genehmi- gungsverfah- ren | |
| P54 | M81 | Irsching – Zolling – Ottenhofen | Leitung | TTG | | | | | | | x | Netzverstär- kung: Neubau in bestehender Trasse | 75 | 2030 | | |
| P56 | M503a | 2. Dreibein Brunsbüttel | Anlage + Leitung | 50HzT, TTG | | | | x | x | x | x | Netzverstär- kung: horizontal | 0,1 | 2018- 2020 | 1: Vorberei- tung Pla- nungs- und Genehmi- gungsverfah- ren | |
| P64 | M107 offshore | Combined Grid Solu- tion (CSG) | Leitung | 50HzT | 29 | ✓ | ✓ | x | x | x | x | Netzausbau: Neubau in neuer Trasse | 8 | 2018 | 3: vor oder im PFV/Geneh- migung nach BlmSchG | |
| P65 | M98 | Oberzier – Bundes- grenze (BE) | Leitung | AMP | 30 | ✓ | ✓ | x | x | x | x | Netzausbau: Neubau in neuer Trasse | 41 | 2020 | 1: Vorberei- tung Pla- nungs- und Genehmi- gungsverfah- ren | |
| P66 | M101 | Wilhelms- haven (Fed- derwarden) – Conne- forde | Leitung | TTG | 31 | ✓ | | x | x | x | x | Netzausbau: Neubau in neuer Trasse | 30 | 2020 | 3: vor oder im PFV/Geneh- migung nach BlmSchG | |
| P67 | M102 | Simbach – Matzenhof – Bundes- grenze AT | Leitung | TTG | 32 | ✓ | ✓ | x | x | x | x | Netzverstär- kung: Neubau in bestehender Trasse | 13 | 2020 | 3: vor oder im PFV/Geneh- migung nach BlmSchG | |
| | M103a | Altheim – Adlkofen | Leitung | TTG | 32 | ✓ | ✓ | x | x | x | x | Netzverstär- kung: Neubau in bestehender Trasse | 7 | 2021 | 3: vor oder im PFV/Geneh- migung nach BlmSchG | |
| | M103b | Adlkofen – Matzenhof (Abzweig Simbach) | Leitung | TTG | 32 | ✓ | ✓ | x | x | x | x | Netzverstär- kung: Neubau in bestehender Trasse | 66 | 2021 | 3: vor oder im PFV/Geneh- migung nach BlmSchG | |
| P69 | M105 | Emden/Ost – Conne- forde | Leitung | TTG | 34 | ✓ | | x | x | x | x | Netzverstär- kung: Neubau in bestehender Trasse | 60 | 2021 | 3: vor oder im PFV/Geneh- migung nach BlmSchG | |



5 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

| Pro- jekt | M-Nr. | Maßnahme | Art | ÜNB | Nr. BBP 2015 | TYNDP | PCI | Szenario | | | | NOVA- Kategorie: Typ | Trassen- länge in km | | anvi- sierte Inbetrieb- nahme | Umsetzungs- stand |
|--------------|-------|-------------------------------------|---------|-------|--------------------|-------|-----|----------|------|------|------|---|-------------------------|--------------|--|---|
| | | | | | | | | A | B | B | C | | Aus- bau | Be- stand | | |
| | | | | | | | | 2030 | 2030 | 2035 | 2030 | | | | | |
| P70 | M106 | Birkenfeld – Mast 115A | Leitung | TNG | 35 | ✓ | | x | x | x | x | Netzausbau: Neubau in neuer Trasse | 15 | | 2019 | 3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG |
| P72 | M50 | Kreis Segeberg – Lübeck | Leitung | TTG | 42 | ✓ | | x | x | x | x | Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse | | 55 | 2021 | 3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG |
| | M351 | Lübeck – Göhl | Leitung | TTG | 42 | ✓ | | x | x | 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 | x | x | Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse | | 12 | 2022 | 3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG |
| P74 | M96 | Vöhringen – Punkt Bundesgrenze (AT) | Leitung | AMP | | ✓ | | x | x | x | x | Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse und Stromkreisauflage/Umbeseilung | | 110 | 2023 | 1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren |
| | M97 | Woringen/Lachen | Leitung | AMP | | ✓ | | x | x | x | x | Netzverstärkung: Stromkreisauflage/Umbeseilung | | 1 | 2020 | 1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren |
| P84 | M367 | Hamburg/Nord – Hamburg/Ost | Leitung | 50HzT | | ✓ | | x | x | x | x | Netzverstärkung: Stromkreisauflage/Umbeseilung | | 31 | 2024 | |
| | M368 | Krümmel – Hamburg/Ost | Leitung | 50HzT | | ✓ | | x | x | | x | Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse | | 28 | 2030 | |
| P112 | M201 | Pleinting – Bundesgrenze DE/AT | Leitung | TTG | 32 | ✓ | | x | x | x | x | Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse | | 47 | 2024 | |
| | M212 | Abzweig Pirach | Leitung | TTG | 32 | ✓ | | x | x | x | x | Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse | | 25 | 2024 | |
| P113 | M202a | Krümmel – Lüneburg – Stadorf | Leitung | TTG | | | | x | x | x | x | Netzverstärkung: Stromkreisauflage/Umbeseilung | | 53 | 2025 | |
| | M202b | Krümmel – Lüneburg – Stadorf 3. SK | Leitung | TTG | | | | x | x | x | x | Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse | | 53 | 2030 | |
| | M203 | Stadorf – Wahle | Leitung | TTG | | | | x | x | x | x | Netzverstärkung: Stromkreisauflage/Umbeseilung | | 86 | 2025 | |



5 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

| Pro- jekt | M-Nr. | Maßnahme | Art | ÜNB | Nr. BBP 2015 | TYNDP | PCI | Szenario | | | | NOVA- Kategorie: Typ | Trassen- länge in km | | anvi- sierte Inbetrieb- nahme | Umsetzungs- stand |
|--------------|-------------|--|---------|-------|--------------------|-------|-----|----------|------|------|------|--|-------------------------|--------------|--|--|
| | | | | | | | | A | B | B | C | | Aus- bau | Be- stand | | |
| | | | | | | | | 2030 | 2030 | 2035 | 2030 | | | | | |
| P113 | M204 | Stadorf – Wahle 3. Stromkreis | Leitung | TTG | | | | x | x | x | x | | 86 | 2030 | | |
| | M519 | Ad hoc- Maßnahme Serienkom- pensation Stadorf – Wahle | Anlage | TTG | | | | x | x | x | x | Netzverstär- kung: horizontal | | | 2022 | 1: Vorberei- tung Pla- nungs- und Genehmi- gungsverfah- ren |
| P115 | M205 | Bereich Mehrums | Anlage | TTG | | | | x | x | x | x | Netzausbau: horizontal | | | 2021 | |
| P116 | M206 | Sottrum – Landesber- gen | Leitung | TTG | | | | x | x | x | x | Netzverstär- kung: Neubau in bestehender Trasse | | 79 | 2030 | |
| P118 | M207 | Borken – Mecklar | Leitung | TTG | 43 | | | x | x | x | x | Netzverstär- kung: Strom- kreisaufgabe/ Umbeseilung | | 40 | 2022 | |
| P124 | M209b | Klosterm- ansfeld – Querfurt | Leitung | 50HzT | | | | x | x | x | x | Netzverstär- kung: Neubau in bestehender Trasse | | 22 | 2025 | |
| P127 | M393 | Lubmin | Anlage | 50HzT | | | | x | x | x | x | Netzausbau: horizontal | | | 2018 | 4: genehmigt oder im Bau |
| | M397 | Röhrsdorf | Anlage | 50HzT | | | | x | x | x | x | Netzausbau: horizontal | | | 2020- 2025 | |
| P132 | M252 | Lippe – Mengede | Leitung | AMP | | | | x | x | x | x | Netzverstär- kung: Strom- kreisaufgabe/ Umbeseilung | | 10 | bis 2030 | |
| P133 | M253 | Borken – Gießen/ Nord | Leitung | TTG | | | | x | x | x | x | Netzverstär- kung: Strom- kreisaufgabe/ Umbeseilung | | 73 | 2025 | |
| | M253 PST | Lastfluss- steuernde Maßnahme Borken | Anlage | TTG | | | | x | x | x | x | Netzverstär- kung: horizontal | | | 2030 | |
| P135 | M255 | Bechterdis- sen – Oven- städt | Leitung | TTG | | | | x | x | x | x | Netzverstär- kung: Strom- kreisaufgabe/ Umbeseilung | | 60 | 2030 | |
| P150 | M352 TR1 | Wolkrams- hausen | Anlage | 50HzT | | | | x | x | x | x | Netzverstär- kung: vertikal und horizontal | | | 2024 | |
| | M352 TR2 | Netzkuppler in Querfurt und Wol- kramshau- sen | Anlage | 50HzT | | | | x | x | x | x | Netzverstär- kung: horizontal | | | 2024 | |



5 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

| Pro- jekt | M-Nr. | Maßnahme | Art | ÜNB | Nr. BBP 2015 | TYNDP | PCI | Szenario | | | | NOVA- Kategorie: Typ | Trassen- länge in km | | anvi- sierte Inbetrieb- nahme | Umsetzungs- stand |
|--------------|-------------|---|---------|-------------|--------------------|-------|-----|----------|------|------|------|--|-------------------------|--------------|--|---|
| | | | | | | | | A | B | B | C | | Aus- bau | Be- stand | | |
| | | | | | | | | 2030 | 2030 | 2035 | 2030 | | | | | |
| P150 | M352a | Querfurt – Wolkramshausen | Leitung | 50HzT | 44 | | | x | x | x | x | Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse | 71 | 2024 | | |
| P151 | M353 | Borken – Twistetal | Leitung | TTG | 45 | | | x | x | x | x | Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung | 42 | 2024 | | |
| P152 | M354 | Wahle – Klein Ilsede | Leitung | TTG | | | | | x | x | x | Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung | 10 | 2030 | | |
| | M370a | Klein Ilsede – Mehrum | Leitung | TTG | | | | | x | x | x | Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung | 11 | 2030 | | |
| P153 | M355 | Umspannwerk Alfstedt | Anlage | TTG | | | | x | x | x | x | Netzausbau: vertikal und horizontal | | | 2022 | |
| P154 | M356 TR1 | 380/220-kV- Transformator Siegburg | Anlage | AMP | | | | x | x | x | x | Netzausbau: horizontal | | | 2018 | 1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren |
| | M356a | 380/220-kV- Transformator Siegburg | Leitung | AMP | | | | x | x | x | x | Netzausbau: Neubau in neuer Trasse | 1 | | 2018 | 1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren |
| P155 | M357 | Schaltanlage Elsfleth/West | Anlage | TTG | | | | x | x | x | x | Netzausbau: horizontal | | | 2019 | 3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG |
| P159 | M62 | Bürstadt – BASF | Leitung | AMP | | | | | x | x | x | Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse | 13 | 2021 | | 1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren |
| P161 | M91 | Großkrotzenburg – Urberach | Leitung | AMP, TTG | | | | x | x | x | x | Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung | 24 | 2027 | | |
| P170 | M380 | Uchtelfangen – Emsdorf – Bundesgrenze | Leitung | AMP | | | | x | x | x | x | Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung | 34 | bis 2030 | | 1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren |
| P171 | M381 | Hanekenfähr – Merzen | Leitung | AMP | | | | x | x | | x | Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung | 36 | 2021 | | 1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren |



5 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

| Pro- jekt | M-Nr. | Maßnahme | Art | ÜNB | Nr. BBP 2015 | TYNDP | PCI | Szenario | | | | NOVA- Kategorie: Typ | Trassen- länge in km | | anvi- sierte Inbetrieb- nahme | Umsetzungs- stand |
|--------------|-------|---|---------|-------------|--------------------|-------|-----|----------|------|------|------|--|-------------------------|--------------|--|----------------------|
| | | | | | | | | A | B | B | C | | Aus- bau | Be- stand | | |
| | | | | | | | | 2030 | 2030 | 2035 | 2030 | | | | | |
| P176 | M387 | Eichstetten – Bundes- grenze [FR] | Leitung | TNG | | ✓ | | x | x | x | x | Netzverstär- kung: Neubau in bestehender Trasse | 18 | 2025 | 1: Vorberei- tung Pla- nungs- und Genehmi- gungsverfah- ren | |
| P180 | M406 | Marzahn – Friedrichs- hain – Mitte – Charlotten- burg – Reuter – Teufelsbruch (Kabel) | Leitung | 50HzT | | | | x | x | x | x | Netzverstär- kung: Neubau in bestehender Trasse | 28 | 2030 | 1: Vorberei- tung Pla- nungs- und Genehmi- gungsverfah- ren | |
| P185 | M420 | Redwitz – Landes- grenze Bay- ern/Thürin- gen (Punkt Tschirn) | Leitung | TTG | 46 | | | x | x | x | x | Netzverstär- kung: Strom- kreisauflage/ Umbeseilung | 37,5 | 2022 | 1: Vorberei- tung Pla- nungs- und Genehmi- gungsverfah- ren | |
| P200 | M425 | Hambach | Leitung | AMP | | | | x | x | x | x | Netzverstär- kung: Neubau in bestehender Trasse | 16 | 2025 | | |
| P201 | M426 | 380-kV-Um- stellung Eller | Anlage | AMP | | | | | | x | x | Netzverstär- kung: horizontal | | 2025 | | |
| P202 | M428 | Zubeseilung Hattingen – Pkt. Wanne | Leitung | AMP | | | | x | x | x | x | Netzverstär- kung: Strom- kreisauflage/ Umbeseilung | 24 | 2025 | 1: Vorberei- tung Pla- nungs- und Genehmi- gungsverfah- ren | |
| P203 | M429 | 380-kV- Umstellung Amelsbü- ren und Umstruk- turierung Waldstedde | Leitung | AMP | | | | x | x | x | x | Netzverstär- kung: Neubau in bestehender Trasse | 18 | 2025 | 1: Vorberei- tung Pla- nungs- und Genehmi- gungsverfah- ren | |
| P204 | M430 | Tiengen – Beznau | Leitung | AMP | | ✓ | | x | x | x | x | Netzverstär- kung: Neubau in bestehender Trasse | 4 | 2025 | | |
| P205 | M416 | Einschlei- fung Eich- stetten – Kühmoos | Leitung | TNG | | | | x | x | x | x | Netzverstär- kung: Neubau in bestehender Trasse | 4 | 2025 | 1: Vorberei- tung Pla- nungs- und Genehmi- gungsverfah- ren | |
| P206 | M417 | Herbertin- gen – Kreis Konstanz – Beuren – Gurtweil/ Tiengen | Leitung | AMP, TNG | | | | x | x | x | x | Netzverstär- kung: Neubau in bestehender Trasse | 138 | 2025 | 1: Vorberei- tung Pla- nungs- und Genehmi- gungsverfah- ren | |
| P215 | M454 | Bentwisch – Güstrow | Leitung | 50HzT | | | | x | x | x | x | Netzverstär- kung: Neubau in bestehender Trasse | 36 | 2025 | | |



5 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

| Pro- jekt | M-Nr. | Maßnahme | Art | ÜNB | Nr. BBP 2015 | TYNDP | PCI | Szenario | | | | NOVA- Kategorie: Typ | Trassen- länge in km | | anvi- sierte Inbetrieb- nahme | Umsetzungs- stand |
|--------------|-------|--|---------|-------|--------------------|-------|-----|----------|------|------|------|---|-------------------------|--------------|--|----------------------|
| | | | | | | | | A | B | B | C | | Aus- bau | Be- stand | | |
| | | | | | | | | 2030 | 2030 | 2035 | 2030 | | | | | |
| P215 | M521 | Bentwisch – Suchraum Gemeinden Sanitz / Dettmannsdorf | Leitung | 50HzT | | | | x | x | x | x | Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse | 20 | 2025 | | |
| P216 | M455 | Güstrow – Siedenbrün- zow – Gemein- de Alt Tellin – Iven | Leitung | 50HzT | | | | x | x | x | x | Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse | 90 | 2028 | | |
| | M523 | Iven - Pase- walk/Nord - Pasewalk | Leitung | 50HzT | | | | x | x | x | x | Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse | 55 | 2025 | | |
| P221 | M460 | Hansa Po- werBridge (HPB) | Leitung | 50HzT | | | | x | x | x | x | Netzausbau: Neubau in neuer Trasse | 60 | | 2025 – 2026 | |
| P222 | M461 | Oberba- chern – Ottenhofen | Leitung | TTG | 47 | | | x | x | x | x | Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse | 44 | 2025 | | |
| P224 | M463 | Wolkrams- hausen – Ebeleben – Vieselbach | Leitung | 50HzT | 44 | | | x | x | x | x | Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse | 66 | 2024 | | |
| P225 | M464a | Altheim – Isar | Leitung | TTG | | | | x | x | x | x | Netzausbau: Neubau in neuer Trasse | 8 | | 2030 | |
| P227 | M468 | Lübeck – Krümmel | Leitung | TTG | | | | x | x | x | x | Netzausbau: Neubau in neuer Trasse | 80 | | 2030 | |
| P228 | M469 | Landesber- gen – Wahle | Leitung | TTG | | | | x | x | x | x | Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse | 108 | 2030 | | |
| P232 | M477 | Karben – Großkrot- zenburg | Leitung | TTG | | | | x | x | x | | Netzverstärkung: Strom- kreisaufgabe/ Umbeseilung | 20 | 2030 | | |
| P235 | M493 | Lastfluss- steuernde Maßnahme Cloppen- burg | Anlage | TTG | | | | x | x | x | x | Netzoptimie- rung: horizontal | | | 2030 | |
| P236 | M472 | Würgassen – Bergs- hausen | Leitung | TTG | | | | x | x | x | x | Netzverstärkung: Strom- kreisaufgabe/ Umbeseilung | 47 | 2030 | | |
| | M473 | Bergs- hausen – Borken | Leitung | TTG | | | | x | x | x | x | Netzverstärkung: Strom- kreisaufgabe/ Umbeseilung | 30 | 2030 | | |



5 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

| Pro- jekt | M-Nr. | Maßnahme | Art | ÜNB | Nr. BBP 2015 | TYNDP | PCI | Szenario | | | | NOVA- Kategorie: Typ | Trassen- länge in km | | anvi- sierte Inbetrieb- nahme | Umsetzungs- stand |
|--------------|-------|---|---------|-------|--------------------|-------|-----|----------|------|------|------|---|-------------------------|--------------|--|--|
| | | | | | | | | A | B | B | C | | Aus- bau | Be- stand | | |
| | | | | | | | | 2030 | 2030 | 2035 | 2030 | | | | | |
| P251 | M501 | Pulgar – Lauchstädt | Leitung | 50HzT | | | | x | x | | x | Netzverstärkung und -ausbau: Neubau in neuer Trasse und Neu- bau in bestehen- der Trasse | 7 | 43 | 2030 | |
| P252 | M504 | Netzverstär- kung Thyrow – Großziethen | Leitung | 50HzT | | | | x | x | x | x | Netzverstär- kung: Neubau in bestehender Trasse | | 25 | 2030 | 1: Vorberei- tung Pla- nungs- und Genehmi- gungsverfah- ren |
| P300 | M492 | Grafen- heinfeld – Punkt Ritters- hausen | Leitung | TTG | | | | x | x | x | x | Netzverstär- kung: Strom- kreisaufgabe/ Umbeseilung | | 50 | 2030 | |
| P302 | M511 | Höpfingen – Hüffenhardt | Leitung | TNG | | | | x | x | x | x | Netzverstär- kung: Neubau in bestehender Trasse | | 46 | 2030 | |
| | M551 | Höpfingen – Hüffenhardt | Leitung | TNG | | | | x | x | x | x | Netzverstär- kung: Strom- kreisaufgabe/ Umbeseilung | | 46 | 2030 | |
| P303 | M513 | Großgartach – Hüffen- hardt | Leitung | TNG | | | | x | x | x | x | Netzverstär- kung: Strom- kreisaufgabe/ Umbeseilung | | 19 | 2030 | |
| P304 | M514 | Kupferzell – Goldshöfe | Leitung | TNG | | | | x | x | x | x | Netzverstär- kung: Strom- kreisaufgabe/ Umbeseilung | | 55 | 2030 | |
| P305 | M515 | Nieder- stotzingen – Dellmen- singen | Leitung | TNG | | | | x | x | x | x | Netzverstär- kung: Neubau in bestehender Trasse | | 41 | 2030 | |
| | M517 | Rotensohl – Niederstot- zingen | Leitung | TNG | | | | x | x | x | x | Netzverstär- kung: Neubau in bestehender Trasse | | 26 | 2030 | |
| P306 | M518 | Großgartach – Pulverdin- gen | Leitung | TNG | | | | x | x | x | x | Netzverstär- kung: Neubau in bestehender Trasse | | 40 | 2030 | |
| P307 | M482 | Bürstadt - Pfungstadt – Bischofs- heim – Urberach | Leitung | AMP | | | | | | | x | Netzverstär- kung: Strom- kreisaufgabe/ Umbeseilung | | 86 | bis 2030 | |
| P308 | M483 | Kriftel – Bürstadt | Leitung | AMP | | | | x | x | x | x | Netzverstär- kung: Strom- kreisaufgabe/ Umbeseilung | | 75 | bis 2030 | |
| P309 | M484 | Bürstadt – Rheinau – Hoheneck | Leitung | AMP | | | | | | | x | Netzverstär- kung: Strom- kreisaufgabe/ Umbeseilung | | 112 | 2023 | 1: Vorberei- tung Pla- nungs- und Genehmi- gungsverfah- ren |



5 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

| Pro- jekt | M-Nr. | Maßnahme | Art | ÜNB | Nr. BBP 2015 | TYNDP | PCI | Szenario | | | | NOVA- Kategorie: Typ | Trassen- länge in km | | anvi- sierte Inbetrieb- nahme | Umsetzungs- stand |
|--------------|-------|---|---------|-------------|--------------------|-------|-----|----------|------|------|------|-------------------------|-------------------------|--------------|--|----------------------|
| | | | | | | | | A | B | B | C | | Aus- bau | Be- stand | | |
| | | | | | | | | 2030 | 2030 | 2035 | 2030 | | | | | |
| P310 | M485 | Bürstadt – Kühmoos | Leitung | AMP | | | | x | x | x | x | | 285 | 2023 | 1: Vorberei- tung Pla- nungs- und Genehmi- gungsverfah- ren | |
| P311 | M486 | Weißenthurm – Bürstadt | Leitung | AMP | | | | | x | x | x | | 124 | bis 2030 | | |
| P312 | M487 | Westerkapeln – Wettlingen | Leitung | AMP | | | | x | x | x | x | | 42 | bis 2030 | 1: Vorberei- tung Pla- nungs- und Genehmi- gungsverfah- ren | |
| P313 | M488 | 2. Inter- konnektor Deutschland – Belgien | Leitung | AMP | | ✓ | | x | x | x | x | | 15 | 2025 | 1: Vorberei- tung Pla- nungs- und Genehmi- gungsverfah- ren | |
| P314 | M489 | Phasen- schieber- transfor- matoren im Saarland | Anlage | AMP | | | | x | x | x | x | | | bis 2030 | | |
| P315 | M491 | Hanen- fähr – Gronau | Leitung | AMP | | | | x | x | x | x | | 47 | bis 2030 | | |
| P316 | M474 | Karben – Kriftel | Leitung | AMP, TTG | | | | x | x | x | x | | 22 | 10 | bis 2030 | |
| P317 | M494a | Eiberg – Bochum | Leitung | AMP | | | | x | x | x | x | | 13 | bis 2030 | 1: Vorberei- tung Pla- nungs- und Genehmi- gungsverfah- ren | |
| | M494b | Bochum – Hattingen | Leitung | AMP | | | | x | x | x | x | | 15 | bis 2030 | 1: Vorberei- tung Pla- nungs- und Genehmi- gungsverfah- ren | |
| P318 | M495 | Paffendorf – Rom- merskirchen | Leitung | AMP | | | | x | x | x | x | | 13 | bis 2030 | | |
| P320 | M497 | Oberzier – Dahlem | Leitung | AMP | | | | | x | x | x | | 61 | bis 2030 | | |
| P323 | M509 | Phasen- schieber- transfor- matoren in Hessen | Anlage | AMP | | | | x | x | x | x | | | bis 2030 | | |



5 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

| Pro- jekt | M-Nr. | Maßnahme | Art | ÜNB | Nr. BBP 2015 | TYNDP | PCI | Szenario | | | | NOVA- Kategorie: Typ | Trassen- länge in km | | anvi- sierte Inbetrieb- nahme | Umsetzungs- stand |
|--------------|-------|---|---------|-----|--------------------|-------|-----|----------|------|------|------|--|-------------------------|--------------|--|----------------------|
| | | | | | | | | A | B | B | C | | Aus- bau | Be- stand | | |
| | | | | | | | | 2030 | 2030 | 2035 | 2030 | | | | | |
| P324 | M512 | Witten – Hattingen | Leitung | AMP | | | | x | | x | x | | 18 | 2023 | 1: Vorberei- tung Pla- nungs- und Genehmi- gungsverfah- ren | |
| P325 | M520 | Dahlem – Niederstedem | Leitung | AMP | | | | x | | x | | | 59 | bis 2030 | | |
| P326 | M530 | Niederrhein – Uftort | Leitung | AMP | | | | | | | x | | 29 | bis 2030 | | |
| P327 | M522 | Phasen- schieber- transfor- matoren im Ruhrgebiet | Anlage | AMP | | | | | | | x | Netzoptimierung | | bis 2030 | | |
| P330 | M550 | Punkt Rit- tershausen – Höpfingen | Leitung | TNG | | | | | x | x | x | Netzverstär- kung: Strom- kreisauflage/ Umbeseilung | 42 | 2030 | | |
| P331 | M552 | Großgartach – Kupferzell | Leitung | TNG | | | | | x | x | x | Netzverstär- kung: Strom- kreisauflage/ Umbeseilung | 48 | 2030 | | |
| P332 | M510 | Punkt Rit- tershausen – Höpfingen | Leitung | TNG | | | | x | x | x | x | Netzverstär- kung: Strom- kreisauflage/ Umbeseilung | 42 | 2030 | | |
| P333 | M553 | Verstärkung Eichstetten – Kühmoos | Leitung | TNG | | | | | x | x | x | Netzverstär- kung: Strom- kreisauflage/ Umbeseilung | 84 | 2030 | | |
| | M554 | Eichstetten – Schwör- stadt | Leitung | TNG | | | | x | x | x | x | Netzverstär- kung: Strom- kreisauflage/ Umbeseilung | 80 | 2030 | | |
| | M555 | Schwörstadt – Kühmoos | Leitung | TNG | | | | x | x | x | x | Netzverstär- kung: Strom- kreisauflage/ Umbeseilung | 10 | 2030 | | |

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



5 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Tabelle 22: Nicht vorschlagswürdige Maßnahmen im NEP 2030 gemäß Kapitel 4.2.5

| Projekt | Maßnahme | Art | ÜNB | NOVA-Kategorie | Szenario A 2030 | Szenario B 2030 | Szenario B 2035 | Szenario C 2030 |
|---------|--|--------------------|-------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| P27 | HTL-Umbeseilung 1. Stromkreis Landesbergen – Übergabepunkt TTG/AMP | Leitung | TTG | Netzverstärkung | x | x | x | x |
| P27 | 3. Stromkreis Landesbergen – Ohlensehlen | Leitung | TTG | Netzverstärkung | x | x | x | x |
| P116 | Verstärkung Landesbergen – Ovenstädt | Leitung | TTG | Netzverstärkung | x | x | | x |
| P118 | 3. Stromkreis Borken – Mecklar | Leitung | TTG | Netzverstärkung | | x | x | x |
| P135 | 3. Stromkreis Ovenstädt – Eickum – Bechterdissen | Leitung | TTG | Netzverstärkung | x | x | | x |
| P151 | 3. Stromkreis Twistetal – Borken | Leitung | TTG | Netzverstärkung | x | x | x | x |
| P211 | HTL-Umbeseilung Gießen/Nord – Karben | Leitung | TTG | Netzverstärkung | x | x | x | x |
| P212 | Verstärkung Grohnde – Würgassen | Leitung | TTG | Netzverstärkung | x | x | x | x |
| P212 | 3. Stromkreis Grohnde – Würgassen | Leitung | TTG | Netzverstärkung | | | | x |
| P214 | Verstärkung Streumen – Röhrsdorf | Leitung | 50HzT | Netzverstärkung | | x | | x |
| P229 | HTL-Umbeseilung Bechterdissen – Elsen | Leitung | TTG | Netzverstärkung | x | x | x | x |
| P230 | HTL-Umbeseilung Mecklar – Dipperz | Leitung | TTG | Netzverstärkung | | | | x |
| P230 | HTL-Umbeseilung Dipperz – Großkrotzenburg | Leitung | TTG | Netzverstärkung | x | x | x | x |
| P231 | Umspannwerk Kriegenbrunn | Anlage und Leitung | TTG | Netzverstärkung | x | x | x | x |
| P233 | Umspannwerk Redwitz | Anlage | TTG | Netzverstärkung | | | x | x |
| P236 | 3. Stromkreis Würgassen – Bergshausen | Leitung | TTG | Netzverstärkung | | | | x |
| P236 | 3. Stromkreis Bergshausen – Borken | Leitung | TTG | Netzverstärkung | | x | | x |
| P250 | Verstärkung Hamburg/Süd – Dollern | Leitung | 50HzT | Netzverstärkung | x | x | x | x |
| P300 | HTL-Umbeseilung Grafenrheinfeld – Punkt Rittershausen | Leitung | TTG | Netzverstärkung | x | x | x | x |



5 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands**Generell gilt für alle in Tabelle 22 aufgeführten Maßnahmen:**

Vor dem Hintergrund des von den ÜNB im NEP 2030 eingeschlagenen Wegs steht die Nachhaltigkeit eines Teils der in den Szenarien ermittelten AC-Netzverstärkungen in Frage, wenn sich im Rahmen zukünftiger Netzentwicklungspläne nachhaltigere Lösungen für die Überbrückung von Transportbedarfen und für eine bessere überregionale Steuerbarkeit ergeben sollten. Darunter fällt grundsätzlich auch eine stärkere DC-Ausrichtung im deutschen Übertragungsnetz, deren Erfordernis sich mit Blick auf 2035 bereits zeigt (siehe Kapitel 4.2.6). Aus diesem Grund wurden bestimmte AC-Netzverstärkungen, die im NEP 2030 erstmals bzw. zusätzlich zu bereits im BBP 2015 enthaltenen Maßnahmen identifiziert wurden und deren Nachhaltigkeit besonders fraglich ist, als sogenannte nicht vorschlagswürdige Maßnahmen gekennzeichnet. Diese Maßnahmen sind in den Szenarien-Übersichtskarten in Kapitel 4.2.6 gesondert farblich gekennzeichnet und in der obigen Tabelle gesondert aufgeführt. Im Gegensatz zu den sonstigen Projekten und Maßnahmen wurde bei diesen Maßnahmen auf Projektsteckbriefe im Anhang zum NEP 2030 verzichtet.

Nachfolgend finden Sie zwei Kurz-Steckbriefe für die nicht vorschlagswürdigen Maßnahmen von 50Hertz:

P214 (M453) Netzverstärkung Streumen – Röhrsdorf

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Sachsen. Das netztechnische Ziel des Projekts ist es, durch die Erhöhung der Transportkapazität auf der 380-kV-Verbindung Streumen – Röhrsdorf einen Beitrag zur netztechnisch notwendigen Erhöhung der horizontalen Übertragungsfähigkeit im Raum Sachsen zu leisten. Von Streumen nach Röhrsdorf wird die bestehende 380-kV-Freileitung durch einen 380-kV-Leitungsneubau mit Hochstrombeseilung verstärkt. Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung wird möglichst die bestehende Trasse genutzt. Dabei können geringe Abweichungen von der aktuellen Trasse bei der nachgelagerten Planung entstehen, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen oder bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern. Zudem sind die 380-kV-Anlagen Streumen und Röhrsdorf entsprechend zu ertüchtigen.

Die Maßnahme wurde im NEP 2025 zum ersten Mal identifiziert und wurde in den Netzberechnungen des NEP 2030 nicht für die Szenarien A 2030 und B 2035 als erforderlich identifiziert. In den Szenarien B 2030 und C 2030 treten (n-1)-Überlastungen in geringem Umfang auf. Insofern ist die langfristige Nachhaltigkeit der Maßnahme noch weiter zu beobachten.

P250 (M500): Netzverstärkung Hamburg /Süd – Dollern

Von Hamburg/Süd nach Dollern wird die bestehende 380-kV-Freileitung durch einen 380-kV-Freileitungsneubau mit Hochstrombeseilung ersetzt. Hierzu ist die Anlage in Hamburg/Süd zu ertüchtigen. Beim Neubau der Leitung wird die bestehende Trasse möglichst genutzt. Dabei können geringe Abweichungen von der aktuellen Trasse bei der nachgelagerten Planung entstehen, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen oder bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern.

Die Notwendigkeit der Netzverstärkung ist abhängig von der zukünftigen Entwicklung der Einspeisung konventioneller Kraftwerke. Die hohe Leitungsbelastung ist insbesondere vom Steinkohlekraftwerk Moorburg beeinflusst. Zudem ist die Notwendigkeit des Projektes vom Einsatz der lastflusssteuernden Querregeltransformatoren in Diele abhängig. Die langfristige Nachhaltigkeit der Maßnahme ist in diesem Sinne noch weiter zu beobachten.



5 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

5.3 Realisierte Maßnahmen des Netzentwicklungsplans 2025

Tabelle 23: Realisierte Maßnahmen des NEP 2025

| Bezeichnung im NEP 2025 | Projekt | Maßnahme | Art | NOVA-Kategorie: Typ | Trassenlänge in km | |
|-------------------------|---|--|---------|---|--------------------|---------|
| | | | | | Ausbau | Bestand |
| TTG-001 | Erweiterung des Umspannwerks Dollern | Dollern | Anlage | Netzverstärkung: vertikal | | |
| TTG-P25a | Netzverstärkung und -ausbau zwischen Brunsbüttel und Süderdonn | Brunsbüttel – Süderdonn (früher Bartl) | Leitung | Netzausbau: Neubau in neuer Trasse | 17,5 | |
| TTG-P25a | Netzverstärkung und -ausbau zwischen Brunsbüttel und Süderdonn | Brunsbüttel | Anlage | Netzverstärkung: horizontal | | |
| TTG-P25a | Netzverstärkung und -ausbau zwischen Brunsbüttel und Süderdonn | Süderdonn | Anlage | Netzausbau: horizontal und vertikal | | |
| TTG-018 | Netzausbau: Zubau von Blindleistungskompensationsanlagen | Redwitz Spule | Anlage | Netzausbau: horizontal | | |
| TTG-018 | Netzausbau: Zubau von Blindleistungskompensationsanlagen | Würgau Spule | Anlage | Netzausbau: horizontal | | |
| TTG-018 | Netzausbau: Zubau von Blindleistungskompensationsanlagen | Sottrum SVC | Anlage | Netzausbau: horizontal | | |
| TTG-018 | Netzausbau: Zubau von Blindleistungskompensationsanlagen | Grohnde MSCDN | Anlage | Netzausbau: horizontal | | |
| TTG-018 | Netzausbau: Zubau von Blindleistungskompensationsanlagen | Pleinting Spulen | Anlage | Netzausbau: horizontal | | |
| TTG-018 | Netzausbau: Zubau von Blindleistungskompensationsanlagen | Bergrheinfeld rotierender Phasenschieber | Anlage | Netzausbau: horizontal | | |
| TTG-018 | Netzausbau: Zubau von Blindleistungskompensationsanlagen | Grafenrheinfeld MSCDN | Anlage | Netzausbau: horizontal | | |
| TTG-018 | Netzausbau: Zubau von Blindleistungskompensationsanlagen | Bechterdissen MSCDN | Anlage | Netzausbau: horizontal | | |
| TNG-001 | Netzverstärkung: Erweiterung der 380-kV-Leitungen Goldshöfe – Niederstotzingen und Dellmensingen – Niederstotzingen um einen weiteren 380-kV-Stromkreis | Goldshöfe – Niederstotzingen | Leitung | Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung | | 47 |
| TNG-001 | Netzverstärkung: Erweiterung der 380-kV-Leitungen Goldshöfe – Niederstotzingen und Dellmensingen – Niederstotzingen um einen weiteren 380-kV-Stromkreis | Niederstotzingen – Dellmensingen | Leitung | Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung | | 26 |
| TNG-001 | Netzverstärkung: Erweiterung der 380-kV-Leitungen Goldshöfe – Niederstotzingen und Dellmensingen – Niederstotzingen um einen weiteren 380-kV-Stromkreis | Niederstotzingen – Dellmensingen | Leitung | Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse | | 15 |



5 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

| Bezeichnung im NEP 2025 | Projekt | Maßnahme | Art | NOVA-Kategorie: Typ | Trassenlänge in km | |
|-------------------------|---|------------------------------|---------|---|--------------------|---------|
| | | | | | Ausbau | Bestand |
| TNG-002 | Netzausbau: Zubau der 380-kV-Anlage Goldshöfe um einen 250-Mvar-Kondensator zur Blindleistungskompensation | Kondensator MSCDN Goldshöfe | Anlage | Netzverstärkung: horizontal | | |
| TNG-002 | Netzausbau: Zubau der 380-kV-Anlage Goldshöfe um einen 250-Mvar-Kondensator zur Blindleistungskompensation | Schaltfeld Goldshöfe | Anlage | Netzverstärkung: horizontal | | |
| TNG-005 | Netzverstärkung: Zubau der 380-kV-Verbindung Großgartach – Mühlhausen mit Umspannwerkserweiterungen in Großgartach und Mühlhausen | Großgartach – Neckarwestheim | Leitung | Netzverstärkung: Stromkreisauflage/ Umbeseilung | | 12 |
| TNG-005 | Netzverstärkung: Zubau der 380-kV-Verbindung Großgartach – Mühlhausen mit Umspannwerkserweiterungen in Großgartach und Mühlhausen | Neckarwestheim – Mühlhausen | Leitung | Netzverstärkung: Stromkreisauflage/ Umbeseilung | | 25 |
| TNG-005 | Netzverstärkung: Zubau der 380-kV-Verbindung Großgartach – Mühlhausen mit Umspannwerkserweiterungen in Großgartach und Mühlhausen | Neckarwestheim – Endersbach | Leitung | Netzverstärkung: Stromkreisauflage/ Umbeseilung | | 32 |
| TNG-005 | Netzverstärkung: Zubau der 380-kV-Verbindung Großgartach – Mühlhausen mit Umspannwerkserweiterungen in Großgartach und Mühlhausen | Großgartach | Anlage | Netzverstärkung: horizontal | | |
| TNG-005 | Netzverstärkung: Zubau der 380-kV-Verbindung Großgartach – Mühlhausen mit Umspannwerkserweiterungen in Großgartach und Mühlhausen | Mühlhausen | Anlage | Netzverstärkung: horizontal | | |
| TNG-012 | Netzausbau: Neubau einer 380/110-kV-Schaltanlage Stalldorf | Stalldorf | Anlage | Netzausbau: vertikal | | |
| P27 | Netzverstärkung zwischen Landesbergen und Wehrendorf | Ohlensehlen | Anlage | Netzausbau: horizontal und vertikal | | |
| P127 | Horizontale Netzverstärkung: Regionale Maßnahmen in der Regelzone 50Hertz | Putlitz/Süd | Anlage | Netzausbau: vertikal | | |
| P127 | Horizontale Netzverstärkung: Regionale Maßnahmen in der Regelzone 50Hertz | Jessen/Nord | Anlage | Netzausbau: vertikal | | |
| P127 | Horizontale Netzverstärkung: Regionale Maßnahmen in der Regelzone 50Hertz | Gransee | Anlage | Netzausbau: vertikal | | |
| P127 | Horizontale Netzverstärkung: Regionale Maßnahmen in der Regelzone 50Hertz | Wustermark | Anlage | Netzausbau: vertikal | | |
| P127 | Horizontale Netzverstärkung: Regionale Maßnahmen in der Regelzone 50Hertz | Vieselbach | Anlage | Netzausbau: horizontal | | |

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

6 KONSULTATION



6 KONSULTATION

Für eine erfolgreiche Energiewende müssen die Stromübertragungsnetze in Deutschland um- und ausgebaut werden. Dieses gesamtgesellschaftliche Projekt kann nur gelingen, wenn eine breite Öffentlichkeit es akzeptiert und unterstützt. Um die Perspektiven, das Wissen und die Vorschläge aller gesellschaftlichen Gruppen bei der Erstellung der Netzentwicklungspläne mit einzubeziehen, haben die ÜNB die ersten Entwürfe des Netzentwicklungsplans Strom 2030 (NEP) und des Offshore-Netzentwicklungsplans 2030 (O-NEP) am 31.01.2017 auf www.netzentwicklungsplan.de veröffentlicht. Anschließend wurden beide Pläne vom 31.01. bis zum 28.02.2017 zur öffentlichen Konsultation gestellt.

Jedermann (Privatpersonen, Unternehmen, Organisationen oder Institutionen) konnte in dieser Zeit Stellung nehmen zu beiden Netzentwicklungsplänen. Alle elektronisch eingegangenen Stellungnahmen, für die eine Einverständniserklärung seitens der Verfasser vorlag, wurden auf www.netzentwicklungsplan.de/de/stellungnahmen-nep-o-nep-2030-version-2017 veröffentlicht.

Die Stellungnahmen zu den ersten Entwürfen haben die ÜNB kategorisiert und eingehend geprüft. Anschließend haben sie die Netzentwicklungspläne entsprechend überarbeitet und ergänzt. So wurden in den jeweiligen Kapiteln weitergehende Erläuterungen zu den angesprochenen Themen eingefügt sowie die Projektsteckbriefe im Anhang ergänzt. Ergänzungen gegenüber dem ersten Entwurf sind kursiv dargestellt und somit deutlich sichtbar. Zusätzlich wurden die betreffenden Eingaben aus der Konsultation und die dadurch veranlassten Änderungen zu Beginn jedes Kapitels zusammengefasst. Darüber hinaus dient dieses Kapitel der zusammenfassenden Erläuterung.

Aufgrund der zeitlichen Enge des NEP-Verfahrens sowie der Anzahl und des Umfangs der Konsultationsbeiträge ist es leider nicht möglich, die einzelnen Stellungnahmen individuell zu bestätigen und zu beantworten.

Teilnehmer und Stellungnahmen

Insgesamt sind 2.133 Stellungnahmen während der Konsultationsphase bei den ÜNB eingegangen, davon 2.116 zum NEP und 17 zum O-NEP. Eine gemeinsame Stellungnahme zu beiden Netzentwicklungsplänen war nicht vorgesehen. Stellungnahmen, die sich auf beide Pläne bezogen, wurden daher doppelt gezählt und einmal dem NEP sowie einmal dem O-NEP zugeordnet. Serienbriefe wurden einzeln je Absender gezählt. Doppelte Einsendungen derselben Beiträge, auch über verschiedene Kanäle, wurden herausgefiltert. Nachfolgend wird eine Übersicht über die Teilnehmer an der Konsultation des NEP sowie deren Themen gegeben. Eine detaillierte Auswertung der Stellungnahmen zum O-NEP ist im zweiten Entwurf des Offshore-Netzentwicklungsplans in Kapitel 5 zu finden.

Von den 2.116 Stellungnahmen zum NEP wurden 1.916 von **Privatpersonen** eingereicht, die damit wie in den vergangenen Konsultationen den überwiegenden Teil der Einwender stellen. 200 Stellungnahmen wurden von **Institutionen** eingereicht. Zum Vergleich: Zum vorhergehenden NEP 2025 nahmen 287 Institutionen Stellung.

Im Vergleich zum NEP 2025 (15.636 Stellungnahmen) ist die Gesamtzahl an Konsultationsbeiträgen zum NEP 2030 um rund 85 % zurückgegangen. Dabei ist zu beobachten, dass der Umfang an Stellungnahmen von Privatpersonen zu den Projekten DC5 und P44/P44mod, zu denen in der Konsultation zum NEP 2025 der weitaus größte Anteil an Stellungnahmen eingegangen war, dieses Mal deutlich kleiner ausfiel. Das zeigt auch die erheblich niedrigere Zahl an Serienbriefen (elf mit insgesamt über 1.600 Stellungnahmen). Ein weiterer Faktor für den deutlichen Rückgang der Konsultationsbeiträge stellt wahrscheinlich auch der Anfang 2016 in Kraft getretene Erdkabelvorrang für die im Bundesbedarfsplan enthaltenen HGÜ-Vorhaben dar. Auch die ebenfalls Anfang 2016 in Kraft getretene Ausweitung der Pilotprojekte zur Teil-Erdverkabelung im Wechselstromnetz hat einen dämpfenden Effekt gehabt. Trotzdem waren die Projekte P44/P44mod und DC5 (SuedOstLink) neben P53 (Raitesaich – Ludersheim – Sittling – Altheim) erneut Schwerpunkte der Konsultation.



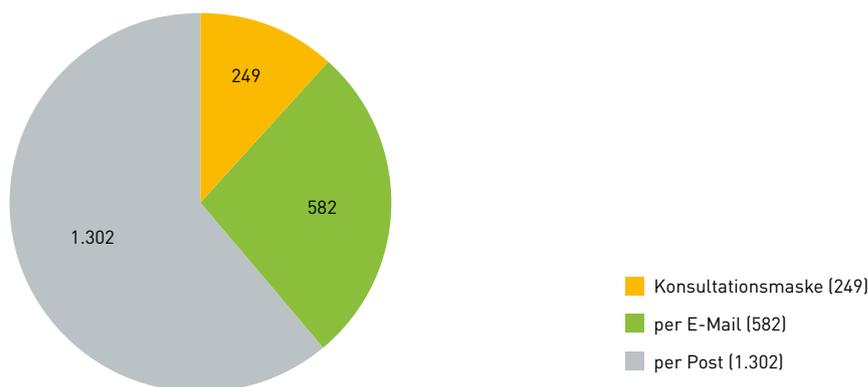
Tabelle 24: Aufteilung der Stellungnahmen nach Absender

| Absender | Anzahl der Stellungnahmen |
|-----------------------------|---------------------------|
| Privatpersonen | 1.918 |
| Kommunen | 101 |
| Bürgerinitiativen | 40 |
| Bund/Länder | 21 |
| Verbände | 17 |
| Umwelt-/Naturschutzverbände | 11 |
| Energieunternehmen | 10 |
| Unternehmen | 7 |
| Sonstige | 5 |
| Wissenschaft und Forschung | 3 |

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Insgesamt knapp 12 % (249 Absender) haben die Konsultationsmaske auf www.netzentwicklungsplan.de genutzt, gut 27 % (582 Beiträge) sind per E-Mail eingegangen. Mit 1.302 Beiträgen wurden 61 % der Stellungnahmen per Post eingereicht. Dies ist rund ein Fünftel weniger als beim NEP 2025. Einer Veröffentlichung ihrer Stellungnahme auf der Internetseite der ÜNB zum Netzentwicklungsplan stimmten 506 Teilnehmer der Konsultation zu.

Abbildung 47: Stellungnahmen nach Übermittlungswegen



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



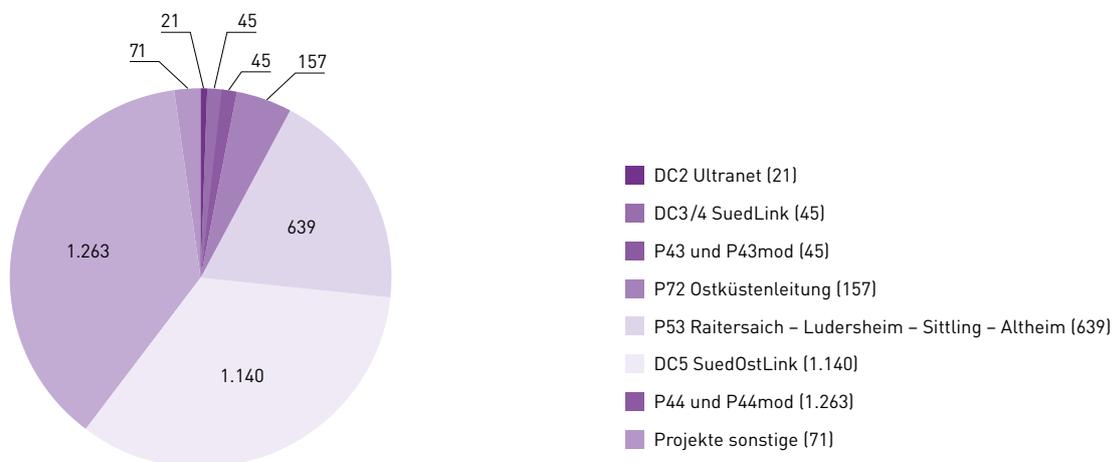
Thematische Schwerpunkte der Konsultation

Die weit überwiegende Zahl der Stellungnahmen von Privatpersonen bezieht sich auf **konkrete Projekte**. Hierbei wurden mit 1.206 Stellungnahmen besonders häufig die drei großen HGÜ-Verbindungen von Nordrhein-Westfalen nach Baden-Württemberg (DC2: 21 Stellungnahmen), von Schleswig-Holstein nach Bayern (DC3/DC4: 45 Stellungnahmen) und von Sachsen-Anhalt nach Bayern (DC5: 1.140 Stellungnahmen) angesprochen. Wie beim NEP 2025 wurden mit P43/P43mod (45 Stellungnahmen) und P44/P44mod (1.263 Stellungnahmen) die Alternativen zur Entlastung des Netzknotens Grafenrheinfeld häufig thematisiert. Insbesondere das Projekt P44mod (Altenfeld – Schalkau – Würzgau – Ludersheim) ist dabei fast durchgängig – besonders aus dem Raum Coburg – mit Hinweisen auf eine hohe regionale Infrastrukturbelastung sehr kritisch oder ablehnend kommentiert worden. In dieser Aufzählung sind auch Doppelzählungen enthalten, da sich zahlreiche Stellungnahmen auf mehrere Projekte bezogen haben.

Die Häufung der Stellungnahmen auf einige wenige, sehr konkrete Projekte führt dazu, dass mit rund 2.000 Beiträgen fast 95 % aller eingereichten Stellungnahmen aus der Regelzone von TenneT – und hiervon wiederum der weitaus größte Anteil aus Bayern – kommen.

Eine Übersicht über die Projekte, zu denen die meisten Konsultationsbeiträge eingegangen sind, gibt die nachfolgende Abbildung. Zahlreiche Konsultationsteilnehmer haben sich in ihrer Stellungnahme zu mehreren Projekten geäußert. Daher übersteigt die Zahl der Nennungen in Abbildung 48 die insgesamt eingegangene Zahl an Stellungnahmen.

Abbildung 48: Stellungnahmen nach Projekten



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Zahlreiche Stellungnahmen von Privatpersonen zeigen, dass der Prozess der Konsultation des NEP dazu genutzt wird, die Zweifel an der Notwendigkeit des Netzausbaus im Allgemeinen oder die Ablehnung einzelner Vorhaben, häufig bei einer möglichen regionalen Betroffenheit, zum Ausdruck zu bringen. Konkrete Antworten auf verschiedene in diesen Stellungnahmen aufgeworfene Aspekte werden – soweit eine inhaltliche Auseinandersetzung im NEP möglich ist – zusätzlich zur Erläuterung in diesem Kapitel in den Kapiteln 2, 3 und 4 sowie in den Projektsteckbriefen gegeben. Hinweise aus den Stellungnahmen zu konkreten Projekten, die innerhalb des NEP nicht bearbeitet werden können, werden von den jeweils für die Projekte zuständigen ÜNB aufgenommen und individuell berücksichtigt.

In der Konsultation zum NEP 2025 nahm das Thema Erdverkabelung breiten Raum ein. Nachdem zwischenzeitlich bei insgesamt vier HGÜ-Projekten der Erdkabelvorrang gesetzlich verankert wurde, war dies in der aktuellen Konsultation kein zentrales Thema mehr.

Die ÜNB haben die neuen gesetzlichen Grundlagen zur Erdverkabelung (Erdkabelvorrang bei bestimmten DC-Projekten, Ausweitung der Pilotprojekte zur AC-Verkabelung) im NEP 2030 berücksichtigt und in den Steckbriefen der jeweiligen Projekte im Anhang entsprechende Hinweise aufgenommen. So ist anhand der Steckbriefe erkennbar, welche Projekte und Maßnahmen prioritär (DC) oder teilweise (AC) erdverkabelt werden dürfen.

In vielen Stellungnahmen wird grundsätzlich die energiewirtschaftliche Notwendigkeit für den Netzausbau als Ganzes oder für einzelne konkrete Projekte angezweifelt. Es wird darauf verwiesen, dass die ÜNB die technische Entwicklung nicht genügend berücksichtigen, insbesondere die Möglichkeit Energie zu speichern oder auch einzusparen werde nicht genügend gewürdigt. Dies wird jedoch durch den Szenariorahmen (s. u.) vorgegeben.

Teils werden in Stellungnahmen – auch mit Verweis auf die Aarhus-Konvention – fehlende Rechtsschutzmöglichkeiten gegen den NEP sowie gegen die Strategische Umweltprüfung zum Bundesbedarfsplan bemängelt. Der Bundesgesetzgeber hat den Rechtsschutz am Ende des gesamten Planungsprozesses mit einer Klagemöglichkeit gegen den Planfeststellungsbeschluss konzentriert. Dies ist nach der Rechtsprechung auch mit Blick auf Art. 19 Abs. 4 GG grundsätzlich zulässig. Die ÜNB haben auf die Frage der Rechtsschutzmöglichkeiten keinen Einfluss, da es sich hierbei um eine gesetzgeberische Entscheidung handelt. Unabhängig von der Frage des Rechtsschutzes werden sich die ÜNB vor und während des formellen Planungs- und Genehmigungsverfahrens aktiv darum bemühen, dass gerichtliche Auseinandersetzungen am Ende des Prozesses möglichst vermieden werden.

Auch die Eingangsgrößen sowie die Ergebnisse der Marktsimulation wurden in diversen Stellungnahmen – sowohl von Privatpersonen als auch von Organisationen – kritisch hinterfragt. Im Mittelpunkt der Kritik standen hierbei insbesondere die in den Szenarien angenommene installierte Kapazität sowie die in der Marktsimulation ermittelte Stromproduktion aus Braunkohle, die vielfach als zu hoch, in einigen Stellungnahmen aber auch als zu niedrig bewertet wurden. Auch die Kapazität an Onshore-Windenergie wurde in zahlreichen Stellungnahmen als zu gering angesehen. Vielfach gefordert wurde eine stärkere Berücksichtigung dezentraler Stromerzeugung und innovativer Speichertechnologien.

Grundsätzlich ist darauf hinzuweisen, dass die ÜNB keine Möglichkeit haben, den von der BNetzA genehmigten Szenariorahmen nachträglich anzupassen. Der Szenariorahmen 2030 ist als Verwaltungsakt mittlerweile bestandskräftig geworden. Das bedeutet, dass er mit seinen verbindlichen Vorgaben dem NEP 2030 sowohl für den ersten als auch für den zweiten Entwurf rechtlich zwingend zugrunde zu legen ist. Es ist nicht vorgesehen, dass der Szenariorahmen zum zweiten Entwurf des NEP angepasst wird. Insofern haben die ÜNB zwischen dem ersten und dem zweiten Entwurf des NEP 2030 auch keine Veränderungen an den Eingangsdaten vorgenommen und keine neuen Marktsimulationen durchgeführt.

Konsultationsbeiträge, die sich auf die Eingangsgrößen des NEP beziehen, sind bei der Konsultation des Entwurfs des Szenariorahmens durch die BNetzA besser adressiert. Dieser Prozess ist der Erstellung des ersten Entwurfs des NEP vorgeschaltet. Die Konsultation zum Szenariorahmen für den NEP und den O-NEP 2030 fand vom 11.1. bis zum 22.2.2016 statt. Der Szenariorahmen für den nächsten NEP wird voraussichtlich im ersten Quartal 2018 zur Konsultation stehen.

Die ÜNB nehmen mit der Erstellung des Entwurfs des Szenariorahmens und des NEP weder Einfluss auf die zukünftige Erzeugungsstruktur, noch auf das Marktmodell. Viele Stellungnahmen kritisieren die rechtlichen, die politischen und die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen. Themen wie Speicherkapazität, Zubau erneuerbarer Energien oder Laufzeiten von konventionellen Kraftwerken, wie z. B. die vielfach geäußerte Herstellung geeigneter Rahmenbedingungen für die Wettbewerbsfähigkeit von Gaskraftwerken in Süddeutschland, müssen politisch außerhalb des NEP-Prozesses adressiert und entschieden werden.

Die ÜNB sind gesetzlich verpflichtet, als Ausgangsbasis für Szenariorahmen und NEP vom rechtlichen Ordnungsrahmen auszugehen. Das gilt auch und insbesondere für die nationale und europäische Festlegung auf einen europäischen Strombinnenmarkt unter Berücksichtigung eines kostenoptimalen Kraftwerkeinsatzes. Die ÜNB können darüber hinaus gemäß § 12a Abs. 1 S. 2 EnWG lediglich mittel- und langfristige energiepolitische Ziele der Bundesregierung berücksichtigen, soweit diese hinreichend konkret sind.

In einigen Stellungnahmen wird die Zuständigkeit der ÜNB für die Erstellung des NEP kritisch angesprochen. Die ÜNB sind gemäß § 12b EnWG gesetzlich zur Erstellung des NEP verpflichtet. Die Ergebnisse werden von den ÜNB öffentlich zur Konsultation gestellt. Sie werden anschließend von der BNetzA geprüft, erneut öffentlich zur Konsultation gestellt und abschließend bestätigt. Dadurch wird der Prozess transparent und ermöglicht eine aktive Beteiligung.



Auswirkungen des Netzausbaus

In vielen Stellungnahmen wurden die Auswirkungen des Netzausbaus angesprochen; so vor allem gesundheitliche Aspekte, Natur- und Umweltschutzthemen sowie Einschränkungen bei der lokalen und regionalen Entwicklung sowie in den Bereichen Naherholung und Tourismus.

Zum Thema elektrische und magnetische Felder ist anzumerken, dass das Auftreten elektrischer und magnetischer Felder physikalisch bedingt ist und kein Beurteilungskriterium für den Netzausbaubedarf darstellt. Das Ergebnis des NEP beinhaltet nur Leitungen, die innerhalb der gesetzlich festgelegten Grenzwerte für elektrische und magnetische Felder betrieben werden können und bei denen es daher nach dem Stand der Wissenschaft zu keiner gesundheitlichen Beeinträchtigung kommt. Gerade dieser Grundsatz führt bei einigen Projekten und Maßnahmen allerdings dazu, dass statt einer Umbeseilung ein Neubau in bestehender Trasse erforderlich ist – mit höheren Masten, allerdings oftmals auch mit der Möglichkeit einer optimierten Leitungsführung zur Entlastung der Wohnbevölkerung.

Naturschutz, Naherholung, Tourismus und Umweltfaktoren sind wichtige Aspekte, die im weiteren Verlauf der Planungen untersucht werden. In der von der BNetzA durchzuführenden Strategischen Umweltprüfung (SUP) zum NEP werden zunächst zu sämtlichen Umweltfaktoren generelle und grundsätzliche Aussagen getroffen, ob und in welcher Intensität eine Beeinträchtigung durch das Vorhaben entstehen könnte. Auf der Ebene der Bundesfachplanung der konkreten Projekte findet eine weitere SUP statt, die im folgenden Planfeststellungsverfahren in den Umweltverträglichkeitsprüfungen der jeweiligen Leitungsbauprojekte weiter vertieft und spezifiziert wird. Während der Planung wird von den Netzbetreibern die umwelt- und raumverträglichste Trasse zur Umsetzung angestrebt.

In zahlreichen Stellungnahmen wird das Thema Bündelung mit vorhandenen Infrastrukturen (bestehende Höchstspannungsfreileitungen, Bahnstrecken, Bundesautobahnen) im Sinne einer wahrgenommenen Überbündelung angesprochen. Die ÜNB können dieses Gefühl, dass sich regional einstellt, nachvollziehen. Dennoch sind sie durch gesetzliche Vorgaben angehalten, die Inanspruchnahme bisher von Infrastruktur unzerschnittener Räume durch Bündelung mit vorhandenen Infrastrukturen in bereits „vorbelasteten Räumen“ zu nutzen. Dass es dabei in den betroffenen Regionen zu einer Konzentration von Infrastrukturen kommen kann, ist eine Folge des gesetzlichen Bündelungsgebots – und ist insofern ein Abwägungsprozess, bei dem in den Projekten immer alle Schutzgüter betrachtet werden.

Andererseits wird in vielen Stellungnahmen gerade die Bündelung neuer Leitungen mit an anderer Stelle bereits vorhandener Infrastruktur gefordert. Dies gilt insbesondere für die HGÜ-Projekte und Leitungsneubauten im Wechselstrombereich, für die im NEP noch keine konkreten Trassenverläufe genannt werden können.

Die Auswirkungen der im NEP dargestellten Leitungsverbindungen auf Natur und Landschaft, aber auch auf sonstige Raumsprüche wie Tourismus, können erst in den anschließenden Planungs- und Genehmigungsverfahren für die einzelnen Leitungen untersucht und bewertet werden. Soweit es gesetzlich festgelegte Grenzwerte gibt, z. B. für möglicherweise auftretende Schallimmissionen, müssen diese in jedem Fall eingehalten werden. Die Einhaltung dieser gesetzlich geforderten Richtwerte wird in den späteren Planungs- und Genehmigungsschritten geprüft und ist Voraussetzung für die Erteilung einer Genehmigung.

Auf diesen Planungs- und Genehmigungsstufen werden auch Möglichkeiten zu Minderung oder Vermeidung von Auswirkungen auf Mensch und Umwelt geprüft, indem alternative Varianten für die konkreten Leitungsbauprojekte betrachtet werden. Parallel dazu läuft die Klärung privatrechtlicher Ansprüche auf Entschädigung für die Inanspruchnahme von Eigentum zwischen den ÜNB als Vorhabenträgern und den Betroffenen.

Auch konkrete Fragen des Naturschutzes, wie Eingriffsbewertung, Kompensationsplanung und arten- oder biotopschutzrechtliche Fragen, bleiben den nachfolgenden Genehmigungsverfahren der konkreten Bauvorhaben vorbehalten.



Überarbeitung des Netzentwicklungsplans und nachgelagerte Verfahren

Die ÜNB nehmen die erneut gute Beteiligung am Konsultationsverfahren und die in den Beiträgen geäußerten Bedenken sehr ernst. Aus diesem Grund wurde auch in diesem zweiten Entwurf in den einzelnen Kapiteln zu vielen der genannten Themen in den Stellungnahmen Bezug genommen.

Immer dann, wenn Stellungnahmen konkrete Projekte betreffen, ist jedoch darauf hinzuweisen, dass zu vielen Themen erst Aussagen getroffen werden können, wenn der genaue Trassenverlauf feststeht. Der NEP beschreibt weder Trassenkorridore, noch konkrete Trassenverläufe, sondern zeigt lediglich den Übertragungsbedarf zwischen Anfangs- und Endpunkten auf, der anhand von netzplanerischen Kriterien ermittelt wurde.

Eine standortscharfe Festlegung oder konkrete Trassenführung erfolgt – unter Einbezug von Umwelt- und Alternativenprüfung – erst in den nachgelagerten Genehmigungsschritten (Raumordnungsverfahren oder Bundesfachplanung und Planfeststellungsverfahren). Erst dort werden ein Trassenkorridor und anschließend der konkrete Verlauf der Leitung, die Standorte für die Masten, die zu verwendende Übertragungstechnik, eventuelle Entschädigungs- oder Ausgleichsflächen sowie – soweit vom Gesetzgeber zugelassen – mögliche Erdkabelabschnitte festgelegt und genehmigt. Auch diese Planungsschritte erfolgen unter Beteiligung der Öffentlichkeit.

Konsultationsbeiträge, die sich auf ein konkretes Projekt oder auf den Verlauf einer Trasse beziehen, sind daher in den nachgelagerten formellen Genehmigungsverfahren besser adressiert, denn die spezifischen Interessen der Konsultationsteilnehmer werden erst dort entscheidungserheblich. Das Konsultationsverfahren zum NEP ist weder ein quantitatives Einspruchsverfahren, noch können an dieser Stelle Ansprüche jedweder Art geltend gemacht werden.

Weitere Beteiligungsmöglichkeiten

Beim Entwurf des NEP handelt es sich um den ersten Schritt im Genehmigungsverfahren, nämlich um die Feststellung des Bedarfs. Bis zum Bau einer Netzentwicklungsmaßnahme, eines konkreten Projektes, folgen noch weitere Schritte: Die BNetzA prüft den zweiten, überarbeiteten Entwurf des NEP und die in ihm enthaltenen Projekte und stellt auch diesen zusammen mit dem Bericht zu ihrer Strategischen Umweltprüfung zur Konsultation. Dazu werden die Dokumente sowohl online als auch in Bonn bei der BNetzA zur Verfügung gestellt. Anschließend werden die Planungen für die bestätigten Projekte und Maßnahmen aufgenommen und ein Investitionsmaßnahmenantrag bei der BNetzA eingereicht. Wenn diese den Antrag genehmigt, beginnen die Vorbereitungen für die Planungs- und Genehmigungsverfahren, zu denen erneut öffentliche Anhörungen und Auslegungen der jeweiligen Planungsunterlagen über die zuständigen Behörden gehören.

An diesen Verfahrensschritten kann unabhängig davon teilgenommen werden, ob zuvor eine Stellungnahme zum ersten Entwurf des NEP abgegeben wurde. Nähere Information dazu bietet die Seite der BNetzA unter www.netzausbau.de.

Die nachfolgende Übersicht gibt einen Überblick über diesen Gesamtprozess. Neben dem Ablauf der Konsultation wird dort insbesondere erklärt, welche inhaltlichen Anmerkungen in welcher Phase der Planungen vom Szenariorahmen über den NEP bis hin zum konkreten Projekt richtig angebracht werden können. Sie finden diese Übersicht auch unter www.netzentwicklungsplan.de.

Weitere Information zu konkreten Projekten finden Sie auf den Internetseiten Ihres zuständigen Übertragungsnetzbetreibers sowie der Bundesnetzagentur:

50Hertz Transmission GmbH: www.50hertz.com

Amprion GmbH: www.amprion.net

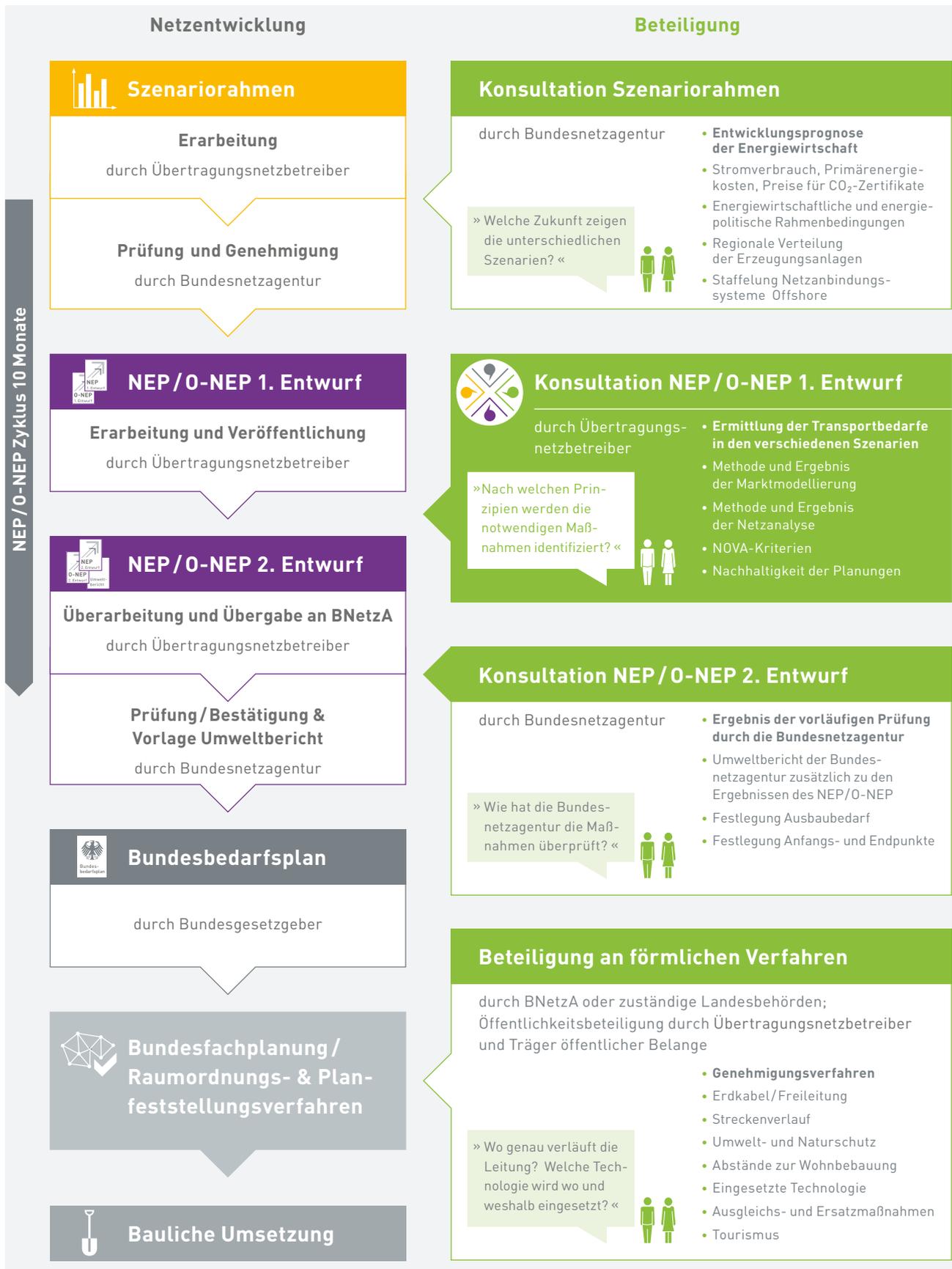
TenneT TSO GmbH: www.tennet.eu

TransnetBW GmbH: www.transnetbw.de

Bundesnetzagentur: www.netzausbau.de



Abbildung 49: Beteiligung an der Planung der Übertragungsnetze





Übersicht Links

- Gemeinsame Informationsplattform der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber zum Netzentwicklungsplan Strom: www.netzentwicklungsplan.de ↗
- Stellungnahmen zu den ersten Entwürfen NEP und O-NEP 2030, Version 2017: www.netzentwicklungsplan.de/de/stellungnahmen-nep-o-nep-2030-version-2017 ↗
- Bundesnetzagentur: www.netzausbau.de ↗
- 50Hertz Transmission GmbH: www.50hertz.com ↗
- Amprion GmbH: www.amprion.net ↗
- TenneT TSO GmbH: www.tennet.eu ↗
- TransnetBW GmbH: www.transnetbw.de ↗