

- 1 Einführung
- 2 Szenariorahmen
- 3 Marktsimulation
- 4 Offshore-Netz
- 5 Onshore-Netz
- 6 Innovationen
- 7 Übersicht Maßnahmen
- 8 Konsultation
- 9 Zusammenfassung



5 Onshore-Netz

Ergänzungen aus dem Konsultationsverfahren

- › *Viele Anmerkungen von Konsultationsteilnehmenden drehten sich um die Frage, warum das Klimaneutralitätsnetz in den Szenarien A/B/C 2045 identisch ist. Das Zielnetz besteht unter den getroffenen Annahmen aus einem robusten Portfolio an Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen, die sich für alle Szenarien als erforderlich erweisen. Alle im NEP 2037/2045 (2023) ausgewiesenen Projekte sind somit als „no-regret“ zu verstehen. Das ausgewiesene Zielnetz unterscheidet sich in den Szenarien nur hinsichtlich des verbleibenden Redispatch-Bedarfs. Es bestehen derzeit noch hohe Unsicherheiten durch die noch nicht vollständig abgeschlossenen gesetzlichen Planungen zum Ausbau der erneuerbaren Energien (u. a. auf Ebene der Bundesländer), der Dekarbonisierungsstrategien der Industrie oder die Planungen zur zukünftigen Wasserstoffwirtschaft. Inwieweit der verbleibende Redispatch weiter reduziert werden kann, ist in den folgenden NEP-Zyklen aufzugreifen, insbesondere, ob dies zusätzlichen Netzausbau oder andere technische Maßnahmen erfordert.*
- › *Eine weitere Frage innerhalb der Konsultation war, warum sich die Übertragungsnetze 2037 und 2045 vergleichsweise gering unterscheiden. Die Begründung hierfür ist, dass der Ausbaupfad für erneuerbaren Energien 2037 gemäß der politischen Vorgaben nahezu abgeschlossen sein muss. Hierdurch muss auch das Klimaneutralitätsnetz bereits 2037 nahezu vollständig vorliegen. Eine Ausnahme ist der Ausbau der Offshore-Windenergie. Hierdurch werden zwischen 2037 und 2045 weitere On- und Offshore-Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen erforderlich.*
- › *In mehreren Stellungnahmen wurde die Frage nach der bestehenden Zusammenarbeit der ÜNB mit den Verteilnetzbetreibern aufgeworfen. Hierzu ist anzumerken, dass zwischen den ÜNB und den Verteilnetzbetreibern sowohl zur Erarbeitung des Netzentwicklungsplans als auch darüber hinaus zur koordinierten Netzplanung ein steter Austausch besteht. Konkrete Hinweise und gemeinsame Planungen werden von den Übertragungsnetzbetreibern in den Netzentwicklungsplan aufgenommen. Diese intensive Zusammenarbeit zeigt sich beispielsweise an dem Umstand, dass zusätzliche vertikale Punktmaßnahmen im Zuge der Konsultation des ersten Entwurfs festgestellt und in den zweiten Entwurf aufgenommen wurden.*
- › *Im Rahmen der Konsultation wurde eine detailliertere Beschreibung der im ersten Entwurf aufgezeigten Bündelungsoptionen gefordert. Zudem wurde hinterfragt, nach welchen Kriterien die ÜNB Bündelungen von DC-Netzausbaumaßnahmen gemäß § 12b Abs. 3a EnWG vornehmen. Eine entsprechende Erläuterung wurde von den ÜNB im Kapitel 5.2.5 ergänzt.*
- › *Hinweise aus der Konsultation, die konkrete Projekte und Maßnahmen betreffen, wurden – soweit möglich – in Form von Anpassungen und Ergänzungen der Projektsteckbriefe im Anhang zum zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans verarbeitet.*

Zusammenfassung

- › Die gesetzlichen Planungen sehen den überwiegenden Anteil des notwendigen Ausbaus der erneuerbaren Energien bereits bis Mitte der 2030er Jahre vor. In Folge des wesentlichen Anstiegs des innerdeutschen Transportbedarfs auf rund 87,7 GW bis 2037 ist auch ein maßgeblicher Anteil des landseitigen Klimaneutralitätsnetzes bis dahin zu realisieren. Bis 2045 bleiben die Spitzenwerte des Nord-Süd-Lastflusses auf einem ähnlichen Niveau. **Der weitere Zubau der erneuerbaren Energien zwischen 2037 und 2045 kann dabei weitgehend über den Ausbau von Flexibilitäten insbesondere von Elektrolyseuren, zentralen und dezentralen Batteriespeichern und durch Demand Side Management kompensiert werden.** Aufgrund des hohen Zubaus an Photovoltaikanlagen treten erstmals auch signifikante Süd-Nord-Lastflüsse auf. Während diese regional teilweise zusätzliche Maßnahmen erfordern, kann der weiträumige Transport durch das bislang primär für den Nord-Süd-Transport erweiterte Übertragungsnetz erfüllt werden.

- Das Übertragungsnetz ist so umzubauen, dass es bereits bis 2037 eine installierte Leistung zwischen 565 und 576 GW an erneuerbaren Energien integrieren und im Vergleich zu heute nahezu den doppelten Bruttostromverbrauch in Höhe von rund 900 bis zu 1.050 TWh decken kann.
- Sämtliche Vorhaben des BBP 2022 sind sowohl *in den Szenarien A/B/C 2037* als auch in allen Szenarien mit dem Zieljahr 2045 erforderlich (s. Kapitel 5.2.5). Die Erforderlichkeit dieser Maßnahmen wird damit im NEP 2037/2045 (2023) erneut nachgewiesen. Sie sind für ein bedarfsgerechtes Netz angesichts der steigenden Transportaufgabe allerdings bei Weitem nicht ausreichend.
- *Das Onshore-Startnetz umfasst AC- und DC-Maßnahmen in Summe von rund 6.950 km bei einem geschätzten Investitionsvolumen von 50 Mrd. EUR. Für das Onshore-Zubaunetz ergeben sich Netzverstärkungen im AC-Bereich von 6.125 km. Hinzu kommen rund 180 km an DC-Verstärkungsmaßnahmen. Weitere 1.714 km entfallen auf AC-Neubaumaßnahmen und 4.396 km auf DC-Neubaumaßnahmen. In Summe ergibt sich ein Onshore-Zubaunetz für alle Szenarien von rund 12.413 km Länge. Für die Szenarien A/B/C 2037 beläuft sich das Investitionsvolumen auf rund 106,1 Mrd. EUR. Die Investitionskosten für das Onshore-Zubaunetz der Szenarien A/B/C 2045 liegen um 0,1 Mrd. EUR höher. Gegenüber dem ersten Entwurf des NEP 2037/2045 (2023) sind im zweiten Entwurf des NEP die Investitionskosten um ca. 12,5 Mrd. EUR angestiegen. Dies ist im Wesentlichen durch die Berücksichtigung weiterer Projekte auf Basis zusätzlicher Bedarfe an Transformatoren und Umspannwerken zwischen Verteil- und Übertragungsnetz, einer Aktualisierung des Umfangs und der Kosten bestehender Projekte sowie die Aktualisierung des Bedarfs an Anlagen zur Blindleistungskompensation sowie zur Bereitstellung von Momentanreserve (s. Kapitel 5.4) begründet.*
- Im Vergleich zum bestätigten Netz aus dem NEP 2035 (2021) (BBP-Netz 2022), steigt der Netzverstärkungs- und -ausbaubedarf im NEP 2037/2045 (2023) um rund **7.400 km** an zusätzlichen Maßnahmen in den Szenarien *A/B/C 2037* und *A/B/C 2045* deutlich an (s. Kapitel 5.2.5). Davon entfallen **ca. 2.800 km** auf DC-Neubau **und DC-Verstärkungen (fünf zusätzliche DC-Projekte)**, 1.300 km auf AC-Neubau (**rund 20 zusätzliche AC-Projekte**) und **3.300 km** auf Netzverstärkungsmaßnahmen. Das Verhältnis DC- zu AC-Neubau beträgt **1,6**.
- Die Ergebnisse der Netzanalysen zeigen für **alle Szenarien** ein identisches Klimaneutralitätsnetz. Dieses unterscheidet sich lediglich hinsichtlich des verbleibenden Redispatch-Bedarfs. Das Klimaneutralitätsnetz besteht aus einem robusten Portfolio an Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen unter den getroffenen Annahmen. Die ÜNB gehen davon aus, dass diese Maßnahmen im Sinne eines „no-regret“-Ansatzes in den betrachteten Szenarien des NEP 2037/2045 (2023) erforderlich sind.
- Aufgrund des langen Zeithorizonts bis 2045 und den damit verbundenen Unsicherheiten wurden identifizierte Engpässe nicht vollständig durch Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen beseitigt. Daher bleibt in den Szenarien ein Redispatch-Volumen in Höhe von **1,5 bis 5,9 TWh** bestehen. Eine weitere Engpassminderung ist durch die Hebung möglicher Potenziale zukünftiger innovativer Technologien denkbar. So wurde in diesem NEP explizit das Potenzial von kurativem Redispatch für das Szenario B 2037 untersucht.
- Zur Bewertung geeigneter Netztopologien haben die ÜNB ihre Simulationswerkzeuge u. a. in Form einer Heuristik weiterentwickelt. Diese erlaubt eine noch effizientere und umfangreichere Untersuchung der möglichen Lösungsoptionen sowie den Vergleich und die Bewertung einer großen Menge von Netzausbaukombinationen (s. Kapitel 5.5.6).
- Vor dem Hintergrund einer deutlichen Steigerung des Ausbaus von erneuerbaren Energien bereits bis 2030 (EEG- Novelle 2023) und der damit einhergehenden kurz- bis mittelfristigen erhöhten Belastung des Übertragungsnetzes haben die deutschen Übertragungsnetzbetreiber weitere geeignete Maßnahmen (Ad-hoc-Maßnahmen) identifiziert, die bereits kurz- bis mittelfristig realisiert werden können und die erwartete Situation entschärfen. **Die Bewertung und Ermittlung dieser Maßnahmen erfolgte auf Basis des Szenarios und Netzmodells der gemäß § 34 KVBG erstellten Langfristanalyse mit Betrachtungsjahr 2030.**

5.1 Einleitung Onshore-Netz

Im Folgenden wird zunächst das Startnetz beschrieben und danach das Bundesbedarfsnetz (BBP-Netz) dargestellt. Hierauf aufbauend werden diejenigen Netzmaßnahmen modelliert, die darüber hinaus für die Bewältigung des zukünftigen Transportbedarfs notwendig sind. Der Fokus liegt dabei auf der Lastflussberechnung basierend auf dem BBP-Netz sowie die darauf aufbauende Entwicklung des Übertragungsnetzes (s. Kapitel 5.2). Im Anschluss erfolgt ein Überblick der zusätzlichen Interkonnektoren im NEP 2037/2045 (2023) (s. Kapitel 5.3). Die Ergebnisse der **jeweiligen Kosten-Nutzen Analysen sind in den Projektsteckbriefen zu finden (siehe Anhang)**. Darüber hinaus erfolgt eine detaillierte Beschreibung der in der Netzanalyse und -entwicklung verwendeten Methodik (s. Kapitel 5.5).

Bei den Netzanalysen wurden Lastfluss- und Ausfallberechnungen auf Basis der in Kapitel 3 ermittelten Last- und Einspeisesituationen (Jahresläufe oder gezielt ausgewählte Netznutzungsfälle [NNF]) durchgeführt. Hierdurch kann der Übertragungsbedarf zwischen Netzknoten identifiziert und bei einer Verletzung der netztechnischen Beurteilungskriterien adäquate Abhilfemaßnahmen abgeleitet werden. Die identifizierten Einzelmaßnahmen und die gewählten Maßnahmenkombinationen je Szenario bilden nicht das einzig mögliche Netz ab, sondern vielmehr eine Lösung, die in ihrer Gesamtheit allen Anforderungen effizient gerecht wird.

Der NEP 2037/2045 (2023) zeigt wie seine Vorgänger den Übertragungsbedarf zwischen Anfangs- und Endpunkten auf. Anfangspunkte liegen in der Regel in Regionen mit Erzeugungsüberschuss, Endpunkte in solchen mit hohem Verbrauch bzw. nahe Standorten von stillgelegten Kern- bzw. Kohlekraftwerken. Der NEP beschreibt keine konkreten Trassenverläufe von neuen Übertragungsleitungen, sondern er dokumentiert den notwendigen Übertragungsbedarf zwischen Netzknoten.

Genannte Ortsnamen zur Bezeichnung von Anfangs- und Endpunkten sind rein technische Aussagen, die der Identifikation bestehender Netzverknüpfungspunkte dienen. Konkrete Trassenkorridore bzw. Trassen werden erst in den nachgelagerten Verfahrensschritten (z. B. Bundesfachplanung oder Planfeststellung) festgelegt – eine Ausnahme bilden Präferenzräume für neue HGÜ-Verbindungen, die noch nicht im BBP enthalten sind. Diese werden durch die BNetzA festgelegt.

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 erfolgt, werden die sich so ergebenden Entfernungen mit einem 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 Abweichungen ergeben, z. B. um Abstände zur Wohnbebauung zu erhöhen oder bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern.

Die Längenangaben der Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen werden mit dem Fortschreiten der Genehmigungsverfahren an die entsprechenden Stände z. B. nach Abschluss des Raumordnungsverfahrens/der Bundesfachplanung sowie des Planfeststellungsverfahrens angepasst.

Bei der Errichtung neuer AC-Stromkreise besteht immer die technische Notwendigkeit zur Kompensation der entstehenden Blindleistung (Ladeleistung). Dies umfasst neben der spannungssenkenden auch die spannungshebende Kompensation von Blindleistung, um die stark wechselnde und ansteigende Netzbelastung aufgrund der volatilen Netzeinspeisung sowie Höherauslastung sicher beherrschen zu können. In diesem Zusammenhang muss nicht nur stationäre, sondern auch dynamische Kompensation Berücksichtigung finden.

Um die ansteigende Transportaufgabe bei gleichzeitig sinkenden Blindleistungspotenzialen infolge des Kernenergie- und Kohleausstiegs zu bewältigen, ist eine alternative Bereitstellung der Bedarfe erforderlich. Infolge der ansteigenden Transportaufgabe und den wegfallenden Potenzialen konventioneller Kraftwerke wird Momentanreserve zur Wahrung der Frequenzstabilität und zur Beherrschung ungewollter Netzauftrennungen benötigt. Die zusammenfassenden Ergebnisse der Analysen zur Frequenz und Spannung mit Zieljahr 2037 sowie zur transienten Stabilität mit Zieljahr 2030 **werden im Kapitel 5.4 beschrieben. Detaillierte Beschreibungen finden sich im Begleitdokument Systemstabilität, welches im Sommer 2023 auf www.netzentwicklungsplan.de veröffentlicht wird.**

5.2 Netzanalyse und -entwicklung

5.2.1 Standard- und Projektkosten im Netzentwicklungsplan Strom

Die ÜNB haben die Kalkulation der Standardkosten im NEP 2037/2045 (2023) angepasst. Die neuen Standardkosten, die bei der Kalkulation der Projekte und Maßnahmen Anwendung gefunden haben, finden Sie unter www.netzentwicklungsplan.de/ZwK.

Folgende Anpassungen gegenüber dem NEP 2035 (2021) wurden vorgenommen:

- Die Kostenbasis wurde von Mitte 2020 auf Mitte 2022 aktualisiert. Damit wurde die Inflation der vergangenen beiden Jahre ebenso berücksichtigt wie darüber hinausgehende Anpassungen der Marktpreise.
- Bei der Anpassung der Standardkosten haben die ÜNB Erfahrungen aus bisher realisierten Projekten einschließlich des Rückbaus bestehender Leitungen einfließen lassen.

Wie im Kapitel 5.5.5 beschrieben, wird im NEP 2037 / 2045 (2023) bei den DC-Vorhaben im Wesentlichen eine Vollverkabelung unterstellt. Bei den AC-Pilotprojekten mit der Möglichkeit zur Teil-Erdverkabelung gemäß Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) bzw. BBPlG werden die Mehrkosten für Erdkabel anteilig in den Gesamtkosten berücksichtigt.

Dabei wurden – soweit möglich – die Längen der Teil-Erdverkabelungsabschnitte aus den laufenden Genehmigungsverfahren berücksichtigt. Wo dies wegen des frühen Projektstadiums noch nicht möglich war, wurde bei den Pilotprojekten zur Ermittlung realistischer Gesamtkosten pauschal eine Teil-Erdverkabelung von zehn Prozent der Länge einer Maßnahme unterstellt.

Weiter fortgeschrittene Projekte, die sich bereits im Startnetz befinden (s. Kapitel 5.2.2), werden in der Regel nicht mehr mit den o. g. Standardkosten kalkuliert, sondern mit unternehmensindividuell kalkulierten Projektkosten. Dies erlaubt in Abhängigkeit vom Projektfortschritt eine genauere und realistischere Kostenkalkulation.

In Summe führen die o. g. Anpassungen im NEP 2037/2045 (2023) zu einer aktualisierten Abbildung der tatsächlich zu erwartenden Kosten. Unabhängig von einem insgesamt veränderten Umfang an Projekten und Maßnahmen ist dies mit einem Anstieg der Gesamtkosten in den Szenarien des NEP 2037/2045 (2023) im Vergleich zum NEP 2035 (2021) verbunden.

5.2.2 Startnetz

Im Einzelnen besteht das Startnetz neben dem Ist-Netz (Stand 31.12.2022) aus den EnLAG-Maßnahmen, den in der Planfeststellung befindlichen Maßnahmen, den in der Umsetzung befindlichen Netzausbaumaßnahmen (planfestgestellt bzw. in Bau) sowie den Maßnahmen aufgrund sonstiger Verpflichtungen (Kraftwerks-Netzanschlussverordnung (Kraft-NAV) bzw. Anschlusspflicht der Industriekunden).

Anders als bei Maßnahmen des Zubaunetzes wird bei Startnetzmaßnahmen wegen des fortgeschrittenen Stadiums der Bedarf nicht erneut anhand von (n-1)-Nachweisen überprüft (s. Kapitel 5.5.1). Diese Maßnahmen sind als verbindlich anzusehen, da ihre energiewirtschaftliche Notwendigkeit in der Regel durch mehrere vorherige Netzentwicklungspläne von den ÜNB nachgewiesen sowie zum Teil bereits von den zuständigen Genehmigungsbehörden bzw. vom Gesetzgeber im EnLAG sowie im BBPlG bestätigt wurden.

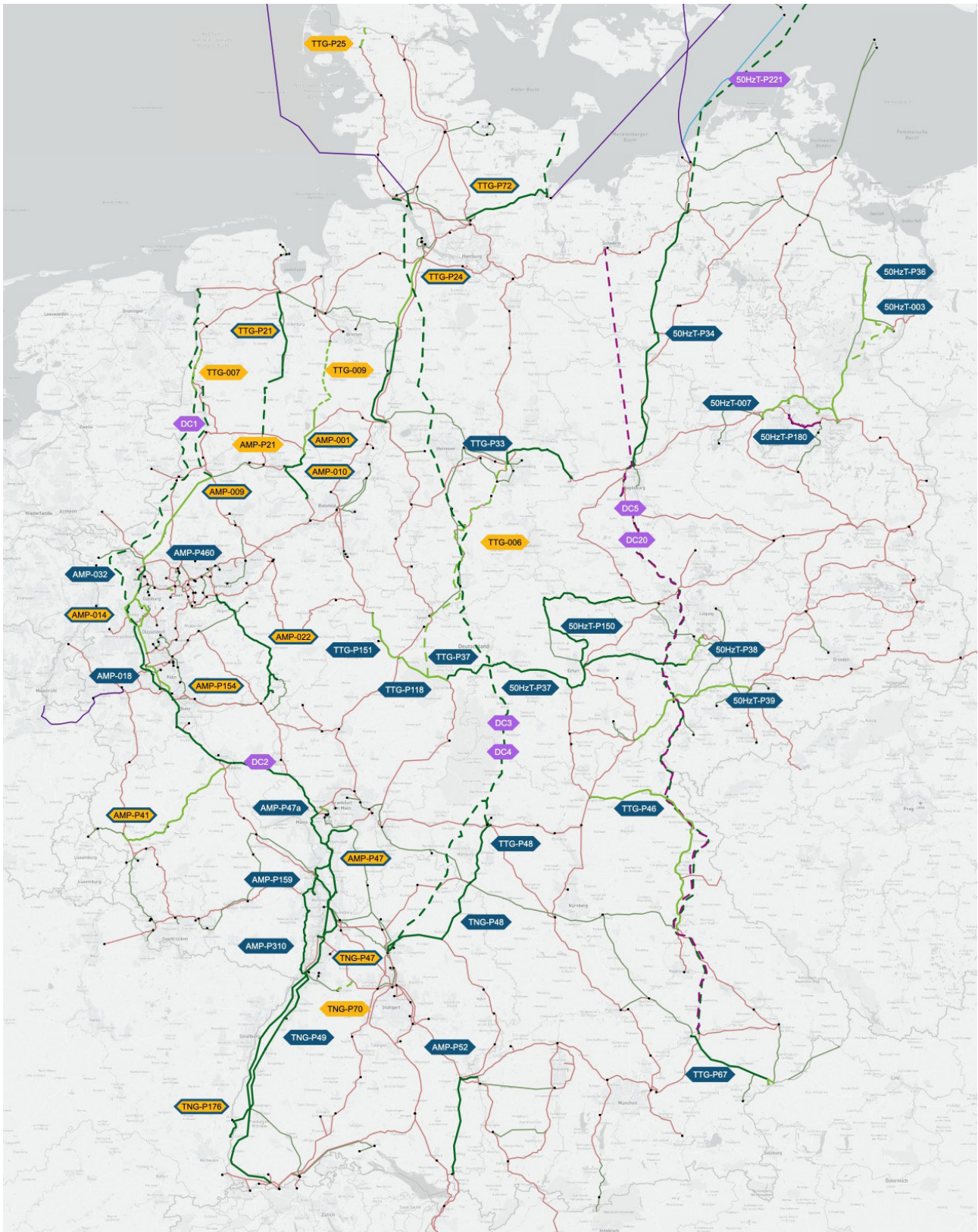
Gegenüber dem NEP 2035 (2021) steigt der Gesamtumfang der Startnetzmaßnahmen im NEP 2037/2045 (2023) von 6.100 km um knapp **850 km** auf insgesamt rund **6.950 km** an. Neben zahlreichen AC-Maßnahmen, die erstmals in das Startnetz überführt wurden, konnte die Maßnahme DC20 im Vergleich zum NEP 2035 (2021) dem Startnetz zugeordnet werden.

Der Umfang an AC-Netzverstärkungen im Startnetz beträgt rund **3.000 km**, davon rund **920 km** an Zu-/Umbeseilungen und 2.080 km Neubau in bestehenden Trassen (ausschließlich Ersatzneubau). Hinzu kommen rund 600 km an AC-Netzausbaumaßnahmen in neuer Trasse. Der Umfang an DC-Netzverstärkungen beträgt rund 880 km. Hinzu kommen rund 2.470 km an DC-Netzausbaumaßnahmen. Rund 120 km der AC-Maßnahmen sowie 175 km der DC-Maßnahmen betreffen Interkonnektoren.

Die Startnetzmaßnahmen sind in den Tabellen 32 bis 36 in Kapitel 7.1 mit ihrem derzeitigen Umsetzungsstand einzeln aufgelistet. **Die Investitionen für die Netzmaßnahmen des Startnetzes** belaufen sich auf **rund 50 Mrd. EUR**. Sie liegen damit sowohl aufgrund des größeren Maßnahmenumfangs als auch wegen der Aktualisierung der Standard- und Projektkosten im Startnetz um **11 Mrd. EUR** höher als im NEP 2035 (2021).

In Abbildung 62 sind die Startnetzmaßnahmen mit ihrem derzeitigen Umsetzungsstand grafisch dargestellt.

Abbildung 62: Deutsches Höchstspannungsnetz mit Startnetz*/nur Leitungsprojekte



Stand der Umsetzung			
— Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	— Netzverstärkung	● Anlagen	— Netzverstärkung
— Im Raumordnungsverfahren / Bundesfachplanung	- - - Neubaumaßnahmen	— AC 380 kV	— Netzausbau
— Im Genehmigungsverfahren		— AC 220 kV	— Verstärkung und Ausbau
— Genehmigt / in Bauvorbereitung / im Bau		— AC 150 kV	— DC
— Realisiert		— DC	

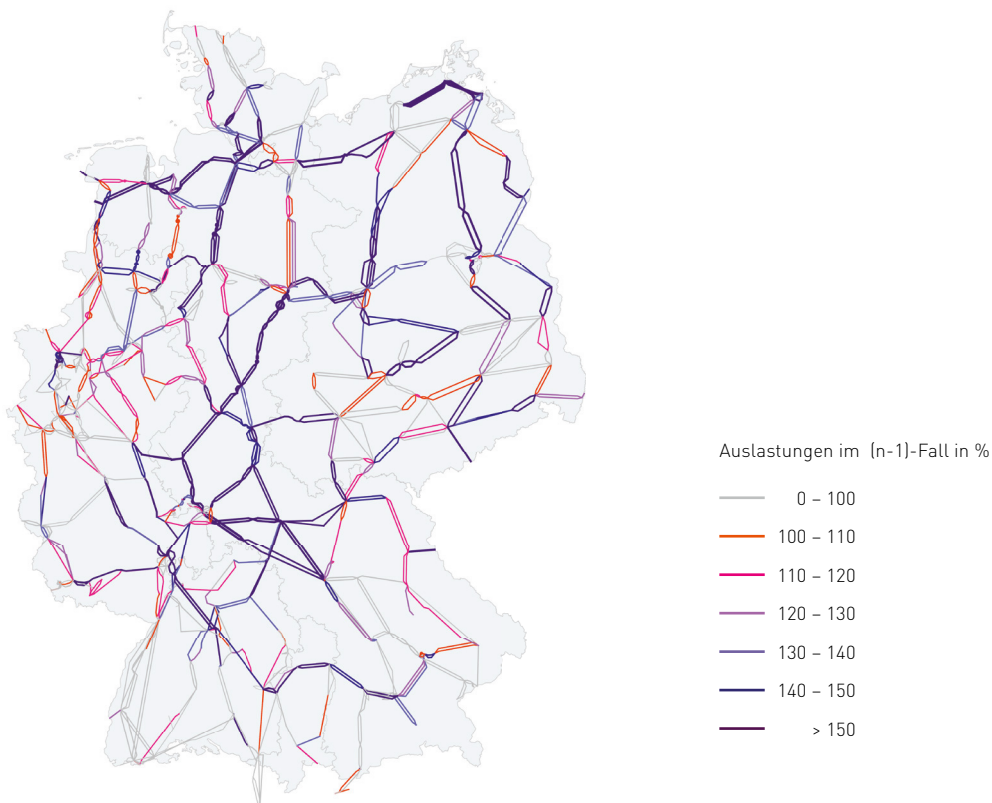
*Die Darstellung der Neubauprojekte zeigt die Anfangs- und Endpunkte, aber keine konkreten Trassenverläufe. Diese werden erst in nachgelagerten Genehmigungsverfahren festgelegt.

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

Das BBP-Netz setzt sich aus dem Startnetz und den im BBP 2022 enthaltenen Maßnahmen zusammen. Damit sind alle Projekte umfasst, für die gesetzlich eine energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf festgestellt wurde.

Um feststellen zu können, ob die im BBP-Netz enthaltenen Maßnahmen zur Gewährleistung der Transportaufgabe für das Szenario B 2037 ausreichen, wurden entsprechende Netzanalysen (s. Kapitel 5.5) durchgeführt. In der folgenden Abbildung sind die maximalen Auslastungen des BBP-Netzes, die sich bei Umsetzung des Szenarios B 2037 ergeben, beispielhaft bei Ausfall eines Netzelements – auch (n-1)-Fall genannt – dargestellt.

Abbildung 63: Auswertung der aufgetretenen maximalen Auslastung bei Ausfall eines Netzelements ((n-1)-Fall) eines gesamten Jahres im BBP-Netz



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

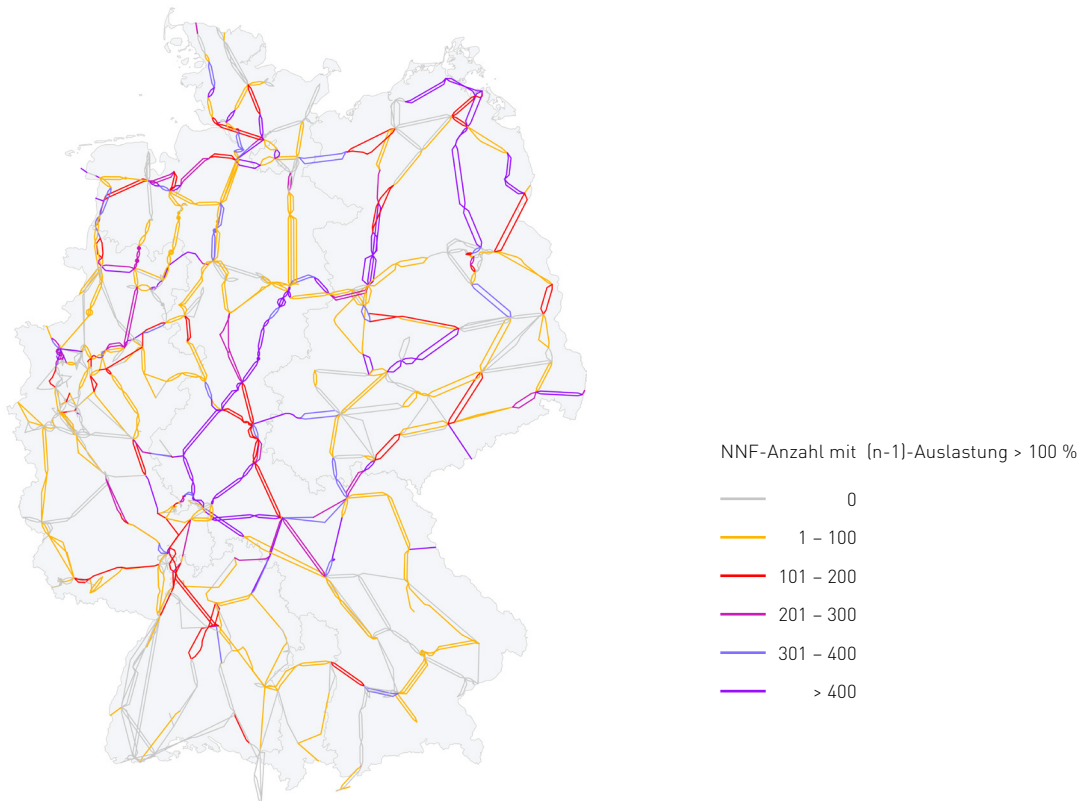
Abbildung 63 zeigt im BBP-Netz die maximalen Auslastungen der Leitungen bei einem Ausfall eines Netzelements über den Zeitraum eines gesamten Jahres. Beim Ausfall eines Netzelements darf die maximale Auslastung einer Leitung 100% aus Gründen der Sicherstellung der Systemsicherheit in der Regel nicht überschreiten. Auslastungen über 100% können Folgeausfälle bzw. Versorgungsunterbrechungen verursachen. Die Abbildung weist mit den Netzausbaumaßnahmen des Start- sowie des BBP-Netzes regionenübergreifende unzulässig hohe Leitungsauslastungen auf. Die maximale Auslastung der Leitungen beträgt über 250%.

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Häufigkeit von Auslastungen über 100% im (n-1)-Fall für den Netzausbauzustand des BBP-Netzes. Die Leitungsauslastungen wurden für jede Stunde des Jahres im Szenario B 2037 berechnet. Bei ausschließlicher Berücksichtigung der Startnetz- sowie BBP-Maßnahmen und Interkonnektoren treten im deutschen Höchstspannungsnetz häufig unzulässig hohe Leitungsauslastungen auf.



Anhand der farblich markierten Leitungen sind unzulässig hohe Auslastungen zu erkennen, die teilweise über 1.000 Stunden liegen und auf einigen Leitungen sogar rund 2.500 Stunden von 8.760 Stunden pro Jahr betragen.

Abbildung 64: Auswertung der aufgetretenen grenzwertüberschreitenden Netznutzungsfälle bei Ausfall eines Netzelements ((n-1)-Fall) eines gesamten Jahres im BBP-Netz



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Abbildungen 63 und 64 zeigen, dass zusätzlich zum BBP-Netz weitere Maßnahmen notwendig sind. Der Zubau der BBP-Maßnahmen über das Startnetz hinaus kann die Überlastungen des Höchstspannungsnetzes zwar reduzieren, aber noch nicht beseitigen. Die Projekte des BBP-Netzes sind insofern unabdingbar, reichen alleine aber noch nicht aus.

5.2.4 Netzverknüpfungspunkte zum Offshore-Netz

Die Auswahl der Netzverknüpfungspunkte und des Suchraums für neue Netzverknüpfungspunkte ist Aufgabe des NEP (s. ebenso Kapitel 4). Die Zuordnung von Offshore-Netzanbindungssystemen zu diesen Punkten unter räumlichen und zeitlichen Gesichtspunkten erfolgt im FEP. Bei der Auswahl der NVP sind im Wesentlichen folgende Gesichtspunkte unter Anwendung des NOVA-Prinzips zu berücksichtigen:

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

Für die Durchführung der Netzberechnungen ist die angenommene Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie für jedes Szenario auf die NVP aufzuteilen. Die Aufteilung der installierten Erzeugungsleistung auf die einzelnen NVP ist der folgenden Tabelle 27 zu entnehmen.

Tabelle 27: Übersicht über die im NEP angenommene Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie und die Netzverknüpfungspunkte

Bundesland	Netzverknüpfungspunkt	Spannungsebene in kV	installierte Erzeugungsleistung Offshore-Windenergie in MW				Jahr der Verfügbarkeit des Netzverknüpfungspunktes
			A 2037	B / C 2037	A 2045	B / C 2045	
Bremen	Blockland/Neu	380	2.000	2.000	2.000	2.000	vrstl. 2032
Hessen	Kriftel	380	0	2.000	2.000	2.000	vrstl. 2036
Hessen	Suchraum Ried (Stadt Bürstadt/Gemeinden Biblis und Groß-Rohrheim)	380	0	2.000	2.000	2.000	vrstl. 2037
Mecklenburg-Vorpommern	Bentwisch	380	288	288	0	0	bereits in Betrieb
Mecklenburg-Vorpommern	Lubmin	380	1.468	1.468	1.468	1.468	bereits in Betrieb
Mecklenburg-Vorpommern	Suchraum Broderstorf (Gemeinden Broderstorf/Dummerstorf/Papendorf/Roggentin/Stadt Rostock)	380	180	180	180	180	vrstl. 2032
Mecklenburg-Vorpommern	Suchraum Brünzow (Gemeinden Brünzow/Kemnitz)	380	1.300	1.300	1.800	1.800	vrstl. 2026
Mecklenburg-Vorpommern	Suchraum Gnewitz (Gemeinden Dettmannedorf/Gnewitz/Sanitz/Stadt Marlow)	380	1.000	1.000	1.500	1.500	vrstl. 2028
Niedersachsen	Garrel/Ost	380	900	900	900	900	2025
Niedersachsen	Diele	380	1.188	1.188	1.071	1.071	bereits in Betrieb
Niedersachsen	Dörpen/West	380	2.478	2.478	916	916	bereits in Betrieb
Niedersachsen	Emden/Borßum	220	113	113	0	0	bereits in Betrieb
Niedersachsen	Emden/Ost	380	2.700	2.700	1.800	1.800	bereits in Betrieb
Niedersachsen	Hagermarsch	110	0	0	0	0	bereits in Betrieb
Niedersachsen	Hanekenfähr	380	1.800	1.800	1.800	1.800	2028
Niedersachsen	Inhausen	220	111	111	0	0	bereits in Betrieb
Niedersachsen	Unterweser	380	4.000	4.000	4.000	4.000	2029
Niedersachsen	Wehrendorf	380	2.000	2.000	2.000	2.000	2029
Niedersachsen	Wilhelmshaven/Landkreis Friesland	380	4.000	4.000	4.000	4.000	2029
Niedersachsen	Suchraum Rastede (Ovelgönne/Rastede/Wiefelstede/Westerstede)	380	2.000	2.000	4.000	4.000	vrstl. 2031
Niedersachsen	Samtgemeinde Sottrum	380	0	0	2.000	2.000	vrstl. 2042
Niedersachsen	Suchraum Nüttermoor (Stadt Leer/Gemeinden Moormerland und Jemgum)	380	0	2.000	4.000	4.000	vrstl. 2037

Bundesland	Netzverknüpfungspunkt	Spannungsebene in kV	installierte Erzeugungsleistung Offshore-Windenergie in MW				Jahr der Verfügbarkeit des Netzverknüpfungspunktes
			A 2037	B / C 2037	A 2045	B / C 2045	
Nordrhein-Westfalen	Westerkappeln	380	2.000	2.000	2.000	2.000	2030
Nordrhein-Westfalen	Rommerskirchen	380	2.000	2.000	4.000	4.000	vrstl. 2034
Nordrhein-Westfalen	Oberzier	380	2.000	2.000	2.000	2.000	vrstl. 2036
Nordrhein-Westfalen	Niederrhein	380	2.000	2.000	2.000	2.000	vrstl. 2032
Nordrhein-Westfalen	Kusenhorst	380	2.000	2.000	2.000	2.000	vrstl. 2033
Nordrhein-Westfalen	Lippe	380	0	0	2.000	2.000	vrstl. 2040
Nordrhein-Westfalen	Sechtem	380	0	0	2.000	2.000	vrstl. 2045
Schleswig-Holstein	Büttel	380	3.065	3.065	2.201	2.201	bereits in Betrieb
Schleswig-Holstein	Suchraum Heide (Gemeinden Hemmingstedt / Lieth / Lohe-Rickelsdorf / Wöhrden)	380	4.000	4.000	4.000	4.000	2030
Schleswig-Holstein	Suchraum Pöschendorf (Gemeinden Pöschendorf / Hadenfeld / Kaisborstel / Looft)	380	4.000	4.000	4.000	4.000	vrstl. 2033
Schleswig-Holstein	Wiemersdorf / Hardebek	380	0	2.000	2.000	2.000	vrstl. 2035
Schleswig-Holstein	Suchraum BBS (Ämter Büchen / Breitenfelde / Schwarzenbek-Land)	380	2.000	2.000	4.000	4.000	vrstl. 2035
Schleswig-Holstein	Suchraum Brunsbüttel (Gemeinden Brunsbüttel / Büttel / St. Margarethen / Brokdorf)	380	0	0	2.000	2.000	vrstl. 2041

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

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

5.2.5 Erforderliche Maßnahmen in den Szenarien

Wie in Kapitel 3 beschrieben, erzeugt die Marktsimulation für jede der 8.760 Stunden eines Jahres einen individuellen Netznutzungsfall. So wird für jede Stunde eines Szenarios die kostengünstigste Möglichkeit zur Deckung des Energiebedarfs unter Berücksichtigung der Vorrangregelung der erneuerbaren Energien ermittelt. Im Rahmen des NEP 2037/2045 (2023) werden insgesamt sechs Szenarien des nach § 12a EnWG genehmigten Szenariorahmens 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 erheblich überschreitet, während in Süddeutschland der Verbrauch durch lokale Erzeugung bei Weitem nicht mehr gedeckt werden kann (s. Kapitel 3). Insofern ergibt sich der Übertragungsbedarf wesentlich aus der Entfernung zwischen Standorten der – überwiegend erneuerbaren – Stromerzeugung im Norden und Osten sowie dem Verbrauch im Süden und Westen Deutschlands.



Die Untersuchung des Bedarfs zusätzlicher Umspannwerke oder Transformatoren zwischen dem Höchst- und Hochspannungsnetz (380/110 kV) erfolgt außerhalb des NEP zwischen den betroffenen Netzbetreibern. Derartige vertikale Punktmaßnahmen werden von der BNetzA nicht nach § 12c EnWG bestätigt. Sie werden daher im NEP nicht als eigenständige Maßnahmen aufgeführt. Gleichwohl fließen sie in den Datensatz des NEP mit ein und werden daher zusammen mit weiteren horizontalen Punktmaßnahmen (u. a. Schaltanlagen) zur Information in einem gesonderten Begleitdokument unter www.netzentwicklungsplan.de/Punktmassnahmen_2037_2045_V2023_2E.pdf zum NEP zusammengefasst.

Für die Verknüpfung von Verteil- 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 Zubaunetzmaßnahmen werden im NEP auf Basis von Standardkosten (s. Kapitel 5.2.1) ermittelt und haben einen überschlägigen Charakter. Die Gesamtkosten beinhalten neben den Kosten für AC-Freileitungen auch die Kosten für Transformatoren, Schaltfelder, DC-Erdkabel, DC-Konverter, zum Teil für Kompensationsanlagen sowie bei den AC-Pilotprojekten mit der Möglichkeit zur Teil-Erdverkabelung gemäß § 2 EnLAG oder § 4 BBPlG die Mehrkosten einer Teil-Erdverkabelung (s. Kapitel 5.5.5). Für die Startnetzmaßnahmen werden in der Regel Projektkosten angenommen (s. Erläuterung in Kapitel 5.2.1).

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



Szenario A/B/C 2037

Tabelle 28: Szenario A/B/C 2037 Kennzahlen

DC-Neubau in Deutschland (inkl. Startnetz)		Interkonnektoren (deutscher Anteil) – ohne Interkonnektoren aus Kapitel 5.3	
Länge	6.861 km	Länge	290 km AC und 530 km DC
Übertragungskapazität	30 GW		
AC-Neubau in Deutschland (inkl. Startnetz)		DC / AC-Netzverstärkung (inkl. Startnetz)	
Länge	2.312 km	Länge	10.184 km inkl. 3.520 km Stromkreisauflagen/Umbeseilungen
Investitionsvolumen inkl. Startnetz: 156,0 Mrd. EUR			

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

In den Szenarien A/B/C 2037 zeigt sich die Notwendigkeit für folgende HGÜ-Verbindungen, die allesamt im Startnetz enthalten sind: DC1 / DC2, DC3, DC4, DC5 und DC20. Ihre Nord-Süd-Übertragungskapazität beträgt in Summe rund 12 GW.

Ebenso zeigt sich die Notwendigkeit der folgenden vier HGÜ-Verbindungen, die bereits im BBP 2022 enthalten sind:

- > HGÜ-Verbindung DC21 (BBP Nr. 49) 2 GW Wilhelmshaven/Landkreis Friesland – Lippetal/Welver/Hamm
- > HGÜ-Verbindung DC25 (BBP Nr. 48) 2 GW Heide/West – Polsum
- > HGÜ-Verbindung DC31 (BBP Nr. 81) 2 GW Hemmingstedt/Lieth/Lohe-Rickelshof/Wöhrden – Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin
- > HGÜ-Verbindung DC34 (BBP Nr. 82) 2 GW Ovelgönne/Rastede/Wiefelstede/Westerstede – Bürstadt

Darüber hinaus haben sich die folgenden fünf HGÜ-Verbindungen als notwendig erwiesen:

- > HGÜ-Verbindung DC32 2 GW Suchraum Pöschendorf – Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin
- > HGÜ-Verbindung DC35 2 GW Ovelgönne/Rastede/Wiefelstede/Westerstede – Marxheim
- > HGÜ-Verbindung DC40 2 GW Suchraum Nüttermoor – Streumen
- > HGÜ-Verbindung DC41 2 GW Suchraum Alfstedt – Obrigheim
- > HGÜ-Verbindung DC42 2 GW Ämter Büchen/Breitenfelde/Schwarzenbek-Land – südlicher Landkreis Böblingen

Außerdem sind in den Szenarien A/B/C 2037 neben den AC-Ausbaumaßnahmen des BBP 2022, die allesamt erforderlich sind, weitere rund 4.600 km an AC-Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen erforderlich.

Gegenüber dem BBP 2022 wächst der Bedarf an Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen stark an. Der Zuwachs ist im Wesentlichen auf den deutlich höheren Zubau erneuerbarer Energien aufgrund der politischen Ziele zur Erreichung der Klimaneutralität zurückzuführen. Waren im Szenario B 2035 des NEP 2035 (2021) noch rund 73 % Strom aus erneuerbaren Energien zu integrieren, so sind es im Szenario B 2037 des NEP 2037 / 2045 (2023) bei deutlich höherer Stromnachfrage bereits rund 89 % – mit einer Steigerung bei Onshore- und Offshore-Windenergie von rund 100 GW. Allein in den fünf norddeutschen Bundesländern steigt die installierte Leistung an Wind on- und offshore gegenüber dem Szenario B 2035 des NEP 2035 (2021) von 84,4 GW um 39,5 GW auf jetzt 123,9 GW an. Die damit einhergehende Stromerzeugung aus Wind on- und offshore steigt von 249,1 TWh um 97 TWh auf 346,2 TWh an. In den Szenarien A und C 2037 liegt der Anteil des Stroms aus erneuerbaren Energien auf einem ähnlich hohen Niveau.

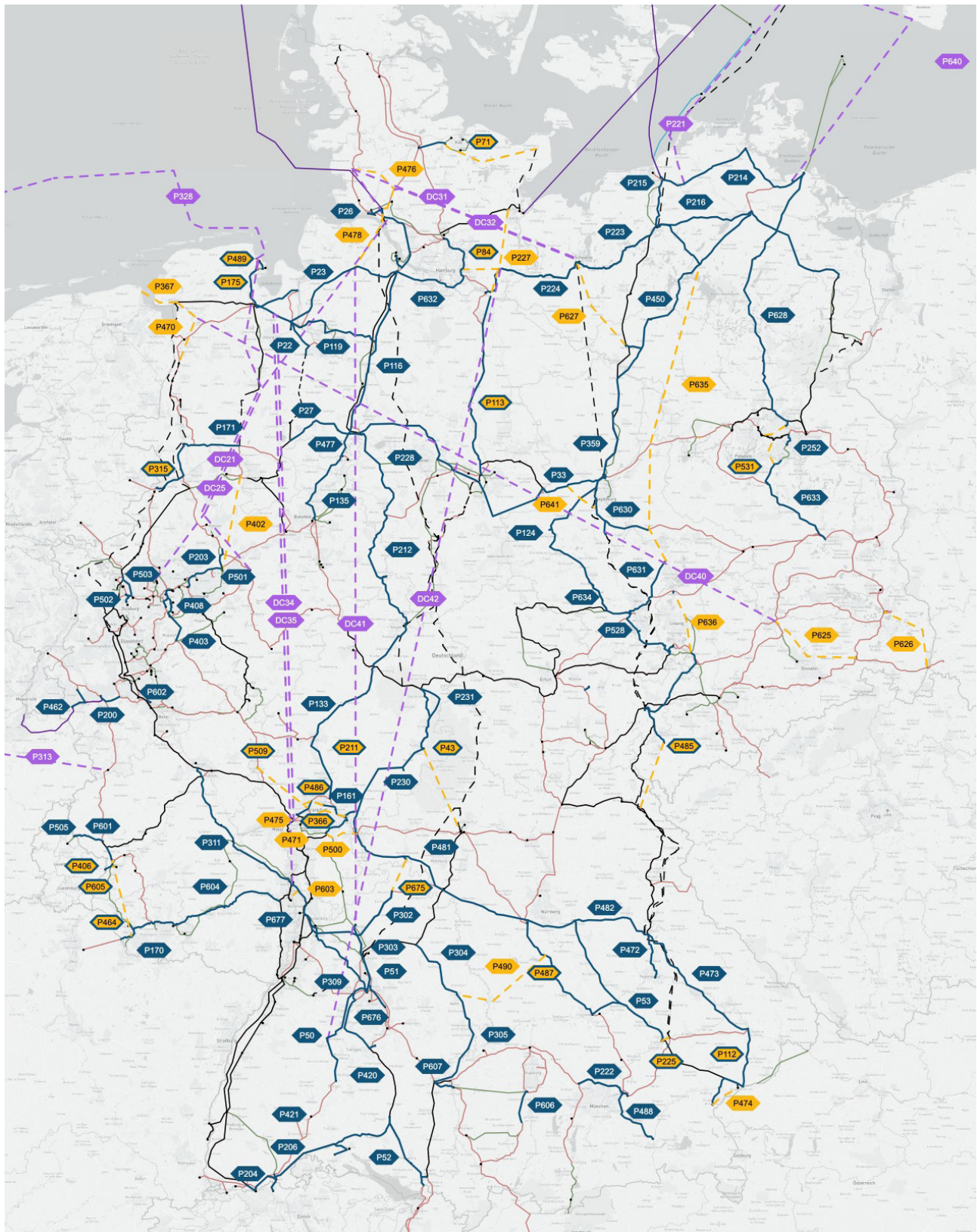


In der folgenden Abbildung 65 sind die Projekte und Maßnahmen *der Szenarien A/B/C 2037* dargestellt. In Tabelle 37 in Kapitel 7.1.2 sind alle für einen bedarfsgerechten Netzausbau erforderlichen Maßnahmen des Zubaunetzes dieses Szenarios aufgelistet.

In den Szenarien A/B/C 2037 sind die erforderlichen Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen (AC und DC) identisch. Die Ergebnisnetze im Jahr 2037 unterscheiden sich lediglich im Umfang des mit dem Zielnetzes verbleibenden Redispatch-Bedarfs (s. Kapitel 5.5.6).

Jedes Projekt ist mit einer Projektnummer versehen. Im Anhang zu diesem Bericht und auf der NEP-Website unter www.netzentwicklungsplan.de/NEP_2037_2045_V2023_2_Entwurf_Teil2.pdf ist für jedes Projekt eine detaillierte Beschreibung hinterlegt.

Abbildung 65: Szenarien A/B/C 2037/nur Leitungsprojekte*



- | | | | |
|--------------------|------------------------------|-----------|------------------------|
| AC-Netzverstärkung | Netzverstärkung im Startnetz | Anlagen | Netzverstärkung |
| DC-Netzverstärkung | Netzausbau im Startnetz | AC 380 kV | Netzausbau |
| AC-Netzausbau | | AC 220 kV | Verstärkung und Ausbau |
| DC-Netzausbau | | AC 150 kV | DC |
| | | DC | |

*Die Darstellung der Neubauprojekte zeigt die Anfangs- und Endpunkte, aber keine konkreten Trassenverläufe. Diese werden erst in nachgelagerten Genehmigungsverfahren festgelegt.

Szenarien A / B / C 2045

Tabelle 29: Szenarien A / B / C 2045 Kennzahlen

DC-Neubau in Deutschland (inkl. Startnetz)		Interkonnektoren (deutscher Anteil) – ohne Interkonnektoren aus Kapitel 5.3	
Länge	6.861 km	Länge	290 km AC und 530 km DC
Übertragungskapazität	30 GW		
AC-Neubau in Deutschland (inkl. Startnetz)		DC / AC-Netzverstärkung (inkl. Startnetz)	
Länge	2.312 km	Länge	10.184 km inkl. 3.520 km Stromkreisauflagen/Umbeseilungen
Investitionsvolumen inkl. Startnetz: 156,1 Mrd. EUR			

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Szenarien A/B/C 2045 dienen mit seinem um acht Jahre verlängerten Zeithorizont der Ausweisung eines Klimaneutralitätsnetzes. Dadurch kann gezeigt werden, dass Maßnahmen, die in den Szenarien mit dem Zeithorizont 2037 identifiziert wurden, auch im Jahr 2045 erforderlich sind.

Alle HGÜ-Verbindungen, die im BBP 2022 enthalten sind, sind ebenso wie im Szenario B 2037 auch in den Szenarien A/B/C 2045 erforderlich.

Darüber hinaus haben sich die folgenden fünf HGÜ-Verbindungen als notwendig erwiesen:

- > HGÜ-Verbindung DC32 2 GW Suchraum Pöschendorf – Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin
- > HGÜ-Verbindung DC35 2 GW Ovelgönne/Rastede/Wiefelstede/Westerstede – Marxheim
- > HGÜ-Verbindung DC40 2 GW Suchraum Nüttermoor – Streumen
- > HGÜ-Verbindung DC41 2 GW Suchraum Alfstedt – Obrigheim
- > HGÜ-Verbindung DC42 2 GW Ämter Büchen/Breitenfelde/Schwarzenbek-Land – südlicher Landkreis Böblingen

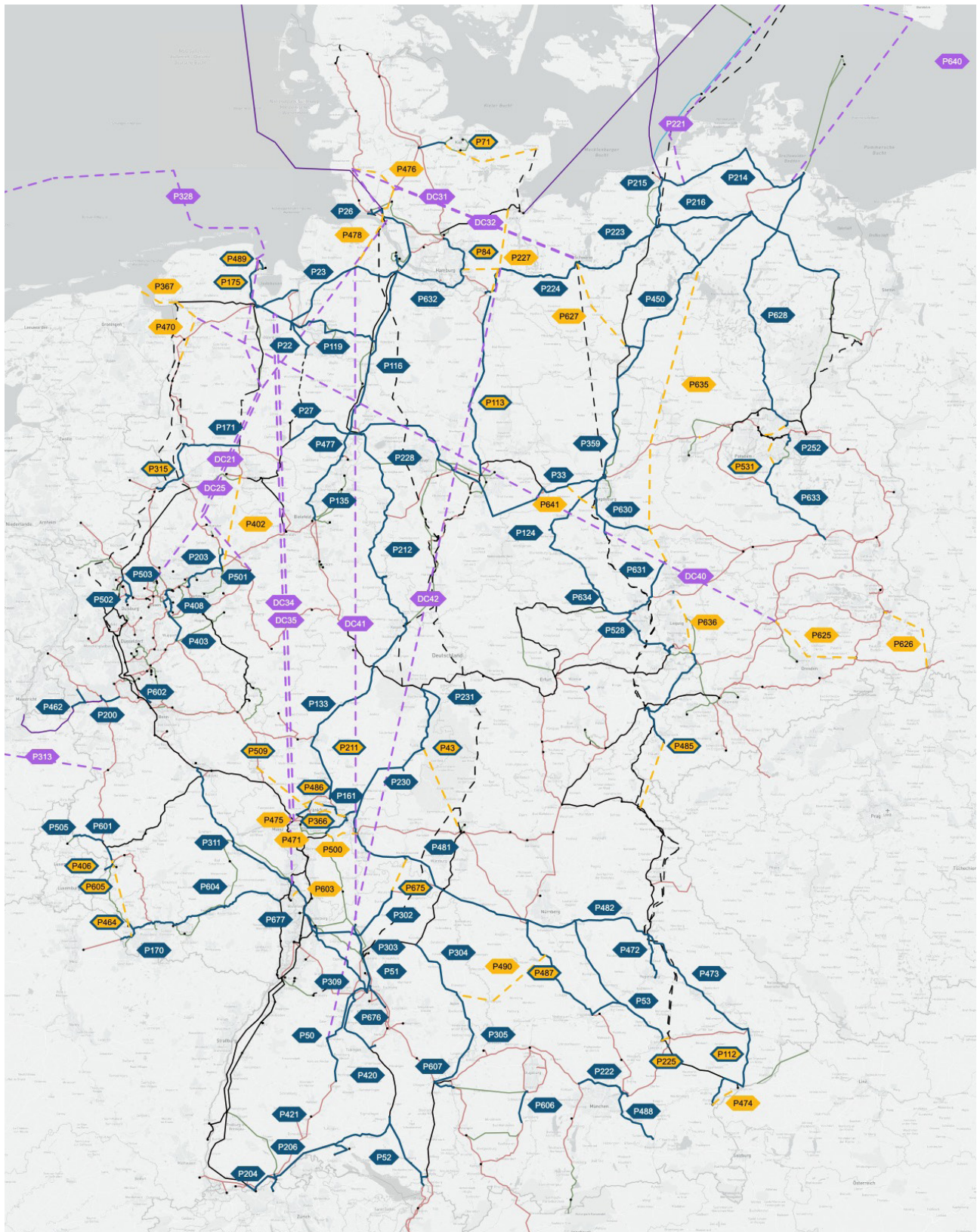
Außerdem sind in den Szenarien A/B/C 2045 neben den AC-Ausbaumaßnahmen des BBP 2022, die allesamt erforderlich sind, weitere rund 4.600 km an AC-Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen notwendig.

In den Szenarien A/B/C 2045 liegt der Umfang der erforderlichen Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen (AC und DC) auf nahezu dem gleichen Niveau wie im Szenario B 2037. Die Ergebnisnetze in 2045 unterscheiden sich lediglich im Umfang des mit dem Zielnetz verbleibenden Redispatch-Bedarfs (s. Kapitel 5.5.6).

In der folgenden Abbildung 66 sind die Projekte und Maßnahmen der Szenarien A / B / C 2045 dargestellt. In Tabelle 37 in Kapitel 7.1.2 sind alle für einen bedarfsgerechten Netzausbau erforderlichen Maßnahmen des Zubaunetzes dieser Szenarien aufgelistet. Jedes Projekt ist mit einer Projektnummer versehen. Im Anhang zu diesem Bericht und auf der NEP-Website unter www.netzentwicklungsplan.de/NEP_2037_2045_V2023_2_Entwurf_Teil2.pdf ist für jedes Projekt eine detaillierte Beschreibung hinterlegt.



Abbildung 66: Szenarien A/B/C 2045/nur Leitungsprojekte*



- | | | | |
|--------------------|------------------------------|-----------|------------------------|
| AC-Netzverstärkung | Netzverstärkung im Startnetz | Anlagen | Netzverstärkung |
| DC-Netzverstärkung | Netzausbau im Startnetz | AC 380 kV | Netzausbau |
| AC-Netzausbau | | AC 220 kV | Verstärkung und Ausbau |
| DC-Netzausbau | | AC 150 kV | DC |
| | | DC | |

*Die Darstellung der Neubauprojekte zeigt die Anfangs- und Endpunkte, aber keine konkreten Trassenverläufe. Diese werden erst in nachgelagerten Genehmigungsverfahren festgelegt.

Mögliche Bündelungsoptionen neuer landseitiger DC-Projekte und von Offshore-Netzanbindungssystemen

Gemäß § 12b Abs. 3a EnWG sind die ÜNB erstmalig dazu verpflichtet, Bündelungsoptionen für neu identifizierte DC-Netzausbaumaßnahmen und den länderübergreifenden landseitigen Teil der Offshore-Anbindungsleitungen zu nennen. Dabei ist aufzuzeigen, wie diese mit bestehenden oder zumindest verfestigt geplanten Trassen ganz oder weitgehend in einem Trassenkorridor realisiert werden können. Die Bündelung ermöglicht die Führung sowohl von Offshore-Anbindungssystemen als auch von neu identifizierten DC-Projekten in derselben Trasse und damit eine möglichst geringe Rauminanspruchnahme. *Nach § 12c Abs. 2a EnWG sind für Neubaumaßnahmen zur HGÜ, die noch nicht im NEP bestätigt wurden und für die keine Bündelungsoption nach § 12b Abs. 3a EnWG besteht, Präferenzräume zu ermitteln. Bei Neubaumaßnahmen für den länderübergreifenden landseitigen Teil einer Offshore-Anbindungsleitung liegt die Ermittlung von Präferenzräumen hingegen im Ermessen der Regulierungsbehörde. Darüber hinaus werden hier auch weitergehende Bündelungsoptionen aufgezeigt, die über die gesetzlich normierte Pflicht hinausgehen, sich aber aus Vorhabenträgersicht gleichwohl anbieten. Dies können beispielsweise die angestrebte Parallelführung zu Vorhaben sein, für die noch keine Bundesfachplanungsentscheidung vorliegt oder die Angabe von Bündelungsoptionen von bereits im NEP befindlichen Vorhaben.*

Ein Baustein eines optimierten, bedarfsgerechten Netzausbaus ist die Identifizierung und planerische Festlegung von Energiekorridoren, in denen aktuelle, aber auch zukünftige Netzausbauvorhaben strukturiert und gebündelt geplant sowie umgesetzt werden können. Dies eröffnet bedeutsame Möglichkeiten hinsichtlich eines beschleunigten, effektiven und akzeptanzsteigernden Netzausbaus. Die Ziele der Ausbildung von Energiekorridoren sind:

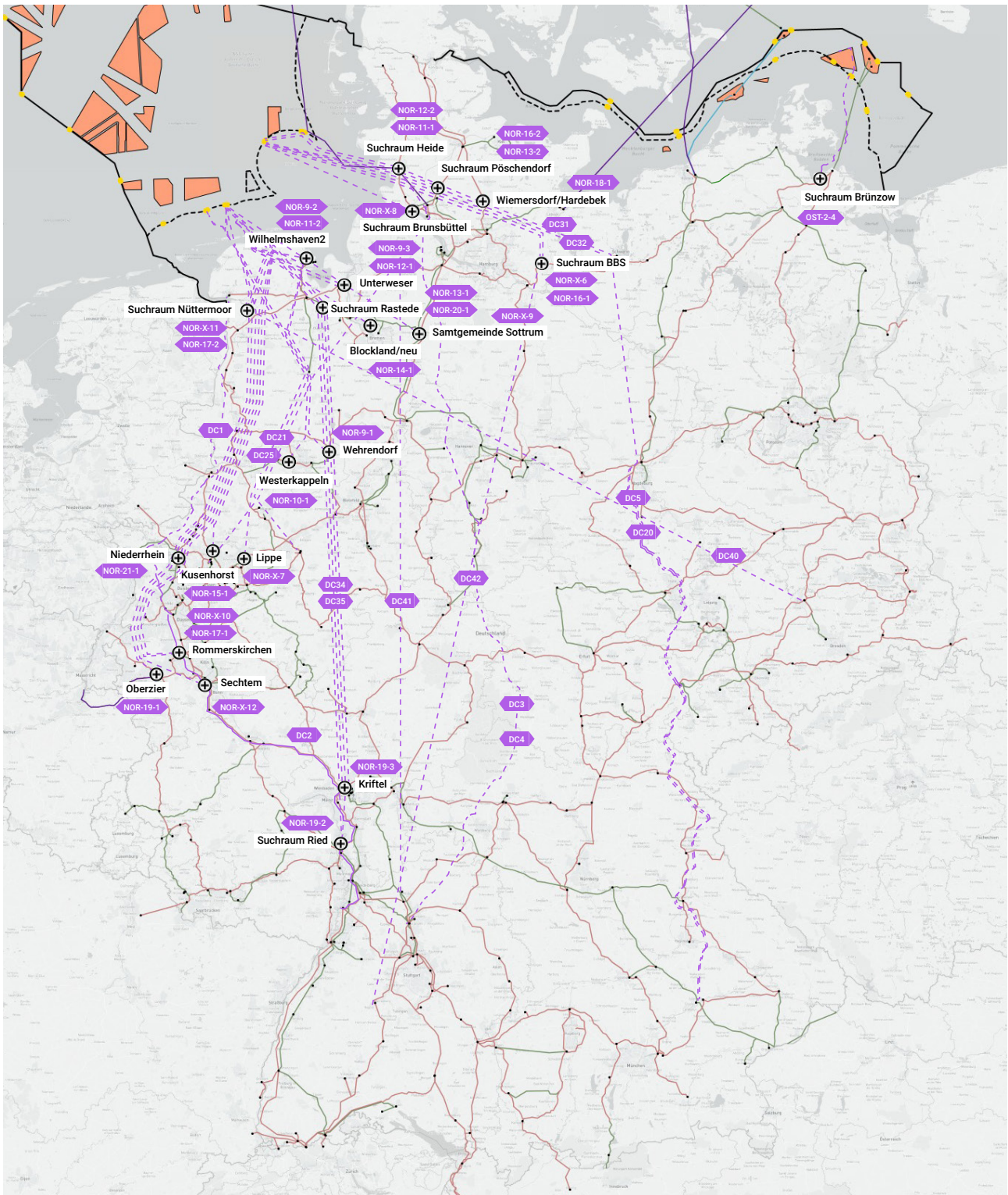
- *Bündelung von Leitungen und somit Vermeidung von unnötigen Betroffenheiten, insbesondere in dicht besiedeltem Raum*
- *Einsparung von Zeit und Aufwand in der Genehmigungs- und der Bauphase durch die Parallelisierung der Netzausbauvorhaben und Hebung von Synergien*
- *Schonung von wertvollen Flächen und Minimierung von Eingriffen in die Umwelt*

Im Rahmen verschiedener Betrachtungen zur technischen Umsetzung solcher Energiekorridore wurde deutlich, dass in aller Regel eine Begrenzung auf vier parallel verlegte Kabelsysteme innerhalb eines Korridors sinnvoll erscheint, um eine durchgängige Umsetzbarkeit gewährleisten und die technischen Herausforderungen bei der baulichen Umsetzung auf ein beherrschbares Maß bringen zu können. In Einzelfällen und unter Abwägung regionaler Aspekte kann auch die abschnittsweise Bündelung von mehr als vier Kabelsystemen sinnvoll sein. Solche Herausforderungen stellen örtliche Gegebenheiten, der anstehende Baugrund, Anforderungen aus dem Bodenschutz und bauphysikalische Besonderheiten dar. Folgende Auflistung stellt eine Übersicht über bekannte Herausforderungen, ohne Anspruch auf Vollständigkeit, dar:

- *Siedlungs- und Erholungsgebiete (z. B. Baulärm)*
- *Eingriffe in Wasserschutzgebiete (z. B. Grundwasserhaltungen)*
- *Großflächige Altlastensanierungsgebiete*
- *Bodendenkmale*
- *Feuchte verdichtungsempfindliche Böden*
- *Moore*
- *Erosionsgefährdete Böden*
- *Böden mit besonders hoher natürlicher Bodenfruchtbarkeit (z. B. Schwarzerden)*
- *Hangneigungen*
- *Fels*
- *Fließböden*

In der nachfolgenden Abbildung 67 sind mögliche Bündelungsoptionen der neu identifizierten DC-Netzausbaumaßnahmen sowie der landseitige Teil der Offshore-Netzanbindungssysteme bis 2045 aufgezeigt. Die Karte geht über die Anforderungen des § 12b Abs. 3a EnWG hinaus, indem sie auch Korridore darstellt, in denen Ausbaumaßnahmen ohne bislang verfestigte Planung miteinander gebündelt werden sollen. Aufgrund der bislang fehlenden Anlandungspunkte einzelner Offshore-Projekte ist die Umsetzung der Bündelung für diese noch näher zu bestimmen.

Abbildung 67: Mögliche Bündelung der neuen DC-Projekte und der Offshore-Anbindungssysteme in A/B/C 2045



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber / Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)



Entsprechend den im NEP 2035 (2021) bereits bestätigten bzw. im NEP 2037/2045 (2023) zur Bestätigung eingebrachten HGÜ-Vorhaben ergeben sich nach aktuellem Planungsstand drei zentrale Energiekorridore, die im Folgenden beschrieben werden:

Korridor „Offshore“

Zur nachhaltigen Versorgung des Rheinlands und des nordwestlichen Ruhrgebiets mit Strom aus Offshore-Wind ab Anfang der 2030er Jahre, wird die Bündelung der hierfür notwendigen vier Offshore-Netzanbindungssysteme (ONAS) in einem Energiekorridor geplant. Der Energiekorridor wird aus den ONAS NOR-21-1 mit NVP Niederrhein bei Wesel und geplanter Inbetriebnahme (IBN) 2032, NOR-15-1 mit NVP Kusenhorst, nördlich von Marl, und geplanter IBN 2033, NOR-17-1 mit NVP Rommerskirchen und geplanter IBN 2034 sowie NOR-19-1 mit NVP Oberzier mit geplanter IBN 2036 bestehen.

Während NOR-21-1 über den Grenzkorridor N-II in das Küstenmeer eintritt, die Insel Norderney quert und bei Hilgenriedersiel (Samtgemeinde Hage, Landkreis Aurich) anlandet, ist für die anderen drei ONAS ein Eintritt in das Küstenmeer über den Grenzkorridor N-III und eine voraussichtliche Querung der Insel Langeoog mit anschließender Anlandung bei Neuharlingersiel (Samtgemeinde Esens, Landkreis Wittmund), ca. 25 km östlich von Hilgenriedersiel, geplant. Die vier ONAS werden anschließend an einem geeigneten, noch im Raumordnungsverfahren (ROV) zu ermittelnden Punkt zusammengeführt und auf einer gemeinsamen Stammstrecke bis in das westliche Nordrhein-Westfalen geführt. An einem jeweils geeigneten, im ROV zu bestimmenden Abzweigungspunkt, springen die ONAS mit NVP Kusenhorst und Niederrhein von der Stammstrecke ab. Die ONAS NOR-17-1 und NOR-19-1 werden auf einer gemeinsamen Strecke möglichst lange parallel bis zu den räumlich nahe beieinander gelegenen NVP Rommerskirchen und Oberzier im Rheinischen Revier geführt. Im Zuge des ROV soll ebenfalls geprüft werden, ob eine Parallelführung mit dem weit fortgeschrittenen Projekt „A-Nord“ im südlichen Abschnitt möglich ist.

Im südlichen Abschnitt des Energiekorridors, jedenfalls nach Abzweigung der ONAS Kusenhorst und Niederrhein, wird angestrebt, einen Korridor zu ermitteln, in dem ebenfalls die ONAS NOR-x-10 (NVP Rommerskirchen, IBN 2043) und NOR-x-12 (NVP Sechtem, IBN 2045) gebündelt werden können. Diese Bündelungslösung soll insbesondere auch die Rheinquerung der vier ONAS umfassen. Da für diese beiden Systeme noch kein Anlandungspunkt in Aussicht steht, lässt sich für den nördlichen Abschnitt noch keine konkrete Bündelungsoption aufzeigen. Sobald sich diese Anlandungspunkte konkretisieren, wird nach Möglichkeit eine Bündelung mit den verschiedenen bereits vorgesehenen Erdkabelsystemen, welche aus Norddeutschland bis nach Nordrhein Westfalen verlaufen, verfolgt. In Abbildung 67 ist beispielhaft die Bündelung mit dem Energiekorridor „Offshore“ dargestellt. Dies ist allerdings nur eine von mehreren möglichen Optionen, deren Realisierbarkeit insbesondere davon abhängt, ob sich die Bündelung von mehr als vier Systemen im betroffenen Raum als verträglich erweist. Ziel sollte auch bei weiteren ONAS die Bündelung mit bereits im Planungsverfahren befindlichen HGÜ-Systemen (beispielsweise „Korridor B“) sein.

Korridor „Rhein-Main-Link“

Das Rhein-Main-Gebiet zeichnet sich aufgrund der ansässigen Industrie und der hohen Bevölkerungsdichte durch eine hohe Last aus. Diese wird sich in der kommenden Dekade aufgrund der Ansiedlung und Vergrößerung von Rechenzentren sowie der Dekarbonisierungsbestrebungen der Industrie stark erhöhen. Der erhöhte Lastbedarf in Kombination mit dem Ausstieg aus der Kohleverstromung führt dazu, dass die Region zum Nettoenergieimporteur wird. Um die Versorgung der Region sicherzustellen, zeigt der NEP 2037/2045 (2023) vier notwendige HGÜ-Verbindungen nach Südhessen auf: Das bereits im letzten NEP bestätigte Vorhaben DC34 (Ovelgönne/Rastede/Wiefelstede/Westerstede – Bürstadt) sowie die neuen Vorhaben DC35 (Ovelgönne/Rastede/Wiefelstede/Westerstede – Marxheim im Taunus) und die ONAS mit den NVP Kriftel (NOR-19-3) und Suchraum Ried (NOR-19-2).

Derzeit ist geplant aus diesen vier Einzelvorhaben ein verbundenes Projekt in Form eines Energiekorridors zu bilden. Die Bündelung ist aus rechtlicher, baulicher und zeitlicher Sicht zu bevorzugen, da sie die Verfahren strafft und die Räume baulich nicht mehrfach hintereinander in Anspruch genommen werden müssen. Die unterschiedlichen IBN-Termine – 2033 für DC34, 2035 für DC35, 2036 für ONAS Kriftel und 2037 für ONAS Suchraum Ried – liegen ebenso nah beieinander, dass auch diese für eine Bündelung sprechen und damit eine nachhaltige Versorgung des Rhein-Main-Gebiets mit einer Übertragungsleistung von 8 GW sichergestellt wird.

Raumplanerisch ist das Ziel, ausgehend von der gemeinsamen Anlandung der ONAS bei Neuuharlingersiel (Samtgemeinde Esens, Landkreis Wittmund), diese beiden Systeme parallel in den Raum Ovelgönne/Rastede/Wiefelstede/Westerstede zu führen. Im Raum Ovelgönne/Rastede/Wiefelstede/Westerstede beginnt dann die gebündelte Fortführung zusammen mit den Vorhaben DC34 und DC35 als Energiekorridor von vier HGÜ-Systemen mit je drei Adern. Südliches Ende ist der Raum Hofheim am Taunus/Kriffel für die Vorhaben DC35 und NOR-19-3, sowie der Raum Bürstadt/Lampertheim/Biblis/Groß-Rohrheim für die Vorhaben DC34 und NOR-19-2. Es gelingt damit, eine gemeinsame Stammstrecke von rund 500 km zu realisieren.

„Stammstrecke Nord“

Mit der sogenannten „Stammstrecke Nord“ wird die abschnittsweise Bündelung mehrerer ONAS sowie zweier Onshore-HGÜ in Schleswig-Holstein bezeichnet. Konkret umfasst die angestrebte Bündelung die ONAS NOR-11-1 und NOR-12-2 mit dem NVP Suchraum Heide, NOR-16-2 und NOR-13-2 mit dem NVP Suchraum Pöschendorf, NOR-18-1 mit dem NVP Wiemersdorf/Hardebek, NOR-x-6 und NOR-16-1 mit dem NVP Suchraum BBS sowie die beiden Onshore-HGÜ DC31 und DC32. Ziel der Bündelung ist es, die Eingriffe in die Landschaft und Natur möglichst gering zu halten, einen effizienten Bauablauf zu gewährleisten sowie Synergien in den Genehmigungsverfahren zu heben, um die Umsetzung der geplanten Vorhaben zu beschleunigen.

Es ist vorgesehen, die oben beschriebenen Systeme in einer Stammstrecke zu bündeln. DC31 ist mit der Möglichkeit der Verlegung zusätzlicher Leerrohre bereits im BBPLG verankert. Die HGÜ-Verbindung mit dem Inbetriebnahmejahr 2032 verläuft vom Suchraum Heide zum Suchraum Klein Rogahn. Die erste Genehmigungsphase befindet sich unter dem Projektnamen „NordOstLink“ in der Vorbereitung. Die Befüllung der Leerrohre erfolgt durch die Maßnahme DC32 zwischen dem Suchraum Pöschendorf und dem Suchraum Klein Rogahn.

Die oben benannten ONAS treffen mit einem Anlandepunkt bei Büsum etwa 15 km westlich des Suchraum Heide auf das Festland. Ihre NVP mit dem Wechselstromnetz liegen im Landesinneren in Nähe der Luftlinie des „NordOstLink“. Sofern die räumlichen Gegebenheiten dem nicht entgegenstehen, streben die Vorhabenträger die weitest mögliche Bündelung und damit verbunden eine Vermeidung von Mehrfachbelastungen an. An jeweils geeigneten Absprungpunkten, welche im späteren Planungs- und Genehmigungsverfahren zu ermittelten sind, verlassen die ONAS – sofern erforderlich – die Stammstrecke und werden zu ihren jeweiligen Netzverknüpfungspunkten geführt.

Schleswig-Holstein ist durch seine geografische Lage in besonderer Weise von der Transformation der Energiewirtschaft berührt. Die „Stammstrecke Nord“ bezweckt, damit einhergehende Flächeninanspruchnahmen und Eingriffe durch Baumaßnahmen zu minimieren.

5.2.6 Ergebnisse der Netzentwicklung

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

Auch für diesen NEP 2037/2045 (2023) wurden in einem integrierten Gesamtkonzept zusätzlich zu den Maßnahmen des Startnetzes und den AC- sowie den DC-Maßnahmen des BBP 2022 jeweils für die Szenarien A 2037, B 2037, C 2037, A 2045, B 2045 und C 2045 Maßnahmen zur Netzoptimierung, zur Netzverstärkung und zum Netzausbau ermittelt. Gegenüber dem im NEP 2035 (2021) vorgeschlagenen Projektportfolio identifiziert der vorliegende NEP 2037 / 2045 (2023) neue Onshore-Projekte mit einer Trassenlänge von 5.620 km und zusätzlichen Investitionen in Höhe von 52,3 Mrd. EUR.

Wichtige Treiber für weiträumige Leistungstransporte in den Szenarien sind der Ausbau der Onshore-Windenergie insbesondere in Nord- und Ostdeutschland, die Offshore-Windenergie sowie der grenzüberschreitende Energieaustausch mit dem Ausland. Die Ergebnisse des in diesem NEP ermittelten Offshore-Netzausbaus finden sich in den Kapiteln 4.2.3 und 4.2.4.

Da der wesentliche Ausbau der erneuerbaren Kapazitäten bereits bis 2037 erfolgt, ist der größte Anteil des Übertragungsnetzes bereits bis dahin umzusetzen. Der weitere Ausbau von Photovoltaik kann infolge des weiteren Zubaus an Flexibilität weitgehend kompensiert werden. Gemäß der Genehmigung des Szenariorahmens entsprechen die Ausbaupfade der erneuerbaren Energien bis 2045 den politischen Zielsetzungen zur Erreichung der Klimaneutralität und liegen 2045 auf einem ähnlichen Niveau. Die Netzanalysen zeigen für alle Szenarien im Jahr 2045 ein identisches Übertragungsnetz. Dieses unterscheidet sich lediglich an dem verbleibenden Redispatch-Volumen, das nicht durch neue Netzverstärkungs- oder -ausbaumaßnahmen beseitigt wird. In den Zielnetzen A/B/C 2045 werden robuste Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen ausgewiesen, die sich in allen Szenarien als erforderlich erweisen. Anders als im NEP 2035 (2021) wird in dem vorliegenden NEP 2037/2045 (2023) das Instrument der Spitzenkappung nicht angewandt. Derzeit wird Spitzenkappung durch die VNB nur in sehr begrenztem Maße umgesetzt, sodass eine über diese Planungen hinausgehende Berücksichtigung durch die ÜNB nicht sachgerecht ist und außerdem das Risiko der Unterschätzung von Netzbelastungen erhöht. Eine weitere Reduktion des verbleibenden Redispatch-Bedarfs um die Spitzenkappung wurde gemäß der Genehmigung der BNetzA nicht vorgenommen (s. Kapitel 2.5).

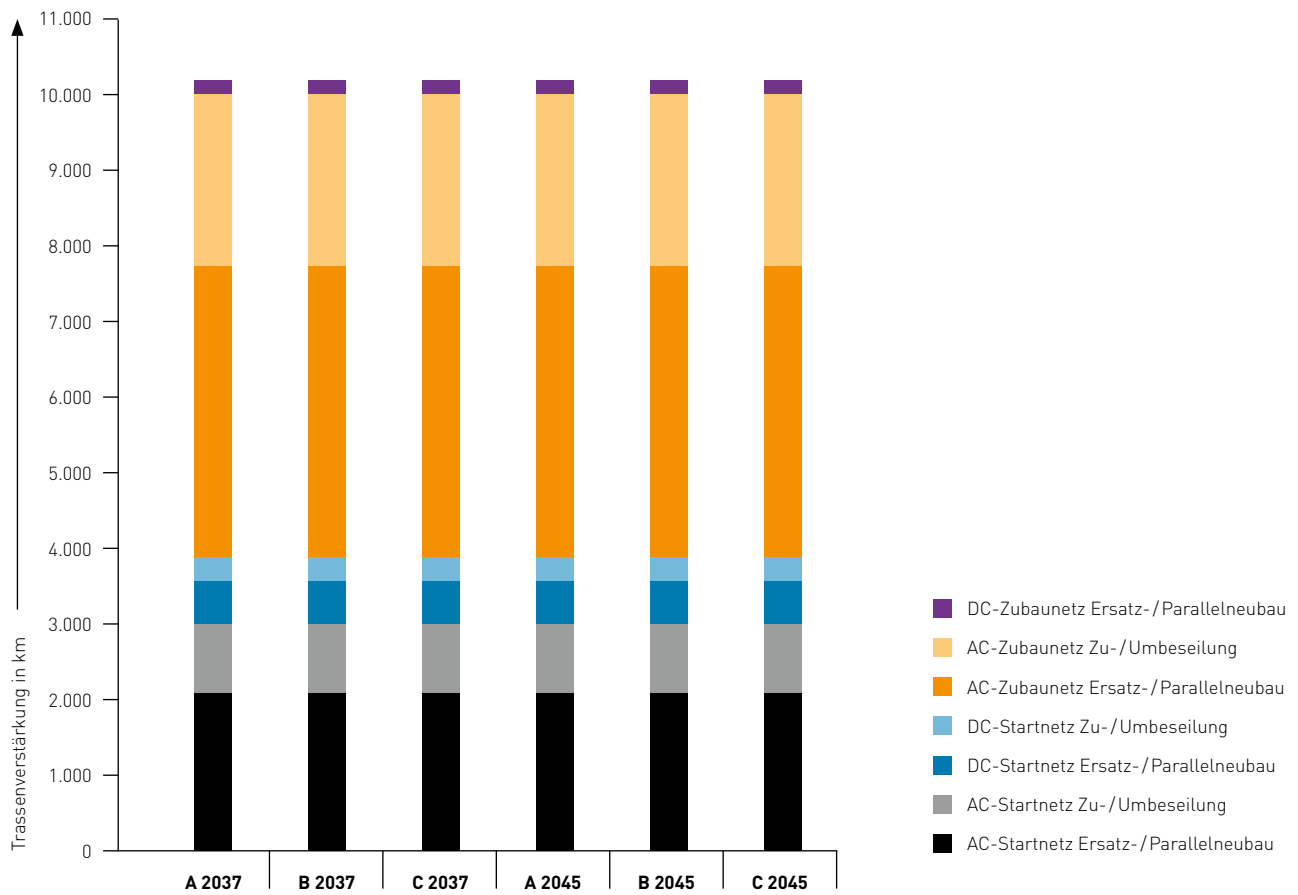
In allen Szenarien wurde die Notwendigkeit aller Maßnahmen des BBP 2022 nachgewiesen. Grundsätzlich wurden die im BBP 2022 enthaltenen DC-Verbindungen mit einer Übertragungskapazität von in Summe rund 20 GW zugrunde gelegt – sechs Projekte davon mit insgesamt rund 12 GW Nord-Süd-Übertragungskapazität befinden sich bereits im Startnetz. Diese haben sich überall gleichermaßen als erforderlich erwiesen. Darüber hinaus zeigte sich in allen Szenarien die Erforderlichkeit von fünf weiteren DC-Verbindungen. Darunter ist eine DC-Verbindung mit 2 GW zwischen Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern (DC32), eine DC-Verbindung mit 2 GW zwischen Niedersachsen und Hessen (DC35), eine DC-Verbindung mit 2 GW zwischen Niedersachsen und Sachsen (DC40), sowie zwei DC-Verbindungen mit je 2 GW zwischen Niedersachsen bzw. Schleswig-Holstein und Baden-Württemberg (DC41 und DC42).

Durch die zusätzlichen DC-Verbindungen kann die Nord-Süd-Übertragungskapazität um 8 GW erhöht werden, ebenso wird durch die DC40 die Ost-West-Übertragungskapazität um 2 GW erhöht.

Neben dem Einsatz der DC-Technologie für die großräumige Stromübertragung ist die weitere Verstärkung bzw. der Ausbau des 380-kV-Drehstromnetzes über den BBP 2022 hinaus erforderlich. Dämpfend auf den AC-Netzausbaubedarf wirkt neben der Berücksichtigung des witterungsabhängigen Freileitungsbetriebs (s. Kapitel 5.5.2) die Berücksichtigung von Anlagen zur Lastflusssteuerung (z. B. Querregeltransformatoren), da diese die Lastflüsse auf den vorhandenen Leitungen optimieren. Im NEP 2037/2045 (2023) wurden sämtliche Ad-hoc-Maßnahmen zur Lastflusssteuerung berücksichtigt, die von der BNetzA in den vorherigen beiden Netzentwicklungsplänen bestätigt wurden. Darüber hinaus wurden die von der BNetzA im NEP 2030 (2019) bestätigten Netzbooster-Pilotanlagen an den Standorten Kupferzell sowie Audorf/Süd und Ottenhofen sowie weitere Netzbooster berücksichtigt (s. Kapitel 5.2.7).

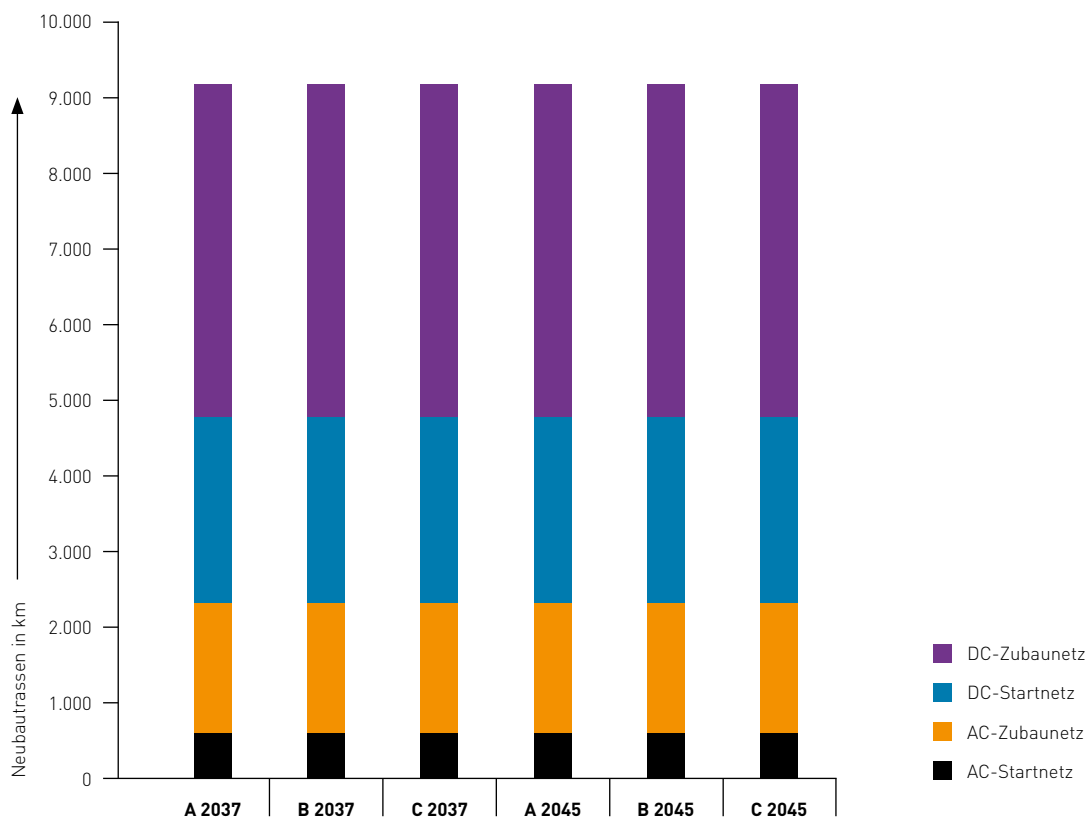
In den Abbildungen 68 und 69 sind für die Szenarien **A 2037**, **B 2037**, **C 2037**, **A 2045**, **B 2045** und **C 2045** der Umfang an Netzverstärkungen in Bestandstrassen und der Umfang von Neubautrassen dargestellt, wobei zwischen AC-Technik und DC-Technik unterschieden wird.

Abbildung 68: Umfang an Netzverstärkung in den Szenarien des NEP 2037 / 2045 (2023)



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

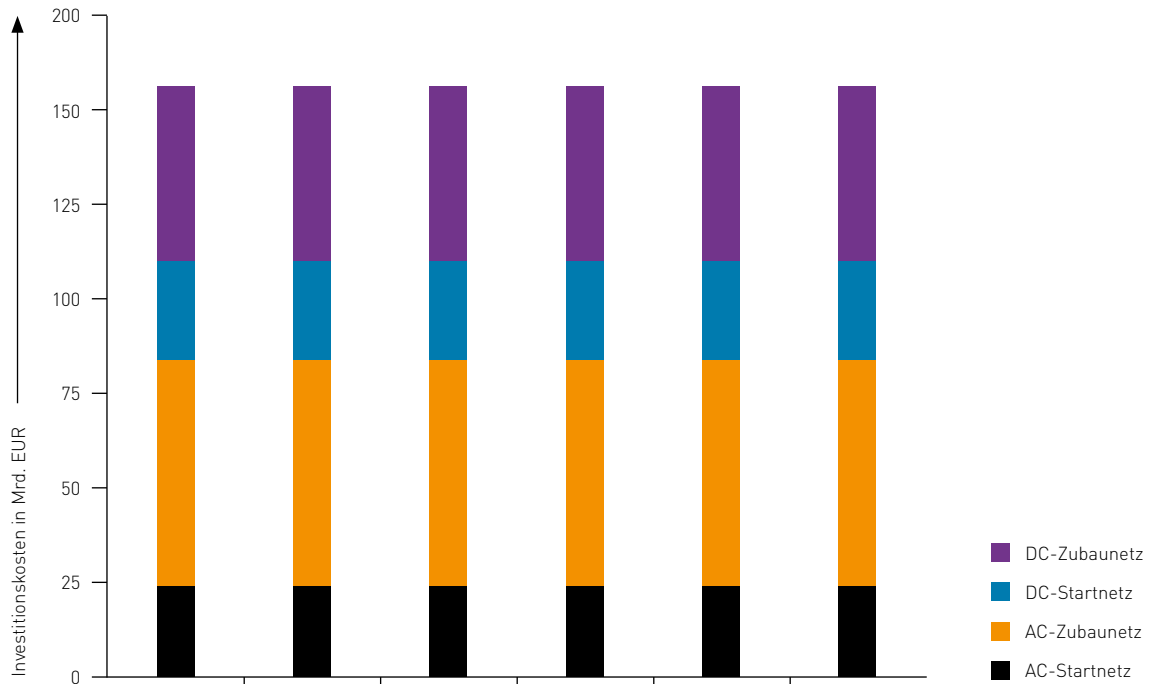
Abbildung 69: Umfang an Netzausbaubedarf in den Szenarien des NEP 2037 / 2045 (2023)



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

In Abbildung 70 sind für die Szenarien *A 2037*, *B 2037*, *C 2037*, *A 2045*, *B 2045* und *C 2045* die geschätzten Investitionskosten abgebildet. Details zur Ermittlung der Investitionskosten finden sich in Kapitel 5.2.1. Die Investitionskosten für die Anbindung der Offshore-Windenergie werden in Abbildung 57 in Kapitel 4.2.4 dargestellt. Die spezifischen Kosten sind auf der NEP-Website unter www.netzentwicklungsplan.de/ZwK hinterlegt.

Abbildung 70: Geschätzte Investitionskosten im NEP 2037/2045 (2023)



Angaben in Mrd. EUR	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045
DC-Zubaunetz	46,2	46,2	46,2	46,2	46,2	46,2
DC-Startnetz	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0
AC-Zubaunetz*	59,9	59,9	59,9	60,0	60,0	60,0
AC-Startnetz*	23,9	23,9	23,9	23,9	23,9	23,9
Summe (gerundet)	156,0	156,0	156,0	156,1	156,1	156,1

* inkl. Anlagen zur Blindleistungskompensation

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Für das Szenario B 2037 werden die Kosten und Mengen aus den Abbildungen und Tabellen dieses Kapitels nachfolgend beispielhaft erläutert.

Das Volumen der Netzverstärkungen in Bestandstrassen einschließlich der Startnetzmaßnahmen beträgt in B 2037 rund **10.184 km** (davon rund **3.520 km** Umbeseilung oder Stromkreisauflagen und rund **6.665 km** Neubau einer leistungsfähigeren Leitung in oder neben bestehenden Trassen). Zum Vergleich: Das Volumen des gesamten heutigen Höchstspannungsnetzes liegt bei rund 35.000 km. Der Ausbaubedarf in neuen Leitungstrassen beträgt einschließlich Startnetz im Szenario B 2037 rund **9.173 km**, davon **6.861 km** DC-Verbindungen und **2.312 km** AC-Verbindungen.

In den Kilometerangaben ist der deutsche Anteil der von der BNetzA bereits bestätigten Interkonnektoren zu den Nachbarstaaten mit einer Länge von **290 km** (AC) und 530 km (DC) enthalten.

Die nachfolgende Tabelle 30 gibt eine Übersicht über die Längenangaben der erforderlichen Netzverstärkungen und des Neubaubedarfs aus den Kapiteln 5.2.2 und 5.2.5 sowie aus den Abbildungen 68 und 69 – differenziert nach Start- und Zubaunetz.

Tabelle 30: Längenangaben Start- und Zubaunetz im NEP 2037/2045 (2023)

Angaben in km	AC-Verstärkung		DC-Verstärkung		AC-Neubau	DC-Neubau	Summe
	Zu-/Umbeseilung	Ersatz-/Parallelneubau	Zu-/Umbeseilung	Ersatz-/Parallelneubau			
Startnetz	919	2.081	321	560	599	2.466	6.945
Zubaunetz							
A 2037	2.279	3.846	0	179	1.714	4.396	12.413
B 2037	2.279	3.846	0	179	1.714	4.396	12.413
C 2037	2.279	3.846	0	179	1.714	4.396	12.413
A 2045	2.279	3.846	0	179	1.714	4.396	12.413
B 2045	2.279	3.846	0	179	1.714	4.396	12.413
C 2045	2.279	3.846	0	179	1.714	4.396	12.413
Start- und Zubaunetz							
A 2037	3.198	5.927	321	739	2.312	6.861	19.358
B 2037	3.198	5.927	321	739	2.312	6.861	19.358
C 2037	3.198	5.927	321	739	2.312	6.861	19.358
A 2045	3.198	5.927	321	739	2.312	6.861	19.358
B 2045	3.198	5.927	321	739	2.312	6.861	19.358
C 2045	3.198	5.927	321	739	2.312	6.861	19.358

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Das geschätzte Investitionsvolumen beträgt für das Szenario B 2037 rund **156 Mrd. EUR**. Darin sind rund **50 Mrd. EUR** für das Startnetz enthalten, allerdings noch nicht die Kosten für die Anbindung der Offshore-Windenergie (s. Kapitel 4.2.4). In den Gesamtkosten nicht enthalten sind die Kosten für das Projekt P328 (DC-Interkonnektor DE – GB), da dieses Projekt von einem Drittinvestor geplant und errichtet wird. Ebenfalls nicht in den Gesamtkosten sowie darüber hinaus in den Kilometerangaben enthalten sind die zusätzlichen Interkonnektoren (s. nachfolgendes Kapitel 5.3).



Die im Vergleich zum vorherigen NEP stark angestiegenen Investitionskosten sind neben dem geänderten Umfang an Projekten und Maßnahmen auf die Anpassung der Standard- und Projektkosten als Folge der wirtschaftlichen Gesamtentwicklung zurückzuführen.

Gegenüber dem ersten Entwurf des NEP 2037/2045 (2023) sind im zweiten Entwurf des NEP die Investitionskosten um ca. 12,5 Mrd. EUR angestiegen. Dies ist im Wesentlichen durch die Berücksichtigung zusätzlicher Projekte auf Basis zusätzlicher Bedarfe an Transformatoren und Umspannwerken zwischen Verteil- und Übertragungsnetz, einer Aktualisierung des Umfangs und der Kosten bestehender Projekte sowie die Aktualisierung des Bedarfs an Anlagen zur Blindleistungskompensation sowie zur Bereitstellung von Momentanreserve (s. Kapitel 5.4) begründet. Darüber hinaus wurde im zweiten Entwurf das Projekt „P640: Offshore-Interkonnektor Bornholm Energy Island (BEI)“ aufgenommen und in den Kosten und Mengen berücksichtigt.

5.2.7 Ad-hoc-Maßnahmen bis 2030

Die EEG-Novelle 2023 sieht bis zum Jahr 2030 bereits eine deutliche Steigerung des Ausbaus von erneuerbaren Energien (EE-Ausbau) im Vergleich zu den Zielwerten der Szenarien vergangener Netzentwicklungspläne vor. Dadurch steigt die Transportaufgabe im deutschen Übertragungsnetz signifikant und übersteigt in der Folge auch den für das Jahr 2030 in vergangenen Netzentwicklungsplänen identifizierten notwendigen Netzausbau. Dadurch verschärft sich kurz- bis mittelfristig die Belastung des Übertragungsnetzes. Gleichzeitig ist absehbar, dass weniger konventionelle Kraftwerke als bisher zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen bereitstehen. Deshalb kommt es zu höheren Redispatch-Bedarfen als bislang angenommen. Vor diesem Hintergrund haben die deutschen Übertragungsnetzbetreiber weitere geeignete Maßnahmen identifiziert, die bereits kurz- bis mittelfristig realisiert werden können und die skizzierte Situation entschärfen.

Die Bewertung und Ermittlung dieser sogenannten Ad-hoc-Maßnahmen erfolgte auf Basis des Szenarios und Netzmodells der gemäß § 34 des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes erstellten Langfristanalyse mit Betrachtungsjahr 2030. Weitere Details zur Langfristanalyse sind nach Veröffentlichung Mitte 2023 auf www.netztransparenz.de einsehbar.

Die ermittelten Ad-hoc-Maßnahmen sind kurz- bis mittelfristig realisierbare Maßnahmen mit einer engpassreduzierenden Wirkung. Zu dieser Kategorie zählen insbesondere Zu- oder Umbeseilungen, zum Beispiel mit Hochtemperaturleiterseilen (HTL), zur Erhöhung der Stromtragfähigkeit oder lastflusststeuernde Maßnahmen zur Vergleichmäßigung des Lastflusses. Die Umbeseilung auf Hochtemperaturleiterseile hängt maßgeblich von einer Gesetzesänderung ab, welche künftig eine erheblich schnellere Umsetzung ermöglichen soll. Bei den identifizierten Maßnahmen handelt es sich sowohl um Beschleunigungen aus vorherigen Netzentwicklungsplänen bekannter Maßnahmen als auch um neu entwickelte Maßnahmen auf Basis der im Jahr 2030 erwarteten Situation.

Die Bestrebungen das Netz auch unter Zuhilfenahme der Ad-hoc-Maßnahmen höher auszulasten, führt zu einem überproportionalen Anstieg der Blindleistungsbedarfe. Neben den absoluten Leistungstransporten erhöhen sich die Leistungsänderungen aufgrund stark steigender volatiler Einspeisung durch erneuerbare Energien mit der Folge höherer Bedarfe für regelbare Blindleistungskompensation. Zugleich entfallen die Blindleistungspotenziale der stillzulegenden Kohlekraftwerke, während die geplanten HGÜ-Stationen der Wind-Offshore- und Onshore-Verbindungen erst in nachfolgenden Jahren in Betrieb genommen werden. Im Rahmen der Langfristanalyse mit dem Zieljahr 2030 zeigen die Analysen zum Blindleistungsverhalten zusätzliche Bedarfe an spannungssenkenden, spannungshebenden und dynamisch regelbaren Kompensationsanlagen. Die ausgewiesenen Anlagen sind zum großen Teil bereits im NEP 2035 (2021) genehmigt worden, müssen jedoch vorgezogen werden.

Ergebnisse der Bewertung von Ad-hoc-Maßnahmen Höherauslastung

Im Zuge der Ad-hoc-Maßnahmenermittlung wurden auf Basis der Variante A, progressiver Fortschritt des Netzausbaus, folgende Maßnahmen zur Engpassreduktion identifiziert:

- P133 M253 Netzverstärkung Borken – Gießen/Nord (HTL-Umbeseilung)
- P170 M380 (teilweise) HTLS-Umbeseilung Ensdorf – Uchtelfangen
- P171 M381 HTLS-Umbeseilung Hanekenfähr – Merzen



- P211 M434 Netzverstärkung Gießen/Nord – Karben (HTL-Umbeseilung)
- P212 M797/M435/M472/M473 Landesbergen – Grohnde – Vörden – Würgassen – Sandershausen / Ost – Bergshausen – Borken (HTL-Umbeseilung)
- P230 Netzverstärkung Dipperz – Großkrotzenburg (HTL-Umbeseilung)
- P303 M513 Netzverstärkung Großgartach – Hüffenhardt
- P304 M514 Netzverstärkung Kupferzell – Goldshöfe
- P309 M484 HTLS-Umbeseilung Bürstadt – Hoheneck
- P408 M744 HTLS-Umbeseilung Emscherbruch – Hüllen – Eiberg
- P420 M630 Netzverstärkung Reicheneck – Rommelsbach
- P426 M645 Lastflussteuernde Maßnahme Philippsburg
- P480 Anzeigeverfahren zur Erhöhung der Stromtragfähigkeit der Stromkreise Audorf/Süd – Hamburg/Nord sowie Audorf/Süd – Kummerfeld der Mittelachse in Schleswig-Holstein auf 4.000 A
- P480 Anzeigeverfahren zur Erhöhung der Stromtragfähigkeit der Stromkreise Brunsbüttel – Süderdonn und Süderdonn – Heide/West der Westküstenleitung in Schleswig-Holstein auf 4.000 A
- P480 M844 Netzverstärkung Wahle – Klein Ilsede – Mehrum/Nord – Algermissen – Grohnde (HTL-Umbeseilung)
- P480 M845 zwei zusätzliche Phasenschiebertransformatoren in Diele
- P480 M847 Netzverstärkung Karben – Großkrotzenburg (HTL-Umbeseilung)
- P604 M906 (teilweise) HTLS-Umbeseilung Uchtelfangen – Mittelbexbach
- P610 M922 HTLS-Umbeseilung Meppen – Hanekenfähr
- P611 M923 HTLS-Umbeseilung Mengede – Emscherbruch
- P630 M630a Netzverstärkung Wolmirstedt – Eulenberg – Förderstedt
- P637 M637a Netzausbau Lastflussteuerung Iven/Krusenfelde/Krien/Spantekow/Werder/Bartow
- P639 M639a Netzausbau Lastflussteuerung Eisenach
- P677 M861 Netzverstärkung Neurott – Hüffenhardt
- P680 M917 Lastflussteuernde Maßnahme Höpfingen
- P681 M918 Lastflussteuernde Maßnahme Goldshöfe

Ausgehend von den Redispatch-Ergebnissen der Topologie der Langfristanalyse 2030 (Variante A) reduzieren die obigen Maßnahmen den Redispatch-Bedarf um ca. 5 TWh (EE-Abregelung davon ca. 4 TWh).

Ergebnisse der Netzbooster

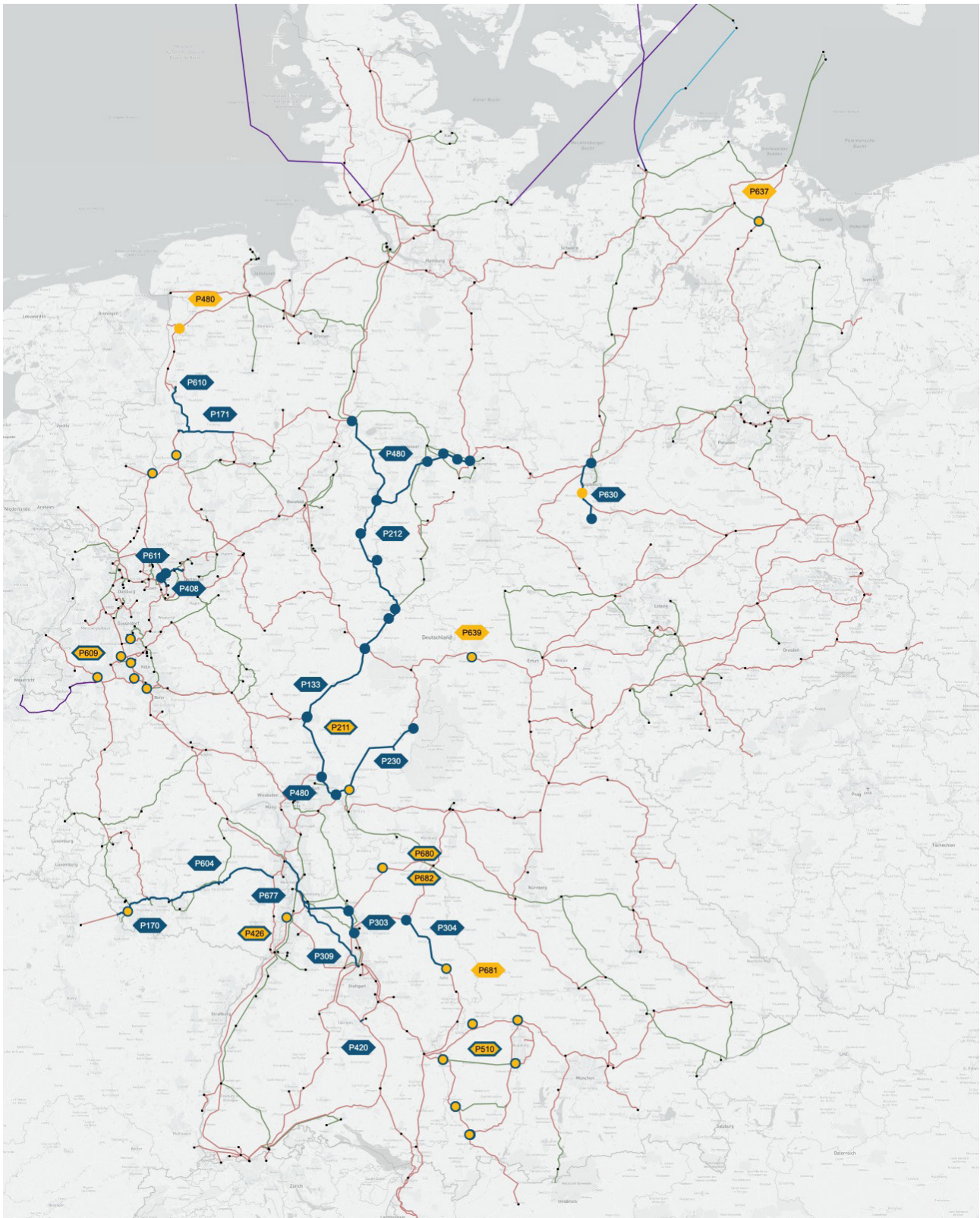
Im Rahmen dieser Untersuchung wurden zusätzlich drei Netzbooster-Anlagen als kurative Maßnahmen anhand des vermiedenen Redispatch-Bedarfes bewertet:

- P510 M787 250 MW dezentraler Netzbooster Bayerisch-Schwaben
- P609 M809 250 MW dezentraler Netzbooster im Rheinland
- P682 M920 250 MW am Standort Höpfingen

Ausgehend von einer Topologie mit den aktivierten Netzbooster-Pilotanlagen P365-M583 und P430-M646 reduzieren die drei zusätzlichen Netzbooster-Anlagen den Redispatch-Bedarf um jeweils 0,5 TWh (EE-Abregelung davon 0,25 TWh).



Abbildung 71: Maßnahmen zur Höherauslastung bis 2030 *



- | | | | |
|--------------------|--------------------------------|-----------|------------------------|
| AC-Netzverstärkung | AC-Netzausbau | Anlagen | Netzverstärkung |
| DC-Netzverstärkung | AC-Netzverstärkung | AC 380 kV | Netzausbau |
| AC-Netzausbau | Ausbau von bestehenden Anlagen | AC 220 kV | Verstärkung und Ausbau |
| DC-Netzausbau | | AC 150 kV | DC |

*Die Darstellung der Neubauprojekte zeigt die Anfangs- und Endpunkte, aber keine konkreten Trassenverläufe. Diese werden erst in nachgelagerten Genehmigungsverfahren festgelegt.



Ergebnisse der Analyse zur Spannungshaltung und -stabilität für 2030

Die Analysen zur Spannungshaltung und -stabilität in der Langfristanalyse 2030 basieren auf der Variante B, verzögerter Netzausbau. Der verzögerte Netzausbau, Variante B, enthält aus Stabilitätssicht die kritischeren Netznutzungsfälle und stellt somit die systemauslegungsrelevanten Situationen dar. Die Netznutzungsfälle charakterisieren sich durch sehr hohe Blindleistungsbedarfe und große Phasendifferenzen. Insgesamt ergibt sich für 2030 ein Blindleistungsdefizit von etwa 27 Gvar. Als Konsequenz müssen (zzgl. der bereits in den Analysen berücksichtigten 64 genehmigten Anlagen) 35 Anlagen, die bereits im Netzentwicklungsplan 2035 (2021) genehmigt wurden, vorgezogen werden. Darüber hinaus werden weitere 32 Anlagen notwendig. Insgesamt müssen, über die Maßnahmen des Startnetzes hinaus, die folgenden zusätzlichen Maßnahmen bis 2030 umgesetzt werden.

In der Regelzone von TransnetBW:

- > P90 M17g 1.000 Mvar stationäre spannungshebende Q-Kompensationsanlagen
- > P90 M17h 2.150 Mvar regelbare Q-Kompensationsanlagen
- > P90 M17i 100 Mvar stationäre spannungssenkende Q-Kompensationsanlagen

In der Regelzone von 50Hertz:

- > P360 M7 1.700 Mvar stationäre spannungshebende Q-Kompensationsanlagen
- > P360 M685 1.840 Mvar stationäre spannungssenkende Q-Kompensationsanlagen
- > P360 M123 200 Mvar stationäre spannungshebende Q-Kompensationsanlagen
- > P360 M752 100 Mvar stationäre spannungshebende Q-Kompensationsanlagen
- > P360 M8 80 Mvar stationäre spannungssenkende Q-Kompensationsanlagen
- > P360 M876 176 Mvar stationäre spannungssenkende Q-Kompensationsanlagen
- > P360 M595 1.200 Mvar regelbare und 300 Mvar stationäre spannungshebende Q-Kompensationsanlagen
- > P360 M695 390 Mvar stationäre spannungssenkende Q-Kompensationsanlagen

In der Regelzone von TenneT:

- > P400 M972 360 Mvar stationäre spannungssenkende Q-Kompensationsanlagen
- > P400 M973 2.100 Mvar regelbare Q-Kompensationsanlagen
- > P400 M590 4.200 Mvar stationäre spannungshebende Q-Kompensationsanlagen
- > P400 M591 600 Mvar stationäre spannungssenkende Q-Kompensationsanlagen
- > P400 M592 4.500 Mvar regelbare Q-Kompensationsanlagen

In der Regelzone von Amprion:

- > P412 M412e 3.600 Mvar stationäre spannungshebende Q-Kompensationsanlagen
- > P412 M412f 2.700 Mvar stationäre spannungssenkende Q-Kompensationsanlagen
- > P412 M412g 2.100 Mvar regelbare Q-Kompensationsanlagen

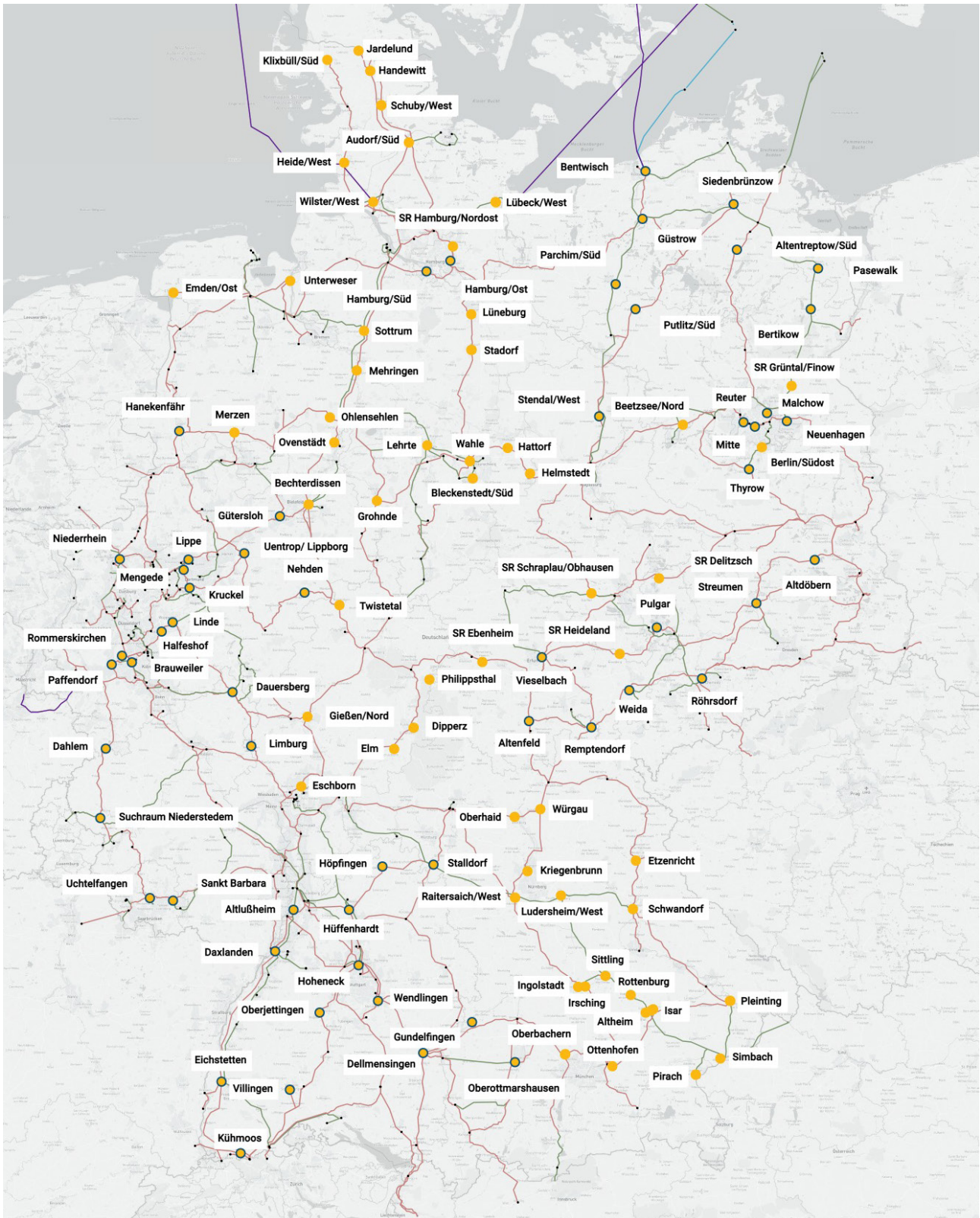


Ergebnisse der Analyse zur Frequenzstabilität für 2030

Die Frequenzstabilitätsanalysen in der Langfristanalyse 2030 auf Basis der Variante B, verzögerter Netzausbau, zeigen hohe Momentanreserverefizite zur Beherrschung von Netzauftrennungen. Hieraus leiten sich folgende Maßnahmen zur Erhöhung der Momentanreserve ab:

- Prüfung und ggf. Ertüchtigung von Pumpspeicherkraftwerken zur Bereitstellung von Momentanreserve im Phasenschieberbetrieb
- Ertüchtigung neuer Gaskraftwerke zur Bereitstellung von Momentanreserve im Phasenschieberbetrieb durch Einbau einer Kupplung und ggf. zusätzlichen Schwungmasse
- Einführung einer marktgestützten Beschaffung zur Bereitstellung von Momentanreserve durch Kundenanlagen (z. B. Windenergieanlagen und Batteriespeicher)
- Erweiterung von rotierender Phasenschieberanlage (rPSA) um eine zusätzliche Schwungmasse und STATCOM (Static Synchronous Compensator) um einen Kurzzeitspeicher zur Bereitstellung von Momentanreserve

Abbildung 72: Blindleistungskompensationsanlagen der Langfristanalyse 2030



- | | |
|----------------------------------|-------------|
| ● AC-Netzausbau | ● Anlagen |
| ● AC-Netzverstärkung | — AC 380 kV |
| ● Ausbau von bestehenden Anlagen | — AC 220 kV |
| | — AC 150 kV |
| | — DC |

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber / Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap [ODbL]



5.3 Volkswirtschaftliche Kosten-Nutzen-Analyse der Interkonnectoren im NEP 2037 / 2045 (2023)

Basierend auf der 4. CBA Richtlinie („4th ENTSO-E Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects“¹²), werden im NEP 2037/2045 (2023) Interkonnectoren, die nicht Teil des EnLAG oder des BBP 2022 sind **bzw. für die keine andere rechtlich verbindliche Grundlage zur Realisierung vorliegt**, einer volkswirtschaftlichen Kosten-Nutzen-Analyse unterzogen.

Die Kosten-Nutzen-Analyse wird für die nachfolgenden Interkonnectoren durchgeführt.

- P74 Vöhringen – Westtirol (DE – AT)
- P329 Zweiter DC-Interkonnekter zwischen Deutschland und Großbritannien (DE – UK)
- P678 Südlicher Landkreis Böblingen – Mettlen (DE – CH)¹³
- P679 Deutschland – Frankreich (DE – FR)¹³

Gemäß des genehmigten Szenariorahmens sind die Interkonnectoren P74, P329 und P678 Bestandteil des Ausgangsnetzes des NEP 2037/2045 (2023), da diese Projekte bereits im TYNDP geführt werden. Sie wurden daher in den Marktsimulationen aller betrachteten Szenarien berücksichtigt. Gleichwohl ist für sie aufgrund der oben genannten Kriterien eine Kosten-Nutzen-Analyse durchzuführen. Die Bewertung dieser Interkonnectoren erfolgt unter Anwendung des sogenannten TOOT-Ansatzes. Dabei wird der jeweilige Interkonnekter nur für seine eigene Bewertung aus dem Netz und dem jeweiligen Szenario herausgeschaltet (**TOOT steht dabei für engl. „Take one out at a time“**). Die Bewertung des Interkonnectors P679 erfolgt unter Anwendung des sogenannten PINT-Ansatzes, Dabei wird der jeweilige Interkonnekter nur für seine eigene Bewertung dem Netz und dem Szenario hinzugefügt („Put one in at a time“).

Die Länge der zusätzlichen Interkonnectoren beträgt in Summe **442 km**. Der Kostenumfang der oben genannten Projekte zusammen beträgt auf deutscher Seite rund 1,5 Mrd. EUR, in diesen Kosten nicht enthalten sind die Kosten für das Projekt P329 (Zweiter DC-Interkonnekter DE – GB), da dieses Projekt von einem Drittinvestor geplant und errichtet wird.

Im Gegensatz zu einer rein monetären Kosten-Nutzen-Analyse, bei der für jedes Projekt jeweils die gesamten Kosten direkt mit der Summe monetarisierter Nutzen verglichen werden, folgt die von ENTSO-E verwendete Kosten-Nutzen-Analyse einem multikriteriellen Ansatz, bei dem sowohl monetarisierte als auch rein quantitative Nutzen-Indikatoren den jeweiligen Kosten gegenübergestellt werden. Neben diesen Nutzen ergeben sich für einzelne Projekte noch weitere qualitative Nutzen, die im Rahmen der CBA für den NEP 2037/2045 (2023) nicht ausgewiesen werden.

Basis für die volkswirtschaftliche Kosten-Nutzen-Analyse im NEP 2037/2045 (2023) sind die Szenarien B 2037 und B 2045 (s. Kapitel 2). Zunächst wird durch eine neue Marktsimulation ohne bzw. mit dem zu untersuchenden Interkonnekter die Auswirkung auf den Handelsaustausch und das sich einstellende Marktergebnis in Europa ermittelt. Aufbauend auf den entsprechenden Marktsimulationen werden Lastflussberechnungen inkl. Optimierungen von steuerbaren Netzbetriebsmitteln wie PST und HGÜ durchgeführt, die wiederum die Eingangsdaten für die Redispatch-Berechnungen liefern. Die Simulationen werden jeweils mit und ohne das zu bewertende Projekt durchgeführt und der jeweilige Nutzen anschließend aus einer Deltabetrachtung beider Simulationen bestimmt.

Gemäß den Vorgaben der Bundesnetzagentur im genehmigten Szenariorahmen ist eine solche Analyse nur für Interkonnectoren vorgesehen, die noch nicht von der BNetzA bestätigt wurden und die noch nicht im BBP 2022 enthalten sind bzw. für die keine andere rechtlich verbindliche Grundlage zur Realisierung vorliegt.

¹² ENTSO-E: „4th ENTSO-E Guideline For Cost Benefit Analysis of Grid Development Project“, übergeben am 24.04.2023 zur Meinungsbildung durch ACER bis spätestens 24.07.2023. Die Finale CBA Guideline muss bis zum 24.10.2023 der Europäischen Kommission zur Genehmigung vorgelegt werden: <https://consultations.entsoe.eu/system-development/methodology-for-a-energy-system-wide-cost-benefit/>

¹³ Aufgrund der noch laufenden Untersuchungen zum finalen Netzverknüpfungspunkt im Ausland, und der erwarteten Auswirkungen auf den Trassenverlauf auf deutscher Seite, ist die Ermittlung eines Präferenzraumes nach § 12c Abs. 2a EnWG für diese Projekte zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht sinnvoll. Die erforderliche Übertragungskapazität, mögliche Netzverknüpfungs- und Grenzübergabepunkte, Technologie und Zieljahr werden für den Interkonnekter Deutschland – Frankreich im Rahmen einer pentalateralen Studie gemeinsam mit den Übertragungsnetzbetreibern RTE, Elia, Creos, TransnetBW und Amprion untersucht.

Für das Projekt „P640: Offshore-Interkonnektor Bornholm Energy Island (BEI)“ wurde am 26.07.2022 zwischen den Staaten Dänemark und Deutschland ein Memorandum of Understanding (MoU) unterzeichnet, welches die Eckpunkte des Projekts, inkl. der Kosten-, Nutzen-, Zielmengenteilung der Erneuerbaren Energien, festlegt und das Kooperationsprojekt unterstützt. Auf Grundlage des MoU wurde am 01.06.2023 ein Regierungsabkommen zwischen beiden Ländern unterzeichnet, welches eine rechtlich verbindliche Grundlage zur Realisierung schafft.

Die Notwendigkeit der weiteren Leitungsprojekte des NEP 2037/2045 (2023) wird – sofern die Projekte nicht bereits weit fortgeschritten sind und sich im Startnetz befinden – wie bisher gemäß der Planungsgrundsätze der vier deutschen ÜNB insbesondere anhand von (n-1)-Nachweisen identifiziert (s. Kapitel 5.5.1).

Eine Übersicht über die im Rahmen der Kosten-Nutzen-Analyse ausgewerteten Indikatoren ist Tabelle 31 zu entnehmen. Die Indikatoren werden anschließend detaillierter beschrieben. Die konkreten Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse finden sich in den Steckbriefen der o. g. Interkonnektoren im Anhang zu diesem Bericht.

Tabelle 31: Übersicht über die ausgewerteten Indikatoren im Rahmen der Kosten-Nutzen-Analyse*

Indikator (gemäß ENTSO-E Bezeichnung)	Berechnungsmethode bzw. Ursprung	Einheit
B1. Socioeconomic welfare	Marktsimulation und Redispatch	EUR / Jahr
B2. Additional Societal benefit due to CO ₂ variation	Marktsimulation und Redispatch	Tonnen / Jahr EUR / Jahr
B3. RES integration	Marktsimulation und Redispatch	MW bzw. MWh / Jahr
B5. Variation in grid losses	Leistungsflussberechnungen	MWh / Jahr

* Für eine leichtere Vergleichbarkeit mit dem TYNDP wurde die englische Bezeichnung verwendet. Die deutschen Entsprechungen sind in den jeweiligen Indikatorbeschreibungen gegeben.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

B1. Socioeconomic welfare – Volkswirtschaftlicher Nutzen (kurz: SEW)

In einem System ohne Begrenzung der Kuppelkapazitäten zwischen den Marktgebieten würde die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke der Merit-Order des Gesamtsystems folgen und somit das absolute Minimum der Kostenoptimierung treffen. Eine Begrenzung der Kuppelkapazitäten führt in der Regel zu einer Abweichung von diesem Optimum, was zu höheren Systemkosten führt. Die Systemkosten umfassen die variablen Erzeugungskosten (u. a. Brennstoffkosten, CO₂-Preis), Startkosten der Kraftwerke sowie die Abrufkosten von einsenkbaren Flexibilitäten und darüber hinaus werden auch zuschaltbare Lasten berücksichtigt. So müssen beispielsweise in vielen Situationen in einem Marktgebiet Kraftwerke mit hohen Erzeugungskosten eingesetzt werden, während in anderen Marktgebieten deutlich günstigere Erzeugungsleistung zur Verfügung steht. Durch den Ausbau der Interkonnektoren zwischen den Marktgebieten und der damit verbundenen Reduzierung der einschränkenden Nebenbedingungen können kostengünstigere Kraftwerke anstelle teurerer Kraftwerke eingesetzt werden, was sich durch eine Reduktion der variablen Kosten bemerkbar macht. Der SEW entspricht dem Delta zwischen Systemkosten in Europa mit und ohne den jeweiligen Interkonnektor. In Marktgebieten mit internen Engpässen, wie beispielsweise Deutschland, muss Redispatch eingesetzt werden, um die Systemsicherheit zu gewährleisten. Durch den geänderten Einsatz des Kraftwerks-parks infolge eines zusätzlichen Interkonnektors – sowie gegebenenfalls durch den Einsatz des Interkonnektors selbst – ändert sich der Leistungsfluss, was direkten Einfluss auf die Engpässe und damit auf den allgemeinen Redispatch-Bedarf hat. Der Bau eines Interkonnektors kann den Redispatch-Bedarf sowohl senken (in diesem Fall erhöht sich der SEW) als auch erhöhen (in diesem Fall reduziert sich der SEW).

B2. Additional Societal benefit due to CO₂ variation – Änderung des CO₂-Ausstoßes und der Klimafolgekosten

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

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

Im Rahmen der Bewertung der Interkonnektoren weisen die ÜNB auch den gesellschaftlichen Nutzen des vermiedenen CO₂-Ausstoßes (in Form der Klimafolgekosten) aus. Ziel ist es, den monetären Nutzen/Schaden abzuschätzen, der der Gesellschaft aufgrund der verringerten/erhöhten CO₂-Emissionen entsteht. Hierzu wird sich an den Kostensätzen für Kohlendioxid- und anderen Treibhausgasemissionen gemäß „Methodenkonvention 3.1 zur Ermittlung von Umweltkosten“¹⁴ des Umweltbundesamtes orientiert. Die dort veröffentlichten Werte von 215 EUR / t CO₂ bzw. 250 EUR / t CO₂ beziehen sich auf die Jahre 2030 und 2050. Gemäß der Berechnungsvorschriften der Methodenkonvention ergibt sich für das Jahr 2037 Folgekosten von 232,7 EUR/t CO₂. Da bei der Berechnung des SEW bereits die Zertifikatspreise für CO₂ (160,1 EUR/t CO₂) berücksichtigt sind, werden diese von dem anzusetzenden Kostensatz für die Klimafolgekosten abgezogen. Für das Jahr 2037 wird als Brennstoff im Rahmen der CBA für Erdgaskraftwerke ausschließlich der Einsatz von konventionellem Erdgas unterstellt. Für das Jahr 2045 wird ein CO₂-emissionsfreies System angenommen, weswegen keine CO₂-Emissionen und keine Klimafolgekosten für diesen Zeithorizont angegeben werden. Das bedeutet für Deutschland die Annahme, dass ab 2045 ausschließlich klimaneutrale Gase als Brennstoff für gasbefeuerte Kraftwerke verwendet werden und etwaige Restemissionen von z. B. Abfallkraftwerken kompensiert werden. Sowohl in 2037 als auch in 2045 wird für die anderen Länder der gleiche Anteil emissionsneutraler Gase wie in Deutschland unterstellt. Andere thermische Energieträger für die Stromerzeugung spielen auch im Ausland in B 2045 keine Rolle mehr, sodass auf dem Weg zu einem europäischen CO₂-freiem System auch hier bereits von einer Kompensation etwaiger Restemissionen ausgegangen wird.

B3. RES integration – Integration erneuerbarer Energien

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

B5. Variation in grid losses – Veränderung der Netzverluste

Wie beim Indikator B1. SEW ausgeführt, führen Netzausbaumaßnahmen zu einer Änderung des Einsatzes von Erzeugungseinheiten. Des Weiteren werden die Impedanzverhältnisse im Netz geändert. Dies führt zu einer Änderung der Lastflüsse, welche wiederum direkten Einfluss auf die Netzverluste haben. Die Veränderung der Netzverluste entspricht dem Delta zwischen Netzverlusten mit und ohne den jeweiligen Interkonnektor und wird in MWh/Jahr ausgewiesen.

5.4 Bewertung der Stabilität¹⁵

Die Systemstabilität beschreibt die Fähigkeit eines elektrischen Verbundsystems, nach einer Störung wieder einen neuen stationären Betriebspunkt zu erreichen. Der Erhalt der Systemstabilität ist somit eine grundlegende Voraussetzung für den sicheren Netzbetrieb. Während im Rahmen der stationären Untersuchungen geprüft wird, inwieweit ein neuer stationärer Betriebspunkt, der sich nach einer Störung ergibt, zulässig ist, wird bei den Analysen zur Systemstabilität das dynamische Übergangsverhalten während und nach Einwirkung einer Störung untersucht. Zur Bewertung der Systemstabilität ist es gängige Praxis, die Stabilitätsphänomene entsprechend des dominierenden physikalischen Effekts und des Zeitbereichs in die Kategorien Frequenz-, Spannungs- und Polradwinkel-, sowie seit Überarbeitung der Stabilitätsdefinitionen des IEEE¹⁶, ebenso weiter in die Konverter- und Resonanzstabilität zu unterteilen. Im Rahmen der Stabilitätsanalysen im Netzentwicklungsplan (NEP) stehen die ersten drei Kategorien im Fokus.

Ziel der Stabilitätsanalysen im NEP ist es, für das auf Basis stationärer Analysen ermittelte Ausbaunetz des deutschen Übertragungsnetzes Systembedarfe hinsichtlich der Systemstabilität (Spannungs- und Frequenzstabilität) als notwendige Begleitmaßnahmen zu ermitteln und die Deckung dieser Bedarfe aufzuzeigen. Darauf aufbauend wird die transiente Stabilität als wichtiger Indikator für die Betreibbarkeit des Ausbaunetzes analysiert. Zusätzlich werden Risiken für einen Stabilitätsverlust ermittelt sowie Lösungsansätze entwickelt.

¹⁴ Umweltbundesamt: „Methodenkonvention 3.1 zur Ermittlung von Umweltkosten“, August 2020: www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2020-12-21_methodenkonvention_3_1_kostensaetze.pdf, S. 8.

¹⁵ Das gesamte Dokument finden Sie als Begleitdokument zum NEP 2037/2045 (2023) unter www.netzentwicklungsplan.de/nep-aktuell/netzentwicklungsplan-20372045-2023

¹⁶ IEEE PES, Technical Report PES-TR77: „Stability definitions and characterization of dynamic behavior in systems with high penetration of power electronic interfaced technologies“, April 2020.

Die Herangehensweise bei der Deckung der aufgezeigten Systembedarfe kann dabei in zwei Teile unterteilt werden. In einem ersten Schritt wird die Deckung der Bedarfe durch Netznutzer auf Basis von Anforderungen in den nationalen und internationalen Netzanschlussregeln unter Berücksichtigung realistischer Randbedingungen sowie die Möglichkeiten einer marktlichen Beschaffung berücksichtigt. Dabei werden auch Anpassungen der Network Codes mit in Betracht gezogen. Erst wenn Bedarfe nicht ausschließlich durch Netznutzer gedeckt werden können, wird in einem zweiten Schritt ein notwendiger Bedarf an zusätzlichen ÜNB-eigenen Betriebsmitteln ermittelt.

Durch dieses Vorgehen werden wichtige Grundvoraussetzungen für ein robustes und stabiles Systemverhalten als Teil der Systemauslegung geschaffen. Wichtig zu benennen ist aber, dass im Rahmen des NEP bewusst keine umfassende Systemauslegung stattfindet. Zu einer vollständigen Systemauslegung hinsichtlich der Systemstabilität gehören neben den hier dargestellten Analysen im Netzentwicklungsplan u. a. die Systemanalyse gemäß § 3 Abs. 2 NetzResV, der Systemschutzplan, die Aktivitäten des VDE/FNN im Rahmen der nationalen Umsetzung der europäischen Network Codes sowie weitere ÜNB-interne Untersuchungen.

Die im folgenden zusammengefassten Ergebnisse beinhalten neben den Ergebnissen aus dem Netzentwicklungsplan für das Szenario B 2037 auch Ergebnisse die im Rahmen der Langfristanalysen 2030 ermittelt wurden.

Die Analysen zur Spannungshaltung und -stabilität umfassen aufgrund der engen Kopplung sowohl die Bedarfsermittlung für kontinuierlich regelbare Blindleistungsanlagen für die Spannungsstabilität als auch die Bedarfsermittlung hinsichtlich für die stationäre Blindleistungsanlagen für eine ausreichende Spannungshaltung. Es ist davon auszugehen, dass mit einem geeigneten Ausbau von Kompensationsanlagen die Spannungsstabilität aufrechterhalten werden kann. Die Analysen wurden sowohl in der Langfristanalyse 2030, als auch im NEP für das Szenario B 2037 durchgeführt, die nicht nur von einer Höherauslastung des Drehstromnetzes geprägt sind, sondern auch maßgeblich durch hohe volatile Leistungsflüsse aufgrund der signifikanten EE-Zubauten. Es wird eine optimistische Ausnutzung der Potenziale der Verteilnetze, sowie eine Ausnutzung stationärer und dynamischer Potenziale aus Batterien und Elektrolyseuren unterstellt, die von den Übertragungsnetzbetreibern netzdienlich eingesetzt werden können. Es kann gezeigt werden, dass die in den vorigen NEP-Analysen ausgewiesenen Bedarfe nicht nur bestätigt werden, sondern, dass diese Bedarfe sogar zum großen Anteil bereits für das Szenario 2030 auftreten. Insgesamt ergibt sich für 2030 ein Blindleistungsdefizit von etwa 27 Gvar. Als Konsequenz müssen (zzgl. der bereits in den Analysen berücksichtigten 64 genehmigten Anlagen) 35 Anlagen, die bereits im NEP21 genehmigt wurden, vorgezogen werden. Darüber hinaus werden weitere 32 Anlagen notwendig. Bis 2037 steigt das Blindleistungsdefizit auf insgesamt 59 Gvar an. Der signifikante Zubau an HGÜ-Kopfstationen für Offshore-Netzanbindungen und DC-Korridore trägt regional erheblich zum Blindleistungsmanagement bei, reduziert das Defizit und damit den notwendigen Zubau durch weitere Kompensationsanlagen. Ohne die Potenziale aus der netzdienlichen Nutzung von Elektrolyseuren, Großbatteriespeicher und EE-Anlagen aus dem Verteilnetz steigt das Blindleistungsdefizit auf 65 Gvar an. Unter Berücksichtigung der Potenziale werden inklusive der Anlagen für das Szenario 2030 bis 2037 215 Anlagen in unterschiedlichen Größen als erforderlich ausgewiesen. Das setzt allerdings voraus, dass die angenommenen Potenziale aus dem Verteilnetz flächendeckend, jederzeit und netzdienlich genutzt werden können. Außerdem bedarf es der Etablierung notwendiger Netzanschlussregeln an Elektrolyseure und dem netzdienlichen Einsatz gemeinsam mit Großbatteriespeichern.

Für die **Frequenzstabilität** besteht im Verbundbetrieb des kontinentaleuropäischen Systems bei auslegungsrelevanten Fehlerfällen, wie dem 3-GW-Erzeugungs- oder Lastausfall, für das Szenario B 2037 kein Risiko, wenn ein systemkonformes Verhalten der Erzeugungseinheiten vorausgesetzt werden kann. Ereignisse, die zu einer Netzauftrennung des Verbundsystems führen (sogenannter „System Split“), wie z. B. die Störung am 04.11.2006¹⁷, können jedoch je nach Netzsituation nicht sicher beherrscht werden. Insbesondere in Stunden mit hohen Leistungsströmen und wenig Momentanreserve treten sehr hohe Frequenzgradienten auf, die weit über der Auslegungsgrenze des Systemschutzplan (1 Hz/s) liegen. Im Begleitdokument der Stabilitätsanalysen werden die zugehörigen Untersuchungsergebnisse dargelegt sowie erforderliche Maßnahmen aufgezeigt.

Die Analysen der Systembedarfe für Frequenzstabilität zeigen einen Mehrbedarf an Momentanreserve, um die Frequenzstabilität auch bei den zugrunde gelegten auslegungsrelevanten Netzauftrennungen beherrschen zu können. Aufgrund des ermittelten erheblichen Momentanreservebedarfs sollten mehrere Maßnahmen parallel verfolgt und zeitnah hinsichtlich ihrer technischen Realisierbarkeit geprüft und umgesetzt werden. Die berücksichtigten Anlagenkategorien für die Bereitstellung von Momentanreserve umfassen Windenergie- und Photovoltaikanlagen, Gaskraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke im Phasenschieberbetrieb, Batteriegroßspeicher und regelbare Blindleistungskompensationsanlagen.

17 ENTSO-E: „Final Report – System Disturbance on 4 November 2006“: ecolo.org/documents/documents_in_english/blackout-nov-06-UCTE-report.pdf

Die Momentanreserve-Potenziale der einzelnen Kategorien wurden auf Basis aktueller Erkenntnisse und vergangener Gespräche mit Stakeholdern ermittelt. Hierfür ist es noch notwendig, dass entsprechende Anforderungen an Erzeugungsanlagen in die aktuell laufenden Anpassungen der nationalen und internationalen Netzanschlussregeln berücksichtigt werden. Inwiefern bestehende Prozesse angepasst oder neue Prozesse für eine Beschleunigung etabliert werden müssen, wird zudem aktuell in der Roadmap Systemstabilität des BMWK diskutiert. Sollten die verfügbaren Potenziale einzelner Anlagenkategorien dennoch geringer ausfallen als angenommen, muss das daraus entstehende Momentanreservedefizit durch andere Maßnahmen kompensiert werden.

Mit Blick auf die aktuelle Marktreife netzbildender Anlagen sind die zugrunde gelegten Annahmen hinsichtlich der Momentanreserve-Bereitstellung ab dem Zeitraum 2025-2027 als optimistisch zu bewerten. Ein verzögerter Start dieser Bereitstellung führt zwangsläufig zu einer Unterdeckung der Bedarfe. Dem kann durch die Einführung einer marktgestützten Beschaffung entgegengewirkt werden. Auch der Zubau von Betriebsmitteln zur expliziten Bereitstellung von Momentanreserve muss weiterhin in Betracht gezogen werden. Sollten die Systembedarfe nicht gedeckt werden können, muss zwangsläufig davon ausgegangen werden, dass auslegungsrelevante Netzauftrennungen nicht in jeder Stunde beherrscht werden können.

Die transiente Stabilität, als wesentlicher Teilaspekt der **Polradwinkelstabilität**, wird auf Basis eines detaillierten dynamischen Netzmodells des kontinentaleuropäischen Verbundsystems und der dynamischen Simulationen anhand von auslegungsrelevanten Netzfehlern bewertet. Es wird das Zielnetz der Langfristanalyse 2030 (Kohleausstiegsszenario) in der Variante B (konservativer Netzausbau) und der Belastungsfall der Stunde 1274 (23.02. 02:00 Uhr) zugrunde gelegt. Dieser Belastungsfall zeichnet sich durch hohe Blindleistungsbedarfe und Spannungswinkeldifferenzen im Übertragungsnetz sowie durch eine Erzeugungssituation mit hohen Leistungstransporten aus und stellt damit einen für die transiente Stabilität kritischen Fall dar. Es wurde ein engpassfreier Netzzustand nach Redispatch berücksichtigt. Dadurch sind in dem ausgewählten Netznutzungsfall trotz des Kohleausstiegs vor allem im Süden Deutschlands 26 größere konventionelle Reservekraftwerke am Netz. Wie bereits im vorherigen NEP 2035 (2021) wurden konkrete Blindleistungskompensationsanlagen, die in den Analysen zur Bedarfsermittlung der Spannungshaltung und -stabilität identifiziert wurden, berücksichtigt.

Die Ergebnisse der Untersuchungen zeigen, dass Fehlerfälle in den hochausgelasteten nördlichen Netzgruppen zum Verlust der Stabilität führen können. Bereits bei ausgewählten (n-1)-Fehlerereignissen mit konzeptgemäßer Fehlerklärung kann die Beherrschbarkeit nicht mehr sicher gewährleistet werden. Gleiches gilt für kritischere Fehler. Der Verlust der Stabilität äußert sich unter anderem in einem regionalen Ausfall von Erzeugungsleistung und Versorgungsunterbrechungen bis hin zu überregionalen Störungsausweitungen mit der Gefahr von Netzauftrennungen. Während im NEP 2035 (2021) durch die Berücksichtigung der konkreten Blindleistungsanlagen aus den Analysen zur Bedarfsermittlung der Spannungshaltung und -stabilität die sichere Beherrschbarkeit der Fehlerfälle ermöglicht werden konnte, sind dafür in der Langfristanalyse 2030 darüberhinausgehende Maßnahmen notwendig. Diese zusätzlichen Maßnahmen zur Sicherstellung der Systemstabilität wurden in Sensitivitätsanalysen bewertet. Hierbei zeigt sich, dass zukünftig neu ans Netz kommende Großverbraucher (insbesondere Elektrolyseure) auch ein netzdienliches Verhalten aufweisen müssen, wie es bereits für Erzeugungsanlagen der Fall ist. Ein nicht netzdienliches Verhalten kann dabei zur Nicht-Bherrschbarkeit von Fehlerereignissen führen. Des Weiteren hat sich gezeigt, dass die Menge und technische Ausgestaltung zusätzlicher Blindleistungskompensationsanlagen sowie die Höhe der dynamischen Netzstützung umrichterbasierter Erzeugungsanlagen einen hohen Einfluss auf die Beherrschbarkeit der Fehler hat. Zwei weitere wirksame Maßnahmen stellen die Beschränkung der Engpassströme auf ausgewählten Transitkorridoren sowie die Verstärkung der Transitkorridore durch Netzausbau dar. Zudem kann eine kurzzeitige Entlastung der Transitkorridore über Systemautomatiken (Einspeiseunterbrechung in Norddeutschland im Sekundenbereich) zur Beherrschbarkeit von Fehlerereignissen beitragen. Die genaue Ausgestaltung und Dimensionierung der Gegenmaßnahmen muss in weiterführenden Untersuchungen betrachtet werden. Die detaillierten Untersuchungsergebnisse der Langfristanalyse 2030 werden im Begleitdokument der Stabilitätsanalysen erläutert.

5.5 Methodik der Netzanalyse

5.5.1 Planungsgrundsätze

Die Übertragungsnetzbetreiber haben gemeinsame Grundsätze für die Ausbauplanung des deutschen Übertragungsnetzes festgelegt, die im Juli 2022 in einer überarbeiteten Fassung veröffentlicht worden sind. Sie finden diese auf den Websites von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW sowie als Link auf der Seite www.netzentwicklungsplan.de/ZwD. Diese Grundsätze gelten auch für die Planungen im Rahmen des NEP 2037/2045 (2023). Sie legen die Untersuchungsmethodik der Netzplanung fest, definieren Beurteilungskriterien (z. B. das (n-1)-Kriterium bzw. das erweiterte (n-1)-Kriterium) für ein bedarfsgerechtes Übertragungsnetz mit erforderlichen Freiheitsgraden zur Wahrung eines sicheren Netzbetriebs und leiten Maßnahmen zur Einhaltung dieser Beurteilungskriterien ab.

Kern der netztechnischen Untersuchungen im Rahmen der Netzplanung sind Netzanalysen (rechnerische Simulation der Lastflüsse im Übertragungsnetz durch Lastflussberechnungen) auf der Basis von Planungsnetzmodellen für die Langfristplanung. Die unterlagerten Netzebenen sind in geeinigter Form modelliert, siehe § 12b Abs. 1 S. 5 EnWG. Dabei wird die Einhaltung der Kriterien zur Gewährleistung der Netzsicherheit für jede Stunde des Jahres überprüft. Die Netzanalysen umfassen im Rahmen des Netzentwicklungsplans ausgehend vom Normalschaltzustand des Übertragungsnetzes (sogenannter topologischer Grundfall) Netzschwächungen durch Ausfälle von Betriebsmitteln (hier im NEP: Leitungen und Transformatoren des Übertragungsnetzes). Instandhaltungs-, reparatur- oder baubedingte Freischaltungen von Betriebsmitteln werden als Netzschwächungen im NEP nicht in die Netzanalysen einbezogen. Die Anwendung des (n-1)-Kriteriums, d. h. der Ausfall eines Elementes im Übertragungsnetz, ist dabei abhängig von der eingesetzten Übertragungstechnologie. So bestimmen die technologische Ausgestaltung einer HGÜ-Verbindung bzw. ihrer HGÜ-Konverterstationen den Ausfallumfang im (n-1)-Fall.

Ausgewählte zeitgleiche Ausfälle von zwei Betriebsmitteln bei einer gemeinsamen Ursache (Common-Mode-Ausfälle) werden im zweiten Entwurf des NEP in den Analysen zur Blindleistungsbilanz und zur transienten Stabilität berücksichtigt. Der Ausfall von mehr als zwei Betriebsmitteln wird im NEP für die Netzauslegung nicht herangezogen.

Die notwendige Voraussetzung für ein bedarfsgerechtes Netz ist der durch Lastflussberechnungen zu erbringende Nachweis der Gewährleistung der Netzsicherheit und der strikten Vermeidung von dauerhaften Grenzwertverletzungen (Engpassströme, Spannungsbänder von Störungsausweitungen, Versorgungs- und Einspeiseunterbrechungen). Die Analysen zur Frequenz, Spannung und transienten Stabilität werden im zweiten Entwurf des NEP 2037/2045 (2023) veröffentlicht.

Damit den Anforderungen an einen sicheren und effizienten Netzbetrieb bei unterschiedlichen Übertragungs- und Versorgungsaufgaben Rechnung getragen wird, werden im NEP 2037/2045 (2023) in jedem Szenario des nach § 12a EnWG von der BNetzA genehmigten Szenariorahmens für alle 8.760 Netznutzungsfälle der Jahre 2037 und 2045 Lastflussberechnungen auf der Basis von Planungsnetzmodellen für die Langfristplanung durchgeführt. Die hierfür zu betrachtenden Last- und Erzeugungssituationen basieren auf den vorangegangenen Marktsimulationen (s. Kapitel 3) und der Analyse von relevanten horizontalen und vertikalen Übertragungs- und Versorgungsaufgaben.

Die auf Basis der Lastflussberechnungen durch (n-1)-Analysen identifizierten Maßnahmen des Zubaunetzes bilden zusammen mit den Startnetzmaßnahmen (s. Kapitel 5.2.2) die Grundlage für ein bedarfsgerechtes Netz (s. Kapitel 5.5.6) in den jeweiligen Szenarien.

Marktbezogene Eingriffe in den Netzbetrieb, wie Redispatch von Kraftwerken, Einspeisemanagement von EE-Anlagen oder Lastabschaltungen, sind kurzfristig bis mittelfristig wirkende präventive bzw. kurative Maßnahmen des Netzbetriebs zur Einhaltung und Wiederherstellung der Netzsicherheit. Sie tragen im Prinzip nicht zu einer bedarfsgerechten perspektivischen Netzbemessung bei, welche die Grundlage für ein weitestgehend freizügiges künftiges Marktgeschehen auf Basis eines diskriminierungsfreien Netzzugangs ist und wurden bisher in der Netzausbauplanung des Übertragungsnetzes grundsätzlich nicht berücksichtigt. Im NEP 2037/2045 (2023) dagegen werden wie in den Kapiteln 6.2 und 6.3 beschrieben, auch kurative Maßnahmen einer (teil)automatisierten Netzführung (z. B. der Einsatz sogenannter Netzbooster) bereits in der Netzplanung explizit betrachtet.



Im Rahmen dieses Netzentwicklungsplans erfolgt gemäß der Genehmigung des Szenariorahmens der BNetzA (S. 57) im Gegensatz zum NEP 2035 (2021) keine explizite Modellierung des Instrumentes der Spitzenkappung. Es wird durch die VNB derzeit nur in sehr begrenztem Maße umgesetzt, sodass eine über die Planungen der VNB hinausgehende Berücksichtigung durch die ÜNB nicht vorgegeben ist und außerdem das Risiko der Unterschätzung von Netzbelastungen erhöht. Das Instrument der Spitzenkappung ist nicht für große Stromsysteme mit einer hohen Zahl an flexiblen Verbrauchern und Speichern, wie sie in diesem Szenariorahmen angesetzt werden, konzipiert und bewertet worden. Es befindet sich eine Vielzahl an Flexibilitäten in unmittelbarer räumlicher Nähe zu Photovoltaik- oder Windenergieanlagen, und die netztechnische Wirkung der Einspeisung in den unterlagerten Netzebenen kann nicht ohne Berücksichtigung des Einsatzes dieser Verbraucher und Speicher approximiert werden (s. Kapitel 2.5). Der Verzicht der Spitzenkappung ist ein Grund für den verbleibenden Redispatch im Zielnetz (s. Kapitel 5.5.6).

5.5.2 Das NOVA-Prinzip

Das NOVA-Prinzip bedeutet Netzoptimierung vor Netzverstärkung vor Netzausbau. Es enthält für jede der Stufen verschiedene Optionen, die als anderweitige Planungsmöglichkeiten geprüft werden. Im Rahmen der Netzoptimierung wird grundsätzlich der witterungsabhängige Freileitungsbetrieb (WAFB), häufig auch als Freileitungsmonitoring (FLM) bezeichnet, sowie die Nutzung von Hochtemperaturleiterseilen (HTL bzw. HTLS) und – bei dafür bereits ausgerüsteten Freileitungen – die Spannungsumstellung von 220 kV auf 380 kV untersucht. Auch Topologiemassnahmen, der Einsatz von Blindleistungskompensationsanlagen sowie von aktiven Elementen zur Lastflusssteuerung im Übertragungsnetz, wie z. B. Querregeltransformatoren in Deutschland und zu den Nachbarländern, die temporäre Höherauslastung von einzelnen Leitungen im (n-1)-Fall mit bis zu 4.000 A sowie die Steuerung von HGÜ-Verbindungen, stellen weitere Optimierungsmöglichkeiten dar.

WAFB wurde bei der Netzberechnung auf Freileitungsstromkreisen grundsätzlich berücksichtigt. Beim WAFB wird in Abhängigkeit der Umgebungsbedingungen für jede Stunde eine erhöhte Übertragungsfähigkeit auf allen Freileitungsstromkreisen zugelassen, die dafür technisch und bezüglich ggf. erforderlicher Genehmigungen geeignet sind. Dies gilt sowohl bei höheren Windgeschwindigkeiten als auch bei niedrigeren Umgebungstemperaturen gegenüber den Normbedingungen. Nähere Erläuterungen dazu finden Sie in den gemeinsamen Planungsgrundsätzen der ÜNB unter www.netzentwicklungsplan.de/ZwD.

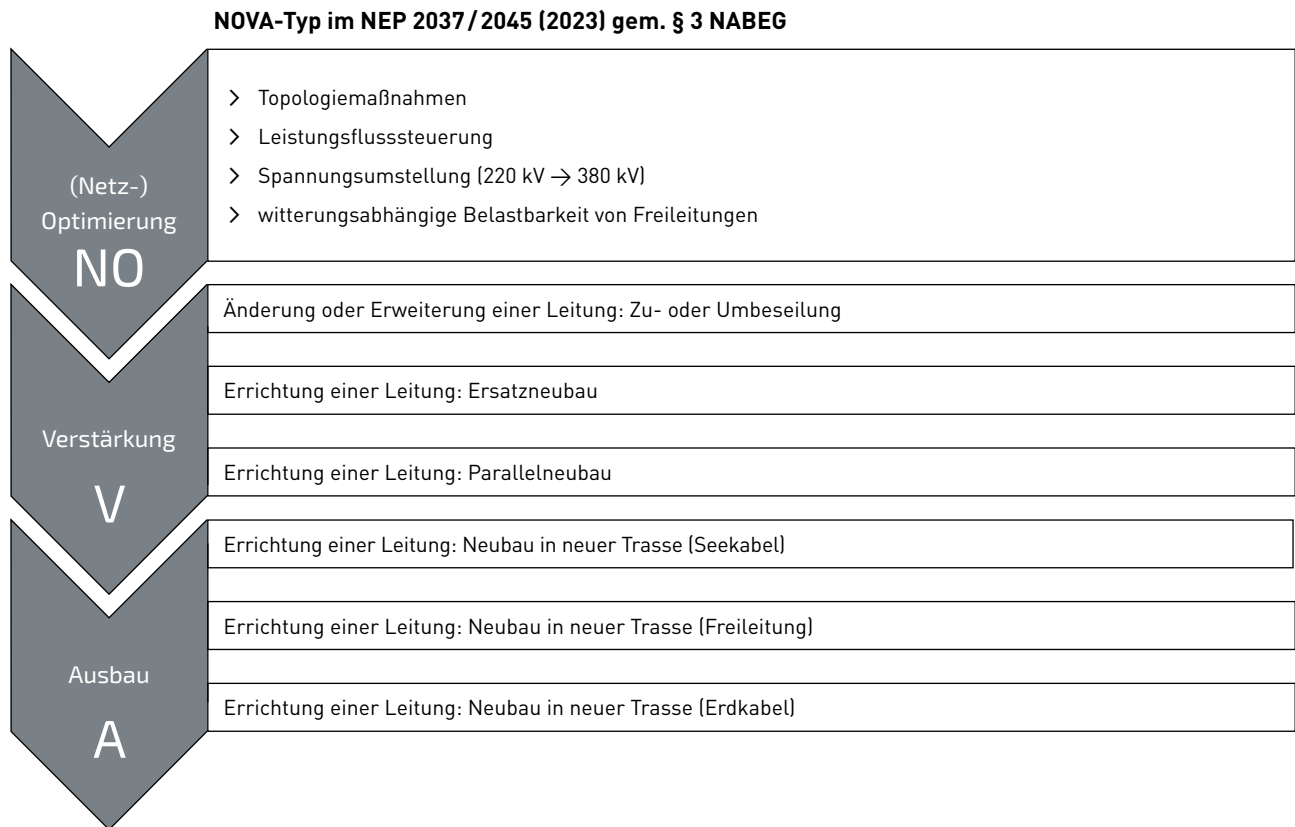
Auf den Leitungsabschnitten, bei denen ein Einsatz aufgrund der Statik der Masten möglich ist, kann die Nutzung von HTL bzw. HTLS berücksichtigt werden. Sollten diese Maßnahmen aufgrund der Maststatik oder wegen Verletzung gesetzlicher Vorgaben (Technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm – TA Lärm),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

Die Aufstellung von lastflusssteuernden Betriebsmitteln wird im aktuellen NEP als Netzausbaumaßnahme gewertet, der Einsatz dieser Transformatoren zur Lastflusssteuerung dagegen als Netzoptimierung. Die Aufstellung dieser lastflusssteuernden Netzkomponenten ist damit die technologische Voraussetzung für die Optimierung des Netzbetriebs.

Im NEP 2037/2045 (2023) kommt wie bereits im NEP 2035 (2021) eine stärker differenzierte Anwendung der NOVA-Kriterien der identifizierten Netzmaßnahmen zum Einsatz. Die bisher benutzten NOVA-Kategorien Netzoptimierung, Netzverstärkung und Netzausbau werden dabei um die Begrifflichkeiten gemäß § 3 NABEG als NOVA-Typ ergänzt (s. Abbildung 73). Dies ermöglicht eine stärkere Differenzierung der einzelnen Maßnahmen und erhöht darüber hinaus die Konsistenz mit den Begrifflichkeiten in den späteren Genehmigungsverfahren¹⁸. Die gegenüber vorherigen Netzentwicklungsplänen stärkere Differenzierung der NOVA-Typen setzt jedoch voraus, dass die dafür erforderlichen Informationen auf der oftmals sehr frühen Planungsebene der Projekte im NEP bereits vorliegen. Bei Unsicherheiten wird deshalb bei Maßnahmen im Zweifelsfall die ungünstigere NOVA-Kategorie bzw. der ungünstigere NOVA-Typ angegeben.

¹⁸ Auf der Planungsebene des NEP orientieren sich die Verstärkungsmaßnahmen an den Begrifflichkeiten des § 3 NABEG. Ob und wie weit deren Voraussetzungen in den nachgelagerten Planungs- und Genehmigungsverfahren gegeben sein werden, wird im jeweiligen Verfahren konkret zu prüfen sein und kann von der hiesigen Einordnung abweichen.

Abbildung 73: NOVA-Kategorien



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

5.5.3 Erläuterungen zur Bedeutung der geplanten HGÜ-Verbindungen

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

Eine besondere Stärke der HGÜ-Technologie liegt in der verlustarmen Übertragung hoher Leistung über lange Distanzen. Würde zur Deckung weiträumiger Transportaufgaben ein reines Drehstromnetz geplant werden, dann wäre ein weitaus großflächigerer Netzausbau nötig, welcher zudem mehr Raum als der DC-Ausbau in Anspruch nehmen würde.

Die HGÜ-Verbindungen haben eine hohe energiewirtschaftliche Bedeutung, da sie die neuen erneuerbaren Erzeugungszentren im Norden und Osten Deutschlands mit den Verbrauchszentren im Westen und Süden Deutschlands 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 konventionelle Kraftwerke in das Übertragungsnetz einspeisen. Dort befinden sich in der Regel bereits starke Netzknoten zur Einbindung in das AC-Netz. Die HGÜ-Verbindungen können auch genutzt werden, um bei hoher Sonneneinstrahlung und geringem Windaufkommen Leistung von Süden nach Norden zu transportieren. Sie haben einen ökologischen und ökonomischen Nutzen, da sie Engpässe vermeiden. Im vorliegenden NEP 2037/2045 (2023) wird darüber hinaus der Nutzen einer HGÜ gezeigt, die von Nordwesten Deutschlands in den Osten Deutschlands führt. Diese kann zu einer großflächigen Übertragung elektrischer Energie zwischen dem Westen und dem Osten Deutschlands genutzt werden.



Die HGÜ-Verbindungen haben auch eine besondere netztechnische Bedeutung für das gesamtdeutsche Übertragungsnetz. Zum einen stabilisieren sie das Drehstromnetz, zum anderen können sie, anders als dieses, gezielt als aktive Netzelemente zur Steuerung von Lastflüssen eingesetzt werden und somit direkt auf Wirk- und Blindleistung einwirken. In einer Zeit mit immer größeren Variationen im Lastflussverhalten durch immer höhere volatile Einspeisung ist diese Steuer- und Regelbarkeit von hoher Bedeutung für einen nachhaltig sicheren Betrieb des elektrischen Systems. Zudem entsteht im Normalbetrieb durch die Gleichstromleitungen – anders als bei AC-Stromleitungen – kein weiterer Blindleistungsbedarf für lange Übertragungsstrecken. In der Zielnetzplanung im Rahmen der Szenarien des NEP wird mit den HGÜ-Verbindungen ein wichtiger Teil eines Übertragungssystems realisiert, das die Standorte der Windkraftanlagen in Nord- und Ostdeutschland sowie in der Nord- und Ostsee, die Lastschwerpunkte im Süden und Westen Deutschlands sowie die heutigen und zukünftigen Pumpspeicher in der Alpenregion zusammenführt.

Vorteile der DC-Technologie bei weiträumigen Übertragungsaufgaben:

Wirtschaftliche Übertragung großer Leistungen über weite Entfernungen

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

Günstiges Betriebsverhalten

- Die über eine HGÜ-Verbindung 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.

5.5.4 Geprüfte und in Betracht kommende anderweitige Planungsmöglichkeiten

Der NEP muss gemäß § 12b Abs. 1 S. 4 Nr. 6 und Abs. 4 EnWG eine Darlegung der in Betracht kommenden anderweitigen Planungsmöglichkeiten von Netzausbaumaßnahmen sowie eine zusammenfassende Erklärung enthalten, die zeigt, aus welchen Gründen der Netzentwicklungsplan nach Abwägung mit den geprüften, in Betracht kommenden anderweitigen Planungsmöglichkeiten gewählt wurde. Neben dem NOVA-Prinzip (s. Kapitel 5.5.2) sind anderweitige Planungsmöglichkeiten, andere Technologiekonzepte, die Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte sowie die Gesamtplanalternative der verschiedenen Szenarien.

Die ÜNB haben sich mit Blick auf andere Technologiekonzepte für eine Kombination von AC-Netz mit neuen HGÜ-Verbindungen entschieden. Die Darstellung der hier angestellten Überlegungen und Abwägungen findet sich auszugsweise in Kapitel 5.5.3 sowie ausführlich in Kapitel 5 des NEP 2012 unter www.netzentwicklungsplan.de/Zwz.

Der NEP 2037/2045 (2023) 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.

Für neue Projekte und Maßnahmen, die über den BBP 2022 hinausgehen,

- Maßnahmen, die gegenüber dem BBP 2022 geändert wurden sowie
- BBP-Maßnahmen, für die bisher noch keine Alternativenprüfung vorgenommen wurde und bei denen die nachfolgenden Planungsverfahren noch nicht begonnen haben und bei denen die Strategische Umweltprüfung zum NEP 2035 (2021) mindestens mittlere Umweltauswirkungen festgestellt hat,

wird in den Projektsteckbriefen auf mögliche sinnvolle Alternativen und Netzverknüpfungspunkte eingegangen und diese mit der vorgeschlagenen Maßnahme abgewogen.

Schließlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten im NEP 2037/2045 (2023) auch dadurch dargestellt, dass ausgehend von den genehmigten Szenarien für die Betrachtungsjahre 2037 und 2045 insgesamt vier unterschiedliche Ergebnisnetze im ersten Entwurf berechnet und einander gegenübergestellt werden, sogenannte Gesamtplanalternativen. Die Analyse der Ergebnisnetze der Szenarien A 2037 und C 2037 folgt im zweiten Entwurf.

Räumliche alternative Streckenführungen von Trassen oder Korridoren sind nicht Gegenstand der Prüfung anderweitiger Planungsmöglichkeiten im NEP. 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.

5.5.5 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 alle HGÜ-Verbindungen mit Ausnahme von DC2 nach § 3 BBPlG hat große Auswirkungen auf die Kosten der jeweiligen Vorhaben. Bei den genannten Projekten wird in Bezug auf die im NEP angesetzten Kosten grundsätzlich von einer Vollverkabelung (100 % Erdkabel) ausgegangen. Lediglich bei DC5 ist von einem gewissen Anteil Freileitung auszugehen, da in der laufenden Planfeststellung im Netzgebiet von 50Hertz ausgehend von Prüfbehörden in der Bundesfachplanung Freileitungsabschnitte geplant werden.

Grundsätzlich muss darauf hingewiesen werden, dass bei bereits in Planung bzw. in Umsetzung befindlichen HGÜ-Projekten die möglicherweise geringfügigen technischen Vorteile einer vom aktuellen Planungsstand abweichenden Ausführung als DC-Kabel oder DC-Freileitung eine Umplanung nicht begründen oder rechtfertigen können. Beide DC-Übertragungstechnologien (DC-Freileitung bzw. DC-Kabelsysteme), sind aktueller Stand der Technik und können je nach Beschaffenheit des Vorzugskorridors und unter Berücksichtigung des politischen Rahmens und den gesetzlichen Voraussetzungen eingesetzt werden.

Eine technische Vorzugsvariante kann nur unter Berücksichtigung projektspezifischer Aspekte ermittelt werden. Dabei gilt grundsätzlich, dass sowohl ein durchgängiges DC-Kabel als auch eine durchgängige DC-Freileitung gegenüber einer Ausführung mit gemischten Abschnitten – die den Komplexitätsgrad des Vorhabens deutlich erhöhen – zu bevorzugen sind.

Offshore-Netzanbindungssysteme müssen zwangsläufig als Kabel ausgeführt werden. Daher ist der Komplexitätsgrad für zukünftige HGÜ-Vorhaben, wie z. B. DC-Hub-Projekte und erweiterbare Multi-Terminal-Konfigurationen, am geringsten zu werten, wenn auch landseitige Verbindungen mit Vollverkabelung realisiert werden.

Für AC-Verbindungen wurde in der Regel eine Realisierung als Freileitung angenommen. Lediglich bei den Projekten, die als Pilotprojekt zur Teil-Erdverkabelung gemäß § 2 EnLAG sowie § 4 BBPlG definiert sind, ist eine anteilige Erdverkabelung bei der Kostenkalkulation der Projekte berücksichtigt worden. Nähere Details finden sich bei fortgeschritteneren Projekten im jeweiligen Steckbrief im Anhang.

Grundsätzlich ist darauf hinzuweisen, dass die Mehrkosten einer Ausführung als Erdkabel im Vergleich zur Freileitung sehr stark von den örtlichen Gegebenheiten (z. B. Bodenbeschaffenheit) abhängen. Für die in diesem Bericht vorgenommene Abschätzung der Kosten für an Land eingesetzte DC-Erdkabel wurden bei durchschnittlichen Gegebenheiten Schätzkosten in Höhe von 7,6 Mio. EUR/km für ein DC-Kabel mit 2 GW und metallischem Rückleiter unterstellt. Für die Teil-Erdverkabelungsabschnitte bei AC-Projekten werden durchschnittliche Schätzkosten in Höhe von 16 Mio. EUR/km für die Teil-Erdverkabelung einer 380-kV-Leitung mit zwei Stromkreisen angenommen. Die Kosten für die erforderlichen Kabelübergangsanlagen sind dabei bereits berücksichtigt, die Kosten für die ebenfalls erforderliche Kompensation der anfallenden Blindleistung allerdings noch nicht. Diese Kostenansätze basieren auf Erfahrungen der ÜNB mit ersten AC-Teil-Erdverkabelungsprojekten sowie mit DC-Erdkabeln, wie z. B. bei landseitigen Offshore-Anschlüssen und Seekabeln.

5.5.6 Wege zu einem bedarfsgerechten Netz

Aufgrund der hohen Unsicherheiten bei den Planungshorizonten 2037 und insbesondere 2045 wurde für die Zusammenstellung und Bewertung der sehr großen Zahl möglicher Ausbaumaßnahmenkandidaten eine auf genetischen Algorithmen aufgebaute Metaheuristik eingesetzt. Die Ausbaumaßnahmenkandidaten umfassen Kombinationen von Maßnahmen aus den Kategorien NVP, HGÜ-Systeme, Vernetzung von HGÜ-Standorten, netzdienliche Verortung von Offsite-PtG-Anlagen sowie Lastflusssteuerung und AC-Projekte. Diese diente als unterstützendes Werkzeug, um möglichst viele sinnvolle Kombinationen der verfügbaren Lösungsoptionen analysieren und bewerten zu können.

Die Heuristik ist ein iteratives Verfahren, das initial verschiedene Kombinationen der verfügbaren Ausbauoptionen zusammengestellt und bewertet. Die Bewertung erfolgt mittels einer Fitnessfunktion, die sich aus den Investitions- und Redispatch-Kosten zusammensetzt. Somit werden die effizientesten Optionen (geringer Investitionsbedarf bei hoher engpassreduzierender Wirkung) identifiziert und die Abwägung zwischen netzdienlicher Wirkung und Wirtschaftlichkeit berücksichtigt.

Auf Grundlage der Bewertung werden in der nachfolgenden Iteration verbesserte Kombinationen von Ausbauoptionen zusammengestellt und diese erneut bewertet. Das Verfahren wird solange fortgesetzt, bis keine besseren Lösungen mehr ermittelt werden können.

Bei dem Einsatz der Heuristik hat sich ein mehrstufiges Vorgehen als geeignet herausgestellt:

- Zuordnung der NVP und Ermittlung zusätzlicher Ausbaumaßnahmen (AC-Maßnahmen, lastflusssteuernder Elemente, HGÜ-Systeme)
- Prüfung der Vernetzbarkeit von DC-Verbindungen
- Erneute Neuverortung der Offsite-PtG-Anlagen zur Minimierung von Engpässen

Bei der Ermittlung des Netzoptimierungs-, -verstärkungs- und -ausbaubedarfs in den Szenarien *A/B/C 2037* und *A/B/C 2045* (s. Kapitel 5.2.5) wurden die in den Kapiteln 6.2 und 6.3 beschriebenen zukünftigen innovativen Technologien berücksichtigt, inklusive der Innovationen in der Systemführung und Netzbooster.

Zum Teil ist die Berücksichtigung von Innovationen bereits sehr konkret erfolgt, beispielsweise durch die Höherauslastung von gewissen Leitungen im (n-1)-Fall mit bis zu 4.000 A. Darüber hinaus wurden die von der BNetzA in den vorherigen Netzentwicklungsplänen bestätigten Ad-hoc-Maßnahmen (hauptsächlich PST) auch in diesem NEP in das AC-Netz (Start- und BBP-Netz) eingebaut, um die Lastflüsse auf den vorhandenen bzw. in der Netzplanung bereits berücksichtigten AC-Leitungen zu optimieren. Durch die Integration dieser lastflusssteuernden Elemente in die Netzplanung lässt sich der ansonsten erforderliche Netzverstärkungs- und -ausbaubedarf reduzieren.



In den Szenarien **A / B / C 2037** und **A / B / C 2045** sind in größerem Umfang, abweichend von den in Kapitel 5.5.1 beschriebenen Planungsgrundsätzen, identifizierte Netzengpässe nicht durch Netzverstärkungs- oder -ausbaumaßnahmen beseitigt worden. Im Szenario A 2045 verbleibt mit den vorgeschlagenen Netzausbaumaßnahmen ein Redispatch-Volumen von **2,8 TWh**, im Szenario B 2045 von **3,4 TWh** sowie im Szenario C 2045 von **5,9 TWh**.

Im Zuge eines bedarfsgerecht ausgebauten Netzes wurde für das Szenario B 2037 ein Zielnetz mit einem (präventiven) Redispatch-Bedarf von **2,5 TWh** ermittelt. Darüber hinaus erfolgte im Sinne einer kosteneffizienten Behebung der verbleibenden Netzengpässe die Analyse des Potenzials kurativer Maßnahmen zur Senkung des präventiven Redispatch-Bedarfs. Für den kurativen Einsatz wurden HGÜ, PST, Netzbooster, Großbatteriespeicher, Pumpspeicherkraftwerke und Offshore-Windkraft betrachtet.

Alle betrachteten kurativen Maßnahmen, abgesehen von Netzboostern, wurden sowohl für den kurativen wie auch präventiven Redispatch herangezogen. HGÜ-Systeme und PST sind in der Lage, eine Lastflussverschiebung durch Arbeitspunktänderung zu erreichen. Die Lastflüsse verschieben sich auch über die Landesgrenzen hinweg, sodass eine Abstimmung mit den Anrainerstaaten erfolgen muss. Aufgrund der großen Vorlaufzeiten in der Betriebsplanung und der damit verbundenen Unsicherheiten kann der kurative Leistungseinsatz bei PST und HGÜ nur eingeschränkt Verwendung finden. Aus den genannten Gründen wird der Stellbereich der HGÜ-Systeme auf maximal zehn Prozent des Leistungsbandes und von PST auf maximal 15 Prozent des Stellbereichs für den kurativen Einsatz begrenzt. Zudem erfolgt ein kurativer Einsatz nur, wenn nach präventivem Einsatz noch Arbeitspunktänderungen im Rahmen der Betriebsgrenzen möglich sind.

Großbatteriespeicher und Pumpspeicherkraftwerke wurden im ersten Schritt marktlich eingesetzt. Sollten nach dem marktlichen Einsatz die Großbatteriespeicher und Pumpspeicherkraftwerke noch in der Lage sein, Leistung bereitstellen zu können, das heißt die Leistung der Großbatteriespeicher und Pumpspeicherkraftwerke wird nicht ausgeschöpft, so steht diese Leistung für präventive und kurative Maßnahmen zu Verfügung. Da die Einbindung von Maßnahmen in die kurative Betriebsführung mit einem technischen und finanziellen Aufwand verbunden ist, wurden Großbatteriespeicher und Pumpspeicherkraftwerke nur ab einer Nennleistung von 100 MW und größer in Betracht gezogen. Die maximale Abrufleistung wurde auf 200 MW begrenzt.

Netzbooster hingegen stehen allein für den kurativen Einsatz zu Verfügung und wurden daher mit dem vollen Leistungsband berücksichtigt. Neben den bereits im NEP 2030 (2019) und NEP 2035 (2021) bestätigten Netzbooster-Piloten in Audorf, Ottenhofen und Kupferzell wurden zusätzlich drei geplante Netzbooster-Anlagen in Bayerisch-Schwaben¹⁹, im Rheinland¹² und in Höpfingen berücksichtigt.

Der maximal zulässige Strom auf einem Stromkreis wird durch das deutsche Grenzwertkonzept beschrieben. Für die kurative Betriebsführung ist die temporäre Strombelastbarkeit relevant, welche sich aus dem Minimum des temporären thermischen Engpassstroms des Leiterseiles und dauerhaft wirkenden Limitierungen zusammensetzt. Dauerhaft wirkende Limitierungen sind wiederum der Schaltfeldengpass, Stabilitätengpass, Schutzengpass und externe Limitierungen (wie die Genehmigung, BImSchV und Beeinflussung benachbarter Infrastruktur). Die temporäre Strombelastbarkeit (TATL) wurde unter der Annahme definiert, dass stets dauerhaft wirkende Limitierungen die Begrenzung darstellen. Das heißt im Umkehrschluss: Es wurde unterstellt, dass der temporär thermische Engpassstrom des Leiterseils stets größer ist als die dauerhaft wirkenden Limitierungen. Dies impliziert in der Regel eine hinreichend kurze Umsetzungsdauer kurativer Maßnahmen im Sekunden- bzw. Minutenbereich.

Mithilfe der kurativen Betriebsführung konnte der Redispatch-Bedarf unter Berücksichtigung der aufgezeigten Rahmenbedingungen von **2,5 TWh auf 2,2 TWh** reduziert werden (s. Abbildung 74).

¹⁹ Dezentraler Netzbooster mit verteilten Anlagen, die im unterlagerten Verteilnetz angeschlossen sind.

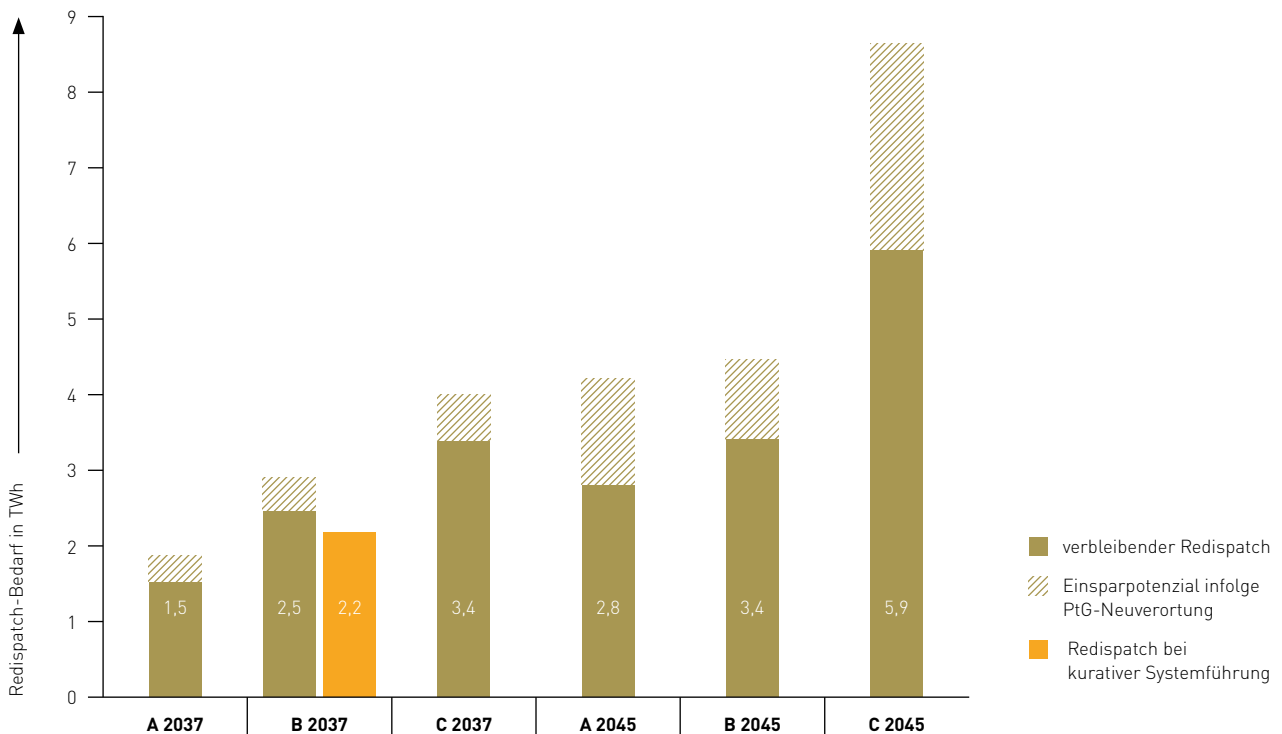


Im Vergleich zum NEP 2035 (2021) wurde die Anzahl von gleichzeitig einsetzbaren Aktoren je Ausfallvariante beschränkt. Diese Annahme sowie das Vorgehen zur TATL-Bestimmung stellen eine konservative Abschätzung der vermeidbaren präventiven Redispatch-Menge durch die kurative Betriebsführung dar. Die Annahmen erlauben eine konservative Abschätzung des kurativen Potenzials des Netzes. Die Umsetzung der bereits laufenden kurativen Pilotprojekte in den nächsten Jahren wird die tatsächliche Machbarkeit bzw. Wirksamkeit der Maßnahmen zeigen und die dabei erlangten Erfahrungen können diesbezüglich für die Zukunft möglicherweise großzügigere Annahmen erlauben. Um die Versorgungssicherheit nicht unzulässig zu gefährden, sind die heutigen konservativeren Annahmen eine sinnvolle erste Annäherung.

Die Abbildung 74 zeigt den verbleibenden Redispatch-Bedarf unter iterativer Berücksichtigung ausgewählter engpassreduzierender Maßnahmen. Dabei wird das Einsparpotenzial infolge der Neuverortung der PtG-Anlagen im Zielnetz der Szenarien A 2037, B 2037, C 2037, A 2045, B 2045 und C 2045 aufgezeigt. Insbesondere im Jahr 2045 zeigt die Regionalisierung der Elektrolyseure einen deutlichen Effekt auf Engpässe im Übertragungsnetz. In den Szenarien bleibt ein Redispatch-Bedarf in Höhe von 1,5 bis 5,9 TWh bestehen. **Auch im Jahr 2037 bleiben im Szenario C die höchsten Engpässe bestehen, die nicht durch weitere engpassreduzierende Maßnahmen gemindert werden.** Für B 2037 wird zusätzlich der verbleibende Redispatch im kurativen Systembetrieb dargestellt.

Aufgrund von Anpassungen einzelner Maßnahmen zeigt der verbleibende Redispatch-Bedarf auch für die bereits im Vergleich zum ersten Entwurf dargestellten Szenarien kleinere Unterschiede auf. Die Änderungen zum ersten Entwurf ergeben sich aufgrund von neu hinzugekommenen Projekten und notwendigen Anpassungen in der Netztopologie als Ergebnis der durchgeführten Analysen zu Kurzschlussströmen.

Abbildung 74: Verbleibender Redispatch infolge der Neuverortung von PtG-Anlagen im Zielnetz 2037 und 2045



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Des Weiteren wurden bei allen Analysen im NEP 2037/2045 (2023) ein durchschnittliches Wetterjahr, durchschnittliche Nichtverfügbarkeiten von Kraftwerken sowie keine planmäßige Nichtverfügbarkeit von Netzelementen unterstellt. Aufgrund der erheblichen Abhängigkeit der Redispatch-Volumina von außergewöhnlichen stochastischen Ereignissen wie extremen Wettersituationen oder Kraftwerksnichtverfügbarkeiten können diese in einzelnen Jahren deutlich abweichen. Insofern sind die im vorherigen Absatz genannten Redispatch-Werte nicht als Prognosewerte für das jeweilige Jahr zu verstehen.



Der Einsatz von Innovationen kann den Netzausbaubedarf reduzieren. Der Bedarf wird in den kommenden Netzentwicklungsplänen im Einklang mit den erzielten Fortschritten und weiteren Erkenntnissen bei der Erforschung und Entwicklung innovativer Technologien (s. Kapitel 6) weiter zu konkretisieren sein.

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

Weiterführende Dokumente und Links

- Spezifische Kostenschätzungen (onshore): <https://www.netzentwicklungsplan.de/ZwK>
- Punktmaßnahmen im NEP 2037/2035 (2023) – Begleitdokument zum Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023, zweiter Entwurf:
https://www.netzentwicklungsplan.de/Punktmassnahmen_NEP_2037_2045_V2023_2E.pdf
- Kapitel 5 des Netzentwicklungsplans Strom 2012 zu Netzanalysen: <https://www.netzentwicklungsplan.de/Zwz>
- ENTSO-E: „4th ENTSO-E Guideline For Cost Benefit Analysis of Grid Development Project“, <https://consultations.entsoe.eu/system-development/methodology-for-a-energy-system-wide-cost-benefit/> (Link zur Version vor der öffentlichen Konsultation)
- Grundsätze für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes: <https://www.netzentwicklungsplan.de/ZwD>
- Zweiter Entwurf Netzentwicklungsplan Strom 2035 (2021): <https://www.netzentwicklungsplan.de/nep-aktuell/netzentwicklungsplan-2035-2021>
- Bundesnetzagentur: „Bedarfsermittlung 2021– 2035 – Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom“: https://data.netzausbau.de/2035-2021/NEP2035_Bestaetigung.pdf
- Gesetz über den Bundesbedarfsplan (Bundesbedarfsplangesetz 2022): www.gesetze-im-internet.de/bbplg/
- Bewertung der Systemstabilität – Begleitdokument zum zweiten Entwurf des NEP 2037/2045 (2023): www.netzentwicklungsplan.de/nep-aktuell/netzentwicklungsplan-20372045-2023
- Bewertung der Systemstabilität – Begleitdokument zum zweiten Entwurf des NEP 2035 (2021): www.netzentwicklungsplan.de/NEP_2035_V2021_2_Entwurf_Systemstabilitaet.pdf
- Umweltbundesamt: „Methodenkonvention 3.1 zur Ermittlung von Umweltkosten“, August 2020: www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2020-12-21_methodenkonvention_3_1_kostensaetze.pdf, S. 8