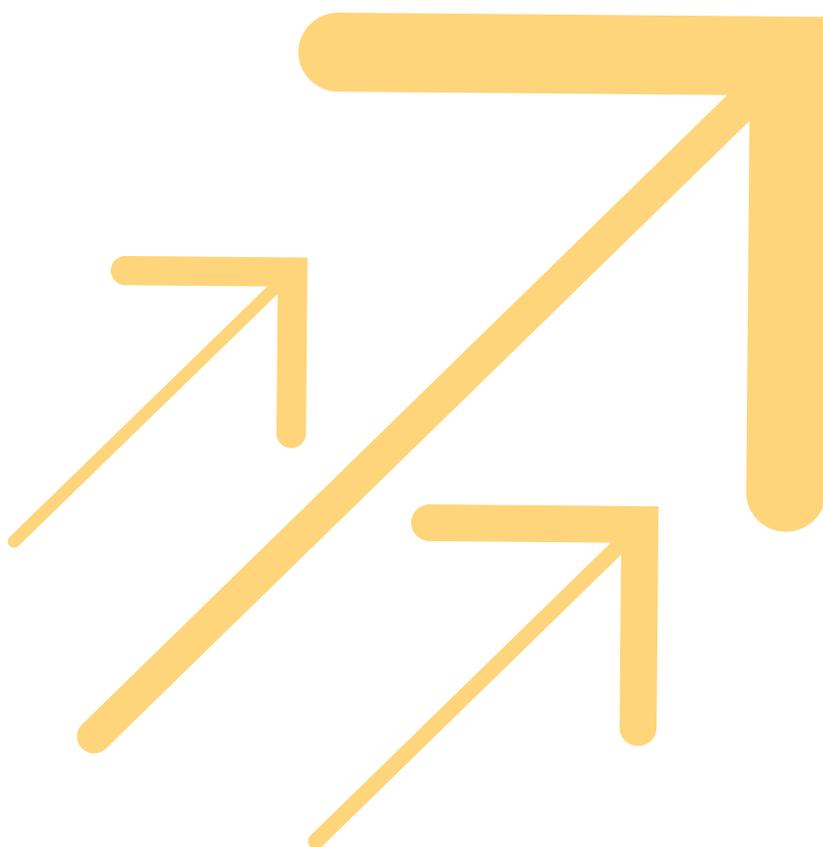


ANHANG ZUM NETZ-
ENTWICKLUNGSPLAN
STROM 2025, VERSION
2015, 2. ENTWURF



INHALTSVERZEICHNIS

Einführende Bemerkungen	181
Projektsteckbriefe Startnetz	183
Projektsteckbriefe Zubaunetz.	268



EINFÜHRENDE BEMERKUNGEN

Die einzelnen Projekte des Netzentwicklungsplans 2025 sind in Form von Steckbriefen dargestellt. Die Steckbriefe beschreiben und begründen die im Rahmen der Netzanalysen identifizierten Maßnahmen und fassen zusammengehörige Maßnahmen zu Projekten zusammen. Anlagenmaßnahmen, die mit erforderlichen Leitungsmaßnahmen einhergehen (Leitungs-Schaltfelder), werden nicht separat ausgewiesen.

Neben Leitungsbaumaßnahmen sind im Netzentwicklungsplan Strom auch reine Punktmaßnahmen (Transformatoren, Blindleistungskompensationsanlagen, Schaltanlagen) in Umspannwerken erforderlich. Der Bedarf des Übertragungsnetzes wird als horizontale, der Bedarf zu den unterlagerten Verteilernetzen wird als vertikale Punktmaßnahme charakterisiert. Da die Bundesnetzagentur vertikale Punktmaßnahmen nicht nach § 12c EnWG bestätigt, werden diese im NEP 2025 nicht als eigenständige Maßnahmen aufgeführt, *sondern zur Information in einem gesonderten Begleitdokument zum NEP unter http://www.netzentwicklungsplan.de/Begleitdokument_NEP_2025_Punktmassnahmen.pdf zusammengefasst*. Für die Verknüpfung von Verteiler- und Übertragungsnetz sind vor dem Hintergrund zunehmender Einspeisung aus erneuerbaren Energien vertikale Punktmaßnahmen ein wichtiger Aspekt der Netzentwicklung. Sofern vertikale Punktmaßnahmen Leitungsbaumaßnahmen zugeordnet werden können, werden diese im entsprechenden Steckbrief erwähnt. Grundsätzlich sind vertikale Punktmaßnahmen notwendig und daher in den NEP-Datensätzen enthalten.

Die Steckbriefe sind in Start- und Zubaunetz unterteilt und nach ausführendem Übertragungsnetzbetreiber im Startnetz bzw. durch die Nummerierung im Zubaunetz sortiert. In den Steckbriefen werden Maßnahmen, wo sinnvoll, zu Projekten zusammengefasst. Anders als in den vorherigen Netzentwicklungsplänen werden Maßnahmen in Hochspannungsgleichstromübertragungstechnik (HGÜ) in einzelnen Steckbriefen aufgeführt und nicht in Steckbriefen je „Korridor“ gebündelt, da im Rahmen des NEP noch nicht über den konkreten Trassenverlauf entschieden wird. Ist eine gemeinsame Trassenführung geplant, wird darauf hingewiesen.

Die Projekte des Netzentwicklungsplans sind darauf ausgerichtet, die ermittelten Übertragungsengpässe gemäß NOVA-Prinzip zunächst durch Optimierungen und Verstärkungen des bestehenden Netzes zu beheben. Erst wenn diese Potenziale im netztechnisch zulässigen Umfang ausgenutzt wurden, d. h. bei der notwendigen Gesamtanalyse keine weitere netztechnisch zulässige Lösung bezüglich Leistungsfluss inkl. Spannungs-/Blindleistungssteuerung, Kurzschlussfestigkeit und Stabilität ermittelt werden konnte, wird der Ausbau des bestehenden Netzes initiiert. Netzoptimierungen umfassen bspw. das Freileitungsmonitoring oder die Spannungsumstellung von 220 auf 380 kV von dafür bereits ausgerüsteten Freileitungen. Diese Maßnahmen haben weitgehend keine baulichen Erfordernisse. Netzverstärkungen sind bspw. der Austausch von Betriebsmitteln in Anlagen oder der Neubau von Freileitungen mit höherer Übertragungskapazität in bestehenden Trassen. Unter Netzausbau wird die Erweiterung des Netzes durch zusätzliche Umspannwerke und Schaltanlagen oder zusätzliche Leitungen in neuen Trassen verstanden.

Die Steckbriefe sind unterteilt in eine Beschreibung und eine Begründung der Maßnahmen eines Projekts. Die Ausführlichkeit der Beschreibung und Begründung variiert in Abhängigkeit zum Fortschritt der Planung.

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

Der im sehr frühen planerischen Stadium der Netzplanung aufgestellte Zeitplan wird ggf. später noch den tatsächlichen Umständen der jeweiligen Planungs- und Genehmigungsverfahren anzupassen sein. Somit entsprechen die Angaben den aktuellen Zielsetzungen, können aber nicht als verbindlich angesehen werden. *Das gilt insbesondere für die anvisierte Inbetriebnahme der DC-Projekte DC1 sowie DC3-6. Wegen der vom Bundesgesetzgeber Ende 2015 beschlossenen Umstellung der DC-Vorhaben DC1 sowie DC3-5 von einer Ausführung als Freileitungsvorhaben auf eine Ausführung als Erdkabelvorhaben muss die Umsetzung dieser Projekte neu geplant werden. Hierfür müssen die bisherigen Planungsschritte der ÜNB als Vorhabenträger im Rahmen der Bundesfachplanung neu aufgesetzt und mit der BNetzA als Genehmigungsbehörde*

abgestimmt werden. Darüber hinaus haben sich der Gesetzgebungsprozess an sich und die damit verbundene Unsicherheit ebenfalls verzögernd auf die Vorhaben DC1-6 ausgewirkt.

Da die Projektzeitpläne aufgrund der notwendigen Anpassungen an den neuen gesetzlichen Rahmen noch nicht aktualisiert werden konnten, wurden für die Projekte DC1 sowie DC3-6 als Inbetriebnahmejahre vorläufig die Daten des ersten Entwurfs des NEP 2025 übernommen. Neue anvisierte Inbetriebnahmejahre für die DC-Verbindungen werden die ÜNB nach Abschluss der Umplanungen veröffentlichen.

Durch die vom Bundesgesetzgeber Ende 2015 ebenfalls beschlossene Ausweitung der Möglichkeit zur Teil-Erdverkabelung auf zusätzliche AC-Pilotprojekte sowie den damit verbundenen rund zwölfmonatigen Gesetzgebungsprozess haben sich für verschiedene AC-Projekte ebenfalls Verzögerungen ergeben, die in den genannten Terminen für die anvisierte Inbetriebnahme noch nicht berücksichtigt sind.

Bei Maßnahmen des EnLAG und des BBPLG entsprechen die anvisierten Inbetriebnahmejahre den Zieljahren des Monitoringberichts der BNetzA, Quartal 4/2015.

Die Längenangaben der jeweiligen Maßnahmen beziehen sich auf die betroffenen Trassenkilometer und nicht auf die jeweiligen Stromkreislängen. Die Trassenlängen beschreiben bei Neubautrassen die notwendige Rauminanspruchnahme. So wird zum Beispiel bei einer Auflage von zwei Stromkreisen auf einem neuen Gestänge in einer neuen Trasse die Trassenlänge als Entfernung zwischen deren gemeinsamem Anfangs- und Endpunkt angegeben. Die anzugebende Stromkreislänge würde in diesem Fall das zweifache der Trassenlänge betragen. *Eine Anpassung der Längenangaben der HGÜ-Verbindungen an den Erdkabelvorrang erfolgt in den dem NEP nachgelagerten Prozessschritten.*

PROJEKTSTECKBRIEFE STARTNETZ

Im Folgenden werden die Startnetzprojekte des Netzentwicklungsplans 2015 dargestellt. Die Maßnahmen, die in den folgenden Karten eingezeichnet sind, werden farblich sowie durch Schraffuren bzw. vollflächige Linien nach Netzverstärkung und Netzausbau unterschieden. Die nachfolgende Legende gilt für alle Projekte des Startnetzes:

Legende

Leitungsbezogene Maßnahmen

AC-Netzverstärkung



AC-Netzausbau (Umsetzungsstand: fortgeschrittenes Planfeststellungsverfahren oder in Bau)



AC-Netzausbau



DC-Netzverstärkung



DC-Netzausbau (Umsetzungsstand: fortgeschrittenes Planfeststellungsverfahren oder in Bau)



DC-Netzausbau



Anlagenbezogene Maßnahmen

Netzverstärkung



Netzausbau



Ausbau von bestehenden Anlagen



Definitionen

Netzausbau

Netzausbaumaßnahmen beschreiben den Neubau von Umspannwerken und Schaltanlagen oder von Leitungen in neuen Trassen.

Als Ausbau von bestehenden Anlagen werden der Zubau von Transformatoren, Blindleistungskompensationsanlagen oder wirkleistungssteuernden Betriebsmitteln in bestehenden Umspannwerken und Schaltanlagen sowie die ggf. notwendige Erweiterung der Grundstücksfläche zur Einordnung des Zubaus bezeichnet.

Netzverstärkung

Als Netzverstärkungsmaßnahmen gelten der Austausch von Betriebsmitteln gegen leistungsstärkere Komponenten, die Erweiterung von bestehenden Umspannwerken und Schaltanlagen, z. B. um zusätzliche Schaltfelder und/oder Sammelschienen, sowie ein Neubau von Leitungen in bestehenden Trassen.

50HzT-001: Netzausbau: Neubau einer 380-kV-Doppelleitung Vieselbach – Altenfeld – Redwitz, Teilabschnitt Thüringen (Südwestkuppelleitung)

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz
Nr. TYNDP 2014: 205.193

Grundlage: EnLAG, Nr. 4
Nr. PCI: 3.13

Beschreibung des geplanten Projekts

Das netztechnische Ziel des Projekts Südwestkuppelleitung ist die Erhöhung der Übertragungskapazität von Thüringen nach Bayern. Das Netzausbau-Projekt wird in Zusammenarbeit von 50Hertz und TenneT als neue 380-kV-Doppelleitung Vieselbach – Altenfeld (50Hertz) – Redwitz (TenneT) inklusive der zugehörigen erforderlichen Leitungsschaltfelder realisiert.

Der erste Abschnitt der Südwestkuppelleitung zwischen Lauchstädt (Sachsen-Anhalt) und Vieselbach (Thüringen) ist bereits seit Ende 2008 als 380-kV-Doppelleitung in Betrieb.

Im zweiten Abschnitt von Vieselbach nach Altenfeld erfolgte am 2. Juli 2015 die Inbetriebnahme.

Dieser Leitungsabschnitt wurde gemäß Antrag und *Planfeststellungsbeschluss* als 380-kV-Vierfachleitung vorbereitet. In der ersten Ausbaustufe wird der Abschnitt zunächst mit vier bzw. zwei 380-kV-Stromkreisen ausgerüstet und betrieben. Abschnittsweise erfolgen Mitnahmen und der Betrieb von 110-kV-Stromkreisen der Deutschen Bahn bzw. des Verteilernetzbetreibers, d. h. temporär werden 380-kV-Stromkreisabschnitte für den 110-kV-Betrieb genutzt. Vor Aufnahme des 380-kV-Betriebes auf allen vier Stromkreisen erfolgt zuvor die 110-kV-Erweiterung auf den o. g. Mitnahmeabschnitten.

Für den dritten Abschnitt Altenfeld – Redwitz (Teilabschnitt Thüringen) wurde der Planfeststellungsbeschluss im Januar 2015 erlassen, ebenso für den Teilabschnitt in Bayern. *Daraufhin wurden die Baumaßnahmen gestartet und am 17.12.2015 konnte ein Stromkreis dieser Leitung vorzeitig in Betrieb genommen werden.* Im Thüringer Abschnitt wurde auf dem Teilstück von Altenfeld nach Schalkau ebenfalls eine 380-kV-Vierfachleitung beantragt und genehmigt, die zunächst ebenfalls mit zwei Stromkreisen in der ersten Ausbaustufe realisiert wird (siehe auch P44 bzw. P44mod). Das Teilstück von Schalkau (50Hertz) nach Redwitz (TenneT) wurde als 380-kV-Doppelleitung beantragt und genehmigt. Die Inbetriebnahme des dritten Abschnittes *mit beiden Stromkreisen wird in 2016 erfolgen.* Das Projekt ist ein europäisches Vorrangprojekt nach EU-Entscheidung Nr. 1364/2006 (Anhang I Nr. EL:7 und Südwestkuppelleitung Anhang III Nr. 3 49) und wurde im Rahmen der EU-Initiative „North-South-Energy Interconnections“ als europäisches Vorrangprojekt 2011 nochmals bestätigt.

Das Projekt steht im netztechnischen Zusammenhang mit dem Projekt „50HzT-P127-17: Netzausbau: Anlagen zur Blindleistungsbereitstellung (Kondensatoren) in Altenfeld und Vieselbach“. Zudem geht der Verteilernetzbetreiber davon aus, dass perspektivisch für die Stützung und Deckung des Lastzuwachses des 110-kV-Netzes in Südthüringen eine neue 380/110-kV-Transformation im Raum Schalkau erforderlich wird (anvisierte Inbetriebnahme 2024). Dabei soll das 380/110-kV-Umspannwerk im Raum Schalkau zunächst vorzugsweise in die Südwestkuppelleitung eingebunden werden.

Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	km neue Trasse	km Bestands-trasse	anvisierte Inbetrieb-nahme	Umsetzungs-stand
Vieselbach – Altenfeld	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	57		2015	5: realisiert
Altenfeld – Redwitz (Landesgrenze TH/BY)	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	26		2016	4: genehmigt oder in Bau



Begründung des geplanten Projekts

Das Projekt steht in engem Zusammenhang mit der zwischenzeitlich abgeschlossenen und in Betrieb befindlichen Maßnahme 50HzT-019 des NEP 2012 („Netzverstärkung Remptendorf – Redwitz“) und den geplanten Maßnahmen des o. g. Projekts 50HzT-P127-17. Alle diese Maßnahmen dienen der Reduktion bestehender und erwarteter Engpässe zwischen dem 50Hertz-Netzgebiet in Thüringen und dem TenneT-Netzgebiet in Bayern. Außerdem unterstützen sie die Einhaltung der Spannungsbänder auch unter einem durch die höheren Leistungsflüsse hervorgerufenen erhöhten Blindleistungsbedarf in der Region. Die Einhaltung der Spannungsbänder ist Voraussetzung für einen sicheren Netz- und Systembetrieb und die Vermeidung eines Spannungskollapses.

Einer erhöhten Einspeisung aus erneuerbaren Energien, vor allem aus Windenergieanlagen, steht ein tendenziell stagnierender Verbrauch in der Region gegenüber. Zur Integration dieser Erzeugungsüberschüsse sowie handelsbedingter Leistungsflüsse in den Ferntransport ist es erforderlich, die Kapazität des Übertragungsnetzes in der Region zu steigern. Mit dem Gesamtprojekt, d. h. der Leitungsverbindung Lauchstädt – Vieselbach – Altenfeld (50Hertz) – Redwitz (TenneT), wird die Kapazität des Übertragungsnetzes in der betreffenden Region wesentlich erhöht.

Ohne die Errichtung und Betriebsbereitschaft dieser Leitung bestehen zunehmende Übertragungseinschränkungen in den Übertragungsnetzen von 50Hertz (Region Thüringen) und TenneT (Region Franken). Dies hat zur Folge, dass in diesen und in angrenzenden Regionen weiterhin massive Eingriffe in das Marktgeschehen notwendig wären und Strom aus Windenergieanlagen sowie aus konventionellen Kraftwerken daraufhin zum Teil erheblichen Einspeiseeinschränkungen unterworfen werden müsste. Diese Anlagen würden in Konsequenz wirtschaftlich entwertet bzw. wären nicht mehr gemäß den ausdrücklichen Zielstellungen von Politik und Gesetzgeber einsetzbar. Darüber hinaus sind bereits jetzt Probleme erkennbar, ausreichende Redispatch-Möglichkeiten zu beschaffen, um damit drohende Engpässe durch Anpassungen von Einspeisungen zu vermeiden (Erhalt der Energiebilanz beim Redispatch: in Leistungsflussrichtung durch Absenken der Kraftwerke vor dem Netzengpass und durch Hochfahren der Kraftwerke hinter dem Netzengpass). So wurde und wird in den jährlich durchgeführten Systemanalysen zur Feststellung des Bedarfs an Netzreserve im Winter (seit 2013 im Rahmen der Reservekraftwerksverordnung, zuvor in den Berichten zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung) wiederholt die Bedeutung und Notwendigkeit der Südwestkuppelleitung für den sicheren Netzbetrieb durch die Übertragungsnetzbetreiber festgestellt und durch die Bundesnetzagentur bestätigt.

Durch die hohe Belastung der bestehenden Leitungen in der Netzregion ist deren (n-1)-Sicherheit gefährdet. Ohne die Leitung Vieselbach – Altenfeld (50Hertz) – Redwitz (TenneT) folgt für den Abschnitt Lauchstädt – Vieselbach, dass bei Ausfall eines 380-kV-Stromkreises Wahle – Grohnde der verbleibende Stromkreis unzulässig hoch belastet wird. Zudem wird bei Ausfall des 380-kV-Stromkreises Pulgar – Vieselbach der parallele Stromkreis unzulässig hoch belastet.

Auch für den Abschnitt Vieselbach – Altenfeld folgt, dass bei Ausfall des Stromkreises Röhrsdorf – Streumen der parallele Stromkreis unzulässig hoch belastet wird. Für den Abschnitt Vieselbach – Altenfeld ergibt sich, dass bei Ausfall des Stromkreises Remptendorf – Kriegenbrunn der Stromkreis Remptendorf – Oberhaid unzulässig hoch belastet wird.

Im Genehmigungsverfahren wurden u. a. Netzberechnungen durch die Firma Consentec durchgeführt, welche den dringenden Bedarf der Südwestkuppelleitung bestätigten. Die Untersuchungen zeigten, dass sie als Basis-Netzausbaumaßnahme in einer der Hauptleistungsflussrichtungen von Nordost nach Südwest für die zukünftige Energieversorgung zwingend erforderlich ist.

Mit anderen Maßnahmen, insbesondere Optimierungen und Verstärkungen im vorhandenen Netz oder Ausbau (Neubau) außerhalb des Untersuchungsraumes, kann der mit dem Vorhaben verfolgte Zweck aus netztechnischer und wirtschaftlicher Sicht nicht sinnvoll erreicht werden. Über die Südwestkuppelleitung hinaus sind noch weitere Maßnahmen zur Erfüllung der Übertragungsaufgaben in der Netzregion notwendig.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2025. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 4) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 3) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

50HzT-003: Netzverstärkung und -ausbau: 380-kV-Netzumstellung Uckermark Süd (Uckermarkleitung)

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz
Nr. TYNDP 2014: 94.139 (Vierraden – Krajnik),
191 (RgIP)

Grundlage: EnLAG, Nr. 3
Nr. PCI: 3.15.1

Beschreibung des geplanten Projekts

Das netztechnische Ziel der Maßnahmen ist es, die horizontale Übertragungskapazität im Netz der 50Hertz und regelzonenüberschreitend bzw. länderübergreifend zum benachbarten polnischen Übertragungsnetzbetreiber PSE zu erhöhen.

Hierzu ist im Leitungsabschnitt Neuenhagen – Vierraden – Bertikow eine neue 380-kV-Doppelleitung zum Teil auf neuer Trasse zu errichten. Gemäß dem Prinzip der Trassenbündelung verläuft die geplante Trasse überwiegend parallel zu anderen Infrastrukturtrassen: einer Bahntrasse und über rund 100 Kilometer parallel zu bestehenden 110-kV- und 220-kV-Leitungen. Letztgenannte 220-kV-Leitung, die heute die Verbindung zwischen Neuenhagen – Bertikow/Vierraden herstellt, wird nach Inbetriebnahme der 380-kV-Uckermarkleitung in den freiwerdenden Abschnitten rückgebaut.

Die zuvor bereits mit 220 kV betriebene Kuppelleitung Vierraden (50Hertz) – Krajnik (PSE) wurde inzwischen auch auf deutscher Seite komplett als 380-kV-Doppelleitung errichtet (Netzverstärkung, Neubau eines ca. drei Kilometer langen, zuvor für 220 kV errichteten Leitungsabschnittes unmittelbar vor dem Umspannwerk Vierraden, Fertigstellung in 2013). Sie wird bis zur Fertigstellung und Inbetriebnahme der Uckermarkleitung, der 380-kV-Anlagen Vierraden und Bertikow sowie der Querregeltransformatoren in Vierraden weiterhin mit 220 kV betrieben. Bei Verzögerung der 380-kV-Umstellung wird ein temporärer 220-kV-Betrieb der Querregeltransformatoren vorgesehen.

Der Neubau der 380-kV-Anlage Vierraden befindet sich bereits in der Realisierung.

Durch die Uckermarkleitung wird die Transportkapazität für die im Norden der Regelzone der 50Hertz eingespeiste Leistung aus erneuerbaren Energien (insbesondere Onshore-Windenergie aus Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg und perspektivisch zunehmend Offshore-Windenergie) geschaffen.

Der Planfeststellungsbeschluss (PFB) wurde im Juli 2014 erteilt. Mit dem Bau wurde nicht begonnen, da gegen den Beschluss geklagt wurde. Das Bundesverwaltungsgericht hat am 21.01.2016 den PFB aufgrund von Mängeln für rechtswidrig und nicht vollziehbar erklärt. Die festgestellten Mängel führten nicht zur Aufhebung, sondern nur zur Feststellung der Rechtswidrigkeit und Nichtvollziehbarkeit des PFB, weil sie durch ein ergänzendes Verfahren behoben werden können. Für das Gericht steht die Notwendigkeit der Uckermarkleitung außer Frage, ebenso der Trassenverlauf, der nach intensiver Alternativenprüfung festgelegt worden war. 50Hertz wird dementsprechend weitere Untersuchungen durchführen und die Planunterlagen erneut zur Genehmigung einreichen. Aktuell geht 50Hertz von einer voraussichtlichen Inbetriebnahme in 2020 aus. Eine abschließende Einschätzung ist aber erst nach Vorliegen der schriftlichen Urteilsbegründung möglich.

Folgende Maßnahmen sind erforderlich:

- Errichtung der 380-kV-Freileitung Neuenhagen – Vierraden – Bertikow (Netzverstärkung und -ausbau),



- Erweiterung der Einfacheinschleifung Vierraden zur 380-kV-Doppeleinschleifung (2. Einschleifung als Netzverstärkung und -ausbau) im Zusammenhang mit der Errichtung der Querregeltransformatoren Vierraden (s. 50HzT-P128); diese Maßnahme ist nicht Bestandteil des o. g. Planfeststellungsverfahrens für die Uckermarkleitung,
- Ablösung der bestehenden 220/110-kV-Anlage Vierraden durch eine neu zu errichtende 380/110-kV-Anlage, einschließlich Ablösung der 220/110-kV- durch eine 380/110-kV-Transformation (Netzausbau),
- anteilige Umrüstung und Erweiterung der mit 220 kV betriebenen, bereits für 380 kV vorbereiteten Anlage Bertikow auf 380-kV-Betrieb, einschließlich Einsatz eines 380/220-kV-Netzkupplers (Netzverstärkung),
- Neubau eines Abschnitts in bestehender Trasse der 380-kV-Freileitung Vierraden – Krajnik (Maßnahme abgeschlossen) und Umstellung auf 380-kV-Betrieb (Netzverstärkung).

Das Projekt ist Teil der Studie „Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020“ (sogenannte dena-Netzstudie I).

Das Projekt ist mit der Leitungsverbindung „Neuenhagen (DE) – Vierraden (DE) – Krajnik (PL)“ weiterhin in der EU-Liste der TEN-E-Projekte enthalten (europäisches Vorrangprojekt nach EU-Entscheidung Nr. 1364/2006, Anhang I Nr. EL: 8 und Anhang II Nr 2) und wurde im Rahmen der EU-Initiative „North-South-Energy Interconnections“ als europäisches Vorrangprojekt 2011 nochmals bestätigt.

Die Verstärkung des Interkonnektors Vierraden – Krajnik auf 380 kV wird von der Europäischen Kommission als Vorhaben von gemeinsamem Interesse (Projects of Common Interest – PCI) unter der Nummer 3.15.1 in der PCI-Liste der Europäischen Union geführt.

Perspektivisch ist die Verlängerung des Leitungsabschnittes Neuenhagen – Vierraden – Bertikow (sogenannte „Uckermark/Süd-Leitung“) bis Pasewalk und über Pasewalk/Nord und Iven weiter bis nach Lubmin geplant (sogenannte „Uckermark/Nord-Leitung“; erster Abschnitt bis Pasewalk).

Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umstellungsstand
			Ausbau	Bestand		
Neuenhagen – Vierraden – Bertikow	Leitung	Netzverstärkung und -ausbau: Neubau in bestehender und neuer Trasse	55	65	2020	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/ Genehmigung nach BImSchG 4: genehmigt oder in Bau
2. Einschleifung Vierraden	Leitung	Netzverstärkung und -ausbau: Neubau in bestehender und neuer Trasse	5		2020	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
Bertikow	Anlage	Netzausbau: horizontal			2017	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/ Genehmigung nach BImSchG



Begründung des geplanten Projekts

Aufgrund der strukturellen Besonderheiten der Regelzone der 50Hertz, d. h. anwachsender Leistungsüberschuss aus regenerativer und konventioneller Erzeugung bei bestenfalls stagnierendem Verbrauch, kommt es zu ausgeprägten Nord-Süd- und Ost-West-Leistungsflüssen, verbunden mit hohen Leistungstransporten in Richtung Südwest. Desweiteren sind hohe Belastungen des polnischen Übertragungsnetzes durch sogenannte Ringflüsse typisch, weshalb seitens 50Hertz und PSE der Einsatz von Querregeltransformatoren beschlossen wurde (s. 50HzT-P128).

Netzberechnungen wurden im Rahmen der dena-Netzstudie I durchgeführt (s. dort Kapitel 8). Dabei wurden u. a. erhebliche Überlastungen der bestehenden 220-kV-Leitung Pasewalk – Vierraden ermittelt, die zeigen, dass die 220-kV-Spannungsebene für die Übertragungsaufgaben in dieser Region nicht mehr ausreicht und ein Netzstrukturwechsel notwendig ist.

Zusätzlich wurden Netzberechnungen zum Netzausbau im Bereich Vierraden – Krajnik im Auftrag von 50Hertz durch die Firma KEMA IEV durchgeführt. Aus diesen ist ersichtlich, dass sowohl der Bau der 380-kV-Freileitung Neuenhagen – Vierraden – Bertikow, als auch die 380-kV-Umstellung der derzeit mit 220 kV betriebenen Kuppelleitung Vierraden – Krajnik zur Vermeidung von unzulässig hohen Belastungen, erforderlich sind. Mittels der genannten Maßnahmen wird die Erhöhung der horizontalen Übertragungskapazität im Bereich Uckermark/Süd erreicht und so das Höchstspannungsnetz an die neuen Anforderungen angepasst.

Auch die im Rahmen des NEP durchgeführten Untersuchungen zeigen die Notwendigkeit eines Leitungsneubaus deutlich auf: Die Einspeiseleistung der in der Region Uckermark bereits heute vorhandenen Windparks sowie die der zukünftig geplanten EE-Anlagen übersteigt die Übertragungskapazität der vorhandenen 220-kV-Leitung Neuenhagen – Bertikow – Vierraden um ein Vielfaches. Durch die geplante Installation von Querregeltransformatoren (s. 50HzT-P128) zur Limitierung der Leistungsflüsse in das polnische Nachbarnetz über die künftig mit 380 kV betriebene Kuppelleitung Vierraden – Krajnik wird die Netzbelastung in der betrachteten Netzregion Uckermark weiter erhöht.

Netzoptimierungs- oder Netzverstärkungsmaßnahmen, wie Leiterseilmonitoring oder Umbeseilung auf Hochtemperaturleiterseile (sofern technisch und genehmigungsrechtlich zulässig), ergeben bei einer 220-kV-Leitung kein ausreichendes Erhöhungspotenzial, um die stark anwachsenden Übertragungsaufgaben, insbesondere durch die Einspeiseleistung der Windenergieanlagen, erfüllen zu können. Dies ist nur durch eine wesentlich leistungsstärkere 380-kV-Leitung möglich, da die Erhöhung der Spannungsebene in Verbindung mit einem höheren Übertragungsquerschnitt eine deutlich höhere Übertragungsleistung und geringere Übertragungsverluste ermöglicht. Zur Reduzierung der Eingriffe in die Landschaft und Natur wurde die am besten geeignete Trassenführung möglichst in Bündelung mit vorhandenen 110- und 220-kV-Leitungstrassen ermittelt (inkl. Raumentlastung durch späteren Rückbau freiwerdender 220-kV-Leitungsabschnitte).





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2025. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 4) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 3) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

50HzT-005: Netzverstärkung: Erhöhung der Übertragungskapazität im Umspannwerk Wolmirstedt

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz
 Nr. TYNDP 2014: 45.207

Grundlage: Investitionsmaßnahmenantrag
 Nr. BK4-08-192 genehmigt,
 in Umsetzung befindlich

Beschreibung des geplanten Projekts

Das netztechnische Ziel des Projekts ist die Erhöhung der vertikalen und insbesondere der horizontalen Übertragungskapazität in der betreffenden Netzregion der Regelzone von 50Hertz, vor allem für die Integration von Einspeisungen aus EE-Anlagen und den Leistungsferntransport. Die Stromtragfähigkeit und Transformatorenkapazität der 380-kV-Anlage Wolmirstedt (Sachsen-Anhalt) wird durch das Projekt erhöht. So können insbesondere die regionalen EE-Einspeiseleistungen vollständig aufgenommen (vertikale Übertragungsaufgabe) und über die verstärkte 380-kV-Anlage sowie u. a. die 380-kV-Leitung Wolmirstedt (50Hertz) – Helmstedt (TenneT) überregional weitergeleitet werden (horizontale Übertragungsaufgabe).

Hierfür sind folgende Maßnahmen als Ausbau der bestehenden 380-kV-Anlage Wolmirstedt notwendig:

- zehn 380-kV-Schaltfelder Leitung (Netzverstärkung),
- vier 380-kV-Schaltfelder Transformator (Netzverstärkung),
- zwei 380-kV-Kupplungen (Netzverstärkung),
- zwei 380/110-kV-Transformatoren mit je 300 MVA (Netzausbau, bereits realisiert),
- Anpassung an die 380-kV-Freileitungsanschlüsse (Netzverstärkung).

Das Projekt dient der Umsetzung von Ergebnissen der dena-Netzstudie I. Das Projekt steht in engem inhaltlichen Zusammenhang mit dem zwischenzeitlich abgeschlossenen Projekt „Umstrukturierung/Netzverstärkung Höchstspannungsnetz Raum südl. Magdeburg“ (NEP 2014, 50HzT-P60) und der Maßnahme „EEG-bedingte Erweiterung des Umspannwerks Wolmirstedt“ (4. Transformator, NEP 2014, P127 Nr. 38). Hierdurch wird die schrittweise Umstellung der 220-kV- auf die 110-kV-Spannungsebene im Raum Magdeburg ermöglicht und langfristig die Aufnahme der beim Verteilernetzbetreiber angeschlossenen EE-Einspeisung in das Übertragungsnetz gesichert.

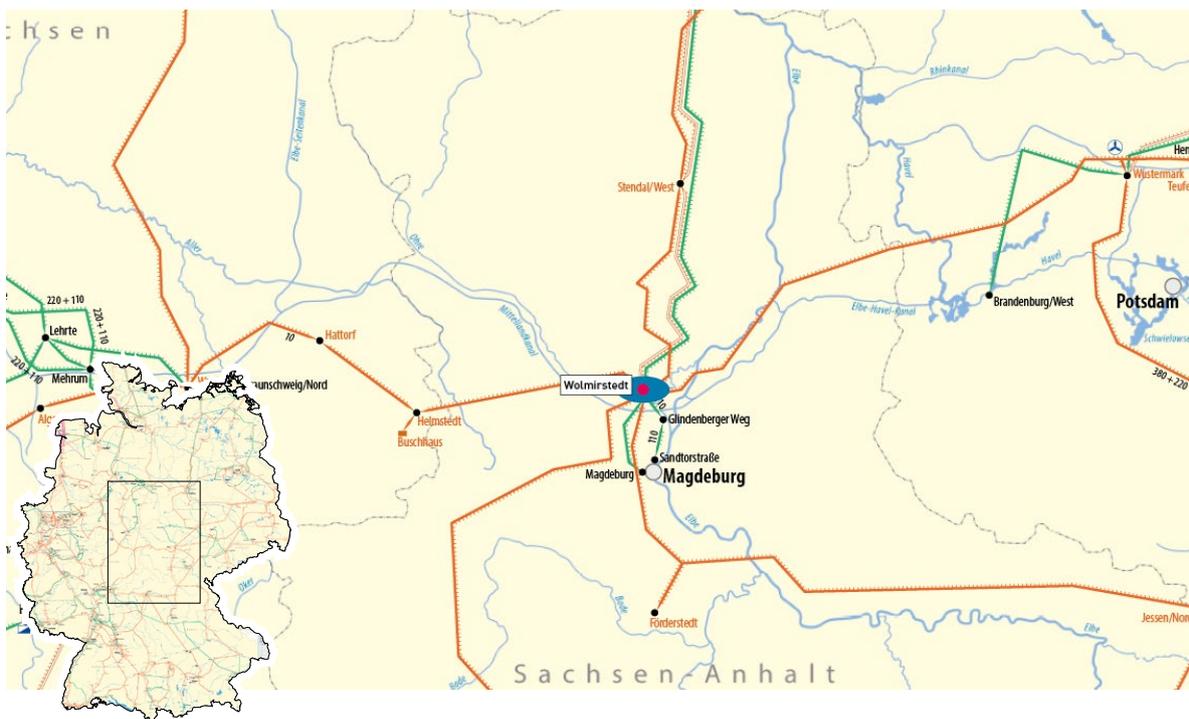
Die Verstärkung der 380-kV-Anlage und der Ausbau der Transformatorenkapazität befindet sich in der Realisierung. Die beiden 380/110-kV-Transformatoren und der von 380/220 kV auf 380/110 kV umstellbare Transformator (z. Z. als 380/220-kV-Netzkuppler) sind bereits in Betrieb. Unter Berücksichtigung des Bauablaufs für das Vorhaben wird ein Abschluss in 2016–2017 angestrebt.

Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		
Wolmirstedt	Anlage	Netzverstärkung: horizontal			2016-2017	4: genehmigt oder im Bau



Begründung des geplanten Projekts

Infolge des starken Ausbaus von EE-Erzeugungsanlagen, insbesondere Windenergieanlagen, in der betreffenden Netzregion und in der Regelzone der 50Hertz insgesamt, steigt der Übertragungsbedarf sowohl vom unterlagerten 110-kV-Netz in das Übertragungsnetz (vertikal) als auch im Übertragungsnetz selbst (horizontal), hier vor allem in den Hauptleistungsflussrichtungen nach Westen und Südwesten. Daher muss in der Netzregion die vertikale Übertragungskapazität der Netzschnittstellen und insbesondere die horizontale Übertragungskapazität der Höchstspannungsleitungen und -anlagen für die Integration von Einspeisung aus EE-Anlagen und den Leistungsferntransport erhöht werden. Es bestehen unter Berücksichtigung der gesetzlichen Verpflichtungen zur EE-Netzintegration und zum Netzausbau sowie aus technisch-wirtschaftlicher Sicht keine alternativen Lösungsmöglichkeiten, durch die die Netzverstärkung/der Netzausbau vermieden oder reduziert werden kann. Dies resultiert im Wesentlichen aus der zentralen Lage bzw. Netzeinbindung des Umspannwerks Wolmirstedt (Sachsen-Anhalt) auf halbem Weg auf der westlichen Nord-Süd-Achse der 50Hertz-Regelzone und seiner Nähe zur Regelzone von TenneT (Raum östliches Niedersachsen). Zum Ausbau und der Verstärkung der 380-kV-Anlage sowie der Erhöhung der Transformatorenkapazität zum 110-kV-Verteilernetz besteht aus netztechnischer und wirtschaftlicher Sicht keine sinnvolle Alternative, eine Verlagerung oder die Errichtung eines alternativen Umspannwerks kommt deshalb nicht in Betracht.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2025. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 4) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 3) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

50HzT-007: Netzverstärkung und -ausbau: Neubau einer 380-kV-Freileitung in bestehender Trasse im Raum Berlin und Erweiterung von Umspannwerken (380-kV-Nordring Berlin)

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz
Nr. TYNDP 2014: 197 (RgIP)

Grundlage: EnLAG, Nr. 11

Beschreibung des geplanten Projekts

Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist die Erhöhung der Übertragungskapazität im Raum Berlin bzw. im nördlichen Berliner Umland für die im Nordosten der Regelzone von 50Hertz erzeugte Einspeiseleistung, insbesondere aus Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen.

Ein Teil der übertragenen Leistung dient der Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Berlin und im Berliner Umland (Brandenburg) sowie der nachhaltigen Berücksichtigung von Kundenbelangen (zukunftsicherer Anschluss von direkt am Übertragungsnetz angeschlossenen Kundenanlagen der stromintensiven Industrie).

Hierfür ist der Neubau von 80 km 380-kV-Freileitung weitestgehend in der bestehenden Trasse der bisherigen 220-kV-Freileitung erforderlich. Als Ergebnis des Raumordnungsverfahrens findet im Zuge des Ausbaus der Bundesautobahn 10 (Berliner Ring) auf ca. 2,5 km eine Trassenbündelung mit der 380-kV-Leitung Lubmin – Neuenhagen/Malchow im Bereich Berlin-Buch statt. Des Weiteren sind die Umspannwerke Wustermark, Hennigsdorf, Neuenhagen und Malchow zu erweitern. Für das Umspannwerk Malchow ist eine Erweiterung mit einer zweiten Einschleifung erforderlich (Leitungsneubau in Bündelung zu einem bestehenden 380-kV-Trassenkorridor; in o. g. Neubaulänge enthalten). Die 4-systemige Anbindung des Umspannwerks Malchow schafft die Voraussetzungen für eine netztechnische flexible Betriebsführung und eine erhöhte Versorgungssicherheit, die zudem zukunftsorientiert und nachhaltig ist.

In den Umspannwerken sind neben den obligatorischen Leitungsanschlüssen (auch in den nachfolgend nicht genannten Anlagen Neuenhagen und Malchow) die folgenden Maßnahmen geplant:

Ausbau der bestehenden Anlage im Umspannwerk Wustermark (Netzverstärkung und -ausbau):

- ein 380-kV-Schaltfeld 380/220-kV-Transformator,
- ein 220-kV-Schaltfeld 380/220-kV-Transformator,
- ein 380/220-kV-Transformator 400 MVA inklusive Transformatorfundament.

Ausbau der bestehenden 220-kV-Anlage im Umspannwerk Hennigsdorf zu einer 380-kV-Schaltanlage (Netzverstärkung und -ausbau):

- zwei 380-kV-Schaltfelder 380/220-kV-Transformator,
- zwei 220-kV-Schaltfelder 380/220-kV-Transformator,
- zwei 380/220-kV-Transformatoren 400 MVA inklusive Transformatorfundament,
- eine 380-kV-Kupplung.



In der ersten Stufe der Umsetzung dieses Projekts ist zunächst geplant, einen Stromkreis der 380-kV-Neubauleitung mit 380 kV und einen Stromkreis mit 220 kV zu betreiben. So wird die technisch-wirtschaftlich vorteilhafte 220-kV-Anschlusslösung von zwei stromintensiven Großkunden, die zudem in netztechnischer Wechselwirkung stehen, zunächst weiterhin erhalten. In dieser Stufe wird die 380-kV-Anlage Hennigsdorf noch nicht errichtet. Der 380-kV-Leitungsneubau bietet perspektivisch die Möglichkeit, eine bedarfsgerechte und nachhaltige Komplettumstellung auf 380 kV vorzunehmen, wenn der entsprechende Übertragungsbedarf entsteht. Damit würde in einer zweiten Stufe nach dem 380-kV-Anlagen-Neubau Hennigsdorf die 380-kV-Komplettumstellung erfolgen und sich die Übertragungskapazität in der betreffenden Netzregion weiter erhöhen. In dieser Stufe sind zudem weitere Maßnahmen zur Sicherung des Netzanschlusses des zweiten stromintensiven Großkunden erforderlich, die aber nicht Gegenstand des Projekts 50HzT-007 sind.

Die Maßnahmen des Projekts 50HzT-007 stehen in Zusammenhang mit dem Projekt 50HzT-003 („380-kV-Netzumstellung Uckermark Süd (Uckermarkleitung)“), welche dem Transport von Einspeiseleistung, insbesondere aus Windenergieanlagen, in die Netzregion und den Raum Berlin inkl. Umland dient.

Die Inbetriebnahme des 380/220-kV-Transformators in Wustermark ist in 2015 erfolgt.

Für das Projekt ist das Raumordnungsverfahren abgeschlossen. Für den ersten (westlichen) Abschnitt von Wustermark nach Hennigsdorf liegt der Planfeststellungsbeschluss vor, *mit den Bauarbeiten wurde im Oktober 2015 begonnen*. Der zweite (östliche) Abschnitt von Hennigsdorf nach Neuenhagen befindet sich *aktuell noch* im Planfeststellungsverfahren. Der Abschluss des Projekts wird zwischen 2017–2018 angestrebt.

Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		
Neuenhagen – Hennigsdorf – Wustermark	Leitung	Netzverstärkung und -ausbau: Neubau in bestehender und neuer Trasse	10	70	2017-2018	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/ Genehmigung nach BImSchG und 4: genehmigt oder in Bau

Begründung des geplanten Projekts

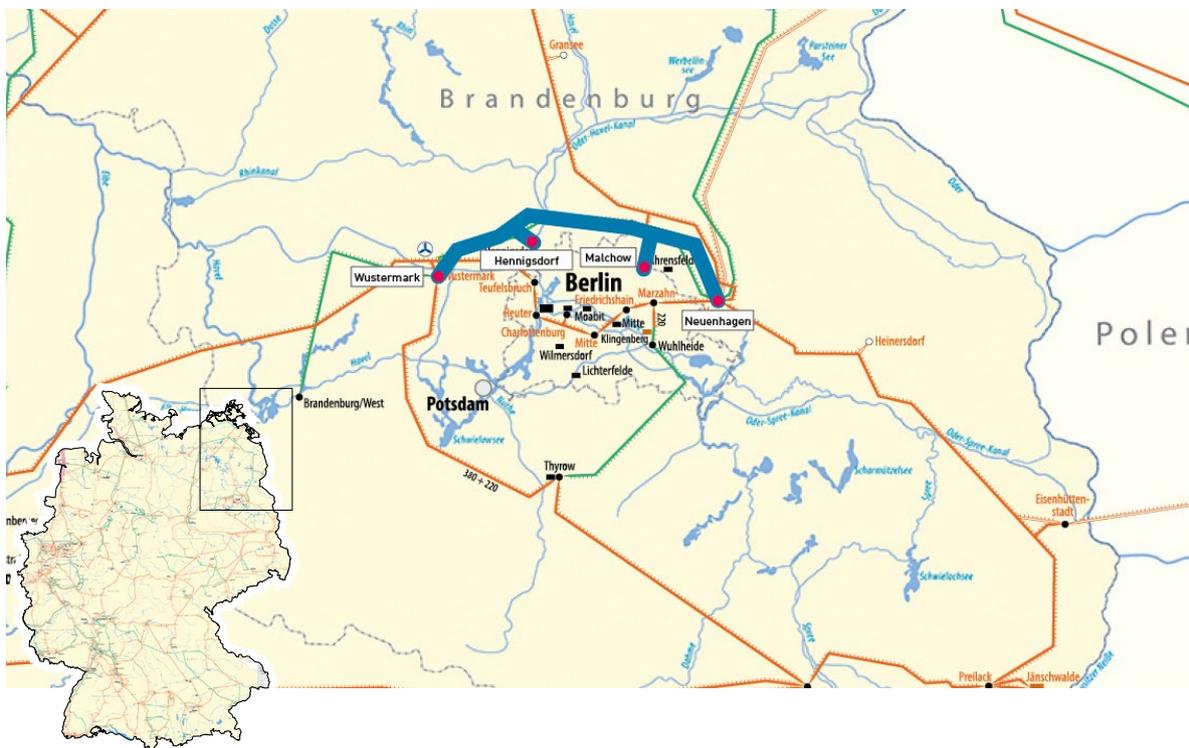
Die vorhandene 380-kV-Doppelleitung Neuenhagen – Malchow – Lubmin und die geplante Uckermarkleitung (50HzT-003) werden an die 380-kV-Anlage in Neuenhagen, gelegen am östlichen Stadtrand von Berlin, angeschlossen. Von Neuenhagen führt dann eine Doppelleitung in die Stadt Berlin hinein und eine weitere nach Preilack in die Lausitz. Die Leitungsverbindung in die Stadt Berlin hinein ist auf dem Abschnitt Neuenhagen – Marzahn als Freileitung ausgeführt. Von Marzahn verlaufen durch das Berliner Stadtgebiet weitestgehend 380-kV-Doppelkabelanlagen bis nach Teufelsbruch (Berlin-Spandau am westlichen Stadtrand). Die sogenannte 380-kV-Kabel-Diagonale in Berlin wurde ursprünglich ausschließlich zur Versorgung Berlins geplant und errichtet sowie dafür ausgelegt.

Aufgrund der geänderten Anforderungen an das Übertragungsnetz durch die allgemeine Marktentwicklung für den Stromhandel und den Ferntransport von erneuerbaren Energien haben sich veränderte Leistungsflussbedingungen eingestellt. Damit und aufgrund der technischen Parameter von Kabeln (wesentlich kleinere Impedanz als eine Freileitung) stellen sich verstärkte Transitleistungsflüsse auf der 380-kV-Kabel-Diagonale in Berlin ein. Diese führen zu hohen Belastungen und damit verbunden zur Gefährdung der Netz- und Versorgungssicherheit. Eine schaltungstechnische „Auftrennung“ der Kabeldiagonale zur Unterbindung unzulässig hoher Transitleistungsflüsse ist derzeit nicht möglich, da ansonsten die Versorgungssicherheit der Hauptstadt Berlin nicht im erforderlichen Maße aufrechterhalten werden könnte. Daher ist u. a. eine Erhöhung der Übertragungskapazität im Raum Berlin inkl. Umland erforderlich.



Diese soll mittelfristig durch die Umstrukturierung des vorhandenen 220-kV-Nord- und perspektivisch auch des 220-kV-Südrings im Raum Berlin realisiert werden. Diese Maßnahmen werden bedarfsgerecht, auch unter Berücksichtigung der Netz- und Systemsicherheit in der Bau- und Betriebsphase, in zwei Schritten geplant. Zunächst wird im ersten Schritt der „380-kV-Nordring Berlin“, d. h. die 380-kV-Doppelleitung von Wustermark über Hennigsdorf nach Neuenhagen, realisiert. Bei weiter steigenden Einspeisungen aus EE-Anlagen und konventionellen Kraftwerken besteht die Planungsoption u. a. für eine 380-kV-Netzumstellung im Süden Berlins als zweiter Schritt (sogenannter „380-kV-Südring Berlin“ von Marzahn über Wuhlheide nach Thyrow).

Die notwendige Absicherung in Ausfallsituationen zusammen mit der notwendigen Erhöhung der horizontalen Übertragungskapazität kann nur durch den Neubau der o. g. 380-kV-Freileitung Wustermark – Hennigsdorf – Neuenhagen (inkl. Neubau des Leitungsanschlusses zum Umspannwerk Malchow) und die damit verbundenen Maßnahmen erfolgen.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2025. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 4) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 3) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

50HzT-021: Netzausbau: Errichtung einer 380-kV-Netzanschlussanlage für das PSW Talsperre Schmalwasser

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz
Nr. TYNDP 2014: 684 (RgIP)

Grundlage: Anschlusspflicht von Kraftwerken

Beschreibung des geplanten Projekts

Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist es, den Anschluss für das geplante Pumpspeicherwerk (PSW) Talsperre Schmalwasser an das 380-kV-Übertragungsnetz von 50Hertz herzustellen.

Es ist geplant, die neu zu errichtende 380-kV-Netzanschlussanlage in die vorhandene 380-kV-Leitung Vieselbach – Eisenach – Mecklar als Doppeleinschleifung im Abschnitt Vieselbach – Eisenach einzubinden.

Es wird momentan von einem Abschluss der Maßnahme in 2024 ausgegangen.

Das Raumordnungsverfahren für das „Wasserspeicherkraftwerk Schmalwasser, inkl. Anbindung an das 380-kV-Netz“ wurde mit der landesplanerischen Beurteilung vom 25.03.2015 erfolgreich abgeschlossen. Bei der „Anbindung an das 380-kV-Netz“ handelt es sich ausschließlich um die Verbindung vom Standort des PSW zum Netzanschlusspunkt; diese ist nicht Gegenstand des Projekts 50HzT-021. Inhalt des Projekts 50HzT-021 ist die Errichtung einer 380-kV-Netzanschlussanlage inkl. deren Doppeleinschleifung von rd. 2 x 1 km in die 380-kV-Leitung Vieselbach – Eisenach/Mecklar.

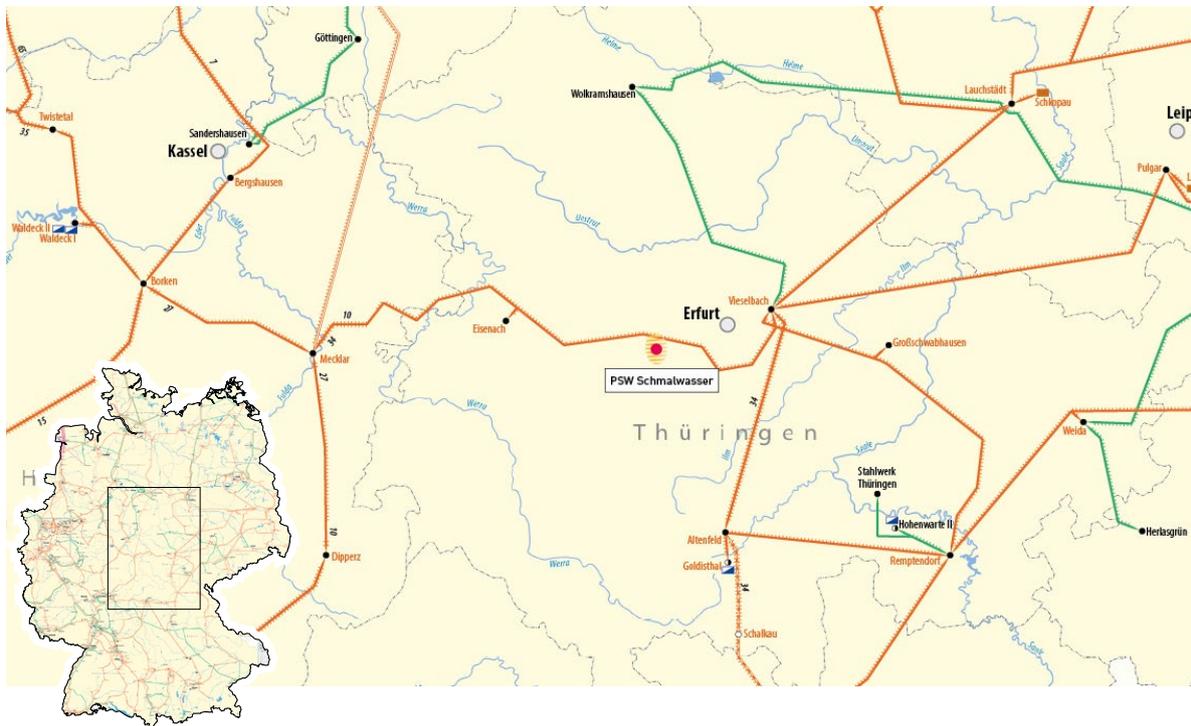
50Hertz strebt grundsätzlich eine technisch-wirtschaftlich optimierte, d. h. vorzugsweise gebündelte 380-kV-Anschlussvariante für die in räumlicher Nähe befindlichen geplanten/potenziellen Netzanschlusspunkte für das PSW Talsperre Schmalwasser und das Umspannwerk Ebenheim (zum regionalen Verteilernetzbetreiber, s. NEP 2014, P127 Nr. 10) an.

Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		
Netzanschluss PSW Talsperre Schmalwasser	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	2		2024	
Netzanschluss PSW Talsperre Schmalwasser	Anlage	Netzausbau: für Dritte			2024	

Begründung des geplanten Projekts

Bei 50Hertz liegt ein Antrag zum Netzanschluss eines geplanten Pumpspeicherwerks im Raum Tambach-Dietharz (Thüringen) vor. In der aktuell in Bearbeitung befindlichen Machbarkeitsstudie zum Netzanschluss wird von der Errichtung einer 380-kV-Schaltanlage und der Einbindung in die vorhandene 380-kV-Leitung Vieselbach – Eisenach – Mecklar als netztechnisch und wirtschaftlich vorteilhafte Anschlusslösung ausgegangen.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2025. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 4) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 3) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

50HzT-022: Netzausbau: 380-kV-Netzanschluss für das Neubaukraftwerk Premnitz

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz
Nr. TYNDP 2014: 967 (RgIP)

Grundlage: Anschlusspflicht von Kraftwerken

Beschreibung des geplanten Projekts

Das netztechnische Ziel des Projekts ist es, den Anschluss des geplanten Neubaukraftwerks Premnitz an das 380-kV-Netz von 50Hertz herzustellen.

Es ist geplant, die neu zu errichtende 380-kV-Netzanschlussanlage in die vorhandene 380-kV-Leitung Wolmirstedt – Wustermark/Teufelsbruch einzubinden.

Es wird momentan von einem Abschluss der Maßnahme in *2020/21* ausgegangen.

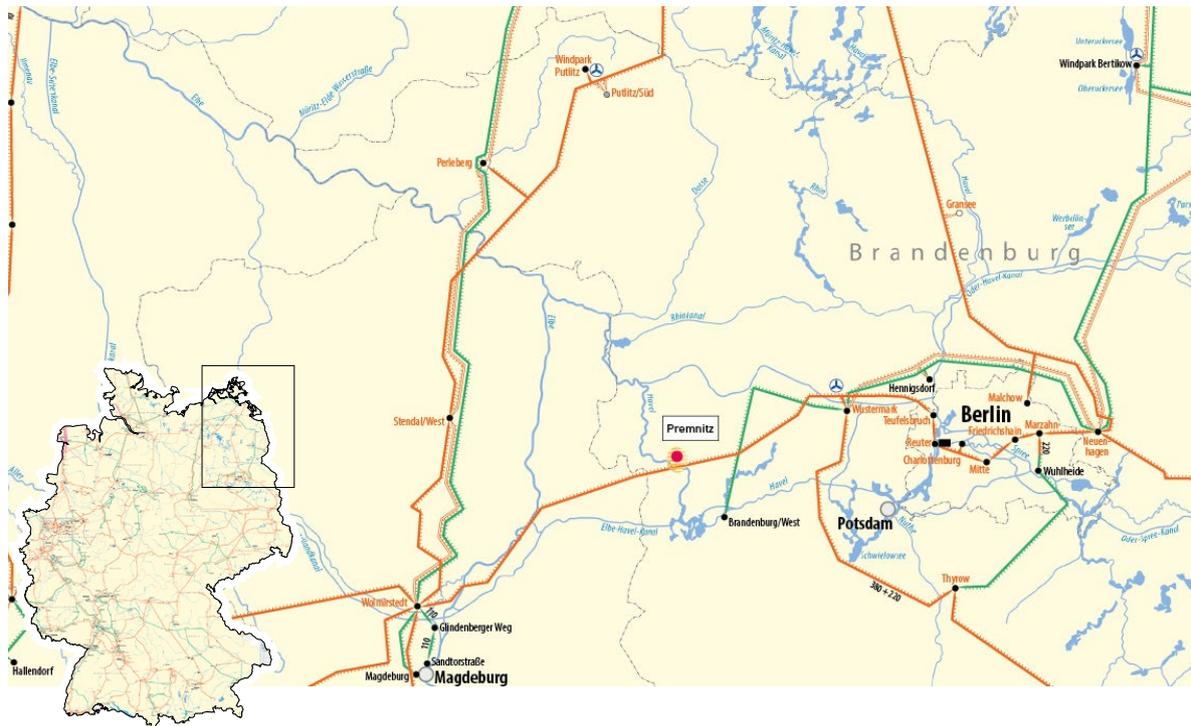
Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		
Netzanschluss KW Premnitz	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	2		2020/21	
Netzanschluss KW Premnitz	Anlage	Netzausbau: horizontal			2020/21	

Begründung des geplanten Projekts

Bei 50Hertz liegt ein Antrag zum Netzanschluss eines geplanten Neubaukraftwerks im Raum Premnitz (Brandenburg) vor. In einer abgeschlossenen Machbarkeitsstudie zum Netzanschluss wurden die Errichtung einer 380-kV-Schaltanlage bei Premnitz und deren Einbindung in die vorhandene 380-kV-Leitung Wolmirstedt – Wustermark/Teufelsbruch als netztechnisch und wirtschaftlich vorteilhafte Anschlusslösung ermittelt.

50Hertz hat im Ergebnis der Machbarkeitsstudie zum Netzanschluss eine Netzanschlusszusage erteilt. Der Netzanschlusskunde hat die Reservierungsgebühr nach KraftNAV entrichtet, damit ist die Netzanschlusszusage wirksam geworden. 50Hertz ist daher zur Herstellung des Netzanschlusses gesetzlich verpflichtet.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2025. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 4) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 3) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

50HzT-031: Netzverstärkung und -ausbau: Erhöhung und Ausbau der Übertragungskapazität im Umspannwerk Hamburg/Nord

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz
Nr. TYNDP 2014: 965 (RgIP)

Grundlage: Investitionsmaßnahmenanträge
K4-08-209 und BK4-11-264
genehmigt

Beschreibung des geplanten Projekts

Die 380-kV-Anlage Hamburg/Nord liegt nördlich von Hamburg in Schleswig-Holstein. Das Projekt 50HzT-031 verfolgt drei netztechnische Ziele:

- netztechnische Voraussetzungen schaffen, um die erwartete Erzeugungsleistung aus erneuerbaren Energien aus dem 220-kV-Netz in Schleswig-Holstein aufnehmen zu können; dafür wird die 380/220-kV-Transformatorenenkapazität im Umspannwerk Hamburg/Nord umstrukturiert und erweitert,
- Erhöhung der horizontalen Übertragungskapazität, um die aufgenommene Leistung über die 380-kV-Neubauleitung nach Dollern (TTG-005, TenneT) und die bestehende 380-kV-Verbindung nach Hamburg/Ost (50Hertz) transportieren zu können,
- Erweiterung der Anlage für den Anschluss von Netzanlagen der TenneT (vgl. TTG-005: Netzverstärkung und -ausbau: Neubau einer 380-kV-Leitung Kassø – Audorf – Hamburg/Nord – Dollern).

Hierfür sind folgende Maßnahmen als Verstärkung und Ausbau der bestehenden 380-kV-Anlage Hamburg/Nord notwendig:

- sechs 380-kV-Schaltfelder Leitung (4 x Netzverstärkung plus 2 x Netzausbau),
- fünf 380-kV-Schaltfelder Transformator (4 x Netzverstärkung plus 1 x Netzausbau),
- zwei 380-kV-Kupplungen (2 x Netzverstärkung),
- zwei 380/220-kV-Transformatoren mit je 450 MVA (Netzausbau).

Die Verstärkung und der Ausbau der 380-kV-Anlage des Umspannwerkes Hamburg/Nord befindet sich in der Realisierung. Die Umstrukturierung und Erweiterung der 380/220-kV-Transformatorenenkapazität ist abgeschlossen: Der erste 450-MVA-Transformator 380/220 kV wurde 2014 in Betrieb genommen, der zweite in 2015. Der Abschluss der gesamten Maßnahme wird für 2017 angestrebt.

Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		
Hamburg/Nord	Anlage	Netzverstärkung: horizontal			2017	4: genehmigt oder in Bau



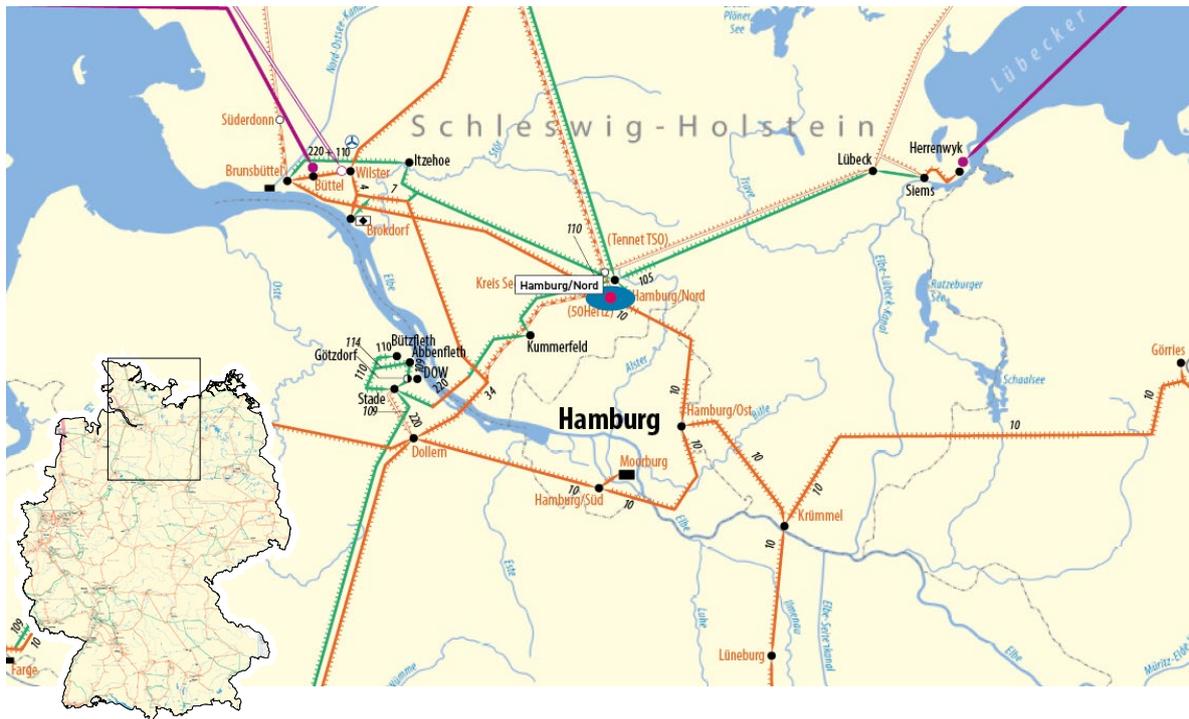
Begründung des geplanten Projekts

Infolge des starken Ausbaus von EE-Erzeugungsanlagen, insbesondere Onshore-Windenergie in Schleswig-Holstein, steigt der horizontale Übertragungsbedarf, hier vor allem in der Hauptleistungsflussrichtung von Nord nach Süd. Daher wird u. a. von TenneT die Errichtung der neuen 380-kV-Leitung Kassø – Audorf – Hamburg/Nord – Dollern (TTG-005) inkl. deren Einbindung in die 380-kV-Anlage Hamburg/Nord von 50Hertz vorbereitet bzw. bereits durchgeführt. 50Hertz befindet sich mit der Verstärkung und dem Ausbau der 380-kV-Anlage Hamburg/Nord bereits in der Realisierungsphase. Diese ist die netztechnische Voraussetzung für die Einbindung der genannten neuen Leitung der TenneT.

Die Umstrukturierung und Erweiterung der 380/220-kV-Transformatorenkapazität, die netztechnische Voraussetzung für die Aufnahme von EE-Erzeugungsleistung aus der benachbarten 220-kV-Netzregion von TenneT in Schleswig-Holstein ist, wurde in 2015 abgeschlossen.

Es bestehen unter Berücksichtigung der gesetzlichen Verpflichtungen zur EE-Netzintegration sowie aus technisch-wirtschaftlicher Sicht keine alternativen Lösungsmöglichkeiten, durch die die beschriebenen Maßnahmen der Netzverstärkung und des Netzausbaus der 380-kV-Anlage und der Transformatorenkapazität des Umspannwerks Hamburg/Nord vermieden oder reduziert werden können. Anderweitige Planungsvarianten würden einen zusätzlichen Raumbedarf im Ballungsraum Hamburg inkl. Umland verursachen und wurden daher verworfen.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2025. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 4) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 3) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

50HzT-035: Errichtung einer 380-kV-Netzanschlussanlage für das PSW Leutenberg

Übertragungsnetzbetreiber: **50Hertz**
 Nr. TYNDP 2014:

Grundlage: **Anschlusspflicht von KW**

Beschreibung des geplanten Projekts

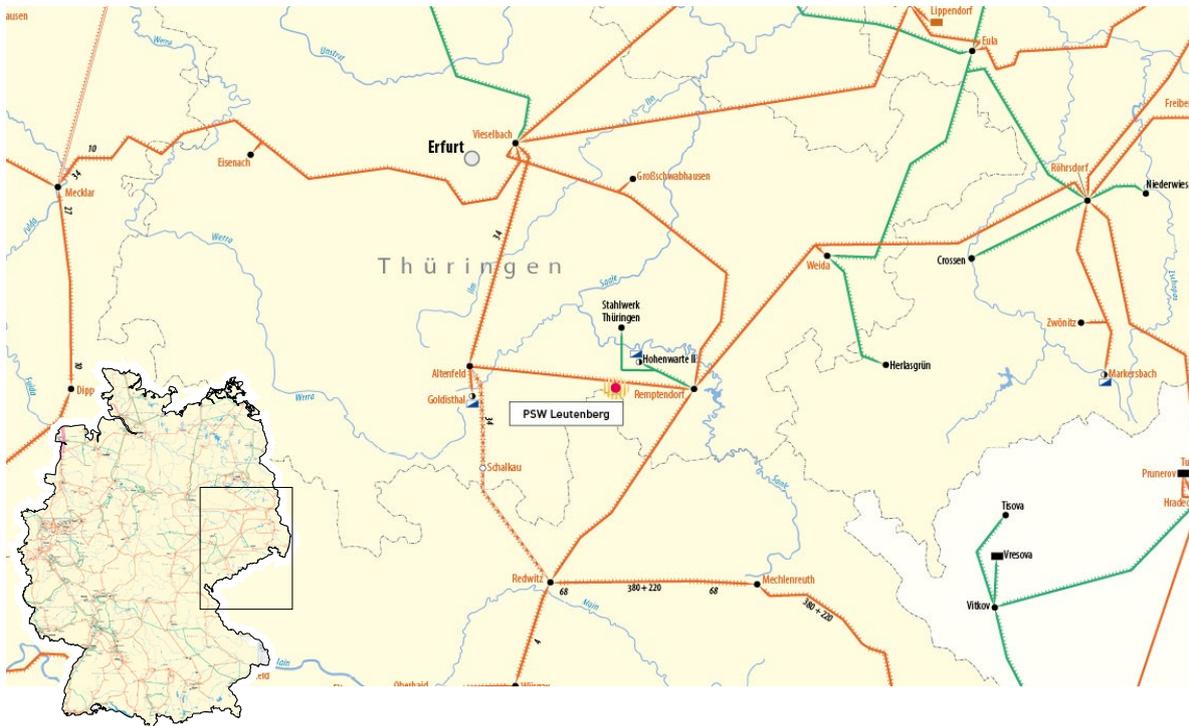
Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist es, den Anschluss für das geplante Pumpspeicherwerk (PSW) Leutenberg an das 380-kV-Übertragungsnetz von 50Hertz herzustellen. Es ist geplant, die neu zu errichtende 380-kV-Netzanschlussanlage in die vorhandene 380-kV-Leitung Altenfeld – Remptendorf einzubinden. Es wird momentan von einem Abschluss der Maßnahme in 2024 ausgegangen.

Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		
Netzanschluss PSW Leutenberg	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	2		2024	
Netzanschluss PSW Leutenberg	Anlage	Netzausbau: für Dritte			2024	

Begründung des geplanten Projektes

Bei 50Hertz liegt ein qualifiziertes Netzanschlussbegehren gemäß Kraftwerks-Netzanschlußverordnung (KraftNAV) für das Pumpspeicherwerk im Raum Probstzella (Thüringen) vor. Unter dem Projektnamen "Wasserspeicherkraftwerk Leutenberg/Probstzella" befindet sich das Kraftwerks-Projekt seit Januar 2015 im Raumordnungsverfahren beim Thüringer Landesverwaltungsamt. In der aktuell in Bearbeitung befindlichen Machbarkeitsstudie zum Netzanschluss wird von der Errichtung einer 380-kV-Schaltanlage und der Einbindung in die vorhandene 380-kV-Leitung Altenfeld - Remptendorf als netztechnisch und wirtschaftlich vorteilhafte Anschlusslösung ausgegangen.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2025. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 4) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 3) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

50HzT-P127-17: Netzausbau: Anlagen zur Blindleistungsbereitstellung (Kondensatoren) in Altenfeld und Vieselbach

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz
Nr. TYNDP 2014: 967 (RgIP)

Grundlage: Investitionsmaßnahmenantrag
Nr. BK4-08-191A02 gestellt

Beschreibung des geplanten Projekts

Im Rahmen dieses Projekts errichtet 50Hertz Anlagen zur Bereitstellung von Blindleistung (Kondensatoranlagen als MSCDN, Mechanically Switched Capacitor with Damping Network) im Zusammenhang mit der bis 2015 bzw. Anfang 2016 geplanten Inbetriebnahme der kompletten Südwestkuppelleitung (*Inbetriebnahme des 3. Abschnittes Altenfeld – Redwitz von 50Hertz und TenneT, aktuell mit einem Stromkreis seit 17.12.2015 in Betrieb*); s. Projekt 50HzT-001. Damit wird das Ziel verfolgt, ausreichend Blindleistung zur Verfügung zu stellen, um so die Spannungsgrenzen einzuhalten sowie die Spannungsstabilität und einen sicheren Netz- und Systembetrieb bei hohen Leistungstransporten sicherzustellen.

Dazu wird an den Standorten Altenfeld und Vieselbach jeweils eine Kondensatoranlage als MSCDN mit einer Kapazität von 300 Mvar (kapazitiv) konzipiert und die jeweilige 380-kV-Schaltanlage um ein Schaltfeld erweitert. Beide Kondensatoranlagen werden modular für 300 Mvar vorbereitet und in der ersten Ausbaustufe für 200 Mvar ausgerüstet und errichtet. Bei dem erwarteten, weiter ansteigenden Blindleistungsbedarf ist die spätere Erweiterung auf jeweils 300 Mvar möglich.

Mit der Vorbereitung bzw. Ausführung des Projekts wurde bereits begonnen. Die Inbetriebnahme der *Kondensatoranlage in Altenfeld erfolgte am 18.12.2015, die der Kondensatoranlage in Vieselbach ist nunmehr technologisch bedingt im Zuge weiterer Bauarbeiten im Umspannwerk für das Jahr 2018/19 anvisiert.*

Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		
Altenfeld und Vieselbach	Anlage	Netzausbau: horizontal			2018/2019	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/ Genehmigung nach BlmSchG

Begründung des geplanten Projekts

Insbesondere aufgrund des Zubaus von EE-Anlagen (v. a. Windenergieanlagen onshore) bei gleichzeitig tendenziell stagnierendem Verbrauch in der 50Hertz-Regelzone, ist es zur Integration des Ferntransports sowohl von erneuerbaren Energien als auch von handelsbedingten Leistungsflüssen notwendig, die horizontale Übertragungskapazität im Netz der 50Hertz und regelzonenüberschreitend zum benachbarten Übertragungsnetzbetreiber TenneT zu erhöhen.

Bereits heute ist der Südwestraum der 50Hertz-Regelzone (Thüringen) durch hohe Nord-Süd-Leistungstransporte geprägt, die sich mit Inbetriebnahme der Südwestkuppelleitung verstärken werden. Die hohen Belastungen der Leitungen führen zum Betrieb oberhalb der sogenannten natürlichen Leistung von Freileitungsstromkreisen. Dieser Netzzustand führt zu einem hohen Bedarf an induktiver Blindleistung, um einerseits die hohen Wirkleistungstransporte zu ermöglichen und andererseits in der Netzregion die Knotenspannungen sowohl im ungestörten Betrieb als auch im Fehlerfall im zulässigen Spannungsband zu halten. Die Bereitstellung der



induktiven Blindleistung erfolgt üblicherweise durch die Erbringung der Systemdienstleistung Spannungshaltung der im Netz ausreichend und im Idealfall homogen verteilten konventionellen Kraftwerke im übererregten Betrieb.

Durch die EE-bedingte Verdrängung bis hin zur Stilllegung konventioneller Kraftwerksleistung und der nur sehr begrenzt transportierbaren Blindleistung kann die Bereitstellung der für den sicheren Netzbetrieb notwendigen induktiven Blindleistung nicht mehr auf diese Weise bzw. im ausreichenden Maße erfolgen. Aus diesem Grund müssen kapazitive Blindleistungsanlagen einen Teil der notwendigen induktiven Blindleistung an den Netzknoten mit signifikanten transportbedingten Spannungsabsenkungen bereitstellen.

An den Standorten Altenfeld und Vieselbach wird mit der Einbindung der Südwestkuppelleitung und der hierdurch entstehenden hohen Wirkleistungsübertragung die Bereitstellung von Blindleistung mittels Kondensatoranlagen (MSCDN) erforderlich.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2025. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 4) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 3) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

50HzT-P128: Netzausbau: Phasenschiebertransformatoren in Vierraden und Röhrsdorf

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz
 Nr. TYNDP 2014: 94.992 (Vierraden),
 993 (RgIP) (Röhrsdorf)
 Nr. PCI: 3.15.2

Grundlage: Investitionsmaßnahmenanträge
 Nr. BK4-13-076, BK4-13-078,
 gestellt

Beschreibung des geplanten Projekts

Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist die Annäherung der physikalischen Austauschleistungen an die NTC-Werte zwischen der Regelzone von 50Hertz und dem polnischen Übertragungsnetzbetreiber PSE sowie dem tschechischen Übertragungsnetzbetreiber ČEPS.

50Hertz wird in Kooperation mit dem polnischen Übertragungsnetzbetreiber PSE bis 2017 Phasenschiebertransformatoren an der deutsch-polnischen Grenze errichten, um ungeplante, grenzüberschreitende Stromflüsse besser kontrollieren und damit mehr Stromhandel bei gleichzeitigem Erhalt der Netz- und Systemsicherheit zulassen zu können. Für die gleiche Aufgabe sollen bis 2017 auch Phasenschiebertransformatoren an der deutsch-tschechischen Grenze in Kooperation von 50Hertz und ČEPS (TYNDP 2014: 177.889) errichtet werden.

Es sollen an allen derzeitigen und zukünftigen Kuppelstellen nach Polen und Tschechien Phasenschiebertransformatoren zur Leistungsflusssteuerung installiert werden, dabei ist der Einsatz von mindestens einem Phasenschiebertransformator pro Stromkreis notwendig. Zusätzlich zu den oben genannten Phasenschiebertransformatoren in Vierraden und Röhrsdorf sollen diese auf polnischer Seite in Mikulowa (bestehende Kuppelleitung nach Hagenwerder) und Gubin (geplante Kuppelleitung nach Eisenhüttenstadt) eingesetzt werden, ebenso ist dies auf tschechischer Seite in Hradec (bestehende Kuppelleitung nach Röhrsdorf) geplant. Eine Option von weiteren in Reihe geschalteten Phasenschiebertransformatoren ist für Vierraden vorgesehen, um dem Bedarf an Leistungsverschiebungen in den Szenarien des Netzentwicklungsplans zu entsprechen. Dem Grunde nach stellt dieses Projekt ein internationales Projekt dar, das aufgrund von Untersuchungen auf europäischer Ebene (u. a. EWIS-Studie, ENTSO-E TYNDP 2010 (Pilot), 2012 und 2014) begründet ist.

Für die Inbetriebnahme als 380-kV-Querregeltransformatoren wird für die beiden Einheiten in Röhrsdorf und für die ersten beiden Einheiten in Vierraden das Jahr 2017 angestrebt. Bei den letztgenannten besteht eine Abhängigkeit zur Fertigstellung und Inbetriebnahme der Uckermarkleitung, 50HzT-003; ggf. wird ein temporärer 220-kV-Betrieb dieser beiden Querregeltransformatoren vorgesehen.

Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		
Vierraden	Anlage	Netzausbau: horizontal			2017	4: genehmigt oder in Bau
Röhrsdorf	Anlage	Netzausbau: horizontal			2017	4: genehmigt oder in Bau



Begründung des geplanten Projekts

Insbesondere die hohe Einspeisung erneuerbarer Energien in der 50Hertz-Regelzone hat in den vergangenen Jahren die Belastung der Interkonnektoren, insbesondere auf den Verbindungen zu Polen und Tschechien, deutlich erhöht, ebenso die Belastungen in den benachbarten polnischen und tschechischen Übertragungsnetzen. Diese würden infolge des weiteren EE-Ausbaus in Deutschland und insbesondere auch in der Regelzone von 50Hertz sowie des ansteigenden innereuropäischen Stromhandels weiter zunehmen. Bereits die heutige Situation wird von den benachbarten Übertragungsnetzbetreibern PSE und ČEPS gegenüber 50Hertz bzw. von den Nachbarländern Polen und Tschechien gegenüber Deutschland nicht mehr toleriert.

Der zwischen den Übertragungsnetzbetreibern zu koordinierende Betrieb der Phasenschiebertransformatoren soll nicht einseitig Stromflüsse auf den Interkonnektoren begrenzen, sondern über deren Steuerbarkeit einen weitgehend freizügigen europäischen Strommarkt bei einem zugleich sicheren Netz- und Systembetrieb ermöglichen. Durch Phasenschiebertransformatoren wird dem Markt auf Interkonnektoren letztlich mehr gesichert handelbare Übertragungskapazität zur Verfügung gestellt. Entsprechend kann eine höhere handelbare Übertragungskapazität bei nahezu gleichbleibender technischer Übertragungskapazität dem Markt zur Verfügung gestellt werden. Um diese Kapazitäten nutzen zu können, müssen alle regelzoneninternen Netzelemente in den Beeinflussungsbereichen der Phasenschiebertransformatoren bedarfsgerecht verstärkt und ausgebaut werden.

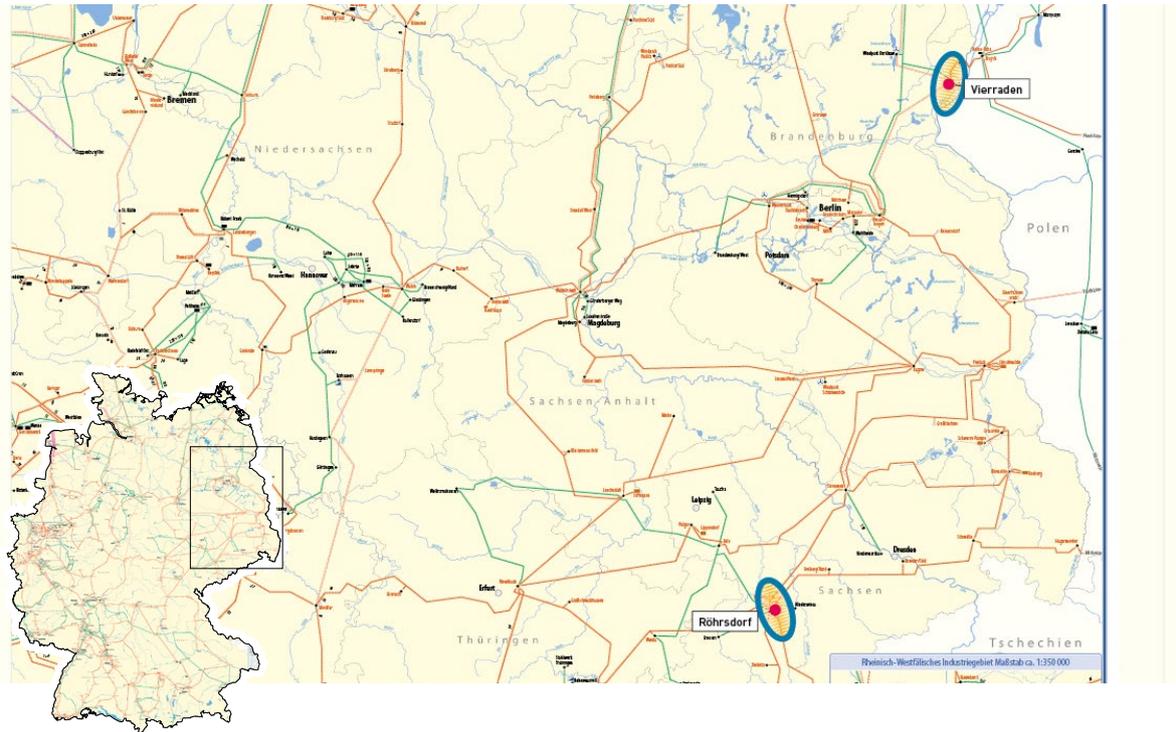
Darüber hinaus verfolgt 50Hertz mit dem Konzept einer flexiblen Anschaltung der Phasenschiebertransformatoren an 50Hertz-interne 380-kV-Stromkreise in Vierraden und Röhrsdorf das Ziel, die regelzoneninternen Übertragungskapazitäten effektiver ausnutzen zu können. Dies ist insbesondere am stark vermaschten Netzknoten Röhrsdorf im Südraum der 50Hertz-Regelzone von Interesse, um die bereits entstandenen und noch neu hinzukommenden höheren Übertragungskapazitäten, z. B. im Südwestraum der Regelzone (u. a. Südwestkuppelleitung in Richtung TenneT), noch besser ausnutzen zu können.

Bei den Maßnahmen handelt es sich um Punktmaßnahmen mit nationalen und internationalen Auswirkungen auf den physikalischen Leistungsfluss. Die Maßnahmen wurden in den Netzentwicklungsplan aufgenommen, da diese für die Umsetzung der Übertragungsaufgaben entsprechend Szenariorahmen notwendig sind. Ohne den Einsatz der Phasenschiebertransformatoren an der deutsch-polnischen und deutsch-tschechischen Grenze wird der zulässige Export nach Polen und Tschechien in der Höhe und Zeitdauer überschritten und die (n-1)-Sicherheit v. a. in den Übertragungsnetzen der Nachbarländer gefährdet.

Die Installation von Phasenschiebertransformatoren an der deutsch-polnischen und deutsch-tschechischen Grenze hat positive Auswirkungen auf die Einhaltung der grenzüberschreitenden Handelsflüsse. Dies verbessert an allen direkt und indirekt betroffenen Grenzen den grenzüberschreitenden Stromhandel und physikalischen Leistungsfluss ohne zusätzlichen Neubau von Leitungen, was letztlich auch einen Beitrag zur Verwirklichung des europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes darstellt.

Die Maßnahme 50HzT-P128, hier die Phasenschiebertransformatoren auf dem Interkonnektor Vierraden – Krajník, wird von der Europäischen Kommission als Vorhaben von gemeinsamem Interesse (Projects of Common Interest – PCI) unter der Nummer 3.15.2 in der PCI-Liste der Europäischen Union geführt.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2025. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 4) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 3) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

AMP-001: Netzverstärkung und -ausbau Wehrendorf – St. Hülfe

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion
 Nr. TYNDP 2014: -

Grundlage: EnLAG, Nr. 2

Beschreibung des geplanten Projekts

Die neue Leitung ist ein Teilstück der geplanten Verbindung zwischen den Anlagen Ganderkesee im Netzgebiet der TenneT und Wehrendorf im Netzgebiet der Amprion. Der nördliche Teilabschnitt dieser neuen Verbindungsleitung, der Abschnitt zwischen Ganderkesee und St Hülfe, wird von TenneT errichtet (s. TTG-009).

Amprion sieht den Bau im Wesentlichen in der Trasse der heutigen 220-kV-Leitung St Hülfe – Punkt Lemförde bzw. der heutigen 380/220-kV-Leitung Punkt Lemförde – Wehrendorf vor. Durch die Inanspruchnahme der 220-kV-Leitungstrasse entfällt die Möglichkeit der Versorgung der Anlage St. Hülfe aus dem 220-kV-Netz. Daher wird die Versorgungsaufgabe an dieser Stelle in die 380-kV-Ebene verlagert. In St. Hülfe wird somit eine 380-kV-Anlage inkl. 380/110-kV-Transformator neu gebaut.

Im Einzelnen werden folgende Maßnahmen umgesetzt:

- Neubau einer 380-kV-Anlage St. Hülfe und Aufstellung eines 380/110-kV-Transformators (Netzausbau),
- Neubau einer 380-kV-Leitung in bestehender Trasse für vier 380-kV-Stromkreise auf der Strecke von Wehrendorf nach Punkt Lemförde und Neubau einer 380/110-kV-Leitung in bestehender Trasse von Punkt Lemförde nach St. Hülfe (Netzverstärkung).

Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		
Wehrendorf – St. Hülfe	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		35	2017	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/ Genehmigung nach BImSchG

Begründung des geplanten Projekts

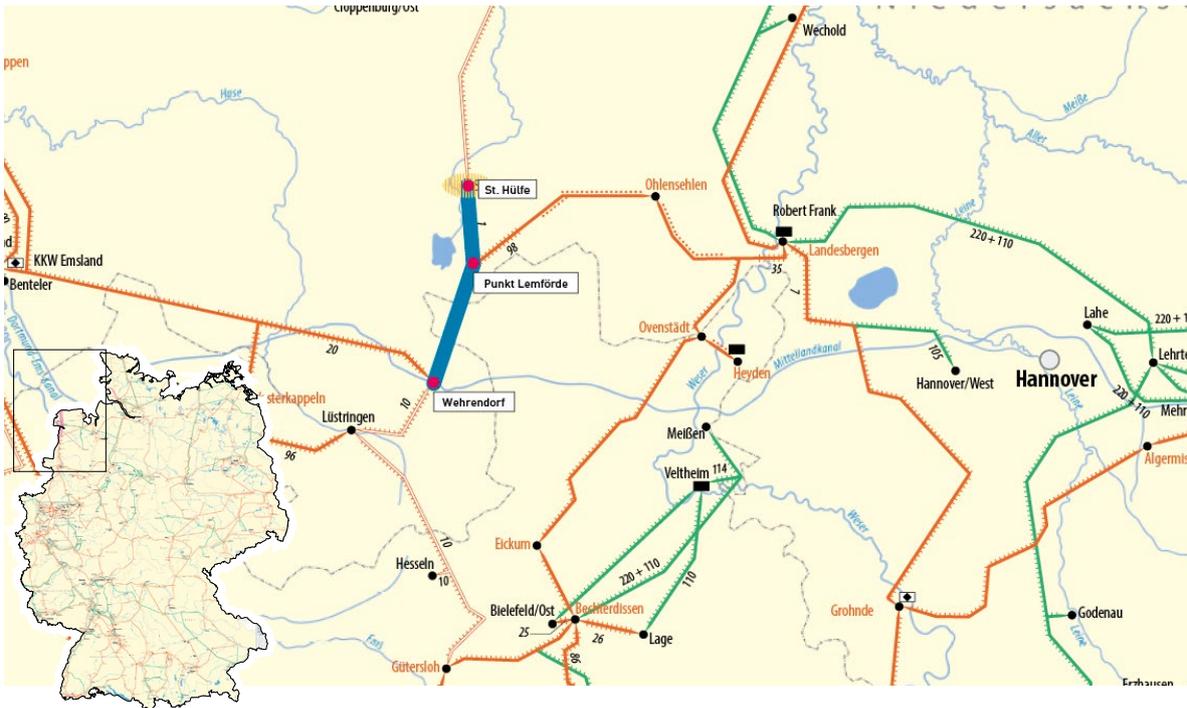
Dieses Projekt ist erforderlich, um die im nördlichen Niedersachsen und in der Nordsee on- und offshore erzeugte Windenergie in Richtung der im Westen und Süden gelegenen Verbrauchszentren transportieren zu können.

Die Einführung von zwei leistungsstarken Zubringerstromkreisen in die Anlage Wehrendorf macht einen dauerhaften gekuppelten Zwei-Sammelschienen-Betrieb in dieser 380-kV-Anlage erforderlich. Zur Sicherstellung dieses Betriebs auch bei betriebsbedingten Abschaltungen wird die Anlage Wehrendorf um eine dritte Sammelschiene und eine zusätzliche Kupplung erweitert.



Da die Stromkreise für eine Transportkapazität von rund 2.700 MVA geplant sind, werden die Freileitungsfelder für einen maximalen Strom von 4.000 A ausgelegt und die Bestandsanlage verstärkt.

Der Neubau der 380-kV-Anlage St. Hülfe ist eine notwendige Folge des windbedingten Netzausbaus. Mit dem Neubau der 380-kV-Leitung von St. Hülfe nach Wehrendorf in der Trasse der bisherigen 220-kV-Freileitung entfällt die Möglichkeit, die Versorgungsaufgabe in St. Hülfe weiter aus dem 220-kV-Netz sicherstellen zu können.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2025. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 4) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 3) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

AMP-002: Netzverstärkung im westlichen Ruhrgebiet

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion
Nr. TYNDP 2014: -

Grundlage: in Umsetzung befindlich

Beschreibung des geplanten Projekts

Mit der Stromkreisaufgabe Punkt Ackerstraße – Punkt Mattlerbusch (im Verlauf der Strecke Walsum – Hamborn) wird durch die Zubeseilung eines zusätzlichen 220-kV-Stromkreises die Übertragungsfähigkeit des 220-kV-Netzes zwischen den 220-kV-Schaltanlagen Walsum und Hamborn deutlich erhöht. Folgende Maßnahme wird umgesetzt:

- Abschnitt Walsum – Hamborn:
Stromkreisaufgabe eines Stromkreises auf einer bestehenden Leitung von Punkt Ackerstraße bis Punkt Mattlerbusch (ca. 3 km) (Netzverstärkung).

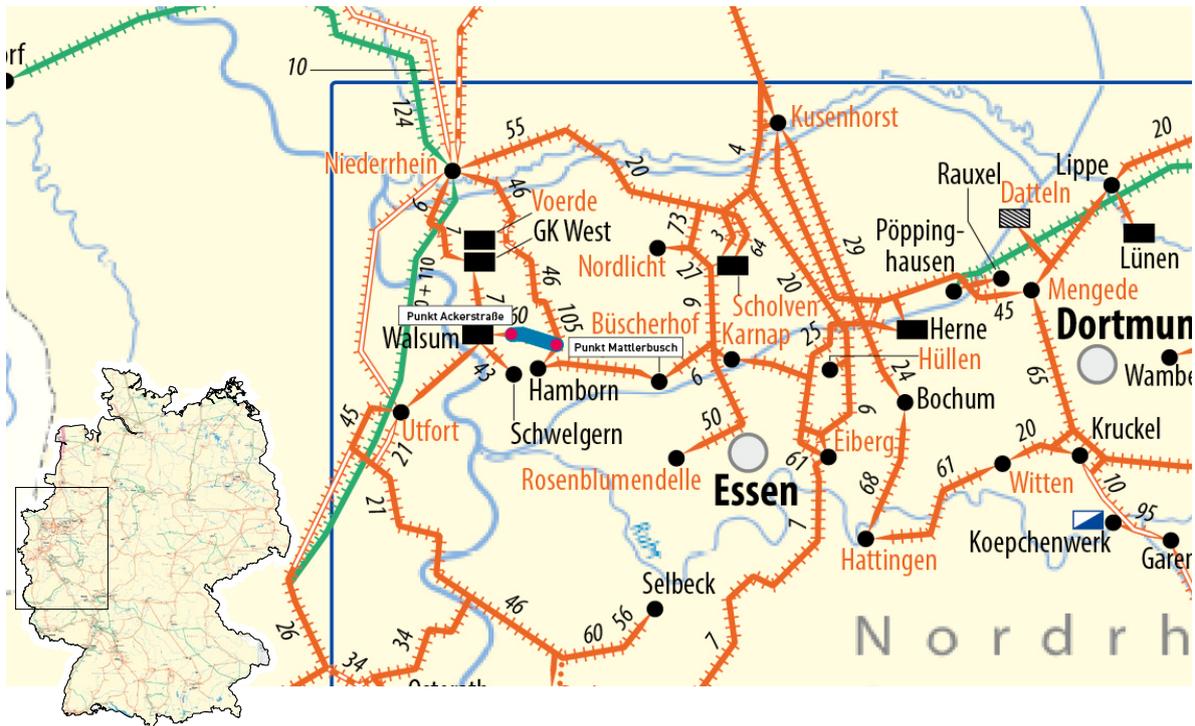
Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		
Punkt Ackerstraße – Punkt Mattlerbusch	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/Umbeseilung		3	2017	4: genehmigt oder im Bau

Begründung des geplanten Projekts

Aufgrund von heutigen und zukünftig gewünschten erhöhten Netzeinspeisungen von bis zu 240 MW durch ein Stahlwerk (UA Beeck und UA Schwelgern in Duisburg) sowie dem Kraftwerk Walsum treten hohe Leistungsflüsse von Walsum und Schwelgern in östliche Richtung auf. Die erhöhten Leistungsflüsse führen zu (n-1)-Verletzungen auf den beiden heute bestehenden 220-kV-Stromkreisen von Walsum nach Hamborn. Jeder der beiden 220-kV-Stromkreise hat eine Übertragungskapazität von rund 520 MVA.

Durch die Zubeseilung eines Stromkreises auf dem freien Gestängeplatz zwischen dem Punkt Ackerstraße und Punkt Mattlerbusch und die Verschaltung am Punkt Mattlerbusch zu einem Dreibein wird die Transportkapazität zwischen den 220-kV-Schaltanlagen Walsum, Hamborn und Niederrhein um rund 520 MVA erhöht. Infolgedessen verdoppelt sich für den (n-1)-Fall der Übertragungsquerschnitt.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2025. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 4) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 3) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

AMP-009: Netzverstärkung und -ausbau Dörpen/West – Niederrhein

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion
Nr. TYNDP 2014: 208.156

Grundlage: EnLAG, Nr. 5

Beschreibung des geplanten Projekts

Zum Abtransport der in Norddeutschland eingespeisten Windenergie wird das Übertragungsnetz zwischen den Anlagen Dörpen/West im Netzgebiet von TenneT (s. TTG-007) und Niederrhein im Netzgebiet von Amprion ausgebaut. Im Verantwortungsbereich von Amprion liegt der Neubau der Leitung (ca. 150 km) zwischen der Anlage Niederrhein und der Übergabestelle zu TenneT westlich von Meppen.

Folgende Maßnahmen sind für die Umsetzung erforderlich:

- Neubau einer 380-kV-Freileitung mit Teilverkabelungen in bestehender Trasse zwischen Niederrhein und Punkt Wettringen (Netzverstärkung),
- Neubau einer 380-kV-Freileitung mit Teilverkabelungen zwischen Punkt Wettringen und Punkt Meppen (Netzausbau).

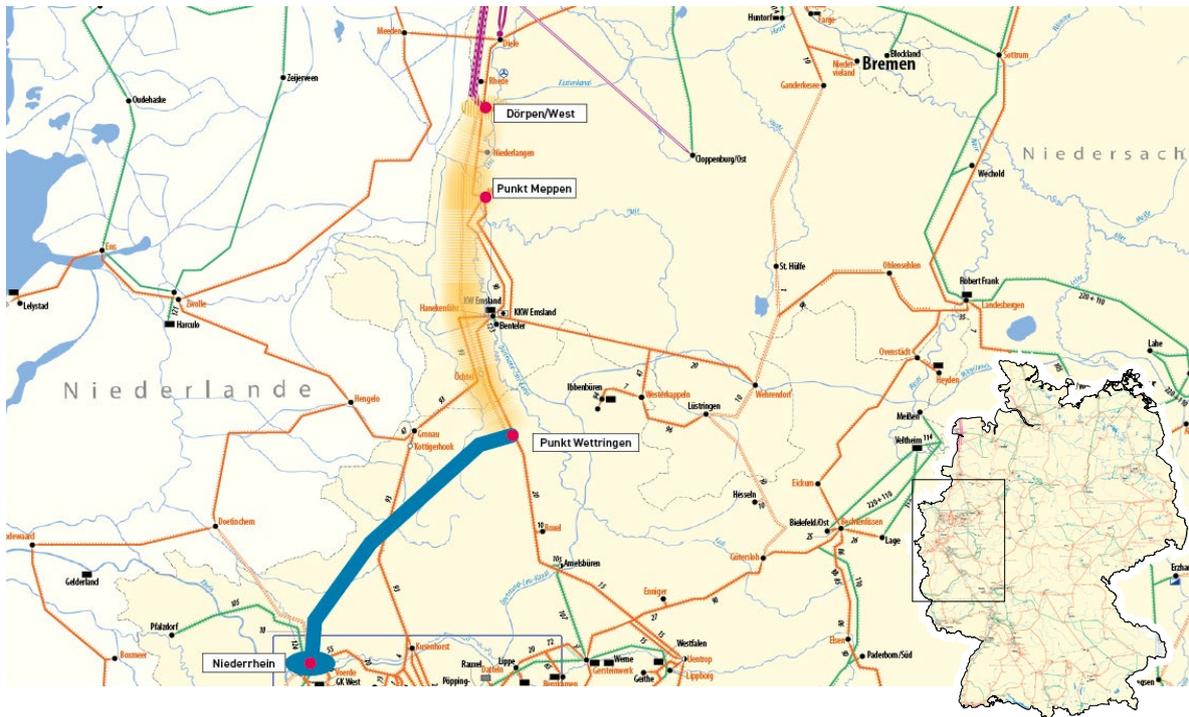
Die Leitung Niederrhein – Punkt Meppen wird abschnittsweise in Trassenräumen bestehender Freileitungen errichtet. Das Projekt ist im EnLAG als Pilotvorhaben zum Einsatz von Erdkabeln ausgewiesen. Abschnittsweise wird die neue Verbindung als Teilverkabelung ausgeführt. Zum Übergang zwischen Freileitung und Erdkabel werden jeweils sogenannte Kabelübergabestationen errichtet.

Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		
Niederrhein – Punkt Wettringen	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		73	2019	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/ Genehmigung nach BlmSchG
Niederrhein – Punkt Wettringen	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		12	2019	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/ Genehmigung nach BlmSchG
Punkt Wettringen – Punkt Meppen	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	65		2019	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/ Genehmigung nach BlmSchG
Asbeck	Anlage	Netzausbau: horizontal			2019	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/ Genehmigung nach BlmSchG

Begründung des geplanten Projekts

Dieses Projekt ist erforderlich, um die im nordwestlichen Niedersachsen (Raum Emden) und der Nordsee on- und offshore erzeugte Windenergie in Richtung der im Westen und Süden gelegenen Verbrauchszentren transportieren zu können. Der Neubau ist notwendig, weil die Übertragungskapazität der bestehenden Leitungen zur Deckung des Transportbedarfs nicht ausreicht und diese hierfür auch nicht ertüchtigt werden können.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2025. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 4) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 3) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

AMP-010: Netzverstärkung und -ausbau in der Region Münsterland – Westfalen

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion
Nr. TYNDP 2014: 185 (RgIP)

Grundlage: EnLAG, Nr. 16, 18

Beschreibung des geplanten Projekts

Über die bestehenden 380-kV-Stromkreise und die geplante 380-kV-Leitung zwischen Ganderkesee und Wehrendorf (EnLAG-Maßnahme Nr. 2) wird ein erheblicher Teil der in Norddeutschland on- und offshore erzeugten Windenergieleistung in den nördlichen und nordöstlichen Netzbereich von Amprion eingeleitet. Mit den hier dargestellten Maßnahmen von Amprion wird diese Leistung in Richtung der Verbrauchszentren im Westen und Süden transportiert.

Für die Erhöhung der Transportkapazität sind im Netzgebiet zwischen Wehrendorf, Lüstringen, Ibbenbüren, Enniger, Gütersloh, Hanekenfähr und Uentrop umfangreiche Netzverstärkungsmaßnahmen geplant.

Im Einzelnen werden folgende Maßnahmen umgesetzt:

- Umbeseilung der 380-kV-Freileitung Westerkappeln – Lüstringen (Netzverstärkung) in den Abschnitten Westerkappeln – Punkt Hambüren (bereits realisiert) und Punkt Gaste – Lüstringen,
- Neubau einer 380-kV-Freileitung Lüstringen – Hesseln in bestehender Trasse (Netzverstärkung),
- Neubau einer 380-kV-Freileitung Hesseln – Gütersloh in bestehender Trasse (Netzverstärkung),
- Neubau einer 380-kV-Freileitung Lüstringen – Wehrendorf in bestehender Trasse (Netzverstärkung),
- Erweiterung der 380-kV-Anlage Westerkappeln und Aufstellung eines 380/110-kV-Transformators (Ausbau von bestehenden Anlagen),
- Neubau einer 380-kV-Anlage Hesseln und Aufstellung eines 380/110-kV-Transformators (Netzausbau),
- Neubau einer 380-kV-Anlage Lüstringen und Aufstellung von 380/110-kV-Transformatoren (Netzausbau).

Zwischenzeitlich wurden folgende Maßnahmen fertiggestellt:

- Zubeseilung eines 380-kV-Stromkreises Hanekenfähr – Punkt Walstedde – Uentrop (Netzverstärkung),
- abschnittsweise Neubau einer 380-kV-Freileitung in bestehender Trasse bzw. Zubeseilung eines 380-kV-Stromkreises Ibbenbüren – Punkt Hagedorn – Westerkappeln (Netzverstärkung),
- Neubau einer 380-kV-Anlage Ibbenbüren und Aufstellung eines 380/110-kV-Transformators (Netzausbau).

Nach jetzigem Planungsstand wird die Inbetriebnahme des Gesamtkonzepts bis 2020 angestrebt.

Das Leitungsprojekt Wehrendorf-Gütersloh (EnLAG-Nr. 16) ist ein Drehstrom-Pilotprojekt mit der Möglichkeit zur Teil-Erdverkabelung nach § 4 Bundesbedarfsplangesetz.



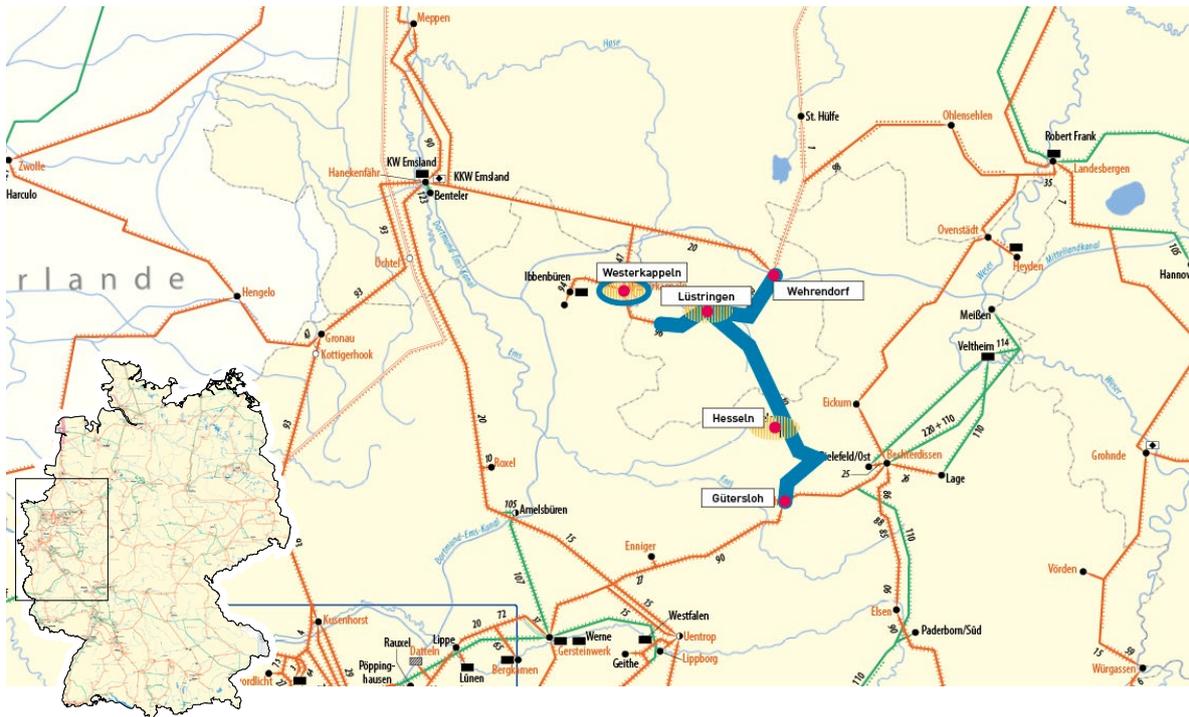
Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umstellungs-stand
			Ausbau	Bestand		
Punkt Gaste – Lüstringen	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/Umbeseilung		15	2016	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/ Genehmigung nach BImSchG
Lüstringen – Wehrendorf	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		20	2020	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
Lüstringen – Hesseln	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		28	2019	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
Hesseln – Gütersloh	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		22	2020	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/ Genehmigung nach BImSchG

Begründung des geplanten Projekts

Zur Bereitstellung von ausreichenden Transportkapazitäten für den Weitertransport der im nördlichen Niedersachsen und in der Nordsee on- und offshore erzeugten Windenergieleistung ist das 380-kV-Netz im nördlichen und nordöstlichen Netzbereich von Amprion zu verstärken. Die Minimierung des Eingriffs in den öffentlichen Raum und der begrenzte Trassenraum führen dazu, die erforderlichen neuen 380-kV-Leitungen in den Trassen der heutigen 220-kV-Leitungen zu errichten.

Somit ist auch die Versorgung der unterlagerten Verteilernetze, die heute überwiegend aus der 220-kV-Spannungsebene erfolgt, auf die 380-kV-Spannungsebene umzustellen. Heutige 220/110-kV-Abspannpunkte werden durch den Neubau von 380- kV-Schaltanlagen und die Aufstellung von 380/110-kV-Transformatoren auf eine Versorgung aus dem 380-kV-Netz umgestellt.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2025. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 4) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 3) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

AMP-012: Netzverstärkung östliches Ruhrgebiet

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion
Nr. TYNDP 2014: 1088 (RgIP)

Grundlage: Investitionsmaßnahmenantrag
Nr. BK4-08-261 genehmigt

Beschreibung des geplanten Projekts

Das technische Ziel der von Amprion geplanten Maßnahme ist die Steigerung der Transportkapazität im östlichen Ruhrgebiet. Zur Umsetzung des Projekts wird ein zusätzlicher Stromkreis zwischen der Anlage Mengede und dem Punkt Wanne mit dem bestehenden Stromkreis zwischen Kusenhorst und Hüllen zu einem Dreibein Stromkreis verschaltet.

Es wird ein zusätzlicher 380-kV-Stromkreis von der Anlage Mengede bis zum Bereich Herne zubeseilt. Im weiteren Verlauf ist in der Trasse einer bestehenden Freileitung der Neubau einer 380/220-kV-Leitung bis zum Punkt Wanne erforderlich.

Folgende Maßnahmen sind nach derzeitigem Planungsstand für die Umsetzung voraussichtlich erforderlich:

- Mengede – Punkt Wanne: Zubeseilung eines 380-kV-Stromkreises im Abschnitt Mengede – Punkt Herne (Netzverstärkung),
- Neubau einer 380/220-kV-Freileitung in bestehender Trasse im Abschnitt Punkt Herne – Punkt Wanne (Netzverstärkung).

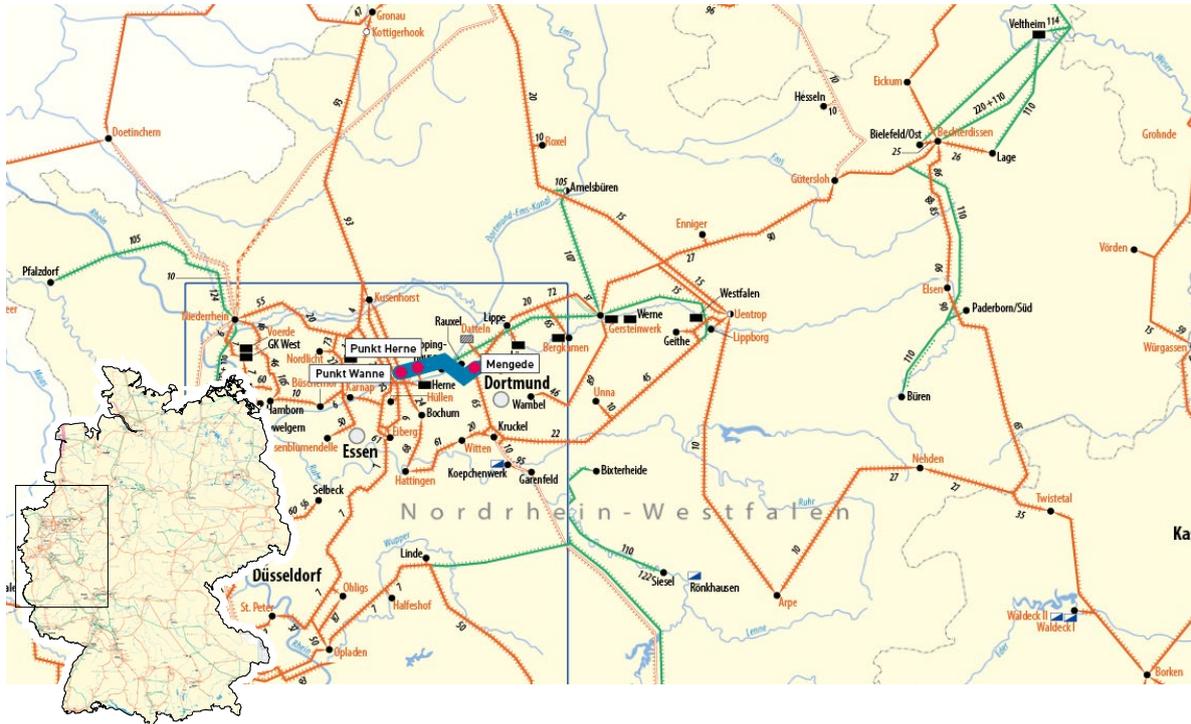
Nach jetzigem Planungsstand wird die Inbetriebnahme des Gesamtkonzepts bis 2016 angestrebt.

Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		
Mengede – Punkt Herne	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/Umbeseilung		17	2016	4: genehmigt oder im Bau
Punkt Herne – Punkt Wanne	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		3	2016	4: genehmigt oder im Bau

Begründung des geplanten Projekts

Infolge des Zubaus von Kraftwerken im östlichen Ruhrgebiet muss die Transportkapazität in dieser Region erhöht werden.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2025. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 4) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 3) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

AMP-013: Netzverstärkung Niederrhein – Doetichem (NL) zur Erhöhung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazität

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion
Nr. TYNDP 2014: 113.145

Grundlage: EnLAG, Nr. 13
Nr. PCI: 2.12, 2.12

Beschreibung des geplanten Projekts

Durch die Entwicklung des europäischen Energiemarkts besteht der Bedarf an zusätzlicher grenzüberschreitender Transportkapazität zwischen Deutschland und den Niederlanden. Im Rahmen des gemeinsamen Projekts der TenneT B. V. und Amprion wird ein neuer 380-kV-Interkonnektor zwischen den 380-kV-Anlagen Niederrhein und Doetichem (NL) errichtet. Amprion ist für den Neubau zwischen der Anlage Niederrhein und der Bundesgrenze verantwortlich.

Im Einzelnen werden folgende Maßnahmen umgesetzt:

- Neubau in bestehender Trasse einer 380/110-kV-Freileitung zwischen Niederrhein und Punkt Lackhausen (Netzverstärkung),
- Umbeseilung von zwei 380-kV-Stromkreisen auf bestehendem Gestänge von Punkt Lackhausen bis Punkt Wittenhorst mit Hochtemperaturleiterseilen (Netzverstärkung),
- Neubau in bestehender Trasse einer 380/110-kV-Freileitung zwischen Punkt Wittenhorst und Millingen-Isselburg (Netzverstärkung),
- Neubau einer 380-kV-Freileitung zwischen Isselburg und Bundesgrenze (NL) (Netzausbau).

Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		
Niederrhein – Punkt Lackhausen	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		3,5	2017	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/ Genehmigung nach BImSchG
Punkt Lackhausen – Punkt Wittenhorst	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/Umbeseilung		24,5	2017	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/ Genehmigung nach BImSchG
Punkt Wittenhorst – Millingen-Isselburg	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		10	2017	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/ Genehmigung nach BImSchG
Isselburg – Bundesgrenze (NL)	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	2		2017	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/ Genehmigung nach BImSchG



Begründung des geplanten Projekts

Aufgrund der Entwicklung der Erzeugungsstruktur Deutschlands und der Niederlande treten bereits heute signifikante Leistungsflüsse zwischen den beiden Ländern auf. Zukünftig wird sich der Transportbedarf zur Marktintegration neuer konventioneller Kraftwerksprojekte sowie insbesondere durch den Ausbau von Windenergieanlagen weiter erhöhen. Grenzüberschreitende Transite im Bereich Central West Europe (CWE) von Deutschland durch die Niederlande bis nach Frankreich führen seit dem Jahr 2000 zu einer Auktionierung der Übertragungskapazität an der deutsch-niederländischen Grenze. Wegen des existierenden Engpasses zwischen den beiden Ländern wurden in einer Machbarkeitsstudie die Möglichkeiten einer Erweiterung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazität untersucht. Als Ergebnis der Machbarkeitsstudie stellte sich als beste Ausbauoption eine neue Kuppelleitung zwischen Doetinchem und Niederrhein heraus.

Das Projekt umfasst die Erstellung einer neuen 380-kV-Verbindung zwischen Doetinchem und Niederrhein. Im Rahmen des Projekts wird die Bündelung der neuen 380-kV-Verbindung mit bestehenden 110-kV-Trassen zur Minimierung des Eingriffs in den öffentlichen Raum berücksichtigt. Für die neue Leitung wird zwischen Niederrhein und dem Punkt Lackhausen ein neues 380/110-kV-Gestänge errichtet. Im weiteren Verlauf der Leitung von Punkt Lackhausen bis Punkt Wittenhorst wird ein bestehendes Gestänge verwendet. Hierzu sind verschiedene Um- und Zubeseilungsmaßnahmen erforderlich. Von Punkt Wittenhorst bis Millingen-Isselburg ist ein neues 380/110-kV-Gestänge geplant. Von dort aus bis zur Landesgrenze beabsichtigt Amprion, ein 380-kV-Gestänge zu errichten. Zur Einbindung der neuen 380-kV-Stromkreise in die Anlage Niederrhein wird diese entsprechend erweitert.

Im Rahmen einer Machbarkeitsstudie wurden verschiedene Netzausbauoptionen zwischen den Übertragungsnetzen von TenneT und Amprion hinsichtlich deren Auswirkungen auf die Übertragungskapazität genehmigungsbezogene Realisierbarkeit bewertet. Im Rahmen der Studie wurden folgende Netzausbaualternativen zwischen den Netzen von Amprion und TenneT aus technischer Sicht sowie aus Genehmigungssicht bewertet:

- Doetinchem (NL) – Niederrhein,
- Boxmeer (NL) – Niederrhein,
- Maasbracht (NL) – Dülken,
- Maasbracht (NL) – Dülken (HVDC-connection).

Die Ergebnisse zeigen, dass die Ausbauoption zwischen Doetinchem und Niederrhein die verfügbare Kapazität um etwa 1.000 MW bis 2.000 MW steigert. Diese Verbindung sorgt für eine gleichmäßigere Belastung der Gesamtkuppelstellen zwischen Deutschland und den Niederlanden und führt zu einer Erhöhung der Systemicherheit. Des Weiteren hat die Ausbauoption zwischen Doetinchem und Niederrhein bzgl. der notwendigen Genehmigungen für die Trassierung sowohl auf der niederländischen als auch auf der deutschen Seite die günstigsten Voraussetzungen.

Die Maßnahme AMP-013 wird von der Europäischen Kommission als Vorhaben von gemeinsamem Interesse (Projects of Common Interest – PCI) unter der Nummer 2.12 in der PCI-Liste der Europäischen Union geführt.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2025. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 4) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 3) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

AMP-014: Netzverstärkung und -ausbau in der Region Westliches Rheinland

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion
Nr. TYNDP 2014: 187 (RgIP)

Grundlage: EnLAG, Nr. 14, 15

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Netzgebiet Westliches Rheinland umfasst im Wesentlichen das Übertragungsnetz im Bereich Uftort, Mündelheim, Osterath, Dülken, Düsseldorf, Norf, Frimmersdorf und Rommerskirchen.

Infolge der Verlagerung der Transportfunktion in die 380-kV-Spannungsebene und Stilllegungen von regional in das 220-kV-Netz einspeisenden Kraftwerken muss an mehreren Standorten die Versorgung sowohl der unterlagerten 110-kV-Spannungsebene als auch der Endkunden sukzessiv vollständig oder teilweise aus dem 220-kV-Netz auf eine 380/110-kV-Umspannung umgestellt werden.

Folgende wesentliche Maßnahmen sind für die Umsetzung erforderlich:

- Neubau je einer 380-kV-Anlage in Dülken, Osterath, Selbeck, Gellep, Mündelheim und Aufstellung von 380/100-kV-Transformatoren (Netzausbau),
- Erweiterung der 380-kV-Anlage Uftort und Aufstellung eines 380/110-kV-Transformators (Ausbau einer bestehenden Anlage),
- Neubau einer 380-kV-Freileitung von Punkt Fellerhöfe bis Punkt St. Tönis (Netzausbau),
- 380-kV-Stromkreisaufgabe zwischen Punkt St. Tönis und Punkt Hüls-West (Netzverstärkung),
- Neubau einer 380-kV-Freileitung in bestehender Trasse von Osterath bis Gohrpunkt (Netzverstärkung),
- Neubau einer 380-kV-Freileitung in bestehender Trasse von Uftort bis Punkt Hüls-West (Netzverstärkung),
- Neubau einer 380-kV-Freileitung von Gohrpunkt bis Rommerskirchen (Netzausbau),
- Spannungsumstellung mit Umbeseilung eines 220-kV-Stromkreises zwischen Uftort und Osterath auf 380 kV (Netzverstärkung),
- Neubau einer 380-kV-Freileitung in bestehender Trasse zwischen Punkt Stratum-Süd und Gellep (Netzverstärkung).



Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umstellungsstand
			Ausbau	Bestand		
Punkt Fellerhöfe – Punkt St. Tönis	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	7,5		2019	4: genehmigt oder im Bau
Punkt St. Tönis – Punkt Hüls-West	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/Umbeseilung		6,5	2019	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/ Genehmigung nach BlmSchG
Ufört – Punkt Hüls-West	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		15	2019	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/ Genehmigung nach BlmSchG
Osterath – Gohrpunkt	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		20	2018	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/ Genehmigung nach BlmSchG
Gohrpunkt – Rommerskirchen	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	10		2018	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/ Genehmigung nach BlmSchG
Ufört – Osterath	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/Umbeseilung		50	2019	4: genehmigt oder im Bau
Punkt Stratum-Süd – Gellep	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		2	2019	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/ Genehmigung nach BlmSchG

Begründung des geplanten Projekts

Durch zunehmende Stromhandelstransite, stetige Zunahme der Stromerzeugung aus Windkraft (v. a. in Norddeutschland) sowie Veränderungen im konventionellen Kraftwerkspark zeichnet sich eine Änderung der Leistungsflusssituation in der Region Westliches Rheinland des Übertragungsnetzes der Amprion ab. Diese Änderung wird u. a. auch durch vier zusätzliche 380-kV-Stromkreise in der UA Niederrhein aus Doetinchem (NL) (EnLAG-Maßnahme Nr. 13) und Diele (EnLAG-Maßnahme Nr. 5) hervorgerufen. Es sind daher Maßnahmen erforderlich, die eine bedarfsgerechte Erweiterung des Übertragungsnetzes in diesem Netzgebiet sicherstellen und insbesondere dem Entstehen von Netzengpässen entgegenwirken.



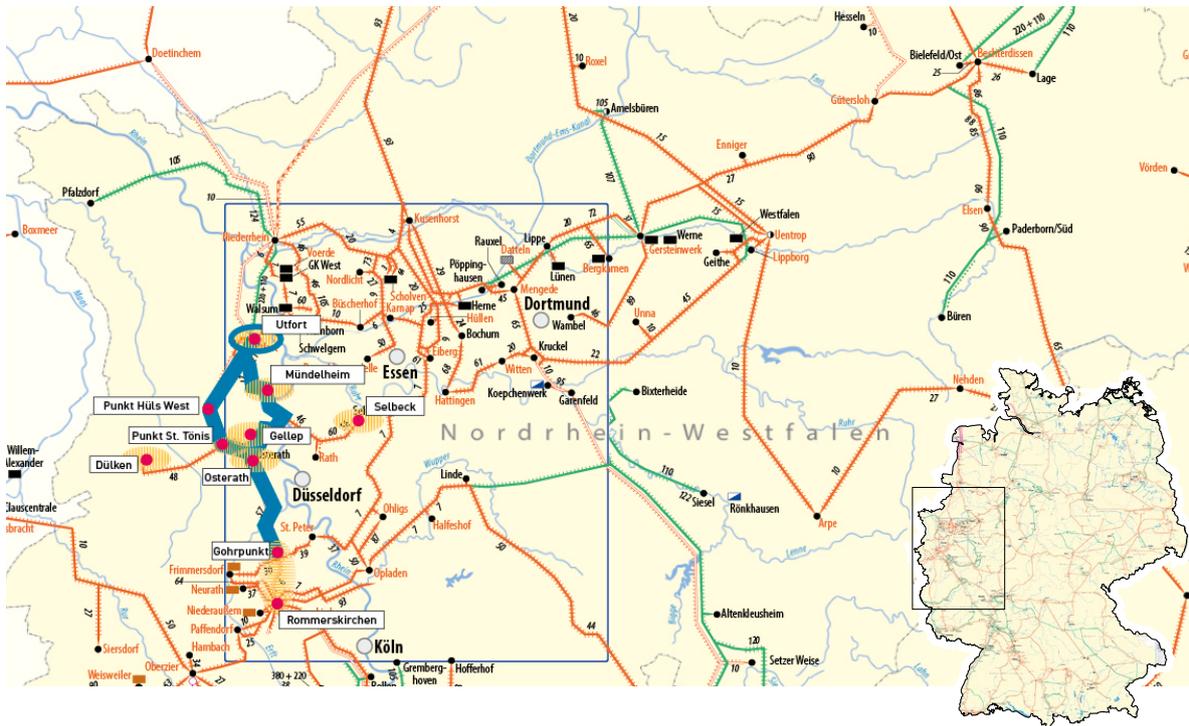
Die geplanten und zum Teil bereits realisierten Kraftwerksprojekte im Rheinland, im Ruhrgebiet und im ost-westfälischen Raum werden aufgrund der Einspeisekapazität der neuen Kraftwerksblöcke in der 380-kV-Spannungsebene angeschlossen. Mit der Inbetriebnahme der Kraftwerke entsteht in dem beschriebenen Netzgebiet ein Einspeiseüberschuss mit der Folge einer Verstärkung des bereits bestehenden Nord-Süd-Transits und der Entstehung von Übertragungsengpässen.

Gleichzeitig entfällt insbesondere durch die Stilllegung von Kraftwerksblöcken am Kraftwerksstandort Frimmersdorf ersatzlos eine Einspeiseleistung von ca. 1.500 MW in die 220-kV-Ebene und ca. 300 MW in die unterlagerte 110-kV-Ebene.

Die Versorgung von Industriekunden erfordert eine teilweise Aufrechterhaltung des 220-kV-Netzes in dieser Region. Wichtige Anlagen des 220-kV-Netzes unter diesem Aspekt sind:

- Uerdingen (Versorgung Chemiapark),
- Mündelheim (Versorgung Stahlwerk),
- Edelstahl (Versorgung Stahlwerk),
- Norf (Versorgung Aluminiumindustrie).





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2025. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 4) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 3) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

AMP-018: Netzverstärkung zwischen Rommerskirchen und Sechtem

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion
Nr. TYNDP 2014: 134.179

Grundlage: EnLAG, Nr. 15
Anschlusspflicht von Kraftwerken

Beschreibung des geplanten Projekts

Amprion plant die Transportkapazität auf der Rheinschiene zwischen den Regionen Köln und Koblenz/Frankfurt zu erhöhen. Das hier dargestellte Projekt beinhaltet im Rahmen dieser Netzerweiterung das Teilstück von Rommerskirchen bis Sechtem.

Zwischen Rommerskirchen und Sechtem werden drei zusätzliche 380-kV-Stromkreise benötigt.

Für die Realisierung eines der Stromkreise wird auf dem Abschnitt Brauweiler – Sechtem ein bestehender 220-kV-Stromkreis auf 380-kV-Betrieb umgestellt. Die beiden weiteren Stromkreise erfordern einen 380-kV-Leitungsneubau in bestehender Trasse.

Folgende Maßnahmen sind nach derzeitigem Planungsstand für die Umsetzung voraussichtlich erforderlich:

- Neubau einer 380-kV-Freileitung in bestehender Trasse Rommerskirchen – Sechtem (Netzverstärkung),
- Spannungsumstellung mit Umbeseilung eines bestehenden 220-kV-Stromkreises auf dem Abschnitt Brauweiler – Sechtem auf 380-kV-Betrieb (Netzverstärkung).

Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		
Rommerskirchen – Sechtem	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		35	2018	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/ Genehmigung nach BImSchG
Brauweiler – Sechtem	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/Umbeseilung		23	2018	4: genehmigt oder im Bau
Sechtem	Anlage	Netzverstärkung: für Dritte			2018	4: genehmigt oder im Bau

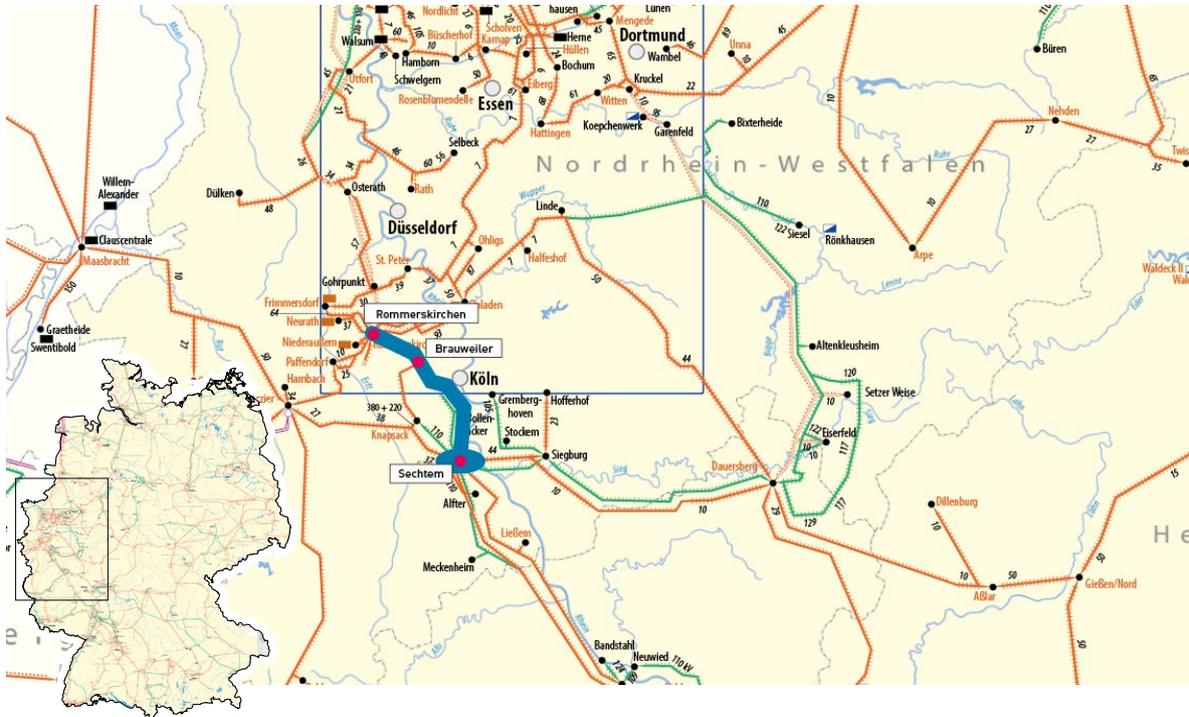
Begründung des geplanten Projekts

Zusätzlich zur großräumigen Änderung der Erzeugungsstruktur (Abschaltung Kernkraftwerke, stärkerer Zubau erneuerbarer Energien) werden die Leistungsflüsse durch die Inbetriebnahme neuer Kraftwerke im Rheinland, im Ruhrgebiet und im ostwestfälischen Raum beeinflusst.

Die geplanten und zum Teil bereits realisierten Kraftwerksprojekte im Rheinland, im Ruhrgebiet und im ostwestfälischen Raum werden aufgrund der Einspeisekapazität der neuen Kraftwerksblöcke in der 380-kV-Spannungsebene angeschlossen. Mit der Inbetriebnahme der Kraftwerke entsteht in dem beschriebenen Netzgebiet ein Einspeiseüberschuss mit der Folge einer Verstärkung des bereits bestehenden Nord-Süd-Transits und der Entstehung von Übertragungsgengpässen.



Zur Sicherstellung einer bedarfsgerechten Transportkapazität und zur Gewährleistung der Systemsicherheit ist ein Netzausbau zwischen Rommerskirchen und Sechtem erforderlich. Dieses Vorhaben schließt unmittelbar an die Maßnahmen zur Netzverstärkung und zum Netzausbau in der Region Westliches Rheinland an.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2025. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 4) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 3) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

AMP-019: Netzverstärkung zum Anschluss eines Kraftwerks am Standort Lünen

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion
Nr. TYNDP 2014: -

Grundlage: Anschlusspflicht von Kraftwerken,
in Umsetzung befindlich

Beschreibung des geplanten Projekts

Am Standort Lünen ist die Errichtung eines weiteren Steinkohlekraftwerksblockes mit ca. 800 MW Leistung geplant. Für diesen Kraftwerksblock hat Amprion Anschlusszusagen gem. § 4 Abs. 1 KraftNAV erteilt. Gemäß Anschlusskonzept wird die 380-kV-Schaltanlage am Standort Lippe als Netzanschlusspunkt für dieses Kraftwerk erweitert.

Das Netzanschlusskonzept und somit die Maßnahme zur Herstellung des Netzanschlusses beinhaltet:

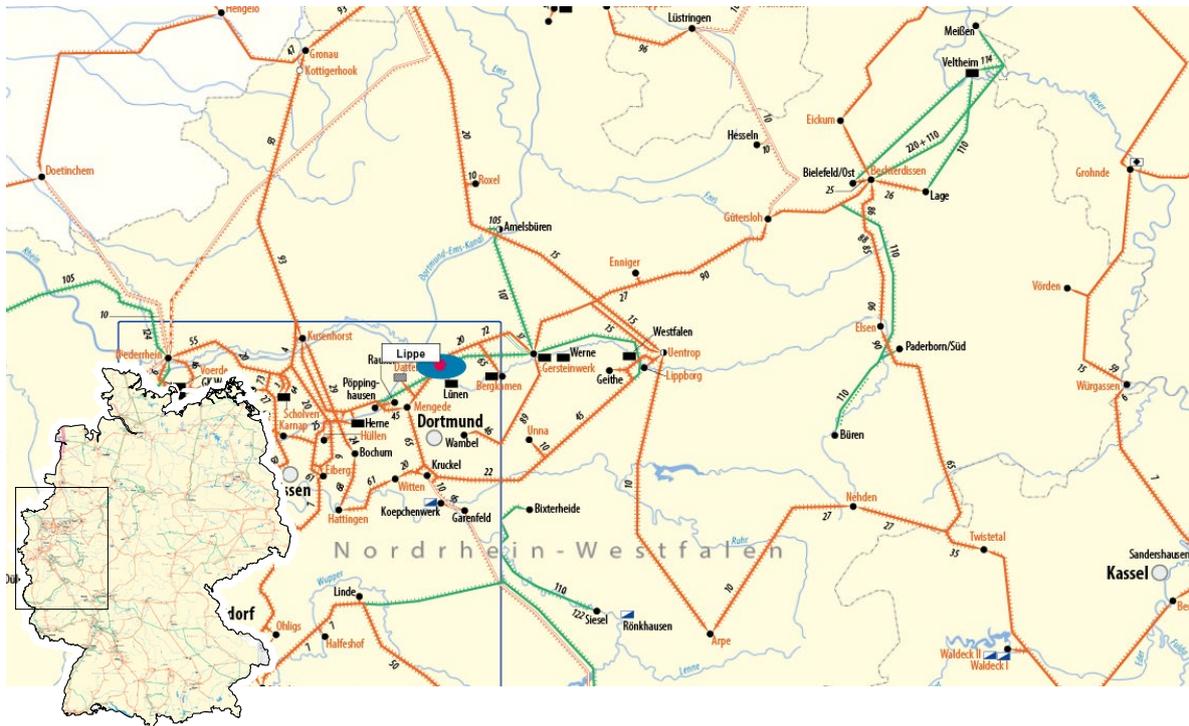
- Erweiterung der 380-kV-Schaltanlage am Standort Lippe (Netzverstärkung).

Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		
Lippe	Anlage	Netzverstärkung: für Dritte			Abhängig vom Zeitplan des Kraftwerksprojekts	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Die Maßnahme resultiert aus der gesetzlichen Verpflichtung gemäß den Bestimmungen des § 17 Abs. 1 EnWG zum Anschluss von Erzeugungsanlagen.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2025. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 4) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 3) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

AMP-020: Netzverstärkung zwischen Kriftel (Amprion) und Punkt Obererlenbach (TenneT)

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion
Nr. TYNDP 2014: 182 (RgIP)

Grundlage: EnLAG, Nr. 8,
in Umsetzung befindlich

Beschreibung des geplanten Projekts

Mit diesem Konzept wird eine 380-kV-Stromkreisverbindung zwischen Kriftel und dem Punkt Obererlenbach realisiert. Gleichzeitig werden die netztechnischen Belange des unterlagerten Verteilernetzbetreibers Syna berücksichtigt. Durch die Nutzung des Gestänges der Syna zwischen Kriftel und dem Punkt Obererlenbach durch Amprion sind Stromkreisführungen von 110-kV- und Mittelspannungsstromkreisen anzupassen.

Zur Schaffung der 380-kV-Stromkreisverbindung zwischen Kriftel und Punkt Obererlenbach ist die Nutzung des bestehenden 220-kV-Gestänges der Syna in diesem Abschnitt nach Umbau für einen 380-kV-Betrieb vorgesehen. Hierzu erfolgt ein anteiliger Eigentumserwerb des Gestänges durch Amprion. Infolge der durch den 380-kV-Stromkreis beanspruchten Gestängeplätze ist zur notwendigen Beibehaltung der betrieblichen Unabhängigkeit der auf diesem Gestänge aufliegenden 110-kV-Stromkreise der Syna die Verkabelung zweier Mittelspannungsstromkreise und eines 110-kV-Stromkreises zwischen den 110-kV-Anlagen Kriftel und Westerbach der Syna (ca. 9,5 km) erforderlich. Die Verkabelung der 110-kV- und Mittelspannungsstromkreise im Rahmen des Projekts ist abgeschlossen. Die Erweiterung der 380-kV-Anlage Kriftel um ein 380-kV-Schaltfeld ist erfolgt.

Zur Weiterführung des 380-kV-Stromkreises in die 380-kV-Anlage Kriftel ist auf dem Abschnitt vor Kriftel der Neubau einer 380-kV-Freileitung (ca. 1,0 km) notwendig. Folgende Maßnahmen sind für die Umsetzung des Projekts erforderlich:

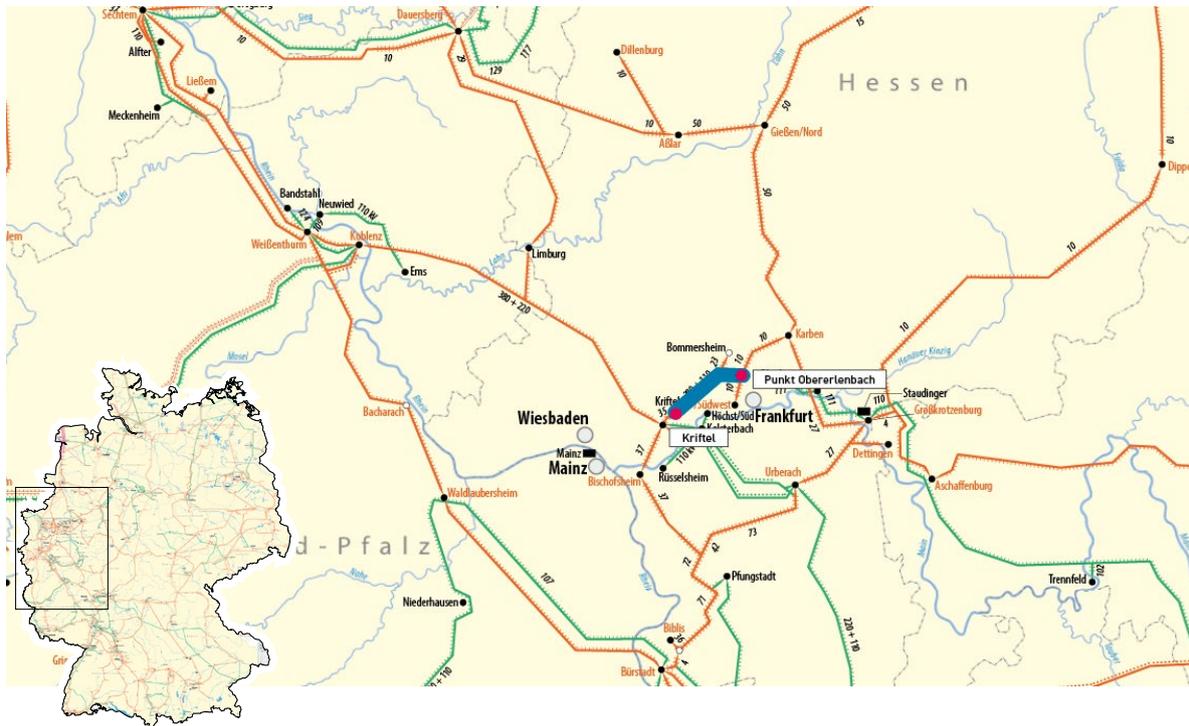
- Zubeseilung eines 380-kV-Stromkreises auf der Leitung zwischen Kriftel – Punkt Obererlenbach (ca. 9 km) (Netzverstärkung),
- Neubau einer 380-kV-Freileitung vor Kriftel (ca. 1,0 km) und Beseilung mit einem 380-kV-Stromkreis (Netzausbau).

Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umstellungsstand
			Ausbau	Bestand		
Abzweig Kriftel – Punkt Obererlenbach	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/Umbeseilung		10	2017	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/ Genehmigung nach BImSchG
Kriftel – Abzweig Kriftel	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	1		2017	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/ Genehmigung nach BImSchG

Begründung des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um Netzengpässe im Rhein-Main-Gebiet zu beheben. Zur Minimierung der Raumanspruchnahme erfolgt der 380-kV-Ausbau in bestehenden Trassenräumen.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2025. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 4) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 3) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

AMP-022: Netzverstärkung und -ausbau zwischen Kruckel und Dauersberg

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion
Nr. TYNDP 2014: 135.188

Grundlage: EnLAG, Nr. 19

Beschreibung des geplanten Projekts

Bedingt durch zusätzliche Kraftwerkseinspeisungen im ostwestfälischen Raum sowie durch den zunehmenden Transit von Windenergie ist die Schaffung einer zusätzlichen Nord-Süd-Achse zwischen den Regionen Westfalen und Rhein-Main im Netzgebiet zwischen den 380-kV-Anlagen Kruckel – Dauersberg erforderlich. Mit diesen Maßnahmen erfolgt eine dem absehbaren Bedarf entsprechende Erhöhung der Übertragungskapazität im 380-kV-Netz von Amprion.

Die Nutzung von Trassen heutiger 220-kV- und 110-kV-Freileitungen für neue, leistungsstärkere 380-kV-Freileitungen zur Minimierung der zusätzlichen Rauminanspruchnahme bringt eine Verlagerung auch der Versorgungsfunktion von der 220- in die 380-kV-Netzebene an den jeweiligen Übergabestellen in die unterlagerten Verteilernetze mit sich. Das Netzgebiet Kruckel – Dauersberg umfasst im Wesentlichen das Übertragungsnetz mit den Anlagenstandorten Kruckel, Garenfeld, Altenkleusheim, Setzer Wiese, Eiserfeld und Dauersberg.

Folgende Maßnahmen sind nach derzeitigem Planungsstand für die Umsetzung voraussichtlich im Wesentlichen erforderlich:

- Neubau einer 380-kV-Freileitung in bestehender Trasse zwischen Kruckel und Punkt Ochsenkopf mit abschnittweiser Mitführung von 110-kV-Stromkreisen (Netzverstärkung),
- Neubau einer 380-kV-Freileitung in bestehender Trasse zwischen Punkt Ochsenkopf und Dauersberg mit abschnittweiser Mitführung von 110-kV-Stromkreisen (Netzverstärkung),
- Neubau der 380-kV-Anlage Garenfeld und Aufstellung von 380/220- und 380/110-kV-Transformatoren (Netzausbau),
- Neubau der 380-kV-Anlage Altenkleusheim und Aufstellung von 380/110-kV-Transformatoren (Netzausbau),
- Neubau der 380-kV-Anlage Setzer Wiese/Fellinghausen und Aufstellung von 380/110-kV-Transformatoren (Netzausbau),
- Neubau der 380-kV-Anlage Eiserfeld und Aufstellung eines 380/110-kV-Transformators (Netzausbau).

Zusätzlich muss der 220-kV-Netzanschluss des Pumpspeicherkraftwerks Koepchenwerk in Garenfeld berücksichtigt werden.



Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trsaaenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umstellungsstand
			Ausbau	Bestand		
Kruckel – Punkt Ochsenkopf	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		18	2021	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/ Genehmigung nach BImSchG
Punkt Ochsenkopf - Dauersberg	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		92	2021	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/ Genehmigung nach BImSchG
Garenfeld	Anlage	Netzausbau: horizontal			2021	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
MSCDN Garenfeld	Anlage	Netzausbau: horizontal			2021	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Mit der Inbetriebnahme neuer Kraftwerke entsteht im Raum Westfalen ein Einspeiseüberschuss mit der Folge einer Verstärkung des bereits bestehenden Nord-Süd-Transits und der möglichen Entstehung von Übertragungsgengpässen. Es werden daher Maßnahmen in die Wege geleitet, die eine bedarfsgerechte Erweiterung des Übertragungsnetzes in dem Netzgebiet von Kruckel bis Dauersberg sicherstellen und insbesondere dem Entstehen von Netzengpässen in diesem Netzgebiet entgegenwirken.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2025. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 4) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 3) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

AMP-028: Netzverstärkung und -ausbau zum Netzanschluss des Kraftwerks am Standort Herne

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion
Nr. TYNDP 2014: 1091 (RgIP)

Grundlage: Anschlusspflicht von Kraftwerken

Beschreibung des geplanten Projekts

Am Standort Herne ist die Errichtung eines Kraftwerks geplant. Für den Anschluss des Kraftwerks muss eine neue 380-kV-Anlage Emscherbruch errichtet und die 380-kV-Anlage Eiberg erweitert werden. Zudem werden zwischen dem Punkt Wanne und dem Punkt Günnigfeld zwei zusätzliche 380-kV-Stromkreise zubeseilt.

Das Konzept für den Anschluss des geplanten Kraftwerks sieht folgende Maßnahmen vor:

- Neubau der 380-kV-Anlage Emscherbruch (Netzausbau),
- Erweiterung der 380-kV-Anlage Eiberg und Aufstellung von zwei 380/110-kV-Transformatoren (Ausbau einer bestehenden Anlage),
- Zubeseilung von zwei 380-kV-Stromkreisen zwischen dem Punkt Wanne und dem Punkt Günnigfeld auf einer Länge von ca. 5 km (Netzverstärkung).

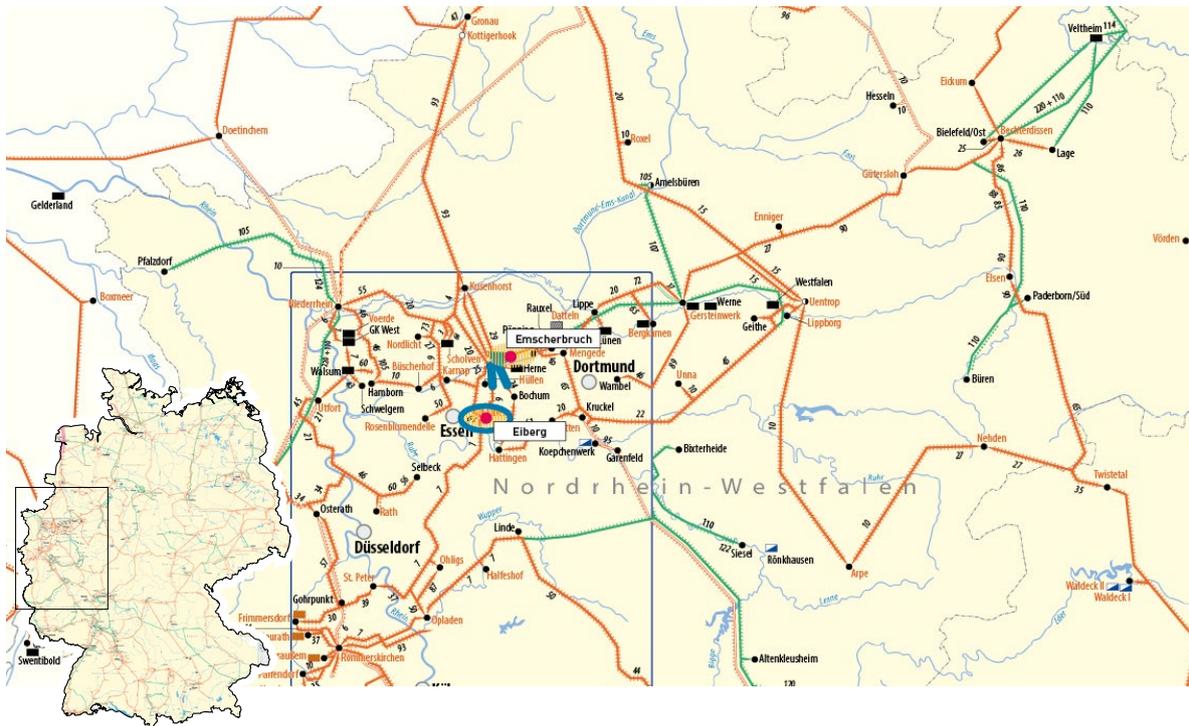
Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		
Emscherbruch	Anlage	Netzausbau: für Dritte			Abhängig vom Zeitplan des Kraftwerksprojekts	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
Eiberg	Anlage	Netzausbau: für Dritte			Abhängig vom Zeitplan des Kraftwerksprojekts	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
Punkt Wanne – Punkt Günnigfeld	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/Umbeseilung		5	2018	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Am Standort Herne ist die Errichtung eines neuen Kraftwerks (Herne 5) geplant. Der Netzanschlussvertrag sieht den Anschluss des Kraftwerks an das 380-kV-Netz von Amprion vor. Amprion ist nach § 17 Abs. 1 EnWG verpflichtet, Erzeugungsanlagen an ihr Netz anzuschließen.

Durch die Verlagerung der Kraftwerkseinspeisungen im Ruhrgebiet am Standort Herne in die 380-kV-Spannungsebene muss auch die Versorgungsfunktion aus dem 220-kV-Netz in das 380-kV-Netz verlagert werden. Aus diesem Grunde wird die 380-kV-Anlage Eiberg erweitert, und es werden dort zwei 380/110-kV-Transformatoren zur Versorgung des unterlagerten Verteilernetzes aufgestellt.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2025. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 4) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 3) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

AMP-029: Netzausbau zum Anschluss eines Kraftwerkes am Standort Krefeld – Uerdingen

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion
Nr. TYNDP 2014: -

Grundlage: Anschlusspflicht von Kraftwerken

Beschreibung des geplanten Projekts

Am Standort Krefeld-Uerdingen ist die Errichtung eines GuD-Kraftwerks geplant. Für den Anschluss des Kraftwerksblockes an das Netz von Amprion muss eine neue 380-kV-Anlage Uerdingen errichtet werden. Das Konzept für den Anschluss des geplanten Kraftwerks sieht folgende Maßnahmen vor:

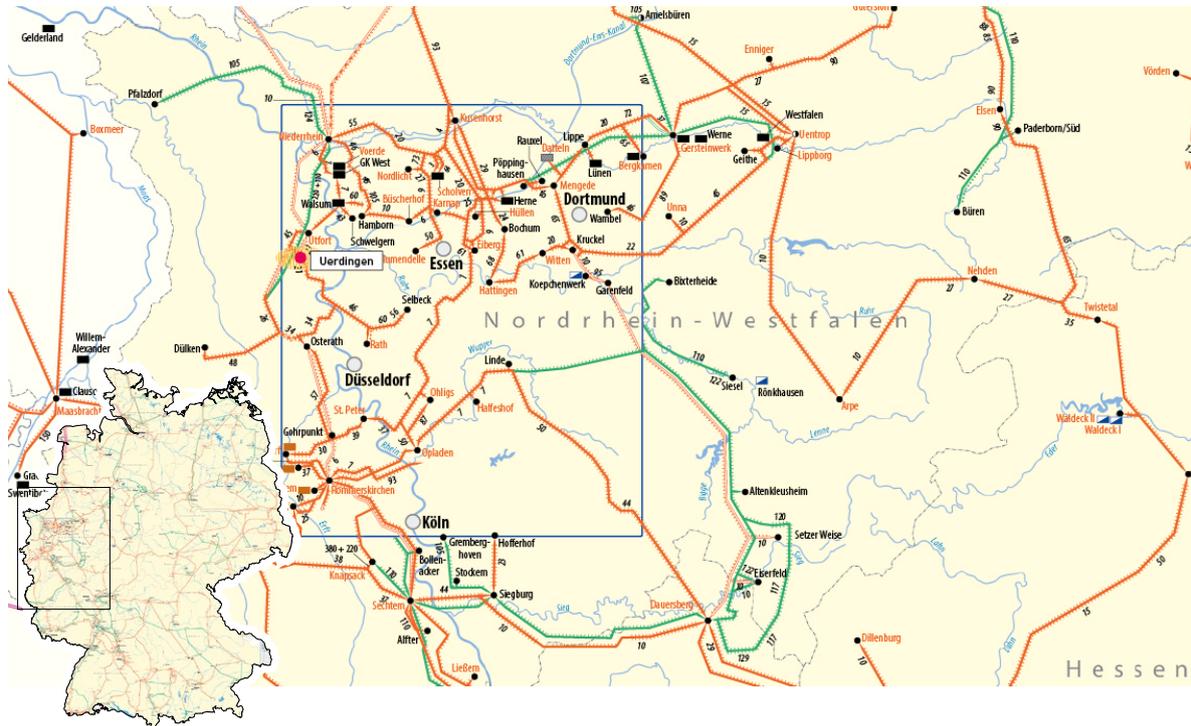
- Neubau der 380-kV-Anlage Uerdingen (Netzausbau) und deren Einschleifung in die beiden 380-kV-Stromkreise zwischen Ufort und Osterath bzw. Selbeck.

Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		
Uerdingen	Anlage	Netzausbau: für Dritte			Abhängig vom Zeitplan des Kraftwerksprojekts	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Für das geplante Kraftwerk am Standort Krefeld-Uerdingen sieht der Netzanschlussvertrag den Anschluss des Kraftwerks an das 380-kV-Netz von Amprion vor. Amprion ist nach § 17 Abs. 1 EnWG verpflichtet, Erzeugungsanlagen an ihr Netz anzuschließen.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2025. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 4) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 3) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

AMP-032: Netzverstärkung im nördlichen Rheinland

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion
Nr. TYNDP 2014: 1090 (RgIP)

Grundlage: EnLAG, Nr. 14

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt zur Erhöhung der Übertragungskapazität im nördlichen Rheinland enthält folgende Maßnahme:

- Neubau einer 380-kV-Freileitung in einer bestehenden 220-kV-Trasse (Länge: ca. 25 km) zwischen Niederrhein und Uftort (Netzverstärkung).

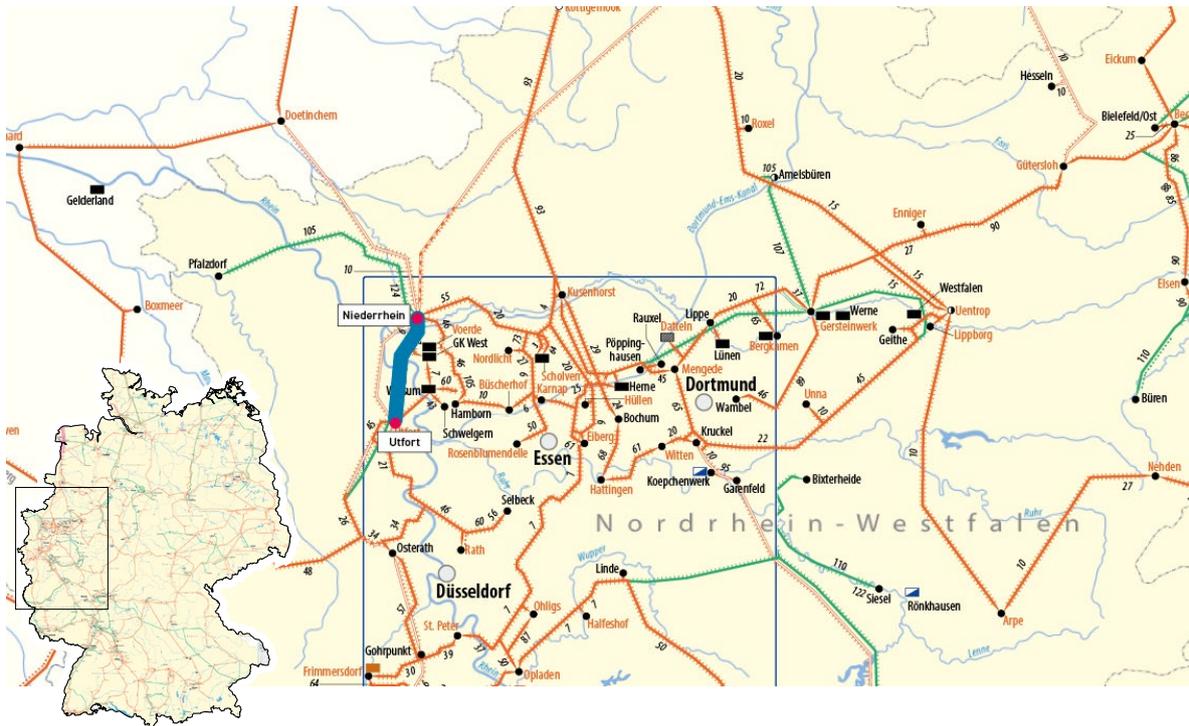
Das Projekt ist ein Drehstrom-Pilotprojekt nach § 4 Bundesbedarfsplangesetz mit der Möglichkeit den Rhein mit einem Erdkabel zu queren.

Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		
Niederrhein – Uftort	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		25	2019	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/ Genehmigung nach BImSchG

Begründung des geplanten Projekts

Die Netzerweiterung erhöht die Übertragungskapazität im nördlichen Rheinland. Insbesondere die bestehende 380-kV-Leitung Niederrhein – Zensenbusch – Walsum – Uftort wird durch das geplante Projekt entlastet. Die Auslastung der betroffenen Stromkreise ist neben der Übertragung von Windeinspeisung aus dem Nordwesten Deutschlands nach Süden auch auf regionale Einspeisung von Kraftwerksleistung zurückzuführen.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2025. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 4) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 3) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

AMP-034: Netzausbau in Kusenhorst, Büscherhof, Weißenthurm und Kriftel zur Blindleistungskompensation

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion
Nr. TYNDP 2014: 672 (RgIP)

Grundlage: Umstrukturierung
der Versorgungsaufgabe

Beschreibung des geplanten Projekts

Im Rahmen dieses Projekts errichtet Amprion Blindleistungserzeugungsanlagen. Damit wird das Ziel verfolgt ausreichend Blindleistung zur Verfügung zu stellen, um so die Spannungsgrenzen einzuhalten sowie die Spannungsstabilität zu gewährleisten und einen sicheren Netzbetrieb bei hohen Leistungstransiten sicherzustellen. Folgende Maßnahmen sind nach derzeitigem Planungsstand für die Umsetzung voraussichtlich erforderlich:

- Neubau einer Blindleistungskompensationsanlage (MSCDN) mit 300 Mvar und Anschluss an die 380-kV-Anlage Kusenhorst (Netzausbau),
- Neubau einer Blindleistungskompensationsanlage (MSCDN) mit 300 Mvar und Anschluss an die 380-kV-Anlage Büscherhof (Netzausbau),
- Neubau einer Blindleistungskompensationsanlage (MSCDN) mit 300 Mvar und Anschluss an die 380-kV-Anlage Weißenthurm (Netzausbau),
- Neubau einer Blindleistungskompensationsanlage (MSCDN) mit 300 Mvar und Anschluss an die 380-kV-Anlage Kriftel (Netzausbau),
- Neubau einer Blindleistungskompensationsanlage (SVC) mit 300 Mvar und Anschluss an die 380-kV-Anlage Kriftel (Netzausbau).

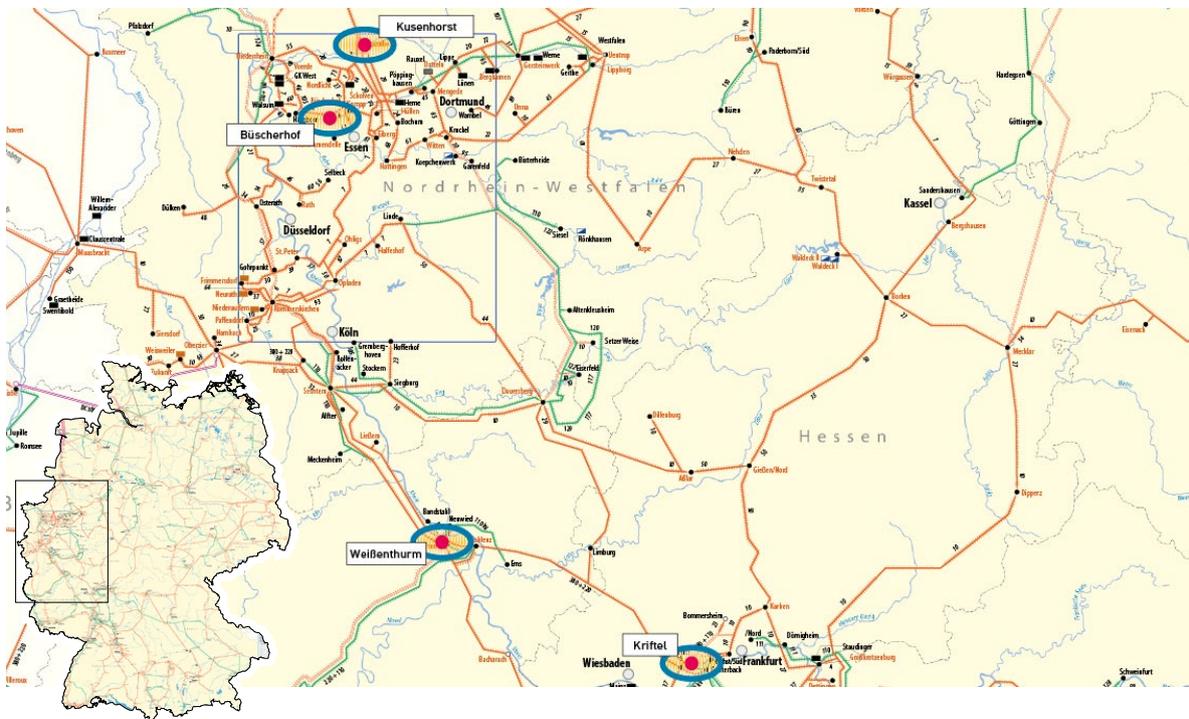
Nach jetzigem Planungsstand ist die Inbetriebnahme für das 2018 geplant.

Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		
Kusenhorst	Anlage	Netzausbau: horizontal			2018	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
Büscherhof	Anlage	Netzausbau: horizontal			2018	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
Weißenthurm	Anlage	Netzausbau: horizontal			2018	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
Kriftel	Anlage	Netzausbau: horizontal			2018	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
Kriftel	Anlage	Netzausbau: horizontal			2018	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren



Begründung des geplanten Projekts

Durch die veränderte Erzeugungsstruktur können durch die hohen Nord-Süd-Leistungsflüsse hohe Auslastungen der Leitungen auftreten. In diesen Situationen werden die Leitungen oberhalb der natürlichen Leistung der Freileitungsstromkreise betrieben. Dieser Netzzustand führt zu einem hohen Bedarf an induktiver Blindleistungserzeugung, um sämtliche Knotenspannungen auch im Fehlerfall im zulässigen Spannungsband zu halten. Die Bereitstellung der induktiven Blindleistung erfolgt üblicherweise durch die Erbringung der Systemdienstleistung Spannungshaltung der im Netz ausreichend homogen verteilten Kraftwerke im übererregten Betrieb. Durch die windbedingte Verdrängung sowie die Stilllegung konventioneller Kraftwerksleistung und der nur sehr begrenzt transportierbaren Blindleistung kann der für den sicheren Netzbetrieb notwendige Umfang an induktiver Blindleistungserzeugung nicht mehr auf diese Weise vorgehalten werden. Aus diesem Grund müssen kapazitive Blindleistungskompensationsanlagen einen Teil der notwendigen induktiven Blindleistung an Knoten mit signifikanten transitbedingten Spannungsabsenkungen bereitstellen.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2025. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 4) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 3) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

TTG-004: Netzausbau und -verstärkung: Erhöhung der Transitkapazitäten zwischen Thüringen und Bayern/Teilabschnitt Bayern (Frankenleitung)

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT
Nr. TYNDP 2014: 205.153

Grundlage: EnLAG, Nr. 4
Nr. PCI: 3.13

Beschreibung des geplanten Projekts

Mit diese Maßnahme soll die Übertragungskapazität zwischen Thüringen und Bayern erhöht und innerhalb der TenneT-Regelzone das 380-kV-Netz in der Netzregion Franken verstärkt werden. Das gesamte Netzausbauprojekt wird in Zusammenarbeit von 50Hertz und TenneT realisiert. Dabei ist 50Hertz für den Teilabschnitt Thüringen verantwortlich (siehe auch 50HzT-001), während TenneT für den bayerischen Teilabschnitt zuständig ist.

Zur Erhöhung der Übertragungskapazitäten wird eine neue 380-kV-Verbindung Altenfeld (50Hertz) – Redwitz (TenneT) errichtet (Netzausbau). *Eine teilweise Inbetriebnahme mit einem Stromkreis ist Ende 2015 erfolgt.*

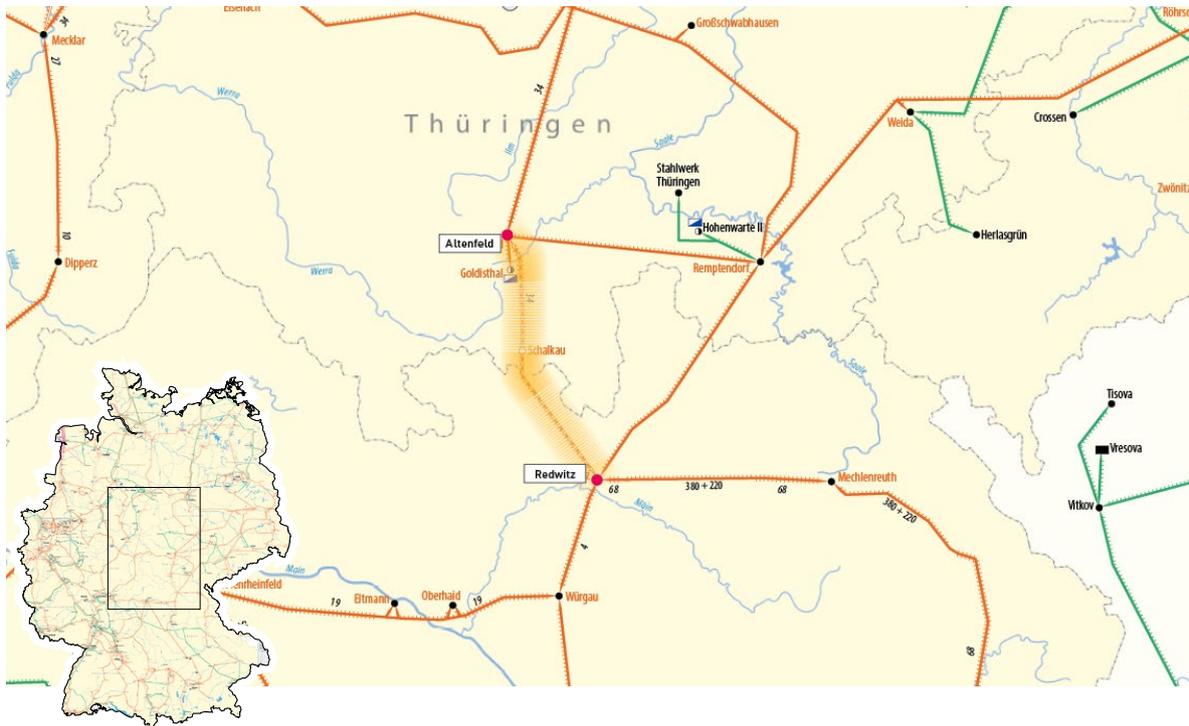
Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		
Altenfeld (Landesgrenze TH/BY) – Redwitz	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	31		2016	4: genehmigt oder in Bau

Begründung des geplanten Projekts

Die Umstellung der 220-kV-Verbindung zwischen Redwitz und Grafenrheinfeld hat zur Folge, dass die vorhandenen 220/110-kV-Umspannungen in den Umspannwerken Eltmann und Würgau nicht weiter genutzt werden können. Um die Versorgung der Region um die Umspannwerke Eltmann und Würgau weiterhin gewährleisten zu können, wird die 220/110-kV-Umspannung durch eine 380/110-kV-Umspannung abgelöst.

Hierzu besteht die Notwendigkeit, in Eltmann eine neue 380-kV-Schaltanlage zu errichten und einen 380/110-kV-Transformator aufzustellen (bereits realisiert). Zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit in der Region wurde darüber hinaus ein 380/110-kV-Transformator im Umspannwerk Redwitz aufgestellt.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2025. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 4) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 3) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

TTG-005: Netzverstärkung und -ausbau: Neubau einer 380-kV-Leitung Kassø – Audorf – Hamburg/Nord – Dollern

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Grundlage: EnLAG, Nr. 1

Nr. TYNDP 2014: 209.147, 209.148 und 39.144

Nr. PCI: 1.4.1, 1.4.2 und 1.4.3

Beschreibung des geplanten Projekts

Durch die Maßnahme wird die Übertragungskapazität von Dänemark und Schleswig-Holstein nach Niedersachsen zur Abführung von EEG-Einspeiseleistung erhöht. Außerdem wird die Kuppelkapazität zu Dänemark erhöht. Die Maßnahme umfasst die Errichtung einer 380-kV-Doppelleitung Kassø – Audorf – Hamburg/Nord – Dollern. Die Umstellung der bestehenden 220-kV-Leitung auf 380 kV soll größtenteils auf der Trasse der bestehenden 220-kV-Leitung erfolgen (Netzverstärkung mit partiellem Netzausbau). Im Umspannwerk Audorf/Süd werden zwei 380/220-kV-Transformatoren aufgestellt (Netzausbau). Das Umspannwerk Flensburg muss als 380/110-kV-Umspannwerk in Handewitt neu errichtet werden (Netzausbau). Im Rahmen der Maßnahme muss eine Schaltanlage mit mehreren 380/110-kV-Transformatoren in Schuby West neu errichtet werden (Netzausbau). Das Umspannwerk Kummerfeld wird mit einer 380-kV-Schaltanlage und einem 380/110-kV-Transformator ausgebaut (Netzausbau).

Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		
Hamburg/Nord – Dollern	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		45	2016	4: genehmigt oder in Bau
Audorf – Hamburg/Nord	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		70	2017	4: genehmigt oder in Bau
Audorf – Flensburg – Kassø	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		90	2019	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/ Genehmigung nach BImSchG

Begründung des geplanten Projekts

Die Nutzung der bestehenden 220-kV-Trasse und die damit verbundene Ablösung der 220-kV-Leitungen Audorf – Hamburg/Nord und Hamburg/Nord – Dollern durch 380 kV haben zur Folge, dass die vorhandene 220/110-kV-Umspannung im Umspannwerk Kummerfeld nicht weiter genutzt werden kann. Um die Versorgung der Region um das Umspannwerk Kummerfeld weiterhin zu gewährleisten, wird die 220/110-kV-Umspannung durch eine 380/110-kV-Umspannung abgelöst. Hierzu wird eine neue 380-kV-Schaltanlage Kummerfeld errichtet und ein 380/110-kV-Transformator im neuen Umspannwerk Kummerfeld aufgestellt. Durch die Errichtung der neuen 380-kV-Leitung Hamburg/Nord-Dollern und die damit verbundene Ablösung der 220-kV-Leitung zwischen Stade und Hamburg/Nord werden die Region Stade und die dort angeschlossenen Kunden nur noch über einen 220-kV-Ring aus der 380-kV-Schaltanlage Dollern versorgt. Diese Topologie erfüllt die betriebliche (n-1)-Sicherheit nicht. Um dies zu erreichen, müssen weitergehende Maßnahmen geplant werden, die in die Ergebnismaßnahmen (siehe P24/M71) einfließen. Die Errichtung der 380-kV-Leitung erfolgt in mehreren Abschnitten. Der Abschnitt Kassø – Audorf wird hierbei als letzter errichtet. Daher sind bis zur vollständigen Umsetzung des Maßnahmenpakets und bis zu einer Ablösung der 220-kV-Leitung Audorf – Kiel durch eine 380-kV-Leitung in Audorf zwei 380/220-kV-Transformatoren notwendig, um die (n-1)-sichere Versorgung der 220/110-kV-Umspannwerke Flensburg sowie der Umspannwerke Kiel/Süd und Kiel/West und des bestehenden Kraftwerks Kiel sicherzustellen.



Das Projekt TTG-005 wird von der Europäischen Kommission als Vorhaben von gemeinsamem Interesse (Projects of Common Interest – PCI) unter den Nummern 1.4.1, 1.4.2 und 1.4.3 in der PCI-Liste der Europäischen Union geführt.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2025. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 4) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 3) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

TTG-006: Netzausbau: Neubau einer 380-kV-Leitung zwischen Wahle und Mecklar

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT
Nr. TYNDP 2014: 164.157

Grundlage: EnLAG, Nr. 6

Beschreibung des geplanten Projekts

Das technische Ziel dieser Maßnahme ist die Erhöhung der Übertragungskapazität des 380-kV-Netzes aus dem Raum Braunschweig nach Fulda. Es wird eine 380-kV-Verbindung mit zwei Stromkreisen zwischen den Umspannwerken Wahle und Mecklar errichtet. Die Verbindung wird im EnLAG als mögliche Pilotstrecke für eine Teilerdverkabelung ausgewiesen. Nach derzeitigem Planungsstand wird für die Errichtung der 380-kV-Leitung zumindest teilweise die Trasse der heutigen 220-kV-Leitung Lehrte – Hardeggen – Sandershausen genutzt (Netzausbau und Netzverstärkung). Um diese 220-kV-Leitung abzulösen, werden zur Einspeisung der regionalen 110-kV-Netze in den Bereichen Hildesheim und Göttingen zwei Umspannwerke (Hardeggen und Lamspringe) mit insgesamt fünf 380/110-kV-Transformatoren an der 380-kV-Leitung Wahle – Mecklar errichtet (Netzausbau) und die regionalen 110-kV-Netze erweitert. Im Rahmen der Errichtung dieser neuen 380-kV-Leitung wird das Pumpspeicherwerk Erzhausen im Doppelstich an diese Leitung angebunden werden. *Nach aktueller Planung sollen auf einem Teilabschnitt von ca. 8 km Länge die Leitungen Wahle – Mecklar und Borken – Mecklar (P118) parallel auf einem gemeinsamen Leitungsgestänge geführt werden.*

Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		
Wahle – Mecklar	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	230		2018	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/ Genehmigung nach BImSchG

Begründung des geplanten Projekts

Durch den starken Anstieg der erneuerbaren Energien in Gesamtdeutschland, aber vor allem der Windenergie in Norddeutschland, ist zusätzliche Übertragungskapazität aus Niedersachsen nach Hessen notwendig, um die Systemsicherheit gewährleisten zu können. Die derzeit bestehenden Nord-Süd-Verbindungen sind nicht ausreichend, um die Übertragungsaufgabe zu erfüllen.

Die parallele Leitungsführung auf einem Gestänge mit der Leitung Borken – Mecklar (P118) im südlichsten Teilabschnitt über ca. 8 km ist aus genehmigungsrechtlichen Gründen erforderlich. Durch die gemeinsame Führung beider Leitungen auf einem Gestänge können außerdem zwei kostenintensive Leitungskreuzungen der beiden Projekte verhindert werden.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2025. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 4) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 3) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

TTG-007: Netzausbau: Neubau einer 380-kV-Leitung zwischen Dörpen/West und Niederrhein (Punkt Meppen)

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT
Nr. TYNDP 2014: 208.156

Grundlage: EnLAG, Nr. 5

Beschreibung des geplanten Projekts

Mit der Maßnahme wird die Übertragungskapazität zwischen der nordwestlichen Küstenregion (Raum Diele) und der Region Niederrhein erhöht. Dazu wird zwischen dem Umspannwerk Dörpen/West (TenneT) und dem Umspannwerk Niederrhein (Amprion, s. AMP-009) eine 380-kV-Verbindung errichtet und an diese Umspannwerke angeschlossen. TenneT errichtet die Leitung von Dörpen/West bis zur Anschlussstelle westlich von Meppen (Netzausbau). Hierfür wird die 380-kV-Schaltanlage ausgebaut. Die Verbindung zwischen Dörpen/West und Niederrhein wird im EnLAG als mögliche Pilotstrecke für eine Teilerdverkabelung ausgewiesen.

Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		
Dörpen/West – Niederrhein (Punkt Meppen)	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	32		2017	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/ Genehmigung nach BImSchG

Begründung des geplanten Projekts

Die neue 380-kV-Verbindung zwischen dem Raum Diele und dem Raum Niederrhein dient vor allem dem Abtransport der Energie aus Offshore- und Onshore-Windparks, die im Raum Diele/Dörpen angeschlossen werden bzw. worden sind. Zudem wird ein großer Teil der Energie abgeführt, die im Raum Ostfriesland produziert wird. Dörpen/West ist darüber hinaus als Netzverknüpfungspunkt für den Offshore-Netzentwicklungsplan vorgesehen.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2025. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 4) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 3) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

TTG-009: Netzausbau: Neubau einer 380-kV-Leitung zwischen Ganderkesee und St. Hülfe

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT
Nr. TYNDP 2014: 208.151

Grundlage: EnLAG, Nr. 2

Beschreibung des geplanten Projekts

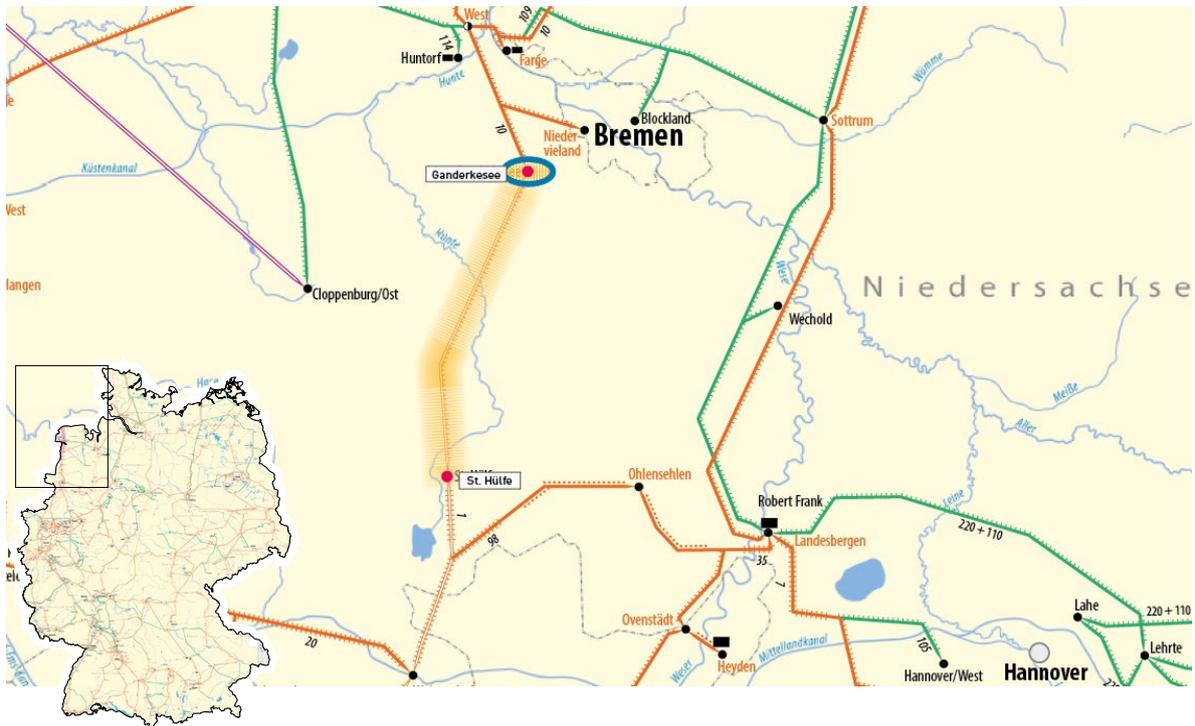
Durch die Maßnahme wird die Übertragungskapazität von Niedersachsen nach Nordrhein-Westfalen erhöht. Die gesamte neue 380-kV-Verbindung geht von Ganderkesee über St. Hülfe nach Wehrendorf und wird in Zusammenarbeit von Amprion (siehe AMP-001) und TenneT realisiert. Die Maßnahme umfasst auf Seiten von TenneT die Errichtung einer 380-kV-Leitung mit zwei Systemen vom Umspannwerk Ganderkesee bis zum Umspannwerk St. Hülfe (Netzausbau) einschließlich des Ausbaus der 380-kV-Schaltanlage Ganderkesee (Netzverstärkung). Die Verbindung wird im EnLAG als mögliche Pilotstrecke für eine Teilerdverkabelung ausgewiesen.

Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		
Ganderkesee – St. Hülfe	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	60		2017	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/ Genehmigung nach BImSchG

Begründung des geplanten Projekts

Aufgrund des absehbaren massiven Zubaus an regenerativer Einspeiseleistung sowohl onshore als auch offshore ergibt sich eine zusätzliche Überschussleistung aus der Region in der Größenordnung von mehreren tausend Megawatt. Mit der Leitung Ganderkesee – St. Hülfe – Wehrendorf kann die Kapazität des Übertragungsnetzes in der betreffenden Region wesentlich erhöht werden. Ohne die Errichtung und Betriebsbereitschaft der beantragten Leitung beständen zu bestimmten Zeiten zunehmende Übertragungseinschränkungen in Norddeutschland. Dies hätte zur Folge, dass in dieser Region Energie aus Windenergieanlagen zum Teil erheblichen Einspeiseeinschränkungen unterworfen wären. Der weitere Ausbau regenerativer Energieerzeugung würde zudem behindert. Die geplante Leitung zwischen den Umspannwerken Ganderkesee und St. Hülfe und ihre Weiterführung zum Umspannwerk Wehrendorf wird eine wesentliche netztechnische Voraussetzung für die Übertragung der erwarteten Leistungszubauten von regenerativen Energien schaffen. Sie ist für die zukünftige Energieversorgung erforderlich. Mit anderen Maßnahmen wie etwa Optimierungen im vorhandenen Netz kann der mit dem Vorhaben verfolgte Zweck nicht erreicht werden.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2025. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 4) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 3) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

TTG-013: Netzverstärkung: Erhöhung der Übertragungskapazität einer 380-kV-Kupplung zwischen zwei Schaltanlagen in Brunsbüttel

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT
Nr. TYNDP 2014: -

Grundlage: Investitionsmaßnahmen-Antrag
Nr. BK4-10-066 genehmigt

Beschreibung des geplanten Projekts

Durch die Maßnahme wird die Übertragungskapazität zwischen Schleswig-Holstein und Hamburg in Brunsbüttel erhöht. In Brunsbüttel existieren derzeit je eine 380-kV-Schaltanlage von 50Hertz und TenneT. Beide sind über eine 380-kV-Kupplung verbunden. Zur Erhöhung der Übertragungskapazität muss ein neuer Stromkreis von der Schaltanlage der TenneT an den bestehenden Stromkreis zwischen Brunsbüttel (50Hertz) und Hamburg/Nord angeschlossen werden. Von dieser lokalen Maßnahme betroffen sind Grundstücke der beiden Übertragungsnetzbetreiber und des Kraftwerks.

Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		
Brunsbüttel	Anlage	Netzverstärkung: horizontal			2018	4: genehmigt oder in Bau

Begründung des geplanten Projekts

Die Verstärkung zwischen den 380-kV-Schaltanlagen von 50Hertz und von TenneT wird notwendig durch den Anstieg der erneuerbaren Energien in Schleswig-Holstein, insbesondere an der Westküste des Landes. Mit Inbetriebnahme der geplanten Leitung an der Westküste (siehe P25) und der Offshore-Einspeisung in der 380-kV-Schaltanlage Büttel verschärft sich die Situation deutlich. Zurzeit bestehen bereits Engpässe.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2025. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 4) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 3) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

TTG-018: Netzausbau: Zubau von Blindleistungskompensationsanlagen

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT
Nr. TYNDP 2014: -

Grundlage: Investitionsmaßnahmenanträge
BK4-13-094 (gestellt); BK4-09-110
BK4-10-065, BK4-11-222,
BK4-11-228 (genehmigt)

Beschreibung des geplanten Projekts

Das technische Ziel dieser Maßnahme ist die Kompensation der Blindleistung zur Einhaltung der Spannungsgrenzen im Netz von TenneT.

TenneT hat für Maßnahmen zur Spannungshaltung Investitionsbudgetanträge bei der Bundesnetzagentur gestellt. Diese Maßnahmen wurden im Rahmen einer Blindleistungsstudie für das Zieljahr 2015 ermittelt.

Im Jahr 2012 wurde für verschiedene Standorte der Bedarf für Blindleistungskompensationsanlagen im Rahmen einer Blindleistungsstudie und Anlagen, die mit Startnetzmaßnahmen im Zusammenhang stehen, ermittelt. Die Investitionsbudgetanträge (BK4-13-094, BK4-09-110, BK4-10-065; BK4-11-222, BK4-11-228) wurden bei der Bundesnetzagentur gestellt. Die Kompensationsleistung wurde daher im Startnetz des Netzentwicklungsplans vollständig berücksichtigt. Im Jahr 2013 wurden für verschiedene Standorte Kompensationsspulen mit einer Leistung von je 120 Mvar und MSCDN (Mechanically Switched Capacitor with Damping Network) mit einer Leistung von 300 Mvar bzw 200 Mvar beantragt. Zudem wurde ein Phasenschieber in Bergheinfeld/West beantragt.

Standort	Stationäres Kompensationsmittel	Größe in Mvar	anvisierte Inbetriebnahme
Redwitz	MSCDN	300	2016
Würgau	MSCDN	300	2016
Sottrum	MSC/MSR	300/240	2016
Lamspringe	MSCDN	300	2018
Grohnde	MSCDN	200	2016
Bechterdissen	MSCDN	200	2016
Stadorf	MSCDN	200	2016
Pleinting	MSCDN	200	2016
Schwandorf	MSCDN	200	2018
Grafenheinfeld	MSCDN	200	2016
Bergheinfeld/West	MSCDN	250	2017
Bergheinfeld/West	Spule	120	2017
Bergheinfeld/West	Spule	120	2017
Bergheinfeld/West	Spule	120	2017

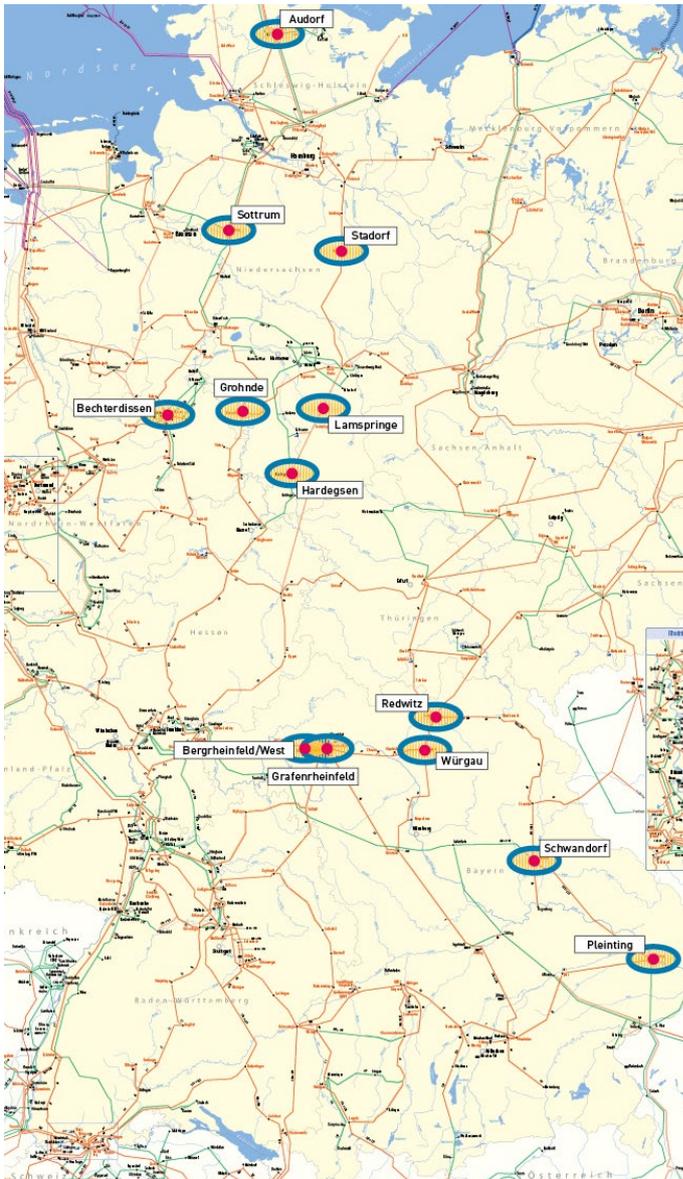


Standort	Stationäres Kompensationsmittel	Größe in Mvar	anvisierte Inbetriebnahme
Hardeggen	Spule	120	2018
Audorf Süd	Spule	120	2017/2018
Pleinting	Spule	120	2016
Schwandorf	Spule	120	2018
Hardeggen	Spule	120	2018
Bergheinfeld/West	rotierender Phasenschieber	250	2016

Begründung des geplanten Projekts

Zu Schwachlastzeiten und bei gleichzeitig geringen Transiten ist das Übertragungsnetz nur gering ausgelastet. Die Integration der erneuerbaren Energien in unterlagerten Netzen führt zu einer geringeren Abnahme und weiter verringerten Auslastung des Höchstspannungsnetzes. Ergebnis ist eine hohe Betriebsspannung, da schwach ausgelastete Stromkreise Blindleistung erzeugen. In Zeiten hoher Windeinspeisung (insbesondere in den nördlichen Regionen und Küstenregionen) ergeben sich besonders hohe Transite auf den Nord-Süd-Trassen mit einem deutlichen Blindleistungsverbrauch der hochbelasteten Übertragungswege, wodurch ein Bedarf an zusätzlicher Blindleistungskompensation entsteht. Durch den Zuwachs an EE-Erzeugung sinkt zudem die Anzahl der Kraftwerke, die sich an der Blindleistungskompensation beteiligen können. Besonders in Starkwindzeiten speisen aufgrund der Bevorzugung von EE-Anlagen nur wenige Kraftwerke, die sich an der Blindleistungsregelung beteiligen können, in das Netz ein. Durch diese Effekte erhöht sich der Bedarf an Kompensationsanlagen im Höchstspannungsnetz noch weiter. Das Übertragungsnetz muss deshalb regional unterstützt werden, indem regional die Blindleistung kompensiert wird.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2025. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 4) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 3) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

TTG-P25a: Netzverstärkung und -ausbau zwischen Brunsbüttel und Süderdonn

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT
 Nr. TYNDP 2014: 209.667
 Nr. BBPlG: 8

Grundlage: in Umsetzung befindlich
 Nr. PCI: 1.3.2

Beschreibung des geplanten Projekts

Im Rahmen des Projekts ist die Errichtung einer neuen 380-kV-Leitung zwischen Brunsbüttel und Süderdonn (früher Bartl) erforderlich (Netzausbau). Zum Anschluss der Leitung und der notwendigen Transformatoren muss die bestehende 380-kV-Schaltanlage Brunsbüttel verstärkt (Netzverstärkung) und eine 380-kV-Schaltanlage in Süderdonn neu errichtet werden (Netzausbau).

Das Projekt war in der Vergangenheit Teil des Zubaunetz-Projekts P25 „Netzverstärkung und -ausbau zwischen Brunsbüttel und der dänischen Grenze“. Das gesamte Projekt P25 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Schleswig-Holstein, zwischen Deutschland und Dänemark sowie von Schleswig-Holstein nach Süden. Da sich das Projekt Brunsbüttel – Süderdonn bereits in der Umsetzung befindet, wurde es in das Startnetz überführt.

Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		
Brunsbüttel – Süderdonn (früher Bartl)	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	17,5		2016	4: genehmigt oder in Bau

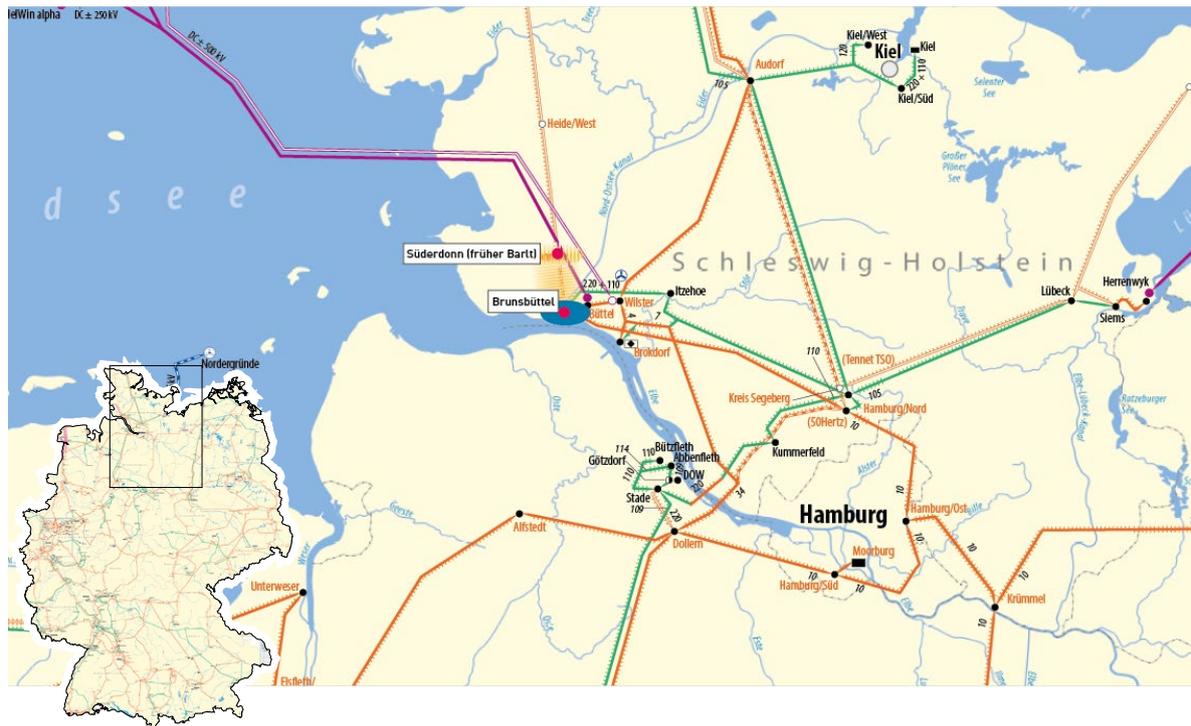
Begründung des geplanten Projekts

Aufgrund des prognostizierten starken Anstiegs erneuerbarer Energien entlang der Westküste Schleswig-Holsteins sind die bestehende 110-kV-Netzstruktur und die vorhandenen Transformatoren nicht mehr ausreichend, um die Energie abtransportieren zu können. Die Ertüchtigung der 110-kV-Netzstruktur ist aufgrund der erwarteten Prognose nicht mehr bedarfsgerecht und nicht zukunftsorientiert.

Das Projekt TTG-P25a wurde als Teil des Projekts P25 im NEP 2012, im NEP 2013 sowie im NEP 2014 von der Bundesnetzagentur bestätigt. Beide zusammen sind als Vorhaben Nr. 8 im Bundesbedarfsplan enthalten.

Das Projekt P25 wird von der Europäischen Kommission als Vorhaben von gemeinsamem Interesse (Projects of Common Interest – PCI) unter der Nummer 1.3.2 in der PCI-Liste der Europäischen Union geführt.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2025. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 4) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 3) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

TTG-P68: DC-Netzausbau: Errichtung eines DC-Interkonnektors zwischen Deutschland und Norwegen (NordLink)

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT
 Nr. TYNDP 2014: 37.142
 Nr. BBPlG: 33

Grundlage: in Umsetzung befindlich
 Nr. PCI: 1.8

Beschreibung des geplanten Projekts

Das technische Ziel ist die Errichtung einer direkten Verbindung zwischen Deutschland und Norwegen. Hierfür wird in Zusammenarbeit mit dem norwegischen Übertragungsnetzbetreiber Statnett eine Gleichstromverbindung zwischen Norddeutschland (Netzanschlusspunkt: Umspannwerk Wilster) und Südnorwegen (Netzanschlusspunkt: Tonstad) errichtet (Netzausbau). Das Projekt wird ausschließlich als DC-Seekabel bzw. landseitig bis zum Netzanschlusspunkt Wilster als DC-Erdkabel errichtet. Die 380-kV-Schaltanlage am Netzanschlusspunkt Wilster ist zu verstärken (Netzverstärkung). *In diesem Projekt enthalten sind die Längenangaben von Wilster bis zur Grenze der Ausschließlichen Wirtschaftszone Deutschlands.*

Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		
Deutschland – Norwegen (NordLink): onshore	Leitung	DC-Netzausbau: DC-Neubau	54		2019/2020	4: genehmigt oder in Bau
Deutschland – Norwegen (NordLink): offshore	Leitung	DC-Netzausbau: DC-Neubau	154		2019/2020	4: genehmigt oder in Bau

Begründung des geplanten Projekts

Derzeit existieren keine direkten elektrischen Verbindungen zwischen Deutschland und Norwegen. Es sind nur indirekte Verbindungen über Dänemark, die Niederlande oder Schweden vorhanden.

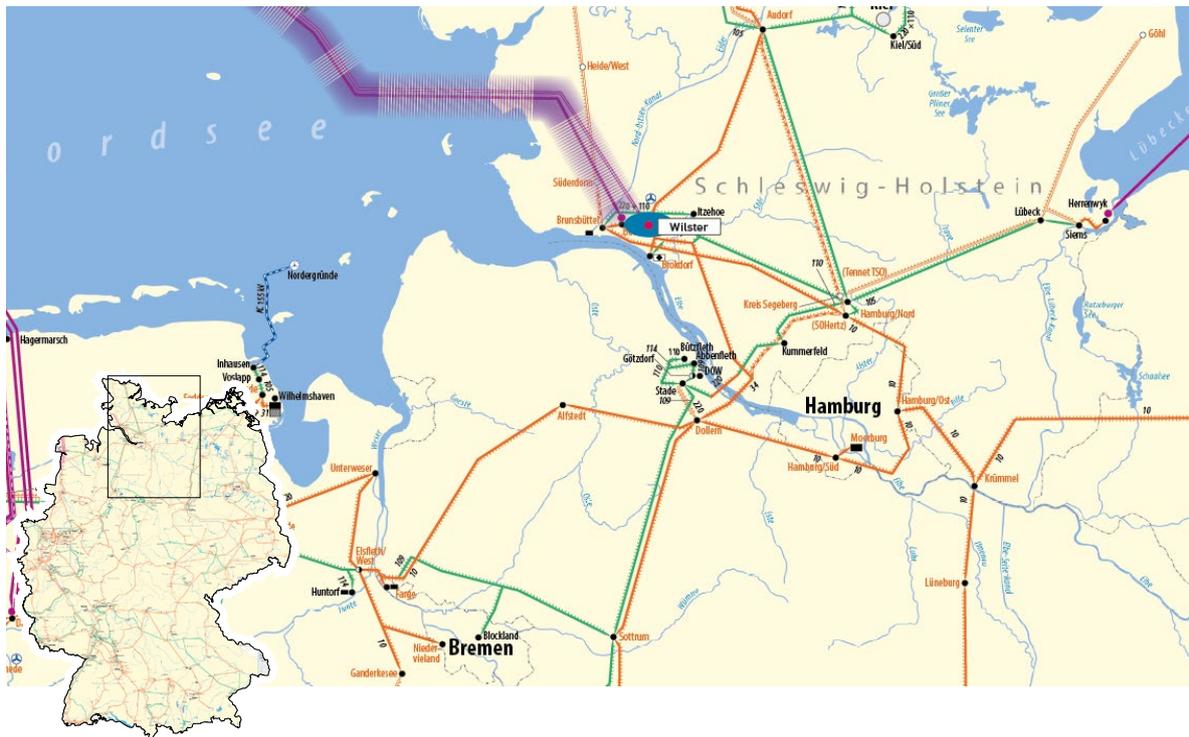
Die Erzeugungsstrukturen von elektrischer Energie in Deutschland und Norwegen sind sehr unterschiedlich. Da jedoch die Erzeugung von elektrischer Energie zu jedem Zeitpunkt gleich dem Verbrauch sein muss, steigt die Notwendigkeit, stochastisch einspeisende Energien aus erneuerbaren Quellen auszugleichen. Neben der Errichtung von Speichern innerhalb Deutschlands steigt die Notwendigkeit, die Übertragungskapazität zu Ländern mit großen Pump- bzw. Speicherkraftwerken wie Österreich, der Schweiz und Norwegen zu erhöhen.

Da in Norwegen ein großer Teil der Stromversorgung durch Wasserkraft gedeckt wird, dient die Einrichtung neuer internationaler Verbindungskapazitäten auch dazu, die Versorgungssicherheit in Norwegen bei längeren Trockenperioden sicherzustellen.

Das Projekt wurde im NEP 2012, im NEP 2013 sowie im NEP 2014 von der Bundesnetzagentur bestätigt. Es ist Teil des Bundesbedarfsplans (Vorhaben Nr. 33).

Das Projekt P68 wird von der Europäischen Kommission als Vorhaben von gemeinsamem Interesse (Projects of Common Interest – PCI) unter der Nummer 1.8 in der PCI-Liste der Europäischen Union geführt.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2025. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 4) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 3) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

TTG-P114: Netzverstärkung Krümmel

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT
Nr. TYNDP 2014: -

Grundlage: in Umsetzung befindlich

Beschreibung des geplanten Projekts

Das technische Ziel dieses Projekts ist eine Netzverstärkung der bestehenden Anlagenkupplungen zwischen den Anlagen von 50Hertz und TenneT in Krümmel (Netzverstärkung). Die Übertragungsfähigkeit ist zu erhöhen.

Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		
Krümmel	Anlage	Netzverstärkung: horizontal			2016	4: genehmigt oder in Bau

Begründung des geplanten Projekts

Bei Ausfall einer der beiden 380-kV-Verbindungen zwischen den beiden Schaltanlagen ist der parallele 380-kV-Stromkreis deutlich überlastet.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2025. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 4) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 3) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

TNG-006: Netzoptimierung und -verstärkung: Schaffung einer 380-kV-Verbindung Hoheneck – Punkt Rommelsbach (Amprion-Leitung Hoheneck – Herbertingen, Mast 224A)

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW
Nr. TYNDP 2014: 173 (RgIP)

Grundlage: Investitionsmaßnahmenantrag
genehmigt, Nr. BK4-11-257

Beschreibung des geplanten Projekts

Zwischen dem bestehenden Umspannwerk Hoheneck von Amprion und dem Leitungspunkt Rommelsbach wird, unter Berücksichtigung des NOVA-Prinzips, von TransnetBW ein neuer 380-kV-Stromkreis auf bestehenden Anlagen geschaltet. Die Herstellung dieses Stromkreises erfolgt durch Verschaltungsänderungen, Stromkreisauflagen (5 km) auf den bestehenden Leitungsanlagen und Optimierungen der Netztopologie. Nur in Einführungsbereichen von Umspannwerken ist ein geringfügiger Neubau notwendig (weniger als 1 km) (Netzverstärkung). In dem bestehenden Umspannwerk Hoheneck muss das dazugehörige Schaltfeld neu errichtet werden.

Der Stromkreis wird für 2.500 A Sommerengpassstrom ausgelegt. Das Gesamtprojekt wurde bei der Bundesnetzagentur beantragt und wird unter dem Geschäftszeichen BK4-11-257 geführt. Das Projekt ist im Bau, die Inbetriebnahme wird für 2017 angestrebt.

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

Begründung des geplanten Projekts

Der 380-kV-Stromkreis Hoheneck (Amprion) – Punkt Rommelsbach (TransnetBW) erfüllt zwei Aufgaben: Zum einen sichert dieser Stromkreis die Versorgung und damit die Absicherung des dicht besiedelten mittleren Neckarraums, zum anderen stellt er eine wichtige Verbindung im europäischen Verbundnetz dar. Aufgrund der sich ändernden Energieerzeugung muss die Übertragungskapazität erweitert werden. Die Übertragungskapazität des bestehenden 380-kV-Stromkreises Hoheneck – Herbertingen von Amprion kann zwischen den oben genannten Leitungspunkten allerdings nicht mehr erhöht werden, da die Leitung hierfür statisch nicht geeignet ist (Baujahr 1926–1930). Netzplanerische Untersuchungen, die ausführlich im Investitionsantrag BK4-11-257 beschrieben sind, haben gezeigt, dass eine Erhöhung des Engpassstroms auf 2.500 A notwendig ist. Die Ertüchtigung des Stromkreises vom Umspannwerk Hoheneck (Amprion) bis zum Punkt Rommelsbach, liegt in der Zuständigkeit von TransnetBW. Der Abschnitt von Punkt Rommelsbach bis Herbertingen liegt im Zuständigkeitsbereich von Amprion und wird dort beschrieben.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2025. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 4) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 3) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

PROJEKTSTECKBRIEFE ZUBAUNETZ

Im Folgenden werden die Projekte des Zubaunetzes dargestellt. Die Maßnahmen, die in den folgenden Karten eingezeichnet sind, werden farblich sowie durch Schraffuren bzw. vollflächige Linien nach Netzausbau und Netzverstärkung unterschieden. Die nachfolgende Legende gilt für alle Projekte des Zubaunetzes:

Legende

Leitungsbezogene Maßnahmen

AC-Netzverstärkung



AC-Netzausbau (Umsetzungsstand: fortgeschrittenes Planfeststellungsverfahren oder in Bau)



AC-Netzausbau



DC-Netzverstärkung



DC-Netzausbau (Umsetzungsstand: fortgeschrittenes Planfeststellungsverfahren oder in Bau)



DC-Netzausbau



Anlagenbezogene Maßnahmen

Netzverstärkung



Netzausbau



Ausbau von bestehenden Anlagen



Definitionen

Netzausbau

Netzausbaumaßnahmen beschreiben den Neubau von Umspannwerken und Schaltanlagen oder von Leitungen in neuen Trassen.

Als Ausbau von bestehenden Anlagen werden der Zubau von Transformatoren, Blindleistungskompensationsanlagen oder wirkleistungssteuernden Betriebsmitteln in bestehenden Umspannwerken und Schaltanlagen sowie die ggf. notwendige Erweiterung der Grundstücksfläche zur Einordnung des Zubaus bezeichnet.

Netzverstärkung

Als Netzverstärkungsmaßnahmen gelten der Austausch von Betriebsmitteln gegen leistungsstärkere Komponenten, die Erweiterung von bestehenden Umspannwerken und Schaltanlagen, z. B. um zusätzliche Schaltfelder und/oder Sammelschienen, sowie ein Neubau von Leitungen in bestehenden Trassen.

DC1: HGÜ-Verbindung von Niedersachsen nach Nordrhein-Westfalen

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion
Nr. TYNDP 2014: 132.661

Nr. BBPlG 2015: 1

Beschreibung des geplanten Projekts

Das netztechnische Ziel des Projekts ist eine Erhöhung der großräumigen Übertragungskapazität aus dem Nordwesten Niedersachsens in das Rheinland. Dieses wird erreicht durch die HGÜ-Verbindung:

- DC1: Emden/Ost – Osterath
Diese HGÜ-Verbindung hat eine Übertragungsleistung von 2 GW. Bei dem Projekt handelt es sich um verlustarme Übertragung hoher Leistungen über große Entfernungen. Die Verbindung ist länderübergreifend im Sinne des NABEG. *Als Resultat des politischen Diskussionsprozesses hat die Vorhabensträgerschaft für Emden/Ost (DC1) von TenneT zu Amprion gewechselt. Die Vorhabensträgerschaft für das gesamte Projekt liegt damit bei Amprion. Der Wechsel steht im Zusammenhang mit dem Tausch von DC5I, dort hat die Vorhabensträgerschaft im südlichen Teil von Amprion zu TenneT gewechselt.*

Für das Projekt gilt ein Vorrang der Erdverkabelung nach § 3 Bundesbedarfsplangesetz.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	erforderlich in Szenario					Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C	
						2025	2025	2025 GI	2025	2025	
DC1	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	320		2025*	x	x	x	x	x	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts**Charakteristika des betroffenen Netzbereichs**

Norddeutschland ist charakterisiert durch eine Vielzahl von regenerativen Onshore- und Offshore-Energiequellen. Die Erzeugung übersteigt bei hoher regenerativer Einspeisung den Bedarf der norddeutschen Lasten. Das nördliche Rheinland ist als erzeugungsstarke Region durch große konventionelle Erzeugungskapazitäten gekennzeichnet. Weiterhin ist auch die Nähe zu den Lastschwerpunkten im Ruhrgebiet gegeben.

Netzplanerische Begründung

Der absehbare massive Zubau an Offshore-Windleistung in der Nordsee erfordert einen Netzausbau zur Abführung des Leistungsüberschusses aus dem nordwestlichen Niedersachsen. Ohne die Errichtung und Betriebsbereitschaft der HGÜ-Verbindung bestünden Netzengpässe im 380/220-kV-Netz im Bereich der Verbindung. Dies hätte zur Folge, dass der vorrangig zu integrierende Strom aus erneuerbaren Energien zum Teil erheblichen Einspeiseeinschränkungen unterworfen wäre. Der weitere Ausbau regenerativer Energieerzeugung im Nordwesten Deutschlands würde zudem behindert. Mit der HGÜ-Verbindung Emden/Ost – Osterath wird die Kapazität des Übertragungsnetzes aus Norddeutschland zu den Lastschwerpunkten im nördlichen Rheinland sowie im Ruhrgebiet wesentlich erhöht. Emden/Ost ist im Offshore-Netzentwicklungsplan als Netzverknüpfungspunkt vorgesehen (*Projekte NOR-8-1 und NOR-3-3 im O-NEP 2025*).

* Insbesondere wegen des Ende 2015 vom Bundesgesetzgeber beschlossenen Erdkabelvorrangs entstehen Verzögerungen bei der Realisierung der DC-Verbindungen. Weitere Erläuterungen finden Sie in der Einleitung zu Kapitel 5 auf S. 126 des NEP-Berichts.



Darüber hinaus besteht durch das HGÜ-Projekt DC2 die Möglichkeit des Weitertransports direkt in die Bedarfsregionen Süddeutschlands, wobei in Osterath der durch DC2 benötigte Konverter auch für die Gesamtverbindung DC1/DC2 genutzt werden kann. Mit der Verbindung DC1 wird das gemeinsame deutsche Marktgebiet durch gezielten Energietransport gestärkt.

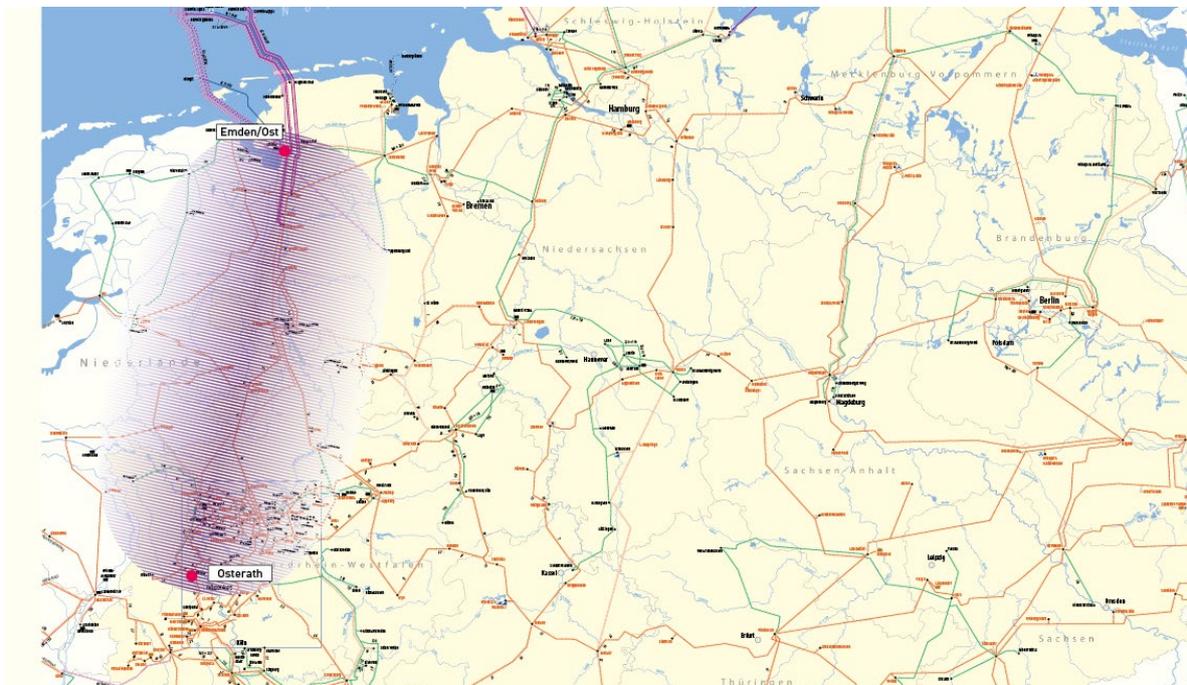
Das Projekt ist auch in den Szenarien für das Jahr 2035 notwendig und nachweisbar.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Mit anderen Maßnahmen, insbesondere Optimierungen im vorhandenen Netz oder Neubauten außerhalb des Untersuchungsraumes, kann der mit dem Vorhaben verfolgte Zweck nicht sinnvoll erreicht werden.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wurde im NEP 2012 als Korridor A, Nr. 01 sowie im NEP 2013 und im NEP 2014 als Korridor A, Nr. A01 von der BNetzA bestätigt und ist Bestandteil des Bundesbedarfsplans (Vorhaben Nr.1).



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

DC2: HGÜ-Verbindung von Nordrhein-Westfalen nach Baden-Württemberg (Ultranet)

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion, TransnetBW Nr. BBPlG 2015: 2
 Nr. TYNDP 2014: 134.660 Nr. PCI: 2.9

Beschreibung des geplanten Projekts

Das netztechnische Ziel des Projekts ist eine Erhöhung der großräumigen Übertragungskapazität aus Nordrhein-Westfalen in den Nordwesten Baden-Württembergs. Es stellt einen eigenständigen Teilabschnitt für eine großräumige Übertragungsverbindung von der Nordseeküste nach Baden-Württemberg dar (s. auch DC1).

- DC2: HGÜ-Verbindung Osterath – Philippsburg (Ultranet)
 Diese HGÜ-Verbindung hat eine Übertragungsleistung von 2 GW. Sie soll auf einer bestehenden Trasse durch Umstellung von AC- auf DC-Technologie realisiert werden. Im Zuge der Maßnahme muss in Meckenheim und Rheinau die Versorgung des unterlagerten Verteilernetzes aus dem Übertragungsnetz von 220 kV auf 380 kV umgestellt werden, weil hier das bestehende 220-kV-Netz für die Realisierung des HGÜ-Stromkreises aufgegeben werden muss. Hierzu ist jeweils der Neubau einer 380-kV-Schaltanlage mit 380/110-kV-Transformatoren in Meckenheim und Rheinau notwendig. Die HGÜ-Verbindung DC2 wird weitestgehend auf bestehenden AC-Leitungen realisiert, punktuell werden neue Masten benötigt. Deshalb kann eine Inbetriebnahme bereits 2019 als HGÜ-Verbindung Osterath – Philippsburg anvisiert werden. Am Anfang- und Endpunkt der HGÜ-Verbindung Osterath – Philippsburg wird jeweils ein Konverter zum Leistungsaustausch mit dem AC-Netz benötigt.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	erforderlich in Szenario					Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C	
						2025	2025	2025 GI	2025	2025	
DC2	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse und Stromkreisauflage/Umbeseilung		340	2019	x	x	x	x	x	2: Im Raumordnungsverfahren/Bundesfachplanung

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Süddeutschland ist, insbesondere in Folge des Kernenergieausstiegs, zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit auf Energietransporte aus anderen Regionen angewiesen. Hierfür müssen über den regionalen Lastbedarf hinausgehende, gesichert verfügbare Erzeugungskapazitäten in Anspruch genommen werden. Gleichzeitig schreitet der Ausbau der erneuerbaren Energien (vor allem Photovoltaik und Windenergie) in Baden-Württemberg weiter voran. Das nördliche Rheinland ist als erzeugungsstarke Region durch große Erzeugungskapazitäten und die Anbindung an die nördlichen Windregionen gekennzeichnet. Weiterhin ist auch die Nähe zu den Lastschwerpunkten im Ruhrgebiet gegeben.

Netzplanerische Begründung

Zur Wahrung der Versorgungssicherheit in den Ballungsräumen in Südwestdeutschland wird zusätzliche Transportkapazität aus der Mitte Deutschlands benötigt, die durch DC2 realisiert wird. Darüber hinaus erfordert der absehbare massive Zubau an Offshore-Windleistung in der Nordsee einen Netzausbau zur Abführung des Leistungsüberschusses aus dem nordwestlichen Niedersachsen, welcher durch die Erweiterung Richtung Nordseeküste realisiert wird (s. DC1).



Mit der HGÜ-Verbindung Osterath – Philippsburg wird die Kapazität des Übertragungsnetzes wesentlich erhöht und die vorgenannte Anforderung (Gewährleistung der Versorgungssicherheit Süddeutschlands aus gesichert verfügbaren Erzeugungskapazitäten und Übertragung des Leistungsüberschusses aus erneuerbaren Energiequellen in Norddeutschland) erfüllt.

Ohne die Errichtung und Betriebsbereitschaft dieser HGÜ-Verbindung bestünden Netzengpässe im AC-Netz. Dies hätte zur Folge, dass einerseits die Versorgungssicherheit Süddeutschlands gefährdet wäre und andererseits die vorrangig zu integrierende erneuerbare Energie zum Teil erheblichen Einspeiseeinschränkungen unterworfen wäre. Der weitere Ausbau regenerativer Energieerzeugung im Nordwesten Deutschlands würde zudem behindert.

Im Zusammenhang mit dem Projekt DC1 transportiert die geplante HGÜ-Verbindung den aus regenerativen Energiequellen in Norddeutschland erzeugten Strom direkt in die Bedarfsregionen Süddeutschlands. Sie stärkt das gemeinsame deutsche Marktgebiet durch gezielten Energietransport. In einigen Jahren ist zeitweilig in Abhängigkeit des Dargebots auch mit Phasen einer Überdeckung des Lastbedarfs im Süden alleine aus erneuerbaren Energien zu rechnen. In diesen Zeiten des Leistungsüberschusses an erneuerbaren Energie, z. B. aus Photovoltaik, ist es mit DC2 auch möglich, Leistung vom Süden in den Norden zu transportieren.

Das Projekt ist auch in den Szenarien für das Jahr 2035 notwendig und nachweisbar.

Prüfung nach NOVA

Mit anderen Maßnahmen, insbesondere Optimierungen im vorhandenen Netz oder Neubauten außerhalb des Untersuchungsraumes, kann der mit dem Vorhaben verfolgte Zweck nicht sinnvoll erreicht werden. Bei dieser Maßnahme wird das NOVA-Prinzip erfüllt.

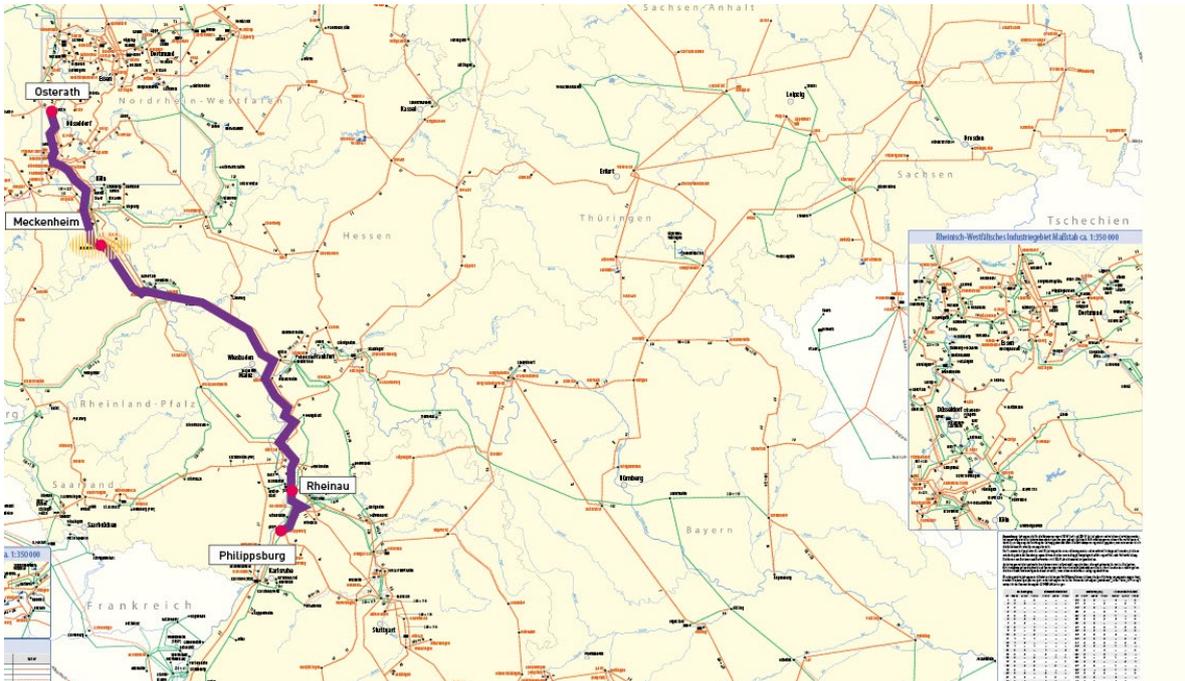
Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Anderweitige Planungsmöglichkeiten kommen nach NOVA nicht in Betracht.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt DC2 HGÜ-Verbindung von Nordrhein-Westfalen nach Baden-Württemberg wurde im NEP 2012 als Korridor A, Nr. 02, im NEP 2013 sowie im NEP 2014 als Korridor A, A02 von der Bundesnetzagentur bestätigt und ist Bestandteil des Bundesbedarfsplans (Vorhaben Nr. 2 Höchstspannungsleitung Osterath-Philippsburg; Gleichstrom). Die HGÜ-Verbindung DC2 wird von der Europäischen Kommission als innerdeutsches Vorhaben von gemeinsamem Interesse (Projects of Common Interest – PCI) unter der Nummer 2.9 in der PCI-Liste der Europäischen Union geführt.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

DC3: HGÜ-Verbindung von Schleswig-Holstein nach Baden-Württemberg (SuedLink)

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT, TransnetBW Nr. BBPlG 2015: 3
 Nr. TYNDP 2014: 164.664 Nr. PCI: 2.10

Beschreibung des geplanten Projekts

Das netztechnische Ziel dieses Projekts ist eine Erhöhung der großräumigen Übertragungskapazität aus Schleswig- Holstein nach Baden-Württemberg. Es enthält die folgende Maßnahme:

- DC3: Brunsbüttel nach Großgartach (SuedLink) Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Bau einer HGÜ-Verbindung mit einer Nennleistung von 2 GW in VSC-Technik von Brunsbüttel nach Großgartach, *Ortsteil der Gemeinde Leingarten*, vorgesehen. Die Verbindung wird nach Planung der ÜNB zusammen mit der Verbindung DC4 in weiten Teilen *als paralleles Erdkabel bzw. in Teilabschnitten als Freileitung auf einem Mastgestänge* auf einer Stammstrecke realisiert. Bei den genannten Projekten handelt es sich um eine steuerbare, verlustarme Übertragung hoher Leistungen über große Entfernungen. Die Verbindung ist länderübergreifend im Sinne des NABEG.

Für das Projekt gilt ein Vorrang der Erdverkabelung nach § 3 Bundesbedarfsplangesetz.

Name Projektkommunikation

SuedLink

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	erforderlich in Szenario					Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C	
						2025	2025	2025 GI	2025	2025	
DC3	Leitung	Netzverstärkung und -ausbau: Neubau in neuer Trasse und Stromkreisaufgabe/Umbeseilung	770		2022*	x	x	x	x	x	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Vor allem aufgrund des absehbaren massiven Zubaus an Onshore-Windenergie in Schleswig-Holstein und in Niedersachsen und an Offshore-Windleistung in der Nordsee ergibt sich ein zusätzlicher Erzeugungsüberschuss aus der Region. Baden-Württemberg ist dagegen, insbesondere in Folge des Kernenergieausstiegs, zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit auf Energietransporte aus anderen Regionen angewiesen. Gleichzeitig schreitet der Ausbau der erneuerbaren Energien (vor allem Photovoltaik und Windenergie) in Baden-Württemberg weiter voran.

* Insbesondere wegen des Ende 2015 vom Bundesgesetzgeber beschlossenen Erdkabelvorrangs entstehen Verzögerungen bei der Realisierung der DC-Verbindungen. Weitere Erläuterungen finden Sie in der Einleitung zu Kapitel 5 auf S. 126 des NEP-Berichts.



Netzplanerische Begründung

Durch die Verbindung der küstennahen Regionen in Schleswig-Holstein mit dem Ballungsraum rund um Stuttgart wird die Versorgungssicherheit erhöht. Dies erfolgt, indem sowohl starke Nord-Süd- als auch Süd-Nord-Leistungsflüsse ermöglicht werden, ohne das bestehende AC-Netz unzulässig zu belasten. Zusätzlich soll die Austauschkapazität mit Norwegen, Dänemark und Schweden auf bis zu 4,5 GW gesteigert werden. Mit der HGÜ-Verbindung von Schleswig-Holstein nach Baden-Württemberg wird die Kapazität des Übertragungsnetzes zwischen den betreffenden Regionen wesentlich erhöht und die Energie großräumig und verlustarm nach Süden transportiert.

Die Anschlusspunkte des HGÜ-Korridors wurden sowohl im Norden als auch im Süden so gewählt, dass der lokale Ausbaubedarf des 380-kV-Netzes minimiert wird.

Die geplante HGÜ-Verbindung ist eine wesentliche netztechnische Voraussetzung für die Übertragung der erwarteten Leistungszubauten von Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen zu den Verbrauchszentren in Baden-Württemberg. Darüber hinaus schafft die HGÜ-Verbindung, neben der Erhöhung der Versorgungssicherheit, die Voraussetzung zu einem freizügigen Energieaustausch mit Skandinavien. Zudem stärkt die Verbindung das gemeinsame deutsche Marktgebiet durch gezielten Energietransport und hilft bei der Verhinderung von überproportional hohen Preissteigerungen durch Stromknappheit im Süden Deutschlands.

Die HGÜ-Verbindungen ermöglichen Einspeise- und Abgabepunkte sowohl in Norddeutschland als auch in Süddeutschland. In einigen Jahren ist zeitweilig in Abhängigkeit des Dargebots auch mit Phasen einer Überdeckung des Lastbedarfs im Süden alleine aus erneuerbaren Energien zu rechnen. In diesen Zeiten des Leistungsüberschusses an erneuerbaren Energie z. B. aus Photovoltaik ist es möglich auch Leistungen in den Norden zu transportieren.

Die Schaltanlage in Brunsbüttel ist als Netzverknüpfungspunkt für die Westküstenleitung (siehe P25) vorgesehen. Deren südlicher Abschnitt Brunsbüttel – Süderdonn befindet sich bereits in der Umsetzung (siehe TTG-P25a). Darüber hinaus ist die Schaltanlage in Büttel – wenige Kilometer entfernt – als Netzverknüpfungspunkt im Offshore-Netzentwicklungsplan vorgesehen und z. T. bereits in Betrieb. Zwischen diesen beiden Netzverknüpfungspunkten ist eine Verstärkung der vorhandenen Leitung vorgesehen (siehe P26).

Das Projekt ist auch in den Szenarien für das Jahr 2035 notwendig und nachweisbar.

Prüfung nach NOVA

Die Prüfung nach dem NOVA-Prinzip ist bei dieser Maßnahme berücksichtigt.

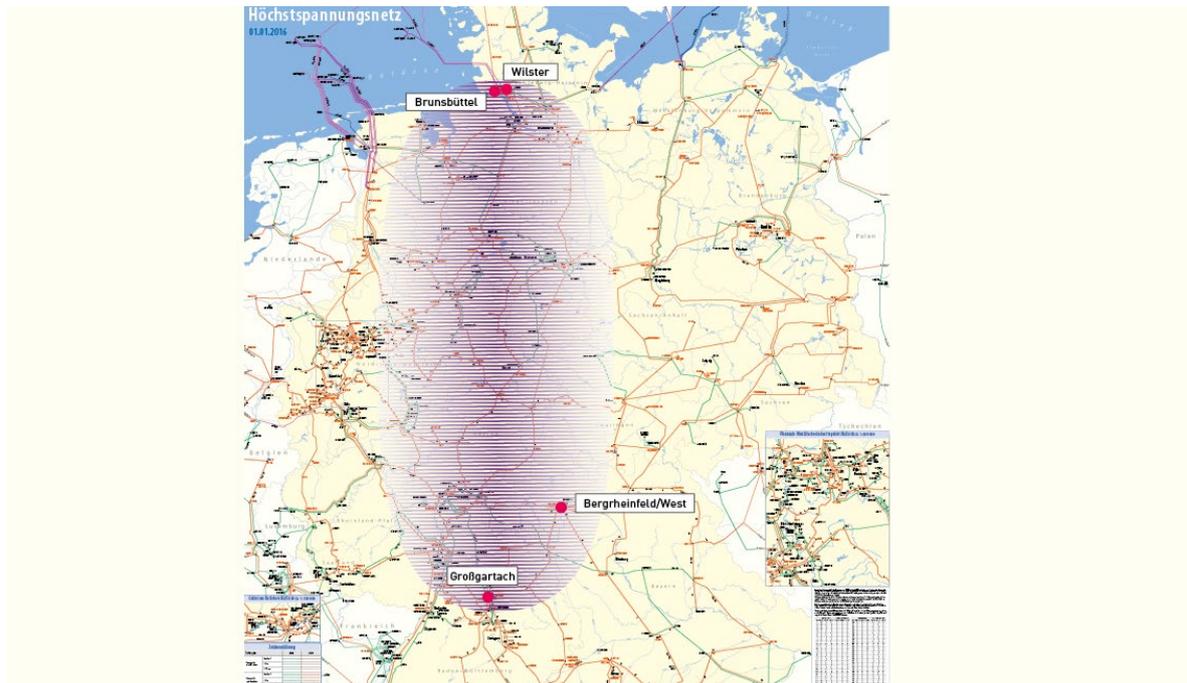
Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Durch die geplante gemeinsame Führung der Verbindungen DC3 und DC4 in weiten Teilen als paralleles Erdkabel auf einer Stammstrecke wird die Rauminanspruchnahme minimiert. Der alternativ mögliche Ausbau des 380-kV-Höchstspannungsnetzes wäre deutlich umfangreicher und wurde insofern verworfen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wurde im NEP 2012 als Korridor C, Nr. 05, im NEP 2013 sowie im NEP 2014 als Korridor C, C05 von der Bundesnetzagentur bestätigt und ist Bestandteil des Bundesbedarfsplans (Vorhaben Nr. 3). Die HGÜ-Verbindung DC3 wird von der Europäischen Kommission als innerdeutsches Vorhaben von gemeinsamem Interesse (Projects of Common Interest – PCI) unter der Nummer 2.10 in der PCI-Liste der Europäischen Union geführt.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

DC4: HGÜ-Verbindung von Schleswig-Holstein nach Bayern (SuedLink)

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT, TransnetBW Nr. BBPlG 2015: 4
 Nr. TYNDP 2014: 164.664 Nr. PCI: 2.10

Beschreibung des geplanten Projekts

Das netztechnische Ziel dieses Projekts ist eine Erhöhung der großräumigen Übertragungskapazität aus Schleswig-Holstein nach Bayern. Es enthält die folgende Maßnahme:

- DC4: Wilster nach Berg Rheinfeld/West (SuedLink)
 Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Bau einer HGÜ-Verbindung mit einer Nennleistung von 2 GW in VSC-Technik von Wilster nach Berg Rheinfeld/West vorgesehen. Die Verbindung wird nach Planung der ÜNB zusammen mit der Verbindung DC3 *in weiten Teilen* als paralleles Erdkabel auf einer Stammstrecke bzw. *in Teilabschnitten als Freileitung* auf einem Mastgestänge realisiert. Bei den genannten Projekten handelt es sich um *steuerbare*, verlustarme Übertragung hoher Leistungen über große Entfernungen. Die Verbindung ist länderübergreifend im *Sinne des NABEG*.

Für das Projekt gilt ein Vorrang der Erdverkabelung nach § 3 Bundesbedarfsplangesetz.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	erforderlich in Szenario					Umstellungsstand
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C	
						2025	2025	2025 GI	2025	2025	
DC4	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	620		2022*	x	x	x	x	x	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Vor allem aufgrund des absehbaren massiven Zubaus an regenerativen Erzeugungsanlagen an Land in Schleswig-Holstein und Niedersachsen und an Offshore-Windenergie in der Nordsee ergibt sich ein zusätzlicher Erzeugungsüberschuss in der Region. Süddeutschland hingegen ist, insbesondere in Folge des Kernenergieausstiegs, zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit zunehmend auf Energietransporte aus anderen Regionen angewiesen. Dies gilt ungeachtet des dort voranschreitenden Ausbaus der erneuerbaren Energien.

Netzplanerische Begründung

Durch die Verbindung der küstennahen Region in Schleswig-Holstein mit den Verbrauchszentren in Süddeutschland wird die Versorgungssicherheit erhöht. Dies erfolgt, indem sowohl starke Nord-Süd- als auch Süd-Nord-Leistungsflüsse ermöglicht werden, ohne das bestehende AC-Netz unzulässig zu belasten. Zusätzlich soll die Austauschkapazität mit Norwegen, Dänemark und Schweden auf bis zu 4,5 GW gesteigert werden. Mit der HGÜ-Verbindung von Schleswig-Holstein nach Bayern wird die Kapazität des Übertragungsnetzes zwischen den betreffenden Regionen wesentlich erhöht und die Energie großräumig und verlustarm nach Süden transportiert.

* Insbesondere wegen des Ende 2015 vom Bundesgesetzgeber beschlossenen Erdkabelvorrangs entstehen Verzögerungen bei der Realisierung der DC-Verbindungen. Weitere Erläuterungen finden Sie in der Einleitung zu Kapitel 5 auf S. 126 des NEP-Berichts.



Die Anschlusspunkte der HGÜ-Verbindung wurden sowohl im Norden als auch im Süden so gewählt, dass der lokale Ausbaubedarf des 380-kV-Netzes minimiert wird.

Die geplante HGÜ-Verbindung ist eine wesentliche netztechnische Voraussetzung für die Übertragung der erwarteten Leistungszubauten von Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen zu den Verbrauchszentren in Süddeutschland. Darüber hinaus schafft die HGÜ-Verbindung neben der Erhöhung der Versorgungssicherheit die Voraussetzung für einen freizügigen Energieaustausch mit Skandinavien. Zudem stärkt die Verbindung das gemeinsame deutsche Marktgebiet durch gezielten Energietransport und hilft bei der Verhinderung von überproportional hohen Preissteigerungen durch Stromknappheit im Süden Deutschlands.

Die Schaltanlage in Wilster ist als Netzverknüpfungspunkt für die bereits im Bau befindliche DC-Verbindung von Schleswig-Holstein nach Norwegen (siehe TTG-P68) vorgesehen. Darüber hinaus ist die Schaltanlage in Büttel – wenige Kilometer entfernt – als Netzverknüpfungspunkt im Offshore-Netzentwicklungsplan vorgesehen und z. T. bereits in Betrieb. Zwischen diesen beiden Netzverknüpfungspunkten ist eine Verstärkung der vorhandenen Leitung vorgesehen (siehe P26).

Das Projekt ist auch in den Szenarien für das Jahr 2035 notwendig und nachweisbar.

Prüfung nach NOVA

Die Prüfung nach dem NOVA-Prinzip ist bei dieser Maßnahme berücksichtigt.

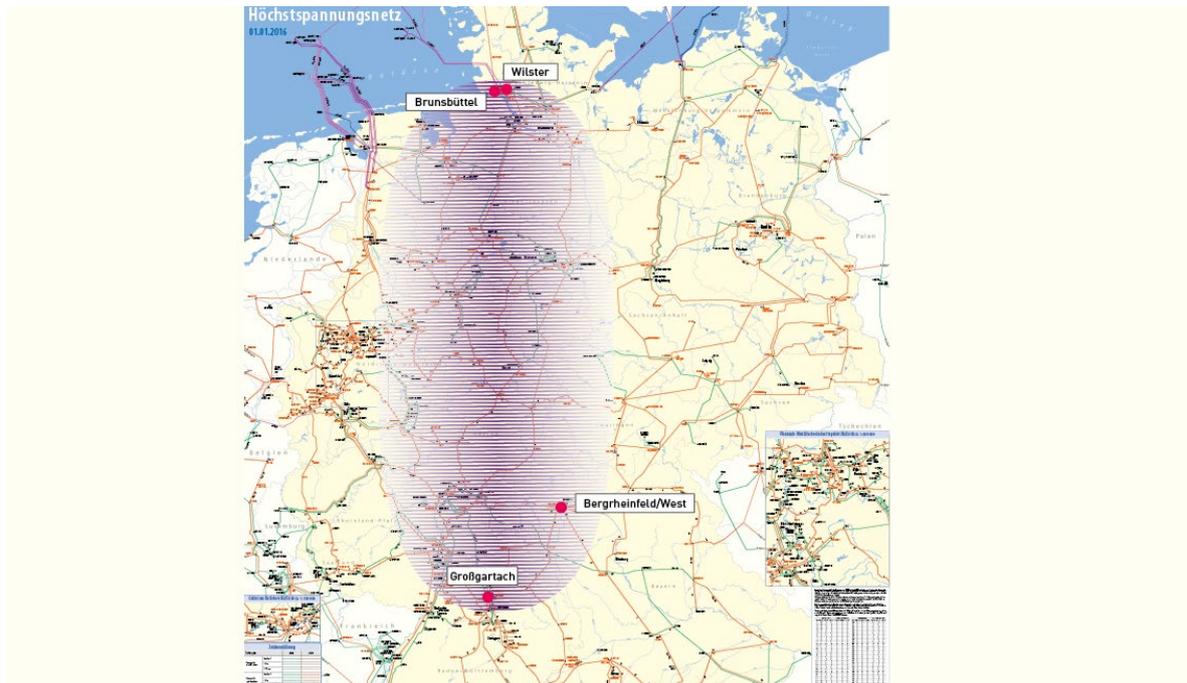
Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Um einen geeigneten Endpunkt für die DC-Verbindung zu finden wurde im Netzentwicklungsplan der Raum Grafenrheinfeld als Bereich für den Verknüpfungspunkt untersucht. In dieses Gebiet fällt ebenfalls das Umspannwerk Berggrheinfeld/West. Aufgrund der technischen und örtlichen Gegebenheiten wurde Berggrheinfeld/West als Anschlusspunkt für die DC-Verbindung aus Wilster festgelegt. Durch die geplante gemeinsame Führung der Verbindungen DC3 und DC4 in weiten Teilen *als paralleles Erdkabel* auf einer Stammstrecke wird die Rauminanspruchnahme minimiert. Der alternativ mögliche Ausbau des 380-kV-Höchstspannungsnetzes wäre deutlich umfangreicher und wurde insofern verworfen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wurde im NEP 2012, im NEP 2013 sowie im NEP 2014 als Korridor C, C06mod von der BNetzA bestätigt und ist Bestandteil des Bundesbedarfsplans (Vorhaben Nr. 4). Die HGÜ-Verbindung DC4 wird von der Europäischen Kommission als innerdeutsches Vorhaben von gemeinsamem Interesse (Projects of Common Interest – PCI) unter der Nummer 2.10 in der PCI-Liste der Europäischen Union geführt.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

DC5I: HGÜ-Verbindung von Sachsen-Anhalt nach Bayern

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz, *TenneT* Nr. BBPlG 2015: 5
 Nr. TYNDP 2014: (130.665), (133.958) Nr. PCI: (3.12)

Beschreibung des geplanten Projekts

Die HGÜ-Verbindung DC5I verbindet die Regionen hoher Einspeisung erneuerbarer Energien in Nordostdeutschland, die Lastschwerpunkte im Süden Deutschlands und die heutigen und zukünftigen Speicher in der Alpenregion. Das Projekt enthält die folgende Maßnahme:

- DC5I: Wolmirstedt – Isar
 Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Bau einer HGÜ-Verbindung mit einer Nennleistung von 2 GW (1. Ausbaustufe *DC5I*) bis 4 GW (DC5I plus 2. Ausbaustufe DC6I) vorgesehen.

Die Realisierung der HGÜ-Verbindung erfolgt modular entsprechend der Entwicklung des Übertragungsbedarfs, insbesondere getrieben durch den weiteren Ausbau regenerativer Einspeisung entlang des Ausbaupfads des novellierten Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG).

Die Maßnahme *DC5I* ist in allen Szenarien des NEP 2025 notwendig und stellt eine Transportkapazität von 2 GW (bei ca. 580 km Netzausbau) zur Verfügung. Die Verschiebung des südlichen Netzverknüpfungspunkts von Gundremmingen nach Isar wurde für die Szenarien A 2025, B1 2025, B2 2025 und C 2025 an Hand von Plausibilitätsbetrachtungen beurteilt. Dabei zeigte sich die grundsätzliche Machbarkeit beider Varianten.

Für das Projekt gilt ein Vorrang der Erdverkabelung nach § 3 Bundesbedarfsplangesetz.

Zu den allgemeinen Gründen für eine zeitliche Verzögerung bei allen auf Erdkabel umgestellten DC-Vorhaben (siehe Einleitung zu Kapitel 5 auf S. 126 des NEP-Berichts kommen bei dem Vorhaben DC5 und DC6 noch weitere Gründe für die bisherige Verzögerung hinzu. So kam es aufgrund der EEG-Novelle 2014 bereits zu Änderungen an den Anfangs- und Endpunkten (siehe unten sowie NEP 2014, 2. Entwurf, S. 19ff.), was ebenfalls Auswirkungen auf die zeitliche Planung hatte. Zudem wurde die ursprünglich beschränkte Möglichkeit der Teilverkabelung für die DC-Vorhaben im Jahr 2014 ausgeweitet, was ebenfalls zu Umstellungen der Planungsmethode führte. Auch wurde eine intensive politische Diskussion über die Notwendigkeit der Leitungen insbesondere in Bayern geführt. Die Bayerische Staatsregierung führte 2014/15 einen Energiedialog durch. Als Resultat des politischen Diskussionsprozesses wurde Ende 2015 noch einmal der Endpunkt des Vorhabens DC5 nach Isar verlegt und vom Gesetzgeber im Bundesbedarfsplangesetz verbindlich neu festgelegt. In der Folge gibt es nun einen Wechsel der Vorhabenträgerschaft im südlichen Teil des Vorhabens von Amprion zu TenneT, während im nördlichen Teil unverändert 50Hertz verantwortlich bleibt. Im Gegenzug wechselt die Vorhabenträgerschaft im nördlichen Teil von DC1 von TenneT zu Amprion.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	erforderlich in Szenario					Umstellungsstand
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C	
						2025	2025	2025 GI	2025	2025	
DC5I	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	580		2022*	x	x	x	x	x	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

* Insbesondere wegen des Ende 2015 vom Bundesgesetzgeber beschlossenen Erdkabelvorrangs entstehen Verzögerungen bei der Realisierung der DC-Verbindungen. Weitere Erläuterungen finden Sie in der Einleitung zu Kapitel 5 auf S. 126 des NEP-Berichts.



Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

DC5l verbindet die nordöstliche Region Deutschlands, die mit 42 % heute schon den höchsten Erzeugungsanteil erneuerbarer Energien am Endverbrauch aufweist, mit Süddeutschland.

In Nord- und Mitteldeutschland wächst die Einspeisung aus erneuerbaren Energien, insbesondere von Onshore-Windleistung, stetig. Demgegenüber steht in der Region ein stagnierender Verbrauch, der zeitweise heute schon unterhalb der eingespeisten Energiemengen liegt. Der Ausbau erneuerbarer Energien geht aufgrund der günstigen regionalen Bedingungen weiter voran. Dies betrifft insbesondere den Zuwachs der Onshore-Windleistung und Photovoltaik in Brandenburg, Sachsen-Anhalt und Thüringen sowie den Zubau an Onshore- und Offshore-Windleistung in Mecklenburg-Vorpommern.

Für die B-Szenarien des NEP 2025 zeichnet sich für Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg und Sachsen-Anhalt zusammen eine Zunahme der Leistung aus Windenergieanlagen an Land auf 18,4 GW im Jahr 2025 ab. Im Vergleich zum NEP 2014 ist dies eine weitere Zunahme um 1,6 GW, heute installiert sind etwa 11,4 GW.

Im Süden Deutschlands entsteht hingegen durch die Abschaltung der letzten Kernkraftwerke in 2022 eine systematische Unterdeckung des Versorgungsbedarfs in den Folgejahren. Bayern, Baden-Württemberg und Hessen müssen über 30 % ihres Jahresenergieverbrauchs importieren. Im Energiedialog Bayern, der im Februar 2015 abgeschlossen wurde, wurde für Bayern ein Leistungsdefizit in Höhe von 5 GW und ein Importbedarf in Höhe von 40 TWh festgestellt.

Gaskraftwerke und der dezentrale Ausbau erneuerbarer Energien ersetzen die Energieproduktion der stillgelegten Kernkraftwerke in Zukunft nicht vollständig. Süddeutschland ist daher zur Deckung des Strombedarfs und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit auf Energietransporte aus anderen Regionen angewiesen. DC5l erschließt die erneuerbaren Energien im Nordosten für die Lastregionen in Süddeutschland und dient gleichzeitig der Deckung der Höchstlast und damit der Versorgungssicherheit in Bayern.

Die HGÜ-Verbindung versorgt das süddeutsche Netz bei mittlerer und starker Windeinspeisung im Nordosten durch direkten Energietransport aus Regionen mit regenerativer Erzeugung. Sie stellt gleichzeitig die Verbindung zu den alpinen Speichern in *Österreich* her und leistet somit einen essentiellen Beitrag zur Energiewende.

Der Ausblick auf das Jahr 2035 und eine weitere Umstellung der elektrischen Energieversorgung auf regenerative Energien zeigt, dass der Übertragungsbedarf zwischen den oben genannten Regionen noch zunehmen wird.

Die Netzplanung der Übertragungsnetzbetreiber erfolgt unter der Prämisse eines sicheren und stabilen Netzbetriebs, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Vor diesem Hintergrund hat sich die HGÜ-Verbindung von Sachsen-Anhalt nach Bayern über mehrere Szenarien seit dem NEP 2012 als erforderlich erwiesen. In der öffentlichen Diskussion angeführte, kritische Gutachten und Studien zum Bedarf gehen in der Regel von Annahmen oder Standards aus, die den durch die Bundesnetzagentur bestätigten Zukunftsszenarien oder den geltenden energiepolitischen Rahmenbedingungen widersprechen.

Netzplanerische Begründung

Ohne die Errichtung der HGÜ-Verbindung bestünden zunehmend Netzengpässe in Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg, Thüringen, Sachsen-Anhalt sowie in Bayern und Baden-Württemberg. Dies hätte zur Folge, dass Offshore- bzw. Onshore-Windenergieanlagen und Photovoltaikanlagen in diesen Regionen erheblichen Einspeiseeinschränkungen unterworfen wären. Durch den Einsatz der DC-Technologie wird mit dem Netzkonzept die Integration weiterer erneuerbarer Energien ermöglicht und gleichzeitig ein umfangreicher Ausbau des AC-Netzes in den betroffenen Regionen vermieden.



Insbesondere bei weiträumigem Energietransport reduziert der Einsatz der DC-Technologie den Blindleistungsbedarf erheblich. Dazu stellen die HGÜ-Konverter zusätzlich Blindleistung bereit. Hierdurch trägt das Projekt DC5I zur Einhaltung der Spannungsbänder bei und leistet damit einen wichtigen Beitrag zur Spannungsstabilität im AC-Netz. In Wechselwirkung mit den geplanten Verstärkungen der Interkonnektoren an der deutsch-österreichischen Grenze trägt das Projekt zur Stärkung der Verbindung zwischen den Standorten der Windkraftanlagen, der Photovoltaik und der alpinen Speicher bei.

Aktuell werden für den Transport von Windenergie nach Bayern in erheblichem Umfang ausländische Netze in Anspruch genommen. Bei hoher Windeinspeisung treten ungeplante Leistungsflüsse von Nordostdeutschland über das polnische und das tschechische Netz (teilweise auch über Österreich) nach Bayern auf. Das Projekt DC5I beseitigt diese weitgehend, speziell im Zusammenspiel mit den Phasenschieber-Transformatoren, die gemeinsam mit PSE und ČEPS an der deutsch-polnischen und deutsch-tschechischen Grenze zur Steuerung der Leistungsflüsse eingesetzt werden.

Das Projekt ist auch in den Szenarien für das Jahr 2035 notwendig und nachweisbar.

Prüfung nach NOVA

Trotz der bereits erfolgten Verstärkung von AC-Leitungen in Deutschland sind weiterhin Maßnahmen notwendig, um ein engpassfreies Netz zu erzielen. Die DC-Verbindung stellt die nachhaltigste Lösung dar.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Mit anderen Maßnahmen, insbesondere Netzoptimierungen oder Netzverstärkungen bzw. Netzausbau im vorhandenen AC-Netz, kann der mit dem Vorhaben verfolgte Zweck technisch nicht sinnvoll erreicht werden. Die Potenziale der AC-Netzverstärkungen sind bereits weitestgehend ausgeschöpft. *Ohne die DC-Verbindung* wird ein umfangreicher AC-Trassenneubau notwendig, der die Länge der HGÜ-Verbindung übersteigt. Die Zielstellung, ein technisch-wirtschaftlich effektives Netz zu erzielen, kann folglich nur durch die HGÜ-Verbindung erreicht werden.

Für die HGÜ-Verbindung wurden alternative Standorte untersucht: Als relevante Alternative kann die Verbindung von Lauchstädt nach Meitingen gesehen werden, die bereits im NEP 2012, NEP 2013 und NEP 2014 Ergebnis der Planungen war. Das Ergebnis des zweiten Entwurfs des NEP 2014 war die Verbindung mit den Netzverknüpfungspunkten Wolmirstedt und Gundremmingen/Gundelfingen. Unter Berücksichtigung der veränderten Rahmenbedingungen durch die EEG-Novelle ergeben sich im Vergleich zu den Vorjahren höhere Einspeisungen aus erneuerbaren Energien aus Nordostdeutschland. Aufgrund dessen ist eine Verlagerung des Standorts von Lauchstädt nach Wolmirstedt effektiv.

Netzverknüpfungspunkte

Als Netzverknüpfungspunkte einer HGÜ-Verbindung kommen nur elektrisch stark in das Netz eingebundene Standorte in Frage. Die Standorte der Netzverknüpfungspunkte orientieren sich daher an heutigen Netzsicherheitspunkten mit starker Anbindung an die regionalen Versorgungsstrukturen, um die regenerativ erzeugte Energie der HGÜ-Verbindung zuzuführen bzw. wieder in das AC-Netz abzugeben. Gleichzeitig muss die HGÜ-Verbindung zwischen den Punkten eine entlastende Wirkung auf AC-Leitungen auf der Transportachse haben. Auf diese Art wird der zusätzliche Netzausbau zur Integration der HGÜ-Verbindung minimiert.

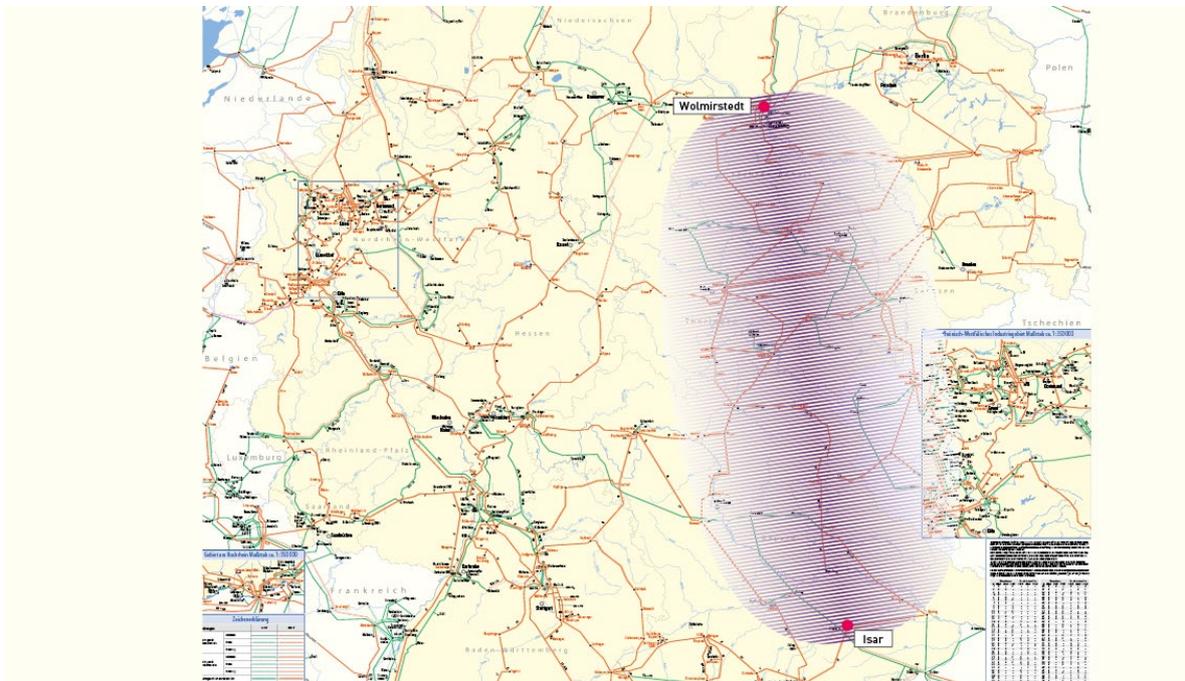
Vor diesem Hintergrund wurden die Standorte Wolmirstedt und Isar zum Anschluss der HGÜ-Verbindung ermittelt. Der Standort Wolmirstedt ist hierbei ein geeigneter Standort hinsichtlich der netztechnischen Wirksamkeit in Richtung Norden und Südosten (Vermeidung von (n-1)-Verletzungen und Verminderung von Netzausbau) sowie der Reduzierung von Leistungsflüssen nach Polen und Tschechien. Der Standort liegt zudem zentral in einer Region mit stark ausgeprägter Einspeisung von Windenergie und ist bereits mit sechs 380-kV-AC-Doppelleitungen eingebunden.



Der Anschlusspunkt Isar ist der Einspeisepunkt des heutigen Kernkraftwerks Isar. Der Stromtransport erfolgt somit gezielt in eine Netzregion, die bisher durch Kernkraftwerke versorgt wurde. Der Anschlusspunkt Isar ist daher zum Anschluss der HGÜ-Verbindung grundsätzlich netztechnisch geeignet, erfordert jedoch eine zusätzliche Netzverstärkung zwischen Oberbachern und Ottenhofen und ist darüber hinaus unmittelbar mit den Grenzkuppelstellen nach Österreich verbunden, um die alpinen Speicher flexibel zur Nutzung von Windkraft und Photovoltaik einzusetzen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Die HGÜ-Verbindung *DC5I* wurde in den Netzentwicklungsplänen NEP 2012, im NEP 2013 sowie im NEP 2014 als Korridor D, D18 – jeweils mit veränderten Endpunkten und vermindertem AC-Ausbau – von der Bundesnetzagentur bestätigt. *Im aktuellen Bundesbedarfsplan wurden für die HGÜ-Verbindung DC5I die Endpunkte Wolmirstedt und Isar festgeschrieben.*



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

DC6I: HGÜ-Verbindung von Sachsen-Anhalt nach Bayern

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz, *TenneT* Nr. BBPlG 2015: –
Nr. TYNDP 2014: –

Beschreibung des geplanten Projekts

Die HGÜ-Verbindung DC6I verbindet die Regionen hoher Einspeisung erneuerbarer Energien in Nordostdeutschland, die Lastschwerpunkte im Süden Deutschlands und die heutigen und zukünftigen Speicher in der Alpenregion. Das Projekt enthält die folgende Maßnahme:

- DC6I: Wolmirstedt – Isar
Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Bau einer HGÜ-Verbindung geplant (auch HGÜ oder DC genannt), die eine Netzverstärkungsmaßnahme der HGÜ-Verbindung DC5I ist und eine Nennleistung von 2 GW hat (inklusive 1. Ausbaustufe DC5I: 4 GW).

Die Realisierung der HGÜ-Verbindung DC6I erfolgt abschnittsweise entsprechend der Entwicklung des Übertragungsbedarfs, insbesondere getrieben durch den weiteren Ausbau regenerativer Einspeisung entlang des Ausbaupfads des novellierten Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG).

Die Maßnahme *DC6I* ist in den Szenarien B1 2025 und B2 2025 des NEP 2025 notwendig und stellt eine Transportkapazität von zusätzlich 2 GW zur Verfügung. Die Verschiebung des südlichen Netzverknüpfungspunkts von Gundremmingen nach Isar wurde für die Szenarien B1 2025 und B2 2025 an Hand von Plausibilitätsbetrachtungen beurteilt. Dabei zeigte sich die grundsätzliche Machbarkeit beider Varianten.

Zu den allgemeinen Gründen für eine zeitliche Verzögerung bei allen auf Erdkabel umgestellten DC-Vorhaben (siehe Einleitung zu Kapitel 5 auf S. 126 des NEP-Berichts kommen bei dem Vorhaben DC5 und DC6 noch weitere Gründe für die bisherige Verzögerung hinzu. So kam es aufgrund der EEG-Novelle 2014 bereits zu Änderungen an den Anfangs- und Endpunkten (siehe unten sowie NEP 2014, 2. Entwurf, S. 19ff.), was ebenfalls Auswirkungen auf die zeitliche Planung hatte. Zudem wurde die ursprünglich beschränkte Möglichkeit der Teilverkabelung für die DC-Vorhaben im Jahr 2014 ausgeweitet, was ebenfalls zu Umstellungen der Planungsmethode führte. Auch wurde eine intensive politische Diskussion über die Notwendigkeit der Leitungen insbesondere in Bayern geführt. Die Bayerische Staatsregierung führte 2014/15 einen Energiedialog durch. Als Resultat des politischen Diskussionsprozesses wurde Ende 2015 noch einmal der Endpunkt des Vorhabens DC5 nach Isar verlegt und vom Gesetzgeber im Bundesbedarfsplangesetz verbindlich neu festgelegt. In der Folge gibt es nun einen Wechsel der Vorhabenträgerschaft im südlichen Teil des Vorhabens von Amprion zu TenneT, während im nördlichen Teil unverändert 50Hertz verantwortlich bleibt. Im Gegenzug wechselt die Vorhabenträgerschaft im nördlichen Teil von DC1 von TenneT zu Amprion.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	erforderlich in Szenario					Umstellungsstand
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C	
						2025	2025	2025 GI	2025	2025	
DC6I	Leitung	Netzverstärkung und -ausbau: Neubau in neuer Trasse und Stromkreisauflage/ Umbeseilung	580		2022*		x	x	x		

* Insbesondere wegen des Ende 2015 vom Bundesgesetzgeber beschlossenen Erdkabelvorrangs entstehen Verzögerungen bei der Realisierung der DC-Verbindungen. Weitere Erläuterungen finden Sie in der Einleitung zu Kapitel 5 auf S. 126 des NEP-Berichts.



Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

DC61 verbindet die nordöstliche Region Deutschlands, die mit 42 % heute schon den höchsten Erzeugunganteil erneuerbarer Energien am Endverbrauch aufweist, mit Süddeutschland.

In Nord- und Mitteldeutschland wächst die Einspeisung aus erneuerbaren Energien, insbesondere von Onshore-Windleistung, stetig. Demgegenüber steht in der Region ein stagnierender Verbrauch, der zeitweise heute schon unterhalb der eingespeisten Energiemengen liegt. Der Ausbau erneuerbarer Energien geht aufgrund der günstigen regionalen Bedingungen weiter voran. Dies betrifft insbesondere den Zuwachs der Onshore-Windleistung und Photovoltaik in Brandenburg, Sachsen-Anhalt und Thüringen sowie den Zubau an Onshore- und Offshore-Windleistung in Mecklenburg-Vorpommern.

Für die B-Szenarien des NEP 2025 zeichnet sich für Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg und Sachsen-Anhalt zusammen eine Zunahme der Leistung aus Windenergieanlagen an Land auf 18,4 GW im Jahr 2025 ab. Im Vergleich zum NEP 2014 ist dies eine weitere Zunahme um 1,6 GW. Heute installiert sind etwa 11,4 GW.

Im Süden Deutschlands entsteht hingegen durch die Abschaltung der letzten Kernkraftwerke in 2022 eine systematische Unterdeckung des Versorgungsbedarfes in den Folgejahren. Bayern, Baden-Württemberg und Hessen müssen über 30 % ihres Jahresenergieverbrauchs importieren. Im Energiedialog Bayern, der im Februar 2015 abgeschlossen wurde, wurde für Bayern ein Leistungsdefizit in Höhe von 5 GW und ein Importbedarf in Höhe von 40 TWh festgestellt.

Gaskraftwerke und der dezentrale Ausbau erneuerbarer Energien ersetzen die Energieproduktion der stillgelegten Kernkraftwerke in Zukunft nicht vollständig. Süddeutschland ist daher zur Deckung des Strombedarfs und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit auf Energietransporte aus anderen Regionen angewiesen. DC61 erschließt die erneuerbaren Energien im Nordosten für die Lastregionen in Süddeutschland und dient gleichzeitig der Deckung der Höchstlast und damit der Versorgungssicherheit in Bayern.

Die HGÜ-Verbindung versorgt das süddeutsche Netz bei mittlerer und starker Windeinspeisung im Nordosten durch direkten Energietransport aus Regionen mit regenerativer Erzeugung. Sie stellt gleichzeitig die Verbindung zu den alpinen Speichern her und leistet somit einen essenziellen Beitrag zur Energiewende.

Der Ausblick auf das Jahr 2035 und eine weitere Umstellung der elektrischen Energieversorgung auf regenerative Energien zeigt, dass der Übertragungsbedarf zwischen den oben genannten Regionen noch zunehmen wird.

Netzplanerische Begründung

Ohne die Verstärkung der HGÜ-Verbindung DC61 bestünden zunehmend Netzengpässe in Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg, Thüringen, Sachsen-Anhalt sowie in Bayern und Baden-Württemberg. Dies hätte zur Folge, dass Offshore- bzw. Onshore-Windenergieanlagen und Photovoltaikanlagen in diesen Regionen erheblichen Einspeiseeinschränkungen unterworfen wären. Durch den Einsatz der DC-Technologie wird mit dem Netzkonzept die Integration weiterer erneuerbarer Energien ermöglicht und gleichzeitig ein umfangreicher Ausbau des AC-Netzes in den betroffenen Regionen vermieden. Durch Beseitigung der Netzengpässe lassen sich auch die anfallenden Redispatchmengen und -kosten deutlich reduzieren.

Insbesondere bei weiträumigem Energietransport reduziert der Einsatz der DC-Technologie den Blindleistungsbedarf erheblich. Dazu stellen die HGÜ-Konverter zusätzlich Blindleistung bereit. Hierdurch trägt das Projekt DC61 zur Einhaltung der Spannungsbänder bei und leistet damit einen wichtigen Beitrag zur Spannungsstabilität im AC-Netz. In Wechselwirkung mit den geplanten Verstärkungen der Interkonnektoren an der deutsch-österreichischen Grenze trägt das Projekt zur Stärkung der Verbindung zwischen den Standorten der



Windkraftanlagen, der Photovoltaik und der alpinen Speicher bei.

Aktuell werden für den Transport von Windenergie nach Bayern in erheblichem Umfang ausländische Netze in Anspruch genommen. Bei hoher Windeinspeisung treten ungeplante Leistungsflüsse von Nordostdeutschland über das polnische und das tschechische Netz (teilweise auch über Österreich) nach Bayern auf. Das Projekt DC6I beseitigt diese weitgehend, speziell im Zusammenspiel mit den Phasenschieber-Transformatoren, die gemeinsam mit PSE und ČEPS an der deutsch-polnischen und deutsch-tschechischen Grenze zur Steuerung der Leistungsflüsse eingesetzt werden.

Prüfung nach NOVA

Trotz der bereits erfolgten Verstärkung von AC-Leitungen in Deutschland sind weiterhin Maßnahmen notwendig, um ein engpassfreies Netz zu erzielen. Die DC-Verbindung stellt die nachhaltigste Lösung dar.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Mit anderen Maßnahmen, insbesondere Netzoptimierungen oder Netzverstärkungen bzw. Netzausbau im vorhandenen AC-Netz, kann der mit dem Vorhaben verfolgte Zweck technisch nicht sinnvoll erreicht werden. Die Potenziale der AC-Netzverstärkungen sind bereits weitestgehend ausgeschöpft. Ohne die HGÜ-Verbindung wird ein umfangreicher AC-Trassenneubau notwendig, der die Länge der HGÜ-Verbindung übersteigt. Die Zielstellung, ein technisch-wirtschaftlich effektives Netz zu erzielen, kann folglich nur durch die HGÜ-Verbindung erreicht werden.

Für die HGÜ-Verbindung wurden alternative Standorte untersucht: Als relevante Alternative kann die Verbindung von Lauchstädt nach Meitingen gesehen werden, die bereits im NEP 2012, NEP 2013 und NEP 2014 Ergebnis der Planungen war. Das Ergebnis des zweiten Entwurfs des NEP 2014 war die Verbindung mit den Netzverknüpfungspunkten Wolmirstedt und Gundremmingen/Gundelfingen. Unter Berücksichtigung der veränderten Rahmenbedingungen durch die EEG-Novelle ergeben sich im Vergleich zu den Vorjahren höhere Einspeisungen aus erneuerbaren Energien aus Nordostdeutschland. Aufgrund dessen ist eine Verlagerung des Standorts von Lauchstädt nach Wolmirstedt effektiv.

Als wirkungsvolle Alternative zur Maßnahme DC6I wird die Verlängerung der Maßnahme bis zu dem nördlichen Verknüpfungspunkt Güstrow gesehen. Wirtschaftlich gesehen können im Hinblick auf die Langfristszenarien durch die Verlagerung der zweiten 2 GW von Wolmirstedt nach Güstrow max. zwei Konverterstationen eingespart werden. Technisch sind weitere Vorteile vorhanden. So kann durch die Verlängerung die Offshore-Windenergie bedarfsgerecht über die DC-Struktur direkt nach Süddeutschland übertragen werden. Es lassen sich Übertragungsengpässe vermeiden und dadurch kann außerdem auf weitere 350 km AC-Freileitungsneubau in ganz Deutschland verzichtet werden. Des Weiteren ist es möglich, dass bereits vorhandener Trassenraum für die Verlängerung genutzt werden kann.

Netzverknüpfungspunkte

Als Netzverknüpfungspunkte einer HGÜ-Verbindung kommen nur elektrisch stark in das Netz eingebundene Standorte in Frage. Die Standorte der Netzverknüpfungspunkte orientieren sich daher an heutigen Netzscherpunkten mit starker Anbindung an die regionalen Versorgungsstrukturen, um die regenerativ erzeugte Energie der HGÜ-Verbindung zuzuführen bzw. wieder in das AC-Netz abzugeben. Gleichzeitig muss die HGÜ-Verbindung zwischen den Punkten eine entlastende Wirkung auf AC-Leitungen auf der Transportachse haben. Auf diese Art wird der zusätzliche Netzausbau zur Integration der HGÜ-Verbindung minimiert.

Vor diesem Hintergrund wurden die Standorte Wolmirstedt und Isar zum Anschluss der HGÜ-Verbindung ermittelt. Der Standort Wolmirstedt ist hierbei ein geeigneter Standort hinsichtlich der netztechnischen Wirksamkeit in Richtung Norden und Südosten (Vermeidung von (n-1)-Verletzungen und Verminderung von Netzausbau) sowie der Reduzierung von Leistungsflüssen nach Polen und Tschechien. Der Standort liegt zudem

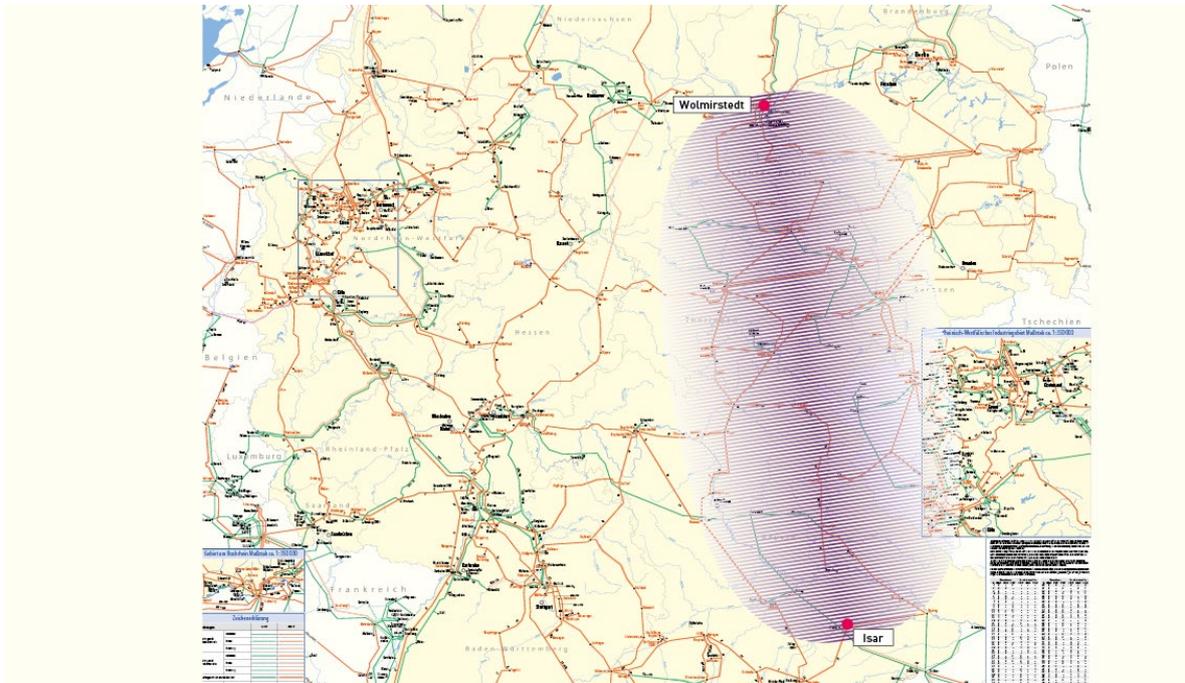


zentral in einer Region mit stark ausgeprägter Einspeisung von Windenergie und ist bereits mit sechs 380-kV-AC-Doppelleitungen eingebunden.

Der Anschlusspunkt Isar ist der Einspeisepunkt des heutigen Kernkraftwerks Isar. Der Stromtransport erfolgt somit gezielt in eine Netzregion, die bisher durch Kernkraftwerke versorgt wurde. Der Anschlusspunkt Isar ist daher zum Anschluss der HGÜ-Verbindung grundsätzlich netztechnisch geeignet, erfordert jedoch eine zusätzliche Netzverstärkung zwischen Oberbachern und Ottenhofen und ist darüber hinaus unmittelbar mit den Grenzkuppelstellen nach Österreich verbunden, um die alpinen Speicher flexibel zur Nutzung von Windkraft und Photovoltaik einzusetzen.

Bisherige Bestätigung des Projektes

Die HGÜ-Verbindung DC6 wurde bereits im NEP 2013 als Korridor D, D16 sowie im NEP 2014 als Korridor D, D19a (in den Szenarien C2024 und B2034) – mit veränderten Endpunkten und verändertem AC-Ausbau – als notwendig identifiziert.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

P20: Netzausbau zwischen Emden und Halbmond

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT
Nr. TYNDP 2014: 207.940

Nr. BBPIG 2015: 37

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität im Raum nordwestliches Niedersachsen und enthält die folgende Maßnahme:

- M69: Emden/Ost – Halbmond
Von Emden/Ost nach Halbmond ist der Neubau einer 380-kV-Leitung vorgesehen (Netzausbau). Hierzu ist eine neue 380-kV-Schaltanlage im Halbmond zu errichten (Netzausbau) und die 380-kV-Schaltanlage Emden/Ost, die im Rahmen des Projekts P69 errichtet werden muss, zu erweitern (Netzverstärkung).

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	erforderlich in Szenario					Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C	
						2025	2025	2025 GI	2025	2025	
M69	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	25		2021	x	x	x	x	x	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Aufgrund des prognostizierten starken Anstiegs erneuerbarer Energien im Raum nordwestliches Niedersachsen insbesondere aus Windenergie onshore sind die bestehende 110-kV-Netzstruktur und die vorhandenen Transformatoren nicht mehr ausreichend, um die Energie abtransportieren zu können. Weiterhin ist die Schaltanlage in Halbmond als Netzverknüpfungspunkt für den Offshore-Netzentwicklungsplan vorgesehen (*Projekt NOR-1-1 im O-NEP 2025*).

Das Projekt ist auch in den Szenarien für das Jahr 2035 notwendig und nachweisbar.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Bei diesem Projekt handelt es sich um einen neu zu errichtenden Rückspeisepunkt zum unterlagernden Verteilernetz sowie um einen Offshore-Netzverknüpfungspunkt. Anderweitige Planungsmöglichkeiten kommen nicht in Betracht, da die Leitung Emden/Ost – Halbmond die direkteste Verbindung zwischen dem Netzverknüpfungspunkt und dem bestehenden Verbundnetz ist.

Bisherige Bestätigung des Projekts:

Das Projekt P20 wurde im NEP 2013 sowie im NEP 2014 von der BNetzA bestätigt *und ist Teil des Bundesbedarfsplans (Vorhaben Nr. 37)*.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

P21: Netzverstärkung und –ausbau Conneforde – Cloppenburg – Merzen

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT, Amprion Nr. BBPlG 2015: 6
 Nr. TYNDP 2014: 132.666, 132.663

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität aus dem nordwestlichen Niedersachsen in südliche Richtung und enthält folgende Maßnahmen:

- M51a: Conneforde – Cloppenburg
 Im Rahmen dieser Maßnahme ist die bestehenden 220-kV-Leitung zwischen Conneforde und Cloppenburg/Ost durch eine 380-kV-Leitung *abzulösen (Netzverstärkung)*. *Das bestehende Umspannwerk in Conneforde wird verstärkt (Netzverstärkung)*. Zur Einbindung der Leitung *und des unterlagerten Verteilnetzes müssen* in Cloppenburg *zwei* neue *Umspannwerke* errichtet bzw. ein Umspannwerk neu und das bestehende Umspannwerk Cloppenburg/Ost verstärkt werden (*Netzausbau/Netzverstärkung*).
- M51b: Cloppenburg – Merzen
 Im Rahmen dieser Maßnahme ist *eine neue 380-kV-Leitung* zwischen *einem* der neu zu errichtenden *Umspannwerke in Cloppenburg* bzw. *dem verstärkten Umspannwerk Cloppenburg/Ost* und *der neu zu errichtenden Umspannanlage am „Punkt Merzen“* im Landkreis Osnabrück erforderlich (Netzausbau).

Das Projekt ist ein Drehstrom-Pilotprojekt mit der Möglichkeit zur Teil-Erdverkabelung nach § 4 Bundesbedarfsplangesetz.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	erforderlich in Szenario					Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C	
						2025	2025	2025 GI	2025	2025	
M51a	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		60	2022	x	x	x	x	x	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M51b	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	55		2022	x	x	x	x	x	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Aufgrund des prognostizierten starken Anstiegs vor allem der Onshore- und Offshore-Windenergieleistung im nordwestlichen Niedersachsen ist die vorhandene Netzstruktur aus dem Nordwesten Niedersachsens in Richtung Süden nicht mehr ausreichend, um die überschüssige Leistung abtransportieren zu können. Darüber hinaus ist Cloppenburg im Offshore-Netzentwicklungsplan als Netzverknüpfungspunkt vorgesehen (*Projekte NOR-7-1, NOR-3-2 und NOR-6-3 im O-NEP 2025*). Insbesondere aufgrund der prognostizierten Onshore-Rückspeisung im Raum Cloppenburg selbst ist es erforderlich, die Umspannleistung zwischen dem Übertragungsnetz und dem unterlagerten Verteilnetz zu erhöhen. Hierfür sowie für die Integration *der Energie* aus Offshore-Windenergie *sind zwei Umspannwerke* in Cloppenburg notwendig.

Das Projekt ist auch in den Szenarien für das Jahr 2035 notwendig und nachweisbar.



Prüfung nach NOVA

Im Rahmen des NOVA-Prinzips wurde festgestellt, dass die geforderte Übertragungskapazität auf der 220-kV-Spannungsebene zwischen *den Umspannwerken* Conneforde und Cloppenburg/Ost nicht erreicht werden kann. Aus diesem Grund *muss die bestehende 220-kV-Leitung als 380-kV-Leitung in bestehender Trasse neu errichtet* werden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Im Netzentwicklungsplan 2012 war für diese Leitungsverbindung als Endpunkt die südlicher gelegene Anlage Westerkappeln angenommen. Mit dem Netzentwicklungsplan 2013 wird als Endpunkt der Leitung der Bereich Punkt Merzen festgelegt. Grund hierfür ist, dass die Bundesnetzagentur im Umweltbericht zum Bundesbedarfsplan 2012 erhebliche Auswirkungen auf die Schutzgüter Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt nördlich von Westerkappeln (z. B. Vogelschutzgebiet Düsterdieker Heide) festgestellt hat. Durch eine Verlagerung des Endpunkts der geplanten Leitung von Westerkappeln zum Punkt Merzen werden diese Auswirkungen vermieden. Im Punkt Merzen ist eine Verknüpfung von sechs 380-kV-Bestandstromkreisen (380-kV-Abzweig nach Westerkappeln aus der 380-kV-Verbindung Hanekenfähr – Wehrendorf) mit den neuen Stromkreisen aus Cloppenburg möglich.

Zusätzliche anderweitige Planungsmöglichkeiten kommen nicht in Betracht, da es sich bei dem hier beschriebenen Projekt um einen notwendigen direkten Nord-Süd-Kanal handelt, um die Übertragungsfähigkeit in Richtung Süden zu erhöhen. Weiterhin ist Cloppenburg als Offshore-Netzverknüpfungspunkt vorgesehen. Diese Leistung muss ebenfalls in Richtung Süden abgeführt werden.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P21 mit den Maßnahmen 51a und 51b wurde im NEP 2012, im NEP 2013 sowie im NEP 2014 von der Bundesnetzagentur bestätigt und ist Teil des Bundesbedarfsplans (Vorhaben Nr. 6).





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

P22: Netzverstärkung von Conneforde über Unterweser und Elsfleth nach Ganderkesee

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT
Nr. TYNDP 2014: 207.675

Nr. BBPlG 2015: –

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität von Conneforde über Unterweser/West nach Elsfleth/West und enthält folgende Maßnahmen:

- M82: Conneforde nach Unterweser/West**
 Die existierende Leitung, auf der ein 220-kV- und ein 380-kV-Stromkreis aufgelegt sind, muss verstärkt werden (Netzverstärkung). Hierfür muss die Leitung *mit zwei 380-kV-Stromkreisen* neu errichtet werden, da eine Verstärkung mittels Hochtemperaturseilen nicht möglich ist. Weiterhin müssen die betroffenen 380-kV-Schaltanlagen in Conneforde verstärkt werden (Netzverstärkung) sowie die bestehende Schaltanlage Unterweser durch die neu zu errichtenden Schaltanlage Unterweser/West *abgelöst* werden (Netzverstärkung). *Diese Schaltanlage soll nach derzeitigem Planungsstand im Landkreis Wesermarsch errichtet werden.*
- M87: Unterweser/West nach Elsfleth/West**
 Von Unterweser/West zur neu zu errichtenden Schaltanlage bei Elsfleth (Elsfleth/West; siehe P155) ist die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung notwendig (Netzverstärkung). *Hierfür muss die Leitung mit zwei 380-kV-Stromkreisen neu errichtet werden, da eine Verstärkung mittels Hochtemperaturseilen nicht möglich ist.*
- M80: Elsfleth/West nach Ganderkesee (über Niedervieland)**
 Von Ganderkesee über Niedervieland zur zu errichtenden Schaltanlage bei Elsfleth (Elsfleth/West) ist die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung notwendig. Hierfür muss die Leitung neu errichtet werden, da eine Verstärkung mittels Hochtemperaturseilen nicht möglich ist. Weiterhin *sind die 380-kV-Schaltanlagen Ganderkesee und Niedervieland zu verstärken (Netzverstärkung). Die Maßnahme M80 war im Rahmen der Berechnungen für den 1. Entwurf des NEP 2025 nicht nachweisbar, wird aber dennoch als relevant erachtet. Die Maßnahme wurde zuletzt im Szenario C2024 und B2034 des NEP 2014 nachgewiesen. Sie ist das Bindeglied zwischen den Ausbaumaßnahmen P22 M87 und der Startnetzmaßnahme TTG-009 (Neubau einer 380-kV-Leitung zwischen Ganderkesee und St. Hülfe).*

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	erforderlich in Szenario					Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C	
						2025	2025	2025 GI	2025	2025	
M82	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		33	2024		x	x	x	x	
M87	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		30	2024		x	x	x	x	



Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Aufgrund des prognostizierten starken Anstiegs erneuerbarer Energien, vor allem Wind *onshore und offshore*, im Raum nordwestliches Niedersachsen ist die vorhandene Netzstruktur aus dem Raum nordwestliches Niedersachsen in Richtung Süden nicht mehr ausreichend, um die überschüssige Leistung abtransportieren zu können. Ohne die Verstärkung der Leitungen wird die bestehende 380-kV-Leitung Conneforde – Unterweser bei Ausfall eines 380-kV-Stromkreises überlastet. Die 380-kV-Schaltanlage Unterweser/West ist darüber hinaus im Szenario B 2035 als Netzverknüpfungspunkt für den Offshore-Netzentwicklungsplan vorgesehen. (*Projekt NOR-9-1 im O-NEP 2025*).

Das Projekt ist auch in den Szenarien für das Jahr 2035 notwendig und nachweisbar.

Prüfung nach NOVA

Im Rahmen des NOVA-Prinzips wurde festgestellt, dass durch FLM die geforderte Übertragungskapazität nicht dauerhaft erreicht werden kann. Eine Anwendung von HTL ist nicht möglich, da es aufgrund der Geometrie der Leiterbündel zu einer unzulässigen Lärmemission kommt. Aus diesem Grund müssen die Leitungen in bestehender Trasse neu gebaut werden.

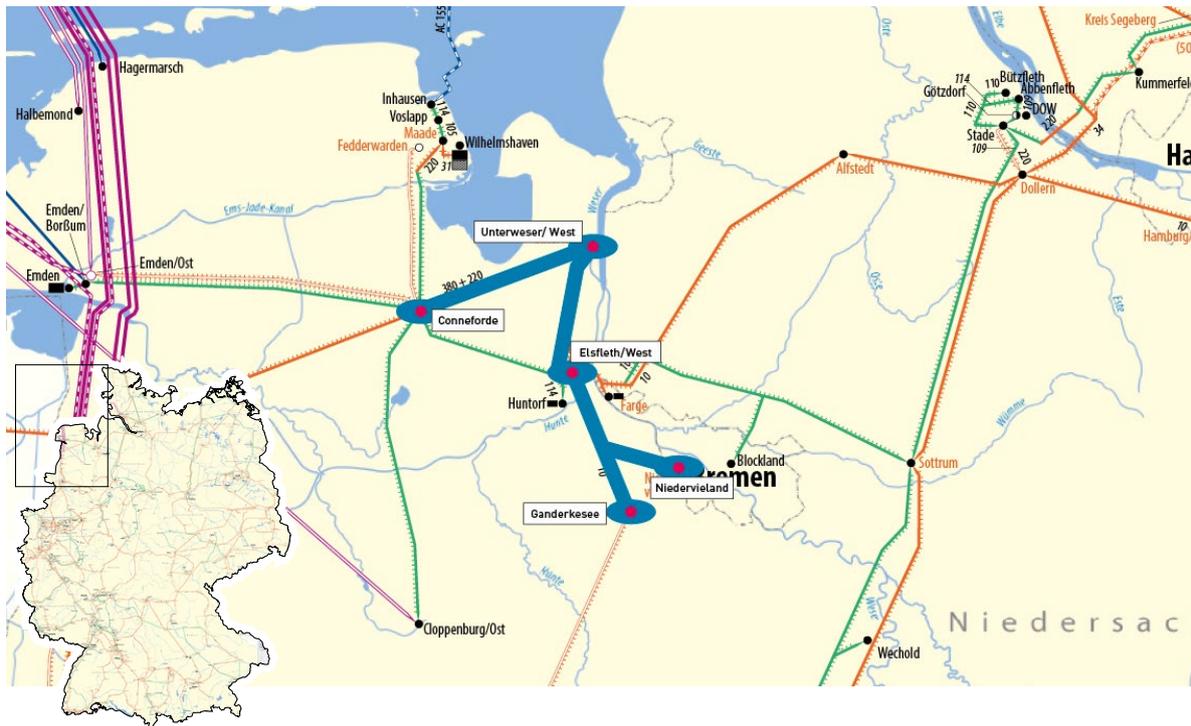
Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Anderweitige Planungsmöglichkeiten wurden nicht untersucht, da es sich bei der Verbindung um eine bereits existierende Leitung handelt. Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Ertüchtigung bzw. ein Neubau dieser bestehenden Verbindung in Betracht gezogen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P22 wurde bereits in den Netzentwicklungsplänen 2012, 2013 und 2014 identifiziert, aber bisher nicht von der BNetzA bestätigt.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

P23: Netzverstärkung zwischen Dollern und Elsfleth/West

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT
Nr. TYNDP 2014: 207.676

Nr. BBPIG 2015: 38

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen dem Raum Dollern und der Region Elsfleth in Niedersachsen und enthält folgende Maßnahme:

- M20: Dollern nach Elsfleth/West
Von Dollern zur neu zu errichtenden Schaltanlage bei Elsfleth (Elsfleth/West; siehe P155) ist die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung vorgesehen, um die Transportkapazität der vorhandenen 380-kV-Leitung zu erhöhen (Netzverstärkung). Hierfür muss die Leitung neu errichtet werden, da eine Verstärkung mittels Hochtemperaturseilen nicht möglich ist. Weiterhin sind die 380-kV-Schaltanlagen Dollern, Alfstedt und Farge zu verstärken (Netzverstärkung).

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	erforderlich in Szenario					Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C	
						2025	2025	2025 GI	2025	2025	
M20	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		100	2024	x	x	x	x	x	

Begründung des geplanten Projekts**Netzplanerische Begründung**

Aufgrund des prognostizierten starken Anstiegs der *Stromerzeugung aus Windenergie onshore und offshore* in Schleswig-Holstein ist die vorhandene Netzstruktur ausgehend von Dollern in Richtung Westen nicht mehr ausreichend, um die überschüssige Leistung abtransportieren zu können. Ohne die beschriebenen Maßnahmen wird die 380-kV-Leitung Dollern – Elsfleth/West bei Ausfall eines 380-kV-Stromkreises deutlich überlastet.

Das Projekt ist auch in den Szenarien für das Jahr 2035 notwendig und nachweisbar.

Prüfung nach NOVA

Im Rahmen des NOVA-Prinzips wurde festgestellt, dass durch FLM die geforderte Übertragungskapazität nicht dauerhaft erreicht werden kann. Eine Anwendung von HTL ist nicht möglich, da es aufgrund der Geometrie der Leiterbündel zu einer unzulässigen Lärmemission kommt. Aus diesem Grund muss die Leitung in bestehender Trasse neu gebaut werden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Anderweitige Planungsmöglichkeiten wurden nicht untersucht, da es sich bei der Verbindung um eine bereits existierende Leitung handelt. Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Ertüchtigung bzw. ein Neubau dieser bestehenden Verbindung in Betracht gezogen. Alternative Verbindungen aus dem Raum Stade/Dollern in den Raum nordwestlich von Bremen bestehen nicht.



Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P23 wurde im NEP 2013 sowie im NEP 2014 von der BNetzA bestätigt und ist Teil des Bundesbedarfsplans (Vorhaben Nr. 38).



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

P24: Netzverstärkung und -ausbau zwischen Stade, Dollern und Landesbergen

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT
Nr. TYNDP 2014: 164.677

Nr. BBPlG 2015: 7

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität aus dem Raum Dollern nach Süden und enthält folgende Maßnahmen:

- M71: Stade/West (früher Schnee bzw. Stade) – Sottrum
Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Neubau einer 380-kV-Leitung zwischen *Stade/West* und Sottrum vorgesehen (Netzverstärkung). Zusätzlich ist in *Stade/West* eine neue 380-kV-Schaltanlage zu errichten (Netzausbau) und die 380-kV-Schaltanlage Sottrum zu verstärken (Netzverstärkung). Die neue 380-kV-Leitung wird an Dollern vorbeigeführt und in Sottrum angeschlossen.
- M72: Sottrum – Grafschaft Hoya (früher Wechold)
Im Rahmen dieser Maßnahme ist *eine Ablösung* der vorhandenen 220-kV-Leitung zwischen Sottrum und Wechold durch eine neue 380-kV-Leitung vorgesehen. Zum Anschluss der Leitung muss die bestehende 380-kV-Schaltanlage Sottrum erweitert (Netzverstärkung) bzw. die bestehende 220-kV-Schaltanlage Wechold komplett neu mit einer Nennspannung von 380 kV errichtet werden (Netzausbau). Der Standort der neuen 380-kV-Schaltanlage, welche die 220-kV-Schaltanlage Wechold *ablösen soll*, ist noch nicht bekannt. Der Suchraum umfasst die Grafschaft Hoya.
- M73: Grafschaft Hoya (früher Wechold) – Landesbergen
Im Rahmen dieser Maßnahme ist *eine Ablösung* der vorhandenen 220-kV-Leitung zwischen Wechold und Landesbergen durch eine neue 380-kV-Leitung vorgesehen. Zum Anschluss der Leitung ist die bestehende 220-kV-Schaltanlage Wechold komplett neu mit einer Nennspannung von 380 kV zu errichten (Suchraum Grafschaft Hoya; Netzausbau) und die bestehende 380-kV-Schaltanlage Landesbergen zu verstärken (Netzverstärkung).

Nach Errichtung von P24 kann die bestehende 220-kV-Leitung rückgebaut werden.

Das Projekt ist ein Drehstrom-Pilotprojekt mit der Möglichkeit zur Teil-Erdverkabelung nach § 4 Bundesbedarfsplangesetz.



M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetrieb- nahme	erforderlich in Szenario					Umstellungsstand
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C	
						2025	2025	2025 GI	2025	2025	
M71	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		65	2021	x	x	x	x	x	1: Vorbereitung Pla- nungs- und Genehmi- gungsverfahren
M72	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		35	2022	x	x	x	x	x	1: Vorbereitung Pla- nungs- und Genehmi- gungsverfahren
M73	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		45	2022	x	x	x	x	x	1: Vorbereitung Pla- nungs- und Genehmi- gungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Durch die stark ansteigende EE-Rückspeisung aus den Verteilernetzen in Norddeutschland ist der heutige Nord-Süd-Kanal über Dollern nach Landesbergen nicht mehr ausreichend, um diese Energie abtransportieren zu können. Dieser Korridor zwischen Dollern und Landesbergen ist jedoch eine zentrale Nord-Süd-Verbindung im Übertragungsnetz. In der geplanten Struktur wird ein Teil des Transits in die neu zu errichtende 380-kV-Schaltanlage in Stade/West und dann an Dollern vorbeigeführt. Damit wird eine Entflechtung vorgenommen, durch die eine starke Leistungskonzentration vermieden und damit die Gefahr des Ausfalls eines gesamten Transitzkorridors minimiert werden kann. Zusätzlich wird durch das Projekt die Übertragungsleistung erhöht.

Das Projekt ist auch in den Szenarien für das Jahr 2035 notwendig und nachweisbar.

Prüfung nach NOVA

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass die geforderte Übertragungskapazität auf der 220-kV-Spannungsebene nicht erreicht werden kann. Aus diesem Grund müssen die bestehenden 220-kV-Leitungen durch 380-kV-Leitungen *abgelöst* werden.

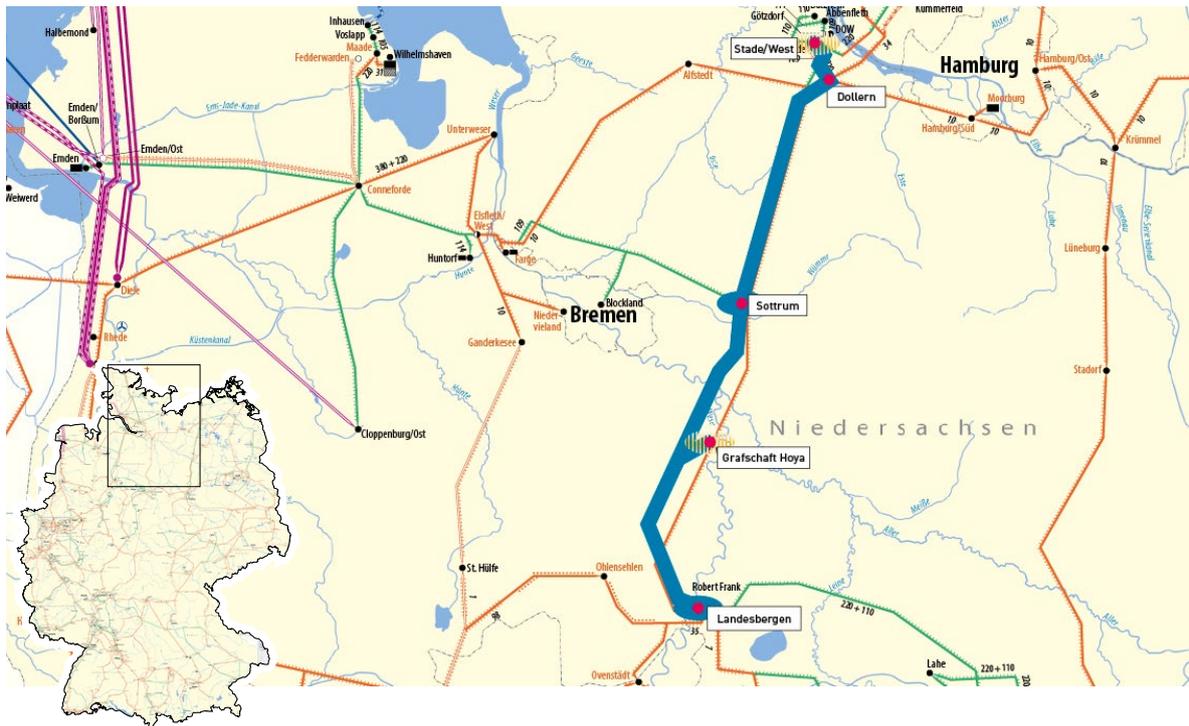
Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Anderweitige Planungsmöglichkeiten kommen nicht in Betracht, da es sich bei dem hier beschriebenen Projekt um einen notwendigen direkten Nord-Süd-Kanal handelt, um die Übertragungsfähigkeit in Richtung Süden zu erhöhen. Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Ertüchtigung bzw. ein Neubau dieser bestehenden Verbindung in Betracht gezogen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wurde im NEP 2012, im NEP 2013 sowie im NEP 2014 von der BNetzA bestätigt und ist Teil des Bundesbedarfsplans (Vorhaben Nr. 7).





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

P25: Netzverstärkung und -ausbau zwischen Brunsbüttel und der dänischen Grenze (Westküstenleitung)

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT
Nr. TYNDP 2014: 209.667

Nr. BBPIG 2015: 8
Nr. PCI: 1.3.1, 1.3.2

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Schleswig-Holstein, zwischen Deutschland und Dänemark sowie von Schleswig-Holstein nach Süden und enthält folgende Maßnahmen:

- **M42: Süderdonn (früher Barlt) nach Heide/West**
Im Rahmen der Maßnahme ist die Errichtung einer neuen 380-kV-Leitung (Netzausbau) zwischen Süderdonn (früher Barlt) und Heide/West erforderlich (Netzausbau). Zum Anschluss der Leitung und der notwendigen Transformatoren müssen in Süderdonn und Heide/West 380-kV-Schaltanlagen neu errichtet werden (Netzausbau).
- **M43: Heide/West nach Husum/Nord**
Von Heide/West nach Husum/Nord ist der Neubau einer 380-kV-Leitung vorgesehen (Netzausbau). Im Rahmen dieser Maßnahme ist in Heide/West und Husum/Nord der Bau neuer 380-kV-Schaltanlagen (Netzausbau) und zum Abtransport der EEG-Einspeiseleistung die Inbetriebnahme neuer Transformatoren notwendig (Netzausbau).
- **M44: Husum/Nord nach Niebüll/Ost**
Im Rahmen der Maßnahme ist eine neue 380-kV-Leitung zwischen Husum/Nord und Niebüll/Ost erforderlich (Netzausbau). Zum Anschluss der Leitung und der notwendigen Transformatoren müssen die 380-kV-Schaltanlagen in Husum/Nord und Niebüll/Ost neu errichtet werden (Netzausbau).
- **M45: Niebüll/Ost nach Grenze Dänemark**
Im Rahmen der Maßnahme ist ein Neubau einer 380-kV-Leitung zwischen Niebüll/Ost und der dänischen Grenze erforderlich (Netzausbau). Zum Anschluss der Leitung und der notwendigen Transformatoren muss in Niebüll/Ost eine 380-kV-Schaltanlage neu errichtet werden (Netzausbau).

Die ehemalige Maßnahme M42a: Brunsbüttel nach Süderdonn (früher Barlt) befindet sich bereits in der Umsetzung und wurde deshalb in die Startnetztopologie überführt (siehe TTG-P25a).



M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	erforderlich in Szenario					Umstellungsstand
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C	
						2025	2025	2025 GI	2025	2025	
M42	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	27,5		2017	x	x	x	x	x	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach BImSchG
M43	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	39		2018	x	x	x	x	x	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach BImSchG
M44	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	43		2018	x	x	x	x	x	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach BImSchG
M45	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	12		2021	x	x	x	x	x	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Aufgrund des prognostizierten starken Anstiegs erneuerbarer Energien insbesondere an der Westküste Schleswig-Holsteins sind die bestehende 110-kV-Netzstruktur und die vorhandenen Transformatoren nicht mehr ausreichend, um die Energie abtransportieren zu können. Die Ertüchtigung der 110-kV-Netzstruktur ist aufgrund der erwarteten Prognose zum Ausbau erneuerbarer Energien nicht mehr bedarfsgerecht und nicht zukunftsorientiert. Das Projekt ist auch in den Szenarien für das Jahr 2035 notwendig und nachweisbar.

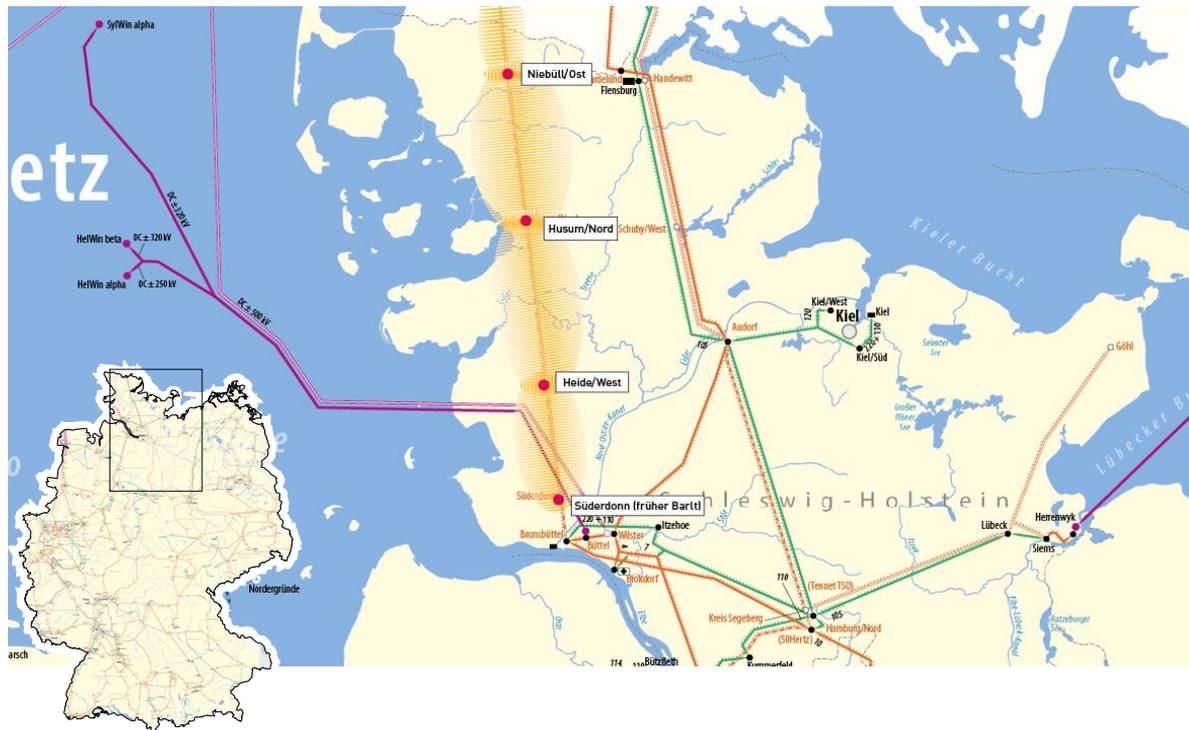
Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Da die Ertüchtigung der 110-kV-Netzstruktur nicht mehr bedarfsgerecht ist und sich an der Westküste Schleswig-Holsteins bisher keine Netzstruktur auf der Höchstspannungsebene befindet, kommen anderweitige Planungsmöglichkeiten nicht in Betracht.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wurde im NEP 2012, im NEP 2013 sowie im NEP 2014 von der BNetzA bestätigt und ist Teil des Bundesbedarfsplangesetzes (Vorhaben Nr. 8). Das Projekt wird von der Europäischen Kommission als Vorhaben von gemeinsamem Interesse (Projects of Common Interest – PCI) unter den Nummern 1.3.1 und 1.3.2 in der PCI-Liste der Europäischen Union geführt.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

P26: Netzverstärkung zwischen Brunsbüttel, Büttel, Wilster und Dollern

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Nr. BBPIG 2015: –

Nr. TYNDP 2014: –

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Schleswig-Holstein und enthält folgende Maßnahmen:

- **M76: Büttel – Wilster**
Von Büttel nach Wilster ist die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung vorgesehen, um die Stromtragfähigkeit der bestehenden Leitung auf 3.600 A zu erhöhen (Netzverstärkung). Eine Verstärkung der Leitung mittels eines Hochtemperaturleiterseils ist nicht möglich. Die Leitung muss in bestehender Trasse neu gebaut werden. Hierzu sind die 380-kV-Schaltanlagen Büttel und Wilster zu verstärken (Netzverstärkung).
- **M432: Brunsbüttel – Büttel**
Von Brunsbüttel nach Büttel ist die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung vorgesehen, um die Stromtragfähigkeit der bestehenden Leitung auf 3.600 A zu erhöhen (Netzverstärkung). Eine Verstärkung der Leitung mittels eines Hochtemperaturleiterseils ist nicht möglich. Die Leitung muss in bestehender Trasse neu gebaut werden. Hierzu sind die 380-kV-Schaltanlagen Büttel und Brunsbüttel zu verstärken (Netzverstärkung).
- **M79: Elbekreuzung**
Das Teilstück der 380-kV-Leitung Hamburg/Nord – Dollern, das beim Bau der 380-kV-Leitung Hamburg/Nord – Dollern (siehe TTG-005) noch nicht auf eine Stromtragfähigkeit von 3.600 A ertüchtigt wird, muss zwischen dem Kreuzungspunkt mit der 380-kV-Leitung Wilster – Dollern und Dollern ertüchtigt (Netzverstärkung). Hierzu ist die 380-kV-Anlage in Dollern zu verstärken (Netzverstärkung).
- **M89: Wilster – Dollern**
Von Wilster in Richtung Dollern ist der Neubau der 380-kV-Leitung in bestehender Trasse vorgesehen, um die Stromtragfähigkeit der bestehenden Leitung auf 3.600 A zu erhöhen (Netzverstärkung). Hierzu ist die 380-kV-Schaltanlage in Wilster zu verstärken (Netzverstärkung).



M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetrieb- nahme	erforderlich in Szenario					Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C	
						2025	2025	2025 GI	2025	2025	
M76	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		8	2021	x	x	x	x	x	
M432	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		3	2021	x	x	x	x	x	
M79	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		10	2021	x	x	x	x	x	
M89	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		55	2016/ 2025	x	x	x	x	x	

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Aufgrund des prognostizierten starken Anstiegs erneuerbarer Energien im Raum Schleswig-Holstein ist die bestehende 380-kV-Netzstruktur nicht mehr ausreichend, um die Energie abtransportieren zu können. Die zugrundeliegende 380-kV-Netzstruktur wäre ohne die hier aufgeführten Maßnahmen nicht mehr (n-1)-sicher. Darüber hinaus sind die Schaltanlage Büttel als Netzverknüpfungspunkt für den Offshore-Netzentwicklungsplan (*Projekte NOR-4-1, NOR-4-2, NOR-5-1 und NOR-5-2 im O-NEP 2025*) sowie die Schaltanlagen Brunsbüttel und Wilster jeweils als Netzverknüpfungspunkte für die HGÜ-Verbindungen DC3 und DC4 (zusammen Sued-Link) vorgesehen. Die Schaltanlage Wilster ist zusätzlich als Netzverknüpfungspunkt für die DC-Verbindung nach Norwegen (NordLink, siehe TTG-P68) vorgesehen. Mit den Maßnahmen M76 und M432 werden die vergleichsweise eng zusammenliegenden Netzverknüpfungspunkte Brunsbüttel, Büttel und Wilster unter einander verbunden.

Das Projekt ist auch in den Szenarien für das Jahr 2035 notwendig und nachweisbar.

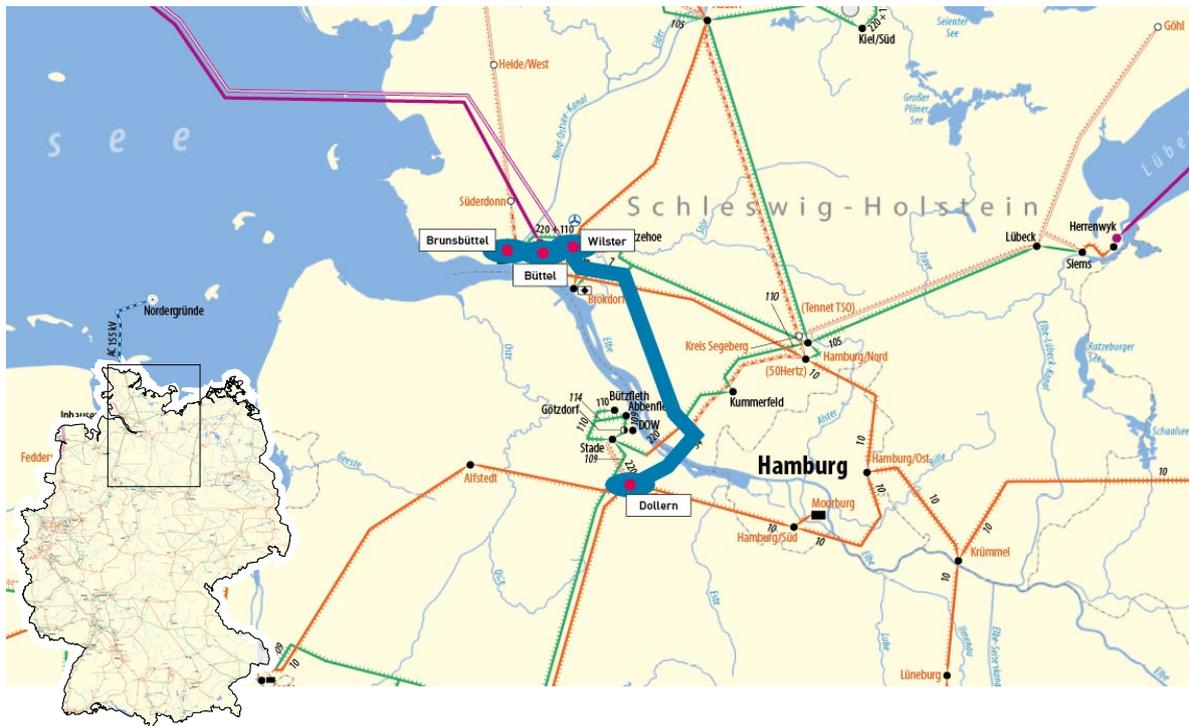
Prüfung nach NOVA

Im Rahmen des NOVA-Prinzips wurde festgestellt, dass durch FLM die geforderte Übertragungskapazität nicht erreicht werden kann. Eine Anwendung von HTL ist nicht möglich, da es aufgrund der Geometrie der Zweier-Leiterbündel zu einer unzulässigen Lärmemission kommen könnte. Aus diesem Grund müssen die Leitungen in bestehender Trasse neu gebaut werden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Ertüchtigung bzw. ein Neubau einer bestehenden Verbindung in Betracht gezogen. Anderweitige Planungsmöglichkeiten *wurden* nicht *untersucht*, da es sich bei den Verbindungen um bereits existierende Leitungen handelt.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

P27: Netzverstärkung zwischen Landesbergen und Wehrendorf

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion, TenneT Nr. BBPIG 2015: –
Nr. TYNDP 2014: 1092 (RgIP)

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Landesbergen und Wehrendorf und enthält folgende Maßnahme:

- M52: Landesbergen – Wehrendorf
Die Leitung von Landesbergen nach Wehrendorf ist zu verstärken. Hierzu erfolgt abschnittsweise die Zubeisilung eines 380-kV-Stromkreises auf bestehendem Gestänge (Netzverstärkung). Wo dies nicht möglich ist, ist ein Neubau erforderlich. Alternativ ist der Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen zu prüfen. Die 380-kV-Schaltanlagen Wehrendorf, *Ohlensehlen* und Landesbergen müssen verstärkt werden (Netzverstärkung). Im Raum westlich von Ohlensehlen ist das Netz umzustrukturieren. Ohlensehlen wird dabei voll eingeschleift. Abschnittsweise werden heute auf dem 380-kV-Stromkreisplatz 110-kV-Stromkreise auf der Leitung mitgeführt. Für diese 110-kV-Stromkreise muss eine Ersatzlösung geschaffen werden.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	erforderlich in Szenario					Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C	
						2025	2025	2025 GI	2025	2025	
M52	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		80	2023	x	x	x			

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Die Verstärkung der in Ostwestrichtung verlaufenden 380-kV-Leitung verhindert Überlastungen auf der von Landesbergen in südlicher Richtung verlaufenden Leitung Ovenstädt – Bechterdissen. Diese entstehen durch den Abtransport überschüssiger Windenergie aus Offshore- und Onshore-Anlagen von Norden nach Süden. Das Projekt ist auch in den Szenarien für das Jahr 2035 notwendig und nachweisbar. Das Projekt P27 wurde bereits in den Netzentwicklungsplänen 2012, 2013 und 2014 identifiziert.

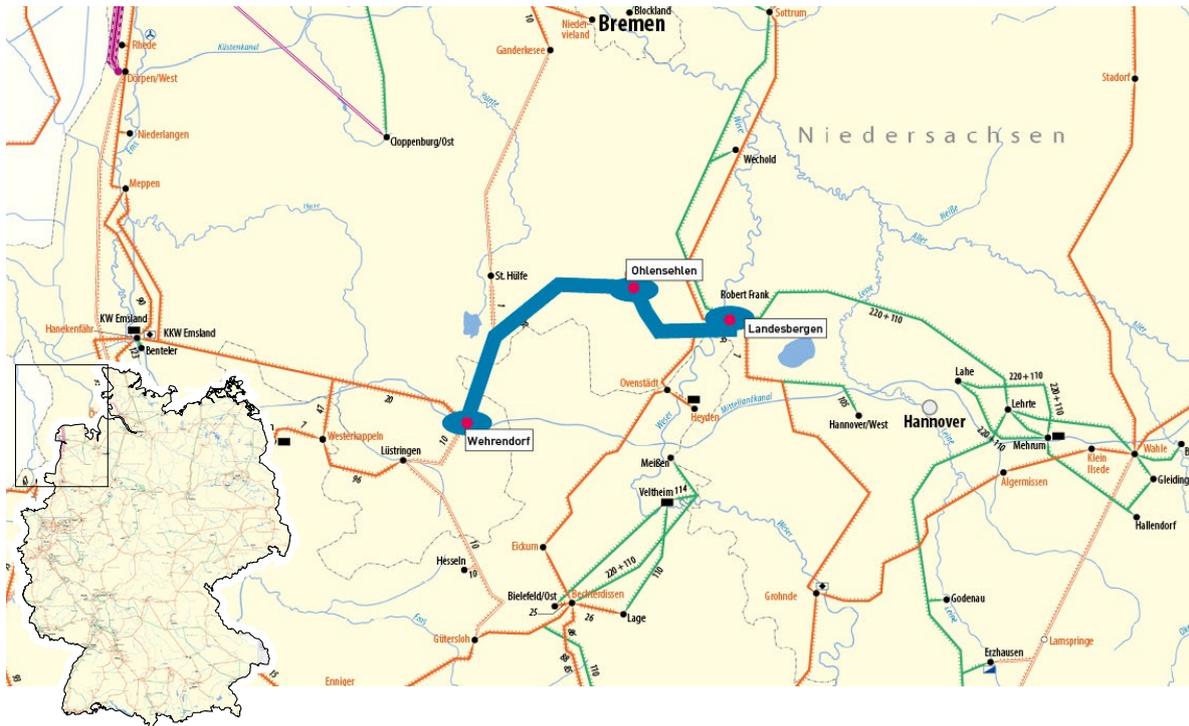
Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Anderweitige Planungsmöglichkeiten wurden nicht untersucht, da es sich bei der Verbindung von Landesbergen nach Wehrendorf um eine bereits existierende Leitung handelt. Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Ertüchtigung bzw. ein Neubau dieser bestehenden Verbindung in Betracht gezogen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Die Maßnahme wird im Regional Investment Plan von ENTSO-E mit der Nr. 1092 ausgewiesen.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

P30: Netzverstärkung in Westfalen

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion
Nr. TYNDP 2014: 678 (RgIP)

Nr. BBPIG 2015: 9

Beschreibung des geplanten Projekts

- M61: Hamm/Uentrop – Kruckel
Die bestehende Leitung zwischen Uentrop und Kruckel muss durch einen 380-kV-Stromkreis verstärkt werden (Spannungsumstellung mit Umbeseilung/Netzverstärkung). Die 380-kV-Anlagen Lippborg und Kruckel müssen ebenfalls verstärkt werden (Netzverstärkung). Der mit der Spannungsumstellung entfallende 220-kV-Stromkreis erfordert eine Verstärkung der 220-kV-Anlage Laer (Netzverstärkung).

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	erforderlich in Szenario					Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C	
						2025	2025	2025 GI	2025	2025	
M61	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		60	2018	x	x	x	x	x	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts**Netzplanerische Begründung**

Ohne die Netzverstärkung treten im 380-kV-Netz zwischen Lippe und Mengede aufgrund regionaler Einspeisung von Kraftwerksleistung verbunden mit überregionalen Leistungstransiten Überlastungen auf. Diese Überlastungen werden durch die Maßnahme wirksam behoben. Das Projekt ist auch in den Szenarien für das Jahr 2035 notwendig und nachweisbar.

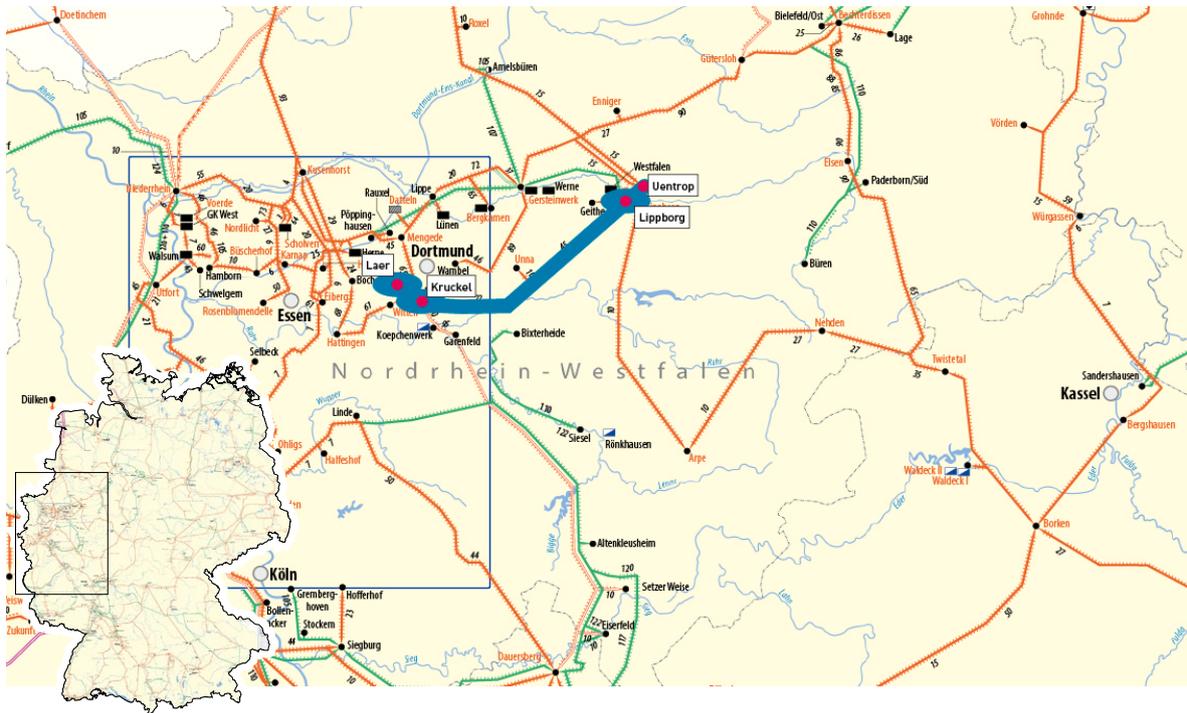
Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Da die bestehende Leitung von Uentrop nach Kruckel zur Erweiterung der Transportkapazität in Ostwestrichtung verstärkt werden kann, wird diese Alternative vorrangig gegenüber der Netzverstärkung durch Neubau in bestehender Trasse der unmittelbar betroffenen Leitung zwischen Lippe und Mengede berücksichtigt.

Bisherige Bestätigung

Das Projekt 30 mit der Maßnahme 61 wurde in den Netzentwicklungsplänen 2012 und 2013 sowie im NEP 2014 von der BNetzA bestätigt und ist Teil des Bundesbedarfsplans (Vorhaben Nr.9: Höchstspannungsleitung Hamm-Uentrop – Kruckel, Drehstrom Nennspannung 380 kV). Die Maßnahme wird im Regional Investment Plan von ENTSO-E mit der Nr. 678 ausgewiesen.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

P33: Netzverstärkung Wolmirstedt – Helmstedt – Wahle

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz, TenneT Nr. BBPlG 2015: 10
 Nr. TYNDP 2014: 683 (RgIP)

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Sachsen-Anhalt und Niedersachsen. Es stärkt die Verbindung der Netze von 50Hertz und TenneT und dient dem Abtransport von Onshore-Windenergie. Es enthält folgende Maßnahme:

- M24a: Wolmirstedt – Helmstedt – Wahle
 Von Wolmirstedt über Helmstedt, Hattorf nach Wahle ist die bestehende 380-kV-Leitung durch einen Leitungsneubau in vorhandener Trasse zu verstärken (Netzverstärkung). Eine Umbeseilung auf Hochstrombeseilung bzw. Hochtemperaturleiterseile ist aufgrund der Maststatik bei den 50Hertz-Leitungsabschnitten nicht möglich. Auf dem TenneT-Abschnitt ist *der Einsatz von HTL – vorbehaltlich der Genehmigungsfähigkeit* – grundsätzlich möglich. Weiterhin sind die 380-kV-Anlagen Wolmirstedt, Helmstedt, Hattorf und Wahle entsprechend zu verstärken (Netzverstärkung). *Die Schaltanlage Hattorf* wird in diesem Zuge voll eingeschleift.

Als Inbetriebnahmezeitraum für M24a wird 2022 anvisiert.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	erforderlich in Szenario					Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C	
						2025	2025	2025 GI	2025	2025	
M24a	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse <i>Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung</i>		111	2022	x	x	x	x	x	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Die bestehende 380-kV-Leitung Wolmirstedt – Helmstedt (Kuppelleitung zwischen 50Hertz und TenneT) sowie die sich anschließenden 380-kV-Leitungen Helmstedt – Hattorf – Wahle werden durch hohe Leistungsflüsse (*vor allem in Ost-West-Richtung*), bedingt durch einen großen Erzeugungsüberschuss in der Regelzone von 50Hertz, bereits heute hoch belastet. Die bestehenden Leitungen weisen eine Übertragungsfähigkeit von 1.660 MVA pro Stromkreis auf. Ohne die Netzverstärkung wird die 380-kV-Leitung Wolmirstedt – Helmstedt bei Ausfall eines Stromkreises dieser Leitung unzulässig hoch belastet.

Prüfung nach NOVA

Durch Freileitungsmonitoring auf der bestehenden 380-kV-Leitung Wolmirstedt – Helmstedt können zwar in Starkwindperioden maximal 2.150 MVA pro Stromkreis übertragen werden. In Schwach- bzw. Mittelwindperioden ist die Übertragungskapazität der Leitung Wolmirstedt – Helmstedt für die gemäß Szenariorahmen zu erwartenden Übertragungsaufgaben hingegen weiterhin nicht ausreichend. Eine Umbeseilung scheidet in der 50Hertz-Regelzone aufgrund der Standsicherheit der betroffenen Masten aus. Diese Feststellung resultiert aus aktuellen Ereignissen sowie Untersuchungen der betreffenden Maststatiken.



Die Erhöhung der Transportkapazität ist mit einem Neubau in bestehendem Trassenraum realisierbar. *In der TenneT-Regelzone ist der Einsatz von HTL – vorbehaltlich der Genehmigungsfähigkeit – grundsätzlich möglich.*

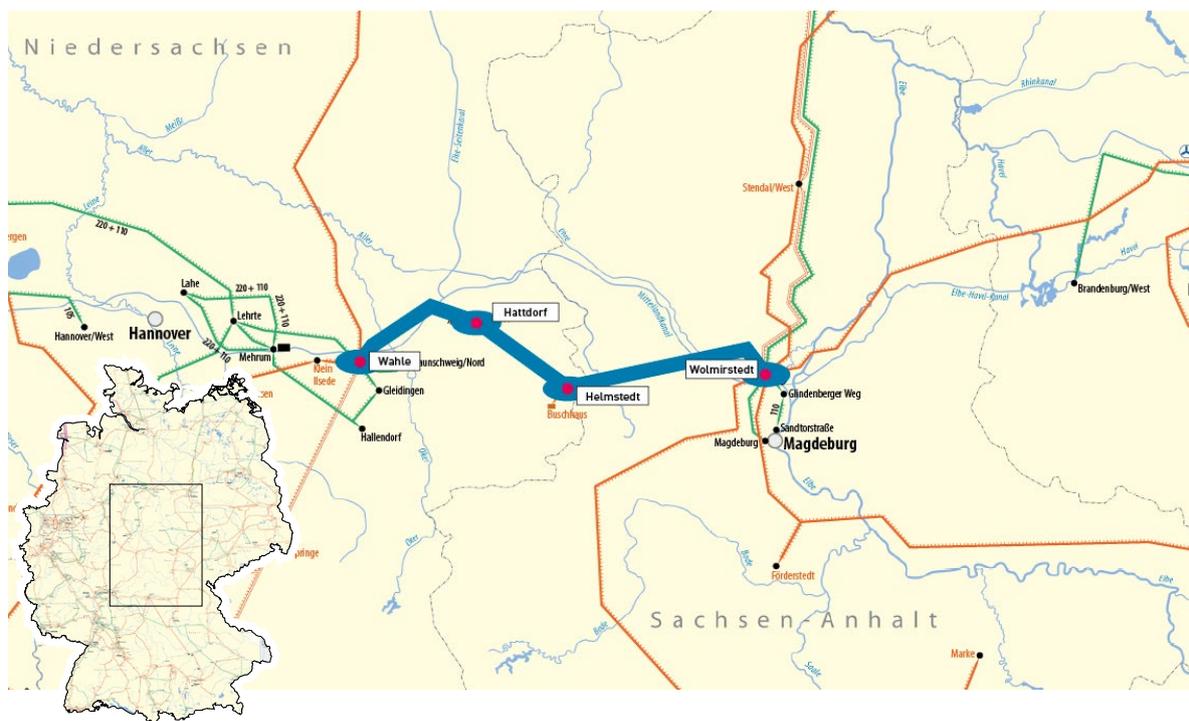
Das Projekt ist auch in den Szenarien für das Jahr 2035 notwendig und nachweisbar.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als Alternative wurden eine zusätzliche 380-kV-Leitung von Stendal/West (50Hertz) nach Wahle (TenneT) sowie eine Verstärkung der südlichen Achse mit Hilfe eines 380-kV-Neubaus zwischen den Standorten Förderstedt und Marke bzw. Klostermansfeld erwogen. Mithilfe einer dieser Doppelleitungen könnte die Überlastung Wolmirstedt – Helmstedt wirksam entlastet werden. Diese Option wurde aber aufgrund der zusätzlichen Rauminanspruchnahme durch eine neue Trasse verworfen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt 33 wurde im NEP 2012 und im NEP 2013 mit der Maßnahme 24a von der BNetzA bestätigt. Die Maßnahme 24a wurde in der Bestätigung des NEP 2013 als Beitrag zur industriepolitischen Entwicklung der Region begrüßt. Im NEP 2014 wurde das Projekt mit den Maßnahmen 24a und 24b von der BNetzA bestätigt. *Es ist Teil des Bundesbedarfsplans (Vorhaben Nr. 10).*



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

P34: Netzverstärkung Güstrow – Wolmirstedt

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz
Nr. TYNDP 2014: 200 (RgIP)

Nr. BBPIG 2015: 39

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität von Mecklenburg-Vorpommern über Brandenburg nach Sachsen-Anhalt. Zwischen den Umspannwerken Güstrow in Mecklenburg-Vorpommern und Perleberg in Brandenburg verläuft eine 220-kV-Freileitung, deren Kapazität auf 380 kV erhöht werden soll. Die geplante Freileitung soll auf rund 100 Kilometern Länge weitgehend im Rahmen der schon bestehenden Freileitungstrasse verlaufen. Abweichungen von der aktuellen Trasse sind gemäß Planungsrecht möglich, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen oder bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern.

- **M22a: Perleberg – Stendal/West – Wolmirstedt**
Von Perleberg über Stendal/West nach Wolmirstedt wird ein 380-kV-Leitungsneubau mit Hochstrombeseilung im bestehenden 220-kV-Trassenraum errichtet. Hierzu sind die 380-kV-Anlagen Perleberg, Stendal/West und Wolmirstedt zu erweitern.
- **M22b: Parchim/Süd – Perleberg**
Von Parchim/Süd nach Perleberg wird ein 380-kV-Leitungsneubau mit Hochstrombeseilung im bestehenden 220-kV-Trassenraum errichtet. Hierzu ist die 380-kV-Anlage Perleberg zu erweitern.
- **M22c: Güstrow – Parchim/Süd**
Von Güstrow nach Parchim/Süd wird ein 380-kV-Leitungsneubau mit Hochstrombeseilung im bestehenden 220-kV-Trassenraum errichtet. Hierzu ist die 380-kV-Anlage Güstrow zu erweitern. Zudem ist im Zusammenhang mit M22b und M22c das für einen späteren 380-kV-Betrieb konzipierte, aktuell mit 220 kV in Betrieb befindliche Umspannwerk Parchim/Süd (BBPIG Nr. 28; 50HzT-P61) von 220 kV auf 380 kV umzustellen inkl. Einsatz einer 380/110-kV- anstelle der heutigen 220/110-kV-Transformation.

Weitere Informationen zum Projekt sind verfügbar unter:

<http://www.50hertz.com/de/Netzausbau/Projekte/380-kV-Freileitung-Perleberg-Wolmirstedt>

<http://www.50hertz.com/de/Netzausbau/Projekte/380-kV-Freileitung-Guestrow-Parchim-Sued-Perleberg>

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	erforderlich in Szenario					Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C	
						2025	2025	2025 GI	2025	2025	
M22a	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		112	2020	x	x	x	x	x	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach BImSchG
M22b	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		38	2020	x	x	x	x	x	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach BImSchG
M22c	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		49	2020	x	x	x	x	x	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach BImSchG



Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Die 220-kV-Leitung Güstrow – Wolmirstedt besitzt derzeit eine geringe Übertragungskapazität von ca. 340 MVA pro Stromkreis. Aufgrund der vorherrschenden Hauptleistungsflussrichtung von Nord nach Süd ist die 220-kV-Leitung Güstrow – Wolmirstedt bei entsprechenden Erzeugungs- und Lastsituationen bereits heute hoch belastet. Gemäß Szenariorahmen ist über das Umspannwerk Parchim/Süd zusätzlich eine EE-Leistung zwischen ca. 390 MW in A 2025 und ca. 495 MW in B 2025 angeschlossen. Die bestehende 220-kV-Leitung Güstrow – Wolmirstedt besitzt somit für die zu erwartenden Übertragungsaufgaben eine zu geringe Übertragungskapazität. Durch die gemäß Szenariorahmen zu erwartenden On- und Offshore-Windeinspeisungen in Mecklenburg-Vorpommern sowie erhöhte Transitleistungsflüsse aus Dänemark wird diese Leitung immer stärker belastet.

Zur Erhöhung der Übertragungskapazität muss folglich die Spannungsebene auf 380 kV erhöht und die Leitung neu errichtet werden. Ohne den Neubau im bestehenden Trassenraum wird die 220-kV-Leitung Güstrow – Wolmirstedt bei Ausfall eines Stromkreises dieser Leitung bzw. bei Ausfall eines Stromkreises der 380-kV-Leitung Stendal/West – Wolmirstedt unzulässig hoch belastet. Die Notwendigkeit des 380-kV-Neubaus zwischen Güstrow und Wolmirstedt wurde ebenfalls in der „Netzstudie Mecklenburg-Vorpommern“ durch die Universität Rostock untersucht, welche am 31.05.2013 veröffentlicht wurde. In allen dort untersuchten EE-Ausbauszenarien inkl. Variation der konventionellen Erzeugung wurde die betreffende Leitung als notwendig identifiziert. Die unzulässig hohe Leitungsbelastung wird wesentlich durch die über das Umspannwerk Parchim/Süd zusätzlich eingespeiste EE-Leistung verursacht. Daher ist es notwendig, dieses Umspannwerk auf 380 kV umzustellen und in die 380-kV-Leitung Güstrow – Wolmirstedt einzubinden. Zusätzlich ist eine Einschleifung der 380-kV-Neubau-Freileitung in das Umspannwerk Perleberg und eine Doppelschleifung in das Umspannwerk Stendal/West erforderlich. Die Umspannwerke Güstrow, Stendal/West und Wolmirstedt werden zudem um 380/110-kV-Transformatoren erweitert (s. NEP 2014, P127 Nr. 30, 37 und 38).

Prüfung nach NOVA

Im Rahmen des NOVA-Prinzips wurden die Anwendung von Freileitungsmonitoring sowie eine Umbeseilung der bestehenden Leitung geprüft. Zur Anwendung einer Netzoptimierung mittels Freileitungsmonitoring ist die bestehende 220-kV-Leitung Güstrow – Wolmirstedt aufgrund ihrer Spannungsebene sowie der Bauweise nicht geeignet. Eine Netzverstärkung durch Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen scheidet ebenfalls aufgrund der Spannungsebene bzw. Bauweise und Maststatik aus. Die 220-kV-Leitung Güstrow – Wolmirstedt wurde 1953 nach den technischen Normen, Gütevorschriften und Lieferbedingungen (TGL) der ehemaligen DDR errichtet. Konstruktive Veränderungen der bestehenden Masten sind nach aktuellen DIN-Vorschriften durchzuführen. Eine Netzverstärkung durch Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen würde der bestehenden Mastkonstruktion nach DIN-Norm einer unzulässigen mechanischen Beanspruchung aussetzen. Aus diesem Grund machen derartige Netzverstärkungen einen Neubau der Masten erforderlich.

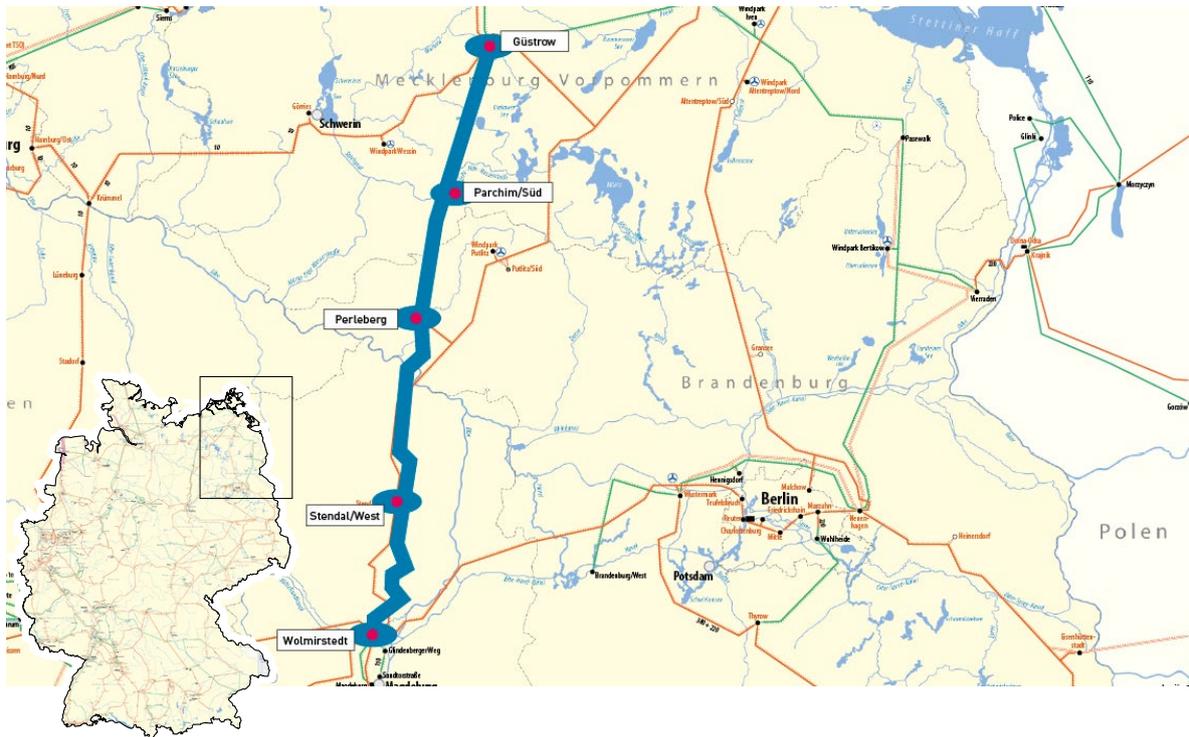
Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Zu den Maßnahmen 22a, 22b und 22c sind keine anderen Netzoptimierungen oder -verstärkungen zur Beherrschung der erwarteten Leistungsfluss- und Netzsituationen in dieser Netzregion möglich, da in der vorherrschenden Hauptleistungsflussrichtung von Süd nach Nord keine parallelen 220-kV-Verbindungen vorhanden sind.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt 34 wurde im NEP 2013 von der Bundesnetzagentur bestätigt. Im Rahmen der Bestätigung des NEP 2013 erfolgte die Bewertung des Projekts 34 gemeinsam für beide Maßnahmen (P34 und 50HzT-P61), da diese eng miteinander verknüpft sind sowie eine Trennung in den Begründungen nicht klar möglich ist. Das Projekt 34 wurde im NEP 2014 mit den Maßnahmen M22a, M22b und M22c von der BNetzA bestätigt.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 geführt.

P36: Netzverstärkung Bertikow – Pasewalk

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz
Nr. TYNDP 2014: 199 (RgIP), 45.199

Nr. BBPlG 2015: 11

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern.

- M21: Bertikow – Pasewalk
Von Bertikow (Brandenburg) nach Pasewalk (Mecklenburg-Vorpommern) wird eine neue 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung überwiegend im bestehenden 220-kV-Trassenraum errichtet. *Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue* Leitung wird die bestehende Trasse möglichst genutzt. Dabei können geringe Abweichungen von der aktuellen Trasse bei der nachgelagerten Planung entstehen, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen oder bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern. Die 380-kV-Anlage Bertikow ist zu erweitern. Weiterhin ist eine 380-kV-Anlage mit zunächst 2 x 380/110-kV-Transformatoren für die *Ablösung der* 220-kV-Anlage inkl. 220/110-kV-Transformatoren des bestehenden Standortes Pasewalk *neu* zu errichten. Es sind zudem 380/220-kV-Netzkuppler in Pasewalk für die Stützung des verbleibenden 220-kV-Netzes in Mecklenburg-Vorpommern vorzusehen (*M21 Netzverstärkung horizontal, Anlage Pasewalk*).

Nach Inbetriebnahme der 380-kV-Freileitung und einem angemessenen Probetriebszeitraum ist geplant, den 220-kV-Leitungsabschnitt an den Abschnitten, die parallel zur 380-kV-Leitung verlaufen, zurück zu bauen.

Als Inbetriebnahmezeitraum für die Maßnahme 21 Bertikow – Pasewalk wird 2019 anvisiert. Das Leitungsprojekt ist das erste Infrastrukturprojekt der Energiewende, für das Anfang September 2014 das Zulassungsverfahren im Rahmen der Bundesfachplanung durch die Bundesnetzagentur gestartet wurde.

Der aktuelle Verfahrensstand sowie detaillierte Unterlagen zur Trassenkorridorfindung sind *verfügbar unter*: <http://www.50hertz.com/de/Netzausbau/Projekte/380-kV-Freileitung-Bertikow-Pasewalk>

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	erforderlich in Szenario					Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C	
						2025	2025	2025 GI	2025	2025	
M21	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		30	2019	x	x	x	x	x	2: Im Raumordnungsverfahren/Bundesfachplanung
M21	Anlage	Netzverstärkung: horizontal			2019	x	x	x	x	x	



Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Die 220-kV-Leitung Bertikow – Pasewalk besitzt derzeit eine geringe Übertragungskapazität von ca. 410 MVA pro Stromkreis. Gemäß Szenariorahmen ist in der Region über das Umspannwerk Pasewalk und das benachbarte, für einen Windparkanschluss geplante neue Umspannwerk Pasewalk/Nord eine EE-Leistung zwischen ca. 590 MW in A 2025 und ca. 630 MW in B 2025 angeschlossen. Zudem werden die bestehenden Leitungen durch die Übertragung von Windenergie aus der Uckermark in Richtung Westen bzw. in Richtung Polen (Kuppelleitung Vierraden – Krajnik; 50HzT-003; EnLAG Nr. 3) zusätzlich belastet. Für die gemäß Szenariorahmen zu erwartenden Onshore-Windeinspeisungen übersteigt der Übertragungsbedarf die Übertragungskapazität der 220-kV-Leitungen deutlich. Ohne den 380-kV-Neubau Bertikow – Pasewalk im bestehenden Trassenraum wird die bestehende 220-kV-Leitung bei Ausfall eines Stromkreises dieser Leitung unzulässig hoch belastet.

Prüfung nach NOVA

Im Rahmen des NOVA-Prinzips wurden Schaltmaßnahmen, die Anwendung von Freileitungsmonitoring sowie eine Umbeseilung der bestehenden Leitung geprüft. Bereits heute werden auf der bestehenden 220-kV-Verbindung Schaltmaßnahmen zur Reduzierung der Leitungsbelastung vorgenommen. Die damit erreichbaren Entlastungen reichen künftig nicht mehr aus, um die Leitung (n-1)-sicher betreiben zu können. Zur Anwendung einer Netzoptimierung mittels Freileitungsmonitoring ist die bestehende 220-kV-Leitung Bertikow – Pasewalk aufgrund ihrer Spannungsebene sowie der Bauweise nicht geeignet. Eine Netzverstärkung durch Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen scheidet ebenfalls aufgrund der Spannungsebene bzw. Bauweise und Maststatik aus. Die zu ersetzende 220-kV-Leitung Bertikow – Pasewalk wurde 1958 nach den technischen Normen, Gütevorschriften und Lieferbedingungen (TGL) der ehemaligen DDR errichtet. Konstruktive Veränderungen der bestehenden Masten sind nach aktuellen DIN-Vorschriften durchzuführen. Eine Netzverstärkung durch Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen würde die bestehende Mastkonstruktion nach DIN-Norm einer unzulässigen mechanischen Beanspruchung aussetzen. Aus diesem Grund machen derartige Netzverstärkungen einen Neubau der Masten erforderlich. Die mit der Netzstrukturänderung einhergehende Erhöhung der Übertragungsspannung von 220 kV auf 380 kV stellt daher gemäß Bestätigung NEP 2013 einen nachhaltigen Ansatz dar.

Das Projekt ist auch in den Szenarien für das Jahr 2035 notwendig und nachweisbar.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Zur Maßnahme 21 sind keine anderen Netzoptimierungen oder -verstärkungen möglich, die wirtschaftliche oder netztechnische Alternativen darstellen. Die gemäß Szenariorahmen erwartete installierte EE-Leistung kann in der Region nur durch die Einbindung in das 380-kV-Netz abgeführt werden, da keine parallele 220-kV-Verbindung vorhanden ist. Eine Reduzierung der Belastung der Verbindung von Bertikow nach Pasewalk durch Topologieänderungen (z. B. Entmaschung in Bertikow) führt zum Belastungsanstieg auf der künftigen 380-kV-Verbindung Vierraden – Krajnik (PL). Da hierbei die Leistungsflüsse auf dem Interkonnektor zum polnischen Übertragungsnetzbetreiber PSE zusätzlich beeinflusst würden, stellt diese Option keine nachhaltige Lösung dar.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt 36 mit der Maßnahme 21 wurde im NEP 2012, NEP 2013 sowie im NEP 2014 von der BNetzA bestätigt.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

P37: Netzverstärkung Vieselbach – Mecklar

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz, TenneT Nr. BBPlG 2015: 12
Nr. TYNDP 2014: 684 (RgIP)

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Thüringen und Hessen. Es stärkt die Verbindung der Netze von 50Hertz und TenneT und dient insbesondere dem Abtransport von Onshore-Windenergie. Es besteht aus folgenden Maßnahmen:

- M25a: Vieselbach – PSW Talsperre Schmalwasser
Von Vieselbach bis zum Netzanschlusspunkt des geplanten Pumpspeicherwerks (PSW) Talsperre Schmalwasser (50HzT-021) ist die bestehende 380-kV-Leitung durch einen Leitungsneubau in vorhandener Trasse zu verstärken. Hierzu ist die 380-kV-Anlage Vieselbach zu ertüchtigen.
Als Inbetriebnahmezeitraum wird 2023 anvisiert.
- M25b: PSW Talsperre Schmalwasser – Ebenheim/Eisenach – Mecklar
Vom Netzanschlusspunkt des geplanten PSW Talsperre Schmalwasser über Ebenheim *und* Eisenach bis Mecklar ist die bestehende 380-kV-Leitung im 50Hertz-Gebiet durch einen Leitungsneubau in vorhandener Trasse zu verstärken. Auf dem TenneT-Abschnitt ist, vorbehaltlich der Genehmigungsfähigkeit, HTL grundsätzlich möglich. Hierzu sind die 380-kV-Anlagen Eisenach und Mecklar zu verstärken.
Als Inbetriebnahmezeitraum wird 2023 anvisiert.
- M25c: Vieselbach – PSW Talsperre Schmalwasser
Von Vieselbach bis zum Netzanschlusspunkt des geplanten PSW Talsperre Schmalwasser wird die bestehende 380-kV-Leitung durch einen Leitungsneubau als Vierfachleitung mit Hochstrombeseilung im bestehenden Trassenraum verstärkt. Hierzu sind die 380-kV-Anlagen in Vieselbach und die für den Netzanschluss des geplanten PSW zu erweitern.
Als Inbetriebnahmezeitraum wird 2025 anvisiert.

*Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung wird möglichst die bestehende Trasse genutzt. Dabei können geringe Abweichungen von der aktuellen Trasse bei der nachgelagerten Planung entstehen, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen oder bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern. Im Abschnitt PSW Talsperre Schmalwasser – Mecklar befindet sich westlich im Nahbereich des PSW-Anschlusspunktes mit dem geplanten *neuen* Standort Ebenheim eine neue mögliche Netzschnittstelle zum Verteilernetzbetreiber (s. NEP 2014, P127 Nr. 10). 50Hertz geht aus Sicht der Rauminanspruchnahme und Gesamtwirtschaftlichkeit davon aus, dass beide Netzanschlüsse an einem gemeinsamen Standort realisiert werden. Zudem ist das UW Eisenach zu erweitern (s. NEP 2014, P127 Nr. 24, 380/110-kV-Transformator).*



M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetrieb- nahme	erforderlich in Szenario					Umstellungsstand
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C	
						2025	2025	2025 GI	2025	2025	
M25a	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		27	2023	x	x	x	x	x	1: Vorbereitung Pla- nungs- und Genehmi- gungsverfahren
M25b	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse/Stromkreisauf- lage/Umbeseilung		108	2023		x	x	x	x	1: Vorbereitung Pla- nungs- und Genehmi- gungsverfahren
M25c	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		27	2025				x	x	

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Die bestehende 380-kV-Leitung Vieselbach – Eisenach – Mecklar (Kuppelleitung zwischen 50Hertz und TenneT) wird durch hohe Leistungsflüsse vor allem in Ost-West-Richtung, bedingt durch einen großen Erzeugungsüberschuss in der Regelzone von 50Hertz, beaufschlagt. Zusätzlich ist geplant, an dieser Leitung das PSW Talsperre Schmalwasser mit einer installierten Leistung von 1.072 MW anzuschließen (s. 50HzT-021). Der erhöhte Transportbedarf zwischen Vieselbach und Mecklar wird dabei nicht allein durch das PSW Talsperre Schmalwasser verursacht. Es kann abhängig vom Betriebszustand auch entlastend auf die 380-kV-Leitung Vieselbach – Mecklar wirken. Die bestehenden Leitungen weisen eine Übertragungsfähigkeit von 1.660 MVA pro Stromkreis auf. Ohne die Verstärkung der Leitung durch *einen Neubau im 50Hertz-Abschnitt bzw. die Umbeseilung im TenneT-Abschnitt* wird die 380-kV-Leitung Vieselbach – Ebenheim – Eisenach – Mecklar bei Ausfall eines Stromkreises dieser Leitung unzulässig hoch belastet.

Prüfung nach NOVA

Das Potenzial der Netzoptimierung mittels Freileitungsmonitoring (FLM) wurde zur Behebung des Engpasses auf der bestehenden 380-kV-Leitung Vieselbach – Eisenach – Mecklar untersucht. So können dadurch in Starkwindperioden maximal 1.900 MVA pro Stromkreis übertragen werden. In Schwach- bzw. Mittelwindperioden ist die Übertragungskapazität der Leitung Vieselbach – Eisenach – Mecklar für die gemäß Szenariorahmen zu erwartenden Übertragungsaufgaben hingegen weiterhin im Grenzbereich der zulässigen Leitungsbelastung. Für die Maßnahme 25b wurde im 50Hertz-Bereich festgestellt, dass es trotz FLM-Anwendung nicht möglich ist, bis zu 3.600 A pro Stromkreis zu übertragen. Eine Umbeseilung scheidet in der 50Hertz-Regelzone aufgrund der Standsicherheit der betroffenen Masten aus. Diese Feststellung resultiert aus aktuellen Ereignissen sowie Untersuchungen der betreffenden Maststatiken. Die Erhöhung der Transportkapazität ist mit einem Neubau *im bestehenden* Trassenraum realisierbar. Im TenneT-Netzgebiet ist eine Netzverstärkung durch Umbeseilung auf Hochtemperaturleiterseile bereits geprüft und – vorbehaltlich der Genehmigungsfähigkeit – grundsätzlich möglich.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

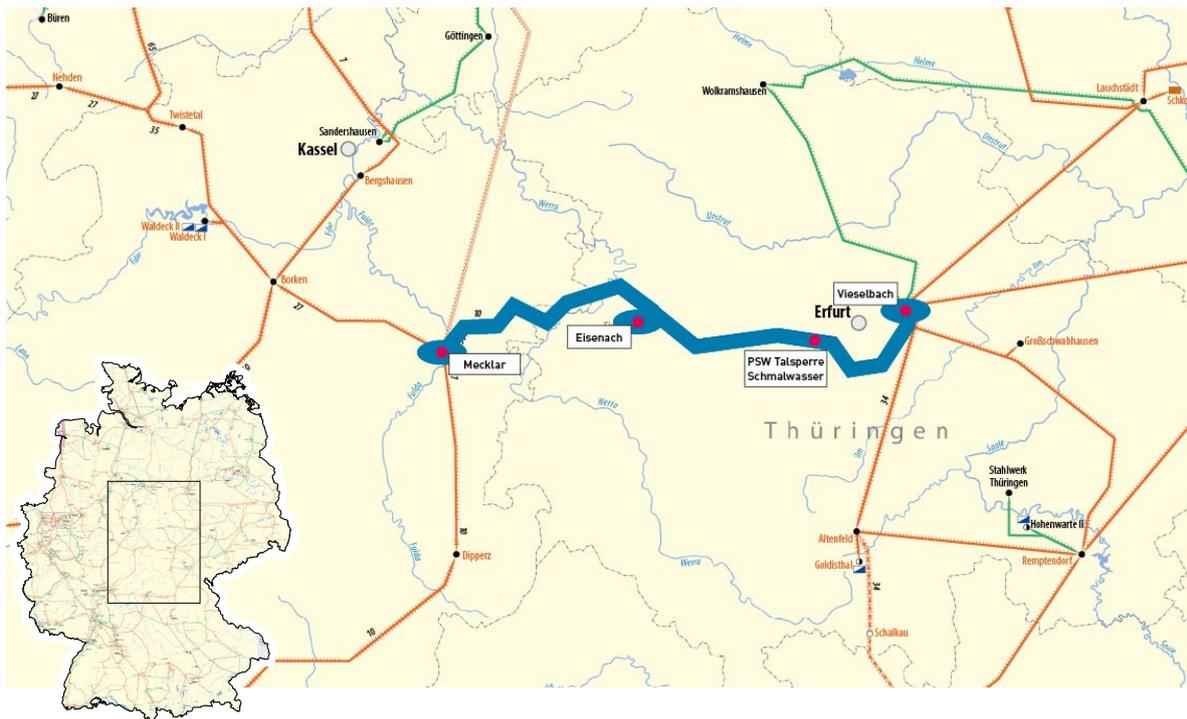
Im Rahmen des NOVA-Prinzips wurde der Neubau einer 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung in bestehender 220-kV-Trasse als Netzverstärkung zwischen Lauchstädt (*bzw. Querfurt/Nord*) und Wolkramshausen – sowie eine Weiterführung in Richtung *südliches* Niedersachsen mit einem zusätzlichen 380-kV-Neubau von Wolkramshausen (50Hertz) mit Anschluss an die geplante 380-kV-Leitung Wahle – Mecklar (TenneT) als *Netzausbau* erwogen.



Diese Option würde jedoch einen Netzausbau in deutlich höherem Umfang erfordern und nähme eine zusätzliche Trasse in Anspruch. Sie wurde verworfen, weil die Trasse hierfür in Richtung *südliches* Niedersachsen zum Anschluss an die v.g. geplante TenneT-Leitung länger wäre als die Bestandstrasse Vieselbach – Eisenach – Mecklar und somit höhere Investitionskosten verursachen würde.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt 37 mit den Maßnahmen M25a und M25b wurde im NEP 2012, im NEP 2013 sowie im NEP 2014 von der BNetzA bestätigt und ist im Bundesbedarfsplan enthalten (Vorhaben Nr. 12).



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

P38: Netzverstärkung Pulgar – Vieselbach

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz
Nr. TYNDP 2014: 130.208

Nr. BBPlG 2015: 13

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Sachsen und Thüringen:

- M27: Pulgar – Vieselbach
Von Pulgar nach Vieselbach wird die bestehende 380-kV-Freileitung durch einen 380-kV-Leitungsneubau mit Hochstrombeseilung verstärkt. Hierzu sind die 380-kV-Anlagen Pulgar und Vieselbach zu ertüchtigen. *Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung wird die bestehende Trasse möglichst genutzt. Dabei können geringe Abweichungen von der aktuellen Trasse bei der nachgelagerten Planung entstehen, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen oder bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern.*

Als Inbetriebnahmezeitraum wird 2024 anvisiert.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetrieb- nahme	erforderlich in Szenario					Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C	
						2025	2025	2025 GI	2025	2025	
M27	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		103	2024	x	x	x	x	x	1: Vorbereitung Pla- nungs- und Genehmigungsver- fahren

Begründung des geplanten Projekts**Netzplanerische Begründung**

Aufgrund der vorherrschenden Hauptleistungsflussrichtung von Nordost/Ost nach Südwest/West aus der 50Hertz-Regelzone in Richtung TenneT ist die 380-kV-Leitung Pulgar – Vieselbach bei entsprechenden Erzeugungs- und Lastsituationen bereits heute sehr hoch belastet. Neben dem Übertragungsbedarf an konventioneller Erzeugungsleistung muss sie die stetig steigende Erzeugungsleistung aus erneuerbaren Energien aufnehmen (s. NEP 2014, P127 Nr. 39, UW Zeitz, neue Anlage mit 380/110-kV-Transformator). Die bestehenden Leitungsabschnitte weisen eine Übertragungsfähigkeit von 1.660 bzw. 1.790 MVA pro Stromkreis auf. Am Standort Pulgar ist das Kraftwerk Lippendorf mit einer installierten Bruttonennleistung von 1.840 MW angeschlossen. Die Übertragungskapazität der Leitung Pulgar – Vieselbach ist für die gemäß Szenariorahmen zu erwartenden Übertragungsaufgaben nicht ausreichend. Ohne den Neubau in bestehender Trasse wird die 380-kV-Leitung Pulgar – Vieselbach bei Ausfall eines Stromkreises dieser Leitung unzulässig hoch belastet.

Prüfung nach NOVA

Zur Anwendung des Freileitungsmonitorings als Instrument der Netzoptimierung ist die bestehende 380-kV-Leitung Pulgar – Vieselbach aufgrund ihrer Bauweise nicht geeignet. Eine Netzverstärkung durch Umbeseilung mit Hochstrombeseilung bzw. Hochtemperaturleiterseile scheidet ebenfalls aufgrund der Bauweise und Maststatik aus. Netzoptimierungen in Form von netzbezogenen Maßnahmen stehen zur Beherrschung der erwarteten Leistungsfluss- und Netzsituationen in dieser Netzregion nur in sehr begrenztem Umfang zur Verfügung.



Eine Reduzierung der Belastung der Verbindung von Pulgar nach Vieselbach durch Topologieänderungen (z. B. Entmaschung in Streumen) führt nahezu direkt proportional zu einem Belastungsanstieg auf den sehr stark belasteten 380-kV-Verbindungen in Richtung Bayern und ist daher keine nachhaltige Lösung.

Das Projekt ist auch in den Szenarien für das Jahr 2035 notwendig und nachweisbar.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als Alternative wurde eine weitere Vermaschung durch den Neubau einer 380-kV-Leitung Eula – Weida – Remptendorf in bestehender 220-kV-Trasse Eula – Weida und bestehender 380-kV-Trasse Weida – Remptendorf erwogen. Neben der in Rede stehenden Leitung würde dieser Neubau zudem die Leitung Röhrsdorf – Remptendorf entlasten. Diese Option wurde jedoch aus zwei Gründen nicht weiter verfolgt:

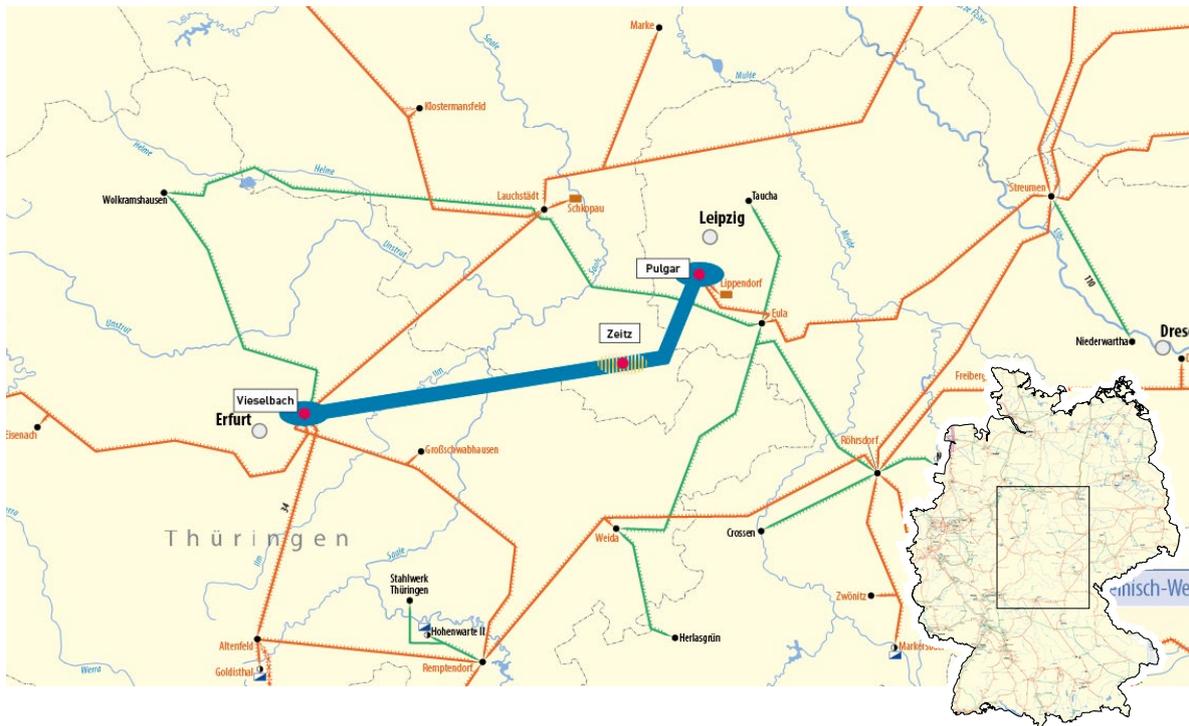
- Diese Trasse ist länger als die Trasse Pulgar – Vieselbach und würde somit höhere Investitionskosten verursachen.
- In kritischen Netznutzungsfällen ergeben sich unzulässig hohe Belastungen auf den Leitungen Remptendorf – Redwitz bzw. Altenfeld – Redwitz.

Diese anderweitigen Planungsmöglichkeiten sind somit nicht zielführend. Eine Ausnahme bildet das Szenario B2 2025, dem eine Emissionsbeschränkung zugrunde liegt. Die Leistungsflüsse ändern sich in diesem Szenario deutlich gegenüber dem Szenario B1 2025. In der Folge werden zusätzliche Netzverstärkungen notwendig (inkl. der Maßnahme 27). Eine weitere anderweitige Planungsmöglichkeit könnte eine zusätzliche Vermaschung durch den Neubau einer 380-kV-Leitung Pulgar – Lauchstädt zum Großteil in bestehender 220-kV-Trasse darstellen. Im Zusammenspiel mit dem Ferntransport des Erzeugungsüberschusses der 50Hertz-Regelzone durch die HGÜ-Verbindung Wolmirstedt – *Isar* könnte dadurch die 380-kV-Verbindung von Pulgar nach Vieselbach zusätzlich entlastet werden. In diesem Zusammenhang wäre jedoch der erforderliche zusätzliche Übertragungsbedarf der HGÜ-Verbindung und die entstehende Entlastungswirkung auf die 380-kV-Verbindung Pulgar – Vieselbach zu prüfen. Da die 380-kV-Leitung Pulgar – Lauchstädt teilweise einen Netzausbau erfordert, ist gemäß NOVA-Prinzip die Netzverstärkung Pulgar – Vieselbach zu bevorzugen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt 38 mit der Maßnahme 27 wurde im NEP 2012, NEP 2013 sowie im NEP 2014 von der BNetzA bestätigt.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

P39: Netzverstärkung Röhrsdorf – Remptendorf

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz
 Nr. TYNDP 2014: 206 (RgIP)

Nr. BBPlG 2015: 14

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Sachsen und Thüringen.

- M29: Röhrsdorf – Weida – Remptendorf
 Von Röhrsdorf über Weida nach Remptendorf wird *anstelle der bestehenden* 380-kV-Freileitung *ein* 380-kV-Leitungsneubau mit Hochstrombeseilung *errichtet*. Hierzu sind die 380-kV-Anlagen Röhrsdorf, Weida und Remptendorf zu ertüchtigen. *Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue* Leitung wird *möglichst* die bestehende Trasse genutzt. Dabei können geringe Abweichungen von der aktuellen Trasse bei der nachgelagerten Planung entstehen, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen oder bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern.

Als Inbetriebnahmezeitraum wird 2024 anvisiert.

- M29b: Röhrsdorf – Weida – Remptendorf
 Von Röhrsdorf über Weida nach Remptendorf wird die verstärkte 380-kV-Freileitung mit einem weiteren 380-kV-Leitungsneubau mit Hochstrombeseilung in der bestehenden Trasse verstärkt. Hierzu sind die 380-kV-Anlagen Röhrsdorf, Weida und Remptendorf zu erweitern.

Als Inbetriebnahmezeitraum wird 2025 anvisiert.

Weitere Informationen zum Projekt sind verfügbar unter:

<http://www.50hertz.com/de/Netzausbau/Projekte/Netzverstaerkung-380-kV-Hoehchstspannungsleitung-Roehrsdorf-Weida-Remptendorf>

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	erforderlich in Szenario					Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C	
						2025	2025	2025 GI	2025	2025	
M29	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		107	2024	x	x	x	x	x	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M29b	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		107	2025				x		

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Die 380-kV-Leitung Röhrsdorf – Weida – Remptendorf ist bereits heute durch die hohen Leistungsflüsse von Ost nach West/Südwest aus dem 50Hertz-Gebiet in Richtung TenneT sehr stark belastet. Neben dem Übertragungsbedarf an konventioneller Erzeugungsleistung muss sie die stetig steigende Erzeugungsleistung aus erneuerbaren Energien aufnehmen.



Die bestehenden Leitungen weisen eine Übertragungsfähigkeit von 1.700 MVA pro Stromkreis auf. Die Übertragungskapazität der Leitung Röhrsdorf – Weida – Remptendorf ist für die gemäß Szenariorahmen zu erwartenden Übertragungsaufgaben nicht ausreichend. Ohne den Neubau in bestehender Trasse (M29 und M29b) wird die 380-kV-Leitung Röhrsdorf – Weida – Remptendorf bei Ausfall eines Stromkreises dieser Leitung unzulässig hoch belastet.

Prüfung nach NOVA

Netzoptimierungen in Form von netzbezogenen Maßnahmen stehen zur Beherrschung der erwarteten Leistungsfluss- und Netzsituationen in dieser Netzregion nur in sehr begrenztem Umfang zur Verfügung. Eine Reduzierung der Belastung der Verbindung von Röhrsdorf nach Remptendorf durch Topologieänderungen (z. B. Entmaschung in Röhrsdorf) führt nahezu direkt proportional zum Belastungsanstieg auf der 380-kV-Verbindung Röhrsdorf – Hradec (CZ). Da hierbei die Leistungsflüsse auf dem Interkonnektor zum tschechischen Übertragungsnetzbetreiber ČEPS beeinflusst würden, stellt dies keine nachhaltige Lösung dar. Zur Anwendung einer Netzoptimierung mittels Freileitungsmonitoring ist die bestehende 380-kV-Leitung aufgrund ihrer Bauweise nicht geeignet. Eine Netzverstärkung durch Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen scheidet ebenfalls aufgrund der Bauweise und Maststatik aus.

Das Projekt P39 ist abhängig von den Import- und Export-Leistungsflüssen zwischen Deutschland und Tschechien. Bei Einhaltung der CO₂-Ziele wird das Projekt auch in 2035 als viersystemige Leitung nachweislich benötigt.

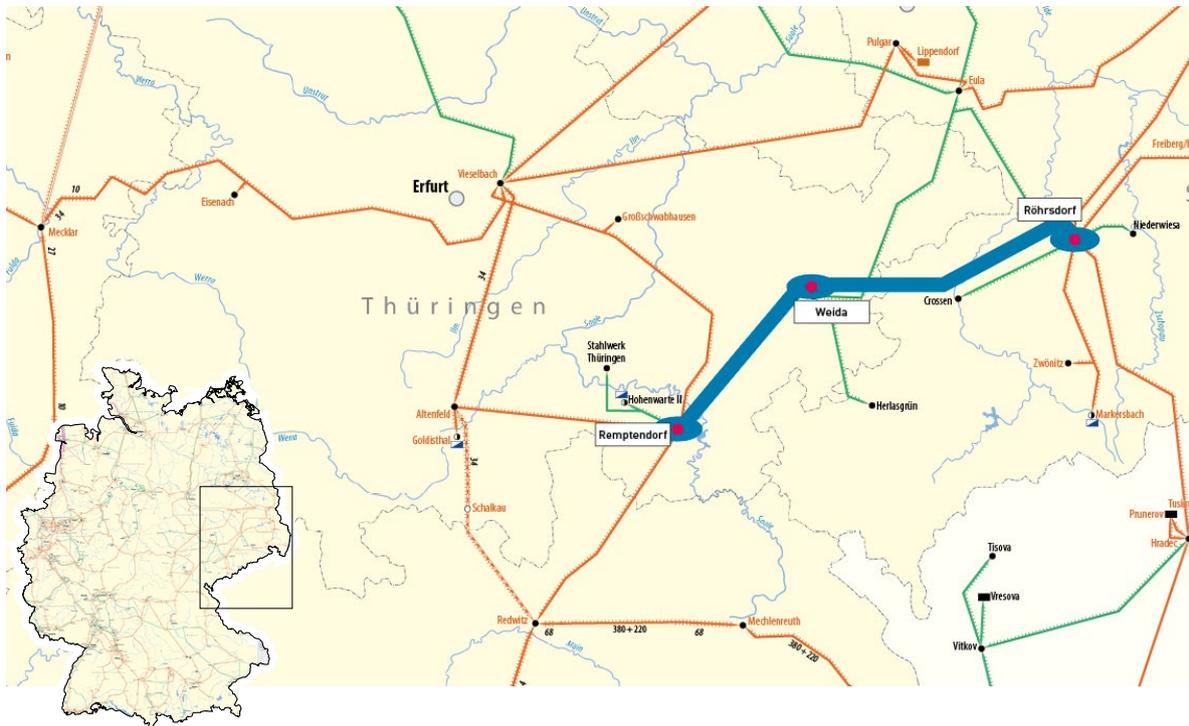
Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als Alternative wurde der Neubau einer 380-kV-Doppelleitung Eula – Weida – Remptendorf erwogen. Der Ausbau kann bis Weida in der bestehenden 220-kV-Trasse erfolgen. Hierbei sind im Vergleich zur Netzverstärkung der bestehenden Leitung Röhrsdorf – Remptendorf eine höhere Trassenlänge und höhere Investitionskosten erforderlich. Nachteilig wäre zudem die schwierigere (n-1)-sichere Speisung verbleibender 220-kV-Stichleitungen, die eine geringere Versorgungssicherheit für die betroffenen 110-kV-Teilnetze zur Folge hätte. Erwogen wurde auch der Neubau einer 380-kV-Leitung zwischen Röhrsdorf – Crossen – Herlasgrün (50Hertz) – Mechlenreuth (TenneT). Diese Variante umfasst den Neubau einer 380-kV-Leitung zwischen Röhrsdorf und Crossen in der bestehenden 220-kV-Trasse sowie den Trassenneubau von Crossen über Herlasgrün nach Mechlenreuth; sie vermeidet die unzulässig hohe Belastung der Leitung Röhrsdorf – Weida – Remptendorf beim Ausfall eines Stromkreises. Da damit die starke Inanspruchnahme neuer Trassen (ca. 110 km) einhergeht, wurde diese Option nicht weiter verfolgt. Weiterhin würden hierdurch die Belastungen auf den ohnehin sehr hoch belasteten Leitungen Streumen – Röhrsdorf, Dresden – Röhrsdorf und Redwitz – Oberhaid – Grafenrheinfeld zusätzlich erhöht werden. Diese Variante ist somit nicht nachhaltig.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt 39 mit der Maßnahme 29 wurde im NEP 2012, NEP 2013 sowie im NEP 2014 von der BNetzA bestätigt.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

P40: Netzverstärkung Graustein – Bärwalde

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz
 Nr. TYNDP 2014: –

Nr. BBPIG 2015: –

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Sachsen.

- M26: Graustein – Bärwalde
 Von Graustein nach Bärwalde wird *anstelle der bestehenden* 380-kV-Freileitung durch *ein* 380-kV-Leitungsneubau mit Hochstrombeseilung *errichtet*. Hierzu sind die 380-kV-Anlagen Graustein und Bärwalde zu ertüchtigen. *Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue* Leitung wird die bestehende Trasse möglichst genutzt. Dabei können geringe Abweichungen von der aktuellen Trasse bei der nachgelagerten Planung entstehen, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen oder bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern.

Als Inbetriebnahmezeitraum wird 2025 anvisiert.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	erforderlich in Szenario					Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C	
						2025	2025	2025 GI	2025	2025	
M26	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		22	2025	x	x	x	x	x	

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Die 380-kV-Leitung Graustein – Bärwalde ist bereits heute durch hohe Leistungsflüsse sehr stark belastet. Neben dem Übertragungsbedarf an konventioneller Erzeugungsleistung muss sie die stetig steigende Erzeugungsleistung aus erneuerbaren Energien aufnehmen. Die bestehende Leitung weist eine Übertragungsfähigkeit von 1.660 MVA pro Stromkreis auf. Die Übertragungskapazität der Leitung Graustein – Bärwalde ist für die gemäß Szenariorahmen zu erwartenden Übertragungsaufgaben nicht ausreichend. Ohne den Neubau in bestehender Trasse wird die 380-kV-Leitung Graustein – Bärwalde bei Ausfall eines Stromkreises dieser Leitung unzulässig hoch belastet.

Prüfung nach NOVA

Netzoptimierungen in Form von netzbezogenen Maßnahmen stehen zur Beherrschung der erwarteten Leistungsfluss- und Netzsituationen in dieser Netzregion nur in sehr begrenztem Umfang zur Verfügung. Eine Reduzierung der Belastung der Verbindung von Graustein nach Bärwalde durch Topologieänderungen (z. B. Entmaschung in Graustein) ist möglich, führt jedoch nicht zu einer ausreichenden Reduzierung der Leitungsbelastung. Zur Anwendung einer Netzoptimierung mittels Freileitungsmonitoring ist die bestehende 380-kV-Leitung aufgrund ihrer Bauweise nicht geeignet. Eine Netzverstärkung durch Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen scheidet ebenfalls aufgrund der Bauweise und Maststatik aus.

Das Projekt ist auch in den Szenarien für das Jahr 2035 notwendig und nachweisbar.

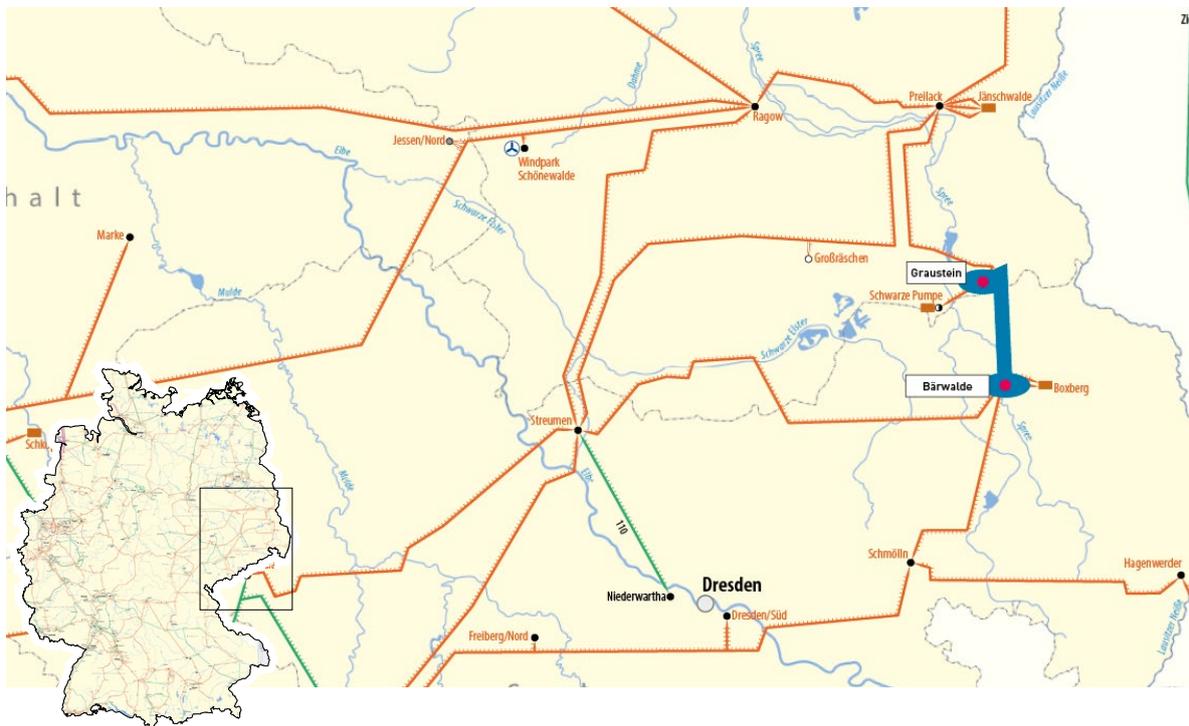


Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Zu der Maßnahme sind keine anderen Netzoptimierungen oder -verstärkungen zur Beherrschung der erwarteten Leistungsfluss- und Netzsituationen in dieser Netzregion möglich, da in der vorherrschenden Hauptleistungsflussrichtung von Nord nach Süd keine unmittelbar wirksamen parallelen 380-kV-Verbindungen vorhanden sind.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt 40 mit der Maßnahme 26 wurde bereits im NEP 2012 und im NEP 2013 als notwendig identifiziert. In der Bestätigung des NEP 2013 wurde das Projekt von der BNetzA als „wirksam und erforderlich“ eingestuft, jedoch noch nicht bestätigt.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

P41: Netzverstärkung und -ausbau Region Koblenz und Trier

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Nr. BBPlG 2015: 15

Nr. TYNDP 2014: –

Beschreibung des geplanten Projekts

- M57: Punkt Metternich – Niederstedem
Zwischen dem westlich von Koblenz liegenden Punkt Metternich und Niederstedem in der südwestlichen Eifel wird eine 380-kV-Leitung in bestehender 220-kV-Trasse neu gebaut (Netzverstärkung). Im Rahmen des Neubaus der Leitung in bestehender Trasse muss die Schaltanlage Niederstedem verstärkt werden (Netzverstärkung). In Wengerohr sind der Neubau einer 380-kV-Schaltanlage und 380/110-kV-Transformatoren erforderlich (Netzausbau). Die Anlage Wengerohr dient auch zur Aufnahme von Windenergie aus Rheinland-Pfalz.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	erforderlich in Szenario					Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C	
						2025	2025	2025 GI	2025	2025	
M57	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		108	2021	x	x	x	x	x	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach BImSchG

Begründung des geplanten Projekts**Netzplanerische Begründung**

Die Netzverstärkung entlastet insbesondere die 380-kV-Leitung von Oberzier über Dahlem nach Niederstedem. Durch die Maßnahme werden die Schwerpunktanlagen Weißenthurm bei Koblenz und Niederstedem direkt miteinander verbunden und die Transportkapazität in dieser Trasse deutlich erhöht. Die verstärkte Einbindung der Umspannstation Niederstedem bewirkt auch eine verbesserte Anbindung an die benachbarten Transportnetze in Frankreich und Luxemburg.

Das Projekt ist auch in den Szenarien für das Jahr 2035 notwendig und nachweisbar.

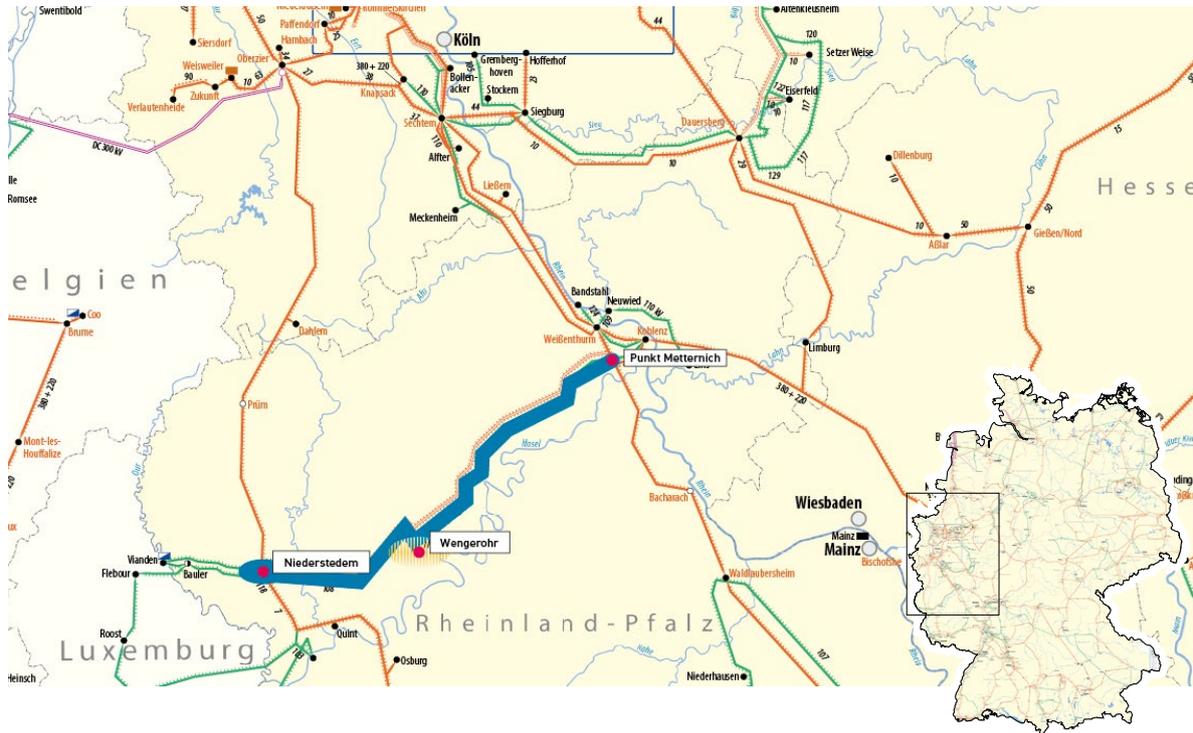
Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Statt einer Verstärkung der unmittelbar betroffenen 380-kV-Leitung von Oberzier über Dahlem nach Niederstedem wird alternativ die bestehende und rund 20 km kürzere Leitung zwischen Punkt Metternich und Niederstedem verstärkt und gleichzeitig die Aufnahme von Windenergie in der Anlage Wengerohr ermöglicht.

Bisherige Bestätigung

Das Projekt 41 mit der Maßnahme 57 wurde von der BNetzA in den Netzentwicklungsplänen 2012, 2013 und 2014 bestätigt.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

P42: Netzverstärkung nordwestlich von Frankfurt

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion, TenneT Nr. BBPlG 2015: –
Nr. TYNDP 2014: 1093 (RgIP)

Beschreibung des geplanten Projekts

- M53: *Kriftel* – Punkt Obererlenbach
Im Rahmen der Maßnahme ist abschnittsweise eine Netzverstärkung durch Leitungsneubau in einer bestehenden Trasse erforderlich. Das Konzept wurde im Rahmen des NEP 2013 ggü. der Projektbeschreibung des NEP 2012 mit dem Ergebnis optimiert, dass die Maßnahme 64 aus dem Projekt 47 bzw. P47a (Netzausbau zwischen *Kriftel* und Farbwerke Höchst-Süd) als Teil der Maßnahme genutzt werden kann. Die 380-kV-Verbindung zwischen *Kriftel* und Farbwerke Höchst-Süd ist somit sowohl für die Maßnahme 53 als auch für die Maßnahme P47 M64 erforderlich. Das optimierte Konzept sieht einen 380-kV-Leitungsneubau zwischen *Kriftel* und Punkt Obererlenbach und die Einbindung der im Leitungszug liegenden Schaltanlage Farbwerke Höchst-Süd vor. Hierzu ist eine 380-kV-Schaltanlage Farbwerke Höchst-Süd mit 380/110-kV-Transformatoren erforderlich. Zudem ist die Schaltanlage Karben zu verstärken und das 380-kV-Netz in der Region umzustrukturieren.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	erforderlich in Szenario					Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C	
						2025	2025	2025 GI	2025	2025	
M53	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		12	2021	x	x	x	x	x	

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Die Netzverstärkung zwischen *Kriftel* und dem Punkt Obererlenbach erhöht die Übertragungskapazität nordöstlich von Frankfurt in südwestliche Richtung. Die hohen Auslastungen auf den bestehenden Leitungen werden hierdurch verringert. Zudem ermöglicht das Projekt eine Optimierung der Netztopologie zur Vermeidung von Überlastungen zwischen Gießen und *Kriftel*. Die gewählte Maßnahme erlaubt die Integration des Anschlusses der Farbwerke Höchst-Süd.

Das Projekt ist auch in den Szenarien für das Jahr 2035 notwendig und nachweisbar.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Anderweitige Planungsmöglichkeiten im Frankfurter Raum, wie z. B. der Neubau der Leitung Großkrotzenburg – Dettingen – Urberach sind in den Szenarien des NEP 2025 zusätzlich erforderlich.

Bisherige Bestätigung

Das Projekt 42 mit der Maßnahme 53 war in allen vorangegangenen Netzentwicklungsplänen enthalten. Das Projekt 42 wurde von der BNetzA im NEP 2012 bestätigt. Die Maßnahme wird im Regional Investment Plan von ENTSO-E mit der Nr. 1093 ausgewiesen.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

P43: Netzverstärkung und -ausbau zwischen Mecklar und Bergrheinfeld/West (früher Grafenrheinfeld)

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT
Nr. TYNDP 2014: 164.685

Nr. BBPIG 2015: 17

Beschreibung des geplanten Projekts

Hinweis: Die Projekte P43 und P43mod sind alternativ zueinander zu sehen. Bei Bestätigung eines der beiden Projekte entfällt das andere.

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Hessen und Bayern und enthält die folgende Maßnahme:

- M74: Mecklar zur neu errichteten Schaltanlage Bergrheinfeld/West (früher Grafenrheinfeld)
Von Mecklar nach Bergrheinfeld/West ist ein Neubau einer 380-kV-Leitung vorgesehen (Netzausbau).
Hierzu sind die 380-kV-Schaltanlagen in Mecklar und Bergrheinfeld/West zu verstärken (Netzverstärkung).

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetrieb- nahme	erforderlich in Szenario					Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C	
						2025	2025	2025 GI	2025	2025	
M74	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	130		2022	x	x	[x]	x	x	1: Vorbereitung Pla- nungs- und Genehmi- gungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Aufgrund des prognostizierten starken Anstiegs erneuerbarer Energien im Norden Deutschlands ist die bestehende 380-kV-Netzstruktur nicht mehr ausreichend, um die Energie in Richtung Süden abtransportieren zu können. Das Projekt schließt direkt an die Projekte TTG-006 (Wahle – Mecklar) und P118 (Borken – Mecklar) an.

Das Projekt ist auch in den Szenarien für das Jahr 2035 notwendig und nachweisbar.

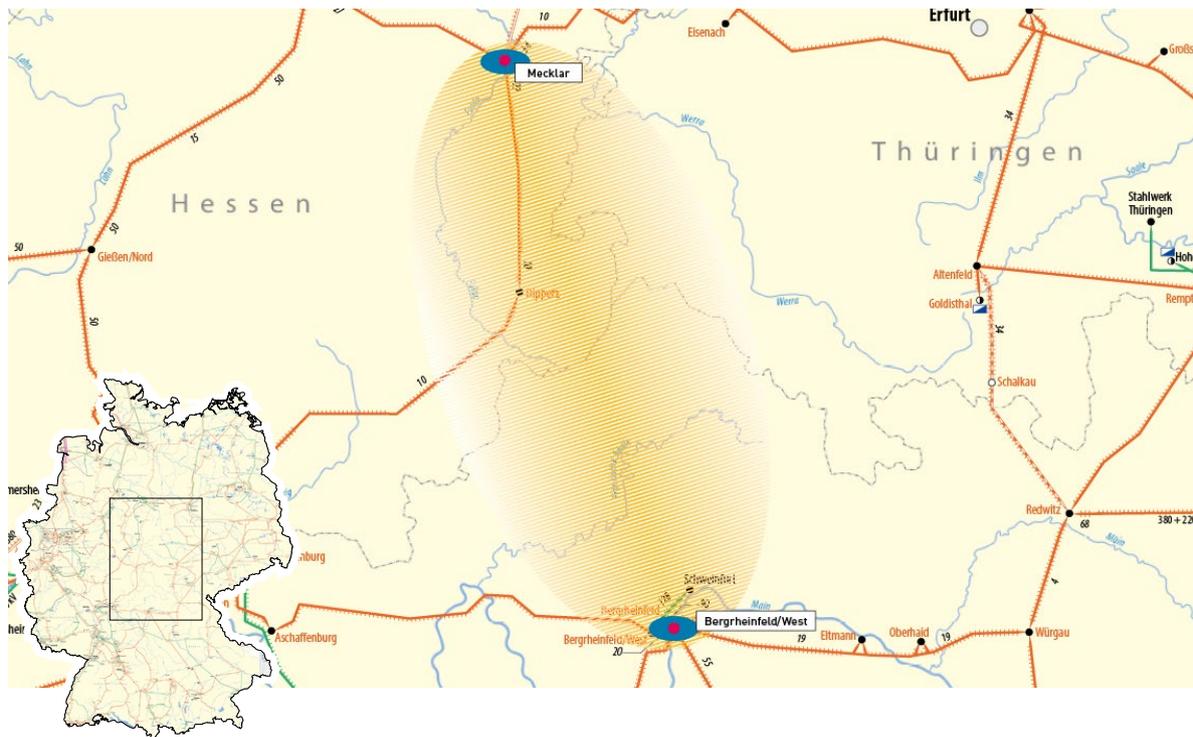
Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Um einen geeigneten Endpunkt für die Leitung zu finden wurde im Netzentwicklungsplan 2014 der Raum Grafenrheinfeld als Bereich für den Verknüpfungspunkt untersucht. In dieses Gebiet fällt ebenfalls das Umspannwerk Bergrheinfeld/West. Aufgrund der technischen und örtlichen Gegebenheiten im Umspannwerk Bergrheinfeld/West wurde dieses als Anschlusspunkt für die Leitung aus Mecklar festgelegt. Alternativ zu P43 wurde im NEP 2025 erstmals eine Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitungen von Mecklar über Dipperz nach Urberach untersucht (siehe P43mod). Diese Alternative ist ebenfalls grundsätzlich geeignet, die erforderliche Übertragungsaufgabe wahrzunehmen. Mit 164 km ist sie zwar länger als P43 mit 130 km, vermeidet aber die zusätzliche Rauminanspruchnahme durch Neubau in neuer Trasse.



Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wurde im NEP 2012, im NEP 2013 sowie im NEP 2014 von der BNetzA bestätigt und ist mit der Bezeichnung Mecklar – Grafenrheinfeld Teil des Bundesbedarfsplans (Vorhaben Nr. 17). Die BNetzA hat die Bestätigung im NEP 2014 mit der Maßgabe der Prüfung von Alternativen im NEP 2025 verbunden. Dem wurde mit P43mod entsprochen.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

P43mod: Netzverstärkung von Mecklar über Dipperz nach Urberach

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion, TenneT Nr. BBPlG 2015: (17)
Nr. TYNDP 2014: (164.685)

Beschreibung des geplanten Projekts

Hinweis: Die Projekte P43mod und P43 sind alternativ zueinander zu sehen. Bei Bestätigung eines der beiden Projekte entfällt das andere.

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Hessens und enthält die folgende Maßnahme:

- M74mod: Mecklar – Dipperz – Urberach
Von Mecklar über Dipperz *an der Schaltanlage Großkrotzenburg vorbei* nach Urberach ist eine Erhöhung der Übertragungskapazität durch zwei zusätzliche Stromkreise vorgesehen (*Netzverstärkung*). Hierzu sind die 380-kV-Schaltanlagen in Mecklar, Dipperz und Urberach zu verstärken (*Netzverstärkung*).

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	erforderlich in Szenario					Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C	
						2025	2025	2025 GI	2025	2025	
M74 mod	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		164	2025	(x)	(x)	x	(x)	(x)	

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Aufgrund des prognostizierten starken Anstiegs erneuerbarer Energien im Norden Deutschlands ist die bestehende 380-kV-Netzstruktur nicht mehr ausreichend, um die Leistung in Richtung Süden abtransportieren zu können. Das Projekt schließt direkt an die Projekte TTG-006 (Wahle – Mecklar) und P118 (Borken – Mecklar) an.

Das Projekt ist auch in den Szenarien für das Jahr 2035 notwendig und nachweisbar.

Prüfung nach NOVA

Im Rahmen des NOVA-Prinzips wurde festgestellt, dass die geforderte Übertragungskapazität mit den zwei vorhandenen 380-kV-Stromkreisen nicht erreicht werden kann. Daher ist ein Neubau von zwei zusätzlichen Stromkreisen in bzw. neben der vorhandenen Trasse erforderlich.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Ursprünglich wurde ein Neubau einer zweisystemigen 380 kV-Leitung von Mecklar nach Bergheinfeld/West (*früher Grafenheinfeld*) in den Netzentwicklungsplänen 2012, 2013 und 2014 identifiziert sowie von der BNetzA jeweils bestätigt. Diese Alternative ist mit rund 130 km zwar kürzer als P43mod mit 164 km, müsste jedoch vollständig als Neubau in neuer Trasse errichtet werden. Die Übertragungsnetzbetreiber wurden von der BNetzA im Zuge der Bestätigung von P43 im NEP 2014 zur Prüfung von Alternativen aufgefordert.

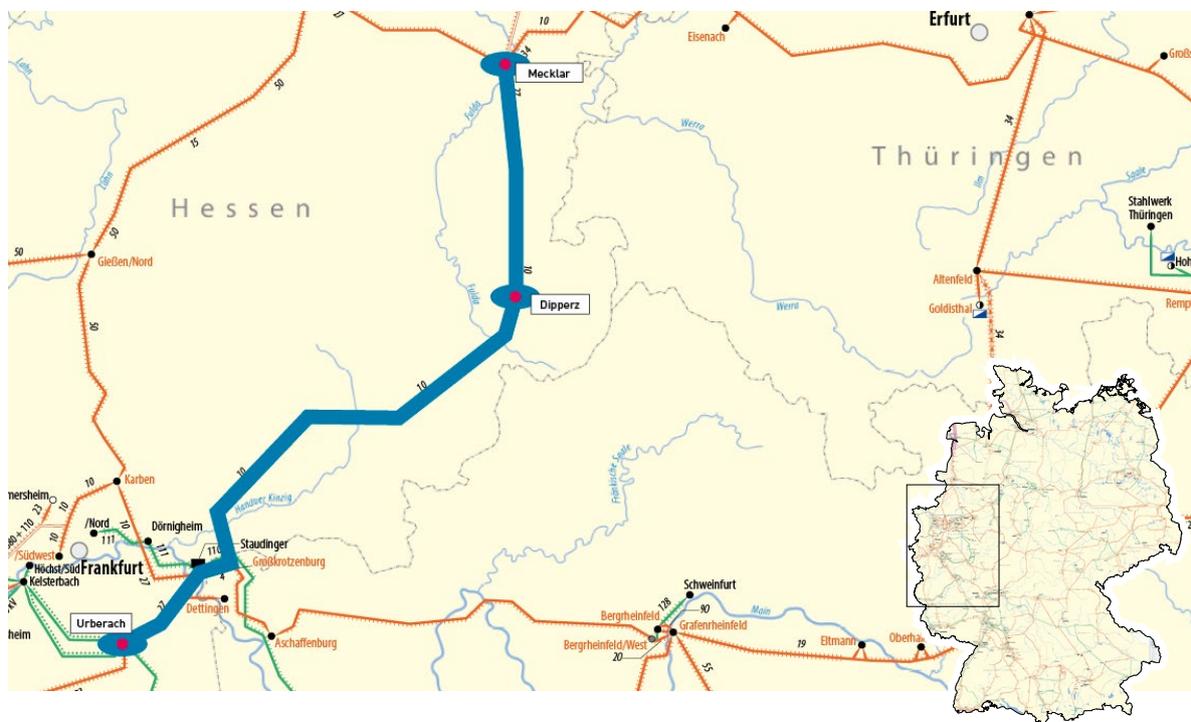


Dem sind sie mit P43mod nachgekommen. Darüber hinaus wurde als Alternative eine Netzverstärkung auf der Strecke Mecklar – Dipperz – Aschaffenburg – Raitersaich untersucht. Diese Alternative ist jedoch deutlich länger und wurde deshalb verworfen.

Bei Realisierung von P43mod entfällt die Maßnahme P161 M91 Großkrotzenburg – Urberach, da diese nach aktuellem Planungsstand durch eine direkte elektrische Verbindung zwischen Dipperz und Urberach im Rahmen der Maßnahme P43mod M74mod ersetzt würde. Die Maßnahme P161 M91 wurde zuvor im Netzentwicklungsplan 2014 identifiziert.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wurde in der Variante Mecklar – Grafenheinfeld (P43) im NEP 2012, im NEP 2013 sowie im NEP 2014 von der BNetzA bestätigt und ist Teil des Bundesbedarfsplans (Vorhaben Nr. 17: Mecklar – Grafenheinfeld).



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

P44: Netzverstärkung und -ausbau zwischen Altenfeld und Grafenrheinfeld

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz, TenneT Nr. BBPlG 2015: –
Nr. TYNDP 2014: 45.A166, 204. 686

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Thüringen und Bayern und enthält folgende Maßnahmen:

- **M28a: Altenfeld – Schalkau – Landesgrenze Thüringen/Bayern (Mast 77)**
Die bereits in der Startnetztopologie enthaltene 380-kV-Leitung von Altenfeld nach Redwitz (50HzT-001, TTG-004; EnLAG-Nr. 4) ist vorzugsweise durch Nutzung der für vier Stromkreise im Abschnitt von Altenfeld nach Schalkau planfestgestellten v. g. Südwestkuppelleitung (3. Abschnitt Altenfeld – Redwitz) von zwei auf vier Stromkreise mit Hochstrombeseilung zu erweitern (Netzverstärkung). *Von Schalkau bis zur Landesgrenze Thüringen/Bayern (Mast 77 in Thüringen) ist die vorhandene Trasse der von Schalkau bis Redwitz bestehenden 380-kV-Doppelleitung Altenfeld – Redwitz für eine Netzverstärkung zu nutzen.*
- **M28b: Landesgrenze Thüringen/Bayern (Mast 77) – Grafenrheinfeld**
Von der Landesgrenze Thüringen/Bayern (Mast 77) nach Grafenrheinfeld ist ein 380-kV-Netzausbau mit zwei Stromkreisen in neuer Trasse vorgesehen (Netzausbau). Hierzu ist die 380-kV-Schaltanlage Grafenrheinfeld zu verstärken (Netzverstärkung). Zur Perspektive des in M28a genannten 380/110-kV-Umspannwerks in Schalkau wird auf das Projekt 50HzT-001 (Südwestkuppelleitung) verwiesen.

Hinweis: Die Projekte P44 und P44mod sind alternativ zueinander zu sehen. Bei Bestätigung eines der beiden Projekte entfällt das andere.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	erforderlich in Szenario					Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C	
						2025	2025	2025 GI	2025	2025	
M28a	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse und Stromkreisauflage/ Umbeseilung		26	2024	x	x	x	x	x	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M28b	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	81		2025	x	x	(x)	x	x	

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Aufgrund der vorherrschenden Hauptleistungsflussrichtung von Nordost/Ost nach Südwest/West aus der 50Hertz-Regelzone in Richtung TenneT ist die 380-kV-Leitung Remptendorf – Redwitz bei entsprechenden Erzeugungs- und Lastsituationen bereits heute sehr hoch belastet. Um diesen existierenden Engpass zu beseitigen, sind bereits heute Netzausbaumaßnahmen von Vieselbach über Altenfeld nach Redwitz geplant *bzw. bereits realisiert* (Südwestkuppelleitung im 2. und 3. Abschnitt; 50HzT-001, TTG-004; EnLAG-Nr. 4; 2. Abschnitt Vieselbach – Altenfeld in Betrieb, 3. Abschnitt Altenfeld – Redwitz in Bau *bzw. mit einem Stromkreis im Probebetrieb*).



Aufgrund der zunehmenden Erzeugungsleistung innerhalb der 50-Hertz-Regelzone sowie der abnehmenden konventionellen Erzeugungsleistung in Süddeutschland ist der Netzausbau in diesem Bereich nicht mehr ausreichend. Das Netz muss die stetig weiter ansteigende Erzeugungsleistung aus erneuerbaren Energien, aber auch die konventionelle Erzeugungsleistung aufnehmen können. Die Übertragungskapazität der 380-kV-Leitung Remptendorf – Redwitz sowie der 380-kV-Leitung Altenfeld – Redwitz ist für die gemäß Szenariorahmen zu erwartenden Übertragungsaufgaben nicht ausreichend.

Ohne den Neubau unter Nutzung des Abschnittes Altenfeld – Schalkau – *Landesgrenze Thüringen/Bayern (Mast 77)* der bestehenden Trasse Altenfeld – Redwitz wird die 380-kV-Leitung Remptendorf – Redwitz bzw. die künftig bestehende 380-kV-Leitung Altenfeld – Redwitz bei Ausfall eines Stromkreises dieser Leitung unzulässig hoch belastet.

Prüfung nach NOVA

Andere netzbezogene Maßnahmen als Netzoptimierung zur Beherrschung der erwarteten Netzsituationen in dieser Netzregion werden bereits heute vollständig ausgenutzt und stehen somit künftig nur in sehr begrenztem Umfang zur Verfügung. Eine Reduzierung der Belastung der Verbindung von Remptendorf nach Redwitz durch Topologieänderungen (z. B. Entmaschung in Remptendorf und/oder Redwitz) ist bereits heute unzureichend. *Mit dem realisierten Netzausbau* von Vieselbach über Altenfeld nach Redwitz führt diese Art der Netzoptimierung nahezu direkt proportional zum Belastungsanstieg auf der 380-kV-Verbindung Altenfeld – Redwitz und ist daher keine nachhaltige Lösung. Durch Freileitungsmonitoring auf der bestehenden 380-kV-Leitung Remptendorf – Redwitz, als eine Möglichkeit der Netzoptimierung, können zwar in Starkwindperioden maximal 2.075 MVA pro Stromkreis übertragen werden. In Schwach- bzw. Mittelwindperioden ist die Übertragungskapazität der Leitung Remptendorf – Redwitz für die gemäß Szenariorahmen zu erwartenden Übertragungsaufgaben hingegen weiterhin nicht ausreichend. Die 380-kV-Leitung von Vieselbach über Altenfeld nach Redwitz ist mit Hochstrombeseilung (3.600 A/Stromkreis) planfestgestellt und wird mit dieser realisiert. Dennoch ist dies für die weiter ansteigenden Übertragungsaufgaben nicht ausreichend.

Das Projekt ist auch in den Szenarien für das Jahr 2035 notwendig und nachweisbar.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als Alternative zu Maßnahme 28b wurde eine Verstärkung bestehender Leitungen von *der Landesgrenze Thüringen/Bayern (Mast 77)* über Würgau nach Ludersheim untersucht (siehe P44mod, M28bmod). Diese Alternative ist mit 123 km zwar deutlich länger als M28b mit 81 km, vermeidet aber die zusätzliche Rauminanspruchnahme durch Neubau in neuer Trasse.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt 44 mit den Maßnahmen 28a und 28b wurde im NEP 2012 sowie NEP 2013 nachgewiesen, jedoch noch nicht von der BNetzA bestätigt. Dennoch wird in der Bestätigung des NEP 2013 der künftige Bedarf einer Netzverstärkung oder eines Netzausbaus benannt, so dass bereits heute netzplanerische Vorkehrungen zum Projekt 44 zu treffen sind. Hierbei soll zumindest, wie oben beschrieben, die Teilstrecke Altenfeld – Schalkau – *Landesgrenze Thüringen/Bayern (Mast 77)* genutzt werden. Diesem Bedarf entspricht die Maßnahme 28a. Im NEP 2014 wurden beide Maßnahmen (*M28a: Altenfeld – Schalkau und M28b: Schalkau – Grafenrheinfeld*) von der BNetzA als notwendig bestätigt – mit der Maßgabe der Prüfung von Alternativen für die *Maßnahme 28b* Schalkau – Grafenrheinfeld im NEP 2025. Dem wurde mit P44mod entsprochen.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

P44mod: Netzverstärkung von Altenfeld über Würgau nach Ludersheim

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz, TenneT Nr. BBPlG 2015: –
 Nr. TYNDP 2014: 45.A166, (204. 686)

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Thüringen und Bayern und enthält folgende Maßnahmen:

- **M28a: Altenfeld – Schalkau – Landesgrenze Thüringen/Bayern (Mast 77)**
 Die bereits in der Startnetztopologie enthaltene 380-kV-Leitung von Altenfeld nach Redwitz (50HzT-001, TTG-004; EnLAG-Nr. 4) ist vorzugsweise durch Nutzung der für vier Stromkreise im Abschnitt von Altenfeld nach Schalkau planfestgestellten Südwestkuppelleitung (3. Abschnitt Altenfeld – Redwitz) von zwei auf vier Stromkreise zu erweitern (Netzverstärkung). *Von Schalkau bis zur Landesgrenze Thüringen/Bayern (Mast 77 in Thüringen) ist die vorhandene Trasse der von Schalkau bis Redwitz bestehenden 380-kV-Doppelleitung Altenfeld – Redwitz für eine Netzverstärkung zu nutzen.*
- **M28bmod: Landesgrenze Thüringen/Bayern (Mast 77) – Würgau – Ludersheim**
Von der Landesgrenze Thüringen/Bayern (Mast 77) an der Schaltanlage Redwitz vorbei über Würgau nach Ludersheim ist eine Netzverstärkung im bestehenden Trassenraum mit zwei zusätzlichen Stromkreisen vorgesehen (Netzverstärkung). Hierzu sind die Schaltanlage in Würgau sowie die im Rahmen von P53 neu errichtete 380-kV-Schaltanlage in Ludersheim um jeweils zwei zusätzliche Schaltfelder zu verstärken (Netzverstärkung).

Zur Perspektive *des in M28a genannten* 380/110-kV-Umspannwerks Schalkau wird auf das Startnetz-Projekt 50HzT-001 (Südwestkuppelleitung) verwiesen.

Hinweis: Die Projekte P44 und P44mod sind alternativ zueinander zu sehen. Bei Bestätigung eines der beiden Projekte entfällt das andere.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	erforderlich in Szenario					Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C	
						2025	2025	2025 GI	2025	2025	
M28a	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse und Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		26	2024	x	x	x	x	x	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M28b mod	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		123	2025	{x}	{x}	x	{x}	{x}	



Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Aufgrund der vorherrschenden Hauptleistungsflussrichtung von Nordost/Ost nach Südwest/West aus der 50Hertz-Regelzone in Richtung TenneT ist die 380-kV-Leitung Remptendorf – Redwitz bei entsprechenden Erzeugungs- und Lastsituationen bereits heute sehr hoch belastet. Um diesen existierenden Engpass zu beseitigen, sind bereits heute Netzausbaumaßnahmen von Vieselbach über Altenfeld nach Redwitz geplant *bzw. realisiert* (Südwestkuppelleitung im 2. und 3. Abschnitt; 50HzT-001, TTG-004; EnLAG-Nr. 4; 2. Abschnitt Vieselbach – Altenfeld in Betrieb, 3. Abschnitt Altenfeld – Redwitz in Bau *bzw. mit einem Stromkreis im Probetrieb*). Aufgrund der zunehmenden Erzeugungsleistung innerhalb der 50Hertz-Regelzone sowie der abnehmenden konventionellen Erzeugungsleistung in Süddeutschland ist der geplante Netzausbau in diesem Bereich nicht mehr ausreichend. Das Netz muss die stetig weiter ansteigende Erzeugungsleistung aus erneuerbaren Energien, aber auch die konventionelle Erzeugungsleistung aufnehmen können. Die Übertragungskapazität der 380-kV-Leitung Remptendorf – Redwitz sowie der 380-kV-Leitung Altenfeld – Redwitz ist für die gemäß Szenariorahmen zu erwartenden Übertragungsaufgaben nicht ausreichend. Ohne die Netzverstärkung im bestehenden Trassenraum mit zwei zusätzlichen Stromkreisen zwischen Altenfeld und Ludersheim wird die 380-kV-Leitung Remptendorf – Redwitz bzw. die 380-kV-Leitung Altenfeld – Redwitz bei Ausfall eines Stromkreises dieser Leitung unzulässig hoch belastet. Ohne die Netzverstärkung im bestehenden Trassenraum mit zwei zusätzlichen Stromkreisen zwischen Altenfeld und Ludersheim wird die 380-kV-Leitung Remptendorf – Redwitz bzw. die künftig bestehende 380-kV-Leitung Altenfeld – Redwitz bei Ausfall eines Stromkreises dieser Leitung unzulässig hoch belastet.

Das Projekt 44mod ist auch in den Szenarien für das Jahr 2035 notwendig und nachweisbar.

Prüfung nach NOVA

Andere netzbezogene Maßnahmen als Netzoptimierung zur Beherrschung der erwarteten Netzsituationen in dieser Netzregion werden bereits heute vollständig ausgenutzt und stehen somit künftig nur in sehr begrenztem Umfang zur Verfügung. Eine Reduzierung der Belastung der Verbindung von Remptendorf nach Redwitz durch Topologieänderungen (z. B. Entmaschung in Remptendorf und/oder Redwitz) ist bereits heute unzureichend. *Mit dem realisierten Netzausbau* von Vieselbach über Altenfeld nach Redwitz führt diese Art der Netzoptimierung nahezu direkt proportional zum Belastungsanstieg auf der 380-kV-Verbindung Altenfeld – Redwitz und ist daher keine nachhaltige Lösung. Durch Freileitungsmonitoring auf der bestehenden 380-kV-Leitung Remptendorf – Redwitz, als eine Möglichkeit der Netzoptimierung, können zwar in Starkwindperioden maximal 2.075 MVA pro Stromkreis übertragen werden. In Schwach- bzw. Mittelwindperioden ist die Übertragungskapazität der Leitung Remptendorf – Redwitz für die gemäß Szenariorahmen zu erwartenden Übertragungsaufgaben hingegen weiterhin nicht ausreichend. Die 380-kV-Leitung von Vieselbach über Altenfeld nach Redwitz ist mit Hochstrombeseilung (3.600 A/Stromkreis) planfestgestellt und wird aktuell mit dieser realisiert. Dennoch ist dies für die weiter ansteigenden Übertragungsaufgaben nicht ausreichend.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als Alternative zu Maßnahme 28bmod wurde ein Neubau einer zweisystemigen 380-kV-Leitung von Schalkau nach Grafenrheinfeld untersucht, in den Netzentwicklungsplänen 2012, 2013 und 2014 identifiziert sowie von der BNetzA im NEP 2014 (*M28a: Altenfeld – Schalkau und M28b: Schalkau – Grafenrheinfeld*) bestätigt. Diese Alternative ist mit rund 81 km zwar deutlich kürzer, müsste jedoch als Neubau in neuer Trasse errichtet werden. *Die Übertragungsnetzbetreiber wurden von der BNetzA im Zuge der Bestätigung des NEP 2014 zur Prüfung von Alternativen zu P44 M28b aufgefordert. Dem sind sie mit P44mod und M28bmod nachgekommen.* Darüber hinaus wurden weitere Varianten wie eine Bündelung mit dem Ostbayernring (siehe P46) *über Mechenreuth und Etzenricht nach Ludersheim* sowie eine Weiterführung nach Raitersaich betrachtet. Diese Varianten wurden jedoch aus Längen- und Nachhaltigkeitsgründen verworfen.



Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt 44 mit den Maßnahmen 28a und 28b in der Variante Altenfeld – Schalkau – Grafenrheinfeld wurde im NEP 2012 sowie NEP 2013 nachgewiesen, jedoch noch nicht von der BNetzA bestätigt. Dennoch wird in der Bestätigung des NEP 2013 der künftige Bedarf einer Netzverstärkung oder eines Netzausbaus benannt, so dass bereits heute netzplanerische Vorkehrungen zum Projekt 44 zu treffen sind. Hierbei soll zumindest, wie oben beschrieben, die Teilstrecke Altenfeld – Schalkau – *Landesgrenze Thüringen/Bayern (Mast 77)* genutzt werden. Diesem Bedarf entspricht die Maßnahme 28a. Im NEP 2014 wurden beide Maßnahmen *28a: Altenfeld – Schalkau* und *28b: Schalkau – Grafenrheinfeld* von der BNetzA bestätigt – unter der Maßgabe der Prüfung von Alternativen für die Maßnahme 28b Schalkau – Grafenrheinfeld im NEP 2025.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 geführt.

P46: Netzverstärkung zwischen Redwitz und Schwandorf (Ostbayererring)

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT
Nr. TYNDP 2014: 206. 687

Nr. BBPlG 2015: 18

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Bayerns zwischen Redwitz, Mechlenreuth, Etzenricht und Schwandorf und enthält die folgende Maßnahme:

- M56: Redwitz – Mechlenreuth – Etzenricht – Schwandorf
Von Redwitz über Mechlenreuth und Etzenricht nach Schwandorf muss die bestehende Leitung verstärkt werden. Dabei handelt es sich um einen Neubau einer 380-kV-Leitung in der Trasse der bestehenden 380-kV-Leitung, die aktuell mit je einem 220-kV- und einem 380-kV-Stromkreis betrieben wird (Netzverstärkung). Die bestehende 220-kV-Struktur von Redwitz nach Etzenricht wird *nach Inbetriebnahme von P46* zurückgebaut. Außerdem müssen die 380-kV-Schaltanlagen in Redwitz, *Mechlenreuth*, Etzenricht und Schwandorf verstärkt werden (Netzverstärkung).

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	erforderlich in Szenario					Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C	
						2025	2025	2025 GI	2025	2025	
M56	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		185	2020	x	x	x	x	x	2: Im Raumordnungsverfahren/Bundesfachplanung

Begründung des geplanten Projekts**Netzplanerische Begründung**

Aufgrund des prognostizierten starken Anstiegs erneuerbarer Energien im Norden Deutschlands sowie der Stilllegung von Kraftwerkseinheiten in Bayern ist die bestehende 380/220-kV-Netzstruktur nicht mehr ausreichend, um die Energie transportieren zu können. Ohne die Verstärkung werden der 380/220-kV-Transformator in Redwitz und der 220-kV-Stromkreis Redwitz – Mechlenreuth bei Ausfall eines 380-kV-Stromkreises überlastet.

Das Projekt ist auch in den Szenarien für das Jahr 2035 notwendig und nachweisbar.

Prüfung nach NOVA

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass durch FLM die geforderte Übertragungskapazität nicht erreicht werden kann. Aus diesem Grund muss die Leitung in bestehender Trasse neu gebaut werden.

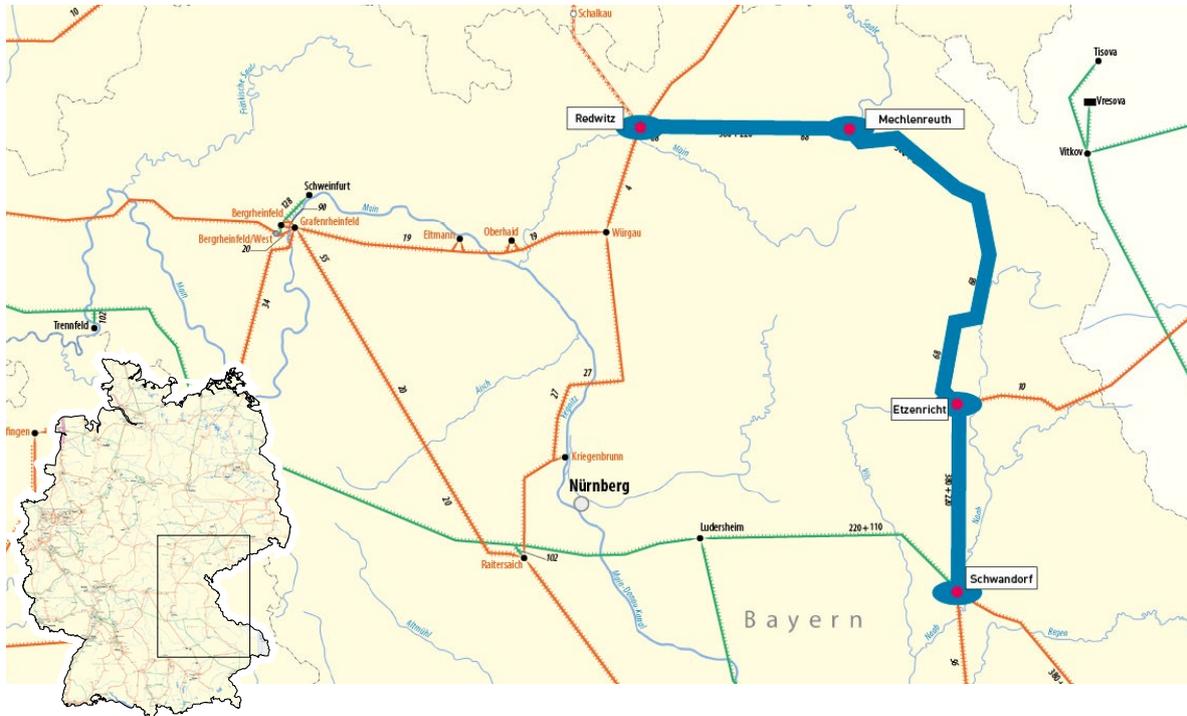
Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Ertüchtigung bzw. ein Neubau dieser bestehenden Verbindung in Betracht gezogen. Anderweitige Planungsmöglichkeiten bestehen nicht, da es sich bei der Verbindung um eine bereits existierende Leitung handelt.



Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wurde im NEP 2012, im NEP 2013 sowie im NEP 2014 von der BNetzA bestätigt und ist Teil des Bundesbedarfsplans (Vorhaben Nr. 18).



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

P47: Netzausbau und -verstärkung in der Region Frankfurt – Karlsruhe

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion, TransnetBW Nr. BBPlG 2015: 19
Nr. TYNDP 2014: 134.680

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in der Region Frankfurt – Karlsruhe.

- M60: Urberach – Pfungstadt – Weinheim
Von Urberach (Amprion) nach Weinheim (TransnetBW) erfolgen abschnittsweise die Errichtung einer neuen 380-kV-Leitung und Zubeseilungen von 380-kV-Stromkreisen auf bestehendem Gestänge (Netzausbau und Netzverstärkung). Im Zuge dieses Projekts muss wegen Inanspruchnahme von heutigem 220-kV-Trassenraum für den 380-kV-Ausbau die Versorgung der unterlagerten Verteilernetze im Raum Pfungstadt von 220 kV nach 380 kV verlagert werden (Netzausbau). Ferner ist die 380-kV-Schaltanlage Urberach zu verstärken und zusätzliche 380/110-kV-Transformatoren sind dort notwendig (Netzverstärkung und Ausbau bestehender Anlage).

Zur Erhöhung der Übertragungskapazität im Bereich von Weinheim bis Daxlanden sind in dem weiteren Trassenverlauf folgende Maßnahmen bei TransnetBW umzusetzen:

- M31: Weinheim – Daxlanden
- M32: Weinheim – G380
- M33: G380 – Altlußheim
- M34: Altlußheim – Daxlanden

Die bestehende 220-kV-Leitung muss für den 380-kV-Betrieb umgebaut werden. Dazu sind auch Umstrukturierungen und Erweiterungen in den Schaltanlagen Weinheim, Altlußheim, G380 und Daxlanden erforderlich. Im NEP 2012 war eine Umbeseilung vorgesehen. Bei der technischen Untersuchung zeigte sich, dass die notwendige Übertragungskapazität auf dem bestehenden Gestänge nicht erbracht werden kann.



M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetrieb- nahme	erforderlich in Szenario					Umstellungsstand
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C	
						2025	2025	2025 GI	2025	2025	
M31	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		68	2022	x	x	x	x	x	1: Vorbereitung Pla- nungs- und Genehmi- gungsverfahren
M32	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		16	2022	x	x	x	x	x	1: Vorbereitung Pla- nungs- und Genehmi- gungsverfahren
M33	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		22	2022	x	x	x	x	x	1: Vorbereitung Pla- nungs- und Genehmi- gungsverfahren
M34	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		38	2022	x	x	x	x	x	1: Vorbereitung Pla- nungs- und Genehmi- gungsverfahren
M60	Leitung	Netzverstärkung und -ausbau: Stromkreisaufgabe/Umbeseilung, Neubau in bestehender und in neuer Trasse	7	60	2025	x	x	x	x	x	1: Vorbereitung Pla- nungs- und Genehmi- gungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Schon heute kann nicht die volle Leistung des Großkraftwerkes Mannheim (GKM) ins umgebende 220-kV-Netz eingespeist werden. Gerade hinsichtlich der Tatsache, dass zukünftig in Süddeutschland Erzeugungsmangel zu erwarten ist, ist es notwendig das Potential des Kraftwerksstandortes durch die 380-kV-Umstellung des umgebenden Netzes optimal zu nutzen.

Netzplanerische Begründung

Die neue Verbindung von Urberach über Weinheim bis Daxlanden verhindert Überlastungen auf der bestehenden Leitung von Urberach nach Bürstadt. Der beschriebene Netzausbau bedeutet eine deutliche Verstärkung der Nord-Süd-Achse südlich von Frankfurt bis Karlsruhe. Im Rahmen des Projekts 47 M31-M34 stehen im Raum von Weinheim bis Daxlanden Erneuerungen kompletter 220-kV-Anlagen an. Es müssen die Umspannwerke Altlußheim und Heidelberg Süd komplett erneuert werden. Darüber hinaus stehen weitere Erneuerungen an. Es ist geplant, die Übertragungsfähigkeit der genannten Anlagen durch den Anschluss ans 380-kV-Netz zu erhöhen. Da das umgebende 220-kV-Netz mittelfristig abgebaut wird, bliebe hier ohne die 380-kV-Umstellung eine 220-kV-Insel. Im Zuge der Maßnahme P47 M31-M34 kann durch den Ausbau von 220 kV auf 380 kV Trassenraum für die Realisierung von Ultranet frei gemacht werden.

Das Projekt ist auch in den Szenarien für das Jahr 2035 notwendig und nachweisbar.

Prüfung nach NOVA

Bei allen Maßnahmen wird das NOVA-Prinzip erfüllt.



Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Die Einspeisepunkte ins Verteilernetz liegen bereits vor und werden über die bestehende 220-kV-Leitung versorgt. Die Maßnahme kann auf der bestehenden Trasse ohne weitere Rauminanspruchnahme durchgeführt werden. Die vorhandene Infrastruktur im Übertragungs- und Verteilernetz bietet keine anderweitigen in Betracht kommenden Netzverknüpfungspunkte.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt 47 war in allen vorausgegangenen Netzentwicklungsplänen enthalten. Die Maßnahmen 60, 31, 32, 33 und 34 wurden in den Netzentwicklungsplänen 2012, 2013 und 2014 bestätigt. Das Projekt ist Teil des Bundesbedarfsplans (Vorhaben Nr. 19) und wird im TYNDP unter der Nummer 134.680 geführt.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

P47a: Netzausbau und -verstärkung in der Region Frankfurt – Karlsruhe

Übertragungsnetzbetreiber: *Amprion*
 Nr. TYNDP 2014: *44.A160*

Nr. BBPlG 2015: –

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in der Region Frankfurt – Karlsruhe.

- *M64: Kriftel – Farbwerke Höchst-Süd*
*Die bislang an das 220-kV-Netz angeschlossenen Umspannanlage Farbwerke Höchst-Süd wird an das nahe-
 liegende 380-kV-Netz in Kriftel angeschlossen (Netzausbau).*

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetrieb- nahme	erforderlich in Szenario					Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C	
						2025	2025	2025 GI	2025	2025	
<i>M64</i>	<i>Leitung</i>	<i>Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse</i>		<i>5</i>	<i>2022</i>	<i>x</i>	<i>x</i>	<i>x</i>	<i>x</i>	<i>x</i>	<i>1: Vorbereitung Pla- nungs- und Genehmi- gungsverfahren</i>

Begründung des geplanten Projekts**Charakteristika des betroffenen Netzbereichs**

Das 380-kV-Netz in der Region wird erweitert. Eine wesentliche Maßnahme ist dabei die Schaffung der 380-kV-Leitung Urberach-Pfungstadt-Weinheim (P47 M60). Mit der Erweiterung des 380-kV-Netzes in der Region entfällt die 220-kV-Netzebene.

Netzplanerische Begründung

Mit Umsetzung des Projekts (P47 M60) muss die 380-kV-Schaltanlage in Urberach erweitert werden und die Anschlussmöglichkeit an das 220-kV-Netz in Urberach entfällt. Damit entfällt auch der heutige Anschluss der Fabwerke Höchst-Süd an das 220-kV-Netz in Urberach.

Damit die Versorgung der Farbwerke Höchst-Süd weiterhin gesichert ist, muss die Umspannanlage Farbwerke Höchst-Süd an das naheliegende 380-kV-Netz in Kriftel angeschlossen werden (Netzausbau). Aus netztechnischer Sicht sind Kriftel und der Pkt. OKriftel gleichwertig.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahme wird das NOVA-Prinzip erfüllt.

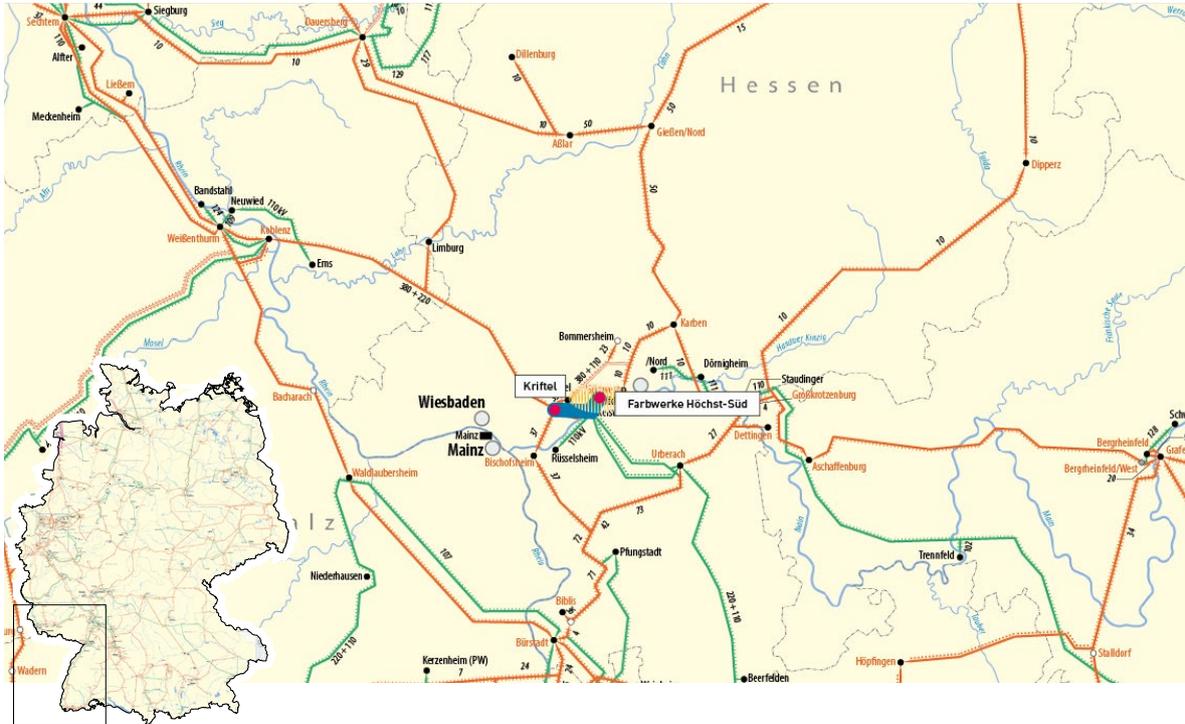
Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Die Einspeisepunkte ins Verteilnetz liegen bereits vor und werden über die bestehende 220-kV-Leitung versorgt. Die Maßnahme kann auf der bestehenden Trasse ohne weitere Rauminanspruchnahme durchgeführt werden. Die vorhandene Infrastruktur im Übertragungs- und Verteilnetz bietet keine anderweitigen in Betracht kommenden Netzverknüpfungspunkte.



Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt 47 war in allen vorausgegangenen Netzentwicklungsplänen enthalten. Die Maßnahme 64 wurde im NEP 2012 bestätigt.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

P48: Netzverstärkung im Nordosten von Baden-Württemberg und Bayern

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT, TransnetBW Nr. BBPlG 2015: 20
Nr. TYNDP 2014: 206.990

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt zur Erhöhung der Übertragungskapazität im Nordosten von Baden-Württemberg und Bayern enthält folgende Maßnahmen:

- M38a: Grafenrheinfeld – Kupferzell
Im Rahmen der Maßnahme ist eine Stromkreisauflage für einen zusätzlichen 380-kV-Stromkreis Grafenrheinfeld – Kupferzell einschließlich Neubau der betroffenen Schaltanlagen notwendig (*Netzverstärkung*).
- M39: Kupferzell – Großgartach
Zwischen Großgartach und Kupferzell ist ein Leitungsneubau in bestehender Trasse zu realisieren (*Netzverstärkung*). *Darüber hinaus sind* Netzverstärkungsmaßnahmen in den betroffenen Anlagen erforderlich. Die Umsetzung der Maßnahmen erfordert auch eine Verstärkung und teilweise einen Neubau der betroffenen Schaltanlagen Großgartach und Kupferzell.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	erforderlich in Szenario					Umstellungsstand
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C	
						2025	2025	2025 GI	2025	2025	
M38a	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/ Umbeseilung		110	2020	x	x	x	x	x	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M39	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		48	2020	x	x	x	x	x	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Netzverstärkung ist notwendig, damit es nicht zu Überlastungen im genannten Bereich kommt. Bei Nord-Süd-Leistungsflüssen kommt es auf der Achse Grafenrheinfeld – Großgartach zu hohen Auslastungen und sogar Überlastungen. Betroffen ist der gesamte Bereich im Nordosten Baden-Württembergs. Weiterhin muss das Transportnetz zwischen Kupferzell und Großgartach verstärkt werden. Die Maßnahmen sind u. a. auch notwendig, um die zunehmende Einspeisung erneuerbarer Energie im Nordosten Baden-Württembergs (z. B. Raum Hohenlohe-Franken) aufnehmen zu können. *Bei weiter steigender Windeinspeisung im unterlagerten Netz muss auch der neue Stromkreis Grafenrheinfeld-Kupferzell in Stalldorf eingeschleift werden.* Weiterhin sind Netzverstärkungsmaßnahmen in den bestehenden Anlagen sowie eine *bereits im Bau befindliche* Anlage Stalldorf notwendig, um die Leistung der Windkraftanlagen im Raum Hohenlohe-Franken ins 380-kV-Netz einzuspeisen. Ohne diese Maßnahmen werden die 380-kV-Leitungen Grafenrheinfeld – Höpfigen, Grafenrheinfeld – Kupferzell und Kupferzell – Großgartach bei Ausfall eines Stromkreises überlastet. Die Einzelmaßnahmen wurden zu einem Projekt zusammengefasst, weil eine wechselseitige Beeinflussung besteht.



Netzplanerische Begründung

Durch die Stromkreisauflage werden die Möglichkeiten auf dem vorhandenen Gestänge von Grafenrheinfeld nach Kupferzell genutzt. Auf dem bestehenden Gestänge zwischen Großgartach und Kupferzell ist es nicht möglich eine stärkere Beseilung aufzulegen.

Die Netzverstärkung 380-kV-Stromkreisauflage Grafenrheinfeld – Kupferzell ist notwendig, damit es bei hohen Nord-Süd-Leistungsflüssen auf der Leitungssachse nicht zu unzulässigen Überlastungen kommt.

Die Leitung ist das einzige Bindeglied zwischen TenneT und TransnetBW für Leistungen aus den neuen Bundesländern von Altenfeld über Grafenrheinfeld nach Baden-Württemberg. Auf dieser Leitungssachse können bereits heute schon hohe und teilweise sehr kritische Auslastungen auftreten, die Gegenmaßnahmen erfordern. Bei einem Verzicht auf diese Stromkreisauflage ist mit hohem Redispatchbedarf zu rechnen.

Das Projekt ist auch in den Szenarien für das Jahr 2035 notwendig und nachweisbar.

Prüfung nach NOVA

Durch die Stromkreisauflage werden die Möglichkeiten auf dem vorhandenen Gestänge von Grafenrheinfeld nach Kupferzell genutzt. Auf dem bestehenden Gestänge zwischen Großgartach und Kupferzell ist es nicht möglich eine stärkere Beseilung aufzulegen.

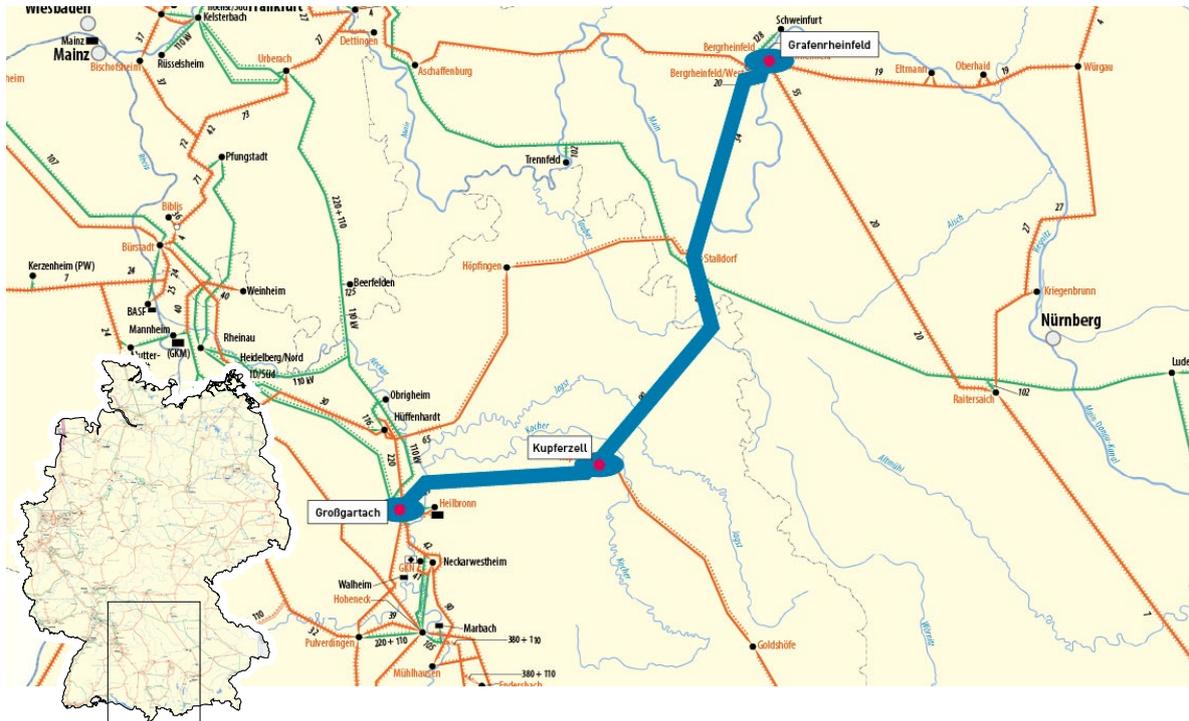
Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Die Endpunkte der Leitungen liegen aufgrund der bestehenden 380-kV-Leitungsführung bereits vor. Sowohl in Großgartach als auch in Kupferzell liegt bereits ein vermaschter Netzknoten vor, der zur Aufnahme und Weiterverteilung von Leistung gut geeignet ist. Auch die Leistung aus dem Kernkraftwerk Neckarwestheim wird heute direkt in den Netzknoten Großgartach eingespeist. Die vorhandene Infrastruktur im Übertragungs- und Verteilernetz bietet somit keine anderweitigen sinnvollen Netzverknüpfungspunkte.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wurde im NEP 2012, im NEP 2013 sowie im NEP 2014 von der BNetzA bestätigt und ist im Bundesbedarfsplan enthalten (Vorhaben Nr. 20).





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

P49: Netzverstärkung Badische Rheinschiene

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Nr. BBPlG 2015: 21

Nr. TYNDP 2014: 134.176

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt zur Erhöhung der Übertragungskapazität im Bereich Badische Rheinschiene enthält folgende Maßnahmen:

- M41a: Daxlanden – Bühl/Kuppenheim – Weier – Eichstetten
Bei der Maßnahme handelt es sich um einen Neubau in bestehender Trasse mit einer Umstellung von 220 kV auf 380 kV. Ein Teil der Maßnahmen soll als Pilotstrecke in Form eines Hochtemperaturleiterseiles (HTL-Beseilung) gemäß Energiewirtschaftsgesetz ausgeführt werden.

Die 220-kV-Leitungen sollen auf 380 kV umgestellt und eine Verstärkung sowie Ausbau der betroffenen Schaltanlagen durchgeführt werden. Das Projekt wurde bei der Bundesnetzagentur beantragt und wird unter BK-4-12-958 geführt.

Die Umsetzung der beiden Maßnahmen erfordert auch die Verstärkung und den Ausbau der betroffenen Schaltanlagen einschließlich der Umspannung in die unterlagerte Ebene: Daxlanden, Bühl, Kuppenheim, Weier und Eichstetten.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	erforderlich in Szenario					Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C	
						2025	2025	2025 GI	2025	2025	
M41a	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		121	2021	x	x	x	x	x	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts**Charakteristika des betroffenen Netzbereichs**

Ohne diese netzverstärkenden Maßnahmen werden die heutigen 380-kV-Leitungen Daxlanden – Eichstetten und 220-kV-Leitungen Daxlanden – Bühl/Kuppenheim – Eichstetten bei Ausfall eines Stromkreises überlastet. Durch die beschriebenen Netzverstärkungen kann die Überlastung beseitigt werden.

Netzplanerische Begründung

Die Übertragungsfähigkeit der 220-kV-Leitung ist an ihre Grenze gekommen. Um höhere Leistungen in dieser Spannungsebene zu übertragen, müsste eine weitere 220-kV-Leitung errichtet werden. Stattdessen ist es technisch und wirtschaftlich sinnvoller, die bestehende 220-kV-Leitung auf 380 kV umzurüsten.

Das Projekt ist auch in den Szenarien für das Jahr 2035 notwendig und nachweisbar.

Prüfung nach NOVA

Bei allen Maßnahmen wird das NOVA-Prinzip erfüllt.

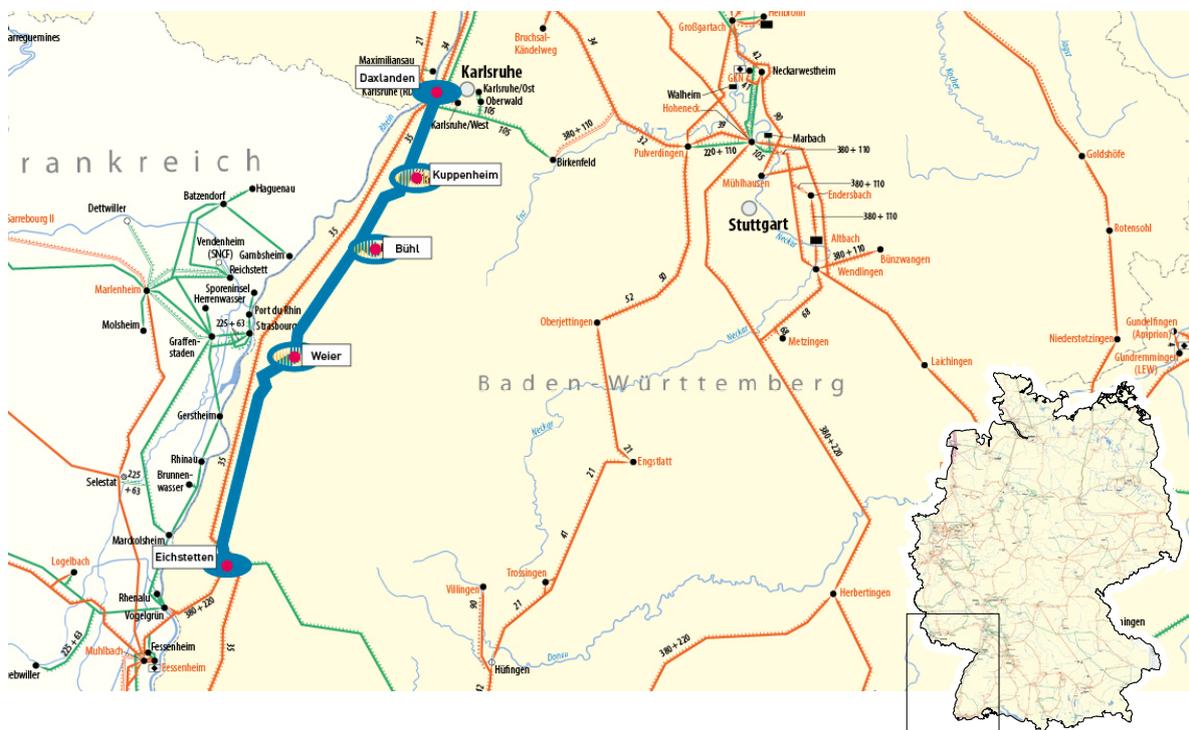


Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Die Einspeisepunkte ins Verteilernetz liegen bereits vor und werden über die bestehende 220-kV-Leitung versorgt. Die Maßnahme kann auf der bestehenden Trasse ohne weitere Rauminanspruchnahme durchgeführt werden. Die vorhandene Infrastruktur im Übertragungs- und Verteilernetz bietet keine anderweitigen in Betracht kommenden Netzverknüpfungspunkte.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Die Maßnahme 41a wurde im NEP 2012, im NEP 2013 sowie im NEP 2014 von der Bundesnetzagentur bestätigt und ist im Bundesbedarfsplan (Vorhaben Nr. 21) enthalten.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

P50: Netzverstärkung Schwäbische Alb

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW
Nr. TYNDP 2014: 1108 (RgIP)

Nr. BBPIG 2015: –

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt zur Erhöhung der Übertragungskapazität im Bereich Schwäbische Alb enthält folgende Maßnahmen:

- M41: Oberjettingen – Engstlatt
Zur weiteren Kapazitätserhöhung ist der Neubau eines weiteren 380-kV-Stromkreises notwendig. Hierzu muss ein Leitungsneubau in bestehender Trasse erfolgen.
- M366: Pulverdingen – Oberjettingen
Im Rahmen der Maßnahme ist ein neuer Stromkreis notwendig. Nach heutigem Kenntnisstand kann die Maßnahme größtenteils als Umbeseilung realisiert werden. In den betroffenen Schaltanlagen sind Erweiterungen notwendig. Die Umsetzung der Maßnahmen erfordert auch einen Neubau der betroffenen Schaltanlage Oberjettingen.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	erforderlich in Szenario					Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C	
						2025	2025	2025 GI	2025	2025	
M41	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		34	2020	x	x	x			1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M366	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/ Umbeseilung		45	2020	x	x	x			1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts**Charakteristika des betroffenen Netzbereichs**

Das Projekt erhöht die Übertragungskapazität im Bereich Schwäbische Alb und stärkt die Verbindung in Richtung Süden in die Schweiz.

Netzplanerische Begründung

Ohne die genannten Maßnahmen kommt es zu Überlastungen der bestehenden Stromkreise Pulverdingen – Oberjettingen – Engstlatt sowie Oberjettingen – Engstlatt.

Das Projekt ist auch in den entsprechenden Szenarien für das Jahr 2035 notwendig und nachweisbar.

Prüfung nach NOVA

Bei allen Maßnahmen wird das NOVA-Prinzip erfüllt.

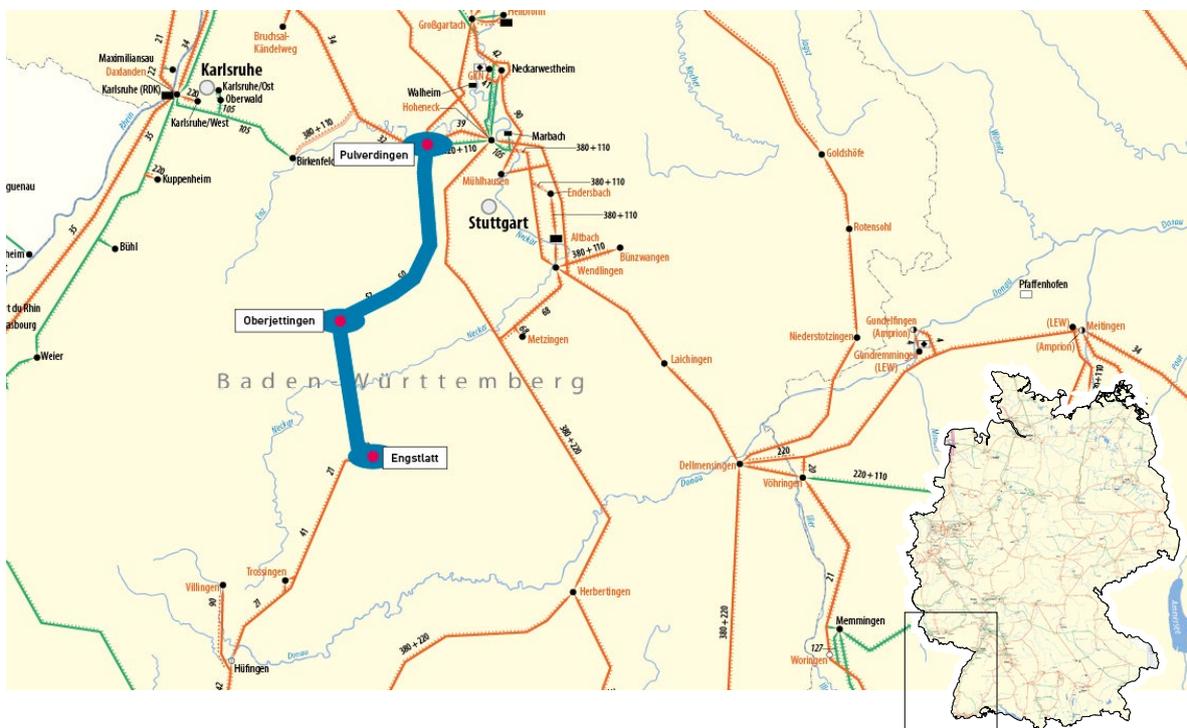


Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Die Endpunkte der Leitungen liegen aufgrund der bestehenden 380-kV-Leitungsführung bereits vor. Sowohl in Oberjettingen als auch in Engstlatt liegt bereits ein vermaschter Netzknoten vor, der zur Aufnahme und Weiterverteilung von Leistung gut geeignet ist. Die vorhandene Infrastruktur im Übertragungs- und Verteilernetz bietet keine anderweitigen in Betracht kommenden Netzverknüpfungspunkte. Im weiteren Umkreis ist keine Infrastruktur zur Anbindung vorhanden.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Die Maßnahme M41 wurde bereits im NEP 2012, NEP 2013 sowie NEP2014 identifiziert. Die Maßnahme 366 wurde bereits im NEP 2014 identifiziert.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

P51: Netzverstärkung im Mittleren Neckarraum

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW Nr. BBPIG 2015: –
 Nr. TYNDP 2014: 206.682

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt zur Erhöhung der Übertragungskapazität im Mittleren Neckarraum enthält folgende Maßnahme:

- M37: Großgartach – Pulverdingen
 Die Maßnahme ist eine Netzverstärkung (Stromkreisauflage bzw. Umbeseilung) der 380-kV-Leitung Großgartach – Pulverdingen in einer bestehenden Trasse. Netzverstärkungsmaßnahmen in den betroffenen Schaltanlagen sind erforderlich. Durch eine geänderte Verschaltung entsteht aus dem bisher geplanten Stromkreis Großgartach – Endersbach ein neuer dritter Stromkreis Großgartach – Pulverdingen.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	erforderlich in Szenario					Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C	
						2025	2025	2025 GI	2025	2025	
M37	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/ Umbeseilung		40	2020	x	x	x	x	x	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Durch Stromkreisauflage bzw. Umbeseilung in Teilbereichen lässt sich auf der 380-kV-Leitung Großgartach Richtung Süden und durch Umbau einer bestehenden 220-kV-Trasse weiter nach Pulverdingen ein dritter Stromkreis Großgartach – Pulverdingen realisieren. Diese Maßnahme stärkt die Transportachse von Großgartach nach Süden und weiter in den mittleren Neckarraum. Die generelle Notwendigkeit ist aufgrund von Überlastungen im gestörten Fall gegeben. Durch die Stromkreisführung auf einer anderen Trasse als die zwei bestehenden Stromkreise Großgartach – Pulverdingen, können Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen außerdem leichter realisiert werden.

Das Projekt ist auch in den Szenarien für das Jahr 2035 notwendig und nachweisbar.

Prüfung nach NOVA

Bei dieser Maßnahme wird das NOVA-Prinzip erfüllt.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Sowohl in Großgartach als auch in Pulverdingen liegt bereits ein vermaschter Netzknoten vor, der als Endpunkt geeignet ist. Gegenüber der Bündelung und Leitungsführung auf der bestehenden Trasse Großgartach – Pulverdingen bietet diese Stromkreisführung auf einer anderen Trasse den Vorteil einer Erhöhung der System-sicherheit sowie der verbesserten Möglichkeit zur Wartung und Instandhaltung. Eine anderweitige Planungsmöglichkeit wäre die ursprüngliche Planung über den Netzverknüpfungspunkt Endersbach. Gegenüber dieser Planungsmöglichkeit ist die von uns vorgeschlagene Lösung aufgrund der Reduzierung der Verstärkungsmaßnahmen und einer kürzeren Leitungsführung deutlich vorteilhafter.



Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt 51 war im Bundesbedarfsplan 2013 (Vorhaben Nr. 22) enthalten, wird nun aber anders verschaltet. Aus der Verbindung Großgartach – Endersbach wird die Verbindung Großgartach – Pulverdingen.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

P52: Netzverstärkung südliches Baden-Württemberg

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion, TransnetBW Nr. BBPlG 2015: 24, 25, 40
 Nr. TYNDP 2014: 198.984, 198.985, Nr. PCI: 2.11.2, 2.11.3
 198.986, 198.1043

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität im südlichen Baden-Württemberg.

- **M95: Punkt Wullenstetten – Punkt Niederwangen**
 Zwischen dem Punkt Wullenstetten und dem Punkt Niederwangen wird auf einer bestehenden 380-kV-Leitung eine Spannungsumstellung mit Stromkreisauflage/Umbeseilung erforderlich (Netzverstärkung). Hierdurch wird eine deutlich erhöhte Übertragungskapazität realisiert. Die 380-kV-Schaltanlage Dellmensingen ist Stützpunkt der Maßnahme und ist zu erweitern (Netzverstärkung).
- **M93: Punkt Rommelsbach – Herbertingen**
 Zwischen dem Punkt Rommelsbach und der Schaltanlage Herbertingen erfolgt ein Leitungsneubau in bestehender Trasse. Hierdurch wird die Übertragungskapazität deutlich erhöht (Netzverstärkung).
- **M59: Herbertingen – Tiengen**
 Zwischen den Schaltanlagen Herbertingen und Tiengen erfolgt ein Leitungsneubau in bestehender Trasse. Netzverstärkungsmaßnahmen in der Anlage Herbertingen sind erforderlich. Hierdurch wird die Übertragungskapazität deutlich erhöht (Netzverstärkung).
- **M94b: Punkt Neuravensburg – Punkt Bundesgrenze (AT)**
 Zwischen dem Punkt Neuravensburg und der Bundesgrenze (AT) wird in bestehender Trasse eine neue Leitung mit deutlich erhöhter Übertragungskapazität errichtet (Netzverstärkung).

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	erforderlich in Szenario					Umstellungsstand
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C	
						2025	2025	2025 GI	2025	2025	
M59	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		115	2020	x	x	x	x	x	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M93	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		62	2018	x	x	x	x	x	2: Im Raumordnungsverfahren/Bundesfachplanung
M94b	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		7	2023	x	x	x	x	x	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M95	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/ Umbeseilung		88	2020	x	x	x	x	x	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren



Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Die Übertragungskapazität des 380-kV-Netzes in diesem Netzgebiet und insbesondere die grenzüberschreitenden Leitungen zwischen Deutschland und Österreich werden durch dieses Projekt wesentlich erweitert, Überlastungen auf den bestehenden Leitungen behoben und somit die Verbindung des deutschen mit dem österreichischen Transportnetz gestärkt. Die Netzverstärkungen wurden mit den betroffenen Netzbetreibern (VNB, ÜNB) bereits weitgehend abgestimmt.

Das Projekt ist auch in den Szenarien für das Jahr 2035 notwendig und nachweisbar.

Bisherige Bestätigung

Im Ten Year Network Development Plan 2012 und 2014 (TYNDP 2012, TYNDP 2014) wurden die Maßnahmen dokumentiert. Das Projekt 52 mit den Maßnahmen 59, 93 und 95 wurde von der BNetzA in den Netzentwicklungsplänen 2012 und 2013 bestätigt. Die Maßnahme 94b wurde im NEP 2013 bestätigt. Im NEP 2014 wurden die Maßnahmen 93, 94b und 95 bestätigt. Die Maßnahmen 93, 94b, 95 des Projekts 52 werden von der Europäischen Kommission als innerdeutsche Projects of Common Interest (PCI) unter der Nummer 2.11.2 *und* 2.11.3 in der PCI-Liste der Europäischen Union geführt. Die Maßnahmen des Projekts werden im Bundesbedarfsplan aufgeführt (Vorhaben Nr. 24, 25).





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

P53: Netzverstärkung und -ausbau zwischen Raitersaich, Ludersheim, Sittling und Altheim

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Nr. BBPlG 2015: 41

Nr. TYNDP 2014: 206.688

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Bayerns zwischen Raitersaich, Ludersheim, Sittling und Altheim und enthält folgende Maßnahmen:

- **M54: Raitersaich – Ludersheim**
Von Raitersaich nach Ludersheim ist die Verstärkung der bestehenden 220-kV-Leitung auf 380 kV vorgesehen (Netzverstärkung). Hierzu ist eine 380-kV-Schaltanlage mit zwei 380/110-kV-Transformatoren in Ludersheim neu zu bauen (Netzausbau). In Raitersaich ist die bestehende 380-kV-Schaltanlage zu verstärken (Netzverstärkung).
- **M350: Ludersheim – Sittling – Altheim**
Von Ludersheim über Sittling nach Altheim wird eine 380-kV-Leitung in der Trasse der bestehenden 220-kV-Leitung gebaut (Netzverstärkung). In Sittling wird ein 380/220-kV-Transformator in Betrieb genommen (Netzausbau). Im Rahmen dieser Maßnahme ist ein Neubau je einer 380-kV-Schaltanlage in Ludersheim und Sittling vorzusehen (Netzausbau). Das Umspannwerk Altheim ist in diesem Zusammenhang zu erweitern (Netzverstärkung).
- **M431: Irsching – Sittling**
Von Irsching nach Sittling ist ein Neubau einer 380-kV-Leitung vorgesehen (Netzausbau). Im Rahmen dieser Maßnahme ist ein Neubau einer 380-kV-Schaltanlage in Sittling vorzusehen (Netzausbau). In Irsching ist die bestehende 380-kV-Schaltanlage zu verstärken (Netzverstärkung). Hierzu ist der Ersatz der zwei 220/110-kV-Transformatoren in Irsching durch zwei neue 380/110-kV-Transformatoren erforderlich (Netzverstärkung).

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	erforderlich in Szenario					Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		A 2025	B1 2025 2025 GI		B2 2025	C 2025	
M54	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		40	2024	x	x	x	x	x	
M350	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		119	2018/ 2024	x	x	x	x	x	
M431	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	25		2018	x	x	x	x	x	



Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Aufgrund des prognostizierten starken Anstiegs erneuerbarer Energien ist die bestehende Netzstruktur nicht mehr ausreichend, um die Energie abtransportieren zu können. Ohne die Netzverstärkung werden die Leitungen Irsching – Ottenhofen bei Ausfall eines 380-kV-Stromkreises, sowie die 220-kV-Leitung von Sittling nach Altheim bei Ausfall eines parallelen Stromkreises überlastet. Die Netzverstärkung des Umspannwerks in Irsching und der Neubau 380-kV-Doppelleitung von Irsching nach Sittling sind notwendig, um die Einschränkungen im Betrieb der Kraftwerksblöcke in Irsching zu vermeiden.

Das Projekt ist auch in den Szenarien für das Jahr 2035 notwendig und nachweisbar.

Prüfung nach NOVA

Im Rahmen des NOVA-Prinzips wurde festgestellt, dass durch FLM die geforderte Übertragungskapazität nicht erreicht werden kann. Aus diesem Grund müssen die Leitungen in bestehender Trasse neu gebaut werden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Die Maßnahme 431 sowie der Abschnitt Sittling – Altheim der Maßnahme 350 stellen eine Alternative zum früher verfolgten Projekt 54 (Irsching – Zolling – Ottenhofen) dar.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wurde bereits in den Netzentwicklungsplänen 2012, 2013 und 2014 als notwendig identifiziert. Im Rahmen des NEP 2014 wurde das Projekt mit den Maßnahmen 54 und 350 von der BNetzA bestätigt. *Es ist Teil des Bundesbedarfsplans (Vorhaben Nr. 41).*





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

P64: DC/AC-Netzausbau: Kriegers Flak Combined Grid Solution (KF CGS), bilaterale Offshore-Anbindung DE –DK

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Nr. BBPlG 2015: 29

Nr. TYNDP 2014: 36.141

Nr. PCI: 4.1

Beschreibung des geplanten Projekts

Ziel des Gemeinschaftsprojekts von 50Hertz und Energinet.DK ist die Errichtung einer grenzüberschreitenden Leitungsverbindung zur Übertragung elektrischer Energie in der Ostsee zwischen Deutschland und Dänemark bei gleichzeitiger Einbindung der Offshore-Windparks (OWP) Baltic 1 und 2 (DE) und Kriegers Flak *A und B* (DK). Die Realisierung dieser Maßnahme führt zu einer Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen den beiden Regelzonen.

Neben der Nutzung der Netzanbindungen der OWP, für die die jeweiligen nationalen Übertragungsnetzbetreiber zuständig sind, umfasst das technische Konzept des „Offshore-Interkonnektors“ KF CGS die folgenden Hauptkomponenten:

- HGÜ-Kurzkupplung (*Back-to-Back-HGÜ*) in Bentwisch (DE), bei der die beiden Konverter in einer Konverterhalle installiert werden.
- Erweiterung der beiden Umspannwerksplattformen Baltic 2 (DE) und Kriegers Flak *B* (DK), um die nationalen Netzanbindungen der *OWP* Baltic 1 und 2 (DE) sowie Kriegers Flak *A und B* (DK) miteinander verbinden zu können. Dazu gehören u. a. ein 220/150-kV-Transformator und gasisolierte Schaltanlagen.
- Drehstrom-Seekabelverbindung zwischen den beiden Umspannwerksplattformen Baltic 2 (DE) und Kriegers Flak *E* (Erweiterungsmodul, DK) bestehend aus zwei 150-kV-Dreileiter-Seekabeln.
- Filteranlage im Umspannwerk *Tolstrup Gårde* (DK).

Die Inbetriebnahme des Offshore Interkonnektors KF CGS ist für Ende 2018 geplant.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetrieb- nahme	erforderlich in Szenario					Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C	
						2025	2025	2025 GI	2025	2025	
M107 Konv1	Anlage	Netzausbau: horizontal			2018	x	x	x	x	x	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/ Genehmigung nach BlmSchG
M107 off- shore	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	15		2018	x	x	x	x	x	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/ Genehmigung nach BlmSchG



Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Durch den Einsatz der modernen HVDC-VSC-Technologie (High Voltage Direct Current – Voltage Source Converter) können die beiden getrennt betriebenen (asynchronen) Übertragungsnetze in Deutschland und Dänemark (*Ost*) miteinander verbunden werden. Durch die netztechnisch notwendige Entkopplung der beiden asynchronen AC-Verbundsysteme in DE und DK über die HGÜ-Kurzkupplung wird das Projekt KF CGS im NEP als DC-Interkonnektor eingeordnet. Die innovative technische Lösung sieht dabei auch eine spätere *Erweiterungsmöglichkeit* des Offshore-Interkonnektors vor. Eine zusätzliche Verbindung, z. B. nach Schweden, kann bei Bedarf auf der 150-kV-Drehstromebene nachträglich realisiert werden. Neben der Integration der erneuerbaren Energien zur Erreichung der europäischen Klimaschutzziele führt der Betrieb des Offshore-Interkonnektors KF CGS zu einer Steigerung des volkswirtschaftlichen Nutzens, welche auf den folgenden wesentlichen Effekten basiert:

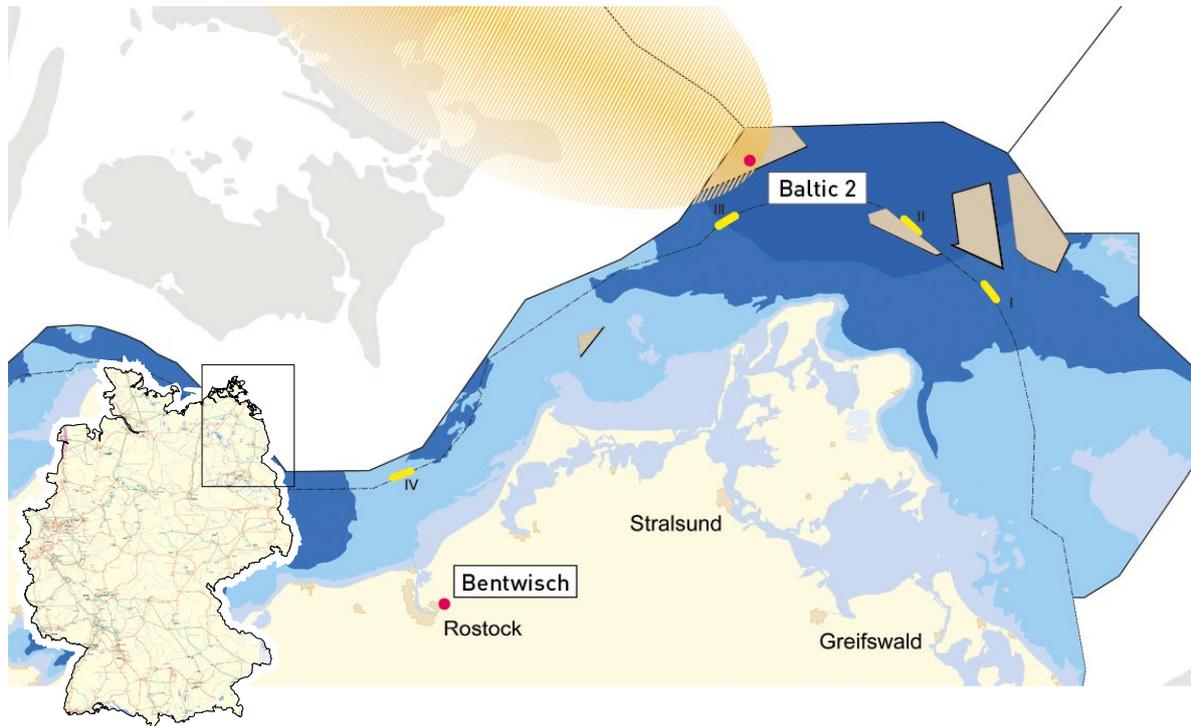
- Europäische Marktintegration, d. h. Beitrag zur Kopplung des skandinavischen und des zentraleuropäischen Stromnetzverbundes, Stromhandel durch Ausnutzung freier Übertragungskapazitäten.
- Erhöhung der Versorgungssicherheit und der Systemstabilität.
- Optimierung der Netzregelung bei fluktuierender Windenergie.

Das Projekt KF CGS wird im Rahmen des European Energy Programme for Recovery (EEPR) durch die Europäische Kommission gefördert und wird als Vorhaben von gemeinsamem Interesse (Project of Common Interest – PCI) gemäß Energie-Infrastruktur-Verordnung 347/2013 unter der Nr. E96 (36.141) geführt.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt 64 mit der Maßnahme 107 wurde im NEP 2012, im NEP 2013 sowie im NEP 2014 von der BNetzA bestätigt und ist ein Vorhaben im BBPLG (Nr. 29).





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

P65: DC-Netzausbau der grenzüberschreitenden Kuppelkapazität zwischen Deutschland, Kreis Düren und Belgien, Lixhe

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion
Nr. TYNDP 2014: 92.146

Nr. BBPIG 2015: 30
Nr. PCI: 2.2.1

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt ist ein Vorhaben von gemeinsamem Interesse (vgl. Regulation (EU) No. 347/2013). Die Europäische Kommission unterstützt das Projekt mit Fördermitteln aus dem TEN-E-Programm. Zudem ist das Projekt Bestandteil des ENTSO-E Ten-Year Network Development Plan 2014.

Bislang besteht keine direkte elektrische Verbindung zwischen den beiden Ländern.

- M98: Oberzier – Punkt Bundesgrenze (BE)
Zur Umsetzung dieser HGÜ-Verbindung mit einer Übertragungskapazität von 1 GW ist der Neubau von zwei sogenannten Konverterstationen an beiden Endpunkten erforderlich, um die Umrichtung von Drehstrom in Gleichstrom bzw. umgekehrt vorzunehmen. Die Verbindung ist als Erdkabelstrecke zwischen den bestehenden 380-kV-Anlagen in Oberzier im Kreis Düren (Amprion) und Lixhe (Elia, Belgien) geplant (Netzausbau). Die Gesamtlänge der Verbindung beträgt etwa 100 km. Auf deutscher Seite liegt die Kabellänge bei rund 45 km. Die genaue Trassenlänge wird sich durch das öffentlich-rechtliche Genehmigungsverfahren ergeben. Die 380-kV-Schaltanlage Oberzier ist zu erweitern (Ausbau von bestehenden Anlagen).

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	erforderlich in Szenario					Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C	
						2025	2025	2025 GI	2025	2025	
M98	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in neuer Trasse	45		2019	x	x	x	x	x	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Mit den Beschlüssen des deutschen Bundestages im Sommer 2011 zum Ausstieg aus der Kernenergie bis spätestens Ende 2022 und mit dem in Belgien festgelegten Kernenergieausstieg geht ein struktureller Wandel der elektrischen Energieversorgung in beiden Ländern einher. Das gemeinsame Hauptmerkmal liegt hierbei im verstärkten Zubau von erneuerbaren Energien, wodurch die entfallende konventionelle Erzeugungleistung kompensiert werden soll.

Netzplanerische Begründung

Infolge der o. g. Entwicklung ist eine Erhöhung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten notwendig, um den Austausch zwischen den beiden Märkten und damit den Zugang zu einer größeren gesicherten Leistung auch zukünftig zu ermöglichen.

Vor diesem Hintergrund trägt die HGÜ-Verbindung durch ihre Flexibilität und den steuerbaren bidirektionalen Leistungsfluss dazu bei, den Energiemix in beiden Ländern auszubalancieren und erleichtert somit zusätzlich die Integration von volatil einspeisenden erneuerbaren Energien.



Die im Norden Deutschlands und den Niederlanden installierten Windenergieanlagen führen in Starkwind-Situationen zu erhöhten Leistungsströmen über die Niederlande und Belgien in Richtung Frankreich. Dies kann zu Engpässen auf den grenzüberschreitenden Transportleitungen (z. B. Deutschland-Niederlande, Niederlande-Belgien) führen. Die Pläne zum langfristigen Ausbau von Windenergieanlagen (On- und Offshore) in dieser Region werden zu einer weiteren Steigerung grenzüberschreitender und interner Leistungsflüsse im erheblichen Umfang beitragen. Mit der Realisierung des Projekts wird zusätzliche Marktkapazität für den europäischen Energiemarkt bereitgestellt. Außerdem trägt die neue Verbindung auch vor dem Hintergrund der signifikanten Änderungen der Erzeugungsstruktur zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit bei.

Auf Basis von Marktuntersuchungen wurde ein positiver Einfluss des geplanten Interkonnektors auf den europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt nachgewiesen. Die Analysen haben gezeigt, dass durch das Projekt ein volkswirtschaftlicher Gewinn für diesen entsteht. Zudem leistet das Projekt einen Beitrag zur Angleichung der Preisniveaus von elektrischer Energie in beiden Ländern durch Primärenergiediversifikation und lokale Engpassbeseitigung in Erzeugung und Transport.

Das Projekt ist auch in den Szenarien für das Jahr 2035 notwendig und nachweisbar.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Für das Projekt wurden verschiedene Verbindungsalternativen aus technischer sowie genehmigungsrechtlicher Sicht untersucht.

Betrachtet wurden die Alternativen:

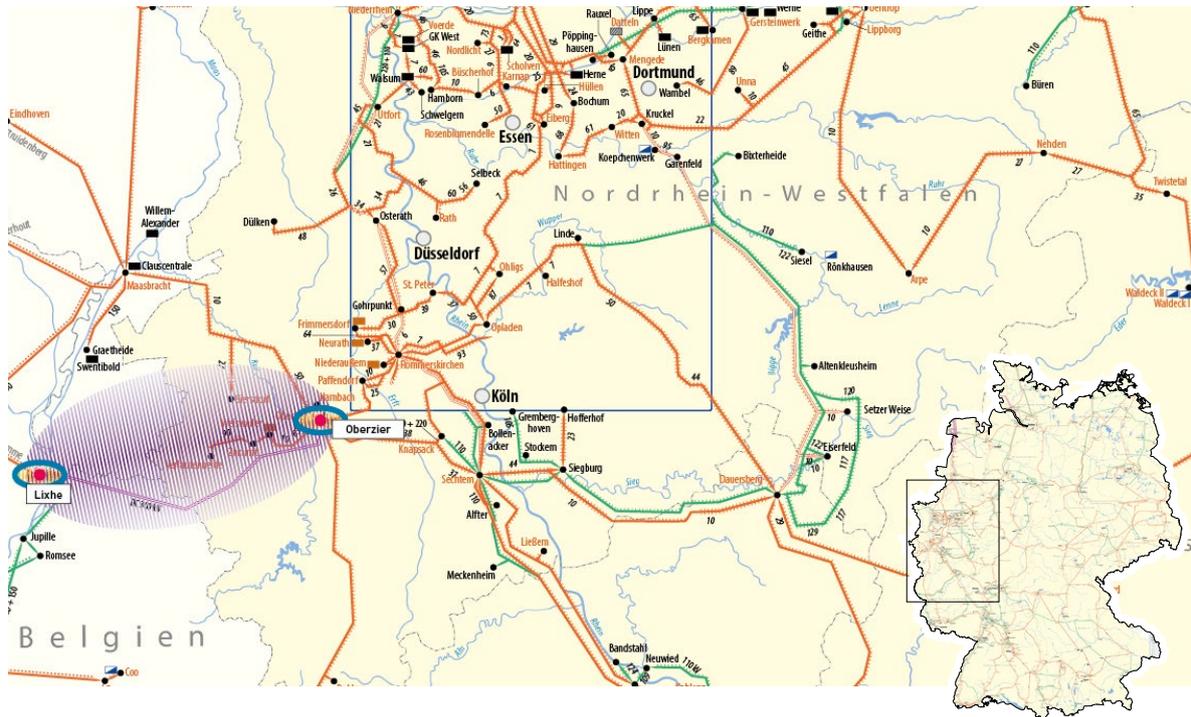
- Dahlem (DE) – Brume (BE),
- Verlautenheide (DE) – Lixhe (BE) und
- Oberzier (DE) – Lixhe (BE).

Die Planungsmöglichkeiten wurden hinsichtlich ihrer netztechnischen und genehmigungstechnischen Realisierbarkeit bewertet. Eine Verbindung Dahlem (DE) – Brume (BE) würde mehrere Schutzgebiete kreuzen. So wären der „Deutsch-Belgische-Nationalpark“, die Hocheifel sowie das Hohe Venn betroffen. Diese Alternative wurde aufgrund der zu erwartenden ökologischen Folgen nicht weiter betrachtet. Die Planungsmöglichkeit Verlautenheide (DE) – Lixhe (BE) würde umfangreiche Erweiterungsmaßnahmen im vorgelagerten Netz erfordern. Unter anderem wäre ein Leitungsneubau zwischen den Anlagen Zukunft und Oberzier notwendig, um die HGÜ-Verbindung in das Netz von Amprion einzubinden und die grenzüberschreitende Übertragungskapazität nicht einzuschränken zu müssen. Die Untersuchungen ergaben, dass unter den bestehenden Rahmenbedingungen nur die Alternative Oberzier (DE) – Lixhe (BE) für die Realisierung des Projekts in Frage kommt. Hiermit ist die geplante Transportkapazität realisierbar sowie die Einbindung in das bestehende Netz in beiden Ländern möglich. Bedingt durch die projektspezifischen Randbedingungen wird die Verbindung als Erdkabel umgesetzt. In diesem Projekt entstehen dadurch entscheidende Vorteile bei der Integration in den öffentlichen Raum unter Berücksichtigung der Bündelung mit bestehender Infrastruktur.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt 65 mit der Maßnahme 98 wurde von der BNetzA in allen vorausgegangenen Netzentwicklungsplänen bestätigt und wird im Bundesbedarfsplan unter der Nr. 30 geführt. Die Maßnahme M98 des Projekts P65 wird von der Europäischen Kommission als Vorhaben von gemeinsamem Interesse (Projects of Common Interest – PCI) unter der Nummer 2.2.1 in der PCI-Liste der Europäischen Union geführt.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

P66: Netzausbau zwischen Wilhelmshaven und Conneforde

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT
Nr. TYNDP 2014: 208.150

Nr. BBPlG 2015: 31

Beschreibung des geplanten Projekts

Das *Projekt dient der* Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Wilhelmshaven und dem nächstgelegenen Netzknoten Conneforde sowie eines *2015 in Betrieb genommenen* Kraftwerksblocks in Wilhelmshaven. Das Projekt enthält folgende Maßnahme:

- M101: Wilhelmshaven (Fedderwarden) – Conneforde
Von Wilhelmshaven nach Conneforde ist der Neubau einer 380-kV-Leitung vorgesehen (Netzausbau). Hierzu ist die 380-kV-Schaltanlage Conneforde zu verstärken (Netzverstärkung). In Fedderwarden nahe Wilhelmshaven ist eine 380-kV-Schaltanlage neu zu bauen (Netzausbau).

Das Projekt ist ein Drehstrom-Pilotprojekt mit der Möglichkeit zur Teil-Erdverkabelung nach § 4 Bundesbedarfsplangesetz.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetrieb- nahme	erforderlich in Szenario					Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C	
						2025	2025	2025 GI	2025	2025	
M101	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	35		2018	x	x	x	x	x	3: vor oder im Planfeststellungsver- fahren/Genehmigung nach BImSchG

Begründung des geplanten Projekts**Netzplanerische Begründung**

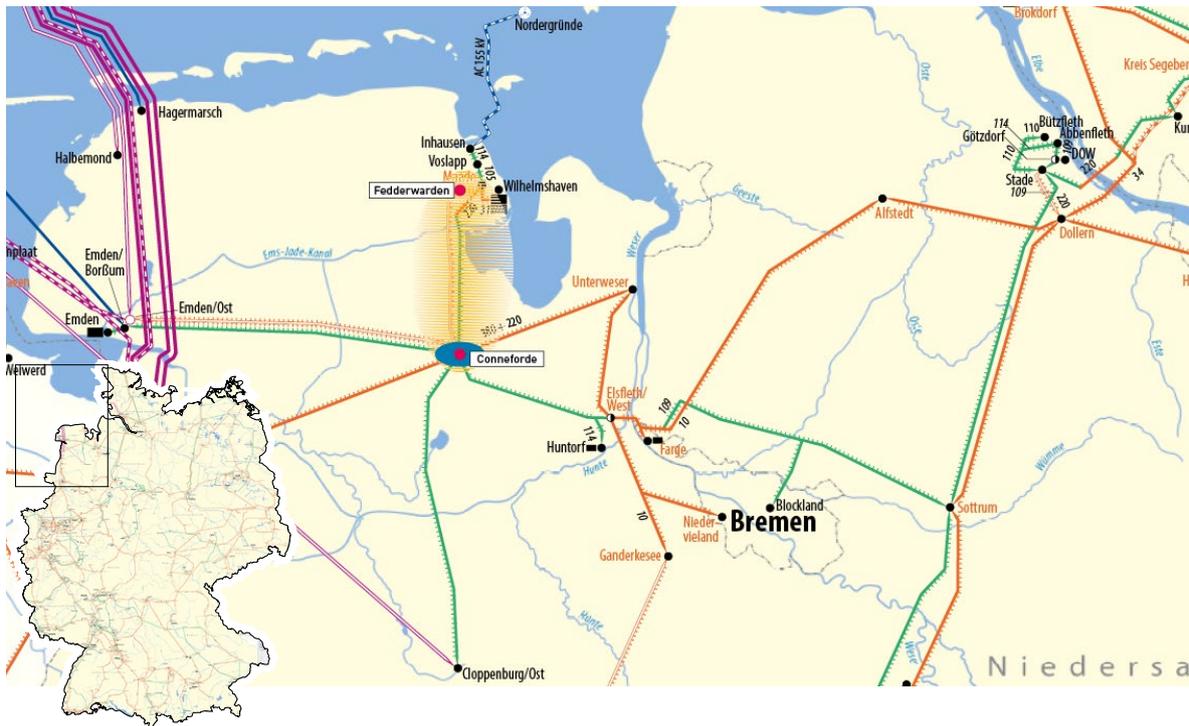
Das Projekt dient unter anderem dazu die im Raum Wilhelmshaven anfallende EE-Rückspeisung Richtung Süden abzutransportieren. Weiterhin ist die Maßnahme notwendig für die (n-1)-sichere Anbindung des *2015 in Betrieb genommenen* Kraftwerkes in Wilhelmshaven. Im Raum Wilhelmshaven ist darüber hinaus im Szenario B 2035 ein Netzverknüpfungspunkt für den Offshore-Netzentwicklungsplan vorgesehen (Wilhelmshaven 2; *Projekte NOR-7-2, NOR-11-1 und NOR-12-1 im O-NEP 2025*). Hierfür ist das Projekt ebenfalls notwendig, um den Netzverknüpfungspunkt Wilhelmshaven 2 an das Übertragungsnetz anzuschließen. Das Projekt ist auch in den Szenarien für das Jahr 2035 notwendig und nachweisbar.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Anderweitige Planungsmöglichkeiten kommen nicht in Betracht, da die Leitung Wilhelmshaven (Fedderwarden) – Conneforde die direkteste Verbindung zwischen dem Netzverknüpfungspunkt und dem bestehenden Verbundnetz ist.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wurde im NEP 2012, im NEP 2013 sowie im NEP 2014 von der BNetzA bestätigt und ist Teil des Bundesbedarfsplans (Vorhaben Nr. 31).



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

P67: Erhöhung der Kuppelkapazität zwischen Deutschland und Österreich

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT
Nr. TYNDP 2014: 47.212

Nr. BBPlG 2015: 32
Nr. PCI: 3.1.1

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt wird dazu beitragen, die Kuppelkapazität zwischen Deutschland und Österreich zu erhöhen. Dazu notwendig ist die Netzverstärkung bzw. der Netzausbau zwischen Altheim, Isar, Ottenhofen und St. Peter. Hierzu gehören folgende Maßnahmen:

- M102: Simbach – Bundesgrenze AT**
 Im Rahmen der Maßnahme wird die bestehende 220-kV-Leitung *von Simbach über Matzenhof nach St. Peter (Österreich)* durch eine 380-kV-Leitung in bestehender Trasse abgelöst (Netzverstärkung). In Simbach muss die bestehende 220-kV-Schaltanlage durch eine neue 380-kV-Schaltanlage inklusive 380/110-kV-Transformatoren ersetzt werden (Netzverstärkung).
- M103a: Altheim – Adlkofen und M103b: Adlkofen – Matzenhof (Abzweig Simbach)**
 Im Rahmen der *Maßnahmen* wird die 220-kV-Leitung von Altheim über Adlkofen *nach Matzenhof (Abzweig Simbach)* durch eine neue 380-kV-Verbindung in bestehender Trasse abgelöst (Netzverstärkung). In Altheim wird eine neue 380-kV-Schaltanlage inklusive 380/110-kV-Transformatoren und einem 380/220-kV-Transformator errichtet (Netzausbau). Die Maßnahme steht im Zusammenhang mit P112 (Netzverstärkung Pleinting – Pirach – St. Peter).

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	erforderlich in Szenario					Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C	
						2025	2025	2025 GI	2025	2025	
M102	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		12	2018	x	x	x	x	x	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach BImSchG
M103a	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		7	2020	x	x	x	x	x	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach BImSchG
M103b	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		65	2020	x	x	x	x	x	2: Im Raumordnungsverfahren/Bundesfachplanung

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Zur Erhöhung der Kuppelkapazität wird eine neue 380-kV-Leitung zwischen Bayern und Oberösterreich errichtet. Anschlusspunkt in Österreich ist das Umspannwerk St. Peter. Die Errichtung der 380-kV-Leitung ist ein Projekt in Zusammenarbeit mit Austrian Power Grid (APG). TenneT errichtet den Teilabschnitt bis zur österreichischen Grenze.



Netzplanerische Begründung:

Die Übertragungskapazitäten der bestehenden 220-kV-Leitungen zwischen Österreich und Deutschland sind in zunehmendem Maße ausgeschöpft. Zukünftig wird von einem weiteren Anstieg der Leistungsflüsse ausgegangen. Netzbezogene Maßnahmen, die bei Gefährdung der (n-1)-Sicherheit derzeit eingesetzt werden, reichen zukünftig nicht mehr aus, um die (n-1)-Sicherheit zu gewährleisten. Hintergrund für den Leistungsanstieg ist der zunehmende Ausbau von EEG-Erzeugung in Deutschland, überwiegend Wind- und Sonnenenergie, sowie die Errichtung von zahlreichen neuen Pumpspeicherkraftwerken in Österreich.

Das Projekt ist auch in den Szenarien für das Jahr 2035 notwendig und nachweisbar.

Prüfung nach NOVA

Im Rahmen des NOVA-Prinzips wurde festgestellt, dass durch FLM die geforderte Übertragungskapazität nicht erreicht werden kann. Aus diesem Grund müssen die Leitungen in bestehender Trasse neu gebaut werden.

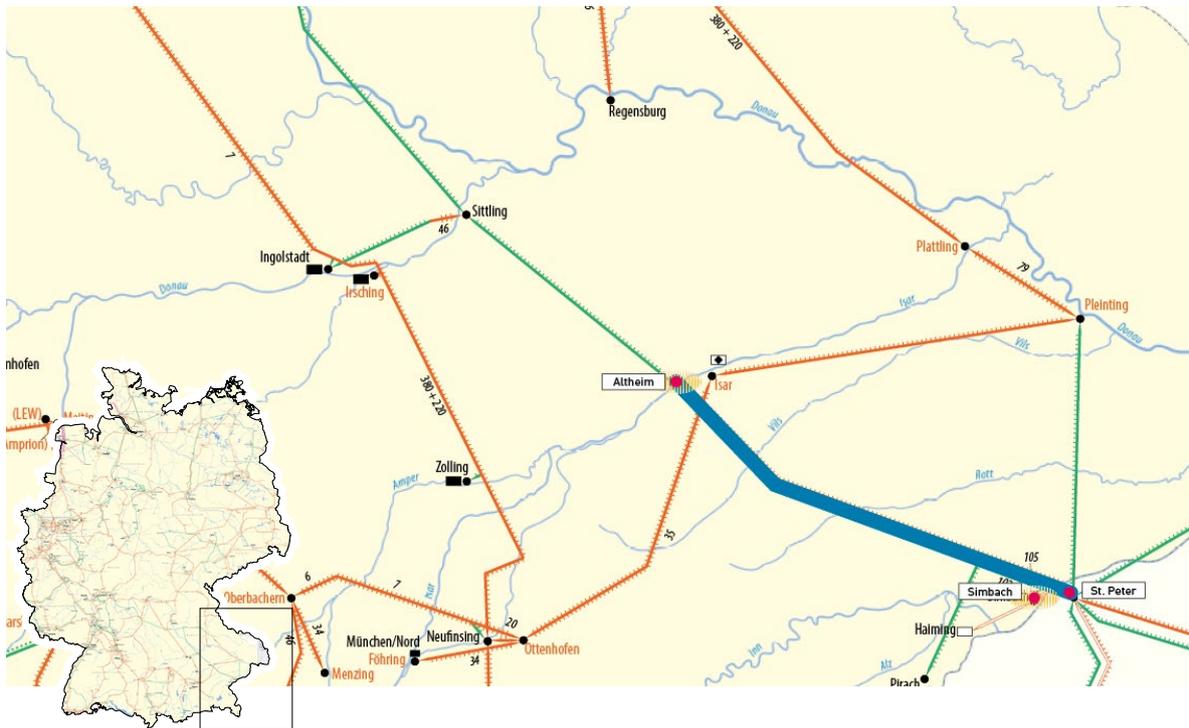
Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Ertüchtigung bzw. ein Neubau dieser bestehenden Verbindung in Betracht gezogen. Anderweitige Planungsmöglichkeiten bestehen nicht, da es sich bei der Verbindung von Altheim nach St. Peter um eine bereits existierende Grenzkuppelleitung handelt. Da auch im Projekt P112 die bestehenden 220-kV-Leitungen durch leistungsstärkere 380-kV-Leitungen ersetzt werden, stehen in der Region keine alternativ zu untersuchenden Leitungen bzw. Netzverknüpfungspunkte zur Verfügung.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wurde im NEP 2012, im NEP 2013 sowie im NEP 2014 von der BNetzA bestätigt und ist Teil des Bundesbedarfsplans (Vorhaben Nr. 32). Es wird von der Europäischen Kommission als Vorhaben von gemeinsamem Interesse (Projects of Common Interest – PCI) unter der Nummer 3.1.1 in der PCI-Liste der Europäischen Union geführt.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

P69: Netzverstärkung und -ausbau zwischen Emden/Ost und Conneforde

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Nr. BBPIG 2015: 34

Nr. TYNDP 2014: 207.939

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient dazu, die neu zu schaffenden Netzverknüpfungspunkte Emden/Ost und Halbmond (siehe P20) mit dem Verbundnetz zu verbinden sowie die Rückspeisung aus Onshore-Windenergie im Raum nord-westliches Niedersachsen abzutransportieren. Zum Projekt gehört folgende Maßnahme:

- M105: Emden/Ost nach Conneforde
Von Emden/Ost nach Conneforde *ist nach den Netzanalysen im NEP 2025* ein Neubau einer 380-kV-Leitung mit *mindestens drei* Stromkreisen in der Trasse der vorhandenen 220-kV-Leitung *erforderlich* (Netzverstärkung). *Die Maßnahme wurde durch die Bundesnetzagentur im NEP 2014 allerdings nur mit zwei Systemen bestätigt, was den Weiterbetrieb der bestehenden 220-kV-Leitung Emden/Borßum - Conneforde erforderlich machen würde. Die 380-kV-Schaltanlage in Emden/Ost ist neu zu errichten (Netzausbau) und die 380-kV-Schaltanlage in Conneforde zu verstärken (Netzverstärkung).*

Das Projekt ist ein Drehstrom-Pilotprojekt mit der Möglichkeit zur Teil-Erdverkabelung nach § 4 Bundesbedarfsplangesetz.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetrieb- nahme	erforderlich in Szenario					Umstellungsstand
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C	
						2025	2025	2025 GI	2025	2025	
M105	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		60	2019	x	x	x	x	x	3: vor oder im Planfeststellungsver- fahren/Genehmigung nach BImSchG
M105 TR2	Anlage	Netzverstärkung: horizontal			2019	x	x	x	x	x	4: genehmigt oder im Bau

Begründung des geplanten Projekts**Netzplanerische Begründung**

Im Raum Emden/Oldenburg wird ein wesentlicher Anstieg der Einspeiseleistung von Onshore-EEG-Anlagen erwartet. Dadurch wird eine Erhöhung der Transportkapazität im Höchstspannungsnetz zwischen Emden, Conneforde und weiter in die west- bzw. süddeutschen Lastschwerpunkte erforderlich. Für den Abtransport der anfallenden EE-Rückspeisung ist die existierende 220-kV-Leitung Emden/Borßum – Conneforde nicht mehr ausreichend. Daher besteht die Notwendigkeit der Schaffung von zusätzlichen Transportkapazitäten zwischen Emden und Conneforde. Diese werden durch den Neubau einer 380-kV-Leitung realisiert. Die bestehende 220-kV-Leitung *kann - in Abhängigkeit von der Ausführung der 380-kV-Leitung (siehe Projektbeschreibung) - anschließend zurückgebaut werden.* Weiterhin wird in allen untersuchten Szenarien aufgrund des Zubaus von Offshore-Windenergieanlagen in der westlichen Nordsee die Schaffung weiterer Netzverknüpfungspunkte im nordwestlichen Niedersachsen notwendig.



Mit den Umspannwerken in Diele und Dörpen/West wurden bereits an zwei Standorten Anschlussmöglichkeiten für Konverter-Anlagen zur Einspeisung von Leistungen aus Offshore-Windenergieparks geschaffen. Die Anschlusskapazitäten dieser Anlagen sind jedoch nicht ausreichend für die in den Szenarien angenommene Leistung für Offshore-Windparks. Daher ist die Schaffung von weiteren Netzverknüpfungspunkten in Emden/Ost (*Projekte NOR-8-1 und NOR-3-3 im O-NEP 2025*) und Halbmond (*Projekt NOR-1-1, siehe P20*) erforderlich.

Das Projekt ist auch in den Szenarien für das Jahr 2035 notwendig und nachweisbar.

Prüfung nach NOVA

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass die geforderte Übertragungskapazität auf der 220-kV-Spannungsebene nicht erreicht werden kann. Aus diesem Grund *muss die bestehende 220-kV-Leitung durch eine 380-kV-Leitung ersetzt werden.*

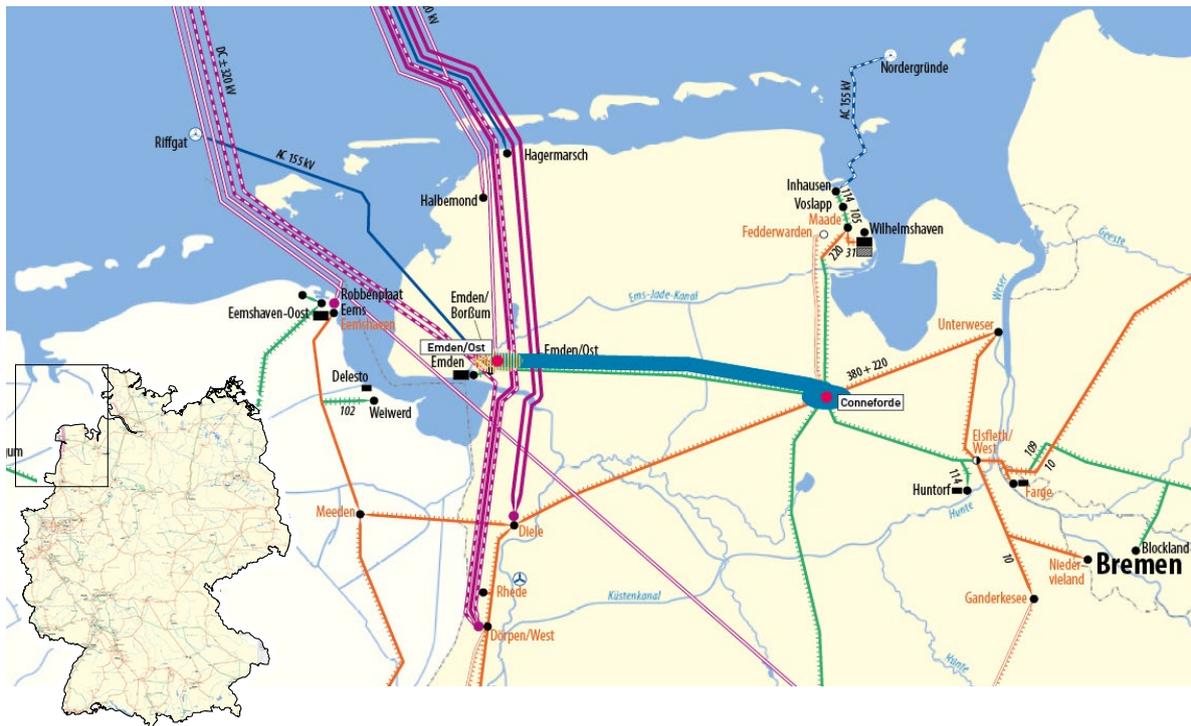
Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als Alternative im Zusammenhang mit P20 wurde die Errichtung einer neuen 380-kV-Leitung zwischen Halbmond und dem *Landkreis* Wilhelmshaven geprüft, um den Raum Emden (n-1)-sicher in das Verbundnetz einzubinden. Dies wurde allerdings *wegen zu erwartender Raumwiderstände nicht weiter verfolgt* und wäre wegen des Neubaus in neuer Trasse mit größeren Eingriffen verbunden gewesen. Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Ertüchtigung bzw. ein Neubau der bestehenden Verbindung in Betracht gezogen. Es wird noch geprüft, welche zusätzlichen Maßnahmen erforderlich wären, wenn die Leitung nur mit zwei Systemen errichtet wird.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wurde im NEP 2012, im NEP 2013 sowie im NEP 2014 von der BNetzA bestätigt und ist Teil des Bundesbedarfsplans (Vorhaben Nr. 34).





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

P70: Netzausbau der 380-kV-Schaltanlage Birkenfeld und deren Anschluss an das 380-kV-Netz

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Nr. BBPlG 2015: 35

Nr. TYNDP 2014: 175 (RgIP)

Beschreibung des geplanten Projekts

- M106: Birkenfeld – Mast 115A
Die 380-kV-Schaltanlage Birkenfeld wird von der TransnetBW am Standort der bisherigen 220-kV-Anlage in GIS-Bauweise errichtet. Das Projekt wurde bei der BNetzA beantragt und unter BK-4-12-952 geführt. Die Inbetriebnahme ist in 2019 vorgesehen. Aktuell laufen die Vorbereitungen für das Planfeststellungsverfahren.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	erforderlich in Szenario					Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C	
						2025	2025	2025 GI	2025	2025	
M106	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	15		2019	x	x	x	x	x	3: vor oder im Planfeststellungsver- fahren/Genehmigung nach BImSchG

Begründung des geplanten Projekts**Charakteristika des betroffenen Netzbereichs**

In der Netzregion des Höchstspannungsnetzes zwischen Karlsruhe und Pforzheim gibt es strukturelle Schwachstellen. Ein Leitungsausfall der einzigen 220-kV-Leitung in dieser Region würde die Gefährdung der Versorgung der ganzen Region nach sich ziehen. Die Beseitigung dieser strukturellen Schwachstellen war in der 220-kV-Ebene nicht mehr möglich. Die Versorgung des Raumes muss zukünftig aus der 380-kV-Ebene erfolgen.

Mit dem Bau der Schaltanlage Birkenfeld und dessen Anschluss an das 380-kV-Netz werden diese netzstrukturellen Probleme behoben. Bei diesem Projekt wird die heute in 220 kV betriebene Schaltanlage im Umspannwerk Birkenfeld auf 380 kV umgestellt.

Netzplanerische Begründung

Die Versorgungssicherheit des Netzes im Raum Karlsruhe/Pforzheim kann nur verbessert werden, wenn die 380-kV-Schaltanlage Birkenfeld unabhängig von der schon bestehenden Höchstspannungsleitung versorgt wird. Dies wird durch die Einschleifung der neuen 380-kV-Schaltanlage in die schon heute bestehende 380-kV-Leitung Pulverdingen – Philippsburg erreicht. Hinsichtlich des NOVA-Prinzips handelt es sich um einen Ausbau. Dieser wird allerdings durch Mitführung von 110-kV-Trassen und Nutzung bzw. bei parallelem Neubau durch Auflösung anderer 110-kV-Trassenräume optimiert.

Das Projekt ist auch in den Szenarien für das Jahr 2035 notwendig und nachweisbar.

Prüfung nach NOVA

Bei dieser Maßnahme wird das NOVA-Prinzip erfüllt.

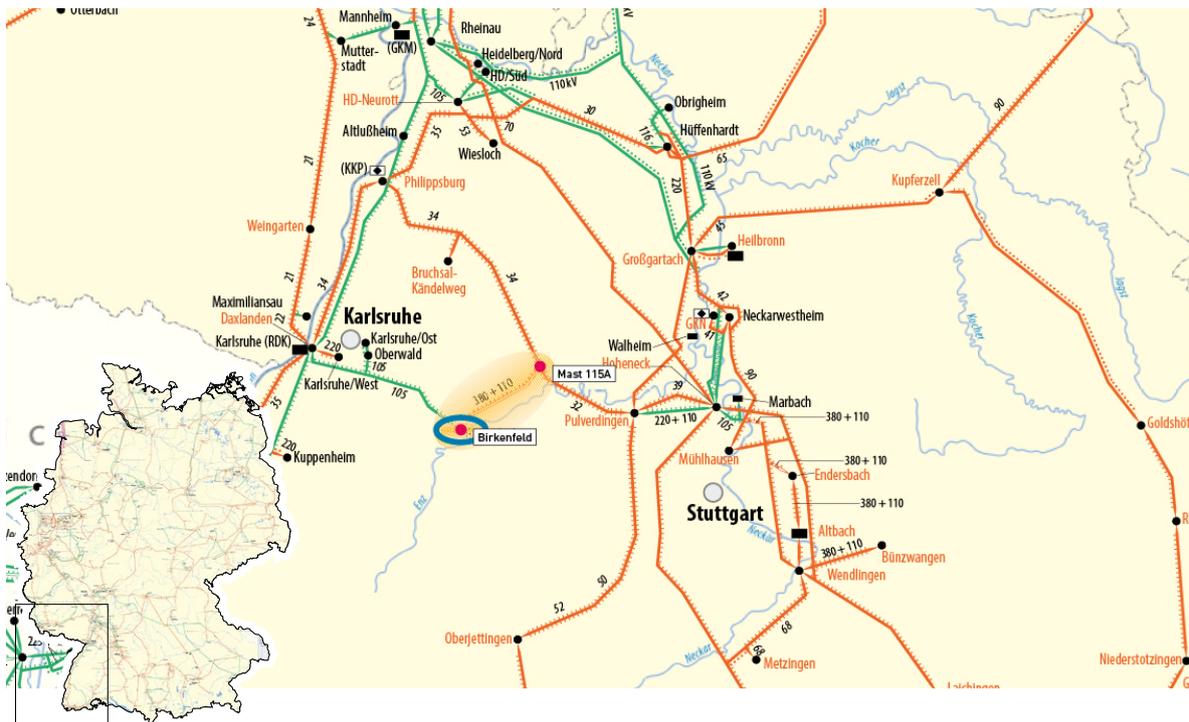


Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Aufgrund des schwach ausgebauten 220-kV-Netzes bieten sich keine anderweitigen in Betracht kommenden Netzverknüpfungspunkte in dieser Spannungsebene an. Die Stromkreisführung auf der vorgeschlagenen Trasse bietet außerdem den Vorteil einer Erhöhung der Systemsicherheit.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Die Maßnahme 106 wurde im NEP 2014 von der Bundesnetzagentur bestätigt und ist im Bundesbedarfsplan (Vorhaben Nr. 35) enthalten.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

P72: Netzverstärkung und -ausbau zwischen Kreis Segeberg über Lübeck nach Göhl (Ostküstenleitung)

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT
Nr. TYNDP 2014: 209.935

Nr. BBPlG 2015: 42

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität *innerhalb* Schleswig-Holsteins *sowie* von Schleswig-Holstein nach Süden und enthält folgende Maßnahmen:

- M49: Lübeck – Siems**
 Im Rahmen dieser Maßnahme ist *eine Ablösung* der bestehenden Verbindung von Siems über Abzweigmast nach Lübeck vorgesehen. Die bestehende 380-kV-Schaltanlage Siems wird mit den neu zu errichtenden 380-kV-Schaltanlagen in Lübeck und Göhl verbunden. Dazu wird eine 380-kV-Leitung in neuer Trasse von Siems über Abzweigmast nach Lübeck errichtet (Netzausbau).
- M50: Lübeck – Kreis Segeberg**
 Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Bau einer 380-kV-Leitung in der Trasse der bestehenden 220-kV-Leitung zwischen Lübeck und Kreis Segeberg notwendig (Netzverstärkung). Die 220-kV-Leitung wird anschließend zurückgebaut. Im Kreis Segeberg ist der Neubau einer 380-kV-Schaltanlage notwendig (Netzausbau).
- M351: Göhl – Lübeck**
 Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Bau einer neuen 380-kV-Leitung von Göhl über Abzweigmast nach Lübeck vorgesehen (Netzausbau). In Göhl sowie in Lübeck ist jeweils eine 380-kV-Schaltanlage neu zu errichten (Netzausbau).

Die vorgesehene Netzstruktur stellt durch eine faktische Einschleifung des UW Siems in die Leitung Lübeck – Göhl eine vereinfachte Netzstruktur gegenüber der geplanten Netzstruktur im NEP 2013 und NEP 2014 dar. Nach Realisierung der Maßnahmen M351 und M49 geht jeweils ein Stromkreis von Lübeck nach Göhl, von Göhl über Abzweigmast nach Siems sowie von Siems über Abzweigmast nach Lübeck.

Das Projekt ist ein Drehstrom-Pilotprojekt mit der Möglichkeit zur Teil-Erdverkabelung nach § 4 Bundesbedarfsplangesetz.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetrieb- nahme	erforderlich in Szenario					Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C	
						2025	2025	2025 GI	2025	2025	
M49	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		20	2021	x	x	x	x	x	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach BImSchG
M50	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		50	2019	x	x	x	x	x	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach BImSchG
M351	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	58		2021	x	x	x	x	x	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach BImSchG



Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Aufgrund des prognostizierten starken Anstiegs erneuerbarer Energien im östlichen Teil Schleswig-Holsteins sind die bestehende 110-kV-Netzstruktur und die vorhandenen Transformatoren nicht mehr ausreichend, um die Energie abtransportieren zu können. Die Ertüchtigung der 110-kV-Netzstruktur ist aufgrund der erwarteten Prognose nicht mehr bedarfsgerecht und nicht zukunftsorientiert. Bei Ausfall des 220-kV-Stromkreises zwischen Siems und Lübeck muss Leistung, die von Schweden über das Baltic Cable am Umspannwerk Herrenwyk in das deutsche Netz eingespeist wird, durch das unterlagerte 110-kV-Netz transportiert werden. Bei umgekehrter Fahrweise des Baltic Cable muss in dieser Situation die Leistung aus dem 110-kV-Netz bereitgestellt werden. Auslösungen aufgrund von Überlastungen im 110-kV-Netz werden heute über eine Reduzierung der Austauschleistung mit Schweden via Baltic Cable mittels EPC (Emergency Power Control) automatisiert vermieden.

Errichtet man den Leitungsabschnitt zwischen Siems und Lübeck mit einer Nennspannung von 380 kV, anstatt die bereits vorhandene 220-kV-Struktur zu verstärken, und eine neue 380-kV-Leitung zwischen Siems und Göhl, ist der Leistungstransport für das Baltic Cable selbst im (n-1)-Fall über einen 380-kV-Stromkreis sichergestellt, ohne dass es zu einem massiven Leistungsfluss ins oder aus dem 110-kV-Netz kommt. Die aktuell vorhandene 220-kV-Netzstruktur wäre ohne Maßnahme 50 nicht mehr (n-1)-sicher. Die Neuerrichtung einer 380-kV-Schaltanlage im Kreis Segeberg – idealerweise auf der Achse der neuen 380-kV-Leitung Audorf – Hamburg/Nord – wird notwendig durch die Umstellung der 220-kV-Leitung Hamburg/Nord – Lübeck auf 380 kV. Die bestehende 380-kV-Schaltanlage Hamburg/Nord liegt in einem dicht besiedelten Gebiet, sodass eine Querung mit einer 380-kV-Leitung auf erhebliche Raumwiderstände treffen würde. Die Schaltanlage im Kreis Segeberg ist langfristig als Anschluss für eine HGÜ-Verbindung in Richtung Süden und im Offshore-Netzentwicklungsplan als Netzverknüpfungspunkt vorgesehen (*Projekt NOR-13-1 im ONEP 2025*).

Das Projekt ist auch in den Szenarien für das Jahr 2035 notwendig und nachweisbar.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Die vorgesehene Netzstruktur stellt durch eine faktische Einschleifung des UW Siems in die Leitung Lübeck – Göhl eine Optimierung gegenüber der geplanten Netzstruktur im NEP 2013 und NEP 2014 dar. In das neu zu errichtende Umspannwerk Lübeck werden so durch die Maßnahmen M49 und M 351 nur zwei Stromkreise eingeführt. Ursprünglich war jeweils eine Verbindung von Lübeck nach Siems und von Lübeck nach Göhl geplant, was die Einführung von vier Stromkreisen in das Umspannwerk Lübeck erforderlich gemacht hätte.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wurde im NEP 2013 sowie im NEP 2014 von der Bundesnetzagentur bestätigt *und ist Teil des Bundesbedarfsplans (Vorhaben Nr. 42)*.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

P74: Netzverstärkung und -ausbau in Bayerisch Schwaben

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion
Nr. TYNDP 2014: 47.689

Nr. BBPlG 2015: –

Beschreibung des geplanten Projekts

- **M96: Vöhringen – Punkt Bundesgrenze (AT)**
Zwischen der 380-kV-Anlage Vöhringen und der Grenze zu Österreich (Punkt Bundesgrenze (AT)) wird auf einer bestehenden 380-kV-Leitung eine Spannungsumstellung mit Stromkreisauflage/Umbeseilung erforderlich. Hierdurch wird eine deutlich erhöhte Übertragungskapazität realisiert. Die 380-kV-Schaltanlagen Vöhringen und Leupolz sind zu verstärken (Netzverstärkung).
- **M97: Woringen/Lachen**
In Woringen/Lachen wird in bestehender 220-kV-Trasse eine neue 380-kV-Leitung mit deutlich erhöhter Übertragungskapazität zum Anschluss einer neuen 380-kV-Schaltanlage mit 380/110-kV-Transformatoren zur Versorgung des Verteilernetzes in der Region errichtet (Netzverstärkung und -ausbau).

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	erforderlich in Szenario					Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C	
						2025	2025	2025 GI	2025	2025	
M96	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/ Umbeseilung		110	2020	x	x	x	x	x	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M97	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/ Umbeseilung		1	2020	x	x	x	x	x	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts**Netzplanerische Begründung**

Die Übertragungskapazität des 380-kV-Netzes in diesem Netzgebiet und insbesondere die grenzüberschreitenden Leitungen zwischen Deutschland und Österreich werden durch dieses Projekt wesentlich erweitert, Überlastungen auf bestehenden Leitungen behoben und somit die Verbindung des deutschen mit dem österreichischen Transportnetz gestärkt. Die Netzverstärkungen wurden mit den betroffenen Netzbetreibern (VNB, ÜNB) bereits weitgehend abgestimmt. Das Projekt ist auch in den Szenarien für das Jahr 2035 notwendig und nachweisbar.

Bisherige Bestätigung

Im Ten Year Network Development Plan 2012 und 2014 (TYNDP 2012, TYNDP 2014) sind die Maßnahmen dokumentiert. Das Projekt 74 mit den Maßnahmen 96 und 97 wurde von der BNetzA in den Netzentwicklungsplänen 2012 und 2013 bestätigt.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

P84: Netzverstärkung Hamburg/Nord – Krümmel

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz
Nr. TYNDP 2014: 965 (RgIP), 966 (RgIP)

Nr. BBPIG 2015: –

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in *Schleswig-Holstein und Hamburg*.

- M367: Hamburg/Nord – Hamburg/Ost
Von Hamburg/Nord nach Hamburg/Ost wird *die bestehende* 380-kV-Leitung *durch* eine Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen *verstärkt*.
- M368: Krümmel – Hamburg/Ost
Als Netzverstärkung von Krümmel nach Hamburg/Ost wird *anstelle der bestehenden 380-kV-Freileitung* ein 380-kV-Leitungsneubau mit vier Stromkreisen (Hochstrombeseilung) in der bestehenden Trasse errichtet. Hierzu sind die 380-kV-Anlagen Krümmel und Hamburg/Ost zu erweitern. *Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung wird möglichst die bestehende Trasse genutzt. Dabei können geringe Abweichungen von der aktuellen Trasse bei der nachgelagerten Planung entstehen, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen oder bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern.*

Als Inbetriebnahmezeitraum wird 2024 anvisiert.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetrieb- nahme	erforderlich in Szenario					Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C	
						2025	2025	2025 GI	2025	2025	
M367	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		31	2024	x	x	x			
M368	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		28	2024	x	x	x			

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Das Ziel des Projekts ist es, durch die Erhöhung der Transportkapazität auf der 380-kV-Verbindung Hamburg/ Nord – Hamburg/Ost – Krümmel einen Beitrag zur netztechnisch notwendigen Erhöhung der horizontalen Übertragungsfähigkeit im Nordraum der Regelzone der 50Hertz, insbesondere für den EE-Nord-Süd-Transport in Schleswig-Holstein, zu leisten. Neben dem Übertragungsbedarf an konventioneller Erzeugungsleistung aus dem Raum Hamburg muss die *Verbindung vor allem* die stetig steigende Erzeugungsleistung aus erneuerbaren Energien aus dem Raum Schleswig-Holstein/Mecklenburg-Vorpommern aufnehmen. Die Übertragungskapazität der 380-kV-Leitungsverbindung Hamburg/Nord – Hamburg/Ost – Krümmel ist für die gemäß Szenariorahmen zu erwartenden Übertragungsaufgaben nicht ausreichend. Ohne die Netzverstärkung *im bestehenden* Trassenraum wird die 380-kV-Leitung Hamburg/Nord – Hamburg/Ost bzw. Hamburg/Ost – Krümmel bei Ausfall eines der genannten Stromkreise dieser Leitungen unzulässig hoch belastet.



Prüfung nach NOVA

Netzoptimierungen in Form von netzbezogenen Maßnahmen stehen zur Beherrschung der erwarteten Leistungsflussund Netzsituationen in dieser Netzregion nur in sehr begrenztem Umfang zur Verfügung. Eine Reduzierung der Belastung durch Topologieänderungen führt lediglich zu einer nicht ausreichenden Reduzierung der Leitungsbelastung.

Das Potenzial der Netzoptimierung mittels Freileitungsmonitoring wurde zur Behebung des Engpasses auf der bestehenden 380-kV-Leitung Hamburg/Nord – Hamburg/Ost untersucht. Dadurch kann in Starkwindperioden eine erhöhte Leistung von maximal 2.300 MVA pro Stromkreis übertragen werden. Die bestehende 380-kV-Leitung Hamburg/Ost – Krümmel kann bereits heute maximal 2.300 MVA pro Stromkreis übertragen. Vor dem Hintergrund der geplanten HGÜ-Verbindungen *nordwestlich von Hamburg sind diese Übertragungskapazitäten jedoch nicht ausreichend*. Zwischen Hamburg/Nord und Hamburg/Ost kann die bestehende Infrastruktur für eine Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen genutzt und so die Inanspruchnahme einer zusätzlichen Trasse vermieden werden (M367). *Zwischen Hamburg/Ost und Krümmel kann die bestehende Trasse für eine Netzverstärkung mittels Neubau einer 380-kV-Leitung mit vier Stromkreisen (Hochstrombeseilung) genutzt werden (M368)*.

Das Projekt ist auch in den Szenarien für das Jahr 2035 notwendig und nachweisbar.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Alternative 380-kV-Neubauten wurden aufgrund des daraus resultierenden zusätzlichen Raumbedarfs im Ballungsraum Hamburg nicht erwogen. Den wesentlichen Einfluss auf die 380-kV-Leitungen Hamburg/Nord – Hamburg/Ost – Krümmel besitzen letztlich die geplanten HGÜ-Verbindungen im Großraum *Hamburg/Schleswig-Holstein*, welche unter anderem die Erzeugungsleistung aus erneuerbaren Energien aus dem Raum Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern in den Süden der Bundesrepublik transportieren sollen. Eine genauere Untersuchung der HGÜ-Standorte im Großraum *Hamburg/Schleswig-Holstein* und deren resultierende Wirkung auf die 380-kV-*Verbindung* Hamburg/Nord – Hamburg/Ost – Krümmel sollte daher Gegenstand weiterer Optimierungen sein.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt 84 mit der Maßnahme 367 und 368 wurde bereits im NEP 2013 und im NEP 2014 identifiziert, jedoch noch nicht von der BNetzA bestätigt.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

P100: Netzausbau Duisburg – Walsum

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Nr. BBPlG 2015: –

Nr. TYNDP 2014: –

Beschreibung des geplanten Projekts

Die bestehende 380/220-kV-Schaltanlage Walsum wird erweitert. Das Projekt beinhaltet die Maßnahme

- M216: 380/220-kV-Transformator Walsum (Ausbau einer bestehenden Anlage).

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	erforderlich in Szenario					Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C	
						2025	2025	2025 GI	2025	2025	
M216	Anlage	Netzausbau: horizontal			2017	x	x	x	x	x	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts**Netzplanerische Begründung**

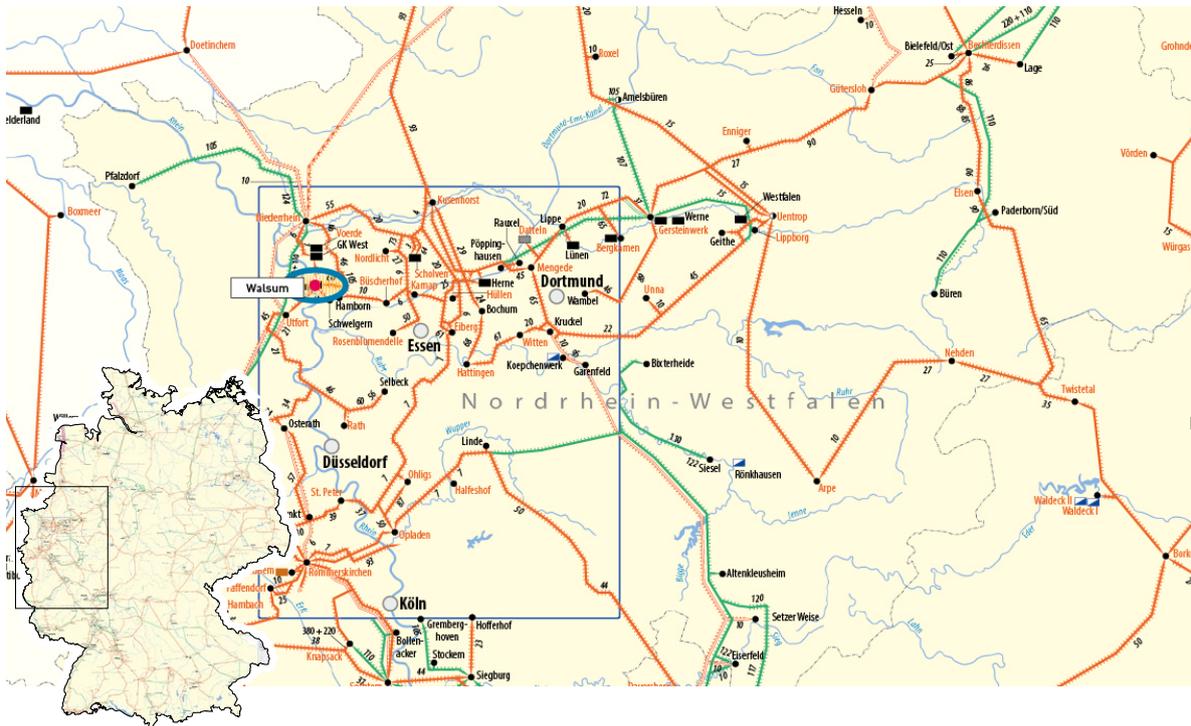
Die Maßnahme entlastet das Übertragungsnetz und dient der Spannungsstützung im 220-kV-Netz des westlichen Ruhrgebiets.

Das Projekt ist auch in den Szenarien für das Jahr 2035 notwendig und nachweisbar.

Bisherige Bestätigung

Das Projekt 100 wurde im NEP 2013 erstmals identifiziert und von der BNetzA im NEP 2013 und im NEP 2014 als schlüssig beurteilt.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

P110: Netzausbau Vorgebirge – Sechtem

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion
Nr. TYNDP 2014: –

Nr. BBPlG 2015: –

Beschreibung des geplanten Projekts

Die bestehende 380/220-kV-Schaltanlage Sechtem wird erweitert. Das Projekt beinhaltet die Maßnahme

- M225: 380/220-kV-Transformator Sechtem (Ausbau einer bestehenden Anlage).

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	erforderlich in Szenario					Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C	
						2025	2025	2025 GI	2025	2025	
M225	Anlage	Netzausbau: horizontal			2017	x	x	x	x	x	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts**Netzplanerische Begründung**

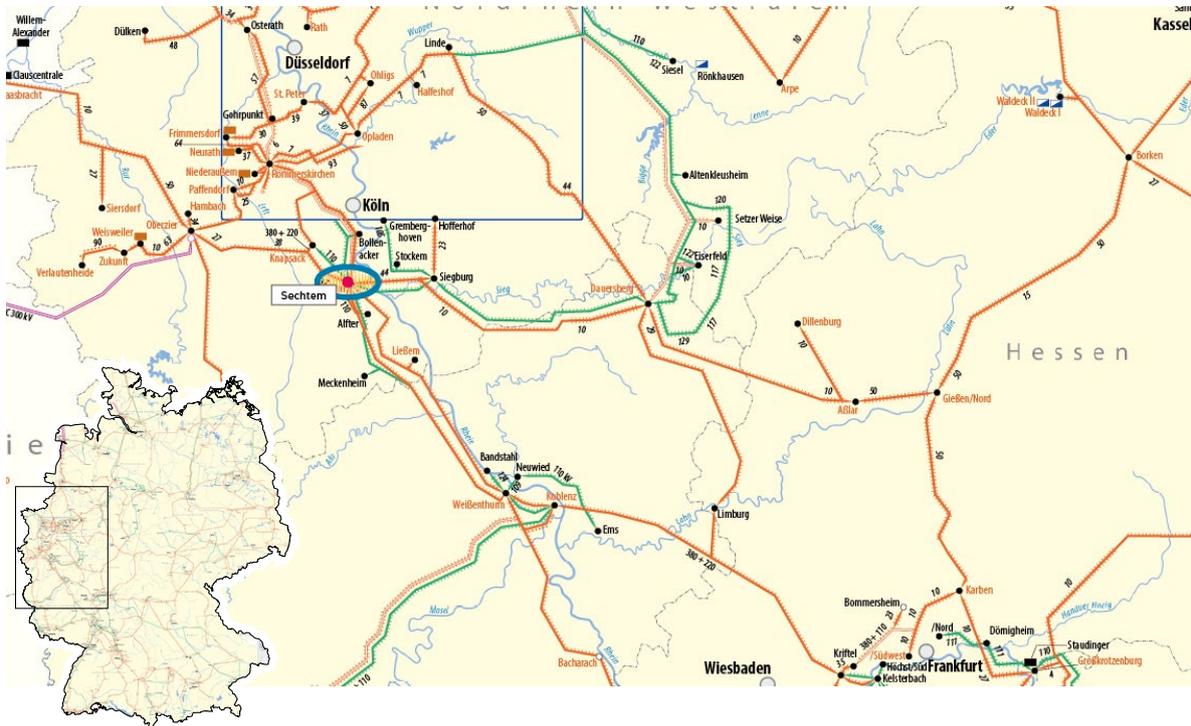
Die Maßnahme entlastet das Übertragungsnetz und dient der Spannungsstützung im 220-kV-Netz in der Region Köln/Bonn. Das Projekt ist im NEP 2014 in allen Szenarien erforderlich.

Das Projekt ist auch in den Szenarien für das Jahr 2035 notwendig und nachweisbar.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt 110 wurde im NEP 2013 erstmals identifiziert und im NEP 2013 und 2014 von der BNetzA als schlüssig beurteilt.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

P112: Netzverstärkung und -ausbau zwischen Pirach, Pleinting und St. Peter

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Nr. BBPlG 2015: 32

Nr. TYNDP 2014: –

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt ist gekoppelt mit dem Projekt 67, das die Kuppelkapazität zwischen Bayern und Österreich erhöhen soll. Das Projekt 112 enthält folgende Maßnahmen:

- M201: Netzverstärkung zwischen Pleinting, Pirach und St. Peter**
 Im Rahmen dieser Maßnahme ist *ein Neubau einer 380-kV-Leitung in der Trasse* der vorhandenen 220-kV-Leitung zwischen Pleinting und St. Peter auf 380 kV vorgesehen (Netzverstärkung). Die 380-kV-Schaltanlage Pleinting wird mit einer Doppelleitung direkt in St. Peter angeschlossen. In Pleinting müssen die 380-kV-Schaltanlage verstärkt und 380/110-kV-Transformatoren aufgestellt werden (Netzausbau).
- M212: Abzweig Pirach**
 Das Umspannwerk Pirach ist derzeit über einen 220-kV-Abzweig an die 220-kV-Leitung Pleinting – St. Peter angeschlossen. Dieser Abzweig wird teilweise auf der bestehenden 220-kV-Leitung Altheim – St. Peter mitgeführt. Durch die Notwendigkeit von M201 entfällt zwangsläufig die Anbindung von Pirach in 220 kV, deswegen muss die Versorgung anderweitig sichergestellt werden. Im Rahmen der hier beschriebenen Maßnahme soll dann die Schaltanlage Pirach auf 380 kV umgestellt und in die Leitung von Altheim nach St. Peter eingeschleift werden. Hierfür muss zwischen der 380-kV-Schaltanlage Pirach und der 380-kV-Leitung Altheim – St. Peter die bestehende 220-kV-Netzstruktur auf 380 kV umgestellt werden (Netzverstärkung). In Pirach müssen neben einer 380-kV-Schaltanlage zusätzlich 380/110-kV-Transformatoren neu errichtet werden (Netzausbau). Unabhängig von den Netzerfordernissen wird die Notwendigkeit der Umstellung des Abzweigs Pirach auf 380 kV aus genehmigungsrechtlichen Gründen im Zuge der Errichtung der 380-kV-Leitung Altheim – St. Peter erwartet.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetrieb- nahme	erforderlich in Szenario					Umstellungs- stand
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C	
						2025	2025	2025 GI	2025	2025	
M201	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		60	2022	x	x	x	x	x	
M212	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		11	2022	x	x	x	x	x	

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Die Region um Pleinting zeichnet sich durch eine hohe installierte PV-Leistung und verhältnismäßig geringe Last aus. Die bestehende 220-kV-Struktur ist bei hoher Rückspeisung aus dem unterlagerten Netz (beispielsweise durch starke PV-Einspeisung) bereits im Grundfall deutlich überlastet.

Das Projekt ist auch in den Szenarien für das Jahr 2035 notwendig und nachweisbar.



Prüfung nach NOVA

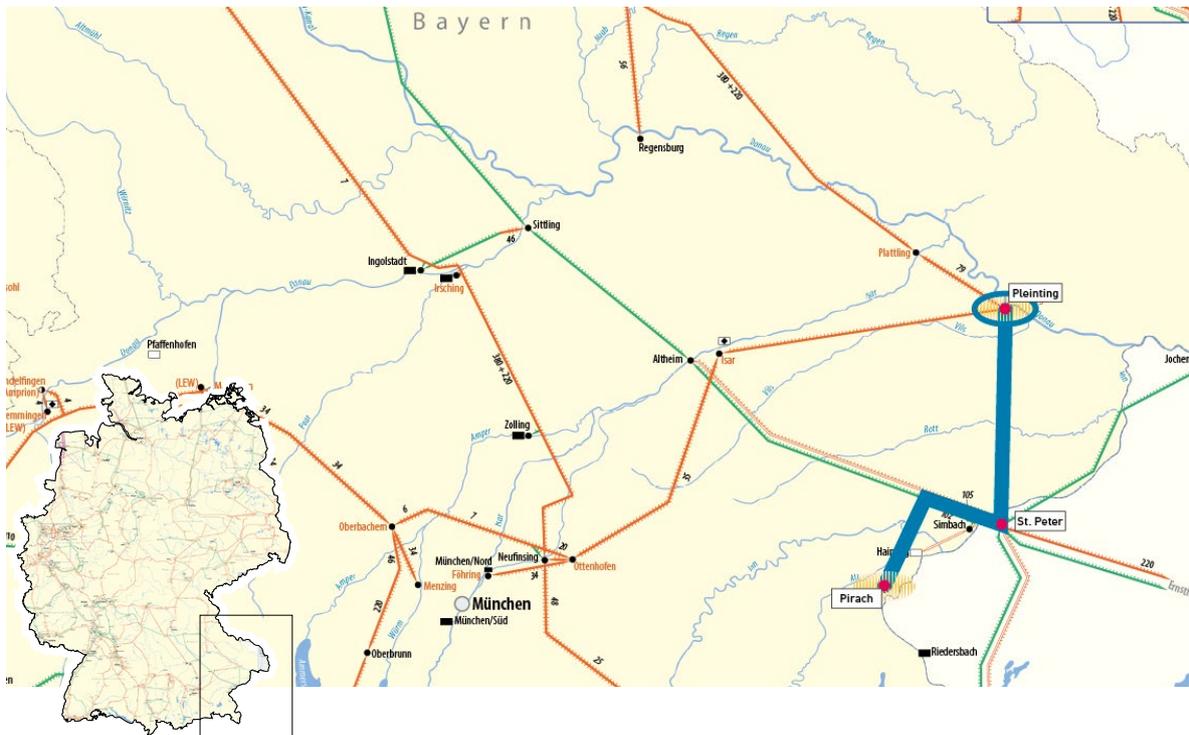
Im Rahmen des NOVA-Prinzips wurde festgestellt, dass durch FLM nicht die geforderte Übertragungskapazität erreicht werden kann. Aus diesem Grund müssen die Leitungen in bestehender Trasse neu gebaut werden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Ertüchtigung bzw. ein Neubau dieser bestehenden Verbindung in Betracht gezogen. Anderweitige Planungsmöglichkeiten bestehen nicht, da es sich bei der Verbindung um eine bereits existierende Leitung handelt. Da auch im Projekt P67 die bestehenden 220-kV-Leitungen durch leistungsstärkere 380-kV-Leitungen ersetzt werden, stehen in der Region keine alternativ zu untersuchenden Leitungen bzw. Netzverknüpfungspunkte zur Verfügung.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P112 wurde im NEP 2013 erstmals identifiziert und im NEP 2014 von der Bundesnetzagentur bestätigt *und ist Teil des Bundesbedarfsplans (Vorhaben Nr. 32)*.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

P113: Netzverstärkung zwischen Krümmel und Wahle

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT
 Nr. TYNDP 2014: –

Nr. BBPIG 2015: –

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Krümmel und Wahle und enthält folgende Maßnahmen:

- M202: Krümmel – Lüneburg – Stadorf
 Aufgrund von Überlastungen im (n-1)-Fall müssen die vorhandenen zwei 380-kV-Stromkreise verstärkt werden, um die Stromtragfähigkeit auf 3.600 A zu erhöhen (Netzverstärkung). Hierzu sind die betroffenen Schaltanlagen in Krümmel, Lüneburg und Stadorf zu verstärken (Netzverstärkung) und voll einzuschleifen.
- M203: Stadorf – Wahle
 Im Rahmen dieser Maßnahme ist eine Netzverstärkung der vorhandenen 380-kV-Leitung von Stadorf nach Wahle vorgesehen (Netzverstärkung). Ziel ist die Erhöhung der Stromtragfähigkeit auf 3.600 A.
Weiterhin ist die Schaltanlage in Wahle zu verstärken (Netzverstärkung).

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	erforderlich in Szenario					Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C	
						2025	2025	2025 GI	2025	2025	
M202	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/ Umbeseilung		53	2025				x		
M203	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/ Umbeseilung		86	2025				x		

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Die Leitung Krümmel – Stadorf – Wahle stellt einen wesentlichen Transportkanal in Nord-Süd-Richtung dar. Bei Ausfall eines Stromkreises wird der parallele Stromkreis unzulässig belastet. Die Stromtragfähigkeit ist somit zu erhöhen.

Prüfung nach NOVA

Eine Netzverstärkung durch Umbeseilung auf Hochtemperaturleiterseile ist – vorbehaltlich der Genehmigungsfähigkeit – grundsätzlich möglich.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Anderweitige Planungsmöglichkeiten wurden nicht untersucht, da es sich bei der Verbindung um eine bereits existierende Leitung handelt. Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Ertüchtigung bzw. ein Neubau dieser bestehenden Verbindung in Betracht gezogen. In der Region sind keine weiteren Bestandsleitungen zwischen den Räumen östlich von Hamburg und östlich von Hannover vorhanden, deren Ertüchtigung alternativ hätte geprüft werden können.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

P115: Netzausbau im Bereich Mehrum

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT
 Nr. TYNDP 2014: –

Nr. BBPlG 2015: –

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt enthält folgende Maßnahme:

- M205: Schaltanlage Mehrum
 Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Errichtung einer neuen 380-kV-Schaltanlage in Mehrum inklusive der Errichtung von 380/220-kV-Verbundkupplern vorgesehen (Netzausbau). Die neue 380-kV-Schaltanlage Mehrum wird in die bestehende 380-kV-Leitung von Grohnde nach Klein Ilsede volleingeschleift. Durch Errichtung einer neuen 380-kV-Schaltanlage Mehrum und der Verbundkuppler kann der vorhandene Engpass in der 220-kV-Netzebene beseitigt werden. Inwieweit die neue 380-kV-Schaltanlage direkt unter der bestehenden 380-kV-Leitung erfolgen kann oder eine kurze Anbindung zwischen der neuen Schaltanlage und der bestehenden 380-kV-Leitung notwendig wird, muss im Einzelnen noch geprüft werden.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	erforderlich in Szenario					Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C	
						2025	2025	2025 GI	2025	2025	
M205	Anlage	Netzausbau: horizontal			2019	x	x	x	x	x	

Begründung des geplanten Projekts

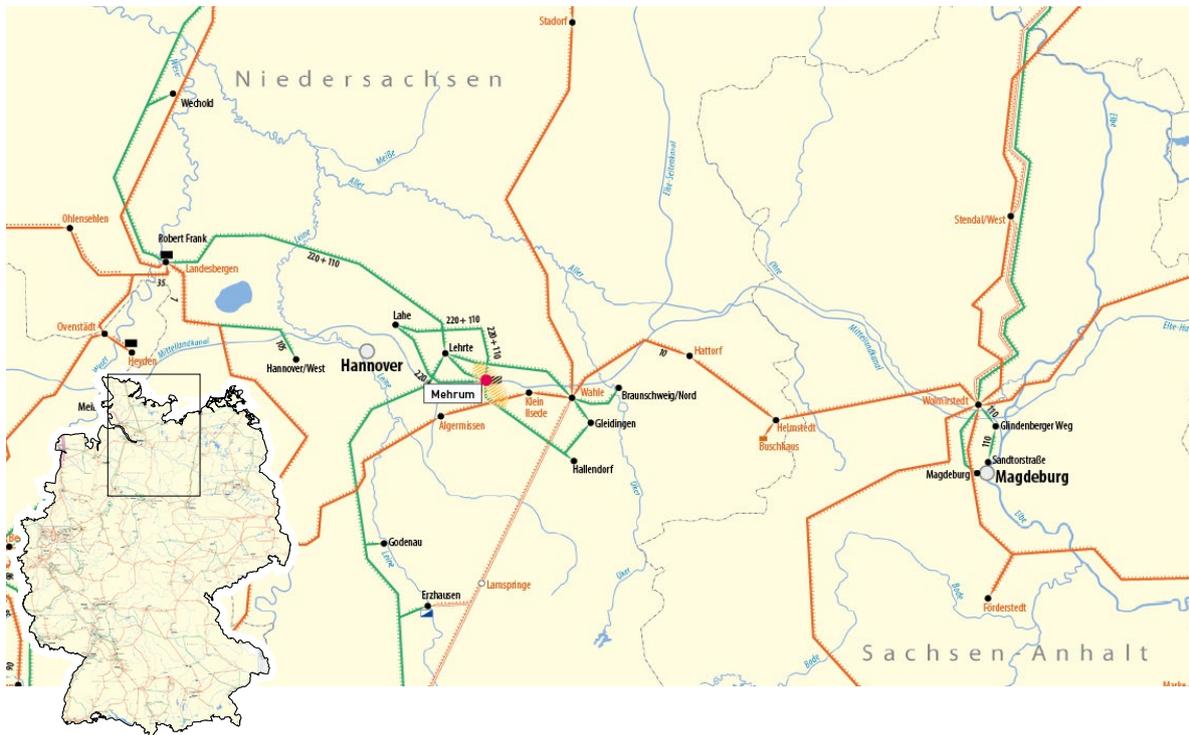
Netzplanerische Begründung

Bereits aktuell ist das Kraftwerk in Mehrum (690 MW) regelmäßig von Redispatch-Maßnahmen aufgrund hoher Netzlast betroffen. Bei Ausfall eines 220-kV-Stromkreises von Lehrte nach Mehrum kommt es zu unzulässig hoher Belastung des parallelen Stromkreises. Durch die direkte Anbindung des Kraftwerks an die 380-kV-Schaltanlage kann diese Situation deutlich entschärft werden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Die dargestellte Maßnahme stellt eine Minimallösung dar. Im Hinblick auf die Erhöhung der Übertragungsfähigkeit des Verbundnetzes und zur Vermaschung der Nord-Süd-Transportkanäle im TenneT-Gebiet wäre eine Ablösung der 220-kV-Netzstruktur in der Region sinnvoll. Derzeit wird zusammen mit dem Verteilernetzbetreiber Avacon an einer zukunftsorientierten Lösung gearbeitet, um die Region sicher versorgen bzw. die in der Region erzeugte Energie sicher abtransportieren zu können.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

P118: Netzverstärkung zwischen Borken und Mecklar

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Nr. BBPlG 2015: 43

Nr. TYNDP 2014: –

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Hessens und enthält folgende Maßnahme:

- M207: Netzverstärkung zwischen Borken und Mecklar
Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung zwischen Borken und Mecklar vorgesehen (Netzverstärkung). Eine Beseilung mit HTL ist – vorbehaltlich der Genehmigungsfähigkeit – auf einem 33 km langen Teilabschnitt grundsätzlich möglich. Nach aktueller Planung sollen auf dem restlichen Teilabschnitt von ca. 8 km Länge die Leitungen M207 Borken – Mecklar und Wahle – Mecklar (Startnetz-Projekt TTG-006) parallel auf einem gemeinsamen Leitungsgestänge geführt werden. Nach diesem Abschnitt werden die beiden Leitungen wieder separat geführt. Darüber hinaus müssen die Schaltanlagen in Borken und Mecklar verstärkt werden (Netzverstärkung).

Das Projekt knüpft direkt südöstlich an das Projekt P151 (Borken – Twistetal) und nordwestlich an das Projekt P43 (Mecklar – Bergheinfeld/West) bzw. P43mod (Mecklar – Dipperz – Urberach) an.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	erforderlich in Szenario					Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C	
						2025	2025	2025 GI	2025	2025	
M207	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/ Umbeseilung		41	2021		x	x	x	x	

Begründung des geplanten Projekts**Netzplanerische Begründung**

An den Netzverknüpfungspunkten Borken und Mecklar verlaufen jeweils wichtige Transportkanäle von Nord nach Süd. Durch das Projekt P118 wird ein besserer Leistungsausgleich zwischen den beiden Trassen gewährleistet. Bei Ausfall eines Stromkreises der Leitung Borken – Mecklar ist der parallele Stromkreis unzulässig belastet. Deshalb muss die Stromtragfähigkeit der Leitung erhöht werden. Dadurch trägt das Projekt zu einem verbesserten Stromtransport für das gesteigerte Aufkommen an erneuerbaren Energien bei und sorgt somit für eine bessere Integration der erneuerbaren Energien.

Das Projekt ist auch in den Szenarien für das Jahr 2035 notwendig und nachweisbar.

Prüfung nach NOVA

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass es durch den Einsatz von HTL auf einem 33 km langen Teilabschnitt möglich ist, die Freileitung mit 3.600 A zu betreiben. Hierfür sind einige bauliche Anpassungen notwendig. Aus genehmigungsrechtlichen Gründen ist nach aktueller Planung für den restlichen Teilabschnitt von ca. 8 km Länge eine parallele Leitungsführung mit der Leitung Wahle – Mecklar (Startnetz-Projekt TTG-006) auf einem Gestänge vorgesehen.



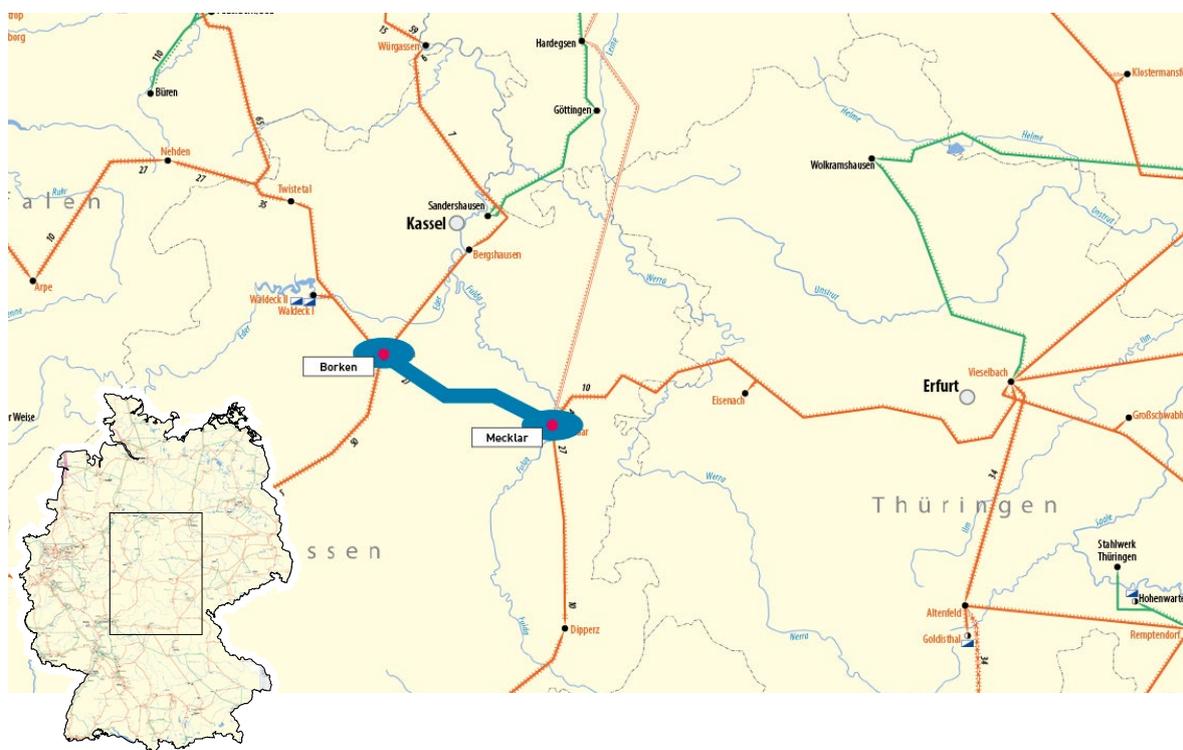
Durch die gemeinsame Führung beider Leitungen auf einem Gestänge können außerdem zwei kostenintensive Leitungskreuzungen der beiden Projekte verhindert werden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Anderweitige Planungsmöglichkeiten wurden nicht untersucht, da es sich bei der Verbindung um eine bereits existierende Leitung handelt. Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Ertüchtigung bzw. ein Neubau dieser bestehenden Verbindung in Betracht gezogen. Andere bereits existierende Leitungen, mit denen sich die Übertragungsaufgabe sinnvoll erfüllen ließe, gibt es in der Region nicht. Die zu P118 Borken – Mecklar und P43mod Mecklar – Dipperz – Urberach alternative Strecke Borken – Gießen – Karben wird bereits im Rahmen der Projekte P133 und P211 verstärkt und steht insofern als Alternative nicht zur Verfügung.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P118 wurde im NEP 2013 *erstmalig* als erforderlich identifiziert und *erstmalig* im NEP 2014 von der Bundesnetzagentur bestätigt. *Es ist Teil des Bundesbedarfsplans (Vorhaben Nr. 43).*



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

P123: Netzverstärkung Dresden/Süd – Schmölln

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz
 Nr. TYNDP 2014: –

Nr. BBPlG 2015: –

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Sachsen.

- M208: Dresden/Süd – Schmölln
 Von Dresden/Süd nach Schmölln wird die bestehende 380-kV-Freileitung durch einen 380-kV-Leitungsneubau mit Hochstrombeseilung verstärkt. Hierzu sind die 380-kV-Anlagen Dresden/Süd und Schmölln zu ertüchtigen. Als Inbetriebnahmezeitraum wird 2025 anvisiert.

Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung wird möglichst die bestehende Trasse genutzt. Dabei können geringe Abweichungen von der aktuellen Trasse bei der nachgelagerten Planung entstehen, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen oder bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	erforderlich in Szenario					Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C	
						2025	2025	2025 GI	2025	2025	
M208	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		37	2025				x		

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Die 380-kV-Leitung Dresden/Süd – Schmölln besitzt derzeit eine Übertragungskapazität von ca. 1.660 MVA pro Stromkreis. Aufgrund der vorherrschenden Hauptleistungsflussrichtung von Ost nach West ist diese 380-kV-Leitung bei entsprechenden Erzeugungs- und Lastsituationen bereits heute hoch belastet. Zusätzlich wird die Leitung durch steigende Einspeisungen aus erneuerbaren Energien belastet. Zudem kommt es zu verstärkten Leistungsflüssen Richtung Westen durch die Begrenzung des Leistungsflusses in Richtung Polen mittels Phasenschiebertransformatoren am Standort Mikulowa (PL) mit direkter Wirkung auf die 380-kV-Kuppelleitung Hagenwerder (DE) – Mikulowa (PL). Diese sind notwendig, um ungeplante, grenzüberschreitende Stromflüsse besser kontrollieren und damit mehr Stromhandel bei gleichzeitiger Gewährung der Systemsicherheit zulassen zu können.

Die Übertragungskapazität der Leitung Dresden/Süd – Schmölln ist für die gemäß Szenariorahmen zu erwartenden Übertragungsaufgaben nicht ausreichend. Ohne die 380-kV-Netzverstärkung in bestehender Trasse wird die 380-kV-Leitung Dresden/Süd – Schmölln bei Ausfall eines Stromkreises dieser Leitung unzulässig hoch belastet. Das netztechnische Ziel des Projekts ist es, durch die Erhöhung der Übertragungskapazität auf dieser Leitung einen Beitrag zur netztechnisch notwendigen Erhöhung der horizontalen Übertragungsfähigkeit im Raum Sachsen zu leisten. Die 380-kV-Leitung von Dresden/Süd nach Schmölln dient insbesondere dem EE-Ferntransport sowie dem Transport von konventioneller KW-Leistung aus dem Raum Sachsen über Thüringen in den Südwesten der Bundesrepublik.



Prüfung nach NOVA

Netzoptimierungen in Form von netzbezogenen Maßnahmen stehen zur Beherrschung der erwarteten Leistungsfluss- und Netzsituationen in dieser Netzregion nur in sehr begrenztem Umfang zur Verfügung. Eine Reduzierung der Belastung der Verbindung von Dresden/Süd nach Schmölln durch Topologieänderungen (z. B. Entmaschung in Dresden) ist möglich, führt jedoch nicht zu einer ausreichenden Reduzierung der Leitungsbelastung. Zur Anwendung einer Netzoptimierung mittels Freileitungsmonitoring ist die bestehende 380-kV-Leitung aufgrund ihrer Bauweise nicht geeignet. Eine Netzverstärkung durch Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen scheidet ebenfalls aufgrund der Bauweise und Maststatik aus.

Das Projekt ist auch im CO₂-Szenario für das Jahr 2035, B2 2035, notwendig und nachweisbar.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Zu der Maßnahme sind keine anderen Netzoptimierungen oder -verstärkungen zur Beherrschung der erwarteten Leistungsfluss- und Netzsituationen in dieser Netzregion möglich, da in der vorherrschenden Hauptleistungsflussrichtung von Ost nach West keine parallelen und wirksamen 380-kV-Verbindungen vorhanden sind.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt 123 mit der Maßnahme 208 wurde bereits im NEP 2013 in allen Szenarien als notwendig identifiziert. In der Bestätigung des NEP 2013 wurde das Projekt von der BNetzA als „wirksam und erforderlich“ eingestuft, jedoch noch nicht bestätigt. Das Projekt war im NEP 2014 nicht Bestandteil des Prüfenszenarios *der BNetzA*.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

P124: Netzverstärkung: Wolmirstedt – Klostermansfeld – Querfurt/Nord

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz
Nr. TYNDP 2014: 1067 (RgIP)

Nr. BBPlG 2015: –

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Sachsen-Anhalt.

- M209a: Wolmirstedt – Klostermansfeld
Von Wolmirstedt wird über den geplanten Standort Schwanebeck (s. NEP 2014, P127 Nr. 36, neue Anlage mit 380/110-kV-Transformatoren) nach Klostermansfeld die bestehende 380-kV-Freileitung durch einen 380-kV-Leitungsneubau mit Hochstrombeseilung (zwei Stromkreise) in der bestehenden Trasse verstärkt. Hierzu sind, neben dem o. g. 380-kV-Anlagen-Neubau Schwanebeck, die 380-kV-Anlagen in Wolmirstedt und Klostermansfeld entsprechend zu verstärken. *Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung wird möglichst die bestehende Trasse genutzt. Dabei können geringe Abweichungen von der aktuellen Trasse bei der nachgelagerten Planung entstehen, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen oder bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern.*

Als Inbetriebnahmezeitraum wird 2025 anvisiert.

- M209b: Klostermansfeld – Querfurt/Nord
Von Klostermansfeld wird zu dem neuen Standort Querfurt/Nord (s. NEP 2014, P127 Nr. 17, neue Anlage mit 380/110-kV-Transformatoren) die bestehende 380-kV-Freileitung durch einen 380-kV-Leitungsneubau mit Hochstrombeseilung (zwei Stromkreise) in der bestehenden Trasse verstärkt. Hierzu ist, neben dem o. g. 380-kV-Anlagen-Neubau Querfurt/Nord, die 380-kV-Anlage in Klostermansfeld zu erweitern (u. a. siehe NEP 2014, P127 Nr. 26, weitere 380/110-kV-Transformatoren). *Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung wird möglichst die bestehende Trasse genutzt. Dabei können geringe Abweichungen von der aktuellen Trasse bei der nachgelagerten Planung entstehen, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen oder bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern.*

Als Inbetriebnahmezeitraum wird 2025 anvisiert.

- M209c: Klostermansfeld – Querfurt/Nord
Von Klostermansfeld wird zu dem neuen Standort Querfurt/Nord die bereits verstärkte 380-kV-Freileitung (M209b) mit zwei Stromkreisen (Hochstrombeseilung) erweitert, so dass bereits bei M209b eine Vierfachleitung im Sinne einer Minimierung der Rauminanspruchnahme vorzusehen ist. Für die zusätzlichen beiden Stromkreise sind die 380-kV-Anlagen in Klostermansfeld und Querfurt/Nord zu erweitern.

Als Inbetriebnahmezeitraum wird 2025 anvisiert.



M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetrieb- nahme	erforderlich in Szenario					Umsetzungsstand	
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C		
						2025	2025	2025 GI	2025	2025		
M209a	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		119	2025						x	
M209b	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		22	2025						x	
M209c	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		22	2025						x	

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Die 380-kV-Leitung Wolmirstedt – Klostermansfeld – Querfurt/Nord besitzt derzeit eine Übertragungskapazität von ca. 1.660 MVA pro Stromkreis. Aufgrund der vorherrschenden Hauptleistungsflussrichtung von Nord nach Süd ist diese 380-kV-Leitung bei entsprechenden Erzeugungs- und Lastsituationen bereits heute hoch belastet. Gemäß Szenariorahmen ist über das Umspannwerk Klostermansfeld sowie über die geplanten Umspannwerke Schwanebeck und Querfurt/Nord zusätzlich eine EE-Leistung von ca. 1.260 MW in B1 und B2 2025 angeschlossen. Die Übertragungskapazität der Leitung Wolmirstedt – Klostermansfeld – Querfurt/Nord ist für die gemäß Szenariorahmen zu erwartenden Übertragungsaufgaben nicht ausreichend. Ohne die 380-kV-Netzverstärkung in bestehender Trasse wird die 380-kV-Leitung Wolmirstedt – Klostermansfeld – Querfurt/Nord bei Ausfall eines Stromkreises dieser Leitung unzulässig hoch belastet. Das netztechnische Ziel des Projekts ist es, durch die Erhöhung der Transportkapazität auf der 380-kV-Verbindung Wolmirstedt – Klostermansfeld – Querfurt/Nord einen Beitrag zur netztechnisch notwendigen Erhöhung der horizontalen Übertragungsfähigkeit im Raum Sachsen-Anhalt zu leisten. Die 380-kV-Leitung von Wolmirstedt über Klostermansfeld nach Querfurt/Nord dient insbesondere dem EE-Ferntransport aus dem Raum Sachsen-Anhalt über Thüringen in den Süden der Bundesrepublik.

Prüfung nach NOVA

Eine Entlastung der Verbindung von Wolmirstedt über Klostermansfeld nach Querfurt/Nord durch Topologieänderungen (z. B. Entmaschung in Klostermansfeld) ist möglich, führt jedoch nicht zu einer ausreichenden Reduzierung der Leitungsbelastung. Zur Anwendung einer Netzoptimierung mittels Freileitungsmonitoring ist die bestehende 380-kV-Leitung Wolmirstedt – Klostermansfeld – Querfurt/Nord aufgrund ihrer Bauweise nicht geeignet. Eine Netzverstärkung durch Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen scheidet ebenfalls aufgrund der Bauweise und Maststatik aus.

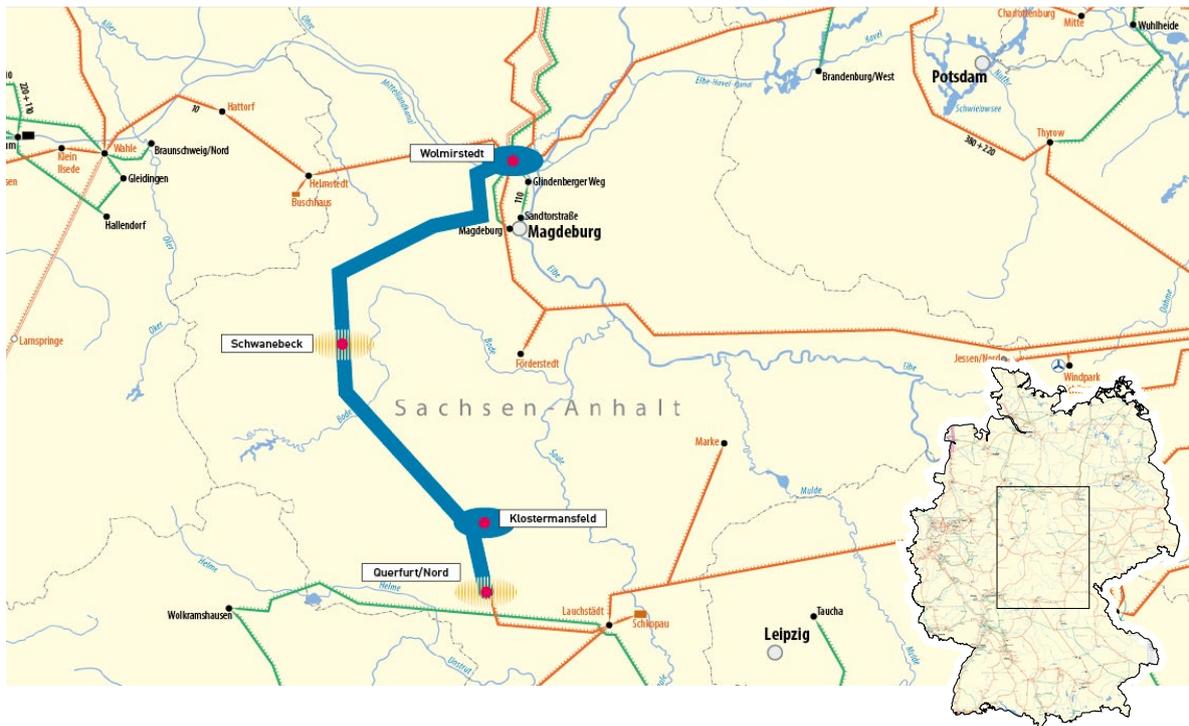
Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Zu den Maßnahmen sind keine anderen Netzoptimierungen oder -verstärkungen zur Beherrschung der erwarteten Leistungsfluss- und Netzsituationen in dieser Netzregion möglich, da in der vorherrschenden Hauptleistungsflussrichtung von Nord nach Süd keine parallelen 380-kV-Verbindungen vorhanden sind. Im Szenario C 2025 kann die Überlastung im Bereich Wolmirstedt – Klostermansfeld (M209a) durch eine Verstärkung der DC-Verbindung Wolmirstedt – Isar (analog zu B1 2025 und B2 2025) vermieden werden.



Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt 124 M209b Netzverstärkung Klostermansfeld – Querfurt/Nord – Lauchstädt wurde im NEP 2013 als notwendig identifiziert und von der Bundesnetzagentur bestätigt. Das Projekt 124 M209b Netzverstärkung Klostermansfeld – Querfurt/Nord – Lauchstädt wurde im NEP 2014 von der BNetzA noch nicht bestätigt.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

P127: Horizontale Netzverstärkung: Regionale Maßnahmen in der Regelzone 50Hertz

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz
Nr. TYNDP 2014: 967 (RgIP)

Nr. BBPlG 2015: –

Beschreibung des geplanten Projekts

Bei folgenden bestehenden 380-kV-Anlagen in der Regelzone 50Hertz wurde Bedarf an horizontalen Netzverstärkungs- bzw. Netzausbaumaßnahmen (*Ausbau von bestehenden Anlagen*) identifiziert. Diese werden nachrichtlich in untenstehender Tabelle aufgeführt:

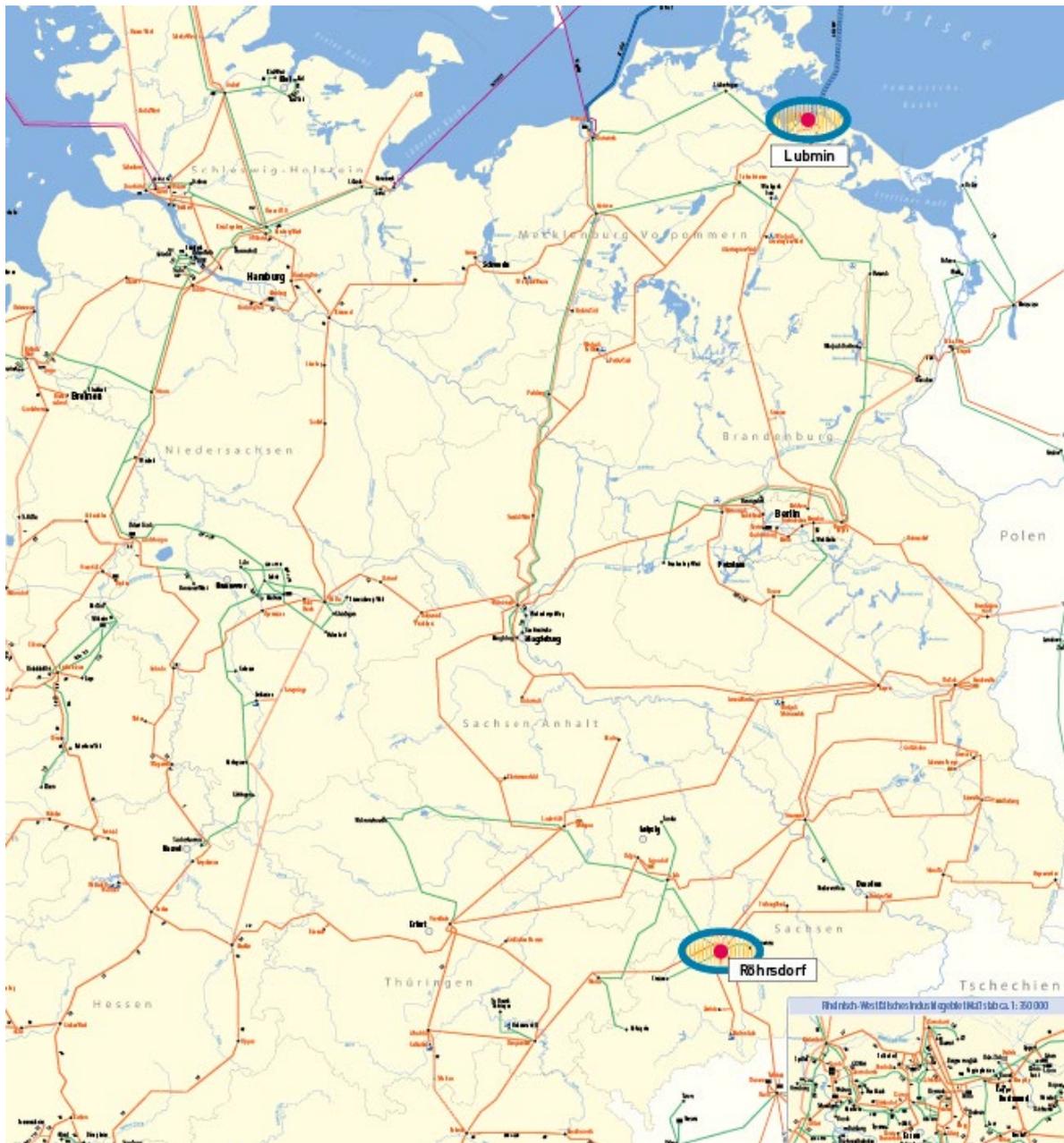
- M393: Lubmin
1x 380/220-kV-Transformator, Erhöhung der horizontalen Übertragungskapazität in Mecklenburg-Vorpommern.
- M397: Röhrsdorf
2x 380/220-kV-Transformatoren, Umstrukturierung der horizontalen Übertragungskapazität in Sachsen.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	erforderlich in Szenario					Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C	
						2025	2025	2025 GI	2025	2025	
M393	Anlage	Netzausbau: horizontal			2017	x	x	x	x	x	4: Genehmigt oder im Bau
M397	Anlage	Netzausbau: horizontal			2020-2025	x	x	x	x	x	

Begründung des geplanten Projekts

Die Projekte der horizontalen Netzverstärkung bzw. des horizontalen Netzausbaus dienen der Umstrukturierung bzw. der Erhöhung der horizontalen Übertragungskapazität.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

P133: Netzverstärkung zwischen Borken und Gießen/Nord

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT
 Nr. TYNDP 2014: –

Nr. BBPlG 2015: –

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Hessens und enthält folgende Maßnahme:

- M253: Borken – Gießen/Nord
 Im Rahmen der Maßnahme ist die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung zwischen Borken und Gießen/Nord vorgesehen (Netzverstärkung). Eine Verstärkung mittels Hochtemperaturleiter ist – vorbehaltlich der Genehmigungsfähigkeit – grundsätzlich möglich. *Darüber hinaus müssen die Schaltanlagen in Borken und Gießen/Nord verstärkt werden (Netzverstärkung).*

Das Projekt knüpft direkt *südwestlich an das Projekt P151 (Borken – Twistetal) und* nördlich an das Projekt P211 (Gießen – Karben) an.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	erforderlich in Szenario					Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C	
						2025	2025	2025 GI	2025	2025	
M253	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		73	2022	x	x	x	x	x	

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Die bestehende Leitung ist ein wesentlicher Transportkanal von Nord nach Süd. Bei Ausfall eines Stromkreises ist der parallele Stromkreis unzulässig hoch belastet. Deshalb muss die Stromtragfähigkeit der Leitung erhöht werden.

Das Projekt ist auch in den Szenarien für das Jahr 2035 notwendig und nachweisbar.

Prüfung nach NOVA

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass durch FLM die geforderte Übertragungskapazität von 3600 A nicht erreicht werden kann. Eine Netzverstärkung durch HTL ist dagegen grundsätzlich möglich.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Anderweitige Planungsmöglichkeiten wurden nicht untersucht, da es sich bei der Verbindung um eine bereits existierende Leitung handelt. Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine *Verstärkung* dieser bestehenden Verbindung in Betracht gezogen. Die zu P133 und P211 Borken – Gießen – Karben alternative Strecke Borken – Mecklar – Dipperz – Urberach wird bereits im Rahmen der Projekte P118 und P43mod verstärkt und steht insofern als Alternative nicht zur Verfügung.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

P135: Netzverstärkung zwischen Bechterdissen und Ovenstädt

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Nr. BBPIG 2015: –

Nr. TYNDP 2014: –

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Nordrhein-Westfalens zwischen Bechterdissen und Ovenstädt enthält folgende Maßnahme:

- M255: Netzverstärkung zwischen Bechterdissen und Ovenstädt
Im Rahmen der Maßnahme ist die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung zwischen Bechterdissen und Ovenstädt über Eickum vorgesehen (Netzverstärkung). Eickum ist hierbei voll einzuschleifen. Eine Erhöhung der Stromtragfähigkeit durch HTL ist – vorbehaltlich der Genehmigungsfähigkeit – grundsätzlich möglich. Andernfalls wird ein Neubau in der bestehenden Trasse der 380-kV-Leitung erforderlich. *Weiterhin sind die 380-kV-Schaltanlagen in Bechterdissen und Ovenstädt zu verstärken (Netzverstärkung).*

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetrieb- nahme	erforderlich in Szenario					Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C	
						2025	2025	2025 GI	2025	2025	
M255	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		60	2025	x	x	x			

Begründung des geplanten Projekts**Netzplanerische Begründung**

Die bestehende Leitung ist ein wesentlicher Transportkanal von Nord nach Süd. Bei Ausfall eines Stromkreises ist der parallele Stromkreis unzulässig hoch belastet. Deshalb muss die Stromtragfähigkeit der Leitung erhöht werden.

Prüfung nach NOVA

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass FLM nicht ausreichend ist, um die erforderliche Stromtragfähigkeit zu erreichen. Die Erhöhung der Stromtragfähigkeit durch HTL ist dagegen grundsätzlich möglich.

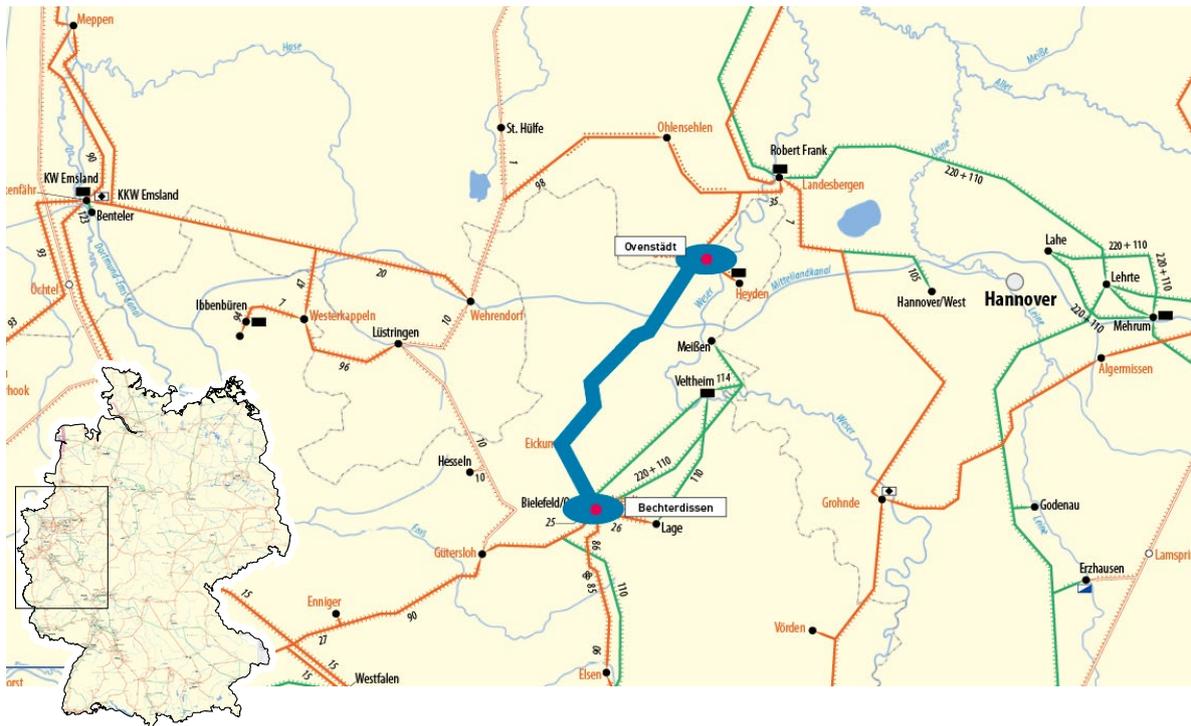
Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Anderweitige Planungsmöglichkeiten wurden nicht untersucht, da es sich bei der Verbindung um eine bereits existierende Leitung handelt. Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Ertüchtigung bzw. ein Neubau dieser bestehenden Verbindung in Betracht gezogen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wurde bereits im NEP 2013 identifiziert.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

P150: Netzverstärkung Querfurt/Nord – Wolkramshausen

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Nr. BBPlG 2015: 44

Nr. TYNDP 2014: –

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Sachsen-Anhalt und Thüringen.

- M352a: Querfurt/Nord – Wolkramshausen
Von Querfurt/Nord nach Wolkramshausen wird eine neue 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung in der bestehenden 220-kV-Trasse errichtet. *Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung wird möglichst die bestehende Trasse genutzt. Dabei können geringe Abweichungen von der aktuellen Trasse bei der nachgelagerten Planung entstehen, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen oder bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern.*

Die geplante 380-kV-Anlage in Querfurt/Nord (neuer Standort, s. NEP 2024, P127, Nr. 17) ist zu erweitern und die 220-kV-Anlage Wolkramshausen inkl. 220/110-kV-Transformation am Standort mittels 380-kV-Neubau inkl. 380/110-kV-Transformation auf 380 kV umzustellen (M352 TR 1 in Wolkramshausen). Weiterhin ist an den Standorten Querfurt/Nord und Wolkramshausen im Kontext des Neubaus von P150 und P224 jeweils ein 380/220-kV-Netzkuppler einzusetzen (M352 TR2).

Als Inbetriebnahmezeitraum der Maßnahme wird 2024 anvisiert.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	erforderlich in Szenario					Umsetzungsstand	
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C		
						2025	2025	2025 GI	2025	2025		
M352a	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		71	2024	x	x	x			x	
M352 TR1	Anlage	Netzverstärkung: horizontal und vertikal			2024	x	x	x			x	
M352 TR2	Anlage	Netzverstärkung: horizontal			2024	x	x	x			x	

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Die 220-kV-Leitungen von Eula nach Wolkramshausen und von Wolkramshausen nach Vieselbach besitzen derzeit eine Übertragungskapazität zwischen ca. 410 MVA bis ca. 710 MVA pro Stromkreis. Aufgrund der vorherrschenden Hauptleistungsflussrichtung von Nordost nach Südwest und der Rückspeisung von EE-Leistung aus den unterlagerten Verteilernetzen sind diese 220-kV-Leitungen im Bereich Wolkramshausen – Vieselbach bei entsprechenden Erzeugungs- und Lastsituationen bereits heute hoch belastet. Gleiches trifft auf die in der Netzregion parallel verlaufende 380-kV-Leitung Lauchstädt – Vieselbach (1. Abschnitt der Südwestkup-



pelleitung) zu. Diese ist bereits hochstromfähig und besitzt eine Übertragungsfähigkeit von ca. 2.370 MVA pro Stromkreis. Die bestehenden 380- und 220-kV-Leitungen Lauchstädt – Vieselbach und *Eula – Wolframshausen – Vieselbach* besitzen somit für die zu erwartenden Übertragungsaufgaben insgesamt eine zu geringe Übertragungskapazität. Zur Erhöhung der Übertragungskapazität muss folglich die Spannungsebene der 220-kV-Leitungen auf 380 kV erhöht und die Leitungen von Querfurt/Nord nach Wolframshausen (P150) und von Wolframshausen nach Vieselbach (siehe auch P224: Netzverstärkung Wolframshausen – Ebeleben – Vieselbach) neu errichtet werden. Ohne den v. g. Neubau in bestehender Trasse (Netzverstärkung) wird die bestehende 380-kV-Leitung Lauchstädt – Vieselbach bei Ausfall eines Stromkreises dieser Leitung unzulässig hoch belastet. Das netztechnische Ziel des Projekts ist es, durch die Erhöhung der Übertragungskapazität auf der Achse Lauchstädt – Querfurt/Nord – Wolframshausen – Vieselbach einen Beitrag zur netztechnisch notwendigen Erhöhung der horizontalen Übertragungsfähigkeit in Sachsen-Anhalt und Thüringen zu leisten. Die 380-kV-Leitungen von Querfurt/Nord über Wolframshausen nach Vieselbach dienen insbesondere dem EE-Ferntransport aus Sachsen-Anhalt über Thüringen in den Süden der Bundesrepublik. Zur Sicherung der bestehenden Übertragungs- und Versorgungsaufgaben in Richtung Eula ist am Standort Querfurt/Nord ein 380/220-kV-Netzkuppler erforderlich, so dass über die verbleibende 220-kV-Verbindung Querfurt/Nord – Eula eine Besicherung der 220-kV-Netzregion Leipzig/Chemnitz bis zu einer perspektivischen 380-kV-Netzstrukturänderung erhalten bleibt.

Das Projekt P150 ist auch in den Szenarien für das Jahr 2035 notwendig und nachweisbar.

Prüfung nach NOVA

Zur Maßnahme 352a sind keine anderen Netzoptimierungen oder -verstärkungen zur Beherrschung der erwarteten Leistungsfluss- und Netzsituationen in dieser Netzregion möglich, da in der vorherrschenden Hauptleistungsflussrichtung von Nordost nach Südwest keine weiteren parallelen 380-kV- bzw. 220-kV-Verbindungen vorhanden sind. Eine Reduzierung der Belastung der 380-kV-Verbindung von Lauchstädt nach Vieselbach durch Topologieänderungen führt lediglich zu einer nicht ausreichenden Reduzierung der Leitungsbelastung. Zur Anwendung einer Netzoptimierung mittels Freileitungsmonitoring sind die bestehenden 220-kV-Leitungen Eula – Wolframshausen – Vieselbach aufgrund ihrer Spannungsebene sowie Bauweise nicht geeignet. Eine Netzverstärkung durch Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen scheidet ebenfalls aufgrund der Bauweise und Maststatik aus. Die 220-kV-Leitung Eula – Wolframshausen wurde im Abschnitt Lauchstädt – Wolframshausen 1965 und die 220-kV-Leitung Wolframshausen – Vieselbach 1988 nach den technischen Normen, Gütevorschriften und Lieferbedingungen (TGL) der ehemaligen DDR errichtet. Konstruktive Veränderungen der bestehenden Masten sind nach aktuellen DIN-Vorschriften durchzuführen. Eine Netzverstärkung durch Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen würde die bestehende Mastkonstruktion nach DIN-Norm einer unzulässigen mechanischen Beanspruchung aussetzen. Aus diesem Grund machen derartige Netzverstärkungen einen Neubau der Masten erforderlich. Die bestehende 380-kV-Leitung von Lauchstädt nach Vieselbach wurde 2008 in Betrieb genommen und bereits mit einer Hochstrombeseilung (3.600 A/Stromkreis) ausgeführt, die jedoch für die ermittelten Übertragungsaufgaben nicht mehr ausreichend ist. Die bestehende 380-kV-Leitung von Lauchstädt nach Vieselbach wurde 2008 in Betrieb genommen und bereits mit einer Hochstrombeseilung (3.600 A/Stromkreis) ausgeführt, die jedoch für die ermittelten Übertragungsaufgaben nicht mehr ausreichend ist.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Eine Netzverstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung von Lauchstädt nach Vieselbach mittels Aufrüstung von zwei auf vier Stromkreisen ist aufgrund des Planfeststellungsbeschlusses zu dieser Leitung und der daraus resultierenden Bauweise nicht möglich. Für diese Leitung wurde auf Veranlassung der Deutschen Bahn, im Zuge der Verkehrsprojekte Deutsche Einheit (Neubau einer ICE-Strecke), für die ehemalige 220-kV-Leitung auf einer großen Strecke eine 380-kV-Leitungstrasse räumlich neu eingeordnet, als 380-kV-Doppelleitung planfestgestellt sowie durch 50Hertz errichtet und als 1. Abschnitt der Südwestkuppelleitung 2008 in Betrieb genommen. Aus diesen Gründen ist die Nutzung der 220-kV-Trassen Querfurt/Nord – Wolframshausen – Vieselbach in Verbindung mit der regional dort möglichen Netzstrukturänderung insgesamt aus technisch-wirtschaftlicher



Sicht als Netzverstärkungsmaßnahme vorzuziehen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt 150 wurde *als damalige Gesamtmaßnahme M352 Lauchstädt – Wolframshausen – Vieselbach im NEP 2014 erstmals identifiziert, und von der BNetzA bestätigt und in den Bundesbedarfsplan aufgenommen (Nr. 44).*



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

P151: Netzverstärkung zwischen Borken und Twistetal

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Nr. BBPlG 2015: 45

Nr. TYNDP 2014: –

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Hessens und enthält folgende Maßnahme:

- M353: Borken – Twistetal
Im Rahmen der Maßnahme ist die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung zwischen Borken und Twistetal vorgesehen (Netzverstärkung). Eine Beseilung mit HTL ist – vorbehaltlich der Genehmigungsfähigkeit – grundsätzlich möglich. *Außerdem sind die Schaltanlagen in Borken und Twistetal zu verstärken (Netzverstärkung). Weiterhin ist die Schaltanlage in Waldeck voll einzuschleifen. In Waldeck ist außerdem eine Erweiterung des Pumpspeicherkraftwerks geplant.*

Das Projekt knüpft direkt nördlich an die Projekte P118 (Borken – Mecklar) und P133 (Borken – Gießen) an.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	erforderlich in Szenario					Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C	
						2025	2025	2025 GI	2025	2025	
M353	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		42	2021	x	x	x	x	x	

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Die bestehende Leitung ist eine wichtige Nord-Süd-Trasse im TenneT-Höchstspannungsnetz. Bei Ausfall eines Stromkreises ist der parallele Stromkreis unzulässig hoch belastet. Aus diesem Grund muss die Stromtragfähigkeit der Leitung erhöht werden.

Das Projekt ist auch in den Szenarien für das Jahr 2035 notwendig und nachweisbar.

Prüfung nach NOVA

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass durch FLM die erforderliche Stromtragfähigkeit von 3.600 A nicht erreicht werden kann. Der Einsatz von HTL ist dagegen grundsätzlich möglich und kann mit geringem baulichem Aufwand realisiert werden.

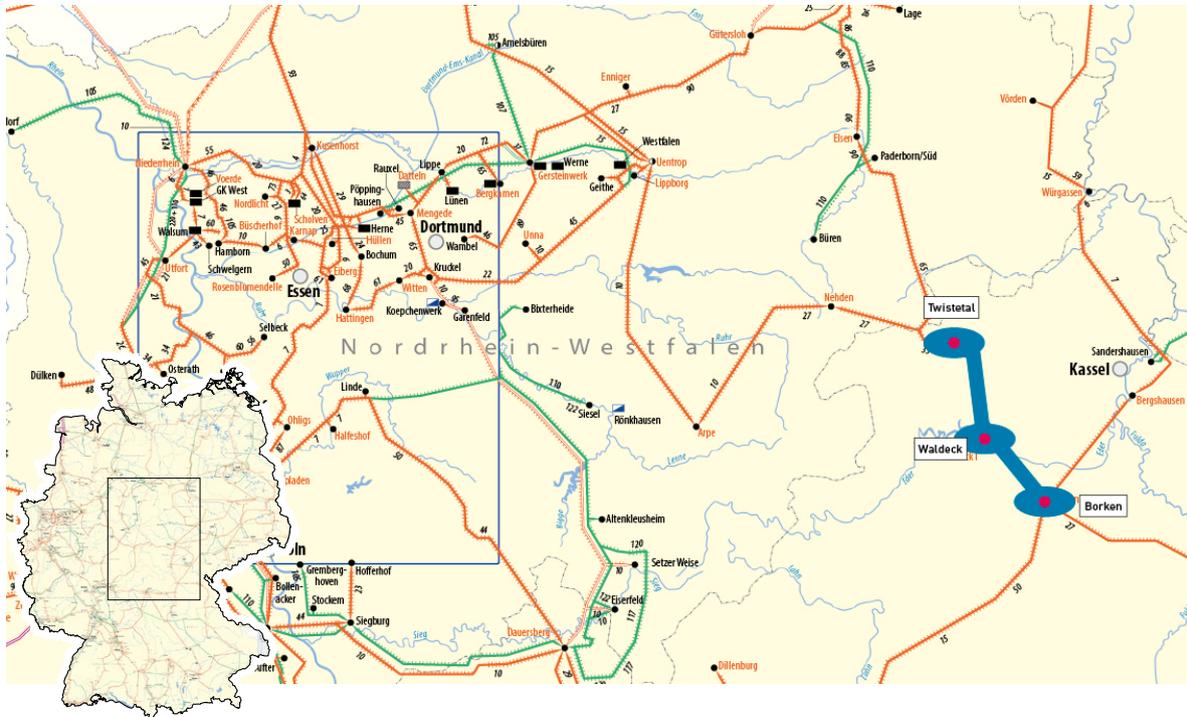
Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Alternative Planungsmöglichkeiten wurden nicht untersucht, da im Zuge der NOVA-Prüfung zunächst eine Optimierung bzw. Verstärkung der bestehenden Leitung erfolgt.



Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P151 wurde im NEP 2014 von der BNetzA bestätigt *und ist Teil des Bundesbedarfsplans (Vorhaben Nr. 45).*



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

P153: Netzausbau: Umspannwerk Alfstedt

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Nr. BBPIG 2015: –

Nr. TYNDP 2014: –

Beschreibung des geplanten Projekts

Mit der Maßnahme wird die Umspannkapazität im Raum Alfstedt erhöht, um EE-Einspeiseleistung zu integrieren. Das Projekt enthält folgende Maßnahme:

- M355: Umspannwerk Alfstedt
Um die Umspannkapazität zu erhöhen, wird das Umspannwerk Alfstedt ausgebaut bzw. neu errichtet, um einen dritten 380/110-kV-Transformator aufstellen zu können. Dafür muss die bestehende 380-kV-Schaltanlage ertüchtigt werden.

Das Projekt P153 steht in Verbindung mit dem Leitungsbauprojekt P23, ist jedoch unabhängig von der Umsetzung von P23 erforderlich.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	erforderlich in Szenario						Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C		
						2025	2025	2025 GG	2025 GI	2025	2025	
M355	Anlage	Netzausbau: horizontal und vertikal			2018	x	x	x	x	x	x	

Begründung des geplanten Projekts**Netzplanerische Begründung**

Die installierte EE-Einspeiseleistung im Raum Alfstedt, überwiegend aus Onshore-Windenergie und Photovoltaik, hat sich in den letzten Jahren stark erhöht. Für die nächsten Jahre gehen alle Szenarien von einem weiteren Anstieg der EE-Einspeisung aus. Hierfür sind die vorhandenen Umspannkapazitäten bereits heute nicht mehr ausreichend.

Das Projekt ist auch in den Szenarien für das Jahr 2035 notwendig und nachweisbar.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Anderweitige Planungsmöglichkeiten kommen nicht in Betracht.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

P154: Netzausbau in Siegburg

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Nr. BBPIG 2015: –

Nr. TYNDP 2014: –

Beschreibung des geplanten Projekts

In Siegburg wird eine 380-kV-Anlage errichtet. Das Projekt beinhaltet die Maßnahme:

- M356: 380/220-kV-Transformator Siegburg (Neubau einer 380-kV-Schaltanlage)
Die Maßnahme beinhaltet den Neubau einer 380-kV-Schaltanlage und Aufstellung eines 380/220-kVTransformators.

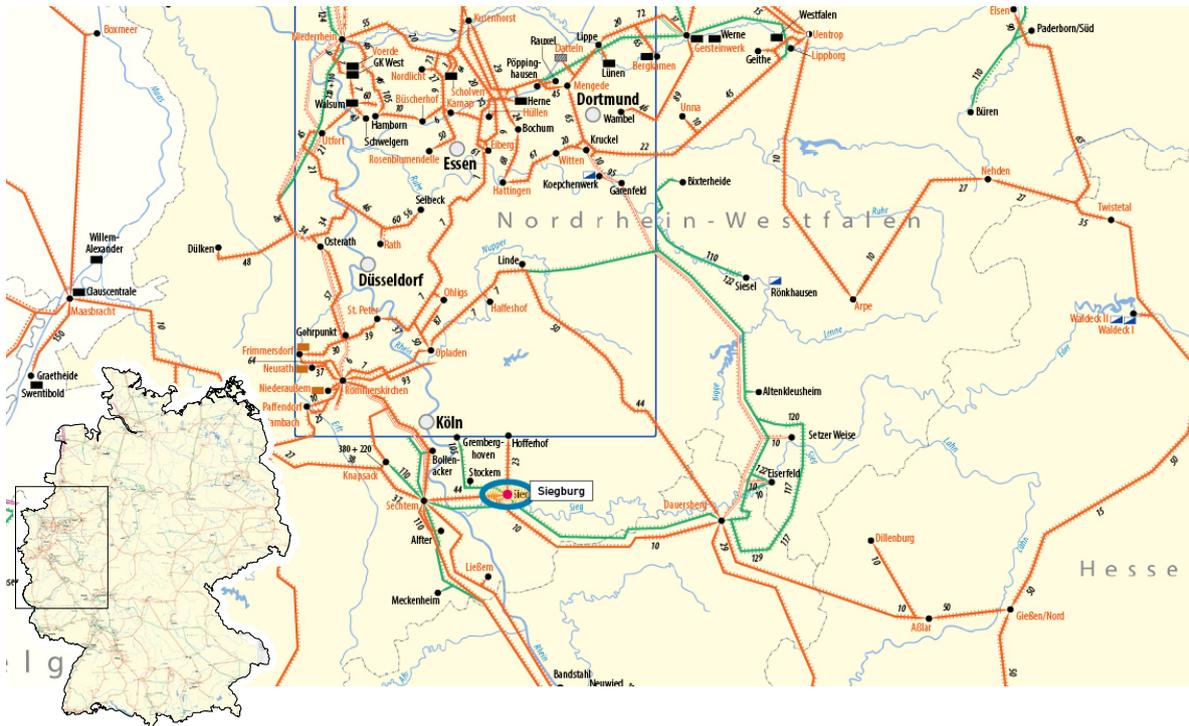
M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetrieb- nahme	erforderlich in Szenario					Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C	
						2025	2025	2025 GI	2025	2025	
M356a	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	1		2018	x	x	x	x	x	1: Vorbereitung Pla- nungs- und Genehmi- gungsverfahren
M356	Anlage	Netzverstärkung: horizontal			2018	x	x	x	x	x	1: Vorbereitung Pla- nungs- und Genehmi- gungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts**Netzplanerische Begründung**

Die Maßnahme behebt Überlastungen im Übertragungsnetz und dient der Spannungsstützung im 220-kV-Netz in der Region Köln/Bonn. Das Projekt 154 wurde im NEP 2014 erstmals identifiziert. Das Projekt ist in allen Szenarien des NEP 2025 erforderlich.

Das Projekt ist auch in den Szenarien für das Jahr 2035 notwendig und nachweisbar.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

P155: Netzausbau: Errichtung einer 380-kV-Schaltanlage in Elsfleth/West

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Nr. BBPIG 2015: –

Nr. TYNDP 2014: –

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen sowie der verbesserten Integration von Einspeiseleistung aus erneuerbaren Energien. Es enthält folgende Maßnahme:

- M357: Schaltanlage Elsfleth/West

Derzeit bestehen 380-kV-Stromkreise zwischen den Umspannwerken Unterweser und Ganderkese, Ganderkese und Dollern sowie Unterweser und Dollern. In der geplanten 380-kV-Schaltanlage Elsfleth/West (ehemaliger Name des Projekts: Moorriem) werden diese Stromkreise so angeschlossen, dass jeweils zwei parallele Verbindungen Elsfleth/West – Unterweser/West, Elsfleth/West – Ganderkese und Elsfleth/West – Dollern entstehen (Netzausbau). Dieses Projekt steht im Zusammenhang mit den Projekten P22 und P23.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	erforderlich in Szenario					Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C	
						2025	2025	2025 GI	2025	2025	
M357	Anlage	Netzausbau: horizontal			2017	x	x	x	x	x	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts**Netzplanerische Begründung**

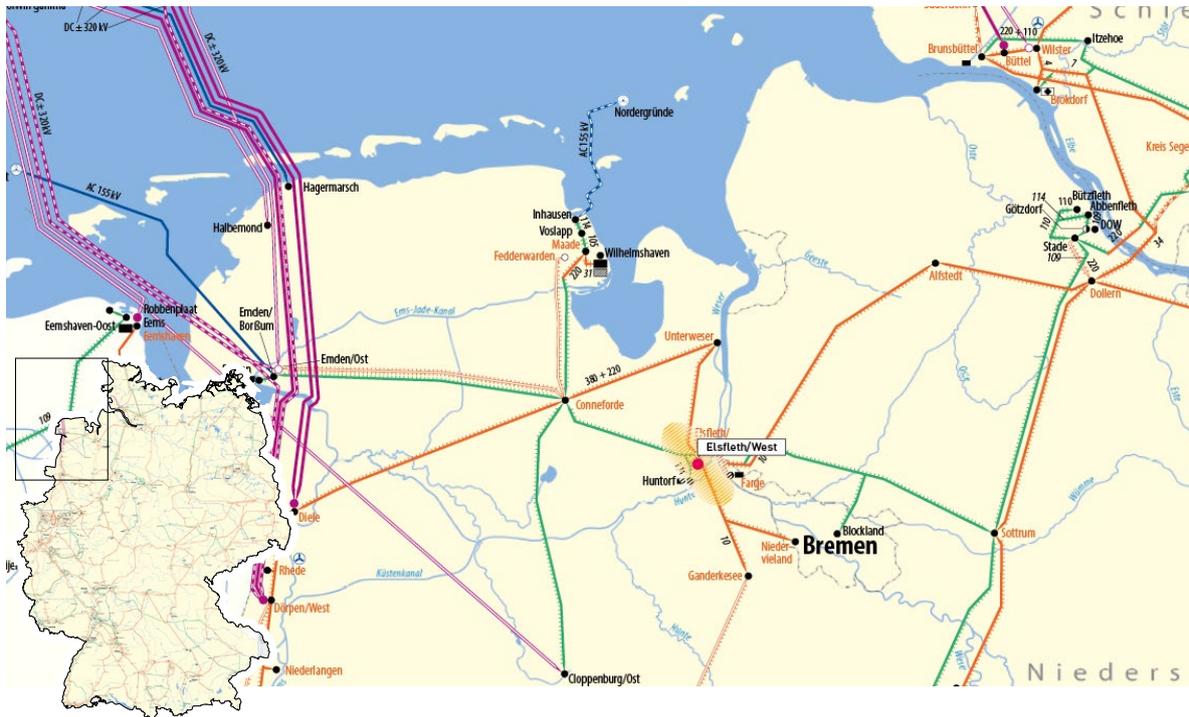
In die neue 380-kV-Schaltanlage Elsfleth/West sollen die 380-kV-Stromkreise Unterweser – Ganderkese, Unterweser – *Farge* und Dollern – Niedervieland eingeführt werden. Durch die Einführung kommt es zu einer Vergleichmäßigung der Leistungsflüsse, die eine Höherbelastung der 380-kV-Stromkreise ermöglicht.

Das Projekt ist auch in den Szenarien für das Jahr 2035 notwendig und nachweisbar.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Anderweitige Planungsmöglichkeiten kommen nicht in Betracht.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

P157: Netzverstärkung: Schaltanlage Conneforde

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Nr. BBPIG 2015: –

Nr. TYNDP 2014: –

Beschreibung des geplanten Projekts

Mit der Maßnahme wird die Umspannkapazität im Raum Ammerland und Friesland (Niedersachsen) erhöht, um regenerative Erzeugungsleistung in das Netz zu integrieren. Das Projekt enthält folgende Maßnahme:

- M359: Schaltanlage Conneforde
Um die Umspannkapazität zu erhöhen, werden im bestehenden Umspannwerk Conneforde zwei neue 380/110-kV-Transformatoren errichtet (Netzverstärkung). Weiterhin wird die Anlage dahingehend erweitert, dass die Projekte P21, P22, P66 und P69 angeschlossen werden können.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	erforderlich in Szenario					Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C	
						2025	2025	2025 GI	2025	2025	
M359	Anlage	Netzverstärkung: horizontal und vertikal			2018/2022	x	x	x	x	x	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts**Netzplanerische Begründung**

Die installierte Einspeiseleistung aus regenerativer Erzeugungsleistung im Raum Ammerland und Friesland, überwiegend aus Windenergie, hat sich in den letzten Jahren stark erhöht. Für die nächsten Jahre gehen alle Szenarien von einem weiteren Anstieg der regenerativen Einspeiseleistung aus. Hierfür sind die vorhandenen Umspannkapazitäten nicht ausreichend. Das Projekt steht in Zusammenhang mit P21, P22, P66 und P69. Diese Projekte bedingen einen Ausbau der Schaltanlage Conneforde.

Das Projekt ist auch in den Szenarien für das Jahr 2035 notwendig und nachweisbar.

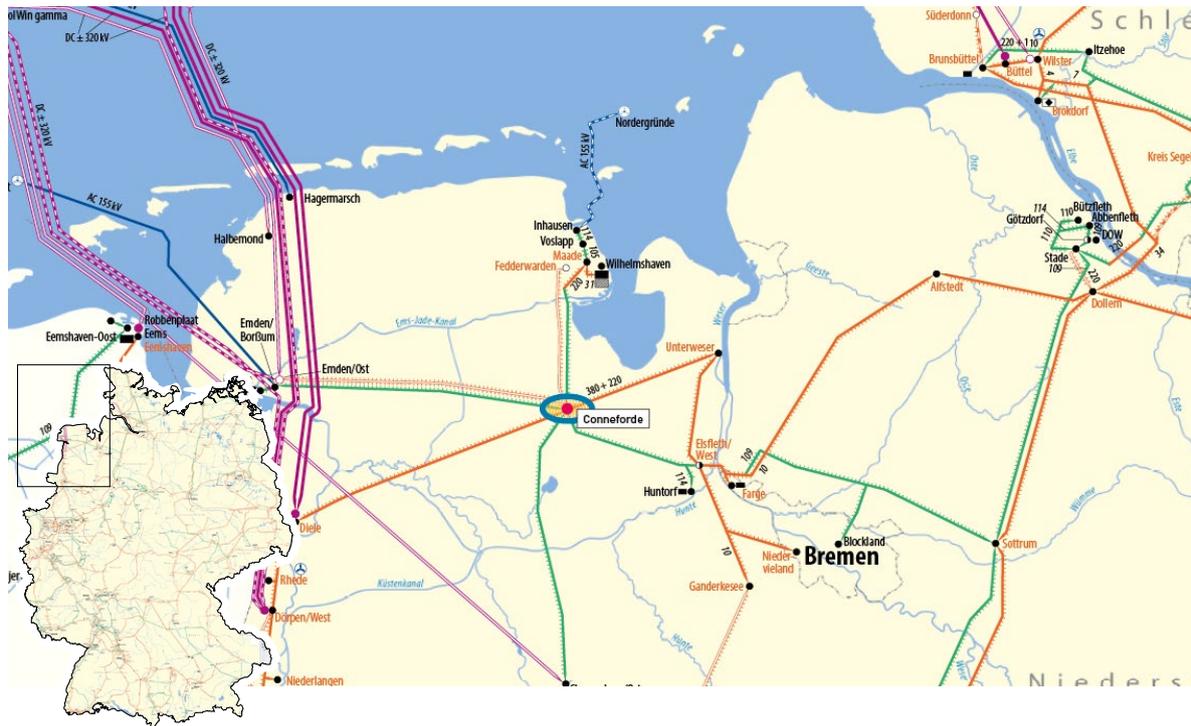
Prüfung nach NOVA

Die Prüfung nach NOVA wurde bei diesem Projekt berücksichtigt.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Anderweitige Planungsmöglichkeiten wurden nicht untersucht, da es sich bei diesem Projekt um eine bestehende Anlage handelt. Gemäß NOVA-Prinzip wird eine Ertüchtigung einer bestehenden Anlage vor einem Neubau in Betracht gezogen.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

P158: Netzausbau in der Region Rhein/Ruhr

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion
Nr. TYNDP 2014: –

Nr. BBPIG 2015: –

Beschreibung des geplanten Projekts

In Mettmann wird eine 380-kV-Anlage errichtet. Das Projekt beinhaltet die Maßnahme

- M360: 380/110-kV-Transformator Mettmann (Neubau einer 380-kV-Schaltanlage)
Im Einzelnen werden eine neue 380-kV-Schaltanlage errichtet, ein 380/110-kV-Transformator aufgestellt und bestehende Stromkreise in der 220-kV- und 380-kV-Ebene neu verschaltet, um vorhandene 380-kV-Stromkreise in die bestehenden Schaltanlagen in St. Peter und Eiberg einzuschleifen.

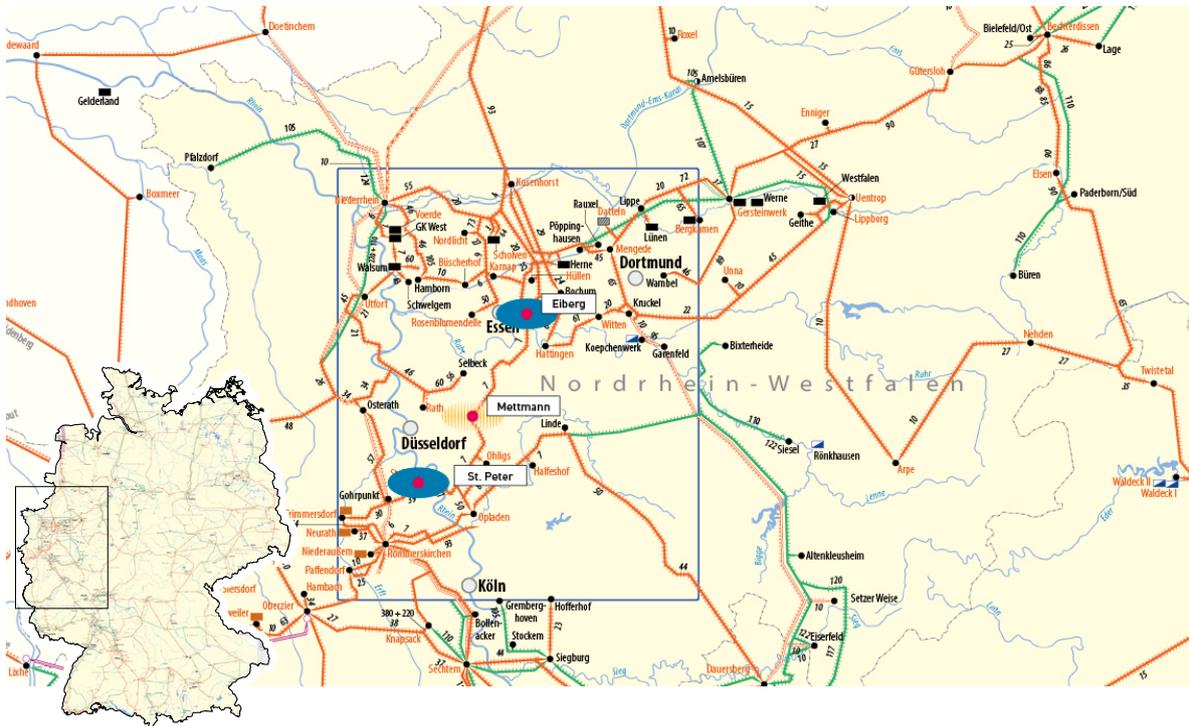
M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	erforderlich in Szenario					Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C	
						2025	2025	2025 GI	2025	2025	
M360	Anlage	Netzverstärkung: horizontal			2019	x	x	x	x		1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M360	Anlage	Netzausbau: horizontal			2019	x	x	x	x		1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts**Netzplanerische Begründung**

Die Maßnahme behebt Überlastungen im Übertragungsnetz. Dies wird erreicht, indem die Versorgungsaufgabe in Mettmann und die Übertragungsaufgaben vom Ruhrgebiet in das Rheinland von der 220-kV-Ebene auf die 380-kV-Ebene verlagert wird.

Das Projekt 158 wurde im NEP 2014 erstmals identifiziert. Es ist in den t+10-Szenarien A 2025, B1 2025 und B2 2025 des NEP 2025 erforderlich. Das Projekt ist auch in den Szenarien für das Jahr 2035 notwendig und nachweisbar.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

P159: Netzverstärkung Bürstadt – BASF – Lamsheim – Daxlanden

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion
Nr. TYNDP 2014: –

Nr. BBPIG 2015: –

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in der Region Frankfurt – Karlsruhe und enthält im Netzgebiet der Amprion die Maßnahme

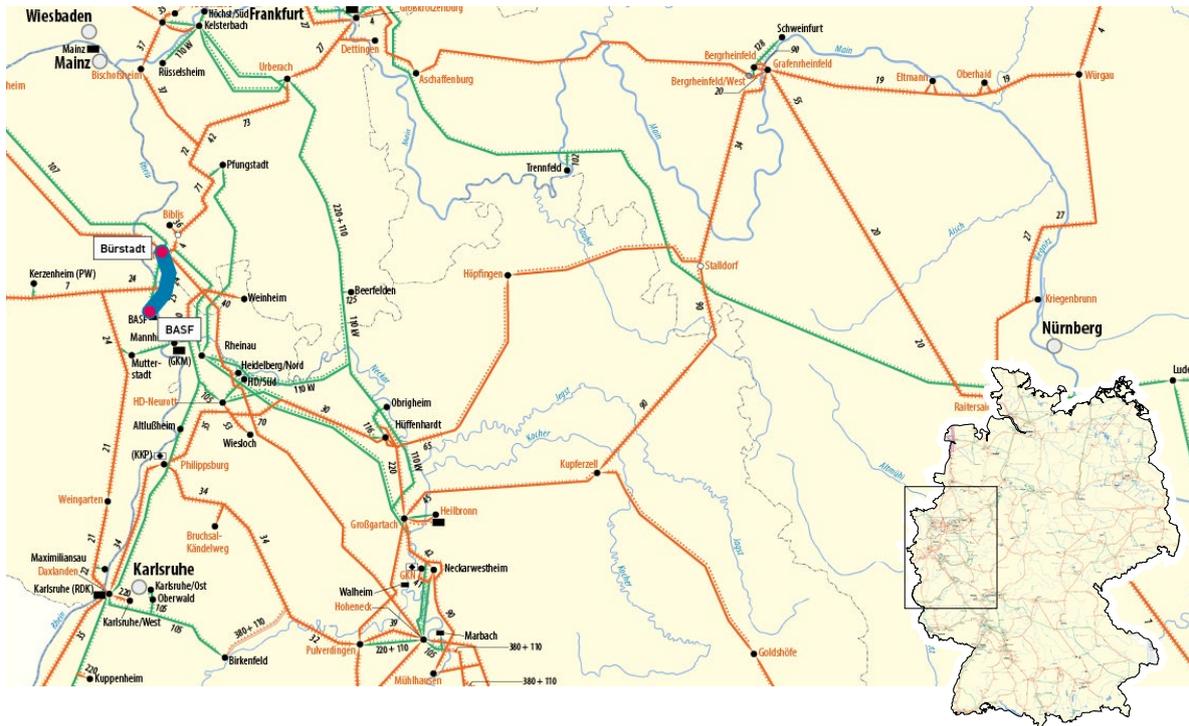
- M62: Bürstadt – BASF
Das Projekt beinhaltet den Neubau einer 380-kV-Leitung in bestehender Trasse zwischen den 220-kV-Anlagen Bürstadt und BASF. Bis zur vollständigen Realisierung des Langfristkonzeptes wird diese neu errichtete 380-kV-Leitung zunächst in 220 kV betrieben. Die vollständige Umstellung erfolgt im Rahmen weiterer Maßnahmen. Längerfristig wird weiterer Ausbaubedarf und die Umstellung von 220-kV- auf 380-kV-Betrieb zwischen Bürstadt, BASF, Lamsheim und Daxlanden erforderlich, um die Übertragungsfähigkeit der betroffenen Netzabschnitte an den zunehmenden Bedarf anzupassen.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	erforderlich in Szenario					Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C	
						2025	2025	2025 GI	2025	2025	
M62	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		13	2021	x	x	x	x	x	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts**Netzplanerische Begründung**

Durch die Maßnahme 62 werden Engpässe in der 220-kV-Ebene zwischen Bürstadt und BASF beseitigt. Im Hinblick auf das langfristige Konzept ist der spätere Betrieb der Leitung mit 380 kV möglich. Im NEP 2025 ist in allen Szenarien der Bedarf für Maßnahme 62 gegeben. Das Projekt ist auch in den Szenarien für das Jahr 2035 notwendig und nachweisbar. Es ist zu beachten, dass aus betrieblichen Gründen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit der hochsensiblen Produktionsprozesse der BASF ein Kuppeln der 220-kV Sammelschienen in Bürstadt und BASF W210 nicht zulässig ist.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

P160: Netzausbau Pulheim

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion
Nr. TYNDP 2014: –

Nr. BBPIG 2015: –

Beschreibung des geplanten Projekts

In Brauweiler wird eine 380-kV-Anlage errichtet. Das Projekt beinhaltet die Maßnahme

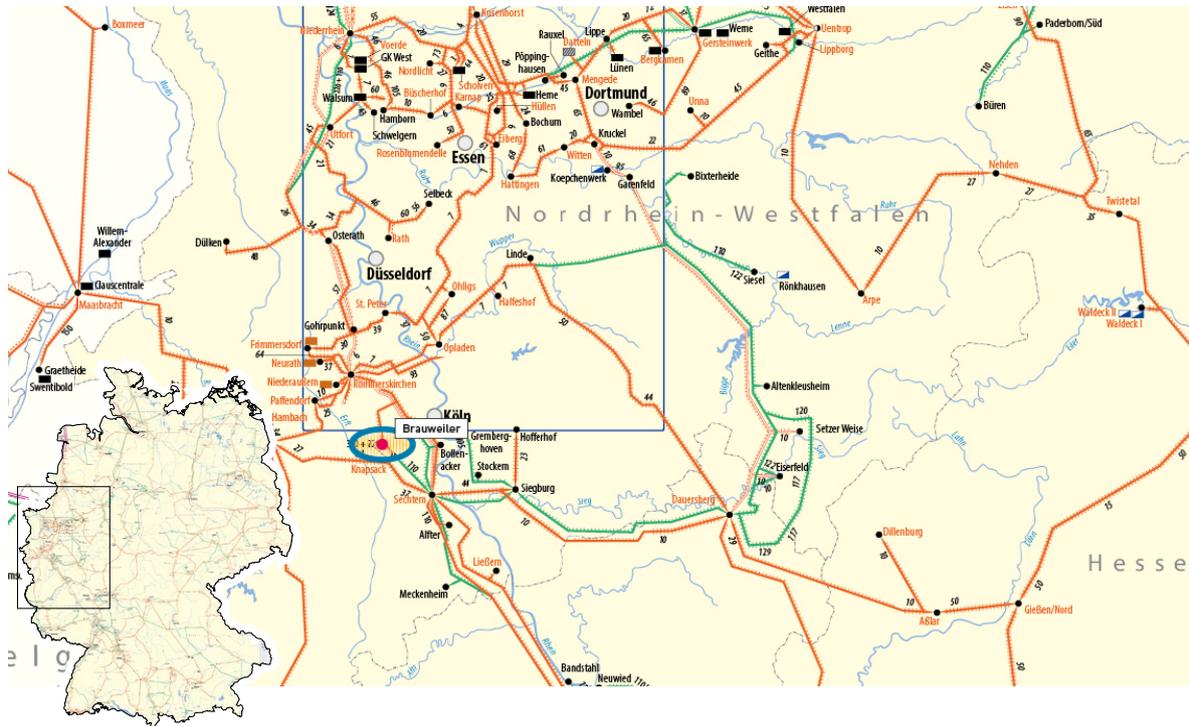
- M361: 380/220-kV-Transformator Brauweiler (Ausbau einer bestehenden Schaltanlage). Die Maßnahme beinhaltet den Neubau einer 380-kV-Schaltanlage und Aufstellung eines 380/220-kV-Transformators.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	erforderlich in Szenario					Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C	
						2025	2025	2025 GI	2025	2025	
M361	Anlage	Netzausbau: horizontal			2019	x	x	x	x	x	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts**Netzplanerische Begründung**

Die Maßnahme entlastet das Übertragungsnetz zwischen Rommerskirchen und Brauweiler. Das Projekt 160 wurde im NEP 2014 erstmals identifiziert. Es ist in allen Szenarien des NEP 2025 erforderlich. Das Projekt ist auch in den Szenarien für das Jahr 2035 notwendig und nachweisbar.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

P161: Netzverstärkung südöstlich von Frankfurt

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT, Amprion Nr. BBPlG 2015: –
 Nr. TYNDP 2014: –

Beschreibung des geplanten Projekts

Zur Kapazitätserhöhung ist zusätzlich zum Projekt 42 der Ersatzneubau der bestehenden 380-kV-Leitung Großkrotzenburg – Dettingen – Urberach südöstlich von Frankfurt die Maßnahme

- M91: Großkrotzenburg – Urberach

erforderlich.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	erforderlich in Szenario					Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C	
						2025	2025	2025 GI	2025	2025	
M91	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		24	2025	x	x		x	x	

Begründung des geplanten Projekts**Netzplanerische Begründung**

Die Netzerweiterung zwischen Großkrotzenburg und Urberach erhöht die Übertragungskapazität in südwestliche Richtung. Die beschriebene Maßnahme beseitigt Überlastungen der heutigen 380-kV-Leitung Großkrotzenburg – Dettingen – Urberach.

Das Projekt 161 wurde bereits in den Netzentwicklungsplänen 2012 und 2013 als P47 und im Netzentwicklungsplan 2014 identifiziert. Eine Erhöhung der Übertragungskapazität im 380-kV-Netz zwischen Großkrotzenburg und Urberach ist in allen Szenarien des Netzentwicklungsplans 2025 erforderlich. Dies ist auch in den Szenarien für das Jahr 2035 notwendig und nachweisbar.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Im Falle einer Umsetzung von P43mod M74mod (Mecklar – Dipperz – Urberach) als Alternative zu P43 M74 (Mecklar – Bergheinfeld/West) würde die Maßnahme 91 Großkrotzenburg – Urberach, nach aktuellem Planungsstand, durch eine direkte elektrische Verbindung zwischen Dipperz und Urberach ersetzt.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

P171: Netzverstärkung Hanekenfähr – Punkt Merzen

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Nr. BBPlG 2015: –

Nr. TYNDP 2014: –

Beschreibung des geplanten Projekts

Zwischen den 380-kV-Anlagen Hanekenfähr und der am „Punkt Merzen“ geplanten neuen 380-kV-Anlage wird eine erhöhte Übertragungskapazität benötigt. Die Maßnahme

- M381: Hanekenfähr – „Punkt Merzen“ im Landkreis Osnabrück geplanten neuen Umspannanlage

beinhaltet die Umbeseilung einer bestehenden 380-kV-Leitung (Netzverstärkung).

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	erforderlich in Szenario					Umsetzungsstand	
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C		
						2025	2025	2025 GI	2025	2025		
M381	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/ Umbeseilung		36	2021	x	x	x			x	

Begründung des geplanten Projekts**Netzplanerische Begründung**

Die langfristigen Ausbauziele von Windenergieanlagen (on- und offshore) tragen in dieser Region zu einer weiteren Steigerung der Leistungsflüsse bei. Dadurch entstehen Überlastungen auf den bestehenden Leitungen. Mit der beschriebenen Maßnahme wird die benötigte erhöhte Übertragungskapazität bereitgestellt.

Das Projekt 171 wurde im NEP 2014 erstmals identifiziert. Das Projekt ist auch in den Szenarien für das Jahr 2035 notwendig und nachweisbar.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

P172: Netzverstärkung Gundelfingen – Vöhringen

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion
Nr. TYNDP 2014: –

Nr. BBPlG 2015: –

Beschreibung des geplanten Projekts

Zwischen den 380-kV-Anlagen Gundelfingen und Vöhringen wird eine erhöhte Übertragungskapazität benötigt.

Mit der Maßnahme

- M382mod: Gundelfingen – Vöhringen

wird eine Netzverstärkung in bestehender 380-kV-Trasse durchgeführt.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetrieb- nahme	erforderlich in Szenario					Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C	
						2025	2025	2025 GI	2025	2025	
M382 mod	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		46	2022	x	x		x	x	

Begründung des geplanten Projekts**Netzplanerische Begründung**

Die Übertragungskapazität des 380-kV-Netzes in der Region Bayrisch-Schwaben wird durch dieses Projekt wesentlich erweitert, sodass Überlastungen auf bestehenden Leitungen beseitigt werden. Die beschriebene Netzverstärkung führt zudem zu einer deutlichen Erhöhung der Übertragungskapazität auf der West-Ost-Achse zwischen Ulm und Augsburg.

Das Projekt 172 wurde im NEP 2014 erstmals identifiziert. Die Maßnahme M382mod stellt eine Modifizierung der Maßnahme M382 aus dem NEP 2014 dar. Das Projekt ist auch in den Szenarien für das Jahr 2035 notwendig und nachweisbar.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Die Prüfung der Realisierbarkeit dieser Maßnahme mittels Hochtemperaturleiterseilen im Rahmen einer Alternativenprüfung steht aus.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

P173: Netzverstärkung Vöhringen – Dellmensingen

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion
Nr. TYNDP 2014: –

Nr. BBPlG 2015: –

Beschreibung des geplanten Projekts

Zwischen Vöhringen und der 380-kV-Anlage Dellmensingen wird eine erhöhte Übertragungskapazität benötigt und daher ein Neubau einer 380-kV-Leitung in bestehender Trasse erforderlich. Die Maßnahme

- M452: Vöhringen– Dellmensingen

realisiert eine deutlich erhöhte Übertragungskapazität in der Region Bayrisch-Schwaben.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetrieb- nahme	erforderlich in Szenario					Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C	
						2025	2025	2025 GI	2025	2025	
M452	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		17	2022	x	x		x	x	

Begründung des geplanten Projekts**Netzplanerische Begründung**

Das Projekt ist zur Beseitigung von Überlastungen auf bestehenden Leitungen erforderlich. Das Projekt ist auch in den Szenarien für das Jahr 2035 notwendig und nachweisbar.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Die Prüfung der Realisierbarkeit dieser Maßnahme mittels Hochtemperaturleiterseilen im Rahmen einer Alternativenprüfung steht aus.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

P176: Netzverstärkung südwestliches Baden-Württemberg/Grenzregion Frankreich

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW
Nr. TYNDP 2014: 152.989

Nr. BBPlG 2015: –

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Stabilisierung der Grenzleistungsflüsse in der Netzregion südwestliches Baden-Württemberg/Grenzregion Frankreich und zur Erhöhung der Grenzkuppelkapazität von und nach Frankreich und enthält folgende Maßnahme:

- M387: Eichstetten – Bundesgrenze (FR).
Die Maßnahme ist ein Neubau der 380-kV-Leitung zwischen Eichstetten – Bundesgrenze (FR) (– Muhlbach) in bestehender Trasse. In den betroffenen Schaltanlagen sind Umbaumaßnahmen notwendig.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	erforderlich in Szenario					Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C	
						2025	2025	2025 GI	2025	2025	
M387	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		18	2025	x	x	x	x	x	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts**Charakteristika des betroffenen Netzbereichs**

Das bestehende Netz in der grenzüberschreitenden Region ist heute teilweise noch in 220 kV verbunden. Die Zunahme der grenzüberschreitenden Flüsse aufgrund des Zuwachses erneuerbarer Energien in Deutschland erfordert eine Verstärkung der grenzüberschreitenden Leitungen. Bis zum Jahr 2025 sind signifikante Änderungen der Erzeugungssituation in diesem Raum zu erwarten.

Netzplanerische Begründung

Ohne die netzverstärkende Maßnahme kommt es in der Grenzregion südwestliches Baden-Württemberg – Frankreich im Jahr 2025 bei Ausfall eines Stromkreises zu Überlastungen. Durch die beschriebenen Netzverstärkungen kann die Überlastung beseitigt werden. Für die Grenzregion Deutschland – Frankreich erfolgte eine gemeinsame Netzplanung der betroffenen Übertragungsnetzbetreiber.

Das Projekt ist auch in den Szenarien für das Jahr 2035 notwendig und nachweisbar.

Prüfung nach NOVA

Bei dieser Maßnahme wird das NOVA-Prinzip erfüllt.

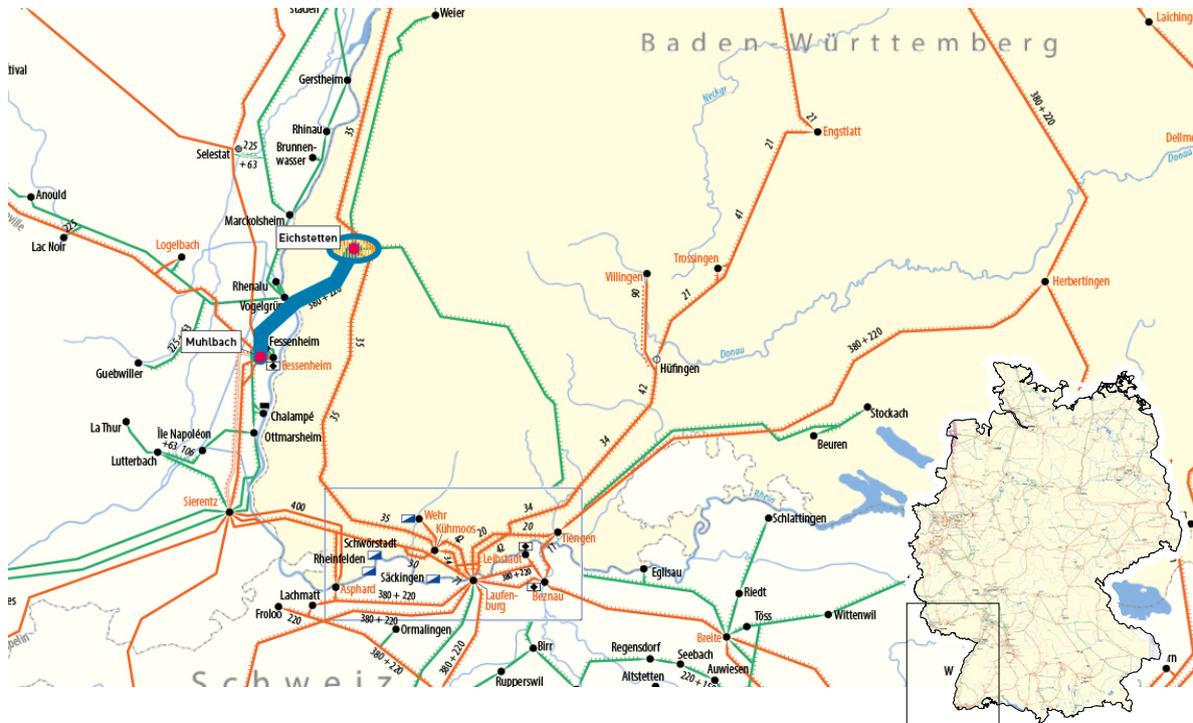
Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Der Endpunkt liegt in Frankreich und wird vom französischen Übertragungsnetzbetreiber festgelegt. Daher kommen anderweitige Planungsmöglichkeiten nicht in Betracht.



Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt 176 wurde bereits im NEP 2014 identifiziert.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

P178: Netzverstärkung Gütersloh – Bechterdissen

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion, TenneT Nr. BBPlG 2015: –
 Nr. TYNDP 2014: –

Beschreibung des geplanten Projekts

Die Errichtung einer neuen Leitung zwischen Gütersloh und Bechterdissen ist Bestandteil der Startnetzmaßnahme (AMP-011). Der benötigte Übertragungsbedarf erfordert eine weitere Verstärkung. Mit der Maßnahme

- M404: Gütersloh – Bechterdissen
 wird auf der Leitung ein zweiter 380-kV-Stromkreis in Betrieb genommen, der bislang für einen vorübergehenden Betrieb mit 220 kV vorgesehen war (Netzverstärkung). Zur Einbindung des zusätzlichen Stromkreises müssen die 380-kV-Schaltanlagen Gütersloh und Bechterdissen erweitert werden (Netzverstärkung).

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	erforderlich in Szenario					Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C	
						2025	2025	2025 GI	2025	2025	
M404	Anlage	Netzverstärkung: horizontal			2025	x	x	x	x		

Begründung des geplanten Projekts**Netzplanerische Begründung**

Die Netzverstärkung beseitigt Überlastungen im 380-kV-Netz insbesondere zwischen den Räumen Bielefeld und Gütersloh. Diese entstehen durch den Abtransport von Windenergie aus Offshore- und Onshore-Anlagen nach Süden.

Das Projekt ist auch in den Szenarien für das Jahr 2035 notwendig und nachweisbar.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Anderweitige Planungsmöglichkeiten wurden nicht untersucht, da es sich bei der Verbindung um eine bereits existierende Leitung handelt. Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Ertüchtigung bzw. ein Neubau dieser bestehenden Verbindung in Betracht gezogen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P178 wurde erstmals im NEP 2014 identifiziert.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

P180: Netzverstärkung Marzahn – Teufelsbruch (380-kV-Kabeldiagonale Berlin)

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz
 Nr. TYNDP 2014: –

Nr. BBPIG 2015: –

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Berlin.

- M406: Marzahn – Friedrichshain – Mitte – Charlottenburg – Reuter – Teufelsbruch
 Vom Umspannwerk Berlin-Marzahn zum Umspannwerk Berlin-Friedrichshain sind anstelle der bestehenden beiden 380-kV-Kabel neue 380-kV-Kabel mit einer höheren Übertragungsfähigkeit im vorhandenen Kabeltunnel erforderlich. Hierzu sind die 380-kV-Anlagen Marzahn und Friedrichshain anzupassen.

Vom Umspannwerk Berlin-Friedrichshain zum Umspannwerk Berlin-Mitte sind anstelle der bestehenden beiden 380-kV-Kabel neue 380-kV-Kabel mit einer höheren Übertragungsfähigkeit im vorhandenen Kabeltunnel erforderlich. Hierzu sind die 380-kV-Anlagen Friedrichshain und Mitte anzupassen.

Vom Umspannwerk Berlin-Mitte zum Umspannwerk Berlin-Charlottenburg sind anstelle der bestehenden beiden 380-kV-Kabel neue 380-kV-Kabel mit einer höheren Übertragungsfähigkeit in Tunnelbauweise erforderlich. Hierzu sind die 380-kV-Anlagen Charlottenburg und Mitte anzupassen bzw. zu erweitern.

Vom Umspannwerk Berlin-Charlottenburg zum Umspannwerk Berlin-Reuter sind anstelle der bestehenden beiden 380-kV-Kabel neue 380-kV-Kabel mit einer höheren Übertragungsfähigkeit in Tunnelbauweise erforderlich. Hierzu sind die 380-kV-Anlagen Reuter und Charlottenburg anzupassen bzw. zu erweitern.

Vom Umspannwerk Berlin-Reuter zum Umspannwerk Berlin-Teufelsbruch sind anstelle der bestehenden beiden 380-kV-Kabel neue 380-kV-Kabel mit einer höheren Übertragungsfähigkeit in Tunnelbauweise erforderlich. Hierzu sind die 380-kV-Anlagen Reuter und Teufelsbruch anzupassen.

Die vorgenannten Netzverstärkungen erfolgen einerseits in den vorhandenen Kabeltunneln Marzahn – Friedrichshain – Mitte, andererseits als Neubau *vorzugsweise* in Tunnelbauweise im Bereich der bestehenden Kabeltrasse Mitte – Charlottenburg – Reuter – Teufelsbruch.

Als Inbetriebnahmezeitraum wird 2024 anvisiert.

Weitere Informationen zum Projekt sind verfügbar unter:
<http://www.50hertz.com/de/Netzausbau/Projekte/380-kV-Kabeldiagonale-Berlin>

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	erforderlich in Szenario					Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C	
						2025	2025	2025 GI	2025	2025	
M406	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		33	2024	x	x	x	x	x	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren



Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Die bestehenden Kabel weisen eine Übertragungsfähigkeit von maximal 1.070 MVA pro Stromkreis auf. Zu beachten ist, dass Kabel, bedingt durch ihre besonderen technischen Parameter (wesentlich höherer Leitwert von Kabeln gegenüber einer Freileitung), grundsätzlich höher als z. B. parallel verlaufende Freileitungen belastet werden.

Die Erhöhung der Stromtragfähigkeit der Kabeldiagonale wird aufgrund von veränderten Leistungsflussbedingungen notwendig: Zunehmende Transitleistungsflüsse in der Hauptleistungsflussrichtung von Ost nach West, für die die Kabeldiagonale ursprünglich nicht ausgelegt wurde, belasten sie bereits heute sehr stark. Neben dem Übertragungsbedarf an konventioneller Erzeugungsleistung muss sie die stetig steigende Erzeugungsleistung aus erneuerbaren Energien aufnehmen. Die 380-kV-Kabeldiagonale ist daher bereits heute durch Ost-West-Leistungsflüsse von vornehmlich im Umland erzeugter Leistung aus erneuerbaren Energien östlich und nördlich von Berlin (u. a. bestehende Umspannwerke Pasewalk, Bertikow, Vierraden und Neuenhagen) zum Teil bis zur Belastungsgrenze beansprucht. Mit den überwiegend für die EE-Leistungsaufnahme geplanten Umspannwerken in Pasewalk/Nord, Gransee und Heinersdorf wird sich diese Beanspruchung weiter erhöhen.

Die in Berlin vorhandenen Kraftwerkskapazitäten stehen infolge ihrer Aufgaben zur Sicherung der Fernwärmeversorgung nur bedingt für den Redispatch zur Verfügung. Zudem sind die älteren Abschnitte im westlichen Teil der Kabeldiagonale zunehmend sanierungsbedürftig.

Die Übertragungskapazität der Kabeldiagonale zwischen Reuter und Mitte ist für die gemäß Szenariorahmen zu erwartenden Übertragungsaufgaben nicht ausreichend. Ohne den Neubau in bestehender Trasse wird das verbleibende 380-kV-Kabel bei Ausfall des jeweils parallelen Stromkreises unzulässig hoch belastet.

Das Projekt 180 leistet insgesamt einen zentralen Beitrag zur Versorgungssicherheit Berlins. Fehler an einem 380-kV-Drehstromkabel, *die auf der Diagonale bereits aufgetreten sind*, ziehen deutlich längere Zeiträume von Nichtverfügbarkeiten für Reparaturen im Vergleich zu Freileitungen nach sich. Diese Nichtverfügbarkeiten auf der Kabeldiagonale können nicht durch das umliegende Übertragungsnetz bzw. das unterlagerte Verteilernetz aufgefangen werden. Durch die Verstärkung der Kabeldiagonale und die Maßnahmen in den Umspannwerken wird das Zuverlässigkeitsniveau sowohl im Fall von Wartungen und Erweiterungsmaßnahmen als auch bei Grenzbelastungen der Kabeldiagonale erhöht. Dieses Projekt ist für die Erhöhung der Netzsicherheit und -zuverlässigkeit zur stabilen Versorgung der Hauptstadt notwendig.

Das Projekt ist auch in den Szenarien für das Jahr 2035 notwendig und nachweisbar.

Prüfung nach NOVA

Netzoptimierungen in Form von netzbezogenen Maßnahmen stehen zur Beherrschung der erwarteten Leistungsfluss- und Netzsituationen in dieser Netzregion nur in sehr begrenztem Umfang zur Verfügung. Eine Reduzierung der Belastung durch Topologieänderungen führt lediglich zu einer nicht ausreichenden Reduzierung der Leitungsbelastung. Das Potenzial der Netzoptimierung mittels Temperaturmonitoring ist u. a. aufgrund der Technologie der bestehenden 380-kV-Ölkabel nicht umsetzbar, zudem bestehen behördliche Auflagen inklusive deren Überwachung zur Einhaltung maximal zulässiger Bodenerwärmungen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Andere gemäß dem NOVA-Prinzip zu erwägende 380-kV-Neubauten wurden aufgrund des daraus resultierenden zusätzlichen Raumbedarfs im Ballungsraum/Stadtgebiet Berlin nicht erwogen.



Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt 180 wurde im NEP 2014 erstmals identifiziert, jedoch von der BNetzA noch nicht bestätigt.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

P185: Erhöhung der Stromtragfähigkeit der Leitung Redwitz – Landesgrenze Bayern/Thüringen

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Nr. BBPlG 2015: 46

Nr. TYNDP 2014: –

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Redwitz und der Landesgrenze Bayern/Thüringen und enthält folgende Maßnahme:

- M420: Redwitz – Landesgrenze Bayern/Thüringen (Punkt Tschirn).
Von Redwitz nach Landesgrenze Bayern/Thüringen ist die Verstärkung der 380-kV-Leitung vorgesehen. Hierzu soll die Stromtragfähigkeit der bestehenden 380-kV-Leitung zwischen Redwitz und Landesgrenze Bayern/Thüringen auf 3.600 A erhöht werden (Netzverstärkung). Eine Umrüstung auf Hochtemperaturseile ist – vorbehaltlich der Genehmigungsfähigkeit – grundsätzlich möglich.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	erforderlich in Szenario					Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C	
						2025	2025	2025 GI	2025	2025	
M420	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/ Umbeseilung		37,5	2016	x	x	x	x	x	

Begründung des geplanten Projekts**Netzplanerische Begründung**

Derzeit sind die Bundesländer Bayern und Thüringen über eine 380-kV-Leitung mit zwei Stromkreisen zwischen Redwitz und Remptendorf verbunden. Die maximale Stromtragfähigkeit der 380-kV-Leitung beträgt unter Normbedingungen auf bayerischer Seite 2.619 A pro Stromkreis. Bei günstigen Umgebungsbedingungen (niedrige Temperaturen, starker Wind) kann die Stromtragfähigkeit bis zu 3.150 A betragen. Dieser Wert stellt auch das derzeit maximal mögliche Übertragungsvermögen der Leitung als Ergebnis dynamischer Untersuchungen von TenneT und 50Hertz dar. Durch die Erhöhung der Übertragungsfähigkeit soll eine maximale Stromtragfähigkeit pro Stromkreis von 3.600 A erreicht werden. Eine Freigabe der 380-kV-Leitung mit 3.600 A ist nach der Umsetzung von Maßnahmen und Neubauten von Drehstrom- und Gleichstrom-Leitungen aus dem NEP möglich. Als besonders wichtige bzw. einflussreiche Maßnahmen werden neben den Gleichstromverbindungen die Startnetz-Projekte Altenfeld – Redwitz und Wahle – Mecklar eingeschätzt.

Das Projekt ist auch in den Szenarien für das Jahr 2035 notwendig und nachweisbar.

Prüfung nach NOVA

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass die geforderte Stromtragfähigkeit von 3.600 A durch FLM nicht gesichert werden kann. Ein Austausch der Standardleiter durch HTL ist dagegen grundsätzlich möglich.

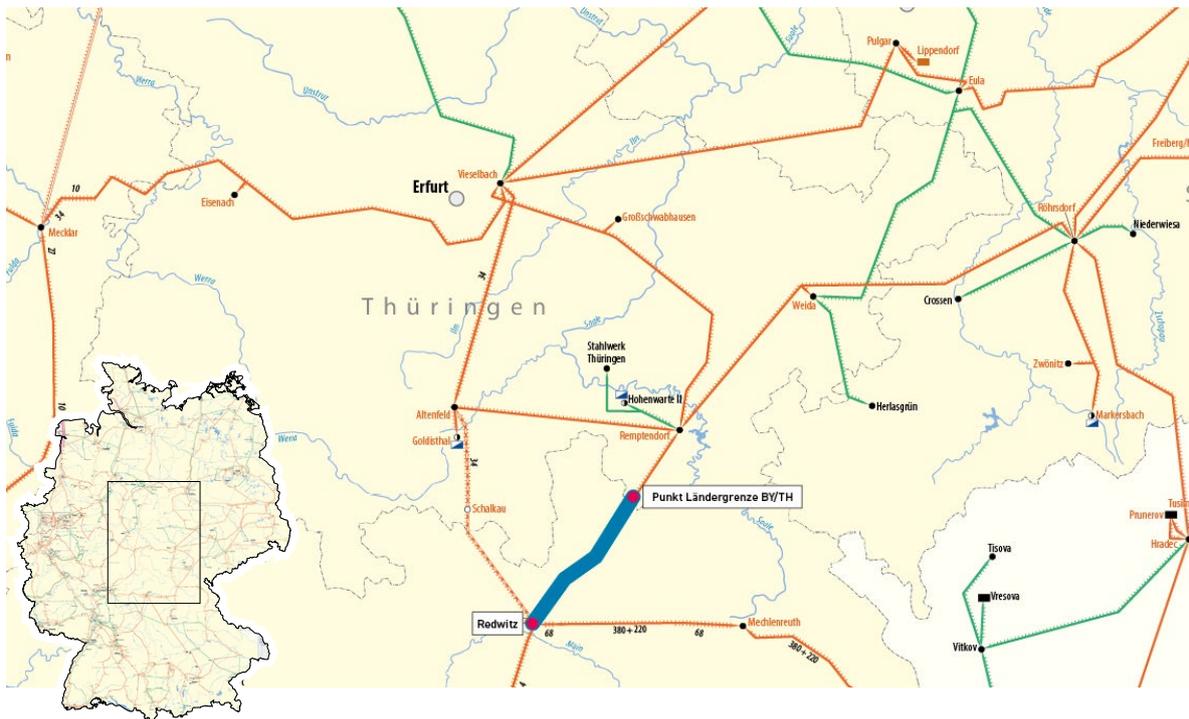


Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Ertüchtigung bzw. ein Neubau dieser bestehenden Verbindung in Betracht gezogen. Anderweitige Planungsmöglichkeiten bestehen nicht, da es sich bei der Verbindung um eine bereits existierende Leitung handelt.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt 185 wurde im NEP 2014 von der BNetzA bestätigt und ist Teil des Bundesbedarfsplans (Vorhaben Nr. 46).



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

P200: Hambach

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion
Nr. TYNDP 2014: –

Nr. BBPlG 2015: –

Beschreibung des geplanten Projekts

Im Rahmen der Maßnahme

- M425: Hambach
werden eine ca. 16 km lange 380-kV-Freileitung mit zwei Stromkreisen vom Punkt Blatzheim bis zur Anlage Oberzier und zwei 380-kV-Schaltfelder in Oberzier errichtet. Nach Fertigstellung können die 380-kV-Dreibeine Paffendorf – Sechtem – Oberzier aufgelöst werden.

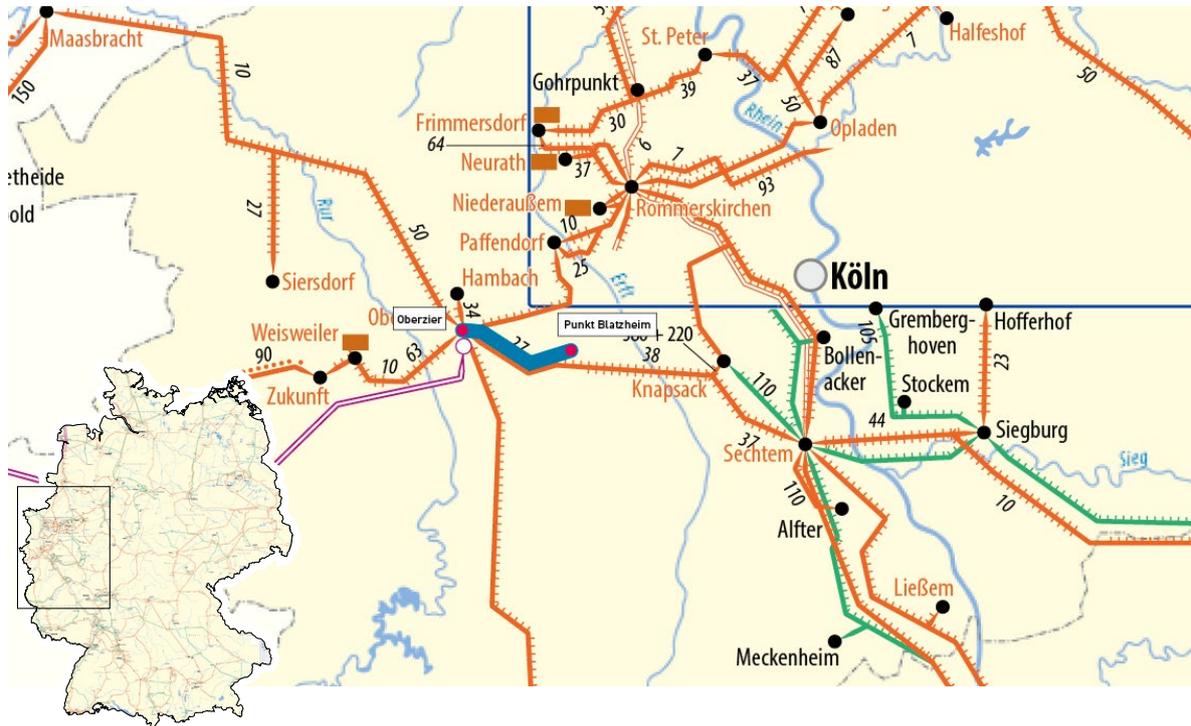
M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetrieb- nahme	erforderlich in Szenario					Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C	
						2025	2025	2025 GI	2025	2025	
M425	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		16	2025	x	x	x	x	x	

Begründung des geplanten Projekts**Netzplanerische Begründung**

Das Projekt ist erforderlich um die Überlastungen zwischen Punkt Blatzheim und der Anlage Oberzier zu beseitigen.

Das Projekt ist auch in den Szenarien für das Jahr 2035 notwendig und nachweisbar.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

P201: Netzverstärkung im Rheinland

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion
 Nr. TYNDP 2014: –

Nr. BBPlG 2015: –

Beschreibung des geplanten Projekts

- M426: 380-kV-Umstellung Eller**
 Die Anlage Eller ist einer der beiden Netzanschlusspunkte für den Kunden Stadtwerke Düsseldorf (SWD) und ist auf 380 kV umzustellen. Aus Platzgründen (u. a. angrenzende Bebauung) ist am bestehenden Standort Eller ein Neubau einer 380-kV-Anlage nicht möglich. Daher ist die Errichtung einer 380-kV-Anlage an einem neuen Standort notwendig. Geplant ist die Anbindung der neuen 380-kV-Schaltanlage in einen bestehenden 380-kV-Stromkreis der Trasse zwischen den Schaltanlagen St. Peter und Ohligs. Von der neuen 380-kV-Anlage ist zur bestehenden 110-kV-Anlage Eller der SWD eine Umstrukturierung für die beiden Trafoableitungen erforderlich.
- M427: Netzverstärkung zwischen St. Peter und Norf**
 Zur Erhöhung der Übertragungsleistung von St. Peter nach Norf muss ein zusätzlicher 220-kV-Stromkreis zwischen den Schaltanlagen realisiert werden.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	erforderlich in Szenario					Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C	
						2025	2025	2025 GI	2025	2025	
M426	Anlage	Netzverstärkung: horizontal			2025	x	x	x	x	x	
M427	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		3	2025	x	x	x	x	x	

Begründung des geplanten Projekts

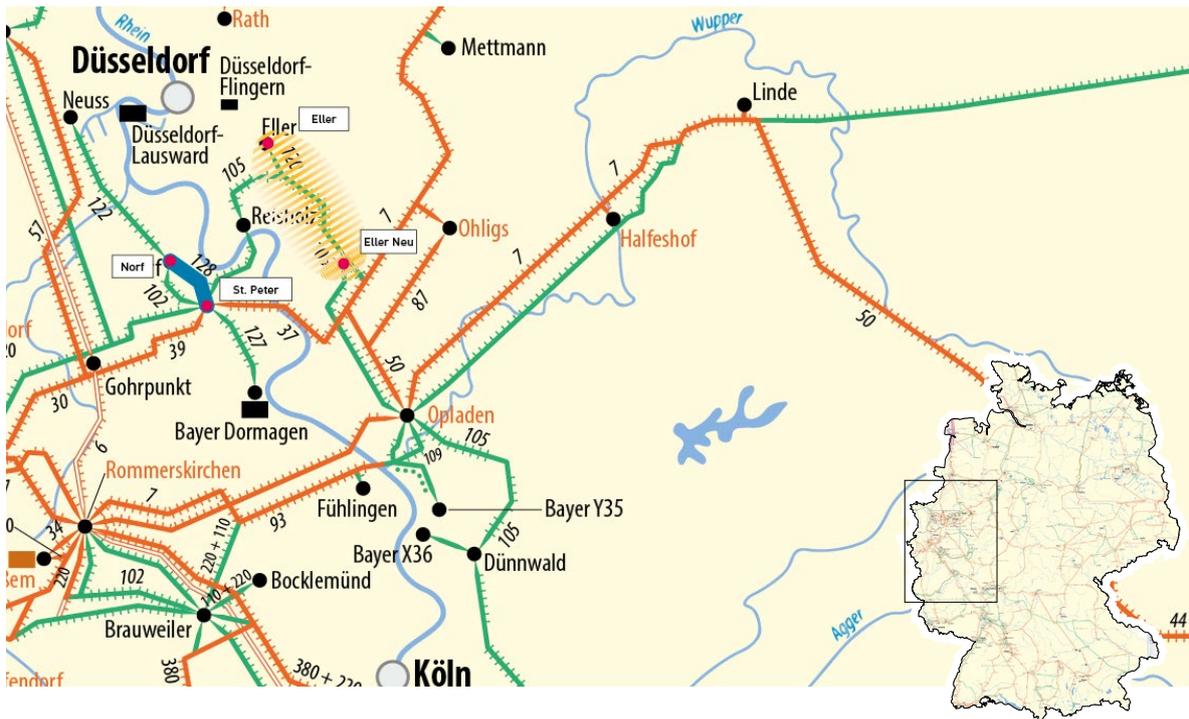
Netzplanerische Begründung

- M426: 380-kV-Umstellung Eller:**
 Zur Vermeidung von Überlastungen auf den 220-kV-Stromkreisen Eller-Ost und -West ist eine Lastverlagerung von der 220-kV-Ebene in die 380-kV-Ebene erforderlich. Diese Lastverlagerung erfordert die Umstellung der 220-kV-Anlage Eller von 220 kV auf 380 kV.



- M427: Netzverstärkung zwischen St. Peter und Norf:
Auf den 220-kV-Stromkreisen zwischen St. Peter und Norf kommt es im (n-1)-Fall zu Überlastungen. Durch den zusätzlichen 220-kV-Stromkreis werden diese Engpässe behoben. Eine Umstellung auf 380 kV ist wegen perspektivisch unveränderter Lasten und der in 220 kV vorhandenen Kundenanschlüsse nicht vorgesehen.

Das Projekt ist auch in den Szenarien für das Jahr 2035 notwendig und nachweisbar.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

P202: 380-kV-Verstärkung im Mittleren Ruhrgebiet

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion
 Nr. TYNDP 2014: –

Nr. BBPIG 2015: –

Beschreibung des geplanten Projekts

Im Rahmen der Maßnahme

- M428: Zubeseilung Hattingen – Punkt Wanne
 wird eine Zubeseilung zwischen Hattingen und Punkt Wanne vorgenommen. Am Punkt Wanne wird ein bestehendes Dreiein aufgelöst und zu zwei einzelnen Stromkreisen verschaltet, weswegen die 380-kV-Anlage Hattingen erweitert werden muss. Aufgrund der geringen verfügbaren Trassenräumen in der Region kann es erforderlich werden, dass bei Umbeseilung des 380-kV-Stromkreises bestehende 220-kV-Stromkreise demontiert werden müssen und als Folge 220-kV-Stationen auf eine 380-kV-Versorgung gestellt werden müssen. Dieser Bedarf muss im Rahmen von Detailplanungen konkretisiert werden.

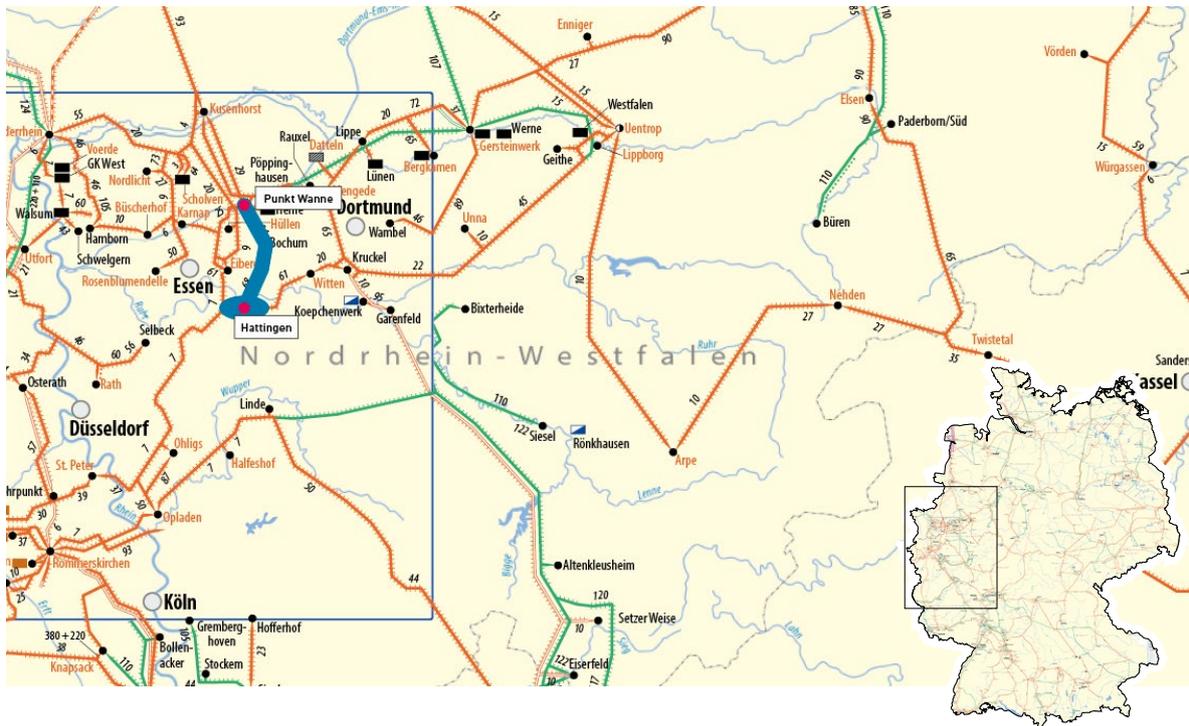
M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	erforderlich in Szenario					Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C	
						2025	2025	2025 GI	2025	2025	
M428	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/ Umbeseilung		24	2025	x	x	x	x	x	

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Die beschriebene Maßnahme führt zu einer erhöhten Übertragungskapazität sowie einer Symmetrierung der Leistungsflüsse im Ruhrgebiet und beseitigt damit Überlastungen in der betroffenen Netzregion. Das Projekt ist auch in den Szenarien für das Jahr 2035 notwendig und nachweisbar.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

P203: Region Warendorf

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion
Nr. TYNDP 2014: –

Nr. BBPIG 2015: –

Beschreibung des geplanten Projekts

Im Rahmen der Maßnahme

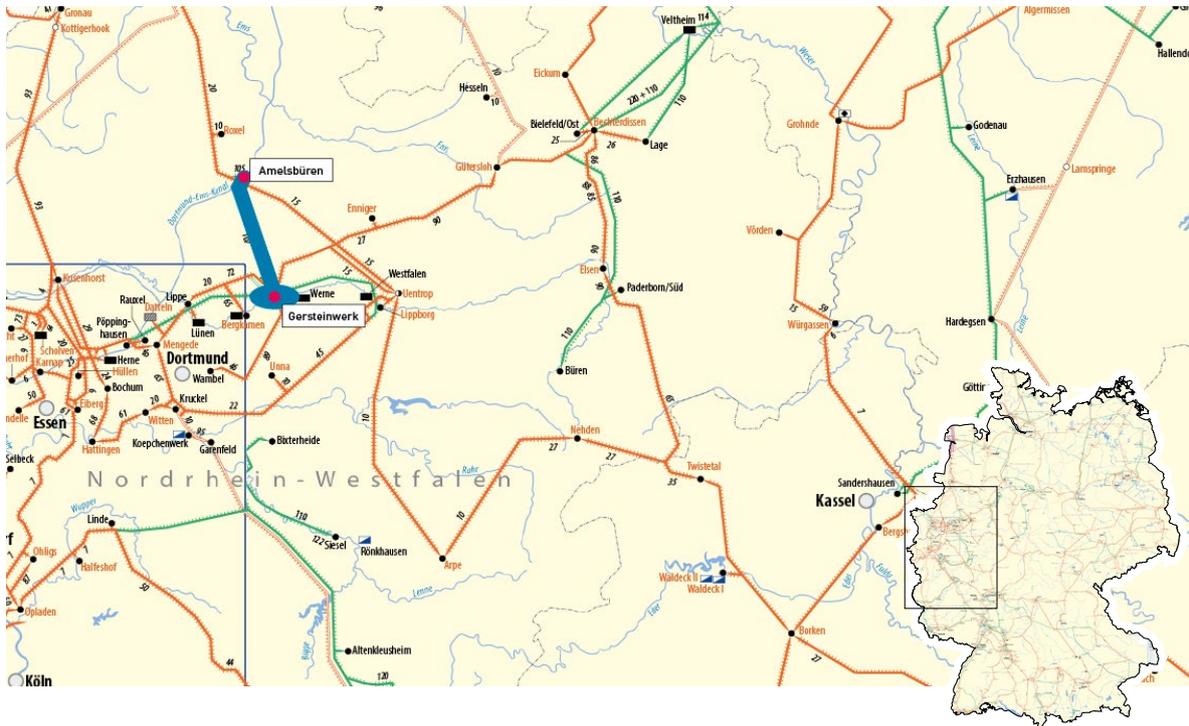
- M429: 380-kV-Umstellung Amelsbüren und Umstrukturierung Walstedde wird abschnittsweise eine Netzerweiterung zwischen den Anlagen Hanekenfähr/Roxel und Gersteinwerk durchgeführt. Die von Hanekenfähr/Roxel zum Punkt Walstedde verlaufenden Stromkreise werden im Rahmen der Maßnahme direkt an die 380-kV-Schaltanlage Gersteinwerk angeschlossen (Auflösung Dreibeine). Die 380-kV-Anlage Gersteinwerk muss hierfür erweitert werden. Im Rahmen der Maßnahme entfällt der 220-kV-Stromkreis Hanekenfähr – Amelsbüren – Gersteinwerk, weswegen die Versorgung der Schaltanlage Amelsbüren/Münster von 220 kV auf 380 kV umgestellt werden muss.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	erforderlich in Szenario					Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C	
						2025	2025	2025 GI	2025	2025	
M429	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		18	2025		x	x	x	x	

Begründung des geplanten Projekts**Netzplanerische Begründung**

Die Übertragungskapazität zwischen Hanekenfähr und Gersteinwerk ist in Hinblick auf zunehmende Nord-Süd-Transite zu erhöhen. Den Engpass bildet die Ost-West-Verbindung von Uentrop nach Gersteinwerk. Dieser Engpass wird durch die Verlagerung des Anschlusses der Stromkreise aus Hanekenfähr/Roxel weg vom Punkt Walstedde hin zu Gersteinwerk beseitigt. Das Projekt ist auch in den Szenarien für das Jahr 2035 notwendig und nachweisbar.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

P204: 380-kV-Umstellung zwischen Tiengen und Beznau

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Nr. BBPIG 2015: –

Nr. TYNDP 2014: –

Beschreibung des geplanten Projekts

Für die Maßnahme

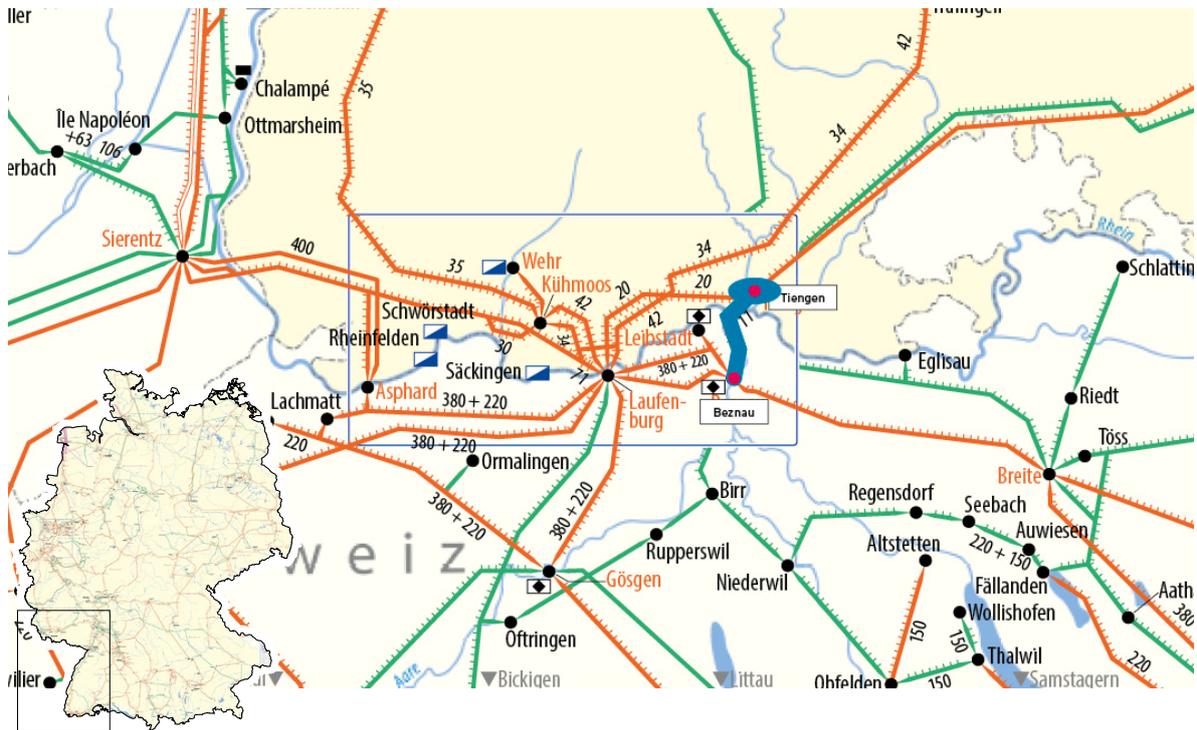
- M430: 380-kV-Umstellung zwischen Tiengen und Beznau wird zwischen der Anlage Tiengen und der Grenze zur Schweiz (Punkt Bundesgrenze (CH)) eine Leitung mit einem 220-kV- und einem 380-kV-Stromkreis durch eine Leitung mit zwei 380-kV-Stromkreisen ersetzt. Hierfür ist ein Leitungsneubau in bestehender Trasse notwendig. Die 380-kV-Schaltanlage Tiengen ist zu erweitern.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	erforderlich in Szenario					Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C	
						2025	2025	2025 GI	2025	2025	
M430	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		4	2025	x	x	x	x	x	

Begründung des geplanten Projekts**Netzplanerische Begründung**

Die Übertragungskapazität des 380-kV-Netzes in diesem Netzgebiet und insbesondere die grenzüberschreitenden Kapazitäten zwischen Deutschland und der Schweiz werden wesentlich erhöht. Hierdurch werden Überlastungen auf bestehenden Leitungen behoben. Die Netzverstärkungen wurden mit den betroffenen Netzbetreibern (VNB, ÜNB) bereits weitgehend abgestimmt. Das Projekt ist auch in den Szenarien für das Jahr 2035 notwendig und nachweisbar.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

P205: Anschluss Schwörstadt

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Nr. BBPIG 2015: –

Nr. TYNDP 2014: –

Beschreibung des geplanten Projekts

- M416: Einschleifung Eichstetten – Kühmoos
Das bestehende 220-kV-Umspannwerk wird auf 380 kV umgestellt. Zur Anbindung an die 380-kV-Ebene wird ein Stromkreis auf der bestehenden 380-kV-Trasse Eichstetten – Kühmoos verwendet und in die Anlage Schwörstadt eingeschleift. Am neuen 380-kV-Standort werden zwei neue 380/110-kV-Transformatoren aufgestellt.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	erforderlich in Szenario					Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C	
						2025	2025	2025 GI	2025	2025	
M416	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		4	2025	x	x	x	x	x	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts**Charakteristika des betroffenen Netzbereichs**

Die 220-kV-Schaltanlage Schwörstadt wird heute mit zwei Stromkreisen von der 220-kV-Sammelschiene von Kühmoos versorgt. Aufgrund des Rückbaus der 220-kV-Netzebene und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit ist es notwendig, den bestehenden Netzanschluss an der 220-kV-Schaltanlage im Umspannwerk auf 380 kV umzustellen.

Netzplanerische Begründung

Zukünftig sind höhere Leistungsflüsse und zunehmende Transite in diesem Bereich zu erwarten. Durch die Umstellung des Umspannwerks Schwörstadt von 220 kV auf 380 kV, wird eine Entlastung der 220-kV-Netzregion um Kühmoos und damit auch eine Entlastung des 220-kV-Netzes Richtung Schweiz erreicht.

Das Projekt ist auch in den Szenarien für das Jahr 2035 notwendig und nachweisbar.

Prüfung nach NOVA

Bei dieser Maßnahme wird das NOVA-Prinzip erfüllt.

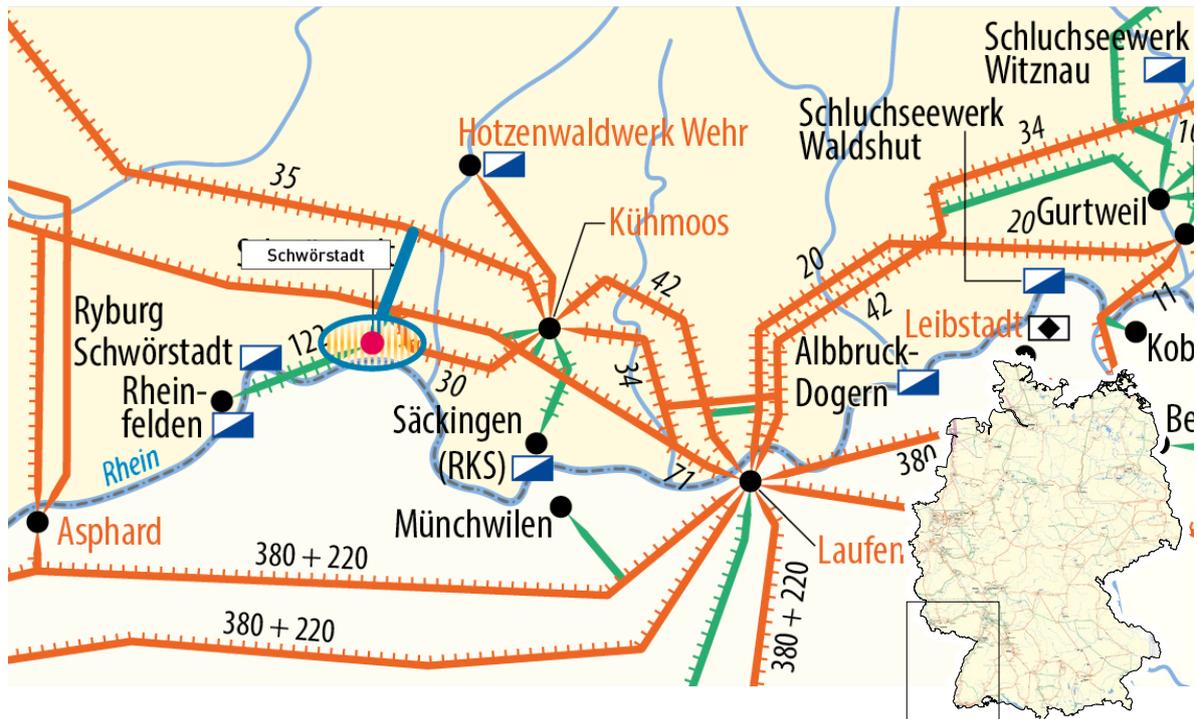
Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Die Einspeisepunkte ins Verteilernetz liegen bereits vor und werden über die bestehende 220-kV-Leitung versorgt. Die Maßnahme kann auf der bestehenden Trasse ohne weitere Rauminanspruchnahme durchgeführt werden. Die vorhandene Infrastruktur im Übertragungs- und Verteilernetz bietet keine anderweitigen in Betracht kommenden Netzverknüpfungspunkte.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt 205 wurde im NEP 2025 erstmalig identifiziert.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

P206: Hochrhein

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Nr. BBPIG 2015: –

Nr. TYNDP 2014: –

Beschreibung des geplanten Projekts

- M417: Gurtweil – Kreis Konstanz
Im Kreis Konstanz wird ein neues Umspannwerk von TransnetBW in 380/110 kV errichtet. Die Anlage übernimmt die Versorgung des Hochrheingebiets und ersetzt für die TransnetBW die beiden bestehenden 220/110-kV-Umspannwerke in Stockach und Beuren. Dementsprechend wird die 220-kV-Leitungsanlage Gurtweil – Stockach/Beuren auf 380 kV umgestellt. Zur Absicherung der Versorgung ist ein weiterer Stromkreis, der über bestehende Leitungsanlagen geführt wird, vorgesehen. In Gurtweil wird das bestehende 220/110-kV-Umspannwerk auf 380 kV umgestellt. Es sind zwei 380/110-kV-Transformatoren geplant.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetrieb- nahme	erforderlich in Szenario					Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C	
						2025	2025	2025 GI	2025	2025	
M417	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		36	2025	x	x	x	x	x	1: Vorbereitung Pla- nungs- und Genehmi- gungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts**Charakteristika des betroffenen Netzbereichs**

Die zwei Umspannwerke Stockach und Beuren der TransnetBW in der westlichen Bodenseeregion werden heute über eine 220-kV-Doppelleitung versorgt, die auf 380 kV umgestellt wird.

Netzplanerische Begründung

Im Zuge von bundesweiten Umstellung von 220 kV auf 380 kV und damit dem sukzessiven Rückbau und zunehmender Entmaschung des 220-kV-Netzes wird die Anbindung von 220-kV-Umspannwerken an das 380-kV-Netz und damit eine Umstellung der Umspannung auf 380/110 kV notwendig.

Das Projekt ist auch in den Szenarien für das Jahr 2035 notwendig und nachweisbar.

Prüfung nach NOVA

Bei dieser Maßnahme wird das NOVA-Prinzip erfüllt.

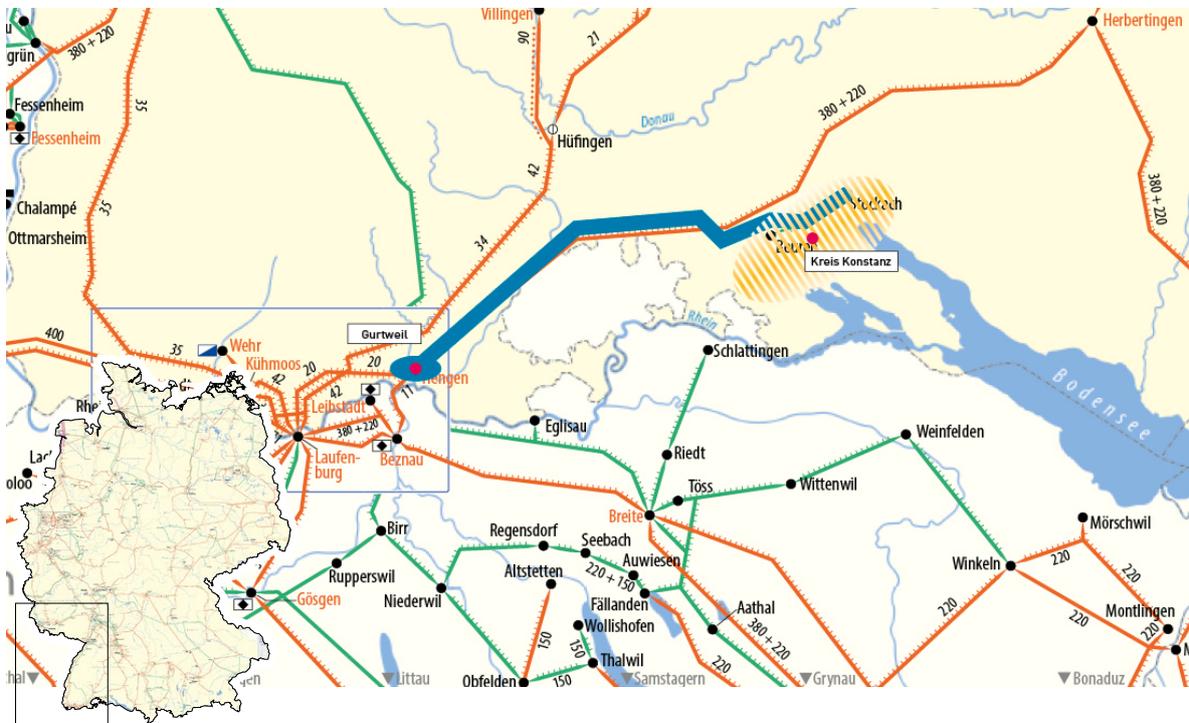
Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Die Endpunkte der Leitungen liegen aufgrund der bestehenden 220-kV-Leitungsführung bereits vor. Die Maßnahme kann auf der bestehenden Trasse ohne weitere Rauminanspruchnahme durchgeführt werden. Aufgrund des schwach ausgebauten 220-kV-Netzes bieten sich keine anderweitigen in Betracht kommenden Netzverknüpfungspunkte an.



Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt 206 wird im NEP 2025 erstmalig erwähnt.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

P210: Erhöhung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazität zwischen Deutschland und den Niederlanden (Diele – Meeden (NL))

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Nr. BBPIG 2015: –

Nr. TYNDP 2014: –

Beschreibung des geplanten Projekts

Durch die Entwicklung des europäischen Energiemarktes besteht der Bedarf an zusätzlicher grenzüberschreitender Transportkapazität zwischen Deutschland und den Niederlanden. Im Rahmen des Projekts wird der 380-kV-Interkonnektor zwischen Diele und Meeden (NL) verstärkt bzw. ausgebaut. Das Projekt enthält folgende Maßnahme:

- M433: Diele – *Bundesgrenze* (NL).
Die Maßnahme beschreibt die Ertüchtigung bzw. den Ausbau der *bestehenden* Kuppelleitung zwischen Diele und Meeden (NL).

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	erforderlich in Szenario					Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C	
						2025	2025	2025 GI	2025	2025	
M433	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		10	2025	x	x	x	x	x	

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Das Projekt dient der Erhöhung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazität. Aufgrund der Entwicklung der Erzeugungsstruktur Deutschlands und der Niederlande treten bereits heute signifikante Leistungsflüsse zwischen den beiden Ländern auf. Zukünftig wird sich der Transportbedarf zur Marktintegration neuer konventioneller Kraftwerksprojekte sowie insbesondere durch den Ausbau von Windenergieanlagen weiter erhöhen. Grenzüberschreitende Transite im Bereich Central West Europe (CWE) von Deutschland durch die Niederlande bis nach Frankreich führen seit dem Jahr 2000 zu einer Auktionierung der Übertragungskapazität an der deutsch-niederländischen Grenze. *Das Projekt ist ein Gemeinschaftsprojekt zwischen der TenneT TSO GmbH (DE) und TenneT B.V. (NL). Die TenneT TSO GmbH errichtet den Teilabschnitt von Diele bis zur niederländischen Grenze.*

Das Projekt ist auch in den Szenarien für das Jahr 2035 notwendig und nachweisbar.

Prüfung nach NOVA

Gemäß NOVA-Prinzip ist zunächst eine Ertüchtigung der vorhandenen Grenzkuppelleitung zwischen Diele und Meeden in Betracht zu ziehen. Durch Freileitungsmonitoring *wird zuerst die Stromtragfähigkeit in Abhängigkeit der Wetterbedingungen erhöht*. Um eine Stromtragfähigkeit bis zu 3.600 A je Stromkreis zu erreichen, müssten die Stromkreise neu gebaut werden.

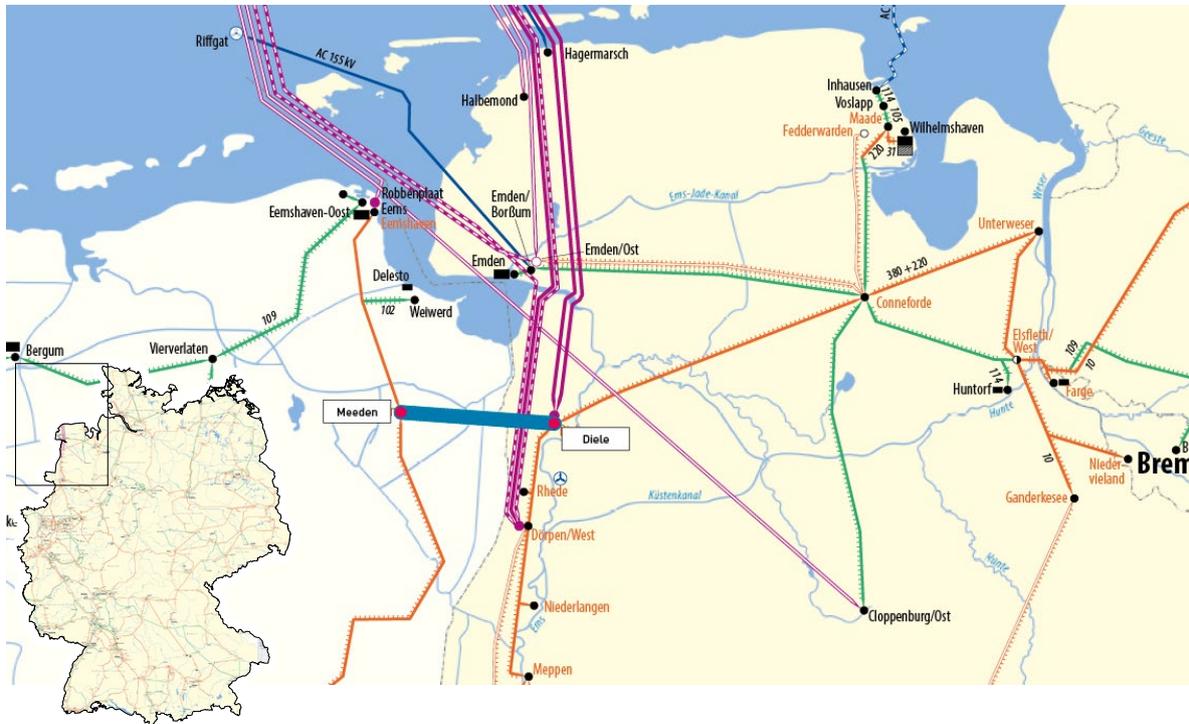
Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Anderweitige Planungsmöglichkeiten wurden nicht untersucht, da es sich bei der Verbindung zwischen Diele und Meeden um eine bereits existierende Grenzkuppelleitung handelt. Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Ertüchtigung bzw. ein Neubau dieser bestehenden Verbindung in Betracht gezogen.



Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P210 wurde im NEP 2025 erstmalig identifiziert.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

P211: Netzverstärkung zwischen Gießen und Karben

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Nr. BBPlG 2015: –

Nr. TYNDP 2014: –

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Hessens und enthält folgende Maßnahme:

- M434: Gießen/Nord – Karben

Im Rahmen der Maßnahme ist die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung zwischen Gießen/Nord und Karben vorgesehen (Netzverstärkung). Es muss detailliert geprüft werden, ob dies durch einen Neubau in bestehender Trasse erfolgen muss oder ob eine Verstärkung mittels eines Hochtemperaturleiterseils möglich ist. *Darüber hinaus müssen die Schaltanlagen in Gießen/Nord und Karben verstärkt werden (Netzverstärkung). Das Projekt knüpft direkt südlich an das Projekt 133 an.*

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	erforderlich in Szenario					Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C	
						2025	2025	2025 GI	2025	2025	
M434	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		51	2025	x	x	x	x	x	

Begründung des geplanten Projekts**Netzplanerische Begründung**

Die bestehende Leitung ist ein wesentlicher Transportkanal von Nord nach Süd. Bei Ausfall eines Stromkreises ist der parallele Stromkreis unzulässig belastet. Deshalb muss die Stromtragfähigkeit der Leitung erhöht werden.

Das Projekt ist auch in den Szenarien für das Jahr 2035 notwendig und nachweisbar.

Prüfung nach NOVA

Es muss noch geprüft werden, ob eine HTL-Beseilung der bestehenden Stromkreise möglich ist. Anderenfalls ist ein Neubau in bestehender Trasse erforderlich.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Anderweitige Planungsmöglichkeiten wurden nicht untersucht, da es sich bei der Verbindung um eine bereits existierende Leitung handelt. Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Ertüchtigung bzw. ein Neubau dieser bestehenden Verbindung in Betracht gezogen. Die zu P133 und P211 Borken – Gießen – Karben alternative Strecke Borken – Mecklar – Dipperz – Urberach wird bereits im Rahmen der Projekte 118 und 43mod verstärkt und steht insofern als Alternative nicht zur Verfügung.



Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P211 wurde im NEP 2025 erstmalig identifiziert.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

P212: Netzverstärkung zwischen Grohnde und Würgassen

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Nr. BBPIG 2015: –

Nr. TYNDP 2014: –

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Niedersachsens zwischen Grohnde und Würgassen und beinhaltet folgende Maßnahme:

- M435 Grohnde – Würgassen.
Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Ertüchtigung der Stromkreise der bestehenden 380-kV-Leitung von Grohnde nach Würgassen notwendig (Netzverstärkung). Es werden Möglichkeiten untersucht, um die Leitung von Grohnde nach Würgassen zu verstärken.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	erforderlich in Szenario					Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C	
						2025	2025	2025 GI	2025	2025	
M435	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		57	2025	x		x			

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Bei hohen Nord-Süd-Transiten (Abtransport von Offshore-Leistung) und gleichzeitigen Ost-West-Transiten (von 50Hertz nach Amprion) ergeben sich hohe Auslastungen auf den Übertragungskorridoren von TenneT. Dies führt zu einem Engpass zwischen Grohnde und Würgassen. Deshalb muss die Stromtragfähigkeit der Leitung erhöht werden.

Prüfung nach NOVA

Es muss noch geprüft werden, ob eine HTL-Beseilung der bestehenden Stromkreise möglich ist. Anderenfalls ist ein Neubau in bestehender Trasse erforderlich.

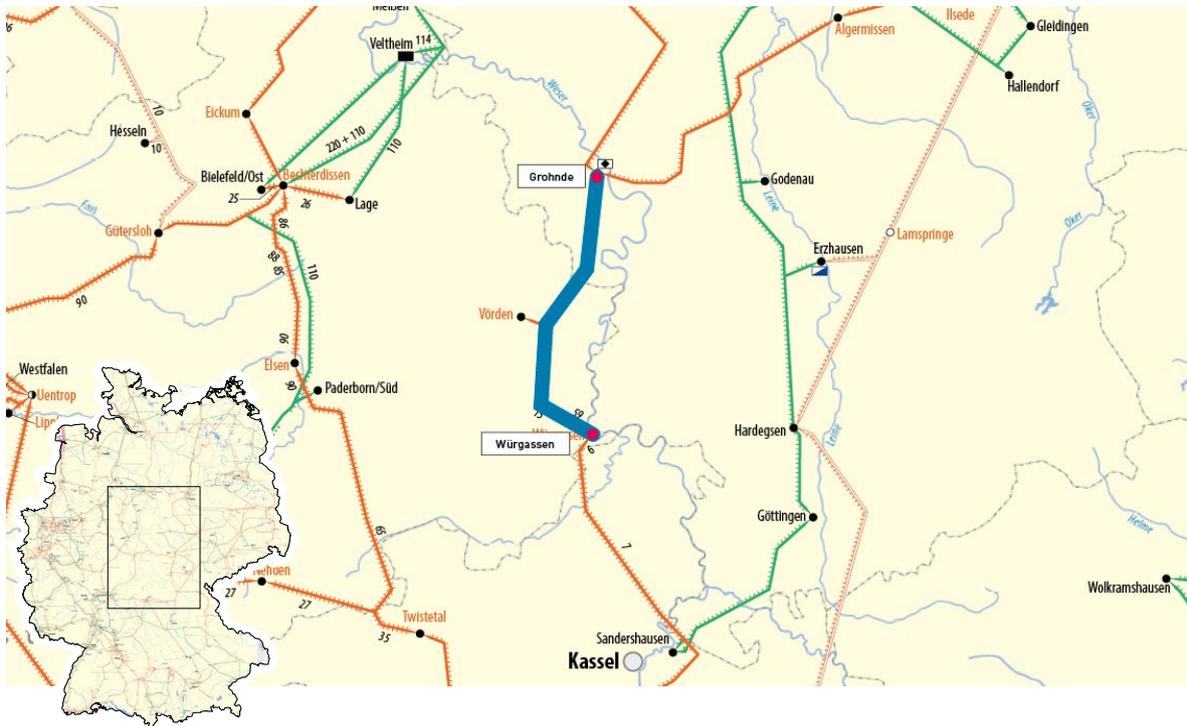
Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Anderweitige Planungsmöglichkeiten wurden nicht untersucht, da es sich bei der Verbindung um eine bereits existierende Leitung handelt. Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Ertüchtigung bzw. ein Neubau dieser bestehenden Verbindung in Betracht gezogen. Andere sinnvolle Netzverknüpfungspunkte in der Region bestehen nicht.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt 212 wurde im NEP 2025 erstmalig identifiziert.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

P214: Netzverstärkung Streumen – Röhrsdorf

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz
 Nr. TYNDP 2014: –

Nr. BBPlG 2015: –

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Sachsen.

- M453: Streumen – Röhrsdorf
 Von Streumen nach Röhrsdorf wird die bestehende 380-kV-Freileitung durch einen 380-kV-Leitungsneubau mit Hochstrombeseilung verstärkt. *Hierzu sind die 380-kV-Anlagen Streumen und Röhrsdorf zu ertüchtigen. Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung wird möglichst die bestehende Trasse genutzt. Dabei können geringe Abweichungen von der aktuellen Trasse bei der nachgelagerten Planung entstehen, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen oder bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern.*

Als Inbetriebnahmezeitraum wird 2025 anvisiert.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	erforderlich in Szenario					Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C	
						2025	2025	2025 GI	2025	2025	
M453	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		83	2025	x	x	x	x		

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Die 380-kV-Leitung Streumen – Röhrsdorf besitzt derzeit eine Übertragungskapazität von ca. 1.660 MVA pro Stromkreis. Aufgrund der vorherrschenden Hauptleistungsflussrichtung von Nord nach Süd und von Ost nach West aus dem 50Hertz-Gebiet in Richtung TenneT ist diese 380-kV-Leitung bei entsprechenden Erzeugungs- und Lastsituationen bereits heute hoch belastet. Neben dem Übertragungsbedarf an konventioneller Erzeugungsleistung muss das Projekt die stetig steigende Erzeugungsleistung aus erneuerbaren Energien aufnehmen. Die Übertragungskapazität der Leitung Streumen – Röhrsdorf ist für die gemäß Szenariorahmen zu erwartenden Übertragungsaufgaben nicht ausreichend. Ohne die 380-kV-Netzverstärkung in bestehender Trasse wird die 380-kV-Leitung Streumen – Röhrsdorf bei Ausfall eines Stromkreises dieser Leitung unzulässig hoch belastet. Bereits heute bestehen bei der Betriebsführung Engpässe in der Transportkapazität auf der 380-kV-Leitung Streumen – Röhrsdorf. Das netztechnische Ziel des Projekts ist es, durch die Erhöhung der Transportkapazität auf der 380-kV-Verbindung Streumen – Röhrsdorf einen Beitrag zur netztechnisch notwendigen Erhöhung der horizontalen Übertragungsfähigkeit im Raum Sachsen zu leisten. Die 380-kV-Leitung von Streumen nach Röhrsdorf dient insbesondere dem EE-Ferntransport sowie dem Transport von konventioneller Kraftwerksleistung aus dem Raum Sachsen über Thüringen in den Südwesten der Bundesrepublik.



Prüfung nach NOVA

Netzoptimierungen in Form von netzbezogenen Maßnahmen stehen zur Beherrschung der erwarteten Leistungsfluss- und Netzsituationen in dieser Netzregion nicht zur Verfügung. Eine weitere Reduzierung der Belastung der Verbindung von Streumen nach Röhrsdorf durch Topologieänderungen (z. B. Entmaschung in Streumen) führt nahezu direkt proportional zur Belastung der umliegenden Verbindungen. Zur Anwendung einer Netzoptimierung mittels Freileitungsmonitoring ist die bestehende 380-kV-Leitung aufgrund ihrer Bauweise nicht geeignet. Eine Netzverstärkung durch Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen scheidet ebenfalls aufgrund der Bauweise und Maststatik aus.

Das Projekt ist auch in den Szenarien für das Jahr 2035 notwendig und nachweisbar.

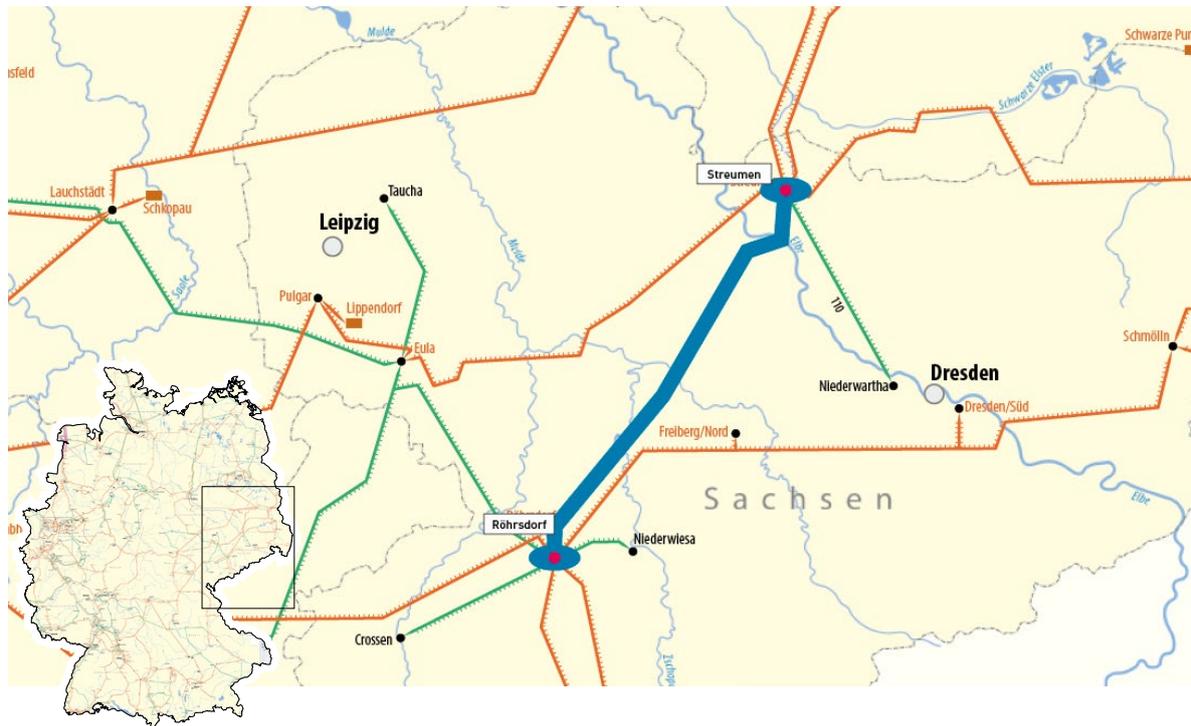
Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Zu der Maßnahme sind keine anderen Netzoptimierungen oder -verstärkungen zur Beherrschung der erwarteten Leistungsfluss- und Netzsituationen in dieser Netzregion möglich, da für die ebenfalls hoch *belastete, benachbarte 220-kV-Leitung* Eula – Röhrsdorf (P218) und *380-kV-Leitung* Pulgar – Vieselbach (P38) bereits Erhöhungen der Stromtragfähigkeit geplant sind. Eine weitere Verstärkung dieser Leitungen würde zu einer erhöhten Rauminanspruchnahme führen, was im Rahmen des NOVA-Prinzips nicht darstellbar ist.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt 214 wurde im NEP 2015 erstmals identifiziert.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

P215: Netzverstärkung Bentwisch – Güstrow

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz
 Nr. TYNDP 2014: –

Nr. BBPIG 2015: –

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Mecklenburg-Vorpommern.

- M454: Bentwisch – Güstrow
 Von Bentwisch nach Güstrow wird eine neue 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung im bestehenden 220-kV-Trassenraum errichtet. Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung wird möglichst die bestehende Trasse genutzt. Dabei können geringe Abweichungen von der aktuellen Trasse bei der nachgelagerten Planung entstehen, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen oder bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern. Die 380-kV-Anlagen in Bentwisch und Güstrow sind dafür zu erweitern sowie ein 380/220-kV-Netzkuppler in Bentwisch vorzusehen. Die Umspannwerke Bentwisch und Güstrow werden zudem für die Aufnahme von EE-Einspeisungen in der Region durch 380/110-kV-Transformatoren erweitert (s. NEP 2014, P127 Nr. 01 und 30).

Als Inbetriebnahmezeitraum wird 2025 anvisiert.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	erforderlich in Szenario					Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C	
						2025	2025	2025 GI	2025	2025	
M454	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		36	2025	x	x	x	x	x	

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Die 220-kV-Leitung Bentwisch – Güstrow besitzt derzeit eine geringe Übertragungskapazität von ca. 460 MVA pro Stromkreis. Gemäß Szenariorahmen ist über die Umspannwerke Lüdershagen und Bentwisch eine EE-Leistung von rund 350 MW in B 2025 angeschlossen. Darüber hinaus werden am Standort Bentwisch in B1 und B2 2025 rund 340 MW EE-Leistung aus Offshore-Windenergie zusammen mit dem Interkonnektor Kriegers Flak Combined Grid Solution (P64) angeschlossen. Die bestehende 220-kV-Leitung Bentwisch – Güstrow besitzt somit für die zu erwartenden Übertragungsaufgaben eine zu geringe Übertragungskapazität. Zur Erhöhung der Übertragungskapazität muss folglich die Spannungsebene auf 380 kV erhöht und die Leitung neu errichtet werden. Ohne den Neubau in bestehendem Trassenraum wird die 220-kV-Leitung Bentwisch – Güstrow bei Ausfall eines Stromkreises dieser Leitung unzulässig hoch belastet. Die Notwendigkeit eines darüber hinausgehenden 380-kV-Neubaus zwischen Lubmin über Lüdershagen und Bentwisch nach Güstrow wurde in der „Netzstudie Mecklenburg- Vorpommern“, welche am 31.05.2013 veröffentlicht wurde, durch die Universität Rostock bestätigt.



Weiterhin ist darauf hinzuweisen, dass bereits heute kritische Betriebssituationen bei Störungen im Wartungsfall auf der 380-kV-Leitung Bentwisch – Güstrow auftreten können. In diesen besteht keine 380-kV-Verbindung mehr zwischen der HGÜ KONTEK, den Offshore-Windparks Baltic 1 und 2 sowie dem Kraftwerk Rostock mit dem 380-kV-Netz der 50Hertz-Regelzone. Dies führt durch die parallele 220- und 110-kV-Netzstruktur zu sehr hohen Belastungen in der HöS/HS-Umspannungsebene und der 110-kV-Netzebene des regionalen Verteilernetzbetreibers. Durch die zunehmende EE-Entwicklung im Rahmen der Szenarien des NEP 2025 sowie dem zwischenzeitlich erfolgten Anschluss des Offshore-Windparks Baltic 2 und des künftigen Anschlusses des Interkonnektors Kriegers Flak Combined Grid Solution werden künftig unzulässig hohe Belastungen im Bereich Bentwisch – Güstrow erreicht, die eine Netzverstärkung erforderlich machen.

Prüfung nach NOVA

Eine Reduzierung der Auslastung durch Topologieänderungen führt zu weiteren Spannungsproblemen und Überlastungen in unterlagerten Netzen sowie zur weiteren Verschlechterung der Netz- und Versorgungssicherheit im Raum Bentwisch. Da diese Probleme bereits beim heutigen EE-Ausbau auftreten, stellt diese Option keine nachhaltige Lösung dar. Die zu ersetzende 220-kV-Leitung Bentwisch – Güstrow wurde 1981-84 nach den technischen Normen, Gütevorschriften und Lieferbedingungen (TGL) der ehemaligen DDR errichtet. Zur Anwendung einer Netzoptimierung mittels Freileitungsmonitoring ist die bestehende 220-kV-Leitung aufgrund ihrer Spannungsebene sowie der Bauweise nicht geeignet. Konstruktive Veränderungen der bestehenden Masten sind nach aktuellen DIN-Vorschriften durchzuführen. Eine Netzverstärkung durch Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen würde die bestehende Mastkonstruktion nach DIN-Norm einer unzulässigen mechanischen Beanspruchung aussetzen. Aus diesem Grund machen derartige Netzverstärkungen einen Neubau der Masten erforderlich. Die Erhöhung der Übertragungsspannung von 220 kV auf 380 kV stellt daher einen nachhaltigen Ansatz dar.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Zur Maßnahme 454 sind keine anderen Netzoptimierungen oder -verstärkungen möglich, die wirtschaftliche oder netztechnische Alternativen darstellen. Die gemäß Szenariorahmen erwartete installierte EE-Leistung und insbesondere die Einspeisungen der Onshore- und Offshore-Windenergie sowie des geplanten Interkonnektors können in der Region nur über eine Netzverstärkung mittels 380-kV-Neubau der bestehenden 220-kV-Leitung Bentwisch – Güstrow abgeführt werden.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt 215 wurde im NEP 2025 erstmals identifiziert.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

P216: Netzverstärkung Güstrow – Jördenstorf – Siedenbrünzow – Iven – Lubmin – Pasewalk/Nord – Pasewalk

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Nr. BBPlG 2015: –

Nr. TYNDP 2014: –

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Mecklenburg-Vorpommern.

- M455: Güstrow – Jördenstorf – Siedenbrünzow – Iven – Lubmin – Pasewalk/Nord – Pasewalk
Von Güstrow über Jördenstorf, Siedenbrünzow, Iven, Lubmin und Pasewalk/Nord nach Pasewalk wird eine neue 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung im bestehenden 220-kV-Trassenraum errichtet. *Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung wird möglichst die bestehende Trasse genutzt.* Dabei können geringe Abweichungen von der aktuellen Trasse bei der nachgelagerten Planung entstehen, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen oder bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern. Die 380-kV-Anlagen in Güstrow, Siedenbrünzow und Lubmin sowie die in Zusammenhang mit P36 geplante 380-kV-Anlage in Pasewalk sind zu erweitern. Weiterhin ist eine 380-kV-Anlage am heutigen 220-kV-Anlagenstandort Iven sowie an den geplanten Standorten Jördenstorf (s. NEP 2014, P127 Nr. 20, neue Anlage mit 380/110-kV-Transformator, temporär mit 220/110 kV) und Pasewalk/Nord (s. NEP 2014, P127 Nr. 14, neue Anlage mit 380/110-kV-Transformator, Windpark-Anschluss, temporär mit 220/110 kV) zu errichten.

Als Inbetriebnahmezeitraum wird 2025 anvisiert.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	erforderlich in Szenario					Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C	
						2025	2025	2025 GI	2025	2025	
M455	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		197	2025				x	x	

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Die 220-kV-Leitung Güstrow – Pasewalk besitzt derzeit eine geringe Übertragungskapazität von ca. 410 MVA pro Stromkreis. Gemäß Szenariorahmen ist allein über das aktuell geplante Umspannwerk Pasewalk/Nord eine EE-Leistung von 400 MW (Netzanschluss eines Windparks) in B1 und B2 2025 angeschlossen. Zudem werden die bestehenden Leitungen durch die Übertragung von Windenergie aus der Uckermark in Richtung Westen (Güstrow) bzw. in Richtung Polen (Kuppelleitung Vierraden – Krajnik; 50HzT-003) zusätzlich belastet. Die Fortführung der Uckermarkleitung (Neuenhagen – Vierraden – Bertikow [50HzT-003]) zwischen Bertikow und Pasewalk (P36, M21) sowie die Netzverstärkung im Abschnitt von Pasewalk über Pasewalk/Nord nach Lubmin (P216) schafft eine leistungsstarke Nord-Süd-Verbindung im nordöstlichen Bereich der 50Hertz-Regelzone. Diese ist auch Voraussetzung, um einen netztechnisch vorteilhaften flexiblen Einsatz der Phasenschiebertransformatoren im UW Vierraden (50HzT-P128) zu ermöglichen. Für die gemäß Szenariorahmen zu erwartenden Onshore-Windeinspeisungen übersteigt der Übertragungsbedarf die Übertragungskapazität der 220-kV-Leitungen deutlich. Ohne den 380-kV-Neubau Güstrow – Jördenstorf – Siedenbrünzow – Iven – Lubmin – Pasewalk/Nord – Pasewalk im bestehenden Trassenraum wird die bestehende 220-kV-Leitung bei



Ausfall eines Stromkreises dieser Leitung unzulässig hoch belastet. Bereits heute können kritische Betriebs-situationen bei Störungen im Wartungsfall auf der 220-kV-Leitung Pasewalk – Bertikow – Vierraden auftreten. In diesen Betriebssituationen sind die Umspannwerke Pasewalk bzw. Bertikow nur noch über den 380/220-kV-*Netzkuppler* in Güstrow mit dem 380-kV-Netz der 50Hertz-Regelzone verbunden. Dies kann im 220-kV-Netz zu Spannungen im betrieblichen und planerischen Grenzbereich führen. Diese Problematik wird künftig, durch die gemäß Szenariorahmen des NEP 2025 weiter zunehmende EE-Einspeisung und die dadurch notwendig wer-denden Netzverstärkungen 50HzT-003 „380-kV-Netzumstellung Uckermark Süd“ und P36 M21 „Bertikow – Pasewalk“, verstärkt auftreten. Dadurch werden unzulässige Spannungen erreicht, die außerdem eine voll-ständige 380-kV-Einbindung erforderlich machen. Die Realisierung der Maßnahme P216 Güstrow – Jördenstorf – Siedenbrünzow – Iven – Lubmin – Pasewalk/Nord – Pasewalk führt zu einer deutlichen Verbesse-rung dieser Situation. *Mit dem UW Jördenstorf, gelegen zwischen dem UW Güstrow und dem UW Siedenbrünzow, entsteht zukünftig ein neuer Netzverknüpfungspunkt zwischen dem Übertragungs- und Verteilnetz in Mecklen-burg-Vorpommern. Weiterhin dient die Maßnahme P216 der besseren Anbindung der beiden Offshore-Netzanbin-dungssysteme OST-B-1 und OST-B-2 an das Onshore-Netz. Diese ermöglichen die Netzanbindung von Offshore-Windparks in den Clustern 1, 2 und 4 in der Ostsee an den Netzverknüpfungspunkt Lubmin (s. O-NEP).*

Prüfung nach NOVA

Zum Projekt P216 sind keine anderen Netzoptimierungen oder -verstärkungen möglich, die wirtschaftliche oder netztechnische Alternativen darstellen. Die gemäß Szenariorahmen erwartete installierte EE-Leistung, insbesondere die Onshore- und Offshore-Windenergie, kann in der Region nur durch die Einbindung in das 380-kV-Netz abgeführt werden, da keine parallelen 220-kV-Verbindungen vorhanden sind. Eine Reduzierung der Auslastung durch Topologieänderungen (z. B. Netzentmaschung in Pasewalk) führt zur Verbesserung der Lage, kann aber die Überlastungen nicht vollends heilen. Weitere Topologieänderungen führen zu Spannungs-problemen auf der bestehenden 220-kV-Verbindung. Da die Probleme in der Spannungshaltung bereits beim heutigen EE-Ausbau auftreten, stellt diese Option keine nachhaltige Lösung dar. Zur Anwendung einer Netzop-timierung mittels Freileitungsmonitoring *ist die bestehende 220-kV-Leitung* Güstrow – Pasewalk aufgrund ihrer Spannungsebene sowie der Bauweise nicht geeignet. Eine Netzverstärkung durch Umbeseilung mit Hochtem-peraturleiterseilen scheidet ebenfalls aufgrund der Spannungsebene bzw. Bauweise und Maststatik aus. Die zu *ersetzende 220-kV-Leitung* Güstrow – Pasewalk wurden 1962-64 nach den technischen Normen, Gütevorschrif-ten und Lieferbedingungen (TGL) der ehemaligen DDR errichtet. Konstruktive Veränderungen der bestehenden Masten sind nach aktuellen DIN-Vorschriften durchzuführen. Eine Netzverstärkung durch Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen würde die bestehende Mastkonstruktion nach DIN-Norm einer unzulässigen me-chanischen Beanspruchung aussetzen. Aus diesem Grund machen derartige Netzverstärkungen einen Neubau der Masten erforderlich. Die mit der Netzstrukturänderung einhergehende Erhöhung der Übertragungsspan-nung von 220 kV auf 380 kV stellt daher einen nachhaltigen Ansatz dar. Das Projekt ist im CO₂-Szenario in 2035, B2 2035, ebenfalls nachweisbar und notwendig.

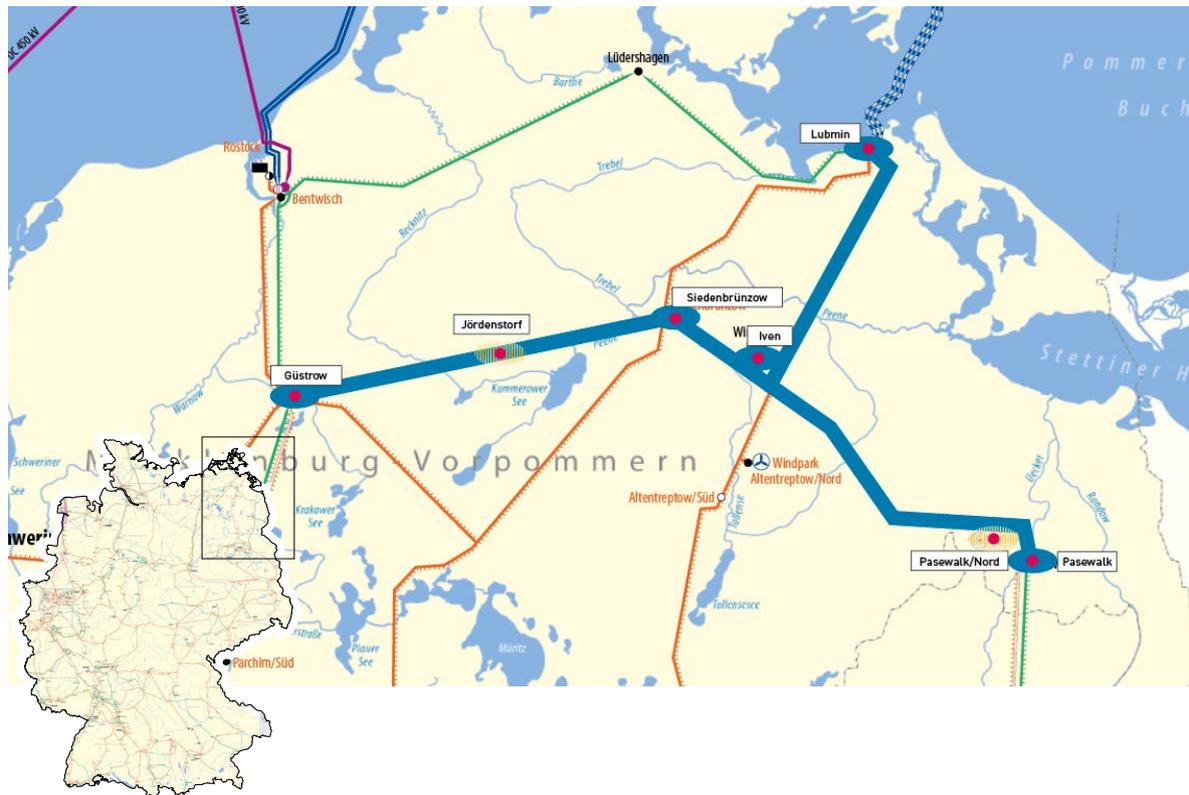
Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Anderweitige Planungsmöglichkeiten kommen nicht in Betracht. Diese würden dem NOVA-Prinzip widerspre-chen, da keine anderweitigen parallelen Trassen existieren, die die Übertragungsaufgaben übernehmen könn-ten.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt 216 wurde im NEP 2025 erstmals identifiziert.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

P217: Netzverstärkung Jessen/Nord – Ragow

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Nr. BBPlG 2015: –

Nr. TYNDP 2014: –

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Brandenburg.

- *M456: Jessen/Nord – Ragow*

Die bestehende 380-kV-Leitung Ragow – Schönwalde – Lauchstädt ist im Abschnitt von Ragow über Schönwalde nach Jessen/Nord durch eine Neubauleitung mit Hochstrombeseilung in bestehender Trasse zu verstärken. *Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue* Leitung wird möglichst die bestehende Trasse genutzt. Dabei können geringe Abweichungen von der aktuellen Trasse bei der nachgelagerten Planung entstehen, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen oder bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern. Die 380-kV-Anlage Ragow muss entsprechend erweitert werden. Am Standort Jessen/Nord wird die geplante 380-kV-Anlage (s. NEP 2014, P127 Nr. 13, 380/110-kV-Transformatoren) bereits hochstromfähig errichtet. Die Umspannwerke Ragow und Schönwalde werden zudem für die Aufnahme von EE-Einspeisungen in der Region durch 380/110-kV-Transformatoren erweitert (s. NEP 2014, P127 Nr. 04 und 05).

Als Inbetriebnahmezeitraum wird 2025 anvisiert.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	erforderlich in Szenario					Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C	
						2025	2025	2025 GI	2025	2025	
M456	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		74	2025				x		

Begründung des geplanten Projekts**Netzplanerische Begründung**

Die 380-kV-Leitung (Lauchstädt –) Jessen/Nord – Ragow wird durch hohe Leistungsflüsse von Ost nach West sehr stark belastet. Der hohe Übertragungsbedarf entsteht vor allem durch die stetig steigende Erzeugungslleistung aus erneuerbaren Energien. Die geplante 380-kV-Anlage Jessen/Nord wird als vertikale Punktmaßnahme mit 380/110-kV-Transformation vorrangig für die Aufnahme von erneuerbaren Energien aus dem regionalen Verteilernetz errichtet. Zudem wird durch ihre Einbindung der im Nahbereich in Ost-West-Richtung verlaufenden beiden 380-kV-Doppelleitungen von Ragow nach Wolmirstedt und nach (Schönwalde -) Lauchstädt in Jessen/Nord eine „Stromdrehzscheibe“ zur flexiblen und netztechnisch vorteilhaften Verschaltung der 380-kV-Stromkreise geschaffen (horizontale Punktmaßnahme).

Die bestehende und zu verstärkende Leitung weist eine Übertragungsfähigkeit von 1.700 MVA pro Stromkreis auf. Die Übertragungskapazität im Leitungsabschnitt Jessen/Nord – Ragow ist für die gemäß Szenariorahmen zu erwartenden Übertragungsaufgaben nicht ausreichend. Ohne den Neubau in bestehender Trasse wird die entstehende 380-kV-Leitung Jessen/Nord – Ragow bei Ausfall eines Stromkreises dieser Leitung unzulässig hoch belastet.



Das netztechnische Ziel des Projekts ist es, durch die Erhöhung der Übertragungskapazität auf dieser Leitung einen Beitrag zur netztechnisch notwendigen Erhöhung der horizontalen Übertragungsfähigkeit im Raum Brandenburg zu leisten. Die verstärkte 380-kV-Leitung von Jessen/Nord über Schönewalde nach Ragow dient insbesondere dem EE-Ferntransport aus dem Raum Brandenburg über Sachsen-Anhalt in den Südwesten der Bundesrepublik.

Prüfung nach NOVA

Zur Optimierung der bestehenden Infrastruktur wird derzeit das 380/110-kV-Umspannwerk Jessen/Nord errichtet. Dieses ermöglicht durch seine Netzeinbindung eine flexible und bessere Ausnutzung der Übertragungskapazität der im Nahbereich Jessen/Nord vorhandenen beiden Doppelleitungen (4 Stromkreise). Weitere alternative Optimierungen zur Maßnahme 456 sind zur Beherrschung der erwarteten Leistungsfluss- und Netzsituationen in dieser Netzregion nicht möglich, da in der vorherrschenden Hauptleistungsflussrichtung von Ost nach West/Südwest keine weiteren parallelen 380-kV- bzw. 220-kV-Verbindungen vorhanden sind, die dafür in Frage kommen. Eine Reduzierung der Belastung der Verbindung von Jessen/Nord nach Ragow durch Topologieänderungen führt lediglich zu einer nicht ausreichenden Reduzierung der Leitungsbelastung. Zur Anwendung einer Netzoptimierung mittels Freileitungsmonitoring ist die bestehende 380-kV-Leitung im Abschnitt Jessen/Nord – Ragow aufgrund ihrer Bauweise nicht geeignet. Eine Netzverstärkung durch Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen wird geprüft.

Das Projekt 217 ist im CO₂-Szenario 2035, B2 2035, ebenfalls nachweisbar und notwendig.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Zu der Maßnahme 456 sind keine anderen Netzoptimierungen oder -verstärkungen zur Beherrschung der erwarteten Leistungsfluss- und Netzsituationen in dieser Netzregion möglich. Die ebenfalls im Umspannwerk Jessen/Nord eingebundene Leitung Ragow – Wolmirstedt trägt bereits zur Entlastung bei, ist jedoch im betrachteten Planungshorizont nicht mehr ausreichend.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt 217 wurde im NEP 2025 erstmals identifiziert.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

P218: Netzverstärkung Weida – Eula – Röhrsdorf

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Nr. BBPIG 2015: –

Nr. TYNDP 2014: –

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt 218 Weida – Eula – Röhrsdorf dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Sachsen, Sachsen-Anhalt und Thüringen. Dazu ist die bestehende 220-kV-Leitung Weida – Eula – Röhrsdorf durch eine 380-kV-Neubauleitung zu ersetzen. *Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue* Leitung wird die bestehende Trasse möglichst genutzt. Dabei können geringe Abweichungen von der aktuellen Trasse bei der nachgelagerten Planung entstehen, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen oder bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern.

Die 380-kV-Anlagen Weida, Eula und Röhrsdorf müssen entsprechend erweitert werden.

Als Inbetriebnahmezeitraum wird 2025 anvisiert.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	erforderlich in Szenario					Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C	
						2025	2025	2025 GI	2025	2025	
M457	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		119	2025				x		

Begründung des geplanten Projekts**Netzplanerische Begründung**

Für die erforderlichen Leistungstransporte aus Sachsen und dem südlichen Sachsen-Anhalt über Thüringen in die Lastzentren nach Süddeutschland wird eine Erhöhung der Übertragungskapazität in der betreffenden Netzregion benötigt. Die Maßnahme Weida – Eula – Röhrsdorf setzt damit nahtlos an die BBPIG-Maßnahme P39 Röhrsdorf – Weida – Remptendorf an und bestätigt die Notwendigkeit der Maßnahmen von Thüringen nach Bayern (P44 bzw. P44mod). Besonders durch hohe Leistungsflüsse von Ost nach Südwest, verursacht durch die stetig steigende Erzeugungsleistung aus erneuerbaren Energien, ist die derzeitige Übertragungsleistung von 410 MVA pro Stromkreis auf der 220-kV-Leitung Weida – Eula – Röhrsdorf nicht mehr ausreichend. Gleiches trifft auf die parallel verlaufende 380-kV-Leitung Pulgar – Vieselbach (P38) zu. Diese ist bereits als hochstromfähige 380-kV-Leitung im Zielnetz ausgewiesen und besitzt dann eine Übertragungsfähigkeit von ca. 2.300 MVA pro Stromkreis. Die bestehende 220-kV-Leitung Weida – Eula – Röhrsdorf besitzt somit für die zu erwartenden Übertragungsaufgaben eine zu geringe Übertragungskapazität. Zur Erhöhung der Übertragungskapazität muss folglich die Spannungsebene der 220-kV-Leitung auf 380 kV erhöht und die Leitung in bestehender Trasse neu errichtet werden. Ohne den Neubau in bestehender Trasse (Netzverstärkung) wird die 380-kV-Leitung Pulgar – Vieselbach bei Ausfall eines Stromkreises dieser Leitung unzulässig hoch belastet. Ziel der Maßnahme ist es, die Übertragungskapazität in Sachsen, Sachsen-Anhalt und Thüringen weiter zu stärken und einen weitgehend engpassfreien Nord-Süd- und Ost-West-Leistungsfluss zu erreichen.



Prüfung nach NOVA

Netzoptimierungen in Form von netzbezogenen Maßnahmen stehen zur Beherrschung der erwarteten Leistungsfluss- und Netzsituationen in dieser Netzregion nicht zur Verfügung. Eine Reduzierung der Auslastung durch Topologieänderungen (z. B. Netzentmaschung in Eula) führt zwar zur Verbesserung, kann aber die unzulässig hohen Leitungsbelastungen nicht vollends heilen. Zur Anwendung einer Netzoptimierung mittels Freileitungsmonitoring sind die bestehenden 220-kV-Leitungen Weida – Eula – Röhrsdorf aufgrund ihrer Spannungsebene sowie der Bauweise nicht geeignet. Eine Netzverstärkung durch Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen scheidet ebenfalls aufgrund der Spannungsebene bzw. Bauweise und Maststatik aus. Die zu ersetzenden 220-kV-Leitungen Weida – Eula – Röhrsdorf wurden 1950-69 nach den technischen Normen, Gütevorschriften und Lieferbedingungen (TGL) der ehemaligen DDR errichtet. Konstruktive Veränderungen der bestehenden Masten sind nach aktuellen DIN-Vorschriften durchzuführen. Eine Netzverstärkung durch Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen würde die bestehende Mastkonstruktion nach DIN-Norm einer unzulässigen mechanischen Beanspruchung aussetzen. Aus diesem Grund machen derartige Netzverstärkungen einen Neubau der Masten erforderlich. Die mit der Netzstrukturänderung einhergehende Erhöhung der Übertragungsspannung von 220 kV auf 380 kV stellt daher einen nachhaltigen Ansatz dar.

Das Projekt ist im CO₂-Szenario 2035, B2 2035, ebenfalls nachweisbar und notwendig.

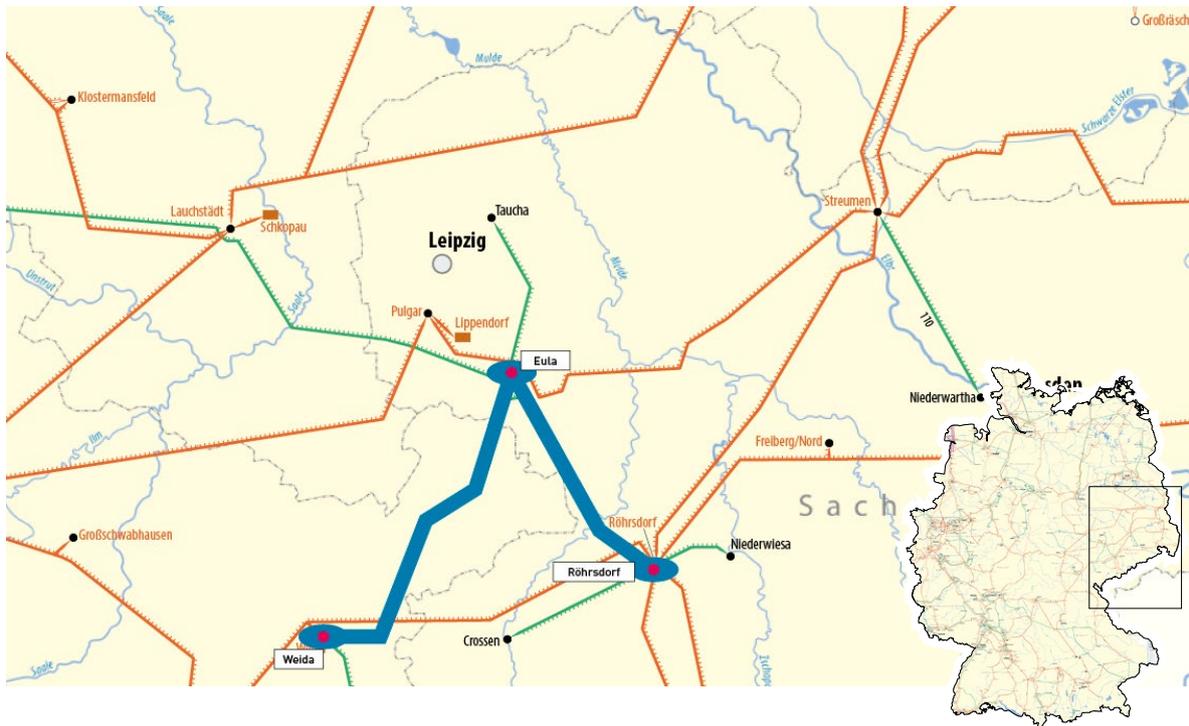
Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Zu der Maßnahme P218 M457 sind keine anderen Netzoptimierungen oder -verstärkungen zur Beherrschung der erwarteten Leistungsfluss- und Netzsituationen in dieser Netzregion möglich, da für die ebenfalls hoch belasteten, benachbarten Leitungen Streumen – Röhrsdorf (P214), Pulgar – Vieselbach (P38) und Röhrsdorf – Remptendorf (P39) bereits Erhöhungen der Stromtragfähigkeit geplant sind. Eine weitere Verstärkung dieser Leitungen würde zu einer erhöhten Rauminanspruchnahme führen, was im Rahmen des NOVA-Prinzips nicht darstellbar ist.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt 218 wurde im NEP 2025 erstmals identifiziert.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

P219: Netzverstärkung Jessen/Nord – Marke – Lauchstädt

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz
 Nr. TYNDP 2014: –

Nr. BBPIG 2015: –

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen den Bundesländern Brandenburg und Sachsen-Anhalt.

- *M458: Jessen/Nord – Marke – Lauchstädt*

Die bestehende 380-kV-Leitung zwischen den Standorten Jessen/Nord, Marke und Lauchstädt *ist* durch eine Neubauleitung mit Hochstrombeseilung in bestehender Trasse zu verstärken. *Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue* Leitung wird *möglichst* die bestehende Trasse genutzt. Dabei können geringe Abweichungen von der aktuellen Trasse bei der nachgelagerten Planung entstehen, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen oder bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern.

Die 380-kV-Anlagen Jessen/Nord, Marke und Lauchstädt müssen entsprechend erweitert werden. Am Standort Jessen/Nord wird die geplante Anlage bereits hochstromfähig errichtet. Das Umspannwerk Marke wird zudem für die Aufnahme von EE-Einspeisungen in der Region durch 380/110-kV-Transformatoren erweitert (s. NEP 2014, P127 Nr. 27).

Als Inbetriebnahmezeitraum der Maßnahme wird 2025 anvisiert.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	erforderlich in Szenario					Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C	
						2025	2025	2025 GI	2025	2025	
M458	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		147	2025				x		

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Die 380-kV-Leitung Jessen/Nord – Marke – Lauchstädt wird durch hohe Leistungsflüsse von Ost nach West sehr stark belastet. Der hohe Übertragungsbedarf entsteht vor allem durch die stetig steigende Erzeugungsleistung aus erneuerbaren Energien. Die Anlage Jessen/Nord wird als vertikale Punktmaßnahme mit 380/110-kV-Transformation vorrangig für die Aufnahme von erneuerbaren Energien aus dem regionalen Verteilernetz errichtet. Zudem wird durch ihre Einbindung der im Nahbereich in Ost-West-Richtung verlaufenden beiden 380-kV-Doppelleitungen von Ragow nach Wolmirstedt und nach (Schönnewalde -) Lauchstädt in Jessen/Nord eine „Stromdrehscheibe“ zur flexiblen und netztechnisch vorteilhaften Verschaltung der 380-kV-Stromkreise geschaffen (horizontale Punktmaßnahme). Die bestehende Leitung weist eine Übertragungsfähigkeit von 1.700 MVA pro Stromkreis auf. Die Übertragungskapazität der Leitung Jessen/Nord – Marke – Lauchstädt ist für die gemäß Szenariorahmen zu erwartenden Übertragungsaufgaben nicht ausreichend. Ohne den Neubau in bestehender Trasse wird die 380-kV-Leitung Jessen/Nord – Marke – Lauchstädt bei Ausfall eines Stromkreises dieser Leitung unzulässig hoch belastet. Das netztechnische Ziel des Projekts ist es, durch die Erhöhung der Übertragungskapazität auf dieser Leitung einen Beitrag zur netztechnisch notwendigen Erhöhung der horizontalen Übertragungsfähigkeit zwischen Brandenburg und Sachsen-Anhalt zu leisten.



Die 380-kV-Leitung von Jessen/Nord *über Marke* nach Lauchstädt dient insbesondere dem EE-Ferntransport aus dem Raum Brandenburg über Sachsen-Anhalt in den Südwesten der Bundesrepublik.

Prüfung nach NOVA

Eine Reduzierung der Belastung der Verbindung von Jessen/Nord nach Lauchstädt durch Topologieänderungen führt lediglich zu einer nicht ausreichenden Reduzierung der Leitungsbelastung. Zur Anwendung einer Netzoptimierung mittels Freileitungsmonitoring ist die bestehende 380-kV-Leitung Jessen/Nord – Marke – Lauchstädt aufgrund ihrer Bauweise nicht geeignet. Eine Netzverstärkung durch Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen wird geprüft.

Das Projekt ist im CO₂-Szenario 2035, B2 2035, ebenfalls nachweisbar und notwendig.

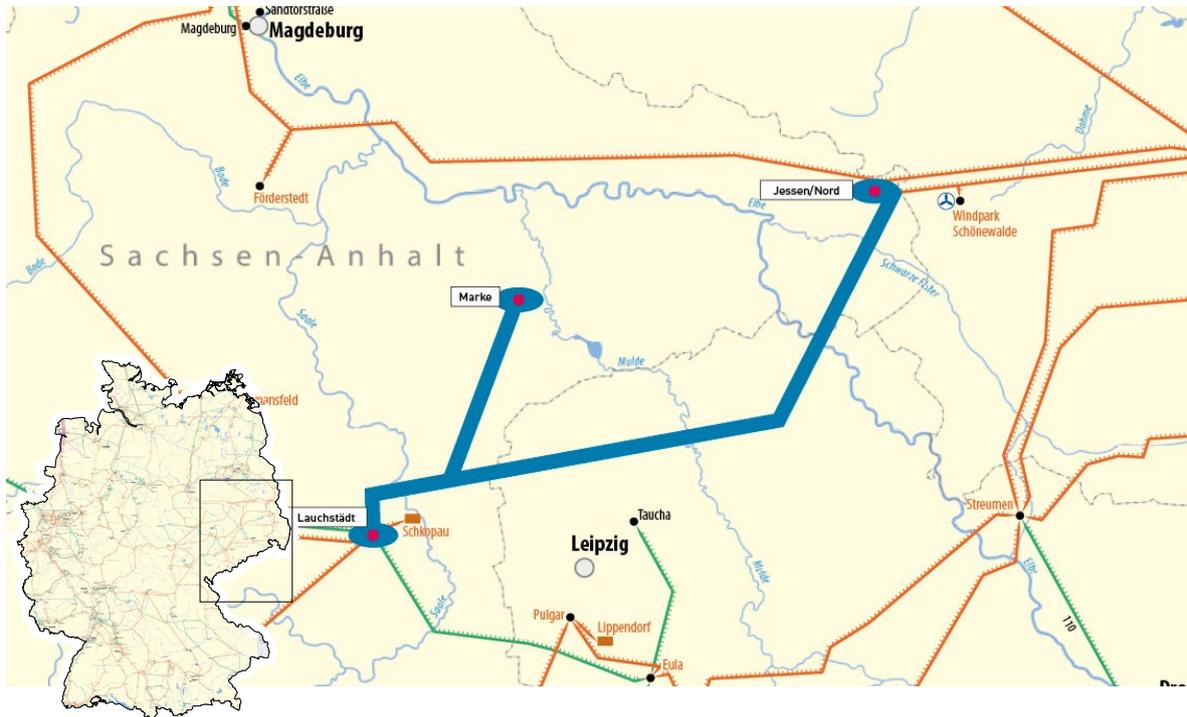
Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Zur Maßnahme 458 sind keine anderen Netzoptimierungen oder -verstärkungen zur Beherrschung der erwarteten Leistungsfluss- und Netzsituationen in dieser Netzregion möglich, da in der vorherrschenden Hauptleistungsflussrichtung von Ost nach Südwest keine weiteren parallelen 380-kV-Verbindungen vorhanden sind, die dafür in Frage kommen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt 219 wurde im NEP 2025 erstmals identifiziert.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

P220: Netzverstärkung Streumen – Eula

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz
 Nr. TYNDP 2014: –

Nr. BBPlG 2015: –

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Sachsen.

- M459: Streumen – Eula
 Von Streumen nach Eula wird die bestehende 380-kV-Freileitung durch einen 380-kV-Leitungsneubau mit Hochstrombeseilung verstärkt. *Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung wird möglichst die bestehende Trasse genutzt.* Dabei können geringe Abweichungen von der aktuellen Trasse bei der nachgelagerten Planung entstehen, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen oder bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern.

Die 380-kV-Anlagen Streumen und Eula sind zu ertüchtigen.

Als Inbetriebnahmezeitraum wird 2025 anvisiert.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	erforderlich in Szenario					Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C	
						2025	2025	2025 GI	2025	2025	
M459	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		84	2025				x		

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Die 380-kV-Leitung Streumen – Eula besitzt derzeit eine Übertragungskapazität von ca. 1.660 MVA pro Stromkreis. Aufgrund der vorherrschenden Hauptleistungsflussrichtung von Nordost nach Südwest aus dem 50Hertz-Gebiet in Richtung Süddeutschland ist diese 380-kV-Leitung bei entsprechenden Erzeugungs- und Lastsituationen bereits heute hoch belastet. Neben dem Übertragungsbedarf an konventioneller Erzeugungsleistung muss sie die stetig steigende Erzeugungsleistung aus erneuerbaren Energien aufnehmen. Die Übertragungskapazität der Leitung Streumen – Eula ist für die gemäß Szenariorahmen zu erwartenden Übertragungsaufgaben nicht ausreichend. Ohne die 380-kV-Netzverstärkung in bestehender Trasse wird die 380-kV-Leitung Streumen – Eula bei Ausfall eines Stromkreises dieser Leitung unzulässig hoch belastet. Das netztechnische Ziel des Projekts ist es, durch die Erhöhung der Transportkapazität auf der 380-kV-Verbindung Streumen – Eula, auch in Kombination mit einer weiteren Verstärkung Richtung Weida und Remptendorf, einen Beitrag zur netztechnisch notwendigen Erhöhung der horizontalen Übertragungsfähigkeit im Raum Sachsen zu leisten. Die 380-kV-Leitung von Streumen nach Eula dient insbesondere dem EE-Ferntransport und der Sicherung der Versorgungssicherheit im Süden der Bundesrepublik.

Prüfung nach NOVA

Netzoptimierungen in Form von netzbezogenen Maßnahmen stehen zur Beherrschung der erwarteten Leistungsfluss- und Netzsituationen in dieser Netzregion nur in sehr begrenztem Umfang zur Verfügung. Eine



Reduzierung der Belastung der Verbindung von Streumen nach Eula durch Topologieänderungen (z. B. Entmischung in Streumen) führt nahezu direkt proportional zu einem Belastungsanstieg auf den sehr stark belasteten 380-kV-Verbindungen Richtung Bayern und ist keine nachhaltige Lösung. Zur Anwendung des Freileitungsmonitorings als Instrument der Netzoptimierung ist die bestehende 380-kV-Leitung Streumen – Eula aufgrund ihrer Bauweise nicht geeignet. Eine Netzverstärkung durch Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen scheidet ebenfalls aufgrund der Bauweise und Maststatik aus.

Das Projekt ist auch im CO₂-Szenario 2035, B2 2035, notwendig und nachweisbar.

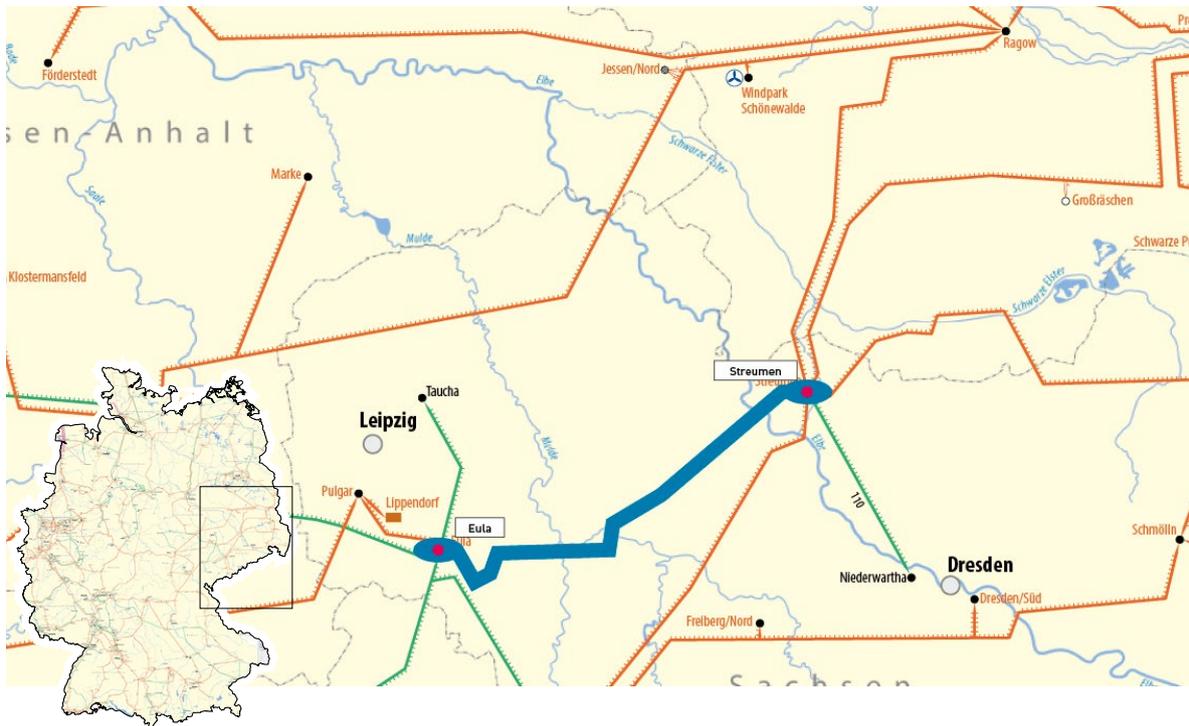
Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Zu der Maßnahme sind keine anderen Netzoptimierungen oder -verstärkungen zur Beherrschung der erwarteten Leistungsfluss- und Netzsituationen in dieser Netzregion möglich, da für die ebenfalls hoch belasteten, benachbarten Leitungen Streumen – Röhrsdorf (P214) und Röhrsdorf – Remptendorf (P39) bereits Erhöhungen der Stromtragfähigkeit geplant sind. Eine weitere Verstärkung dieser Leitungen würde zu einer erhöhten Rauminanspruchnahme führen, was im Rahmen des NOVA-Prinzips nicht darstellbar ist.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt 220 wurde im NEP 2025 erstmals identifiziert.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

P221: DC-Netzausbau: Hansa PowerBridge (HPB)

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz
 Nr. TYNDP 2014: 176.995

Nr. BBPlG 2015: –

Beschreibung des geplanten Projekts

Hansa PowerBridge ist ein HVDC-Interkonnektor zwischen der Regelzone von 50Hertz und Südschweden. Das technische Ziel des Projekts „Hansa PowerBridge“ ist die Erhöhung der Handelskapazität zwischen Schweden und Deutschland. Der Interkonnektor soll eine Verbindung zu den großen Wasserkraftspeichern in Skandinavien schaffen, die genutzt werden können, um überschüssigen deutschen Strom bei hoher und fluktuierender Einspeisung erneuerbarer Energien indirekt zu speichern. Andererseits kann schwedische Wasserkraft die preisgünstige Stromversorgung in Deutschland in Zeiten schwachen Wind- und Photovoltaikaufkommens und hoher Nachfrage sicherstellen. Der Interkonnektor trägt daher zur Versorgungssicherheit und zu günstigen Strompreisen in beiden Ländern bei.

Der Bedarf der Hansa PowerBridge wurde im Ten Year Network Development Plan (TYNDP) 2014 als Projekt 176 ausgewiesen. Aus diesem Grund ist die Hansa PowerBridge im Netzentwicklungsplan Strom 2015 als Interkonnektor zwischen Schweden und Deutschland mit einer Übertragungsfähigkeit von 600 MW und einer Inbetriebnahme bis 2025 enthalten.

Im Rahmen einer zwischenzeitlich von 50Hertz und Svenska kraftnät durchgeführten Machbarkeitsstudie zeigte sich, dass eine Übertragungskapazität von 700 MW statt der im TYNDP 2014 angegebenen 600 MW bis zum Jahr 2025 technisch und wirtschaftlich vorteilhafter ist. Weiterhin zeigten die Untersuchungen den Vorteil eines zusätzlichen Ausbaus um weitere 700 MW. Die vollständige Inbetriebnahme mit einer Gesamtübertragungskapazität von 1.400 MW ist spätestens für das Jahr 2029 vorgesehen. Die neuen Erkenntnisse werden in den folgenden Aktualisierungen des TYNDP und NEP Berücksichtigung finden.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	erforderlich in Szenario					Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C	
						2025	2025	2025 GI	2025	2025	
M460	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	60		2023-2025	x	x	x	x	x	

Begründung des geplanten Projekts

Die Hansa PowerBridge soll die Kapazität für den Austausch elektrischer Energie zwischen Deutschland und Schweden erhöhen. Im Jahr 2015 sind beide Strommärkte seit circa 20 Jahren nur durch die 600-MW-Verbindung Baltic Cable (Betreiber Baltic Cable AB, ein Unternehmen der norwegischen Statkraft Energi AS) direkt verbunden. Schwedens Energiemix wird von Wasserkraftwerken dominiert, die sehr flexibel einsetzbar sind und CO₂-freien Strom produzieren. Schweden ist gut mit Norwegen vernetzt, wo ebenfalls große Mengen an Wasserkraft zur Verfügung stehen. Beide Länder verfügen zusammen über eine Kapazität an Wasserkraftwerken von 48 GW. Die Erschließung von Speicherkapazitäten ist ein Schlüssel für das Gelingen der deutschen Energiewende. Die Einspeisung erneuerbarer Energien in Deutschland wird weiter wachsen. In Zeiten überschüssigen Stroms aus erneuerbaren Energien in Deutschland kann die Hansa PowerBridge diesen Strom nach Schweden transportieren, wo er direkt verbraucht werden kann, anstatt die Wasserressourcen der



dortigen Wasserkraftwerke zu verbrauchen. In Schwachwindzeiten, geringer Sonneneinstrahlung und hohem Stromverbrauch in Deutschland können schwedische Produzenten ihre ungenutzten Wasserreserven flexibel einsetzen, um ihren günstigen, umweltfreundlichen Strom dem deutschen Konsumenten preisdämpfend zur Verfügung zu stellen. Damit dienen diese Wasserkraftwerke als indirekte Speicher für Strom aus deutschen erneuerbaren Energien. Deshalb ist der Interkonnektor sowohl für Deutschland als auch für Schweden vorteilhaft. Marktsimulationen zeigen, dass der deutsche Strommarkt sehr von der volatilen Einspeisung aus Anlagen auf Basis der erneuerbaren Energien geprägt sein wird. Die Hansa PowerBridge trägt dazu bei, Preisspitzen zu vermeiden und die Marktpreise in beiden Zonen stabil zu halten.

Die zusätzliche Handelskapazität dient zudem der Weiterentwicklung des europäischen Energiebinnenmarktes gemäß EU-Verordnung 714/2009. Zudem ist sie ein wichtiger Schritt, um das Ziel des Europarats von 15% Interkonnektorkapazität im Vergleich zur Erzeugungskapazität eines Landes zu erreichen.

In technischer Hinsicht stabilisiert die Hansa PowerBridge das europäische Elektrizitätssystem, weil überschüssige erneuerbare Energie darüber abtransportiert werden kann und Ausfälle anderer Leitungen im System durch eine zusätzliche Verbindung einfacher kompensiert werden können.

Die Hansa PowerBridge kann außerdem einen wesentlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit in Skandinavien in Trockenperioden leisten, in denen Wassermangel die übliche Stromerzeugung der Wasserkraftwerke nicht zulässt. Die Errichtung einer Gleichstromverbindung ist erforderlich, da das skandinavische und kontinental-europäische Elektrizitätssystem asynchron betrieben werden. Das bedeutet, dass zwingend eine Konverterstation auf schwedischer oder deutscher Seite erforderlich ist.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

P222: Netzverstärkung zwischen Oberbachern und Ottenhofen

Übertragungsnetzbetreiber: Tennet

Nr. BBPlG 2015: 47

Nr. TYNDP 2014: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität von Ottenhofen nach Oberbachern und enthält folgende Maßnahmen:

- M461: Oberbachern – Ottenhofen
Die Stromtragfähigkeit der beiden vorhandenen 380-kV-Stromkreise muss auf 3.600 A erhöht werden (Netzverstärkung). Weiterhin müssen die betroffenen 380-kV-Schaltanlagen in Ottenhofen und Oberbachern verstärkt werden (Netzverstärkung).

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	erforderlich in Szenario					Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C	
						2025	2025	2025 GI	2025	2025	
M461	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		44	2022	x	x	x	x	x	

Begründung des geplanten Projekts**Netzplanerische Begründung**

Das Projekt ist direkt verknüpft mit dem südlichen Netzverknüpfungspunkt Isar der DC-Verbindung DC5I. Ein Teil der zum DC Verknüpfungspunkt Isar zu transportierende Leistung ist über die Leitung zwischen Ottenhofen und Oberbachern zu führen. Bei Ausfall eines Stromkreises ist der parallele Stromkreis unzulässig belastet. Deshalb muss die Stromtragfähigkeit der Leitung erhöht werden.

Prüfung nach NOVA

Im Rahmen des NOVA-Prinzips wurde festgestellt, dass die geforderte Übertragungskapazität von 3.600 A mit den vorhandenen 380-kV-Stromkreisen auch unter Nutzung von Freileitungsmonitoring nicht erreicht werden kann. Eine Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen (HTL) ist aus technischen Gründen nicht möglich. Daher ist ein Neubau in vorhandener Trasse erforderlich.

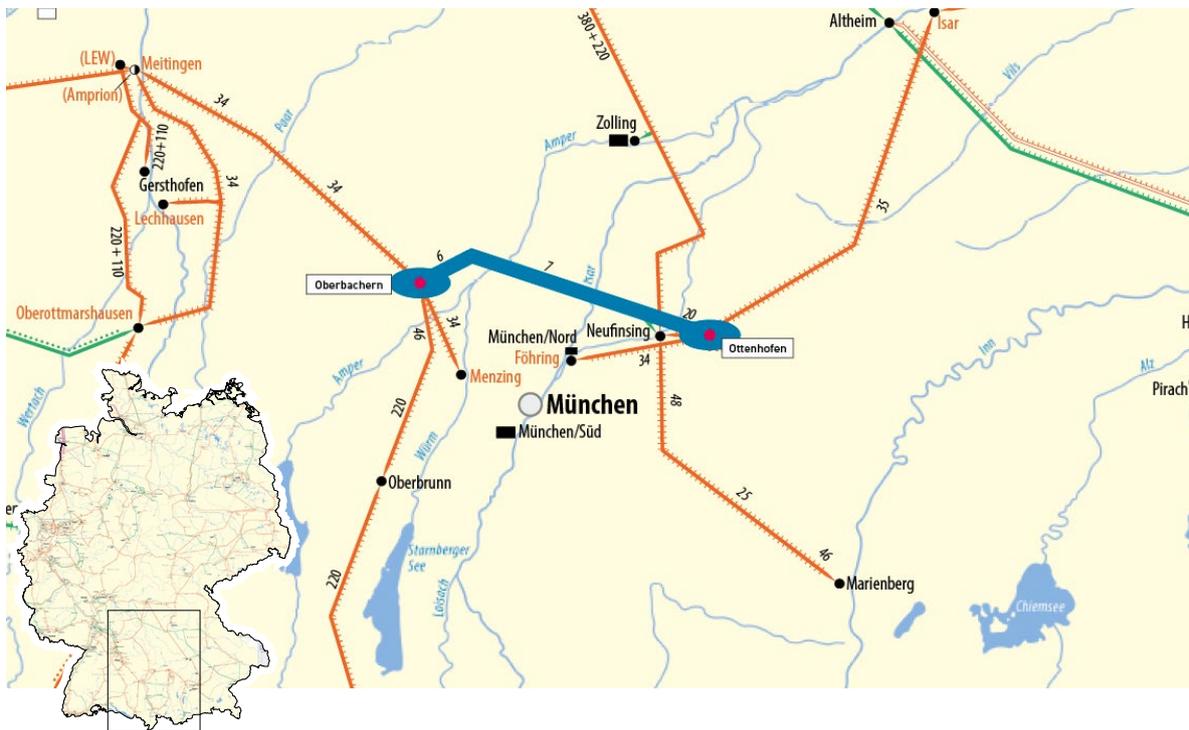
Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Ertüchtigung bzw. ein Neubau einer bestehenden Verbindung in Betracht gezogen. Alternative Verbindungen von Isar in westlicher Richtung bestehen nicht. Das Projekt 222 steht in einem direkten Zusammenhang mit der DC-Verbindung DC5I mit dem Netzverknüpfungspunkt Isar.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt 222 ist Teil des Bundesbedarfsplans (Vorhaben Nr. 47).





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

P223: Güstrow – Wessin – Görries – Krümmel

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz
Nr. TYNDP 2014: –

Nr. BBPlG 2015: –

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Mecklenburg-Vorpommern und Schleswig-Holstein:

- M462: Güstrow – Wessin – Görries – Krümmel
Von Güstrow über Görries und Wessin nach Krümmel ist die bestehende 380-kV-Freileitung zu verstärken. Eine Umbeseilung auf Hochstrombeseilung bzw. Hochtemperaturleiterseile ist, vorbehaltlich der Genehmigungsfähigkeit, grundsätzlich möglich. Hierzu sind die 380-kV-Anlagen Görries, Wessin und Güstrow entsprechend zu verstärken; die Anlage Krümmel ist dafür bereits ausgelegt. Ein 20 km langes Teilstück der bestehenden Leitung befindet sich im Eigentum von TenneT. Beide Teilstücke von 50Hertz und TenneT sind auf 3.600 A pro Stromkreis zu verstärken.

Als Inbetriebnahmezeitraum für die P223 M462 wird das Jahr 2025 anvisiert.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetrieb- nahme	erforderlich in Szenario					Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C	
						2025	2025	2025 GI	2025	2025	
M462	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		147	2025			x			

Begründung des geplanten Projekts**Netzplanerische Begründung**

Die bestehende 380-kV-Leitung Güstrow – Wessin – Görries – Krümmel wird durch hohe Leistungsflüsse (vor allem in Ost-West-Richtung), bedingt durch einen großen Erzeugungsüberschuss erneuerbarer Energien *on- und* offshore innerhalb der Regelzone von 50Hertz, unzulässig hoch belastet. Die bestehende Leitung weist eine Übertragungsfähigkeit von 1.790 MVA pro Stromkreis auf. Ohne die Netzverstärkung der Leitung durch Umbeseilung auf Hochstrombeseilung bzw. Hochtemperaturleiterseile wird die 380-kV-Leitung Güstrow – Wessin – Görries – Krümmel bei Ausfall eines Stromkreises dieser Leitung unzulässig hoch belastet.

Prüfung nach NOVA

Auf der 380-kV-Freileitung wird als Instrument der Netzoptimierung Freileitungsmonitoring angewendet und dennoch ist die Leitung in einigen Stunden, in denen aufgrund der Wetterlage kein Freileitungsmonitoring angewendet werden kann, überlastet. Netzoptimierungen in Form von netzbezogenen Maßnahmen stehen zur Beherrschung der erwarteten Leistungsfluss- und Netzsituationen in dieser Netzregion nur in sehr begrenztem Umfang zur Verfügung. Eine Reduzierung der Belastung der Verbindung von Güstrow nach Krümmel durch Topologieänderung (z. B. Entmaschung in Güstrow) ist nicht ausreichend. Außerdem führt die Topologieänderung nahezu direkt proportional zu einem unzulässig hohen Belastungsanstieg auf der 380-kV-Leitung Wolmirstedt – Wahle (P33 M24a) und ist daher keine nachhaltige Lösung.

Das Projekt ist auch in den Szenarien für das Jahr 2035 notwendig und nachweisbar.



Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als Alternative wurde eine Verlängerung der HGÜ-Verbindung DC6 nach Güstrow untersucht. Im Hinblick auf einen langfristigen Planungshorizont ist diese Alternative zielführend, hat aber einen längeren Trassenverlauf im Vergleich zu der zu verstärkenden 380-kV-Leitung Güstrow – Wessin – Görries – Krümmel.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt 223 wurde im NEP 2025 erstmals identifiziert.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.

P224: Netzverstärkung Wolframshausen – Ebeleben – Vieselbach

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Nr. BBPlG 2015: 44

Nr. TYNDP 2014: –

Beschreibung des geplanten Projekts*Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Thüringen.*

- M463: Wolframshausen – *Ebeleben* – Vieselbach
Von Wolframshausen über den neuen Standort Ebeleben nach Vieselbach wird eine neue 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung in der bestehenden 220-kV-Trasse errichtet. *Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue* Leitung wird möglichst die bestehende Trasse genutzt. Dabei können geringe Abweichungen von der aktuellen Trasse bei der nachgelagerten Planung entstehen, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen oder bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern. Neben dem o. g. 380-kV-Anlagen-Neubau Ebeleben (s. NEP 2014, P127 Nr. 09, neue Anlage mit 380/110-kV-Transformatoren), sind die 380-kV-Anlagen in Vieselbach und Wolframshausen (siehe P150 M352a) zu erweitern.

Als Inbetriebnahmezeitraum der Maßnahme wird 2024 anvisiert.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	erforderlich in Szenario					Umstellungsstand	
			Ausbau	Bestand		A	B1		B2	C		
						2025	2025	2025 GI	2025	2025		
M463	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		66	2024	x	x	x			x	

Begründung des geplanten Projekts**Netzplanerische Begründung**

Die 220-kV-Leitungen von *Eula nach Wolframshausen* und von Wolframshausen nach Vieselbach besitzen derzeit eine Übertragungskapazität zwischen ca. 410 MVA bis ca. 710 MVA pro Stromkreis. Aufgrund der vorherrschenden Hauptleistungsflussrichtung von Nordost nach Südwest und der Rückspeisung von EE-Leistung aus den unterlagerten Verteilernetzen sind diese 220-kV-Leitungen im Bereich Wolframshausen – Vieselbach bei entsprechenden Erzeugungs- und Lastsituationen bereits heute hoch belastet. Gleiches trifft auf die in der Netzregion parallel verlaufende 380-kV-Leitung Lauchstädt – Vieselbach (1. Abschnitt der Südwestkuppelleitung) zu. Diese ist bereits hochstromfähig und besitzt eine Übertragungsfähigkeit von circa 2.370 MVA pro Stromkreis.

Die bestehenden 380- und 220-kV-Leitungen Lauchstädt – Vieselbach und *Eula – Lauchstädt – Wolframshausen – Vieselbach* besitzen somit für die zu erwartenden Übertragungsaufgaben insgesamt eine zu geringe Übertragungskapazität. Zur Erhöhung der Übertragungskapazität muss folglich die Spannungsebene der 220-kV-Leitungen auf 380 kV erhöht und die Leitungen von Querfurt/Nord nach Wolframshausen (siehe auch P150: Netzverstärkung Querfurt/Nord – Wolframshausen) und von Wolframshausen nach Vieselbach (P224) neu errichtet werden. Ohne den v. g. Neubau in bestehender Trasse (Netzverstärkung) wird die bestehende 380-kV-Leitung Lauchstädt – Vieselbach bei Ausfall eines Stromkreises dieser Leitung unzulässig hoch belastet.



Das netztechnische Ziel des Projekts ist es, durch die Erhöhung der Übertragungskapazität auf der Achse Lauchstädt – Querfurt/Nord – Wolframshausen – Vieselbach einen Beitrag zur netztechnisch notwendigen Erhöhung der horizontalen Übertragungsfähigkeit im Raum Sachsen-Anhalt und Thüringen zu leisten. Die 380-kV-Leitungen von Querfurt/Nord über Wolframshausen nach Vieselbach *dienen* insbesondere dem EE-Ferntransport aus dem Raum Sachsen-Anhalt über Thüringen in den Süden der Bundesrepublik. *Zur Sicherung der bestehenden Übertragungs- und Versorgungsaufgaben in Richtung Eula ist am Standort Querfurt/Nord ein 380/220-kV-Netzkuppler erforderlich, so dass über die verbleibende 220-kV-Verbindung Querfurt/Nord – Eula eine Besicherung der 220-kV-Netzregion Leipzig/Chemnitz bis zu einer perspektivischen 380-kV-Netzstrukturänderung erhalten bleibt.*

Das Projekt 224 ist auch in den Szenarien für das Jahr 2035 notwendig und nachweisbar.

Prüfung nach NOVA

Zur Maßnahme 463 sind keine anderen Netzoptimierungen oder -verstärkungen zur Beherrschung der erwarteten Leistungsfluss- und Netzsituationen in dieser Netzregion möglich, da in der vorherrschenden Hauptleistungsflussrichtung von Nordost nach Südwest keine weiteren parallelen 380-kV- bzw. 220-kV-Verbindungen vorhanden sind. Eine Reduzierung der Belastung der 380-kV-Verbindung von Lauchstädt nach Vieselbach durch Topologieänderungen führt lediglich zu einer nicht ausreichenden Reduzierung der Leitungsbelastung. Zur Anwendung einer Netzoptimierung mittels Freileitungsmonitoring *sind die bestehenden 220-kV-Leitungen Eula – Wolframshausen – Vieselbach* aufgrund ihrer Spannungsebene sowie Bauweise nicht geeignet. Eine Netzverstärkung durch Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen scheidet ebenfalls aufgrund der Bauweise und Maststatik aus.

Die 220-kV-Leitung Eula – Wolframshausen *wurde im Abschnitt Lauchstädt – Wolframshausen 1965 und die 220-kV-Leitung Wolframshausen – Vieselbach* wurde 1988 nach den technischen Normen, Gütevorschriften und Lieferbedingungen (TGL) der ehemaligen DDR errichtet. Konstruktive Veränderungen der bestehenden Masten sind nach aktuellen DIN-Vorschriften durchzuführen. Eine Netzverstärkung durch Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen würde die bestehende Mastkonstruktion nach DIN-Norm einer unzulässigen mechanischen Beanspruchung aussetzen. Aus diesem Grund machen derartige Netzverstärkungen einen Neubau der Masten erforderlich.

Die bestehende 380-kV-Leitung von Lauchstädt nach Vieselbach wurde 2008 in Betrieb genommen und bereits mit einer Hochstrombeseilung (3.600 A/Stromkreis) ausgeführt, die jedoch für die ermittelten Übertragungsaufgaben nicht mehr ausreichend ist.

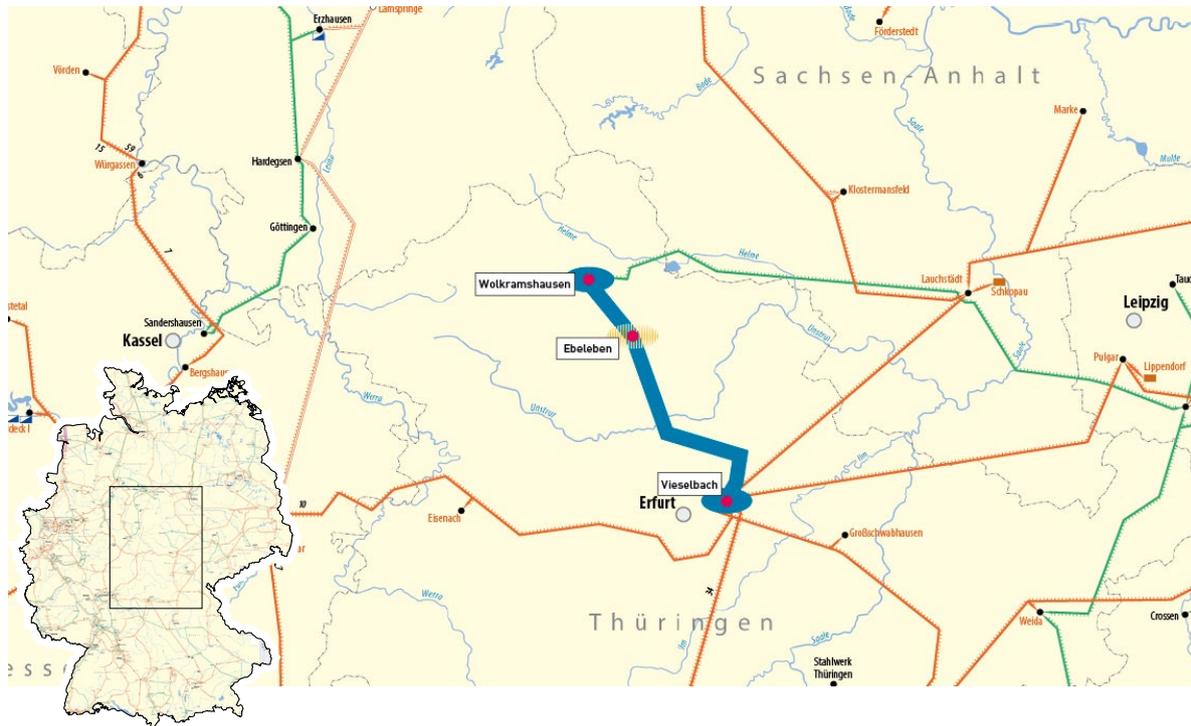
Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Eine Netzverstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung von Lauchstädt nach Vieselbach mittels Aufrüstung von zwei auf vier Stromkreisen ist aufgrund des Planfeststellungsbeschlusses zu dieser Leitung und der daraus resultierenden Bauweise nicht möglich. Für diese Leitung wurde auf Veranlassung der Deutschen Bahn, im Zuge der Verkehrsprojekte Deutsche Einheit (Neubau einer ICE-Strecke), für die ehemalige 220-kV-Leitung auf einem langen Trassenabschnitt eine 380-kV-Leitungstrasse räumlich neu eingeordnet, als 380-kV-Doppelleitung planfestgestellt sowie durch 50 Hertz errichtet und als 1. Abschnitt der Südwestkuppelleitung 2008 in Betrieb genommen. Aus diesen Gründen ist die Nutzung der 220-kV-Trassen Querfurt/Nord – Wolframshausen – Vieselbach in Verbindung mit der regional dort möglichen Netzstrukturänderung insgesamt aus technischer-wirtschaftlicher Sicht als Netzverstärkungsmaßnahme vorzuziehen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das *aktuelle* Projekt 224 (Wolframshausen – Ebeleben – Vieselbach) wurde als Bestandteil der damaligen P150 M352 Lauchstädt – Wolframshausen – Vieselbach erstmals im NEP 2014 identifiziert, und von der BNetzA bestätigt und in den Bundesbedarfsplan aufgenommen (Nr. 44).





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 3. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 4 und 5 ausgeführt.