Projektsteckbriefe zum Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2025, erster Entwurf

Einführende Bemerkungen

Ab dem Netzentwicklungsplan 2037/2045 (2025), erster Entwurf haben sich die Übertragungsnetzbetreiber darauf verständigt, die Projekte und Maßnahmen künftig in einer digitalen Projektbibliothek darzustellen. Diese digitale Projektbibliothek wird im Rahmen des Netzentwicklungsplans Strom bereitgestellt: www.netzentwicklungsplan.de/projektbibliothek. Die neue digitale Projektbibliothek ermöglicht Nutzenden einen intuitiveren und zeitgemäßen Zugriff auf die Projektsteckbriefe. Projekte und Maßnahmen können mithilfe einer Suchfunktion gefunden und nach unterschiedlichen Kriterien (wie z. B. ÜNB, Onshore/Offshore, Art der Maßnahme) gefiltert werden.

Zusätzlich besteht die Möglichkeit die einzelnen Projektsteckbriefe im PDF-Format herunterzuladen. Trotz der ausgelagerten digitalen Darstellung der Projektsteckbriefe in der neuen digitalen Projektbibliothek sind die Projektsteckbriefe nach wie vor Teil des Netzentwicklungsplan-Berichts nach § 12b Abs. 1 EnWG. Alle aus der digitalen Projektbibliothek heruntergeladenen Projekt-Steckbriefe (Onshore und Offshore) finden Sie hier zusammengestellt.

Projektsteckbriefe Onshore

Projektsteckbriefe Offshore

Projektsteckbriefe Onshore-Netz

Im Folgenden werden die Projekte des Start- und 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 Start- und 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

DC-Konverter

Leitungsverbindungen Bestandsnetz

Umspannwerke/Stationen

AC 380 kV

AC 220 kV

AC 150 kV

DC

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 in Anlagen und Leitungen 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.

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

50HzT-035
Netzausbau: 380-kV-Netzanschlussanlage Wasserspeicher-Kraftwerk Leutenberg/Probstzella

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

50hertz | Elia Group

Startnetz Onshore AC

Weitere Informationen

TYNDP-Nr: ST1048

Projektbeschreibung

Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist es, den Anschluss für das geplante Wasserspeicher-Kraftwerk Leutenberg/Probstzella an das 380-kV-Übertragungsnetz von 50Hertz herzustellen und beinhaltet die folgende Maßnahme:

- M50HzT-035a Netzanschluss Wasserspeicher-Kraftwerk Leutenberg/Probstzella

Weitere Infos zum Projekt

https://www.50hertz.com/de/Netz/Netzentwicklung/ProjekteanLand

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M50HzT-035a Netzanschluss Wasserspeicher-Kraftwerk Leutenberg/Probstzella

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Thüringen

Ausführung:

Netzausbau	**2 km**
davon Neubau in neuer Trasse	2 km
Geplante Inbetriebnahme:	2034

Beschreibung der Maßnahme

Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist es, den Anschluss für das geplante Wasserspeicher-Kraftwerk Leutenberg/Probstzella 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.

Begründung des geplanten Projekts

Hintergrund des geplanten Projekts

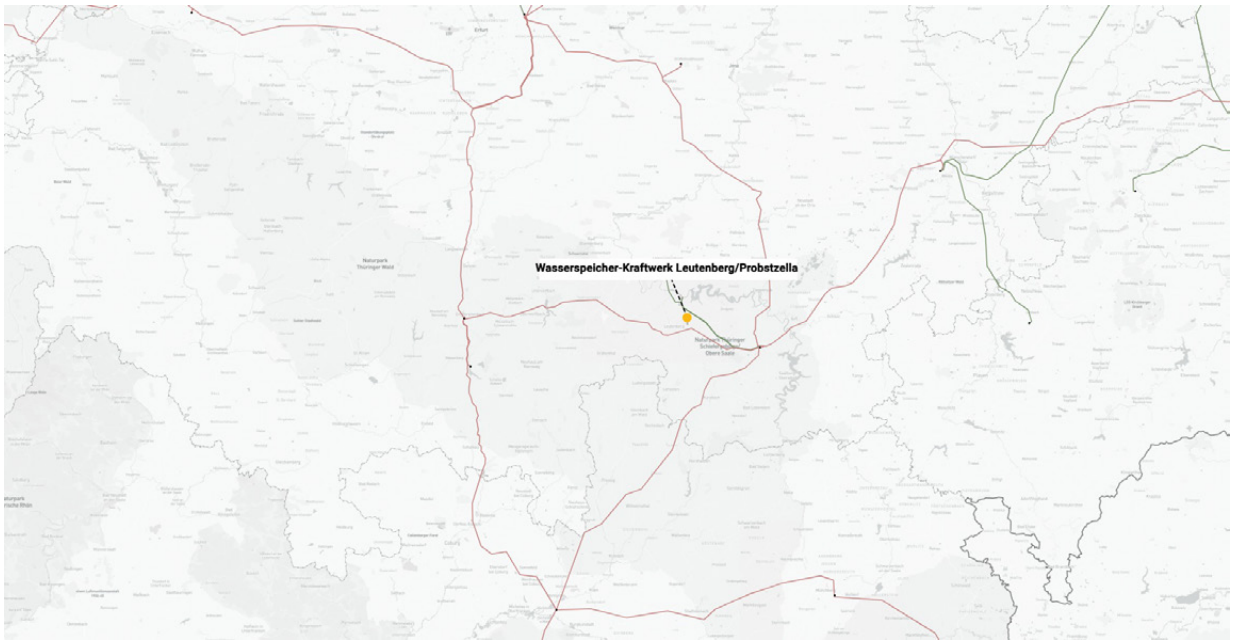
Bei 50Hertz liegt ein qualifiziertes Netzanschlussbegehren gemäß Kraftwerks-Netzanschlussverordnung (KraftNAV) für das Wasserspeicher-Kraftwerk Leutenberg/Probstzella (Thüringen) vor. Unter dem Projektnamen „Wasserspeicherkraftwerk Leutenberg/Probstzella“ wurde das Raumordnungsverfahren mit der Landesplanerischen Beurteilung des Thüringer Landesverwaltungsamtes vom 22.08.2016 erfolgreich abgeschlossen. In der 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. Nach einer Übernahme des Projekts durch die WSK Puls GmbH im Jahr 2023 wurden die Projektaktivitäten wieder aufgenommen.

50Hertz beobachtet und dokumentiert fortlaufend die Aktivitäten des Projektentwicklers im Zusammenhang mit dem Wasserspeicherkraftwerk-Projekt und berücksichtigt diese im weiteren Verlauf des Netzanschlussverfahrens.

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht 50HzT-035
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

50HzT-P34
Netzverstärkung: Güstrow - Wolmirstedt

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

50hertz | Elia Group

Startnetz **Onshore** **AC**

Weitere Informationen

BBP-Nr: 39

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität von Mecklenburg-Vorpommern über Brandenburg nach Sachsen-Anhalt. Zwischen den Umspannwerken Güstrow (Mecklenburg-Vorpommern) und Wolmirstedt (Sachsen-Anhalt) verläuft eine 220-kV-Freileitung, deren Übertragungskapazität durch den Neubau einer 380-kV-Freileitung erhöht werden soll. Die geplante 380-kV-Freileitung soll auf rund 190 Kilometern Länge weitgehend im Raum der schon bestehenden Freileitungstrasse verlaufen. Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung orientiert sich die Planung an der Bestandstrasse, mit Ausnahme von geplanten kleinräumigen Trassenoptimierungen, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen, bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern oder Bündelungen mit linienförmiger Infrastruktur umzusetzen, um unter anderem dem Bündelungsgebot Rechnung zu tragen. Die bestehende 220-kV-Freileitung wird im engen zeitlichen Zusammenhang vor bzw. während der Errichtung der 380-kV-Freileitung zurückgebaut. Das Projekt umfasst die folgenden Maßnahmen:

- M22a: Perleberg - Stendal/West - Wolmirstedt
- M22b: Parchim/Süd - Perleberg (realisiert)
- M22c: Güstrow - Parchim/Süd

Mit der Realisierung von M22b wird das bereits für einen späteren 380-kV-Betrieb konzipierte, aktuell mit 220 kV in Betrieb befindliche, Umspannwerk Parchim/Süd für den 380-kV-Betrieb erweitert. Mit

Realisierung von M22a erfolgt die vollständige Umstellung der gesamten Trasse auf 380 kV inkl. Einsatz einer 380/110-kV- anstelle der heutigen 220/110-kV-Transformation.

Weitere Infos zum Projekt

https://www.50hertz.com/de/Netz/Netzentwicklung/ProjekteanLand/380-kV-FreileitungPerlebergWolmirstedt

https://www.50hertz.com/de/Netz/Netzentwicklung/ProjekteanLand/380-kV-FreileitungGuestrowParchimSuedPerleberg

---

Maßnahmen des geplanten Projektes

2 Maßnahmen

M22a Perleberg - Stendal/West - Wolmirstedt

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Brandenburg Sachsen-Anhalt

Ausführung:

Netzverstärkung	**101 km**
davon Ersatzneubau	101 km

Geplante Inbetriebnahme: 2028

Beschreibung der Maßnahme

Von Perleberg über Stendal/West nach Wolmirstedt wird ein 380-kV-Leitungsneubau mit Hochstrombeseilung im bestehenden 220-kV-Trassenraum errichtet (Ersatzneubau). Hierzu sind die 380-kV-Anlagen in den Umspannwerken Perleberg, Stendal/West und Wolmirstedt zu erweitern.

M22c Güstrow - Parchim/Süd

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Mecklenburg-Vorpommern

Ausführung:

Netzverstärkung	**53 km**
davon Ersatzneubau	53 km
Geplante Inbetriebnahme:	2026

Beschreibung der Maßnahme

Von Güstrow nach Parchim/Süd wird ein 380-kV-Leitungsneubau mit Hochstrombeseilung im bestehenden 220-kV-Trassenraum errichtet (Ersatzneubau). Hierzu ist die 380-kV-Anlage im Umspannwerk Güstrow zu erweitern.

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Durch die zu erwartenden Onshore- und Offshore-Windeinspeisungen in Mecklenburg-Vorpommern sowie erhöhte Transitleistungsflüsse aus Dänemark in Richtung Süden wird diese Leitung perspektivisch noch stärker belastet werden. Die 220-kV-Leitung Güstrow - Wolmirstedt besitzt derzeit eine Übertragungskapazität von ca. 400 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. Die Belastung steigt durch die anwachsende EE-Einspeiseleistung, die u. a. auch vom UW Parchim/Süd aufzunehmen ist, weiter an. Die bestehende 220-kV-Leitung Güstrow - Wolmirstedt besitzt somit für die zu erwartenden Übertragungsaufgaben eine zu geringe Übertragungskapazität.

Netzplanerische Begründung

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 schon im Grundfall unzulässig hoch belastet.

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 per Doppeleinschleifung in die 380-kV-Leitung Güstrow - Wolmirstedt einzubinden. Zusätzlich ist eine Einschleifung der 380-kV-Neubau-Freileitung in das Umspannwerk Perleberg und eine 380-kV-Doppeleinschleifung in das Umspannwerk Stendal/West erforderlich.

Bisherige Bestätigung des Projekts

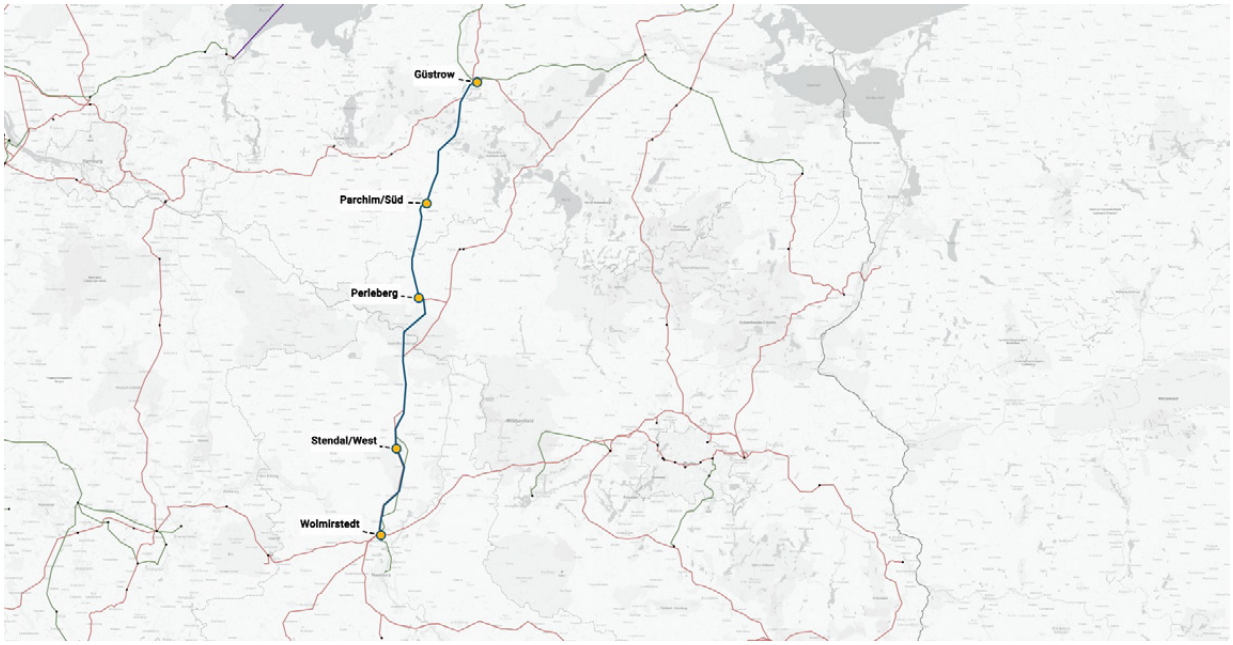
Das Projekt 50HzT-P34 wurde als P34 seit dem NEP 2013 mehrfach bestätigt und ist als Vorhaben Nr. 39 im Bundesbedarfsplan enthalten. Das Projekt wurde im NEP 2030 (2019) in das Startnetz aufgenommen.

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des vorliegenden Netzentwicklungsplans. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im

Rahmen der Netzanalysen Onshore wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht 50HzT-P34
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

50HzT-P37
Netzverstärkung: Vieselbach – Mecklar

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

50hertz | Elia Group

Startnetz Onshore AC

Weitere Informationen

BBP-Nr: 12

Projektbeschreibung

Die Notwendigkeit des Projekts wurde in vorangegangenen NEP nachgewiesen und wird mit Vorliegen der vollständigen Genehmigungen / des Planfeststellungsbeschlusses nicht mehr in Form eines Projektsteckbriefes dargestellt. Aktuelle Informationen finden Sie auf den Internetseiten des zuständigen Übertragungsnetzbetreibers.

Weitere Infos zum Projekt

https://www.50hertz.com/de/Netz/Netzausbau/ProjekteanLand/MecklarVieselbach

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M25a Vieselbach - Landesgrenze Thüringen/Hessen

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Thüringen

Ausführung:

Netzverstärkung	**87 km**
davon Zu-/Umbeseilung	87 km

Geplante Inbetriebnahme: 2028

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

50HzT-P124
Netzverstärkung: Wolmirstedt - Suchraum Schwanebeck/Huy - Klostermansfeld - Querfurt - Lauchstädt

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

50hertz | Elia Group

Startnetz Onshore AC

Weitere Informationen

BBP-Nr: 60

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Sachsen-Anhalt und enthält folgende Maßnahmen:

- M209a: Wolmirstedt - Suchraum Stadt Schwanebeck/Gemeinde Huy - Klostermansfeld
- M209b: Klostermansfeld - Querfurt - Lauchstädt

Im Rahmen dieses Projektes wird folgender Suchraum definiert:

- Suchraum Stadt Schwanebeck/Gemeinde Huy (kurz: Suchraum Schwanebeck/Huy)

Weitere Infos zum Projekt

https://www.50hertz.com/de/Netz/Netzentwicklung/ProjekteanLand

Maßnahmen des geplanten Projektes

2 Maßnahmen

M209a Wolmirstedt - Suchraum Stadt Schwanebeck/Gemeinde Huy - Klostermansfeld

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Sachsen-Anhalt

Ausführung:

Netzverstärkung	**117 km**
davon Zu-/Umbeseilung	117 km

Geplante Inbetriebnahme: 2027

Beschreibung der Maßnahme

Zur Umsetzung der gegenständlichen Maßnahme werden auf den entsprechenden Leitungsabschnitten zunächst Masterhöhungen sowie primär- und sekundärtechnische Anpassungen in den Schaltanlagen vorgenommen, um die technischen und betrieblichen Voraussetzungen für den Einsatz des witterungsabhängigen Freileitungsbetriebes (WAFB), u. a. mit Einsatz von Messeinrichtungen, zu schaffen. Zu einem späteren Zeitpunkt wird von Wolmirstedt über den geplanten Standort im Suchraum Schwanebeck/Huy nach Klostermansfeld bedarfsgerecht die bestehende 380-kV-Freileitung ggf. durch eine Umbeseilung (HTLS) verstärkt.

*IB-Datum bezieht sich auf die erste Stufe des dargestellten Vorhabens (WAFB).

M209b Klostermansfeld - Querfurt - Lauchstädt

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Sachsen-Anhalt

Ausführung:

Netzverstärkung	**39 km**
davon Zu-/Umbeseilung	39 km

Geplante Inbetriebnahme: 2026

Beschreibung der Maßnahme

Zur Umsetzung der gegenständlichen Maßnahme werden auf den entsprechenden Leitungsabschnitten zunächst Masterhöhungen sowie primär- und sekundärtechnische Anpassungen in den Schaltanlagen vorgenommen, um die technischen und betrieblichen Voraussetzungen für den Einsatz des WAFB, u. a. mit Einsatz von Messeinrichtungen, zu schaffen. Zu einem späteren Zeitpunkt wird von Klostermansfeld über den neuen Standort Querfurt nach Lauchstädt bedarfsgerecht die bestehende 380-kV-Freileitung ggf. durch eine Umbeseilung (HTLS) verstärkt. Hierzu sind, neben der oben genannten 380-kV-Neubauanlage Querfurt, die 380-kV-Anlagen Klostermansfeld und Lauchstädt entsprechend zu erweitern bzw. zu verstärken (u. a. siehe Begleitdokument Punktmaßnahmen).

*IB-Datum bezieht sich auf die erste Stufe des dargestellten Vorhabens (WAFB).

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Aufgrund der vorherrschenden Hauptleistungsflussrichtung von Nord nach Süd sind die bestehenden 380-kV-Leitungen Wolmirstedt - Klostermansfeld und Klostermansfeld - Lauchstädt bei entsprechenden Erzeugungs- und Lastsituationen bereits heute hoch belastet. Zudem wird künftig im Umspannwerk Klostermansfeld sowie in den geplanten Umspannwerken Schwanebeck/Huy und Querfurt zunehmend mehr Leistung aus erneuerbaren Energien (EE) aus den Verteilnetzen aufgenommen bzw. direkt angeschlossen.

Netzplanerische Begründung

Die Übertragungskapazität der 380-kV-Leitungen Wolmirstedt - Klostermansfeld und Klostermansfeld - Lauchstädt ist für die gemäß Szenariorahmen zu erwartenden Übertragungsaufgaben nicht ausreichend. Ohne die 380-kV-Netzverstärkungen werden die beiden 380-kV-Leitungen Wolmirstedt - Klostermansfeld und Klostermansfeld - Lauchstädt bei Ausfall eines 380-kV-Stromkreises dieser Leitung unzulässig hoch belastet. Das netztechnische Ziel des Projekts ist es, durch die Erhöhung der Transportkapazität auf der 380-kV-Verbindung einen Beitrag zur notwendigen Erhöhung der horizontalen Übertragungsfähigkeit in Sachsen-Anhalt zu leisten. Die 380-kV-Leitung von Wolmirstedt über Klostermansfeld und Querfurt nach Lauchstädt dient insbesondere dem EE-Ferntransport aus Sachsen-Anhalt in den Süden der Bundesrepublik.

Zusammen mit dem Projekt 50HzT-P150 und dessen neuem Netzverknüpfungspunkt Querfurt stärkt das Projekt 50HzT-P124 die Vermaschung und damit die horizontale Übertragungsfähigkeit in der südwestlichen Netzregion von 50Hertz.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt wurden. Das Projekt 50HzT-P124 hat sich als P124 zuletzt im NEP 2037/2045 (2023) für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2037, B 2037, C 2037, A 2045, B 2045 und C 2045 als erforderlich erwiesen. Aufgrund der Überführung in das Startnetz erfolgte im aktuellen NEP keine erneute Überprüfung.

Prüfung nach NOVA

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt. In diesem Projekt wurden die pauschalen Ansätze des NEP leitungsscharf geprüft und die notwendigen Maßnahmen für den WAFB-Einsatz auf den konkreten Leitungen ausgewiesen.

Prüfung alternativer Netzausbaumaßnahmen

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.

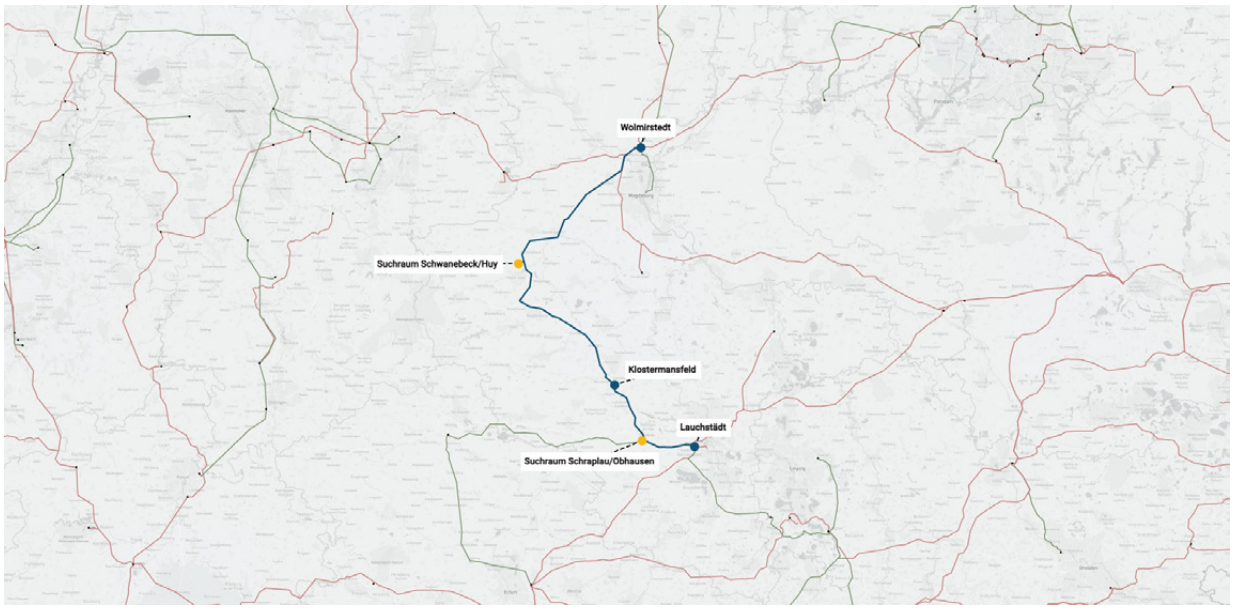
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt 50HzT-P124 mit der Maßnahme M209a wurde als P124 erstmals im NEP 2030 (2019) ausgewiesen. Das Projekt 50HzT-P124 mit der Maßnahme M209b wurde als P124 seit dem NEP 2023 (2013) ausgewiesen. Das Projekt wurde mit beiden Maßnahmen im NEP 2030 (2019), im NEP 2035 (2021) sowie im NEP 2037/2045 (2023) von der Bundesnetzagentur bestätigt. Es ist als Teil des Vorhabens Nr. 60 im Bundesbedarfsplan enthalten. Das Projekt wurde im NEP 2037/2045 (2025) in das Startnetz aufgenommen.

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht 50HzT-P124
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

50HzT-P128

Netzausbau: 3. und 4. Querregeltransformator Vierraden

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

50hertz | Elia Group

Startnetz Onshore AC

Weitere Informationen

TYNDP-Nr: 94.1493

Projektbeschreibung

Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist die Annäherung der physikalischen Austauschleistungen an die NTC-Werte (Net Transfer Capacity: max. Austauschleistungen für den Stromhandel zwischen zwei Gebieten, ohne dort die Netzsicherheit zu gefährden) zwischen den Regelzonen von 50Hertz und dem polnischen Übertragungsnetzbetreiber PSE sowie dem tschechischen Übertragungsnetzbetreiber ČEPS. Das Projekt umfasst die folgende Maßnahme:

- M213: Vierraden: Querregeltransformator (3.+4.)

Weitere Infos zum Projekt

https://www.50hertz.com/de/Netzausbau

https://www.50hertz.com/de/Netz/Netzentwicklung/ProjekteanLand/Uckermarkleitung

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M213 Vierraden: Querregeltransformator (3.+4.)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Brandenburg

Geplante Inbetriebnahme: 2026

Beschreibung der Maßnahme

In der 380-kV-Anlage Vierraden werden zwei weitere 380/380-kV-Querregeltransformatoren errichtet.

Begründung des geplanten Projekts

Hintergrund des geplanten Projekts

50Hertz hat in Kooperation mit PSE in 2018 die ersten beiden 380/380-kV-Querregeltransformatoren an der deutsch-polnischen Grenze in Betrieb genommen, um ungeplante, grenzüberschreitende Stromflüsse besser steuern und damit mehr Stromhandel bei gleichzeitigem Erhalt der Netz- und Systemsicherheit zulassen zu können. Für die gleiche Aufgabe wurden in 2017 auch Querregeltransformatoren an der deutsch-tschechischen Grenze in Kooperation von 50Hertz und ČEPS in Betrieb genommen.

An allen derzeitigen und zukünftigen Kuppelstellen nach Polen und Tschechien sollen Querregeltransformatoren zur Leistungsflusssteuerung installiert werden, dabei ist der Einsatz von mindestens einem Querregeltransformator pro Stromkreis notwendig. Zusätzlich zu den oben genannten Querregeltransformatoren in Vierraden und Röhrsdorf ist dies auf polnischer Seite in Mikulowa (bestehende 380-kV-Kuppelleitung nach Hagenwerder) und auf tschechischer Seite in Hradec (bestehende 380-kV-Kuppelleitung nach Röhrsdorf) bereits der Fall.

Die Querregeltransformatoren in Mikulowa und Hradec wurden 2017/18 in Betrieb genommen. Für Vierraden ist der Einsatz von zwei weiteren Querregeltransformatoren im Zusammenhang mit der in Betrieb genommenen 380-kV-Uckermarkleitung (50HzT-003, siehe NEP2037/2045 (2023)) vorgesehen, um dem Bedarf nach Leistungsflusssteuerung in den Szenarien des Netzentwicklungsplans zu entsprechen. Dem Grunde nach stellt dieses Projekt ein internationales Projekt dar, das u. a. aufgrund von Untersuchungen auf europäischer Ebene (u. a. EWIS-Studie und ENTSO-E TYNDP) begründet ist.

Die Inbetriebnahme der ersten beiden Querregeltransformatoren in Vierraden (Nr. 1 und 2) ist mit der Aufnahme des 380-kV-Betriebes der Kuppelleitung Vierraden - Krajnik in der Jahresmitte 2018 erfolgt.

Netzplanerische Begründung

Insbesondere die hohe Einspeisung erneuerbarer Energien (EE) 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 Belastungen würden infolge des weiteren EE-Ausbaus in Deutschland, insbesondere auch in der 50Hertz-Regelzone, 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 Querregeltransformatoren 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 Querregeltransformatoren 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 Querregeltransformatoren bedarfsgerecht verstärkt und ausgebaut werden.

Darüber hinaus verfolgt 50Hertz mit dem Konzept einer flexiblen Anschaltung der Querregeltransformatoren an 50Hertz-interne 380-kV-Stromkreise in Vierraden und Röhrsdorf das Ziel, die regelzoneninternen Übertragungskapazitäten effektiver ausnutzen zu können. Dies ist derzeit insbesondere am stark vermaschten 380-kV-Netzknoten Röhrsdorf im Südraum der 50Hertz-Regelzone von Interesse, um die bestehenden und neu hinzu gekommenen höheren Übertragungskapazitäten noch besser ausnutzen zu können. Mit dem weiteren 380-kV-Netzausbau im nordöstlichen Bereich der 50Hertz-Regelzone trifft das dann auch auf Vierraden zu.

Bei den vorgenannten 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.

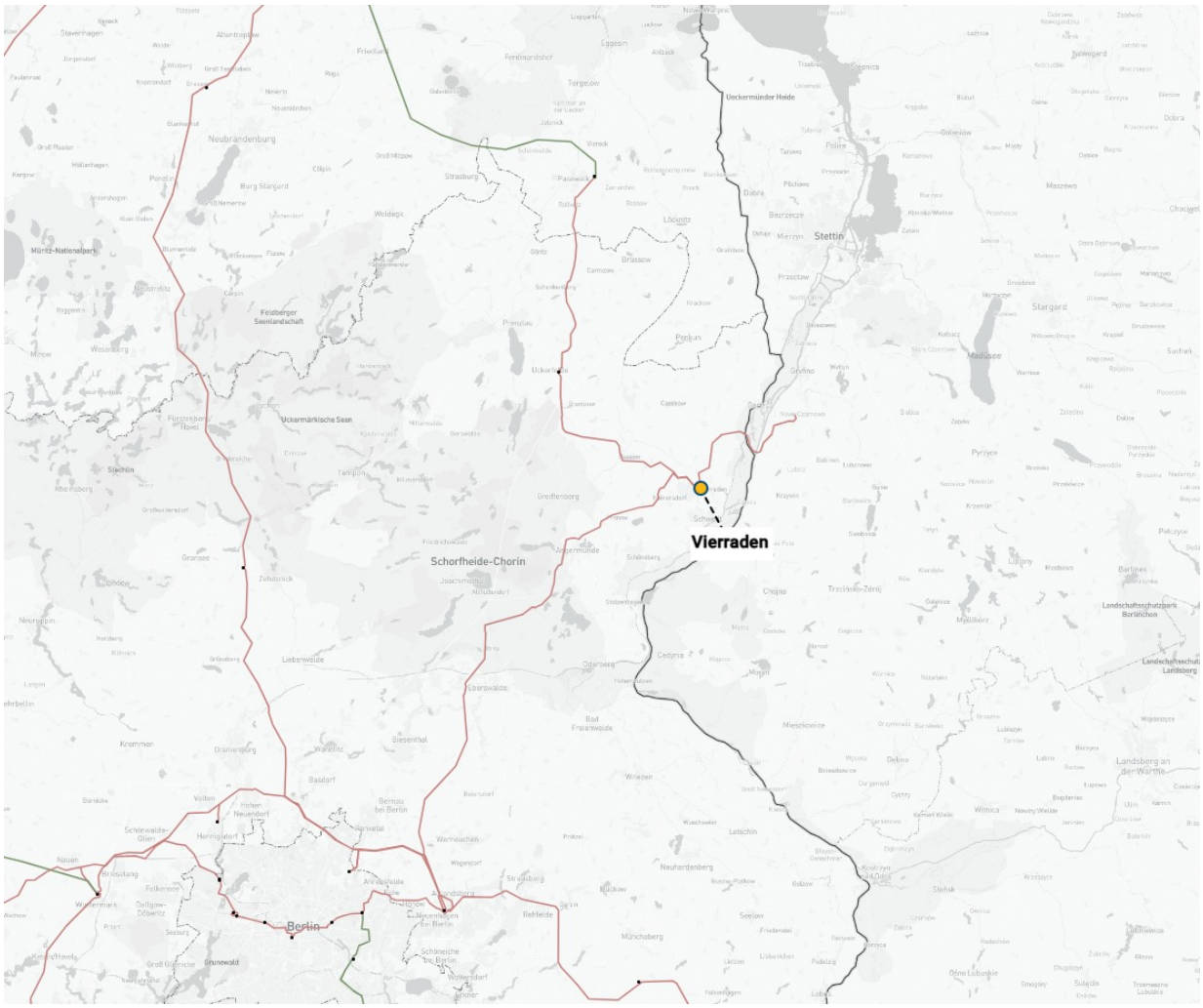
Ohne den Einsatz der Querregeltransformatoren an der deutsch-polnischen und deutsch-tschechischen Grenze wird der zulässige Export nach Polen und Tschechien in der Höhe und Zeitdauer überschritten und damit die (n-1)-Sicherheit v. a. in den Übertragungsnetzen der Nachbarländer gefährdet.

Die Installation von Querregeltransformatoren 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.

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht 50HzT-P128
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

50HzT-P150
Netzverstärkung: Querfurt - Wolkramshausen - Vieselbach

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

50hertz | Elia Group

Startnetz **Onshore** **AC**

Weitere Informationen

BBP-Nr: 44

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Sachsen-Anhalt und Thüringen sowie der Verstärkung der Netzinfrastruktur in der Region Nordthüringen/Südharz. Mit der mittelfristig notwendigen Netzstrukturänderung von 220 kV auf 380 kV erhöhen sich zudem die Potenziale der vertikalen Übertragungskapazität (Umspannwerk(e) mit 380/110-kV-Transformatoren) zur Sicherung der infrastrukturellen und wirtschaftlichen Entwicklungsfähigkeit der Region.

Das geplante Umspannwerk Querfurt ist als präzisierter Startpunkt des Projekts erforderlich, da in dessen Einzugsgebiet ein deutlicher regionaler Zuwachs an erneuerbaren Energien (EE), insbesondere von Windenergie, bereits besteht und weiterhin erwartet wird. Die Einspeisungen aus EE können damit aus dem Verteilnetz aufgenommen und über das Höchstspannungsnetz zu den Lastschwerpunkten abtransportiert werden.

- M352a: Querfurt - Wolkramshausen
- M463: Wolkramshausen - Vieselbach

Das Projekt wird in der Öffentlichkeit unter der Bezeichnung "Netzanbindung Südharz" geführt.

Weitere Infos zum Projekt

https://www.50hertz.com/de/Netz/Netzausbau/ProjekteanLand/NetzanbindungSuedharz/

Maßnahmen des geplanten Projektes

2 Maßnahmen

M352a Querfurt - Wolkramshausen

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Sachsen-Anhalt Thüringen

Ausführung:

Netzverstärkung	**71 km**
davon Ersatzneubau	71 km

Geplante Inbetriebnahme: 2028

Beschreibung der Maßnahme

Von Querfurt nach Wolkramshausen wird eine neue 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung gemäß der Bundesfachplanungsentscheidung vom 31.03.2023 errichtet. Diese wird überwiegend in oder unmittelbar neben der bestehenden 220-kV-Trasse sowie teilweise in Bündelung mit der Autobahn A 38 verlaufen. Die geplante 380-kV-Anlage Querfurt (siehe Begleitdokument Punktmaßnahmen) umfasst u. a. 380/110-kV-Transformatoren. Die 220-kV-Anlage Wolkramshausen inkl. 220/110-kV-Transformatoren ist mittels 380-kV-Neubau inkl. 380/110-kV-Transformatoren abzulösen (380-kV-Umstellung des Standortes).

M463 Wolkramshausen - Vieselbach

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Thüringen

Ausführung:

Netzverstärkung	**75 km**
davon Ersatzneubau	75 km

Geplante Inbetriebnahme: 2028

Beschreibung der Maßnahme

Von Wolkramshausen nach Vieselbach wird eine neue 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung gemäß der Bundesfachplanungsentscheidung vom 30.06.2022 errichtet. Diese wird teilweise in oder unmittelbar neben der bestehenden 220-kV-Trasse sowie teilweise in Bündelung mit bestehenden 110-kV-Leitungen und der Autobahn A 71 verlaufen. Die 380-kV-Anlagen Vieselbach und Wolkramshausen sind entsprechend zu erweitern bzw. auszubauen.

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Die 220-kV-Leitung von Eula nach Wolkramshausen besitzt derzeit eine Übertragungskapazität von ca. 410 MVA und die 220-kV-Leitung von Wolkramshausen nach Vieselbach eine Übertragungskapazität von ca. 710 MVA pro Stromkreis. Aufgrund der vorherrschenden Hauptleistungsflussrichtung von Nordost nach Südwest und der Rückspeisung von Leistung aus erneuerbaren Energien (EE) aus den nachgelagerten Verteilnetzen 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-Hochstromleitung Lauchstädt - Vieselbach (1. Abschnitt der Südwest-Kuppelleitung) zu. Diese besitzt eine Übertragungskapazität von ca. 2.400 MVA pro Stromkreis.

Die bestehende 380-kV-Leitung Lauchstädt - Vieselbach und insbesondere die bestehenden 220-kV-Leitungen Eula - Wolkramshausen - Vieselbach besitzen somit für die zu erwartenden Übertragungsaufgaben insgesamt eine zu geringe Übertragungskapazität. Zur Erhöhung der Übertragungskapazität müssen folglich die 220-kV-Leitungen im Abschnitt Querfurt - Wolkramshausen (M352a) und Wolkramshausen - Vieselbach (M463) als 380-kV-Leitungen neu errichtet werden. Ohne die vorgenannte Ablösung der 220-kV-Leitungen durch 380-kV-Neubau in bestehender bzw. teilweise neuer Trasse (Netzverstärkung) wird die bestehende 380-kV-Leitung Lauchstädt - Vieselbach bei Ausfall eines 380-kV-Stromkreises dieser Leitung unzulässig hoch belastet.

Das netztechnische Ziel des Projekts ist es, durch die Erhöhung der Übertragungskapazität auf der Achse Querfurt - Wolkramshausen - Vieselbach, netztechnisch wirksam ergänzt um die Netzverstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung Klostermansfeld - Lauchstädt, hier im neuen Teilstück Querfurt - Lauchstädt (50HzT-P124 M209b), einen Beitrag zur netztechnisch notwendigen Erhöhung der horizontalen Übertragungskapazität in Sachsen-Anhalt und Thüringen sowie der vertikalen Übertragungskapazität in der Region Nordthüringen/Südharz zu leisten. Die geplante 380-kV-Leitung von Querfurt über Wolkramshausen nach Vieselbach dient insbesondere dem EE-Ferntransport aus Sachsen-Anhalt und Thüringen in den Süden der Bundesrepublik.

Auch im Zusammenhang mit dem hier beschriebenen Projekt 50HzT-P150 wurde das Projekt 50HzT-P124 im NEP als notwendige Netzverstärkung identifiziert. Damit werden u. a. Engpässe auf dem Abschnitt Querfurt - Lauchstädt vermieden. Dieser Leitungsabschnitt wirkt zusammen mit dem Projekt 50HzT-P150 (Leitung Querfurt - Wolkramshausen - Vieselbach) als Bypass netztechnisch entlastend auf die bereits heute hochbelastete 380-kV-Leitung Lauchstädt - Vieselbach.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden.

Prüfung nach NOVA

Zu den Maßnahmen M352a und M463 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.

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt. Zur Anwendung einer Netzoptimierung mittels WAFB sind jedoch die bestehenden 220-kV-Leitungen Eula - Wolkramshausen - 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 - Wolkramshausen wurde im Abschnitt Lauchstädt - Wolkramshausen 1965 und die 220-kV-Leitung Wolkramshausen - 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.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Eine Verstärkung der bestehenden Leitung Lauchstädt - Vieselbach bzw. deren Ausbau zu einer Vierfachleitung wurde ebenfalls geprüft. Diese Planungsalternative kann aber aus dem folgenden Grund nicht realisiert werden: Eine Netzverstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung von Lauchstädt nach Vieselbach mittels Aufrüstung von zwei auf vier Stromkreisen ist aufgrund der erst in 2008 realisierten Bauweise nicht möglich, ohne diese abzureißen und vollständig neu zu errichten. 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 Südwest-Kuppelleitung 2008 in Betrieb genommen. Die Nutzung der 220-kV-Trasse in den

Abschnitten Querfurt - Wolkramshausen - Vieselbach ist in Verbindung mit einer regionalen Netzstrukturänderung aus technisch-wirtschaftlicher Sicht als Netzverstärkungsmaßnahme vorzuziehen.

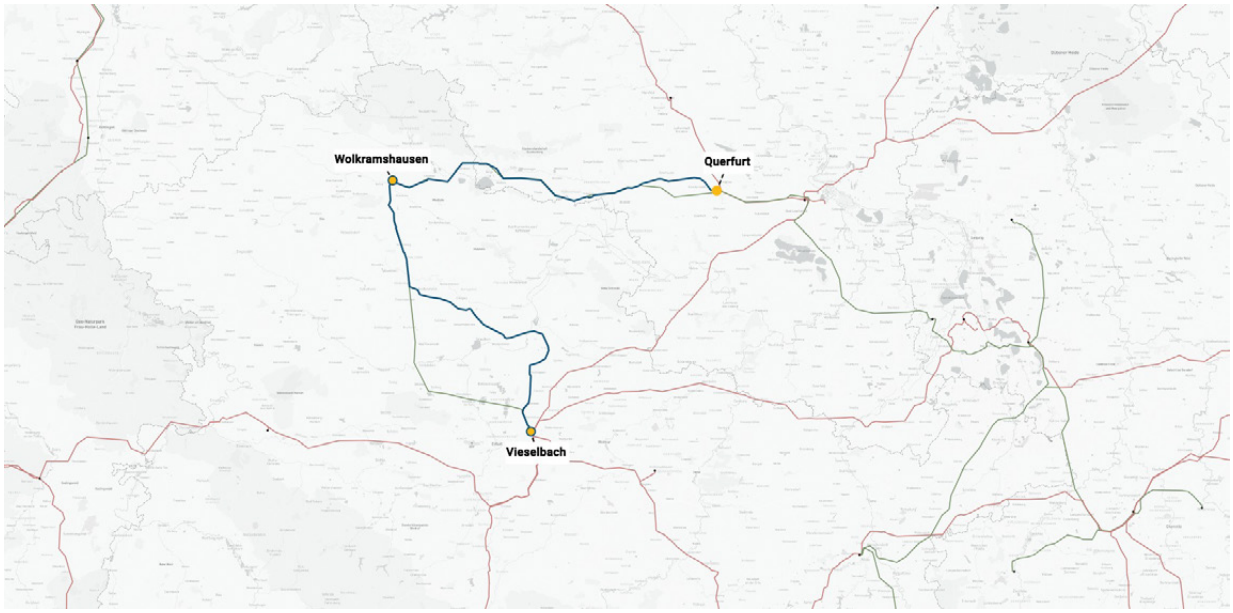
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt 50HzT-P150 wurde als damalige Gesamtmaßnahme M352 Lauchstädt - Wolkramshausen - Vieselbach im NEP 2024 (2014) erstmals identifiziert und von der Bundesnetzagentur bestätigt. Es ist als Vorhaben Nr. 44 im Bundesbedarfsplan enthalten. Auch im NEP 2030 (2017), im NEP 2030 (2019) sowie im NEP 2035 (2021) wurden die Maßnahmen M352a und M463 bestätigt. Das Projekt wurde im NEP 2037/2045 (2023) in das Startnetz aufgenommen.

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht 50HzT-P150
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

50HzT-P180
380-kV-Kabeldiagonale Berlin
Netzverstärkung: Marzahn - Friedrichshain - Mitte - Charlottenburg - Reuter - Teufelsbruch (Mast 305)

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

Startnetz Onshore AC

Weitere Informationen

BBP-Nr: 87

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Berlin und enthält die folgende Maßnahme:

- M406: Marzahn - Friedrichshain - Mitte - Charlottenburg - Reuter - Teufelsbruch (Mast 305)

Das Projekt wird in der Öffentlichkeit unter "Kabeldiagonale Berlin" geführt.

Weitere Infos zum Projekt

https://www.50hertz.com/de/Netz/Netzausbau/ProjekteanLand/BerlinerProjekte/KabeldiagonaleBerlinReuterTeufelsbruch/

https://www.50hertz.com/de/Netz/Netzentwicklung/ProjekteanLand/380-kV-KabeldiagonaleBerlin

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M406 Marzahn - Friedrichshain - Mitte - Charlottenburg - Reuter - Teufelsbruch (Mast 305)

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Berlin

Ausführung:

Netzverstärkung	**28 km**
davon Ersatzneubau	28 km

Geplante Inbetriebnahme: 2038

Beschreibung der Maßnahme

Vom Umspannwerk (UW) (Berlin-)Marzahn über das UW (Berlin-)Friedrichshain zum UW (Berlin-)Mitte sind anstelle der bestehenden beiden 380-kV-Kabel neue 380-kV-Kabel mit einer höheren Übertragungskapazität im vorhandenen Kabeltunnel erforderlich (Ersatzneubau). Hierzu sind die 380-kV-Anlagen Marzahn, Friedrichshain und Mitte anzupassen.

Vom UW (Berlin-)Mitte zum UW (Berlin-)Charlottenburg sind anstelle der bestehenden beiden 380-kV-Kabel neue 380-kV-Kabel mit einer höheren Übertragungskapazität in Tunnelbauweise erforderlich (Ersatzneubau). Hierzu sind die 380-kV-Anlagen Charlottenburg und Mitte anzupassen bzw. zu erweitern.

Vom UW (Berlin-)Charlottenburg zum UW (Berlin-)Reuter sind, zumindest im betreffenden Kabelabschnitt, anstelle der bestehenden beiden 380-kV-Kabel neue 380-kV-Kabel mit einer höheren Übertragungskapazität in Tunnelbauweise erforderlich (Ersatzneubau). Hierzu sind die 380-kV-Anlagen Reuter und Charlottenburg anzupassen bzw. zu erweitern.

Vom UW (Berlin-)Reuter zum Mast 305 der 380-kV-Leitung Wolmirstedt - Teufelsbruch bzw. Wustermark - Teufelsbruch in räumlicher Nähe zum UW (Berlin-)Teufelsbruch sind anstelle der bestehenden beiden 380-kV-Kabel neue 380-kV-Kabel mit einer höheren Übertragungskapazität in Tunnelbauweise erforderlich (Ersatzneubau). 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 für die betreffenden Kabelabschnitte Mitte - Charlottenburg - Reuter - Teufelsbruch (Mast 305).

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Erhöhung der Stromtragfähigkeit der 380-kV-Diagonale wird aufgrund von veränderten Leistungsflussbedingungen notwendig: Zunehmende Transitleistungsflüsse in der regionalen Hauptleistungsflussrichtung von Ost nach West, für die die 380-kV-Diagonale ursprünglich nicht ausgelegt wurde, belasten sie bereits heute sehr stark. Neben dem Übertragungsbedarf an konventioneller Erzeugungsleistung muss sie die im Umland stetig steigende Erzeugungsleistung aus erneuerbaren Energien (EE) aufnehmen. Die 380-kV-Diagonale ist daher bereits heute durch Ost-West-Leistungsflüsse von vornehmlich im Umland erzeugter EE-Leistung östlich und nördlich von Berlin (u. a. bestehende Umspannwerke Pasewalk, Bertikow, Vierraden, Neuenhagen, Gransee und Heinersdorf) zum Teil bis zur Belastungsgrenze beansprucht. Mit dem weiteren EE-Ausbau wird sich diese Beanspruchung weiter erhöhen.

Für Berlin ist in den nächsten Jahren von einem Lastanstieg auszugehen. Dieser resultiert vorrangig aus der fortschreitenden Elektrifizierung der Wärmeerzeugung der Stadt Berlin, der Umstellung auf Elektromobilität sowie der Ansiedlung von Rechenzentren. Dieser Lastanstieg sowie die weiter ansteigende Belastung der 380-kV-Diagonale durch zunehmende Transitleistungsflüsse, bedingt durch den Transport von EE-Leistung, kann nur durch eine Erhöhung der Übertragungskapazität der Diagonale und die Bereitstellung entsprechender Transformatorkapazitäten in den Umspannwerken zwischen Übertragungs- und Verteilungsnetz gedeckt werden. In diesem Zusammenhang steht auch das Projekt 50HzT-P252 Umspannwerk Berlin/Südost (siehe NEP 2037/2045 (2023)).

Netzplanerische Begründung

Die in Berlin noch vorhandenen Kraftwerkskapazitäten stehen infolge ihrer Aufgaben zur Sicherung der Fernwärmeversorgung nur bedingt für den Redispatch – hinsichtlich einer allerdings eher nur theoretisch vorhandenen Reduzierungsoption der Netzbelastung – zur Verfügung.

Die bestehenden Kabel weisen eine Übertragungskapazität 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 Übertragungskapazität der 380-kV-Diagonale ist für die gemäß Szenariorahmen zu erwartenden Übertragungsaufgaben nicht ausreichend. Ohne den Neubau in bestehender Trasse wird z. B. bei Ausfall eines 380-kV-Stromkreises zwischen Reuter und Mitte das verbleibende 380-kV-Kabel (der 2. Stromkreis der Doppelkabelverbindung) unzulässig hoch belastet.

Das Projekt 50HzT-P180 leistet insgesamt einen zentralen Beitrag zur Netz- und Versorgungssicherheit Berlins. Fehler an einem 380-kV-Kabel, 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 Diagonale können nicht durch das umliegende Übertragungsnetz bzw. das nachgelagerte Verteilnetz aufgefangen werden. Durch die Verstärkung der 380-kV-Diagonale und die entsprechenden Maßnahmen in den Umspannwerken wird das Zuverlässigkeitsniveau sowohl im Fall von Wartungs- und Baumaßnahmen (Erweiterungsmaßnahmen) als auch bei Belastungen der Diagonale im Grenzbereich der zulässigen Übertragungskapazität erhöht. Dieses Projekt ist für die Erhöhung der Netzsicherheit und -zuverlässigkeit zur stabilen Versorgung der Hauptstadt notwendig.

Für die Lastzuwächse in Berlin – bedingt durch den Umstieg bei der Mobilität und Wärme auf elektrische Energie, die Digitalisierung und um Wachstum in und um Berlin zu ermöglichen – sind zusätzliche 380-kV-Neubau-Maßnahmen (Leitungen und Netzverknüpfungspunkte) in Berlin zwingend erforderlich. Diese Maßnahmen sind im Projekt 50HzT-P531 beschrieben.

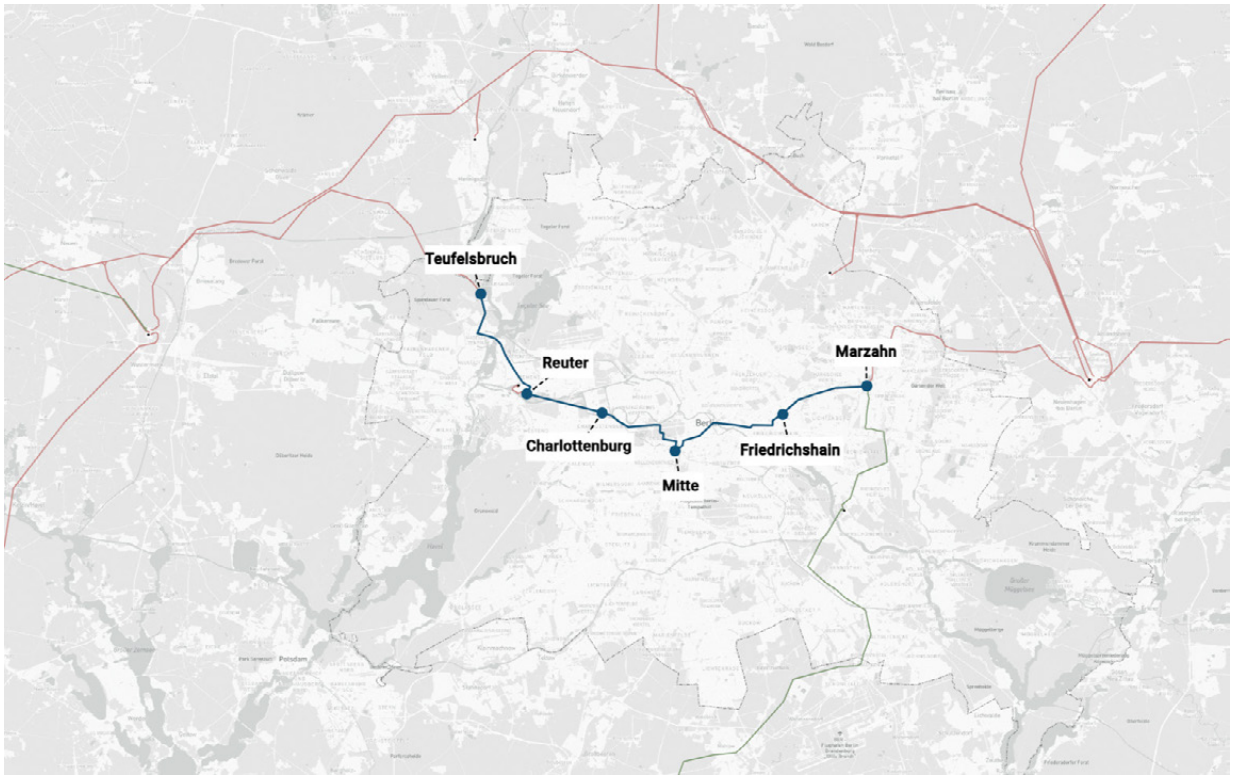
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt 50HzT-P180 wurde als Projekt P180 erstmals im NEP 2014 identifiziert und zuletzt erneut im NEP 2030 (2019) bestätigt. Es ist als Vorhaben 87 im Bundesbedarfsplan enthalten. Das Projekt wurde im NEP 2035 (2021) in das Startnetz aufgenommen.

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht 50HzT-P180
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

50HzT-P215

Netzverstärkung: Güstrow - Bentwisch - Gnewitz

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

50hertz | Elia Group

Startnetz **Onshore** **AC**

Weitere Informationen

BBP-Nr: 52

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Mecklenburg-Vorpommern und enthält folgende Maßnahme:

- M454: Güstrow - Bentwisch - Gnewitz

Das Projekt wird in der Öffentlichkeit unter der Bezeichnung "Netzverstärkung Region Rostock" geführt.

Weitere Infos zum Projekt

https://www.50hertz.com/de/Netz/Netzausbau/ProjekteanLand/NetzverstaerkungRegionRostock/

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M454 Güstrow - Bentwisch - Gnewitz

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Mecklenburg-Vorpommern

Ausführung:

Netzverstärkung	**56 km**
davon Parallelneubau	36 km
davon Ersatzneubau	20 km

Geplante Inbetriebnahme: 2029

Beschreibung der Maßnahme

Vom bestehenden Umspannwerk (UW) Güstrow über das bestehende UW Bentwisch bis zur neu zu errichtenden Schaltanlage Gnewitz wird eine neue 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung errichtet. Zwischen Güstrow und Bentwisch orientiert sich die Planung an der bestehenden 380-kV-Leitung Güstrow - Bentwisch. Für den Abschnitt zwischen Bentwisch und Gnewitz wird die neue 380-kV-Leitung im Trassenraum der bestehenden 220-kV-Leitung Güstrow - Lüdershagen errichtet. Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung orientiert sich die Planung an der Bestandstrasse. Die bestehende 220-kV-Leitung von Güstrow über Bentwisch bis Gnewitz wird dabei teilweise zurückgebaut. Die 380-kV-Anlagen in Bentwisch und Güstrow sind im Rahmen dieses Vorhabens zu erweitern.

Die Umspannwerke Bentwisch und Güstrow werden zudem für die Aufnahme von Einspeisungen aus erneuerbaren Energien (EE) in der Region durch 380/110-kV-Transformatoren erweitert (siehe Begleitdokument Punktmaßnahmen). Außerdem ist in Gnewitz eine neue 380-kV-Anlage zur Aufnahme von EE-Leistung sowie zur Anbindung der oben genannten 380-kV-Leitung zu errichten. In dieser neuen Anlage ist darüber hinaus ein 380/220-kV-Netzkuppeltransformator zu errichten, über welchen die Anbindung der verbleibenden 220-kV-Leitung nach Lüdershagen erfolgt, um die notwendige regionale Netzvermaschung zu erhalten.

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Über den Standort Bentwisch wird bereits EE-Leistung aus Offshore-Windenergieanlagen in Kombination mit dem Interkonnektor Kriegers Flak Combined Grid Solution zwischen Dänemark und Deutschland abgeführt. Darüber hinaus wird gemäß Szenariorahmen eine sehr hohe onshore-seitige EE-bedingte Rückspeiseleistung über die Umspannwerke Lüdershagen und Bentwisch erwartet.

Netzplanerische Begründung

Die zusätzliche Erzeugungsleistung aus der Netzanbindung eines Offshore-Windparks im Küstenmeer nach § 17d Abs. 6 und 7 EnWG sowie die zukünftig zu erwartende EE-bedingte Rückspeiseleistung aus dem Verteilnetz bedingen die Umsetzung der gegenständlichen Maßnahme M454. Die bestehenden 220-kV-Leitungen Bentwisch - Güstrow und Güstrow - Lüdershagen besitzen für die zu erwartenden Übertragungsaufgaben eine zu geringe Übertragungskapazität. Zur Erhöhung der Übertragungskapazität müssen folglich die Spannungsebene auf 380 kV erhöht und die Leitungen Bentwisch - Güstrow und Bentwisch - Gnewitz als 380-kV-Neubau vorzugsweise im bestehenden Trassenraum errichtet werden. Ohne diese Netzverstärkung werden die 220-kV-Leitungen bei Ausfall eines Stromkreises dieser Leitungen unzulässig hoch belastet.

Zudem kann mit der Maßnahme M454 auch zusätzlich Offshore-Leistung der geplanten Netzanbindung eines Offshore-Windparks im Küstenmeer nach § 17d Abs. 6 und 7 EnWG abgeführt werden, wenn dieses an die neue 380-kV-Anlage in Gnewitz angebunden wird.

Bentwisch ist derzeit mit nur einer 380-kV-Doppelleitung nach Güstrow in das 380-kV-Übertragungsnetz eingebunden. In Bentwisch speisen die HGÜ KONTEK, die Combined Grid Solution inkl. der Offshore-Windparks Baltic 1 und 2, das Kraftwerk Rostock und die regional installierte Onshore-EE-Leistung ein. Bereits heute können kritische Betriebssituationen bei Störungen im Wartungsfall auf der 380-kV-Leitung Bentwisch - Güstrow auftreten. In diesen Situationen 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 Höchst-/Hochspannung-Umspannungsebene und der 110-kV-Netzebene des regionalen Verteilnetzbetreibers. Durch die zunehmende EE-Entwicklung im Rahmen der Szenarien des NEP sowie der zwischenzeitlich erfolgten Inbetriebnahme des Offshore-Windparks Baltic 2 und des Interkonnektors Kriegers Flak Combined Grid Solution werden künftig unzulässig hohe Belastungen im Bereich Bentwisch - Güstrow erreicht, die eine Netzverstärkung erforderlich machen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt wurden. Das Projekt 50HzT-P215 hat sich zuletzt im NEP 2037/2045 (2023) für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2037, B 2037, C 2037, A 2045, B 2045 und C 2045 als erforderlich erwiesen. Aufgrund der Überführung in das Startnetz erfolgte im aktuellen NEP keine erneute Überprüfung.

Prüfung nach NOVA

Eine Reduzierung der Auslastung durch Topologieänderungen führt zu weiteren Spannungsproblemen und Überlastungen in nachgelagerten 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.

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei Netzberechnungen generell berücksichtigt. Die 220-kV-Leitung Bentwisch - Güstrow wurde 1985 nach den technischen Normen, Gütevorschriften und Lieferbedingungen (TGL) der ehemaligen DDR errichtet. Zur Anwendung einer Netzoptimierung mittels WAFB 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.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Zur Maßnahme M454 ist keine andere Netzoptimierung oder -verstärkung möglich, die eine wirtschaftliche oder netztechnische Alternative darstellt. Die gemäß Szenariorahmen erwartete installierte EE-Leistung und insbesondere die Einspeisungen der Onshore- und Offshore-Windenergie sowie des Interkonnektors können in der Region nur über eine Netzverstärkung mittels 380-kV-Neubau (Netzverstärkung in bestehender Trasse) der bestehenden 220-kV-Leitung zwischen Gnewitz sowie Bentwisch und Güstrow abgeführt werden.

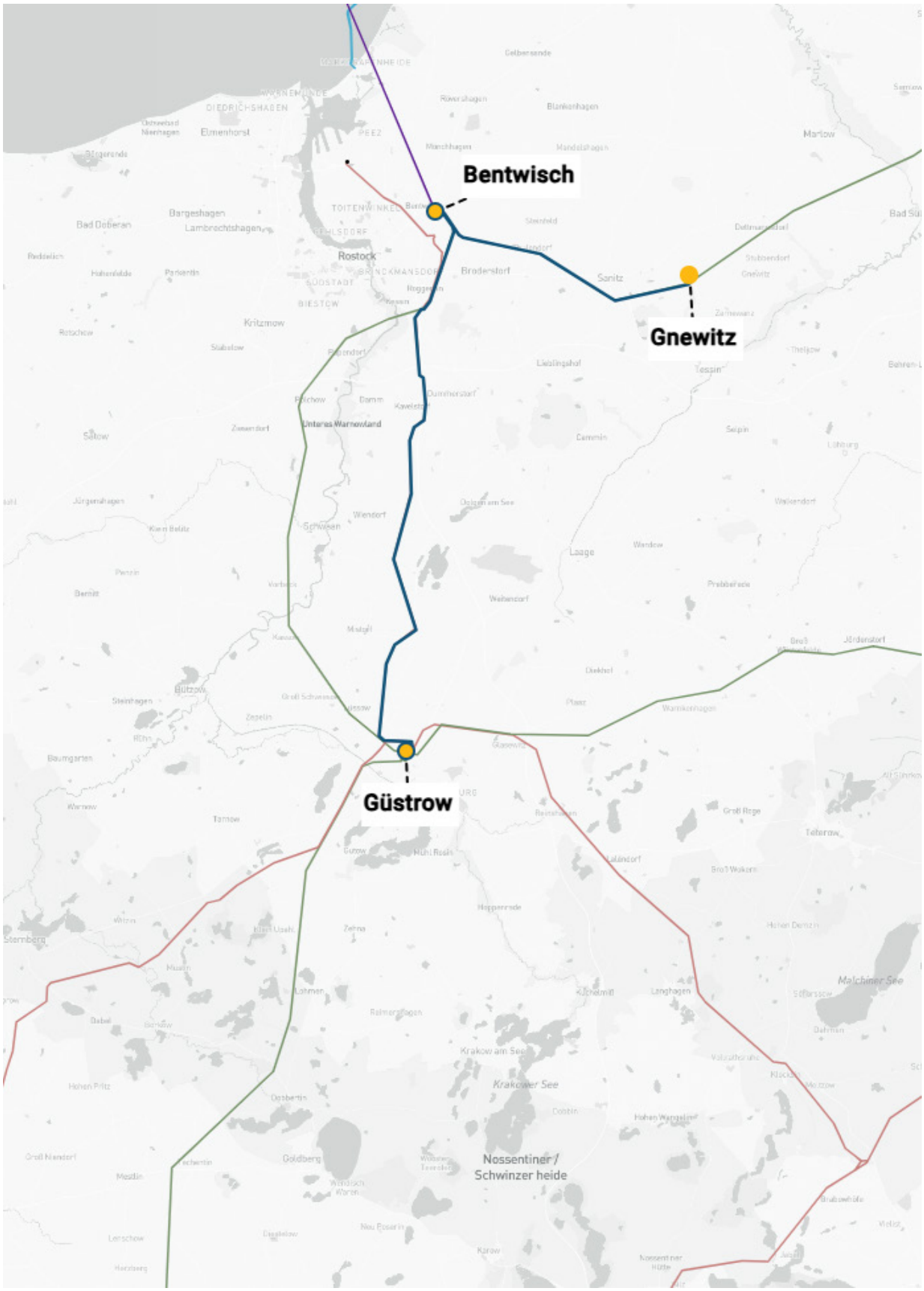
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt 50HzT-P215 wurde als P215 im NEP 2025 (2015) erstmals ausgewiesen (M454: Netzverstärkung Bentwisch - Güstrow) und im NEP 2030 (2017) durch eine weitere Maßnahme M521: Bentwisch - Gnewitz ergänzt. Das Projekt wurde mit den Maßnahmen M454 und M521 im NEP 2030 (2017) von der Bundesnetzagentur bestätigt. Im Rahmen des NEP 2030 (2019) wurden die Maßnahmen M454 und M521 zur Maßnahme M454 zusammengeführt und bestätigt. Das Projekt 50HzT-P215 wurde als P215 auch im NEP 2037/2045 (2023) von der Bundesnetzagentur bestätigt. Es ist als Vorhaben Nr. 52 im Bundesbedarfsplan enthalten. Das Projekt wurde im NEP 2037/2045 (2025) in das Startnetz aufgenommen.

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht 50HzT-P215
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

50HzT-P216

Netzverstärkung: Güstrow - Siedenbrünzow - Iven/West - Pasewalk/Nord - Pasewalk

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

50hertz | Elia Group

Startnetz **Onshore** **AC**

Weitere Informationen

BBP-Nr: 53

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Mecklenburg-Vorpommern und enthält folgende Maßnahmen:

- M455: Güstrow - Siedenbrünzow - Iven/West
- M523: Iven/West - Pasewalk/Nord - Pasewalk

Im Zuge der Maßnahmen M455 und M523 ist eine neue 380-kV-Anlage Iven/West zusammen mit einem 380/220-kV-Netzkuppeltransformator zu errichten. Der geeignete Standort wird im Ergebnis von Raumwiderstandsanalysen ermittelt. Das Projekt wird in der Öffentlichkeit unter der Bezeichnung "Netzverstärkung Pasewalk - Güstrow" geführt.

Weitere Infos zum Projekt

https://www.50hertz.com/de/Netz/Netzausbau/ProjekteanLand/NetzverstaerkungPasewalkGuestrow/

Maßnahmen des geplanten Projektes

2 Maßnahmen

M455 Güstrow - Siedenbrünzow - Iven/West

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Mecklenburg-Vorpommern

Ausführung:

Netzverstärkung	**90 km**
davon Ersatzneubau	90 km

Geplante Inbetriebnahme: 2031

Beschreibung der Maßnahme

Vom bestehenden Umspannwerk (UW) Güstrow über das bestehende UW Siedenbrünzow bis zur neu zu errichtenden Schaltanlage Iven/West wird vorzugsweise im bestehenden 220-kV-Trassenraum eine neue 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung errichtet (geplanter zweiter und dritter Abschnitt von P216). Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung orientiert sich die Planung an der Bestandstrasse. Die 380-kV-Anlagen in Güstrow und Siedenbrünzow sind zu erweitern.

M523 Iven/West - Pasewalk/Nord - Pasewalk

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Brandenburg Mecklenburg-Vorpommern

Ausführung:

Netzverstärkung	**62 km**
davon Ersatzneubau	62 km

Geplante Inbetriebnahme: 2028

Beschreibung der Maßnahme

Von der neu zu errichtenden Schaltanlage Iven/West über das geplante UW Pasewalk/Nord bis zum bestehenden UW Pasewalk wird vorzugsweise im bestehenden 220-kV-Trassenraum eine neue 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung errichtet (geplanter erster Abschnitt von P216). Bei der Ablösung

der bestehenden durch die neue Leitung orientiert sich die Planung an der Bestandstrasse. Die geplante 380-kV-Anlage Pasewalk/Nord sowie die in Zusammenhang mit 50HzT-P36 geplante 380-kV-Anlage Pasewalk sind entsprechend zu erweitern.

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die 220-kV-Leitung Güstrow - Pasewalk besitzt derzeit eine Übertragungskapazität von ca. 410 MVA pro Stromkreis. Gemäß Szenariorahmen wird in der Region ein signifikanter Zubau erneuerbarer Energien erwartet. 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, siehe NEP 2037/2045 (2023)) zusätzlich belastet. Die Fortführung der Uckermarkleitung (50HzT-003, siehe NEP 2037/2045 (2023)) und der Freileitung Bertikow - Pasewalk (50HzT-P36, siehe NEP 2037/2045 (2023)) durch die Netzverstärkung im Abschnitt von Pasewalk über Pasewalk/Nord nach Güstrow (50HzT-P216) schafft eine leistungsstarke Ost-West-Verbindung im nördlichen Bereich der 50Hertz-Regelzone. Diese ist auch Voraussetzung, um einen netztechnisch vorteilhaften flexiblen Einsatz der 380/380-kV-Querregeltransformatoren im Umspannwerk Vierraden (50HzT-P128) zu ermöglichen. Für die gemäß Szenariorahmen zu erwartenden Einspeisungen aus erneuerbaren Energien übersteigt der Übertragungsbedarf die Übertragungskapazität der heutigen 220-kV-Leitungen deutlich.

Netzplanerische Begründung

Ohne die 380-kV-Netzverstärkung Güstrow - Siedenbrünzow - Iven/West - Pasewalk/Nord - Pasewalk wird die bestehende 220-kV-Leitung bei Ausfall eines 220-kV-Stromkreises dieser Leitung unzulässig hoch belastet. Diese Problematik wird künftig durch die gemäß Szenariorahmen weiter zunehmende EE-Einspeisung verstärkt auftreten. Dadurch werden unzulässige Spannungen erreicht, die außerdem eine vollständige 380-kV-Einbindung erforderlich machen. Die Realisierung des Projekts 50HzT-P216 führt zu einer deutlichen Verbesserung dieser Situation.

Zudem stellt die geplante Netzvermaschung, die mit der neuen 380-kV-Anlage Iven/West und der Einbindung der bestehenden 380-kV-Leitung von Lubmin nach Altentreptow/Nord und Altentreptow/Süd hergestellt werden kann, eine zusätzliche Entlastung der bestehenden Leitungen dar und ermöglicht zudem die Übertragung der EE-Leistung auf mehreren 380-kV-Stromkreisen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige

Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt wurden. Das Projekt 50HzT-P216 hat sich als P216 zuletzt im NEP 2037/2045 (2023) für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2037, B 2037, C 2037, A 2045, B 2045 und C 2045 als erforderlich erwiesen. Aufgrund der Überführung in das Startnetz erfolgte im aktuellen NEP keine erneute Überprüfung.

Prüfung nach NOVA

Zum Projekt 50HzT-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 Spannungsproblemen 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.

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell betrachtet. Zur Anwendung einer Netzoptimierung mitttels WAFB ist die bestehende 220-kV-Leitung Güstrow - 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 Güstrow - Pasewalk wurde 1962-64 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.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Anderweitige Planungsmöglichkeiten kommen nicht in Betracht. Diese würden dem NOVA-Prinzip widersprechen, da keine anderweitigen parallelen Trassen existieren, die die Übertragungsaufgaben übernehmen könnten.

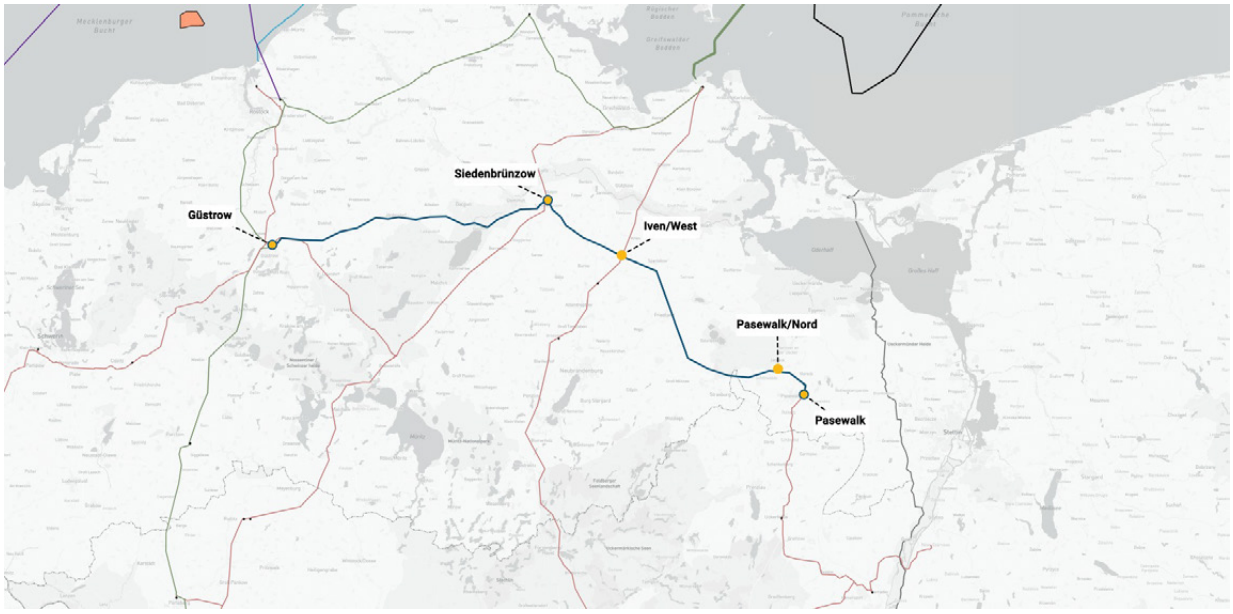
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt 50HzT-P216 wurde als P216 im NEP 2025 (2015) erstmals ausgewiesen und im NEP 2030 (2019), im NEP 2035 (2021) sowie im NEP 2037/2045 (2023) von der Bundesnetzagentur bestätigt. Es ist als Vorhaben Nr. 53 im Bundesbedarfsplan enthalten. Das Projekt wurde im NEP 2037/2045 (2025) in das Startnetz aufgenommen.

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht 50HzT-P216
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

50HzT-P357
Netzausbau: Leistungsflusssteuernde Maßnahme Güstrow (Ad-hoc-Maßnahme)

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

50hertz | Elia Group

Startnetz Onshore AC Ad-hoc

Projektbeschreibung

Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist die Leistungsflusssteuerung zur Beeinflussung der Belastung der 380-kV-Leitung Güstrow - Wessin - Görries - Krümmel. Insbesondere die Stromkreise zwischen den Umspannwerken (UW) Güstrow und Wessin/Görries zeigten sich in den Szenarien des NEP unzulässig hoch belastet. Durch den Einsatz von 380/380-kV-Querregeltransformatoren kann der Leistungsfluss auf den betreffenden Stromkreisen reduziert und auf andere, weniger belastete Stromkreise verteilt werden. Das Projekt umfasst die folgende Maßnahme.

- M566: Güstrow: Querregeltransformator (1.-4.) inkl. Anlagenumstrukturierung

Weitere Infos zum Projekt

https://www.50hertz.com/de/Netz/Netzausbau/ProjekteanLand/UmspannwerkGuestrow

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M566 Güstrow: Querregeltransformator (1.-4.) inkl. Anlagenumstrukturierung

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Mecklenburg-Vorpommern

Geplante Inbetriebnahme: 2026

Beschreibung der Maßnahme

In der 380-kV-Anlage Güstrow werden in Summe vier 380/380-kV-Querregeltransformatoren errichtet.

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Insbesondere die hohe Einspeisung erneuerbarer Energien in der 50Hertz-Regelzone hat in den vergangenen Jahren die Leitungsbelastungen im Raum Güstrow deutlich erhöht. Diese werden infolge des weiteren Ausbaus erneuerbarer Energien in Deutschland, insbesondere auch in der für das Übertragungsnetz im Raum Güstrow relevanten Region Mecklenburg-Vorpommern (Onshore- und Offshore), weiter zunehmen.

Netzplanerische Begründung

Daher verfolgt 50Hertz mit dem Konzept der Querregeltransformatoren im UW Güstrow das Ziel, die regelzoneninternen Übertragungskapazitäten effektiver auszunutzen. Bei der Maßnahme handelt es sich um eine horizontale Punktmaßnahme mit nationalen Auswirkungen auf den physikalischen Leistungsfluss. Die Maßnahme wurde in den Netzentwicklungsplan aufgenommen, da diese für die Umsetzung der Übertragungsaufgaben entsprechend Szenariorahmen notwendig ist. Zudem zeigt die Maßnahme eine dauerhaft Redispatch senkende Wirkung und reduziert damit die für Redispatch und Einspeisemanagement anfallenden Kosten.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt 50HzT-P357 wurde als P357 im NEP 2030 (2019) erstmals ausgewiesen und von der Bundesnetzagentur bestätigt. Das Projekt wurde im NEP 2035 (2021) in das Startnetz aufgenommen.

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht 50HzT-P357
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

50HzT-P358
Netzausbau: Netzkuppeltransformatoren Lauchstädt und Weida

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

50hertz | Elia Group

Startnetz Onshore AC

Projektbeschreibung

Das netztechnische Ziel des Projekts 50HzT-P358 ist es, durch den Einsatz der 380/220-kV-Netzkuppeltransformatoren in Lauchstädt und Weida einen Beitrag zur notwendigen Erhöhung bzw. Optimierung der horizontalen Übertragungskapazität im südlichen 380-kV-Netz der 50Hertz-Regelzone zu leisten.

Das Projekt ist Teil der Konzeption zur langfristigen Umstrukturierung des Südraums der 50Hertz-Regelzone und beinhaltet die folgende Maßnahme:

- M567TR_a: Lauchstädt: 380/220-kV-Netzkuppeltransformator (2x)
- M567TR_c: Weida: 380/220-kV-Netzkuppeltransformator (1x)

Maßnahmen des geplanten Projektes

2 Maßnahmen

M567TR_c Weida: 380/220-kV-Netzkuppeltransformator (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Thüringen

Geplante Inbetriebnahme: 2026

Beschreibung der Maßnahme

Im Zuge dieser Maßnahme wird im UW Weida ein 380/220-kV-Netzkuppeltransformator errichtet.

M567TR_a Lauchstädt: 380/220-kV-Netzkuppeltransformator (2x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Sachsen-Anhalt

Geplante Inbetriebnahme: 2026

Beschreibung der Maßnahme

Im Zuge dieser Maßnahme werden im UW Lauchstädt zwei 380/220-kV-Netzkuppeltransformatoren errichtet.

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Mit dem Projekt wird eine Optimierung der regionalen 220-kV-Netzstruktur verfolgt. Diese soll über die 380/220-kV-Netzkuppeltransformatoren technisch-wirtschaftlich vorteilhaft zur Entlastung der 380-kV-Haupttransportleitungen im Südraum der 50Hertz-Regelzone genutzt werden. Insgesamt wird damit eine höhere Übertragungskapazität in der Netzregion erreicht.

Bisherige Bestätigung des Projekts

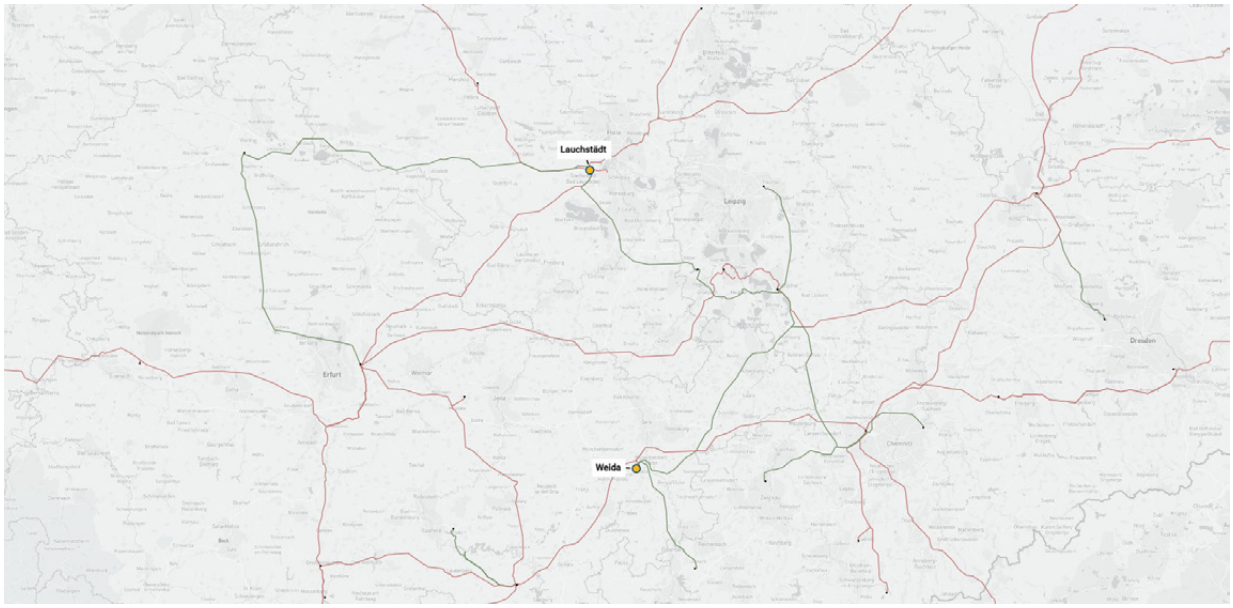
Die Maßnahmen M567TR_a und M567TR_c des Projektes 50HzT-P358 wurden als Maßnahme M567 des Projektes P358 seit dem NEP 2030 (2019) ausgewiesen und von der Bundesnetzagentur bestätigt. Das Projekt wurde im NEP 2035 (2021) in das Startnetz aufgenommen.

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des vorliegenden Netzentwicklungsplans. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im

Rahmen der Netzanalysen Onshore wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht 50HzT-P358
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

50HzT-P360
Netzverstärkung und -ausbau: Blindleistungskompensationsanlagen Regelzone 50Hertz

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

50hertz | Elia Group

Startnetz **Onshore** **AC**

Projektbeschreibung

Dieses Projekt weist Maßnahmen zur Blindleistungskompensation aus, die auf Basis bestätigter Blindleistungsbudgets der vorangegangenen Netzentwicklungspläne entwickelt wurden. Aufgrund ihrer fortgeschrittenen Verbindlichkeit werden sie in den Analysen des NEP 2037/2045 (2025) als gesetzt angenommen.

Seit Beginn der Stabilitätsuntersuchungen in den Netzentwicklungsplänen wurde ein kontinuierlich wachsender Bedarf an Blindleistung festgestellt. Bereits im NEP 2030 (2019) wurde der Bedarf zur Bereitstellung von Blindleistung zur Spannungshaltung an zahlreichen 50Hertz-Standorten erstmals systematisch im Rahmen des Netzentwicklungsplans ausgewiesen. Im NEP 2035 (2021) wurden Spannungshaltung und Spannungsstabilität erneut für den Zeithorizont bis 2035 untersucht. Dabei bestätigten sich die signifikant steigenden Blindleistungskompensationsbedarfe, die bei weitem nicht mehr durch die vorhandenen, direkt oder in nachgelagerten Netzebenen angeschlossenen Erzeugungsanlagen gedeckt werden können.

Die Stabilitätsanalysen im NEP 2037/2045 (2023) (inkl. des Begleitdokument Systemstabilität) zeigen, dass über die Spannungshaltung hinaus auch die Frequenzstabilität dauerhaft gesichert werden muss. Besonders im Fall einer Netzauftrennung gewinnt die Bereitstellung von Momentanreserve an Bedeutung. Um Synergien zu nutzen, sollen Blindleistungskompensationsanlagen entsprechend erweitert werden, sodass sie mehrere Systemdienstleistungen – insbesondere Blindleistung und Momentanreserve – gleichzeitig bereitstellen können.

Die folgenden Maßnahmen wurden auf Grundlage bestätigter Blindleistungsbudgets entwickelt und werden aufgrund ihres Umsetzungsstands und der damit eingegangenen Verbindlichkeiten als gesetzt

angenommen:

- M11: Ersatzneubau/Erweiterung 380-kV-Kompensationsspule (2x) in Reuter: Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist es, durch den Ersatzneubau und die Erweiterung von zwei 380-kV-Kompensationsspulen von 120 Mvar auf 176 Mvar die erforderliche Blindleistung für die Spannungshaltung im Raum Berlin bereitzustellen.

- M464 und M464b): Blindleistungskompensationsanlage UW Lauchstädt: Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist es, am Standort Lauchstädt stufenlos regelbare Blindleistung für die Spannungshaltung in der Netzregion bereitzustellen.
  - Errichtung von 2 x ±300 Mvar STATCOM inkl. Erforderliche Anpassungen an der 380-kV-Schaltanlage.
  - b) Erweiterung der Blindleistungskompensationsanlage UW Lauchstädt als Hybrid-STATCOM durch 2 x MSCDN (2 x 300 Mvar)

- M595a) bis g) und o): Blindleistungskompensationsanlagen an weiteren Standorten der 50Hertz-Regelzone: Das netztechnische Ziel der Maßnahmen ist es, in den folgenden Umspannwerken stufenlos regelbare Blindleistung mit der regelungstechnischen Option zur Integration von statischen Kompensationsanlagen für die Spannungshaltung in der jeweiligen Netzregion bereit zu stellen. Hierfür sind zudem Anpassungen der 380-kV-Anlagen der Standorte notwendig (ausgenommen sind Neubau-UW). Die Kurzzeitspeicheranlagen werden technisch möglichst eng an den bzgl. der Frequenzstabilität ermittelten minimalen Anforderungen spezifiziert. Dies erfordert einen hohen Wirkleistungsbeitrag (≤ 300 MW) und einen Energiespeicher von ca. 4 MWs pro MW.
  - a) Weida: 1 x STATCOM mit ±300 Mvar
  - b) Röhrsdorf(Hybrid-Anlage): 1 x STATCOM mit ±300 Mvar (M595b1)
  - c) Ragow (Hybrid-Anlage): 2 x STATCOM je ±300 Mvar (M595c1) mit je 1 x Kompensationsspule 176 Mvar (M595c2)
  - d) Siedenbrünzow: 1 x STATCOM ±300 Mvar
  - e) Siedenbrünzow: 1 x STATCOM ±300 Mvar
  - f) Neuenhagen: 1 x rotierender Phasenschieber ±300 Mvar
  - g) Malchow: 1 x STATCOM ±300 Mvar inkl. Kurzzeitspeicheranlage
  - o) Reuter: 1 x 380-kV-Kompensationsspule 176 Mvar (M595o2) (baulich dem rotierendem Phasenschieber vorgezogen)

- M685d), e), f), k), k2) und u) bis bb): 380-kV-Blindleistungskompensationsspulen an Standorten der 50Hertz-Regelzone: Das netztechnische Ziel der Maßnahmen ist es, in den 380-kV-Anlagen Kompensationsspulen als statische, spannungssenkende Betriebsmittel für die Spannungshaltung in der Netzregion einzusetzen.
  - d) Putlitz/Süd: 1 x 380-kV-Kompensationsspule (1 x 176 Mvar)
  - e) Altentreptow/Süd: 1 x 380-kV-Kompensationsspule (1 x 176 Mvar)
  - f) (Neubau-UW) Querfurt: 1 x 380-kV-Kompensationsspule (1 x 176 Mvar)
  - k) Eula: 1 x 380-kV-Kompensationsspule (1 x 176 Mvar)

- k2) Freiberg/Nord: 1 x 380-kV-Kompensationsspule (1 x 176 Mvar)
- u) Friedrichshain: 1 x 380-kV-Kompensationsspule (1 x 120 Mvar)
- v) Lubmin: 1 x 380-kV-Kompensationsspule (1 x 176 Mvar)
- w) (Neubau-UW) Sahms/Nord: 1 x 380-kV-Kompensationsspule (1 x 176 Mvar)
- x) (Neubau-UW) Suchraum Gemeinden Moritzburg/Radeburg/Ottendorf-Okrilla/Stadtbezirk Klotzsche: 1 x 380-kV-Kompensationsspule (1 x 176 Mvar)
- bb) (Neubau-UW) Iven/West: 1 x 380-kV-Kompensationsspule (1 x 176 Mvar)

- M686a: 30-kV-Blindleistungskompensationsspulen an Standorten der 50Hertz-Regelzone: Das netztechnische Ziel der Maßnahmen ist es, Kompensationsspulen als statische, spannungssenkende Betriebsmittel an der 30-kV-Tertiärseite der HöS-Transformatoren für die Spannungshaltung in der Netzregion einzusetzen.
  - Kompensationsspulen – D81 (Mecklenburg-Vorpommern) – 420 Mvar
    - 1 x 30-kV-Kompensationsspule mit 75 Mvar (bei 33 kV) in Altentreptow/Süd
    - 1 x 30-kV-Kompensationsspule mit 40 Mvar (bei 33 kV) in Parchim/Süd
    - 3 x 30-kV-Kompensationsspule mit 75 Mvar (bei 33 kV) in Siedenbrünzow
    - 2 x 30-kV-Kompensationsspule mit 40 Mvar (bei 33 kV) in (Neubau-UW) Suchraum Mühlenbeck
  - Kompensationsspulen – D82 (Hamburg) – 80 Mvar
    - 2 x 30-kV-Kompensationsspule mit 40 Mvar (bei 33 kV) in (Neubau-UW) Suchraum Hamburg/Nordost
  - Kompensationsspulen – D83 (Brandenburg) – 610 Mvar
    - 1 x 30-kV-Kompensationsspule mit 75 Mvar (bei 33 kV) in Eisenhüttenstadt
    - 2 x 30-kV-Kompensationsspule mit 75 Mvar (bei 33 kV) in Heinersdorf
    - 1 x 30-kV-Kompensationsspule mit 75 Mvar (bei 33 kV) in Neuenhagen
    - 2 x 30-kV-Kompensationsspule mit 75 Mvar (bei 33 kV) in Thyrow
    - 4 x 30-kV-Kompensationsspule mit 40 Mvar (bei 33 kV) in (Neubau-UW) Suchraum Velten/Kanal
  - Kompensationsspulen – D84 (Berlin) – 440 Mvar
    - 4 x 30-kV-Kompensationsspule mit 40 Mvar (bei 33 kV) in Berlin/Südost
    - 3 x 30-kV-Kompensationsspule mit 40 Mvar (bei 33 kV) in Malchow
    - 4 x 30-kV-Kompensationsspule mit 40 Mvar (bei 33 kV) in Reuter
  - Kompensationsspulen – D85 (Sachsen-Anhalt) – 265 Mvar
    - 1 x 30-kV-Kompensationsspule mit 40 Mvar (bei 33 kV) in (Neubau-UW) Eulenberg
    - 1 x 30-kV-Kompensationsspule mit 75 Mvar (bei 33 kV) in Jessen/Nord
    - 2 x 30-kV-Kompensationsspule mit 75 Mvar (bei 33 kV) in (Neubau-UW) Suchraum Stadt Schraplau/Gemeinde Obhausen
  - Kompensationsspulen – D86 (Sachsen) – 265 Mvar

- 1 x 30-kV-Kompensationsspule mit 40 Mvar (bei 33 kV) in (Neubau-UW) Suchraum Gemeinden Moritzburg/Radeburg/Ottendorf-Okrilla/Stadtbezirk Klotzsche
- 1 x 30-kV-Kompensationsspule mit 75 Mvar (bei 33 kV) in Eula
- 1 x 30-kV-Kompensationsspule mit 75 Mvar (bei 33 kV) in Röhrsdorf
- 1 x 30-kV-Kompensationsspule mit 75 Mvar (bei 33 kV) in Freiberg/Nord

- Kompensationsspulen – D87 (Thüringen) – 275 Mvar
  - 1 x 30-kV-Kompensationsspule mit 40 Mvar (bei 33 kV) in Vieselbach
  - 1 x 30-kV-Kompensationsspule mit 75 Mvar (bei 33 kV) in Weida
  - 1 x 30-kV-Kompensationsspule mit 40 Mvar (bei 33 kV) in Weida
  - 3 x 30-kV-Kompensationsspule mit 40 Mvar (bei 33 kV) in Wolkramshausen

Maßnahmen des geplanten Projektes

23 Maßnahmen

M11 Reuter: Ersatzneubau/Erweiterung 380-kV-Kompensationsspule (2x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Berlin

Geplante Inbetriebnahme: 2030

M464 Lauchstädt: STATCOM (2x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Sachsen-Anhalt

Geplante Inbetriebnahme: 2025 - 2030

M464b Lauchstädt: MSCDN (2x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Sachsen-Anhalt

Geplante Inbetriebnahme: 2025 - 2030

M595a Weida: STATCOM (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Thüringen

Geplante Inbetriebnahme: 2026

M595b1 Röhrsdorf: STATCOM (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Sachsen

Geplante Inbetriebnahme: 2025 - 2030

M595c1 Ragow: STATCOM (2x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Brandenburg

Geplante Inbetriebnahme: 2025 - 2030

M595c2 Ragow: 380-kV-Kompensationsspule (2x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Brandenburg

Geplante Inbetriebnahme: 2025 - 2030

M595d Siedenbrünzow: STATCOM (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Mecklenburg-Vorpommern

Geplante Inbetriebnahme: 2030

M595e Siedenbrünzow: STATCOM (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Mecklenburg-Vorpommern

Geplante Inbetriebnahme: 2030

M595f Neuenhagen: Rotierender Phasenschieber (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Brandenburg

Geplante Inbetriebnahme: 2025 - 2030

M595g Malchow: STATCOM (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Berlin

Geplante Inbetriebnahme: 2030

M595o2 Reuter: 380-kV-Kompensationsspule (1x 176 Mvar)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Berlin

Geplante Inbetriebnahme: 2035

M685d Putlitz/Süd: 380-kV-Kompensationsspule (1x 176 Mvar)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Brandenburg

Geplante Inbetriebnahme: 2025 - 2030

M685f Querfurt: 380-kV-Kompensationsspule (1x 176 Mvar)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Sachsen-Anhalt

Geplante Inbetriebnahme: 2027 - 2030

M685k Eula: 380-kV-Kompensationsspule (1x 176 Mvar)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Sachsen

Geplante Inbetriebnahme: 2026

M685k2 Freiberg/Nord: 380-kV-Kompensationsspule (1x 176 Mvar)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Sachsen

Geplante Inbetriebnahme: 2030

M685u Friedrichshain: 380-kV-Kompensationsspule (4.) (1x 176 Mvar)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Berlin

Geplante Inbetriebnahme: 2026

M685v Lubmin: 380-kV-Kompensationsspule (1x 176 Mvar)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Mecklenburg-Vorpommern

Geplante Inbetriebnahme: 2026 - 2030

M685w
Anlage

Sahms/Nord: 380-kV-Kompensationsspule (1x 176 Mvar)

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Schleswig-Holstein

Geplante Inbetriebnahme: 2030

M685x
Anlage

Suchraum Gemeinden Moritzburg/Radeburg/Ottendorf-Okrilla/Stadtbezirk Klotzsche: 380-kV-Kompensationsspule (1x 176 Mvar)

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Sachsen

Geplante Inbetriebnahme: 2030 - 2035

M686a
Anlage

Netzverstärkung und -ausbau: Blindleistungskompensationsanlagen Regelzone 50Hertz - Startnetz

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Berlin Brandenburg Hamburg Mecklenburg-Vorpommern Sachsen Sachsen-Anhalt Thüringen

Geplante Inbetriebnahme: 2025 - 2035

M685e
Anlage

Altentreptow/Süd: 380-kV-Kompensationsspule (1x 176 Mvar)

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Mecklenburg-Vorpommern

Geplante Inbetriebnahme: 2025 - 2030

M685bb Iven/West: 380-kV-Kompensationsspule (1x 176 Mvar)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Mecklenburg-Vorpommern

Geplante Inbetriebnahme: 2029

Begründung des geplanten Projekts

Hintergrund des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Durch die veränderte Erzeugungsstruktur können durch hohe Nord-Süd- und Ost-West-Leistungsflüsse hohe Belastungen der Leitungen auftreten. In diesen Situationen werden die Leitungen weit oberhalb ihrer natürlichen Leistung betrieben. Dieser Netzzustand führt zu einem hohen Bedarf an Blindleistung, um sämtliche Knotenspannungen sowohl im ungestörten als auch im gestörten Betrieb im zulässigen Spannungsband zu halten. Durch die preisbedingte Verdrängung sowie die Stilllegung konventioneller Kraftwerksleistung und der nur sehr begrenzt transportierbaren Blindleistung kann der für den sicheren Netz- und Systembetrieb notwendige Umfang an Blindleistung nicht mehr gedeckt bzw. die notwendige Spannungshöhe nicht mehr eingehalten werden. Dagegen kann es in Zeiten mit einer geringen Netz- und damit Leitungsbelastung zu sehr hohen Spannungen kommen, die zum Schutz der elektrischen Betriebsmittel vor Beschädigungen zu begrenzen sind.

In Regionen mit signifikanten Ungleichgewichten der Blindleistungsbilanz müssen aus diesem Grund regelbare Blindleistungskompensationsanlagen einen Teil der notwendigen Blindleistung bereitstellen. Durch den Einsatz von stufenlos regelbaren Blindleistungskompensationsanlagen kann die erforderliche kapazitive oder induktive Blindleistung abhängig von der jeweiligen Last- und Erzeugungssituation bedarfsgerecht und dynamisch zur Verfügung gestellt werden.

Der Hybrid-Anteil der STATCOM, in Form koordiniert geschalteter MSCDN und ggf. Kompensationsspulen, dient zwei Zielen. Zum einen besteht während der Übergangszeit bis zum Jahr 2030 relativ frühzeitig ein erhöhter Bedarf an stationären Kompensationsanlagen. Zum anderen erlaubt die Kombination aus STATCOM und statischer Kompensationsanlage eine asymmetrische Erweiterung des dynamisch regelbaren Arbeitsbereichs der STATCOM.

Es ist zu erkennen, dass auch zukünftig nicht ausschließlich mit Risiken von Unterspannungen zu rechnen ist. Bereits heute treten hohe Spannungen im Systembetrieb auf. Ursache ist insbesondere ein Anstieg der kapazitiven Blindleistung (Ladeleistung) aus den Verteilnetzen in den vergangenen

Jahren. Es ist davon auszugehen, dass dieser Effekt aufgrund des zunehmenden Verkabelungsgrades in den Verteilnetzen auch künftig zu beobachten sein und darüber hinaus weiter zunehmen wird. Zudem erfolgt heute ein Großteil der Blindleistungsbereitstellung in der 50Hertz-Regelzone durch Kohlekraftwerke, die in den kommenden Jahren abgeschaltet werden. Daher wurden Netzanalysen für Schwachlastsituationen in der 50Hertz-Regelzone durchgeführt und signifikante Spannungsgrenzwertverletzungen festgestellt. Um auch in diesen Situationen die Spannungsgrenzwerte einzuhalten, sind zusätzliche Kompensationsspulen erforderlich.

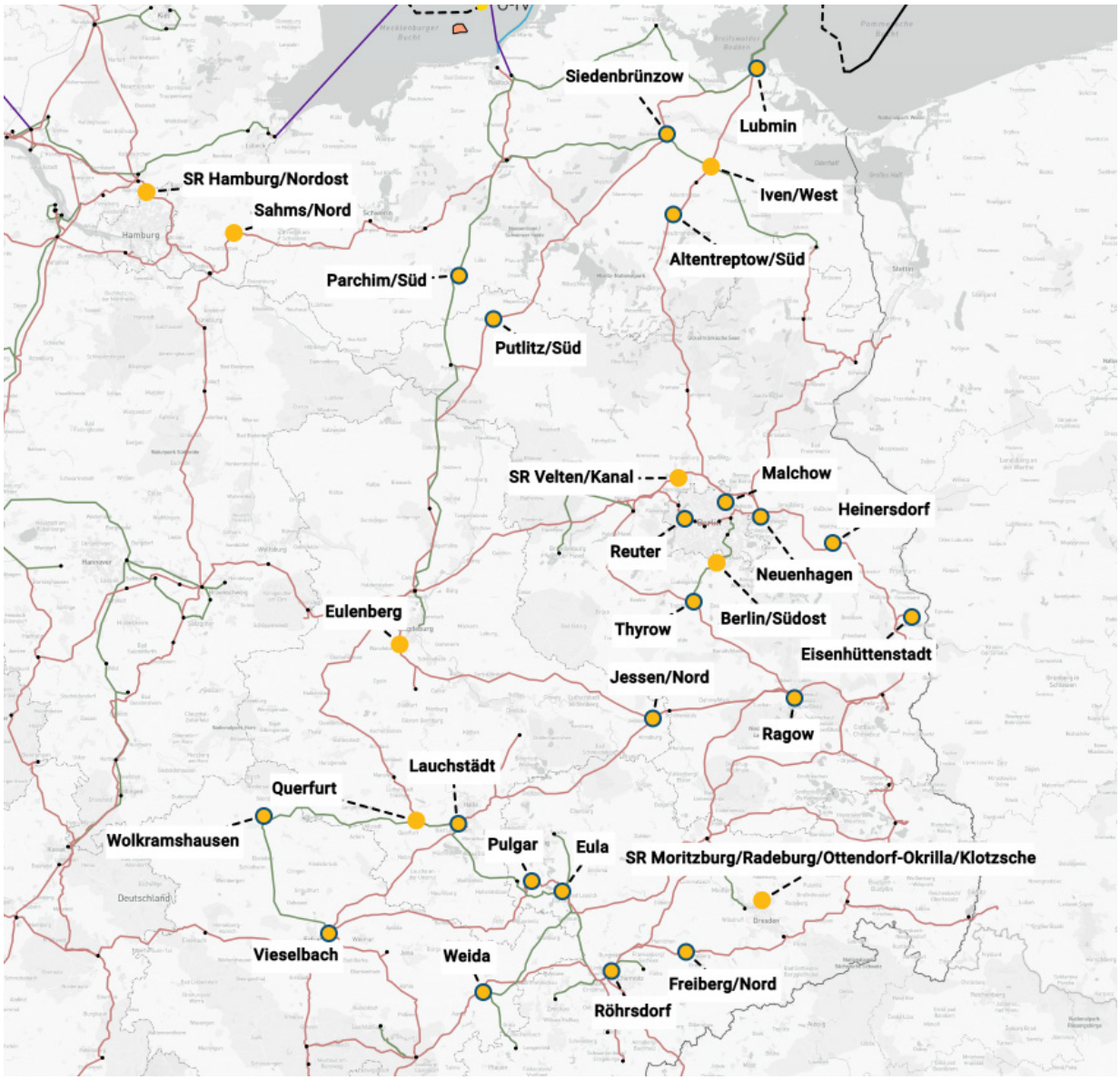
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wurde erstmals als Projekt P360 im NEP 2030 (2019) ausgewiesen und im NEP 2030 (2019), im NEP 2035 (2021) sowie im NEP 2037/2045 (2023) von der Bundesnetzagentur bestätigt. Das Projekt wurde erstmals im NEP 2037/2045 (2023) in das Startnetz aufgenommen und ist auch im NEP 2037/2045 (2025) weiterhin als solches ausgewiesen.

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht 50HzT-P360
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

50HzT-P531
Netzverstärkung und -ausbau: Berlin

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

50hertz | Elia Group

Startnetz **Onshore** **AC**

Weitere Informationen

BBP-Nr: 87

Projektbeschreibung

Das Projekt umfasst die folgenden Maßnahmen:

- M531a: Thyrow - Suchraum Großbeeren - Berlin/Südost - mit Leitung Abzweig Stadtgrenze Berlin - Lichterfelde - Mitte
- M531b: Malchow - Suchraum Mitte/Reinickendorf - Reuter

Im Rahmen dieses Projektes werden folgende Suchräume definiert:

- Suchraum der Gemeinden Großbeeren/Blankenfelde-Mahlow (kurz: Suchraum Großbeeren)
- Suchraum der Stadtbezirke Mitte/Reinickendorf (kurz: Suchraum Mitte/Reinickendorf)

Das Projekt dient der Erhöhung der Versorgungssicherheit und ermöglicht den abzusehenden Lastzuwachs der Hauptstadt Berlin. Dafür soll gemeinsam mit dem regionalen Verteilnetzbetreiber die Versorgung der bestehenden Netzschnittstellen, insbesondere die auf der 380-kV-Diagonale Marzahn - Teufelsbruch befindlichen, verbessert werden. Darüber hinaus sollen weitere 380/110-kV-Netzschnittstellen im Umland als entlastende und stützende Einspeisepunkte für Berlin zur Erhöhung der Netz- und Versorgungssicherheit des Ballungsraumes errichtet werden. Weiterhin sind zur Laststützung der zuvor genannten 380-kV-Diagonale weitere 380-kV-Anbindungen zum Berlin

umgebenden Übertragungsnetz, d. h. vom nördlichen und südlichen Stadtrand Berlins in die Innenstadt, sowie neue 380/110-kV-Umspannwerke (UW) an Lastschwerpunkten in und um Berlin zu errichten.

Voraussetzung der südlichen Laststützung ist einerseits die 380-kV-Netzverstärkung (Ersatzneubau) der bestehenden 220-kV-Leitung Thyrow - Wuhlheide im Abschnitt zwischen dem UW Thyrow und dem neu zu errichtenden UW Berlin/Südost (siehe Begleitdokument Punktmaßnahmen). Andererseits besteht ausgehend von der 380-kV-Netzverstärkung Thyrow - Berlin/Südost, die südlich des Berliner Stadtrandes im Bereich der Gemeinden Großbeeren/Blankenfelde-Mahlow (kurz: Suchraum Großbeeren) verläuft, und einer 380-kV-Neubau-Anlage im Suchraum Großbeeren, die in diesen Leitungsabschnitt eingebunden wird, die Möglichkeit der südlichen Laststützung der 380-kV-Diagonale Berlin. Diese verläuft über eine neue 380-kV-Anbindung vom Suchraum Großbeeren über das geplante UW Lichterfelde zum bestehenden UW Mitte. Hierfür ist neben dem geplanten 380/110-kV-Neubau-UW Lichterfelde der Neubau einer 380-kV-Freileitungs-/Kabeltrasse erforderlich. Die innerstädtische 380-kV-Kabeltrasse ist vorzugsweise in einem neu zu errichtenden Kabeltunnel vorzusehen.

Darüber hinaus ergibt sich der Bedarf einer 380-kV-Netzverstärkung im (380)220-kV-Leitungsabschnitt Marzahn - Wuhlheide der vorgenannten Verbindung, der im Projekt P252 ausgewiesen ist. Die nördliche Laststützung der 380-kV-Diagonale erfolgt über eine neue 380-kV-Anbindung vom bestehenden UW Malchow am nordöstlichen Berliner Stadtrand über ein 380/110-kV-Neubau-UW im Suchraum der Stadtbezirke Mitte/Reinickendorf (kurz: Suchraum Mitte/Reinickendorf) bis zum bestehenden UW Reuter. Hierfür ist der Neubau einer 380-kV-Kabeltrasse erforderlich, die vorzugsweise in einem neu zu errichtenden 380-kV-Kabeltunnel verläuft.

Maßnahmen des geplanten Projektes

2 Maßnahmen

M531a Thyrow - Suchraum Großbeeren - Berlin/Südost - mit Abzweig Stadtgrenze Berlin - Lichterfelde - Mitte

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Berlin Brandenburg

Ausführung:

Netzausbau	**20 km**
davon Neubau in neuer Trasse	20 km
Netzverstärkung	**25 km**
davon Ersatzneubau	25 km

Geplante Inbetriebnahme: 2038

Beschreibung der Maßnahme

Zwischen den UW Thyrow und Berlin/Südost wird, vorzugsweise im Trassenraum der bestehenden 220-kV-Leitung Thyrow - Wuhlheide, eine neue 380-kV-Leitung mit zwei Stromkreisen auf einer Länge von ca. 25 km errichtet und die 220-kV-Leitung abgelöst. Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung orientiert sich die Planung an der Bestandstrasse.

Zwischen der 380-kV-Neubau-Anlage im Suchraum Großbeeren dem 380/110-kV-Neubau-UW Lichterfelde in unmittelbarer Nähe des bestehenden Heizkraftwerks Lichterfelde und dem UW Mitte wird eine neue 380-kV-Leitung mit zwei Stromkreisen auf einer Länge von ca. 8 km bis zur Stadtgrenze Berlins errichtet. Von der Stadtgrenze verläuft dann eine neue 380-kV-Kabeltrasse auf einer Länge von ca. 3 km zum Neubau-UW Lichterfelde, die von dort auf einer Länge von ca. 9 km bis zum UW Mitte fortgesetzt wird.

Im UW Thyrow ist im Zuge der oben genannten 380-kV-Netzverstärkung die 380-kV-Anlage zu erweitern und die Transformation auf 380/110 kV umzustellen (siehe Begleitdokument Punktmaßnahmen). Zudem ist die 380-kV-Anlage mittels zweiter 380-kV-Einschleifung in die 380-kV-Leitung Wustermark - Ragow einzubinden, d. h. eine anlagen- und leitungsseitige Erweiterung zur Doppeleinschleifung.

Das temporär mit 220 kV betriebene 380-kV-UW Berlin/Südost ist im Zuge der oben genannten 380-kV-Netzverstärkung für den 380-kV-Betrieb anzupassen (inkl. Transformatoren nach 110 kV; siehe Begleitdokument Punktmaßnahmen). Für den Weiterbetrieb der 220-kV-Leitung Berlin/Südost - Wuhlheide sind im Zuge des gegenständlichen Projekts im UW Berlin/Südost zwei 380/220-kV-Netzkuppeltransformatoren zu errichten.

M531b Malchow - Suchraum Mitte/Reinickendorf - Reuter

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Berlin

Ausführung:

Netzausbau	**18 km**
davon Neubau in neuer Trasse	18 km

Geplante Inbetriebnahme: 2038

Beschreibung der Maßnahme

Zwischen dem bestehenden UW Malchow und dem 380/110-kV-Neubau-UW im Suchraum Mitte/Reinickendorf wird eine neue 380-kV-Kabeltrasse auf einer Länge von ca. 12 km errichtet, die von dort auf einer Länge von ca. 6 km bis zum bestehenden UW Reuter fortgesetzt wird.

Dazu sind die Errichtung eines 380/110-kV-Neubau-UW im Suchraum der Stadtbezirke Mitte/Reinickendorf – voraussichtlich auf dem ehemaligen Flughafengelände TXL – sowie 380-kV-Erweiterungen in den UW Malchow und Reuter erforderlich. Die Voraussetzung für die Erweiterung der UW Reuter (50HzT-P180) und Malchow (50HzT-007, siehe NEP 2037/2045 (2023)) ist deren

Verstärkung in den vorgenannten Projekten. Das neue 380/110-kV-UW im Suchraum der Stadtbezirke Mitte/Reinickendorf ist im Leitungszug Malchow - Reuter mittels Doppeleinschleifung einzubinden.

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Derzeit betreibt 50Hertz zwischen dem UW Teufelsbruch am westlichen und dem UW Marzahn am östlichen Stadtrand von Berlin eine 380-kV-Diagonale, die überwiegend aus Kabelanlagen besteht. Im Ostteil Berlins bestehen mit den UW Malchow und Wuhlheide weitere Netzschnittstellen zwischen dem Übertragungsnetz und dem Verteilnetz in Berlin. Die 380-kV-Diagonale einschließlich ihrer 380/110-kV-UW wurde ursprünglich für die Versorgung der städtischen 110-kV-Teilnetze errichtet. Insbesondere die UW auf der 380-kV-Diagonale dienen der Versorgung der innerstädtischen Lastschwerpunkte Berlins, dies sind die UW Marzahn, Friedrichshain, Mitte, Charlottenburg, Reuter und Teufelsbruch. Ab Mitte der 1990er Jahre wurde die 380-kV-Diagonale im Westen von Reuter nach Teufelsbruch und im Osten von Mitte über Friedrichshain nach Marzahn verlängert. Mit der Inbetriebnahme der kompletten Diagonale im Jahr 2000 (letztes Teilstück zwischen Friedrichshain und Marzahn) inkl. dem östlichen Anschluss an das UW Neuenhagen (Freileitung Neuenhagen - Marzahn) wurde die Diagonale zum integralen Bestandteil des umliegenden 380-kV-Übertragungsnetzes.

Durch den sich ändernden Strommarkt und die Netzintegration erneuerbarer Energien (EE), mit besonders hohem Anteil in Nordostdeutschland, wurde die 380-kV-Diagonale, zusätzlich zur Versorgung der Berliner 110-kV-Verteilnetze, mit bis heute steigenden Transitleistungsflüssen in Ost-West-Richtung belastet.

Aufgrund der Ballungsdichte bezogen auf Last und Einwohnerzahl hat 50Hertz in Berlin eine besondere Versorgungsaufgabe mit sehr hohen Sicherheits- und Zuverlässigkeitsanforderungen an die Netzvorhaltung und den Netzbetrieb.

Der aktuelle Leistungsbezug über die 380/110-kV- und 220/110-kV-Netzschnittstellen zwischen dem Übertragungs- und Verteilnetz in Berlin beträgt derzeit bis zu 2.000 MW. Ohne Einspeisung von Erzeugungsanlagen in den Verteilnetzen läge der maximale Leistungsbezug Berlins bei ca. 2.500 MW.

Für Berlin ist in den nächsten Jahren von einem hohen Lastanstieg auszugehen. Dieser resultiert vorrangig durch die Umstellung der zentralen und dezentralen Wärmeerzeugung auf elektrische Energie bspw. für die Fernwärmeversorgung (Power to Heat) oder durch Wärmepumpen. Ebenso ist die Reduzierung des Kraftwerkeinsatzes von gasbefeuerten Anlagen angestrebt. Darüber hinaus steigt der Bedarf an elektrischer Energie in Berlin sehr stark durch die Umstellung auf Elektromobilität und den Ausbau der Digitalisierung. Gleichsam wird nur durch neue Netzverknüpfungspunkte und zusätzliche Leitungskapazitäten ein Wirtschaftswachstum in Berlin gewährleistet.

Mit dem Bevölkerungswachstum Berlins steigt auch der Leistungsbezug an den Netzschnittstellen. Des Weiteren wird zum Erreichen der energiepolitischen Ziele in Deutschland, insbesondere in Berlin durch die Klimaschutzvereinbarung des Landes mit Vattenfall Europe von 2009, eine deutliche Reduzierung der CO2-Emissionswerte angestrebt. Das heißt, die bestehenden Kohlekraftwerke werden vorzugsweise durch Gas- und Dampf-Kraftwerke oder als Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen mit geringerer als der heute bestehenden elektrischen Erzeugungsleistung ersetzt oder zum Teil sogar gänzlich vom Netz genommen.

Die genannte Bevölkerungsentwicklung in Kombination mit der Veränderung der Erzeugung von elektrischer Energie führt zu neuen Rahmenbedingungen, die eine Verstärkung und einen Ausbau des Übertragungsnetzes inkl. der 380/110-kV- und 220/110-kV-Netzschnittstellen in der Region erforderlich machen.

Netzplanerische Begründung

Da sich die Versorgung der zentralen Stadtbereiche Berlins historisch bedingt auf die 380-kV-Diagonale und die dort nachgelagerten 110-kV-Teilnetze konzentriert, kann es bei Nichtverfügbarkeiten von Betriebsmitteln, z. B. in der Kombination von (planmäßiger) Wartung/Instandhaltung mit Ausfällen, bzw. bei nicht auszuschließenden Mehrfachausfällen zu Unterbrechungen in der Stromversorgung in der Hauptstadt Berlin kommen.

Berlin hat als Bundeshauptstadt, hier insbesondere das Zentrum Berlins mit dem Sitz von Bundesregierung, Bundesrat und Bundesministerien, eine besondere Relevanz, die eine jederzeit sichere Stromversorgung erfordert.

Aufgrund der massiven Auswirkungen von Kaskadeneffekten als Folge von Fehlern im Höchstspannungsnetz, die sich unmittelbar auf die Netz- und Versorgungssicherheit in den nachgelagerten Verteilnetzen auswirken können, sind besonders hohe Anforderungen an die Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit des Übertragungsnetzes in Bereichen hoher Bevölkerungs- und Infrastrukturdichte zu stellen. Dies gilt insbesondere bei Fehlern auf der 380-kV-Diagonale in Berlin. Demzufolge sind Lastschwerpunkte in Berlin möglichst über mehrere 380/110-kV-Netzschnittstellen zu versorgen sowie mit weiteren 380-kV-Anbindungen vom nördlichen und südlichen Stadtrand in die Innenstadt zu stützen und 380/110-kV-Umspannwerke an Lastschwerpunkten zu errichten, um einen Komplettausfall infolge des oben erwähnten Kaskadeneffektes zu vermeiden.

Durch zusätzliche Leitungen und Netzverknüpfungspunkte wird die Versorgungssicherheit maßgeblich erhöht und gleichzeitig wird dem Mehrbedarf an elektrischer Energie für das Verteilnetz im innerstädtischen Berlin Rechnung getragen. Das Übertragungsnetz wird resilienter und der Verteilnetzbetreiber erhält zwei zusätzliche Netzverknüpfungspunkte an das überregionale Netz.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt wurden. Das Projekt 50HzT-P531 hat sich als P531 zuletzt im NEP 2037/2045 (2023) für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2037, B 2037, C 2037, A 2045, B 2045 und C 2045 als erforderlich erwiesen. Aufgrund der Überführung in das Startnetz erfolgte im aktuellen NEP keine erneute Überprüfung.

Prüfung nach NOVA

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt. Zur Anwendung einer Netzoptimierung mittels WAFB ist jedoch der 220-kV-Leitungsabschnitt Thyrow - Berlin/Südost aufgrund seiner Spannungsebene sowie der Bauweise nicht geeignet. Eine Netzverstärkung durch Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen scheidet ebenfalls aufgrund der Bauweise und Maststatik aus.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Der erwartete Lastanstieg in Berlin, insbesondere durch E-Heizer, kann nur durch die Bereitstellung entsprechender Transformatorkapazitäten in den Umspannwerken zwischen Übertragungs- und Verteilnetz gedeckt werden. An den Standorten der bestehenden Umspannwerke in Berlin ist durch städtebaulich limitierte Platzverhältnisse kein Erweiterungspotenzial für weitere Transformatoren vorhanden. Zudem wäre eine weitere Konzentration von Transformatorenleistung auf der Diagonale in ihrer heutigen Konstellation hinsichtlich Netz- und Versorgungssicherheit kontraproduktiv.

Deshalb ist es notwendig, einerseits neue UW-Standorte zu errichten, die zugleich die netztechnische Flexibilität erhöhen. Andererseits können bestehende UW in der Berliner Peripherie, wie Malchow und Wuhlheide, in ihrer Leistungsfähigkeit (Transformatorenleistung zum Verteilnetz) gesteigert werden. Zudem sind weitere 380-kV-Anbindungen vom nördlichen und südlichen Stadtrand in die Innenstadt erforderlich, die sowohl die oben genannten neuen UW-Standorte einbinden als auch die 380-kV-Diagonale stützen und entlasten können.

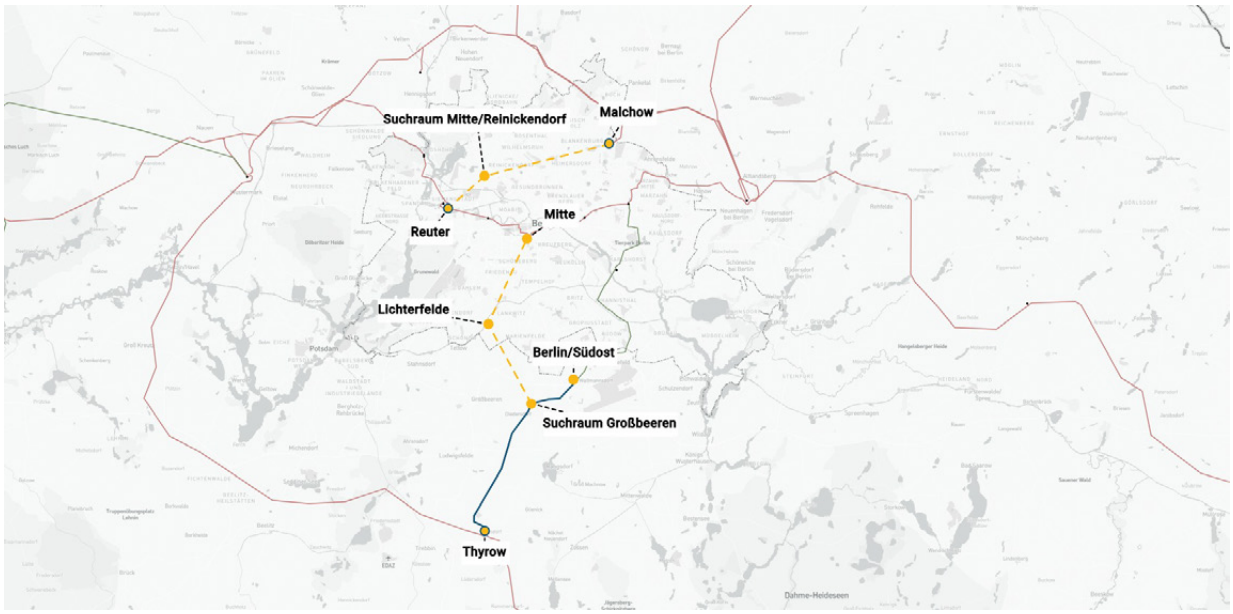
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt 50HzT-P531 wurde als P531 im NEP 2035 (2021) erstmals ausgewiesen und im NEP 2035 (2021) sowie im NEP 2037/2045 (2023) von der Bundesnetzagentur bestätigt. Das Projekt wurde im NEP 2037/2045 (2025) in das Startnetz aufgenommen.

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht 50HzT-P531
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

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

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

amprion verbindet

Startnetz Onshore AC

Weitere Informationen

Grundlage EnLAG-Nr: 5

TYNDP-Nr: 208

Projektbeschreibung

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

Die Leitung Niederrhein – Punkt Meppen wird abschnittsweise in Trassenräumen bestehender Freileitungen errichtet. Das Projekt ist im EnLAG (unter der Bezeichnung „Leitung Dörpen/West – Niederrhein“) als Pilotvorhaben zum Einsatz von Erdkabeln ausgewiesen. Abschnittsweise wird die neue Verbindung als Erdkabel ausgeführt (Raesfeld, Borken und Legden). Zum Übergang zwischen Freileitung und Erdkabel werden jeweils sogenannte Kabelübergabestationen errichtet. In der

Kabelübergabestation Asbeck wird eine Kompensationsanlage zur Blindleistungskompensation errichtet.

Weitere Infos zum Projekt

https://www.amprion.net/Netzausbau/Aktuelle-Projekte/Wesel-Meppen/

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M009b Punkt Wettringen - Punkt Meppen

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Niedersachsen Nordrhein-Westfalen

Ausführung:

Netzausbau	**65 km**
davon Neubau in neuer Trasse	65 km

Geplante Inbetriebnahme: 2027

Begründung des geplanten Projekts

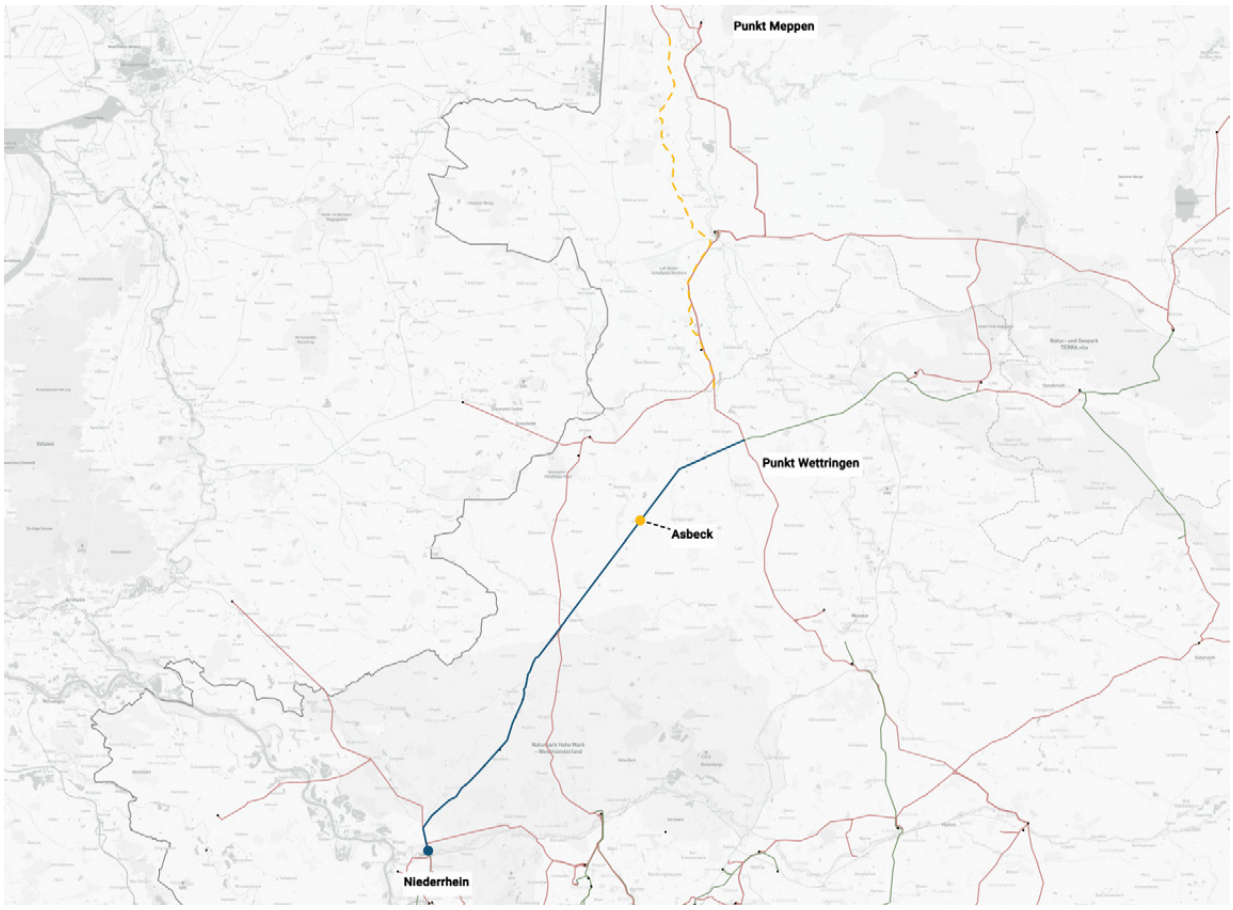
Hintergrund des geplanten Projekts

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 vorliegenden Netzentwicklungsplans. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen Onshore wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht AMP-009
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

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

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

amprion verbindet

Startnetz Onshore AC

Weitere Informationen

Grundlage EnLAG-Nr: 16, 18

Projektbeschreibung

Die Notwendigkeit des Projekts wurde in vorangegangenen NEP nachgewiesen und wird mit Vorliegen der vollständigen Genehmigungen / des Planfeststellungsbeschlusses nicht mehr in Form eines Projektsteckbriefes dargestellt. Aktuelle Informationen finden Sie auf den Internetseiten des zuständigen Übertragungsnetzbetreibers.

Weitere Infos zum Projekt

https://www.amprion.net/Netzausbau/Aktuelle-Projekte/Wehrendorf-–-Gütersloh/

Maßnahmen des geplanten Projektes

2 Maßnahmen

M010f Lüstringen - Wehrendorf

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Niedersachsen

Ausführung:

Netzverstärkung	**21 km**
davon Ersatzneubau	21 km

Geplante Inbetriebnahme: 2029

M010g Lüstringen - Hesseln

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Niedersachsen Nordrhein-Westfalen

Ausführung:

Netzverstärkung	**36 km**
davon Ersatzneubau	36 km

Geplante Inbetriebnahme: 2029

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

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

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

amprion verbindet

Startnetz Onshore AC

Weitere Informationen

Grundlage EnLAG-Nr: 14, 15

Projektbeschreibung

Das Netzgebiet Westliches Rheinland umfasst im Wesentlichen das Übertragungsnetz im Bereich Utfort, 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:

- M014c: Neubau einer 380-kV-Freileitung in bestehender Trasse von Utfort bis Punkt Hüls-West (Netzverstärkung)
- M014d: Neubau einer 380-kV-Freileitung in bestehender Trasse von Osterath bis Gohrpunkt (Netzverstärkung)

- M014f: Spannungsumstellung mit Umbeseilung der 220-kV-Stromkreise zwischen Utfort und Osterath auf 380 kV (Netzverstärkung)
- M014g: Neubau einer 380-kV-Freileitung in bestehender Trasse zwischen Punkt Birkenhof und Gellep (Netzverstärkung)

Zwischenzeitlich wurden folgende Maßnahmen realisiert:

- M014a: Neubau einer 380-kV-Freileitung in bestehender Trasse von Punkt St. Tönis bis Punkt Fellerhöfe (Netzverstärkung)
- M014b: 380-kV-Stromkreisauflage zwischen Punkt Hüls-West und Punkt St.Tönis (Netzverstärkung)
- M014e: Neubau einer 380-kV-Freileitung in bestehender Trasse von Gohrpunkt bis Rommerskirchen (Netzverstärkung).

Weitere Infos zum Projekt

https://www.amprion.net/Netzausbau/Aktuelle-Projekte/

Maßnahmen des geplanten Projektes

4 Maßnahmen

M014c Utfort - Punkt Hüls-West

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Nordrhein-Westfalen

Ausführung:

Netzverstärkung	**14 km**
davon Ersatzneubau	14 km
Geplante Inbetriebnahme:	2030

M014d Osterath - Gohrpunkt

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Nordrhein-Westfalen

Ausführung:

Netzverstärkung	**20 km**
davon Ersatzneubau	20 km
Geplante Inbetriebnahme:	2025

M014g Punkt Birkenhof - Gellep

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Nordrhein-Westfalen

Ausführung:

Netzverstärkung	**2 km**
davon Ersatzneubau	2 km
Geplante Inbetriebnahme:	2025

M014f Utfort - Osterath

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Nordrhein-Westfalen

Ausführung:

Netzverstärkung	**50 km**
davon Zu-/Umbeseilung	50 km
Geplante Inbetriebnahme:	2030

Begründung des geplanten Projekts

Hintergrund 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 von Amprion ab. Diese Änderung wird u. a. auch durch vier zusätzliche 380-kV-Stromkreise in der Umspannanlage 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.

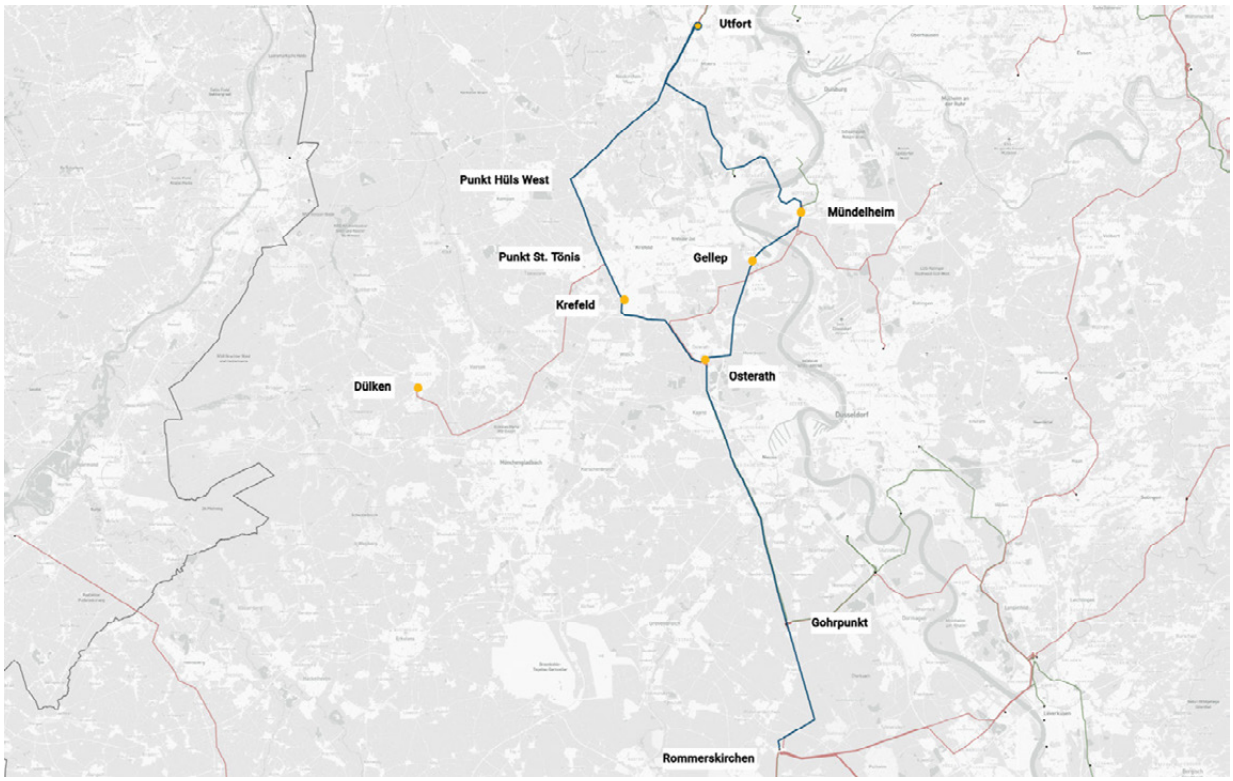
Durch die Überführung von Kraftwerksblöcken an den Standorten Frimmersdorf, Neurath und Niederaußem in die Sicherheitsbereitschaft entfällt ersatzlos eine Einspeiseleistung von ca. 1.200 MW in die 220-kV-Ebene und ca. 300 MW in die unterlagerte 110-kV-Ebene. Bis Ende 2030 entfällt durch das Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung (Kohleverstromungsbeendigungsgesetz – KVBG) die vollständige Einspeisung aus Kohlekraftwerken und somit aus allen Braunkohlekraftwerken im Rheinischen Revier. Durch die Stilllegung dieser Kraftwerke entsteht in dem betroffenen Netzgebiet zusätzlicher Transportbedarf.

Durch die genannten Faktoren kommt es im bestehenden Netz zu Engpässen. Die beschriebene Netzverstärkung behebt diese Engpässe.

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht AMP-014
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

AMP-022
Netzverstärkung und -ausbau zwischen Kruckel und Dauersberg

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

amprion
verbindet

Startnetz Onshore AC

Weitere Informationen

Grundlage EnLAG-Nr: 19

Projektbeschreibung

Die Notwendigkeit des Projekts wurde in vorangegangenen NEP nachgewiesen und wird mit Vorliegen der vollständigen Genehmigungen / des Planfeststellungsbeschlusses nicht mehr in Form eines Projektsteckbriefes dargestellt. Aktuelle Informationen finden Sie auf den Internetseiten des zuständigen Übertragungsnetzbetreibers.

Maßnahmen des geplanten Projektes

3 Maßnahmen

M022a Kruckel - Punkt Ochsenkopf

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Nordrhein-Westfalen

Ausführung:

Netzverstärkung	**21 km**
davon Ersatzneubau	21 km

Geplante Inbetriebnahme: 2030

M022b Punkt Ochsenkopf - Dauersberg

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Nordrhein-Westfalen Rheinland-Pfalz

Ausführung:

Netzverstärkung	**105 km**
davon Ersatzneubau	105 km

Geplante Inbetriebnahme: 2030

M022Q1 Garenfeld: MSCDN (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Nordrhein-Westfalen

Geplante Inbetriebnahme: 2030

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

AMP-032
Netzverstärkung im nördlichen Rheinland

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

amprion verbindet

Startnetz Onshore AC

Weitere Informationen

Grundlage EnLAG-Nr: 14

Projektbeschreibung

Die Notwendigkeit des Projekts wurde in vorangegangenen NEP nachgewiesen und wird mit Vorliegen der vollständigen Genehmigungen / des Planfeststellungsbeschlusses nicht mehr in Form eines Projektsteckbriefes dargestellt. Aktuelle Informationen finden Sie auf den Internetseiten des zuständigen Übertragungsnetzbetreibers.

Weitere Infos zum Projekt

https://www.amprion.net/Netzausbau/Aktuelle-Projekte/Niederrhein-Wesel-Osterath/

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M032a Niederrhein - Utfort

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Nordrhein-Westfalen

Ausführung:

Netzausbau	**10 km**
davon Neubau in neuer Trasse	10 km
Netzverstärkung	**10.5 km**
davon Ersatzneubau	10.5 km

Geplante Inbetriebnahme: 2030

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

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

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

amprion verbindet

Startnetz Onshore AC

Projektbeschreibung

Die Notwendigkeit des Projekts wurde in vorangegangenen NEP nachgewiesen und wird mit Vorliegen der vollständigen Genehmigungen / des Planfeststellungsbeschlusses nicht mehr in Form eines Projektsteckbriefes dargestellt. Aktuelle Informationen finden Sie auf den Internetseiten des zuständigen Übertragungsnetzbetreibers.

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M034Q4 Büscherhof

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Nordrhein-Westfalen

Geplante Inbetriebnahme: 2029

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

AMP-P21
Netzausbau zwischen dem Landkreis Cloppenburg und Merzen

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

Startnetz Onshore AC

Weitere Informationen

BBP-Nr: 6

Projektbeschreibung

Die Notwendigkeit des Projekts wurde in vorangegangenen NEP nachgewiesen und wird mit Vorliegen der vollständigen Genehmigungen / des Planfeststellungsbeschlusses nicht mehr in Form eines Projektsteckbriefes dargestellt. Aktuelle Informationen finden Sie auf den Internetseiten des zuständigen Übertragungsnetzbetreibers.

Weitere Infos zum Projekt

https://www.amprion.net/Netzausbau/Aktuelle-Projekte/Cloppenburg-Merzen/

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M51b2 Regelzonengrenze TTG/AMP - Merzen

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Niedersachsen

Ausführung:

Netzausbau	**29.1 km**
davon Neubau in neuer Trasse	29.1 km

Geplante Inbetriebnahme: 2027

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

AMP-P41
Netzverstärkung und -ausbau Region Koblenz und Trier

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

amprion verbindet

Startnetz Onshore AC

Weitere Informationen

BBP-Nr: 15

Projektbeschreibung

Die Notwendigkeit des Projekts wurde in vorangegangenen NEP nachgewiesen und wird mit Vorliegen der vollständigen Genehmigungen / des Planfeststellungsbeschlusses nicht mehr in Form eines Projektsteckbriefes dargestellt. Aktuelle Informationen finden Sie auf den Internetseiten des zuständigen Übertragungsnetzbetreibers.

Weitere Infos zum Projekt

https://www.amprion.net/Netzausbau/Aktuelle-Projekte/Metternich-Niederstedem/

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M57 Punkt Metternich - Niederstedem

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Rheinland-Pfalz

Ausführung:

Netzverstärkung	**105 km**
davon Ersatzneubau	105 km

Geplante Inbetriebnahme: 2028

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

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

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

amprion verbindet

Startnetz Onshore AC

Weitere Informationen

BBP-Nr: 19

Projektbeschreibung

Die Notwendigkeit des Projekts wurde in vorangegangenen NEP nachgewiesen und wird mit Vorliegen der vollständigen Genehmigungen / des Planfeststellungsbeschlusses nicht mehr in Form eines Projektsteckbriefes dargestellt. Aktuelle Informationen finden Sie auf den Internetseiten des zuständigen Übertragungsnetzbetreibers.

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M60 Urberach - Pfungstadt - Weinheim

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Baden-Württemberg Hessen

Ausführung:

Netzausbau	**6 km**
davon Neubau in neuer Trasse	6 km
Netzverstärkung	**60 km**
davon Zu-/Umbeseilung	28 km
davon Ersatzneubau	32 km

Geplante Inbetriebnahme: 2031

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

AMP-P52
Netzverstärkung südliches Baden-Württemberg

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

amprion verbindet TRANSNET BW

Startnetz Onshore AC

Weitere Informationen

BBP-Nr: 40, 25

TYNDP-Nr: 322

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität im südlichen Baden-Württemberg. Zur Realisierung sind folgende Maßnahmen notwendig:

- M94b: Punkt Neuravensburg – Wangen i. Allgäu/Hergensweiler/Sigmarszell – Bundesgrenze (AT)
- M95: Punkt Wullenstetten – Punkt Niederwangen

Zwischenzeitlich wurde folgende Maßnahmen fertiggestellt:

- M93: Punkt Rommelsbach – Herbertingen

Das Projekt ist ein Gemeinschaftsprojekt von TransnetBW und Amprion (siehe TNG-P52).

Weitere Infos zum Projekt

https://www.amprion.net/Netzausbau/Aktuelle-Projekte/Wullenstetten-Niederwangen/

Maßnahmen des geplanten Projektes

2 Maßnahmen

M94b-AMP Punkt Neuravensburg – Wangen i. Allgäu/Hergensweiler/Sigmarszell – Bundesgrenze (AT)

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Baden-Württemberg Bayern

Ausführung:

Netzverstärkung	**3.5 km**
davon Ersatzneubau	3.5 km

Geplante Inbetriebnahme: 2035

Beschreibung der Maßnahme

Zwischen dem Punkt Neuravensburg und der Bundesgrenze (AT) wird die Verstärkung einer bestehenden Leitung erforderlich. Dies kann durch den Ersatzneubau oder möglicherweise durch eine Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen auf der bestehenden Leitungsanlage erfolgen. Entlang der Leitung wird eine neue Anlage errichtet, die eine Anbindung der 220-kV-Leitung auf österreichischer Seite ermöglicht.

M95 Punkt Wullenstetten - Punkt Niederwangen

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion TransnetBW

Bundesländer: Baden-Württemberg Bayern

Ausführung:

Netzverstärkung	**99 km**
davon Zu-/Umbeseilung	99 km

Geplante Inbetriebnahme: 2029

Beschreibung der Maßnahme

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.

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Süddeutschland ist charakterisiert durch eine hohe installierte Leistung aus PV-Anlagen, die trotz der hohen Last zu Zeiten hoher Einspeisung zu einem Überschuss führen. Des Weiteren ist Süddeutschland die Verbindung zu den großen Pumpspeicherkraftwerken in den Alpen, die für die Umsetzung der Energiewende unerlässlich sind. Die betroffene Leitung sichert insbesondere die Anbindung der Vorarlberger Pumpspeicherwerke an die deutsche Regelzone. Durch eine Verstärkung des Übertragungsnetzes kann sowohl die überschüssige Leistung aus den erneuerbaren Energiequellen abtransportiert, sichere Leistung zur Versorgung der Lasten zur Verfügung gestellt und die Flexibilisierungsmöglichkeiten der Pumpspeicherkraftwerke in den Alpen genutzt werden.

Netzplanerische Begründung

Die Kapazität des Übertragungsnetzes in diesem Netzgebiet wird durch dieses Projekt wesentlich erweitert. Überlastungen auf den bestehenden Leitungen werden verhindert und somit die Verbindung des Übertragungsnetzes mit dem Vorarlberger Übertragungsnetz gestärkt. Wie vom Regulator angeregt, wurde die „Bodenseestudie“ aus 2016 zur langfristigen Ausbauplanung der Region mit den betroffenen Netzbetreibern aus Deutschland, Österreich und der Schweiz im Jahr 2022 wiederaufgenommen. Die gemeinsam erarbeiteten Ergebnisse der „Bodenseestudie“ sind im Projekt AMP-P52 berücksichtigt.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt wurden. Das Projekt P52 hat sich zuletzt im NEP 2037/2045 (2023) für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2037, B 2037, C 2037, A 2045, B 2045 und C 2045 als erforderlich erwiesen. Aufgrund der Überführung in das Startnetz erfolgte im aktuellen NEP keine erneute Überprüfung.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA-Grundsatz berücksichtigt. Die Verstärkung durch die Maßnahme M94b erfolgt in den bestehenden Trassenräumen.

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahmen werden unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie zum Beispiel die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternative Netzverknüpfungspunkte für dieses Projekt sind grundsätzlich denkbar, jedoch in Bezug auf die volkswirtschaftlichen Kosten vor dem Hintergrund netzplanerischer Aspekte und die weitere Rauminanspruchnahme wesentlich schlechter.

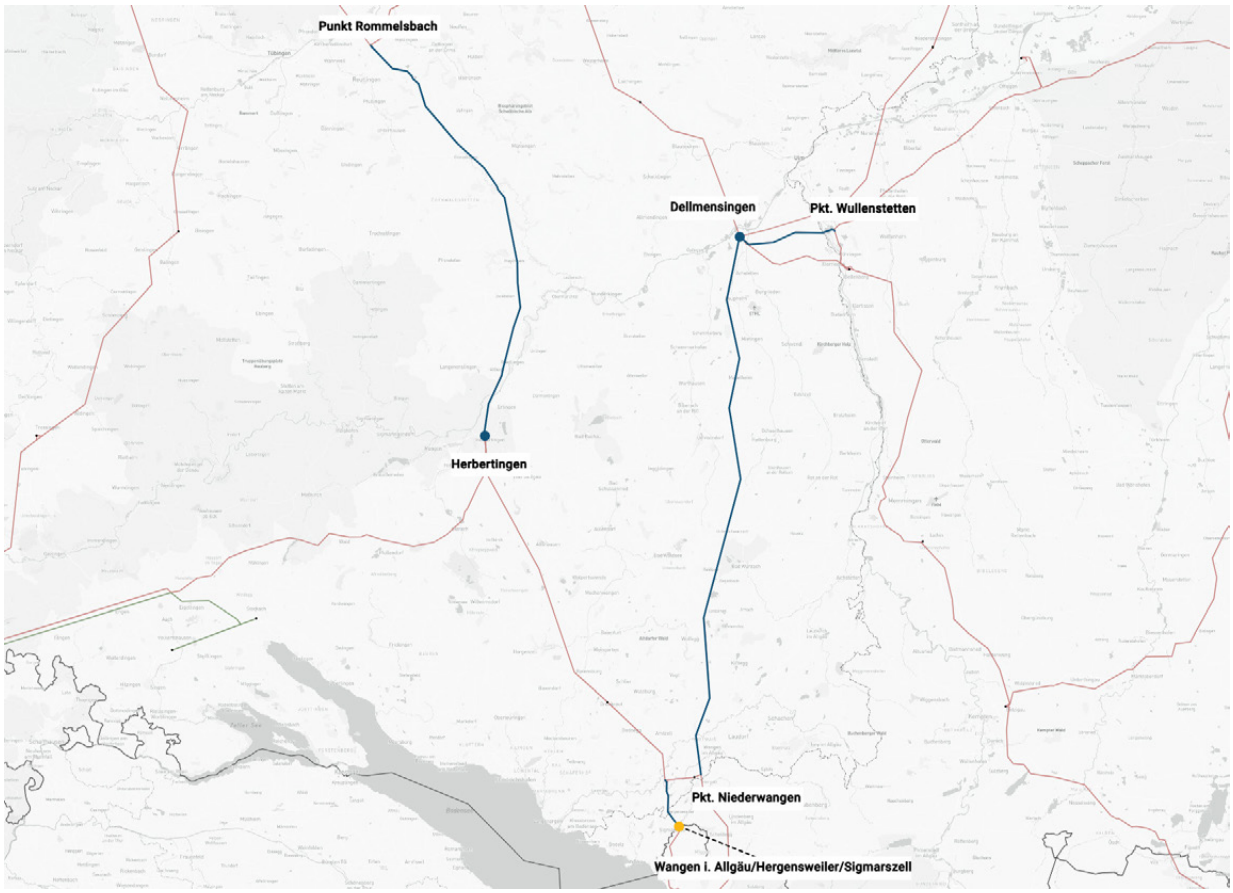
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt AMP-P52 mit den Maßnahmen M93, M95 und M94b wurde von der Bundesnetzagentur in den Netzentwicklungsplänen 2022 (2012), 2023 (2013), 2024 (2014), 2030 (2017), 2030 (2019), 2035 (2021) bestätigt. Die Maßnahmen M93, M95 und M94b des Projekts werden im Bundesbedarfsplan aufgeführt (Vorhaben Nr. 24, 25, 40).

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht AMP-P52
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

AMP-P159
Netzverstärkung Bürstadt – BASF

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

amprion
verbindet

Startnetz Onshore AC

Weitere Informationen

BBP-Nr: 67

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Transportkapazität in der Metropolregion Rhein-Neckar. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M62: Bürstadt – BASF

Weitere Infos zum Projekt

https://www.amprion.net/Netzausbau/Aktuelle-Projekte/Bürstadt-BASF/

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M62 Bürstadt - BASF

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Hessen Rheinland-Pfalz

Ausführung:

Netzverstärkung	**18 km**
davon Zu-/Umbeseilung	5 km
davon Ersatzneubau	13 km

Geplante Inbetriebnahme: 2029

Beschreibung der Maßnahme

Das Projekt beinhaltet den Neubau einer 380-kV-Leitung in bestehender Trasse zwischen der 380-kV-Anlage Bürstadt und dem Punkt Roxheim (Netzverstärkung), den Neubau einer 380/220-kV-Leitung zwischen dem Punkt Roxheim und einer neu zu errichtenden 380/220-kV-Anlage BASF (Netzausbau), sowie die Spannungsumstellung eines bestehenden 220-kV-Stromkreises auf 380-kV durch Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen im Abschnitt Punkt Roxheim bis zur Neuanlage BASF einschließlich der Anbindung an die bestehende 380-kV-Verbindung zwischen Bürstadt und dem Punkt Roxheim (Netzverstärkung). Abhängig von den Gegebenheiten vor Ort werden im Rahmen der Umbeseilung ggf. die Verstärkung oder der Neubau von Leitungsmasten sowie weitere statische Maßnahmen erforderlich. Die 380-kV-Anlage Bürstadt muss hierzu erweitert werden (Netzverstärkung). Bis zur vollständigen Realisierung des Langfristkonzeptes werden die neu errichteten Höchstspannungsleitungen zunächst mit 220-kV betrieben.

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Das Rhein-Main-Gebiet ist historisch u. a. durch eine Vielzahl von Industriekunden geprägt. Die daraus resultierende Netzinfrastruktur kann zukünftig durch Verstärkungen und Umstrukturierungen für eine Erweiterung sowohl der Nord – Süd als auch der Ost – West Transportkapazität genutzt werden.

Durch die Maßnahme M62 werden Engpässe in der 220-kV-Ebene zwischen Bürstadt und BASF beseitigt. Im Hinblick auf das langfristige Konzept ist der spätere Betrieb der Höchstspannungsleitungen mit 380-kV geplant. Vor dem Hintergrund der steigenden Lasten durch die Umstellung der ansässigen Industrie auf klimaneutrale Prozesse wird mit der Maßnahme die Versorgungssicherheit der Region ermöglicht.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative

Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2035 (2021) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt wurden. Die Maßnahme M62 hat sich für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2035, B 2035, C 2035 und B 2040 als erforderlich erwiesen. Aufgrund der Überführung in das Startnetz erfolgte im aktuellen NEP keine erneute Überprüfung.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahme M62 überwiegend in den bestehenden Trassenräumen erfolgen. Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternative Netzverknüpfungspunkte für dieses Projekt sind grundsätzlich denkbar, jedoch in Bezug auf die volkswirtschaftlichen Kosten vor dem Hintergrund netzplanerischer Aspekte und die weitere Rauminanspruchnahme wesentlich schlechter

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P159 mit der Maßnahme M62 wurde im NEP 2024 (2014) erstmalig identifiziert und im NEP 2030 (2019) sowie im NEP 2035 (2021) von der Bundesnetzagentur bestätigt. Es ist als Vorhaben Nr. 67 im Bundesbedarfsplan enthalten.

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2037/2045 (2025). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen Onshore und Netzanalysen Offshore wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht AMP-P159
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

AMP-P161
Netzverstärkung südöstlich von Frankfurt

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

Startnetz Onshore AC

Weitere Informationen

BBP-Nr: 66

Projektbeschreibung

Die Notwendigkeit des Projekts wurde in vorangegangenen NEP nachgewiesen und wird mit Vorliegen der vollständigen Genehmigungen / des Planfeststellungsbeschlusses nicht mehr in Form eines Projektsteckbriefes dargestellt. Aktuelle Informationen finden Sie auf den Internetseiten des zuständigen Übertragungsnetzbetreibers.

Weitere Infos zum Projekt

https://www.amprion.net/Netzausbau/Aktuelle-Projekte/Urberach-Dettingen-Gro%C3%9Fkrotzenburg/

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M91 Großkrotzenburg - Dettingen - Urberach

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion TenneT

Bundesländer: Hessen

Ausführung:

Netzverstärkung	**23.76 km**
davon Zu-/Umbeseilung	23.76 km

Geplante Inbetriebnahme: 2030

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

AMP-P170
Netzverstärkung zur Erhöhung der grenzüberschreitenden Transportkapazität zwischen Deutschland und Frankreich (Ad-hoc-Maßnahme)

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

amprion verbindet

Startnetz Onshore AC

Weitere Informationen

BBP-Nr: 97

TYNDP-Nr: 244

Projektbeschreibung

Die Notwendigkeit des Projekts wurde in vorangegangenen NEP nachgewiesen und wird mit Vorliegen der vollständigen Genehmigungen / des Planfeststellungsbeschlusses nicht mehr in Form eines Projektsteckbriefes dargestellt. Aktuelle Informationen finden Sie auf den Internetseiten des zuständigen Übertragungsnetzbetreibers.

Weitere Infos zum Projekt

https://www.amprion.net/Netzausbau/Aktuelle-Projekte/Uchtelfangen-–-Ensdorf-–-Bundesgrenze-(FR)/

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M380 Uchtelfangen - Ensdorf - Bundesgrenze

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Saarland

Ausführung:

Netzverstärkung	**34 km**
davon Zu-/Umbeseilung	34 km

Geplante Inbetriebnahme: 2028

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

AMP-P171
Netzverstärkung Hanekenfähr – Merzen (Ad-hoc-Maßnahme)

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

amprion verbindet

Startnetz Onshore AC Ad-hoc

Projektbeschreibung

Die Notwendigkeit des Projekts wurde in vorangegangenen NEP nachgewiesen und wird mit Vorliegen der vollständigen Genehmigungen / des Planfeststellungsbeschlusses nicht mehr in Form eines Projektsteckbriefes dargestellt. Aktuelle Informationen finden Sie auf den Internetseiten des zuständigen Übertragungsnetzbetreibers.

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M381 Hanekenfähr – Merzen (Ad-hoc-Maßnahme)

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Niedersachsen

Ausführung:

Netzverstärkung	**38 km**
davon Zu-/Umbeseilung	38 km
Geplante Inbetriebnahme:	2028

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

AMP-P200
Punkt Blatzheim - Oberzier

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

amprion verbindet

Startnetz Onshore AC

Weitere Informationen

BBP-Nr: 74

Projektbeschreibung

Die Notwendigkeit des Projekts wurde in vorangegangenen NEP nachgewiesen und wird mit Vorliegen der vollständigen Genehmigungen / des Planfeststellungsbeschlusses nicht mehr in Form eines Projektsteckbriefes dargestellt. Aktuelle Informationen finden Sie auf den Internetseiten des zuständigen Übertragungsnetzbetreibers.

Weitere Infos zum Projekt

https://www.amprion.net/Netzausbau/Aktuelle-Projekte/Umspannanlage-Oberzier---Punkt-Blatzheim/

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M425 Punkt Blatzheim - Oberzier

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Nordrhein-Westfalen

Ausführung:

Netzverstärkung	**16 km**
davon Ersatzneubau	16 km

Geplante Inbetriebnahme: 2028

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

AMP-P204
Netzverstärkung Kühmoos - Waldshut-Tiengen - Bundesgrenze (CH)

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

amprion verbindet

Startnetz Onshore AC

Weitere Informationen

BBP-Nr: 99

TYNDP-Nr: 231

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität an der Grenze zwischen Deutschland und der Schweiz. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M430: Kühmoos – Tiengen – Bundesgrenze (CH)

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M430 Kühmoos - Waldshut-Tiengen - Bundesgrenze (CH)

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Baden-Württemberg

Ausführung:

Netzverstärkung	**35 km**
davon Ersatzneubau	4 km
davon Zu-/Umbeseilung	31 km
Geplante Inbetriebnahme:	2035

Beschreibung der Maßnahme

Zwischen den Schaltanlagen Tiengen-Waldshut und Beznau (CH) wird in bzw. unmittelbar neben bestehender Trasse eine neue Leitung mit deutlich erhöhter Übertragungskapazität errichtet (Netzverstärkung). Ebenfalls soll die Leitung Tiengen – Kühmoos auf 380-kV umgestellt werden. Dabei wird die bestehende 220-kV-Leitung bereits in den nächsten Jahren für den 380-kV-Betrieb verstärkt. Die Betriebsumstellung auf 380-kV erfolgt dann mit der Inbetriebnahme der 380-kV-Stromkreise zwischen Tiengen und Beznau (CH). Damit hängt die Inbetriebnahme der 380 kV-Stromkreise von den Genehmigungsverfahren und der Umsetzung der baulichen Maßnahmen in der Schweiz ab. Die 380-kV-Schaltanlage Tiengen ist zu erweitern (Netzverstärkung).

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Süddeutschland ist charakterisiert durch eine hohe installierte Leistung aus PV-Anlagen, die trotz der hohen Last zu Zeiten hoher Einspeisung zu einem Überschuss führen. Des Weiteren ist Süddeutschland die Verbindung zu den großen Pumpspeicherkraftwerken in den Alpen, die für die Umsetzung der Energiewende unerlässlich sind. Durch eine Verstärkung des Übertragungsnetzes kann sowohl die überschüssige Leistung aus den Erneuerbaren Energiequellen abtransportiert, sichere Leistung zur Versorgung der Lasten zur Verfügung gestellt und die Flexibilisierungsmöglichkeiten der Pumpspeicherkraftwerke in den Alpen genutzt werden. Darüber hinaus ist die fortschreitende Integration des europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes seit Jahren ein Kernziel der Energiepolitik der Europäischen Union. Um diesem gerecht zu werden, bedarf es der Erhöhung grenzüberschreitender Transportkapazitäten, um den reibungslosen Energieaustausch zwischen den Märkten sicherzustellen (Interkonnektoren). In der EU sind die Übertragungsnetze aller Länder mit Interkonnektoren verbunden. Sie ermöglichen einerseits einen grenzüberschreitenden Stromhandel und erhöhen andererseits die Versorgungssicherheit. Die nationalen Übertragungsnetze und die verbindenden Interkonnektoren zwischen den Ländern bilden gemeinsam das europäische Verbundnetz.

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. Der volkswirtschaftliche Nutzen der Maßnahme zeigt sich in den positiven Ergebnissen der Kosten-Nutzen-Analyse, die bereits im NEP 2035 (2021) vorgenommen wurde.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt wurden. Das Projekt AMP-P204 hat sich zuletzt im NEP 2037/2045 (2023) für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2037, B 2037, C 2037, A 2045, B 2045 und C 2045 als erforderlich erwiesen. Aufgrund der Überführung in das Startnetz erfolgte im aktuellen NEP keine erneute Überprüfung.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahme M430 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen.

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternative Netzverknüpfungspunkte für dieses Projekt sind grundsätzlich denkbar, jedoch in Bezug auf die volkswirtschaftlichen Kosten vor dem Hintergrund netzplanerischer Aspekte und die weitere Rauminanspruchnahme wesentlich schlechter.

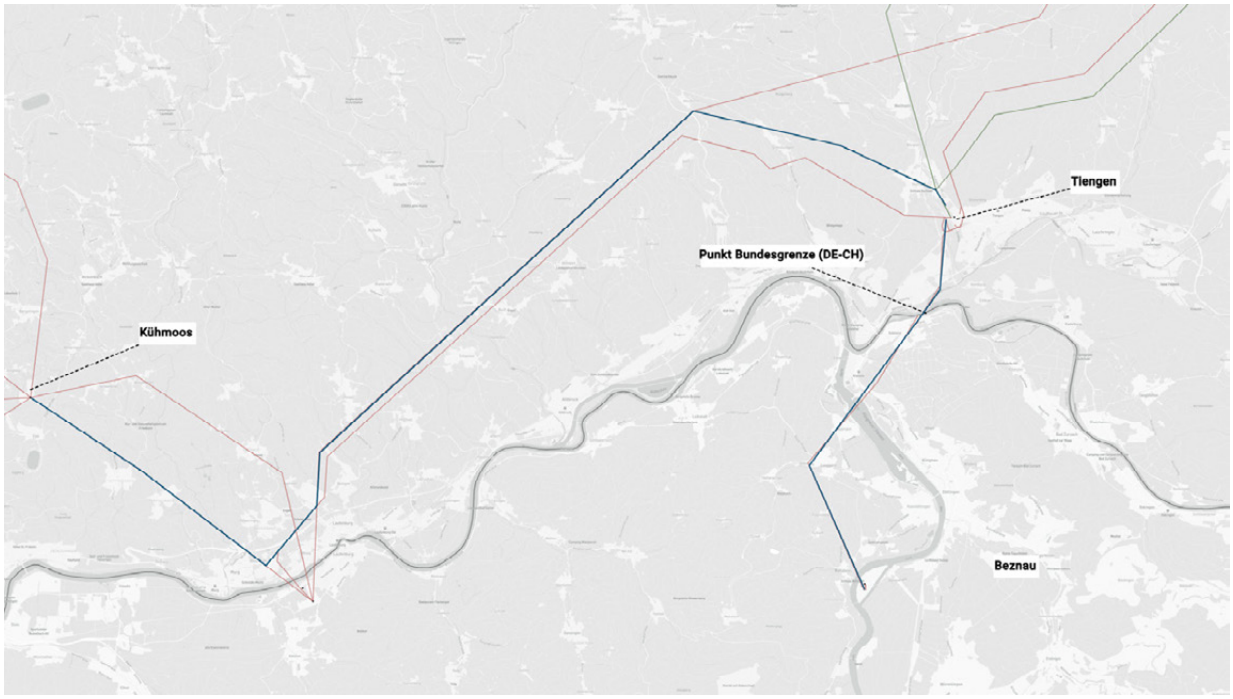
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt AMP-P204 wurde im NEP 2030 (2017), im NEP 2035 (2021) und im NEP 2037/2045 (2023) von der Bundesnetzagentur bestätigt und ist als Vorhaben Nr. 99 im Bundesbedarfsplan enthalten. Das Projekt AMP-P204 wurde im NEP 2025 (2015) erstmalig identifiziert.

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht AMP-P204
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

AMP-P206
Hochrhein

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

amprion verbindet

Startnetz Onshore AC

Weitere Informationen

BBP-Nr: 23

Projektbeschreibung

Das Projekt dient zur Verbesserung der Versorgungssicherheit, zur Reduzierung der Rauminanspruchnahme durch 380-kV-Umstellung und Rückbau der 220-kV-Struktur und zur Erhöhung der Übertragungskapazität im Hochrheingebiet. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M417: Herbertingen – Waldshut-Tiengen – Waldshut-Tiengen/ Weilheim mit Abzweig Pfullendorf und Abzweig Beuren

Darüber hinaus ist die Neuerrichtung der Anlagen Gurtweil und Tiengen und die Erweiterung der Umspannanlage Herbertingen erforderlich. Das bestehende 220-kV-Umspannwerk Beuren wird auf 380-kV umgestellt. Zudem wird ein neues Umspannwerk in Pfullendorf in 380/110-kV errichtet.

Das Projekt ist ein Gemeinschaftsprojekt von TransnetBW und Amprion (siehe TNG-P206).

Weitere Infos zum Projekt

https://www.amprion.net/Netzausbau/Aktuelle-Projekte/Hochrhein-Herbertingen-Waldshut-Tiengen/

https://www.transnetbw.de/de/netzentwicklung/projekte/hochrhein

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M417-AMP Herbertingen – Waldshut-Tiengen – Waldshut-Tiengen/ Weilheim mit Abzweig Pfullendorf und Abzweig Beuren

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Baden-Württemberg

Ausführung:

Netzverstärkung	**58 km**
davon Ersatzneubau	58 km
Geplante Inbetriebnahme:	2032

Beschreibung der Maßnahme

Zwischen den Anlagen Gurtweil/Tiengen und Herbertingen soll durch Ersatzneubau eine neue 380-kV-Leitung mit zwei Stromkreisen errichtet werden. Sie soll die bestehende 380-kV-Trasse Herbertingen – Tiengen (Amprion) und die 220-kV-Trasse Gurtweil – Beuren (TransnetBW) ersetzen. Die neuen 380-kV-Anlagen Beuren und Pfullendorf der TransnetBW werden in die neue Leitung eingeschleift. Der 380-kV-Stromkreis Engstlatt – Kühmoos – Villingen (TransnetBW) muss in das Umspannwerk Gurtweil eingeschleift werden. Dies erfolgt durch einen Neubau der Leitung auf ca. 4 km, unter Berücksichtigung von Bündelungsmöglichkeiten mit parallelen Leitungsstrukturen.

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Das Übertragungsnetz im Bereich Hochrhein hat die Aufgabe, die Leistung aus den Laufwasserkraftwerken und Pumpspeicherwerken am Hochrhein abzutransportieren und die sichere Versorgung der Kunden zu gewährleisten. Zusätzlich leistet das Übertragungsnetz im Bereich Hochrhein einen Beitrag zum Leistungsaustausch mit der Schweiz.

Netzplanerische Begründung

Das 220-kV-Netz in diesem Bereich wird Zug um Zug zurückgebaut und dadurch geschwächt. Zur langfristigen Sicherstellung und Verbesserung der Versorgung des Hochrheingebietes ist daher die Anbindung von 220-kV-Umspannwerken an das 380-kV-Netz und damit eine Umstellung der Umspannung auf 380/110-kV notwendig. Anstatt der Umstellung des Umspannwerks Stockach auf 380-kV wird der Neubau eines 380/110-kV Umspannwerks in Pfullendorf neben der neuen 380-kV-Leitung erforderlich. Darüber hinaus besteht auf den heutigen Stromkreisen eine zu geringe Übertragungskapazität, die für den zukünftigen Transportbedarf nicht mehr ausreichend ist.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt wurden. Das Projekt AMP-P206 hat sich zuletzt im NEP 2037/2045 (2023) für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2037, B 2037, C 2037, A 2045, B 2045 und C 2045 als erforderlich erwiesen. Aufgrund der Überführung in das Startnetz erfolgte im aktuellen NEP keine erneute Überprüfung.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur kann durch die Maßnahme M417 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen.

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. der Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen.

Alternativ zu der beschriebenen Maßnahme M417 könnte, zur Sicherstellung der Versorgung in der Region, ein neuer 220-kV-Stromkreis in neuer Trasse zur Anbindung an die bestehende 220-kV-Verbindung zwischen Herbertingen und Tiengen errichtet werden. Eine weitere Erhöhung der Übertragungskapazität, insbesondere zur Anbindung des süddeutschen Raumes und der Schweiz, stößt mit diesem Konzept schnell an Grenzen. Diese Planungsalternative ist im Vergleich mit der vorgeschlagenen Maßnahme M417 im Hinblick auf das NOVA-Prinzip nicht

vorzugswürdig und wurde daher verworfen.

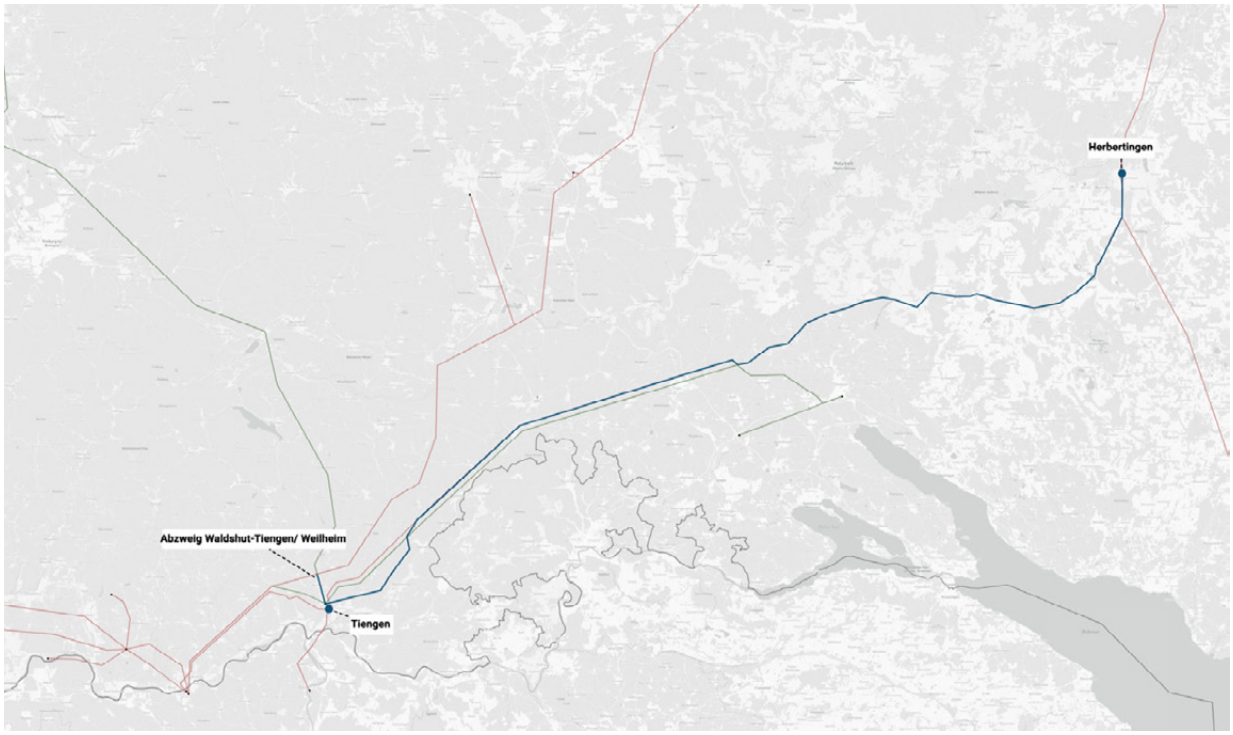
Bisherige Bestätigung des Projekts

Dieses Projekt wurde in dieser Form im NEP 2030 (2017) erstmals identifiziert. Es handelt sich um ein überarbeitetes Konzept, in das die Maßnahmen P52 M59 Herbertingen – Tiengen und P206 M417 Gurtweil – Kreis Konstanz eingeflossen sind. P52 M59 wurde erstmals im NEP 2022 (2012) identifiziert und war in den Netzentwicklungsplänen 2013 und 2014 enthalten. Das Projekt P206 M417 wurde im NEP 2030 (2019), im NEP 2035 (2021) und im NEP 2037/2045 (2023) von der Bundesnetzagentur bestätigt. Es ist als Vorhaben Nr. 23 im Bundesbedarfsplan enthalten.

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2037/2045 (2025). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen Onshore und Netzanalysen Offshore wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht AMP-P206
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

AMP-P309
Netzverstärkung Biblis/Groß-Rohrheim/Gernsheim/Biebesheim am Rhein - Bürstadt - Rheinau - Hoheneck (Ad-hoc-Maßnahme)

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

amprion verbindet

Startnetz Onshore AC Ad-hoc

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Bürstadt, Rheinau und Hoheneck. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M484: Netzverstärkung Biblis/Groß-Rohrheim/Gernsheim/Biebesheim am Rhein - Bürstadt - Rheinau - Hoheneck (Ad-hoc-Maßnahme)

Es wird angestrebt, die Maßnahme beschleunigt bis zum Zielhorizont 2030 umzusetzen, da die Transportanforderungen an das Netz durch den beschleunigten Systemtransformationspfad bereits vor den betrachteten Zieljahren des NEP 2037/2045 (2023) deutlich ansteigen. Dazu sind weitere Voraussetzungen erforderlich (siehe Kapitel 5.2.7 „Ad-hoc-Maßnahmen“ des NEP2037/2045 (2023)).

Weitere Infos zum Projekt

https://www.amprion.net/Netzausbau/Aktuelle-Projekte/Bürstadt-Rheinau-Hoheneck/

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M484 Leitung

Biblis/Groß-Rohrheim/Gernsheim/Biebesheim am Rhein - Bürstadt - Rheinau - Hoheneck (Ad-hoc-Maßnahme)

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Baden-Württemberg Hessen

Ausführung:

Netzverstärkung	**120 km**
davon Zu-/Umbeseilung	120 km
Geplante Inbetriebnahme:	2031

Beschreibung der Maßnahme

Zwischen den 380-kV-Anlagen Bürstadt, Rheinau und Hoheneck wird die Erweiterung einer bestehenden 380-kV-Leitung erforderlich. Dies kann durch eine Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen auf der bestehenden Leitung oder, wenn dies aus statischen Gründen nicht möglich ist, durch den Ersatzneubau in oder unmittelbar neben bestehender Trasse erfolgen. Durch die Erweiterung wird eine deutlich erhöhte Transportkapazität zwischen Bürstadt und Hoheneck realisiert (Netzverstärkung). Es wird angestrebt, die Maßnahme beschleunigt innerhalb des Zielhorizonts bis 2030 umzusetzen, da die Transportanforderungen an das Netz durch den beschleunigten Systemtransformationspfad bereits vor den betrachteten Zieljahren deutlich ansteigen.

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Das Rhein-Main-Gebiet ist historisch u. a. durch eine Vielzahl von Industriekunden geprägt. Die daraus resultierende Netzinfrastruktur kann zukünftig durch Verstärkungen und Umstrukturierungen für eine Erweiterung sowohl der Nord-Süd- als auch der Ost-West-Transportkapazität genutzt werden.

Netzplanerische Begründung

Die Übertragungskapazität des 380-kV-Netzes in der Region Südhessen-Stuttgart 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 Nord-Süd-Achse zwischen Stuttgart und dem Mannheimer Raum.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt wurden. Die Maßnahme M484 hat sich zuletzt im NEP 2037/2045 (2023) für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2037, B 2037, C 2037, A 2045, B 2045 und C 2045 als erforderlich erwiesen. Aufgrund der Überführung in das Startnetz erfolgte im aktuellen NEP keine erneute Überprüfung.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahme M484 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen. Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahmen werden unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternative Netzverknüpfungspunkte für dieses Projekt sind grundsätzlich denkbar, jedoch in Bezug auf die volkswirtschaftlichen Kosten vor dem Hintergrund netzplanerischer Aspekte und die weitere Rauminanspruchnahme wesentlich schlechter.

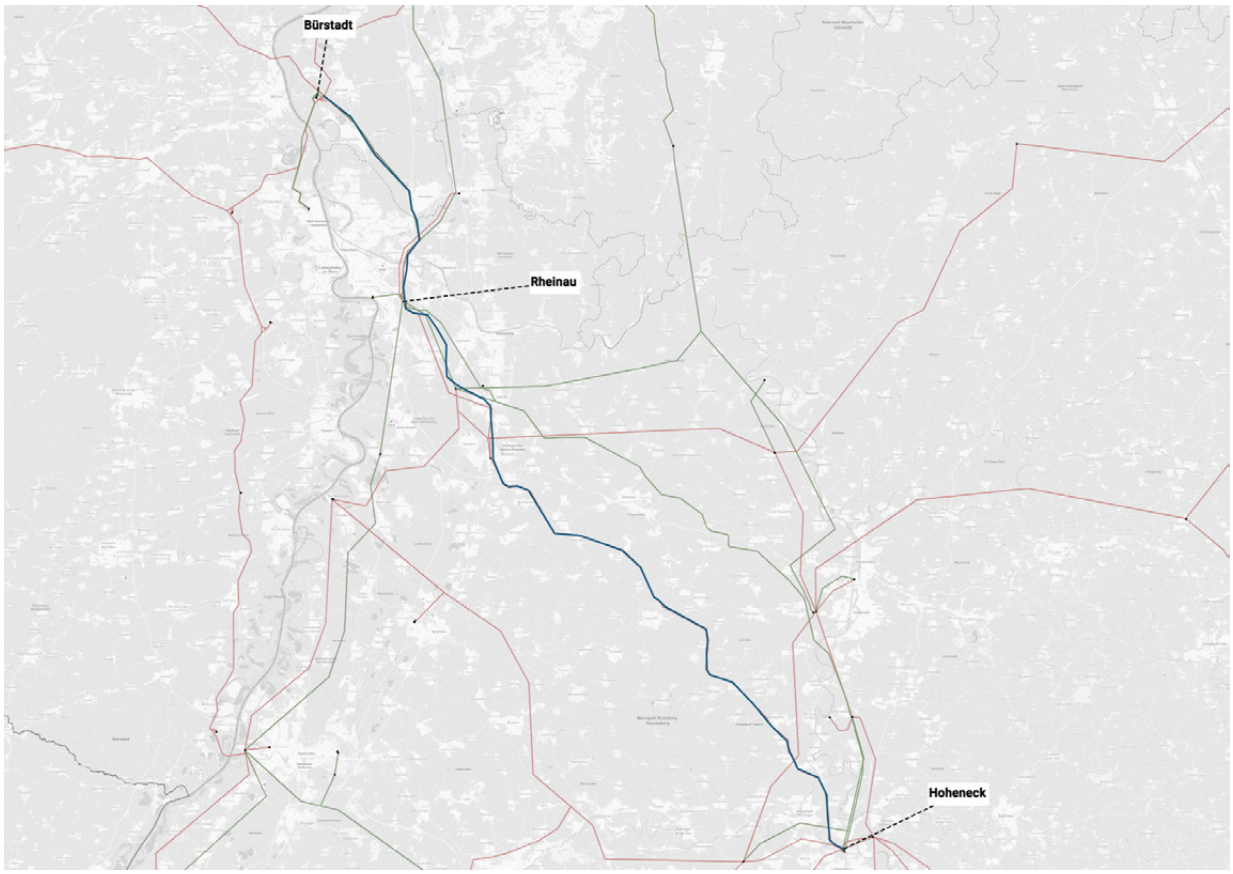
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt AMP-P309 wurde im NEP 2037/2045 (2023) von der Bundesnetzagentur bestätigt. Das Projekt AMP-P309 wurde im NEP 2030 (Version 2017) erstmalig identifiziert.

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht AMP-P309
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

AMP-P310
Netzverstärkung Bürstadt - Kühmoos (Ad-hoc-Maßnahme)

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

amprion verbindet

Startnetz Onshore AC Ad-hoc

Projektbeschreibung

Die Übertragungskapazität des 380-kV-Netzes zwischen Süd-Hessen, Rheinland-Pfalz und Süd-Baden-Württemberg 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 Nord-Süd-Achse zwischen Süd-Hessen und Süd-Baden-Württemberg. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M485: Bürstadt – Kühmoos (Ad-hoc-Maßnahme)

Es wird angestrebt, die Maßnahme beschleunigt bis zum Zielhorizont 2030 umzusetzen, da die Transportanforderungen an das Netz durch den beschleunigten Systemtransformationspfad bereits vor den betrachteten Zieljahren des NEP 2037/2045 (2023) deutlich ansteigen. Dazu sind weitere Voraussetzungen erforderlich (siehe Kapitel 5.2.7 „Ad-hoc-Maßnahmen“ des NEP2037/2045 (2023)).

Weitere Infos zum Projekt

https://www.amprion.net/Netzausbau/Aktuelle-Projekte/Bürstadt-Maximiliansau/

https://www.amprion.net/Netzausbau/Aktuelle-Projekte/Kühmoos-Maximiliansau/

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M485 Bürstadt - Kühmoos (Ad-hoc-Maßnahme)

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Baden-Württemberg Hessen Rheinland-Pfalz

Ausführung:

Netzverstärkung	**285 km**
davon Zu-/Umbeseilung	281 km
davon Ersatzneubau	4 km
Geplante Inbetriebnahme:	2033

Beschreibung der Maßnahme

Diese Maßnahme beinhaltet eine Netzverstärkung in bestehender 380-kV-Trasse. Zwischen der Anlage Bürstadt und der Anlage Maximiliansau wird ein bestehender 220-kV-Stromkreis auf 380 kV umgestellt und zusammen mit dem bestehenden 380-kV-Stromkreis auf gleicher Leitung mit Hochtemperatur-Leiterseilen (HTLS) umbeseilt (Netzverstärkung). Wenn dies aus statischen Gründen nicht möglich ist, kann die Umbeseilung auf HTLS-Seile durch den Neubau in bestehender Trasse ersetzt werden (Netzverstärkung). Zwischen Maximiliansau und Daxlanden wird ein bestehender 220-kV-Stromkreis auf 380-kV umgestellt (Netzverstärkung). Des Weiteren wird auf der bestehenden Leitung zwischen Daxlanden und Kühmoos ein zusätzlicher 380-kV-Stromkreis zubeseilt (Netzverstärkung). Die 380-kV-Anlage Weingarten ist zu verstärken, die 380-kV-Anlagen Bürstadt, Lambsheim und Kühmoos sind zu erweitern und die 380-kV-Anlagen Maximiliansau und Mutterstadt sind neu zu errichten (Netzverstärkung). Die neu zu errichtenden Anlagen liegen in unmittelbarer Nähe der Bestandsleitung. Für den Anschluss der neuen 380-kV-Schaltanlagen an die Bestandsleitung sind punktuelle Mastneubauten erforderlich. Aufgrund des notwendigen Entfalls der 220-kV-Stromkreise und der 220-kV-Anlage Maximiliansau werden 380/220-kV-Transformatoren in Bürstadt und Mutterstadt sowie 380/110-kV-Transformatoren in Maximiliansau errichtet.

Begründung des geplanten Projekts

Hintergrund des geplanten Projekts

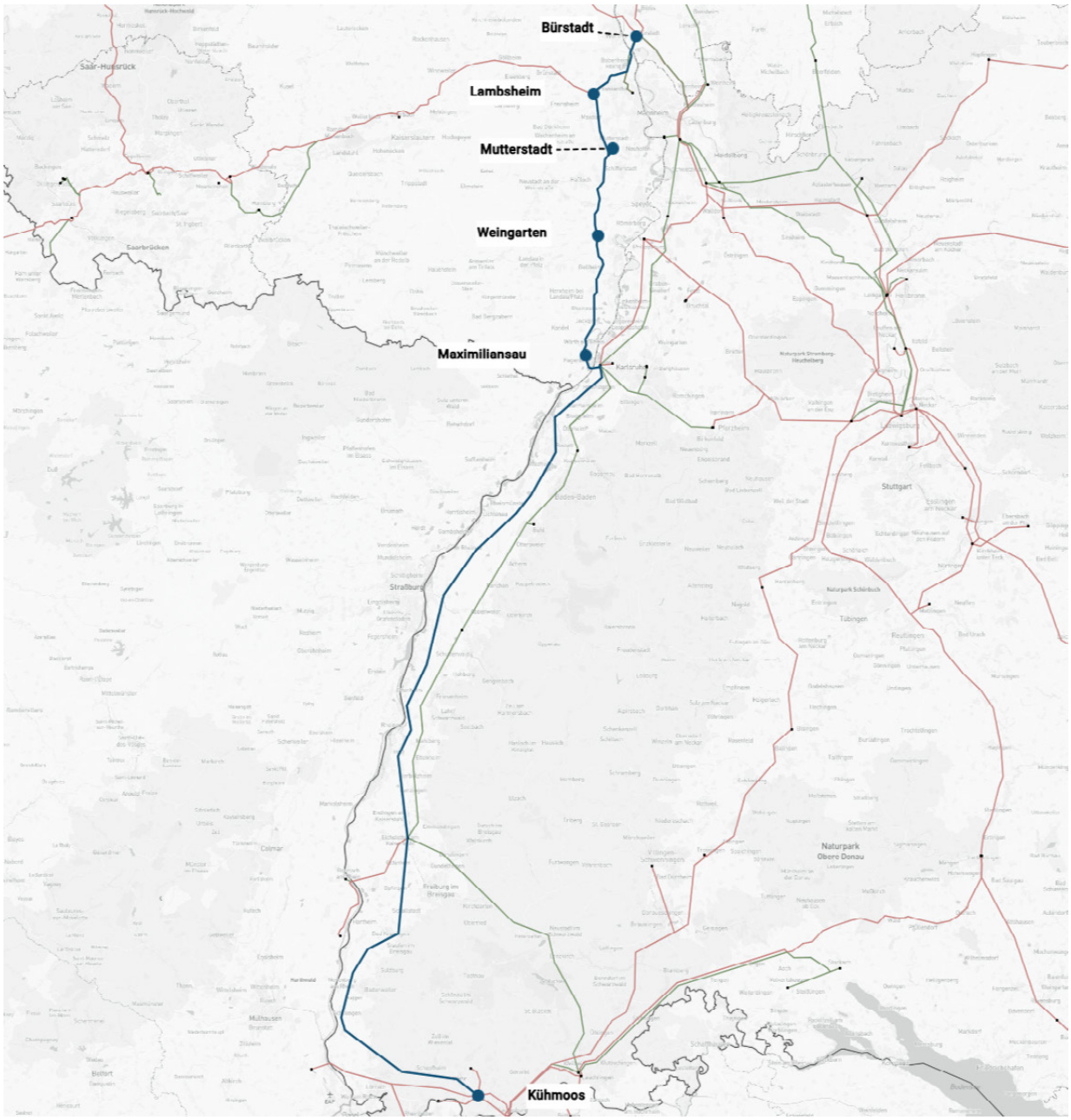
Bis zur vollständigen Umsetzung der Maßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan sind Ad-hoc-Maßnahmen notwendig, um Engpässe im Übertragungsnetz zu reduzieren. Damit werden der Redispatch-Aufwand sowie Maßnahmen des Einspeisemanagements erneuerbarer Energien verringert. Die Wirksamkeit von Ad-hoc-Maßnahmen fokussiert zunächst auf das Zeitfenster zwischen der Fertigstellung der betrachteten Maßnahme und der vollständigen Umsetzung der entsprechenden, für das Zieljahr als erforderlich und wirksam nachgewiesenen Maßnahmen aus dem NEP.

Die Übertragungskapazität des 380-kV-Netzes zwischen Süd-Hessen, Rheinland-Pfalz und Süd-Baden-Württemberg wird durch dieses Projekt wesentlich erweitert, sodass Überlastungen auf bestehenden Leitungen beseitigt werden.

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht AMP-P310
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

AMP-P314
Leistungsflusssteuerung zwischen Uchtelfangen und Vigy

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

amprion verbindet

Startnetz **Onshore** **AC**

Projektbeschreibung

Die Notwendigkeit des Projekts wurde in vorangegangenen NEP nachgewiesen und wird mit Vorliegen der vollständigen Genehmigungen / des Planfeststellungsbeschlusses nicht mehr in Form eines Projektsteckbriefes dargestellt. Aktuelle Informationen finden Sie auf den Internetseiten des zuständigen Übertragungsnetzbetreibers.

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M489 Leistungsflusssteuerung im Saarland

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Saarland

Geplante Inbetriebnahme: 2030

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

AMP-P315
Netzausbau Hanekenfähr - Gronau

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

amprion verbindet

Startnetz Onshore AC

Weitere Informationen

BBP-Nr: 63

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Transportkapazität zwischen Hanekenfähr und Gronau. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M491: Hanekenfähr – Gronau
- M491PST: PST Flör

Weitere Infos zum Projekt

https://www.amprion.net/Netzausbau/Aktuelle-Projekte/Hanekenfähr-–-Gronau-(BBPlG-63)/

https://www.amprion.net/Netzausbau/Aktuelle-Projekte/Phasenschieber-Flör/

Maßnahmen des geplanten Projektes

2 Maßnahmen

M491PST Leistungsflussteuerung in Flör

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Nordrhein-Westfalen

Geplante Inbetriebnahme: 2028

Beschreibung der Maßnahme

Es ist die Errichtung von zwei baugleichen Phasenschiebertransformatoren zur Leistungssteuerung in Richtung Niederlande notwendig (Netzoptimierung). In der Bestandsanlage Gronau ist die Errichtung der Phasenschiebertransformatoren aus platztechnischen Gründen nicht möglich. Deshalb ist die Errichtung der neuen 380-kV-Station Flör entlang der bestehenden Trasse in Richtung Öchtel oder Hengelo erforderlich. Bei letzterer Option sind die Stromkreise nach Hengelo für eine erhöhte Stromtragfähigkeit zwischen Gronau und der neu zu errichtenden 380-kV-Station zu verstärken. Dies kann entweder durch den Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen (HTLS) auf der bestehenden Leitung oder, wenn dies nicht möglich ist, durch den Leitungsneubau in bestehender Trasse erfolgen. Im Falle einer HTLS-Umbeseilung kann die Verstärkung oder der Neubau der Masten, aufgrund der HTLS-Umbeseilung erforderlich werden.

M491 Hanekenfähr - Gronau

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Niedersachsen Nordrhein-Westfalen

Ausführung:

Netzverstärkung	**94 km**
davon Parallelneubau	46 km
davon Ersatzneubau	48 km

Geplante Inbetriebnahme: 2033

Beschreibung der Maßnahme

Die Stromkreise der bestehenden Leitung zwischen Hanekenfähr und Gronau werden für eine erhöhte Stromtragfähigkeit verstärkt (Netzverstärkung). Dies soll durch einen Leitungsneubau erfolgen. Zusätzlich sollen zwei weitere 380-kV-Stromkreise als Neubau zwischen Hanekenfähr und Gronau errichtet werden. Für die Einführung der zusätzlichen beiden 380-kV-Stromkreise in die Station Hanekenfähr muss die 380-kV-Station Hanekenfähr erweitert werden. Zudem müssen aus

platztechnischen Gründen die 220-kV-Stromkreise zwischen Hanekenfähr und Amelsbüren sowie zwischen Hanekenfähr und Gronau entfallen. Mit der Demontage der 220-kV-Stromkreise entfällt die 220-kV-Ebene in Hanekenfähr. Folglich muss der 220/110-kV-Transformator in Hanekenfähr durch einen 380/110-kV-Transformator ersetzt werden. Die Blöcke B2 und C2 des Kraftwerks Emsland, die heute in die 220-kV-Ebene in Hanekenfähr einspeisen, müssen, um eine Einspeisung zu ermöglichen, an die 380-kV-Ebene angeschlossen werden. Auch die Station Amelsbüren muss für eine redundante Versorgung von der 220-kV- auf die 380-kV-Ebene umgestellt werden (Stationsneubau).

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Norddeutschland ist charakterisiert durch eine Vielzahl von regenerativen Onshore- und Offshore-Energiequellen. Bei hoher regenerativer Einspeisung aus diesen Anlagen übersteigt die erzeugte Leistung den Bedarf der norddeutschen Lasten wesentlich. Durch dieses Projekt und die bestehende Netzinfrastruktur kann die regenerative Einspeisung abtransportiert werden.

Netzplanerische Begründung

Über die zwei bestehenden 380-kV-Stromkreise zwischen Hanekenfähr und Gronau wird ein großer Teil der in Norddeutschland erzeugten On- und Offshore Windenergieleistung in das nördliche Netzgebiet von Amprion eingeleitet. Zukünftig wird die Menge dieser Einspeisungen zunehmen, sodass es zu Engpässen auf den bestehenden 380-kV-Nord-Süd-Verbindungen kommt.

Ziel ist es, die Transportkapazität zwischen Hanekenfähr und Gronau zu erhöhen und die Energie engpassfrei in die Verbraucherschwerpunkte im Westen und Süden Deutschlands transportieren zu können.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt wurden. Das Projekt AMP-P315 hat sich zuletzt im NEP 2037/2045 (2023) für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2037, B 2037, C 2037, A 2045, B 2045 und C 2045 als erforderlich erwiesen. Aufgrund der Überführung in das Startnetz erfolgte im aktuellen NEP keine erneute Überprüfung.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Die Erhöhung der Kapazität der bestehenden Netzinfrastruktur kann durch die Maßnahme M491 in den bestehenden Trassenräumen realisiert werden. Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahmen werden unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternativ zu der beschriebenen Maßnahme M491 könnte eine 380-kV-Leitung mit zwei Stromkreisen zwischen Hanekenfähr und Kusenhorst als Neubau in neuer Trasse vorgenommen werden. Diese Planungsalternative ist im Vergleich mit der vorgeschlagenen Maßnahme M491 im Hinblick auf das NOVA-Prinzip nicht vorzugswürdig und wurde deshalb verworfen.

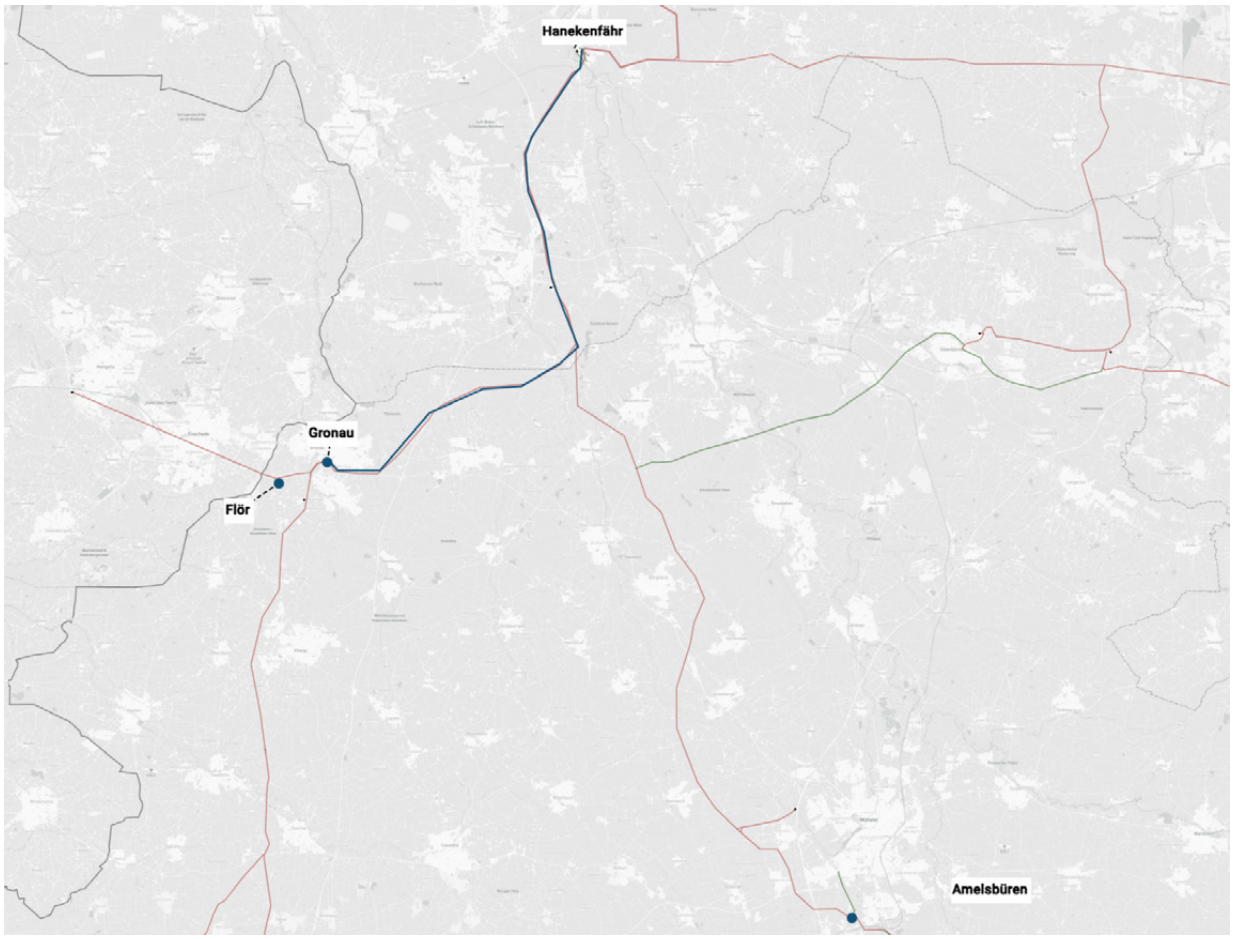
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt AMP-P315 wurde im NEP 2030 (2017), im NEP 2030 (2019), im NEP 2035 (2021) und im NEP 2037/2045 (2023) von der Bundesnetzagentur bestätigt und ist als Vorhaben Nr. 63 im Bundesbedarfsplan enthalten. Das Projekt AMP-P315 wurde im NEP 2030 (2017) erstmalig identifiziert.

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht AMP-P315
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

AMP-P347
Leistungsflusssteuerung in Oberzier (Ad-hoc-Maßnahme)

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

amprion verbindet

Startnetz **Onshore** **AC**

Projektbeschreibung

Die Notwendigkeit des Projekts wurde in vorangegangenen NEP nachgewiesen und wird mit Vorliegen der vollständigen Genehmigungen / des Planfeststellungsbeschlusses nicht mehr in Form eines Projektsteckbriefes dargestellt. Aktuelle Informationen finden Sie auf den Internetseiten des zuständigen Übertragungsnetzbetreibers.

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M558 Leistungsflusssteuerung in Oberzier

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Nordrhein-Westfalen

Geplante Inbetriebnahme: 2027

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

AMP-P406
Netzverstärkung Aach - Bofferdange

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

amprion verbindet

Startnetz Onshore AC

Weitere Informationen

BBP-Nr: 71

TYNDP-Nr: 328

Projektbeschreibung

Die Notwendigkeit des Projekts wurde in vorangegangenen NEP nachgewiesen und wird mit Vorliegen der vollständigen Genehmigungen / des Planfeststellungsbeschlusses nicht mehr in Form eines Projektsteckbriefes dargestellt. Aktuelle Informationen finden Sie auf den Internetseiten des zuständigen Übertragungsnetzbetreibers.

Weitere Infos zum Projekt

https://www.amprion.net/Netzausbau/Aktuelle-Projekte/Deutschland-Luxemburg/

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M606 Aach - Bofferdange

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Rheinland-Pfalz

Ausführung:

Netzverstärkung	**10 km**
davon Ersatzneubau	10 km

Geplante Inbetriebnahme: 2028

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

AMP-P408
Netzverstärkung zentrales Ruhrgebiet (Ad-hoc-Maßnahme)

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

amprion verbindet

Startnetz Onshore AC Ad-hoc

Weitere Informationen

BBP-Nr: 91

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität im zentralen Ruhrgebiet. Zur Realisierung sind folgende Maßnahmen notwendig:

- M744: Emscherbruch – Hüllen - Eiberg (Ad-hoc-Maßnahme)

Es wird angestrebt, die Maßnahme beschleunigt bis zum Zielhorizont 2030 umzusetzen, da die Transportanforderungen an das Netz durch den beschleunigten Systemtransformationspfad bereits vor den betrachteten Zieljahren des NEP 2037/2045 (2023) deutlich ansteigen. Dazu sind weitere Voraussetzungen erforderlich (siehe Kapitel 5.2.7 „Ad-hoc-Maßnahmen“ des NEP2037/2045 (2023)).

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M744 Emscherbruch - Hüllen - Eiberg (Ad-hoc-Maßnahme)

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Nordrhein-Westfalen

Ausführung:

Netzverstärkung	**17 km**
davon Zu-/Umbeseilung	17 km

Geplante Inbetriebnahme: 2028

Beschreibung der Maßnahme

Es wird eine 380-kV-Verstärkung in bestehender Trasse von der Station Emscherbruch über den Punkt Wanne und den Punkt Günnigfeld nach Eiberg vorgenommen (Netzverstärkung). Im Rahmen der Maßnahme werden zudem notwendige Änderungen in der Anlage Hüllen (Auflösung H-Schaltung, Schaltung 3-Bein) umgesetzt. Im Abschnitt Punkt Wanne bis Punkt Günnigfeld besteht die Netzverstärkung u.a. aus einer 380-kV-Zubeseilung.

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Region Rhein / Ruhr ist durch eine hohe Anzahl von Industriekunden und damit durch eine sehr hohe Nachfrage nach elektrischer Energie geprägt. Die damaligen lokalen Primärenergieträgerressourcen und die kurzen Transportwege haben dazu geführt, dass die konventionelle Erzeugung stark ausgebaut wurde. Im Rahmen der Energiewende findet nun ein Ausbau der erneuerbaren Energien (beispielsweise durch den geplanten Anschluss von Offshore-Windenergie) bei gleichzeitigem kontinuierlichen Wegfall der konventionellen Kraftwerke statt. Die aus der Verbindung dieser Last- und Erzeugungsschwerpunkte resultierende Netzinfrastruktur kann zukünftig durch gezielte Verstärkungen und Umstrukturierungen für eine Erweiterung sowohl der Nord-Süd- als auch der Ost-West-Transportkapazität eingesetzt werden.

Netzplanerische Begründung

Die bestehende Übertragungsnetzstruktur ist für die zukünftigen Transport- und Versorgungsaufgaben nicht mehr ausreichend dimensioniert. Aus diesem Grund ist eine Umstellung auf 380-kV erforderlich. Die beschriebene Maßnahme führt zu einer erhöhten Übertragungskapazität sowie einer Symmetrierung der Leistungsflüsse im Ruhrgebiet und beseitigt damit Überlastungen in der betroffenen Netzregion.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt wurden. Die Maßnahme M744 hat sich zuletzt im NEP 2037/2045 (2023) für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2037, B 2037, C 2037, A 2045, B 2045 und C 2045 als erforderlich erwiesen. Aufgrund der Überführung in das Startnetz erfolgte im aktuellen NEP keine erneute Überprüfung.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahme M744 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen. Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen.

Alternativ zu der beschriebenen Maßnahme M744 könnte eine 380-kV-Leitung mit zwei Stromkreisen von Kusenhorst nach Hattingen über Emscherbruch, Pöppinghausen und Witten als Neubau in teilweise neuer bzw. bestehender Trasse vorgenommen werden. Diese Planungsalternative ist im Vergleich mit der vorgeschlagenen Maßnahme M744 im Hinblick auf das NOVA-Prinzip nicht vorzugswürdig und bietet zugleich weniger Synergien mit der bestehenden Netzinfrastruktur, weshalb die Alternative verworfen wurde.

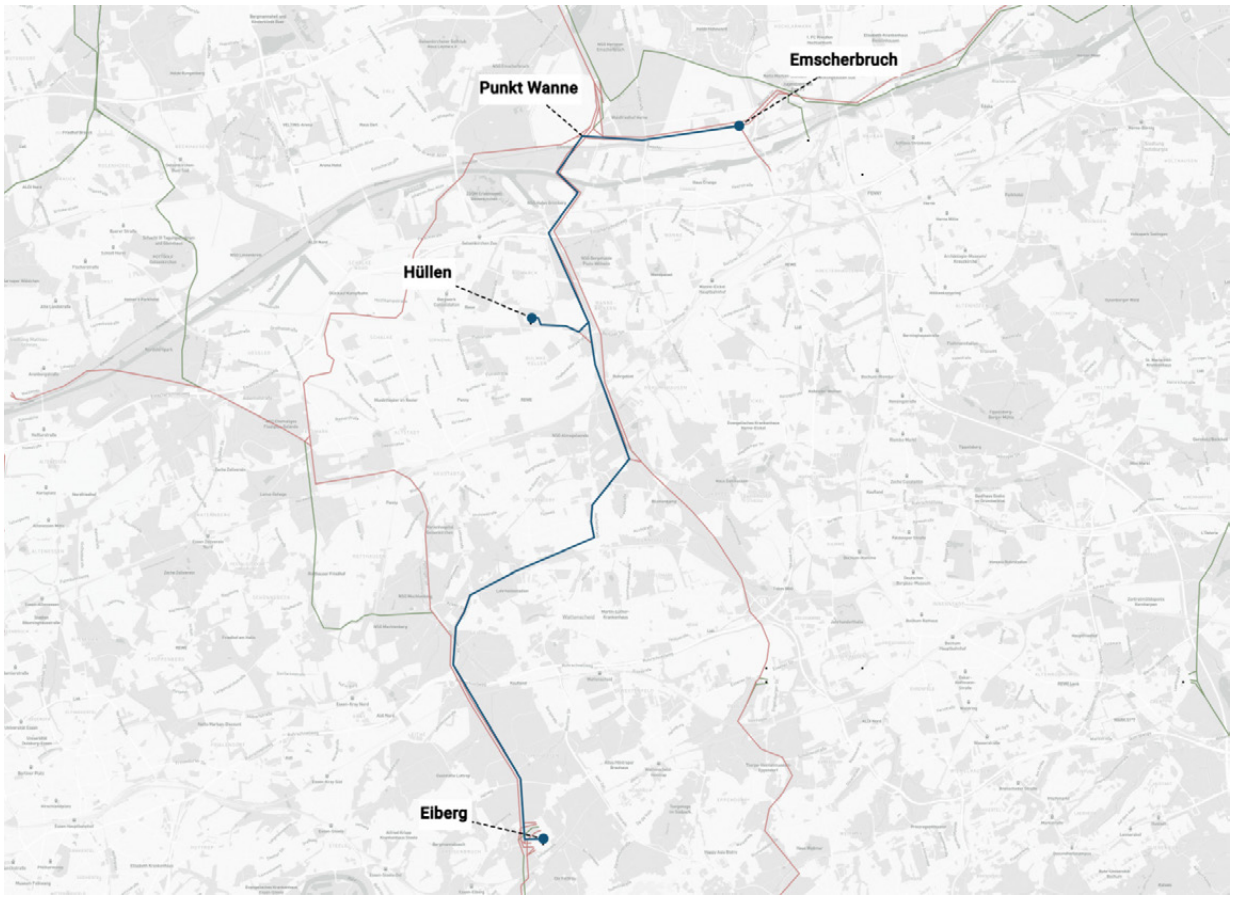
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt AMP-P408 wurde NEP 2035 (2021) und im NEP 2037/2045 (2023) von der Bundesnetzagentur bestätigt und ist als Vorhaben Nr. 91 im Bundesbedarfsplan enthalten. Das Projekt AMP-P408 wurde im NEP 2030 (2019) erstmalig identifiziert.

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht AMP-P408
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

AMP-P410
Leistungsflusssteuerung in Ostwestfalen (Ad-hoc-Maßnahme)

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

amprion verbindet

Startnetz Onshore AC Ad-hoc

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Senkung des Redispatchbedarfs in Ostwestfalen und Niedersachsen. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M624: Phasenschiebertransformatoren in Ostwestfalen (Ad-hoc-Maßnahme)

Es wird angestrebt, die Maßnahme beschleunigt bis zum Jahr 2031 umzusetzen, da die Transportanforderungen an das Netz durch den beschleunigten Systemtransformationspfad bereits vor den betrachteten Zieljahren des NEP 2037/2045 (2023) deutlich ansteigen. Dazu sind weitere Voraussetzungen erforderlich (siehe Kapitel 5.2.7 „Ad-hoc-Maßnahmen“ des NEP2037/2045 (2023)).

Weitere Infos zum Projekt

https://www.amprion.net/Netzausbau/Aktuelle-Projekte/Phasenschieber-Ostwestfalen/

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M624 Leistungsflusssteuerung in Ostwestfalen (Ad-hoc-Maßnahme)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Nordrhein-Westfalen

Geplante Inbetriebnahme: 2031

Beschreibung der Maßnahme

Die Phasenschiebertransformatoren werden an einem neuen Anlagenstandort in der Nähe der Leitung Gütersloh – Hesseln aufgebaut und die beiden 380-kV-Stromkreise der Leitung Gütersloh – Hesseln sowie Gütersloh - Bechterdissen in die neue Station eingeschliffen. Hierdurch ergibt sich die Möglichkeit, neben dem Nord-Süd-Lastfluss auch bei Bedarf den Ost-West-Lastfluss steuern zu können.

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Ostwestfalen ist eine ländlich geprägte Region, in der vereinzelte Lastzentren durch die Nachfrage in den Städten bestehen. Der Ausbau der erneuerbaren Energien erfolgt im Wesentlichen durch den Ausbau der Windenergieanlagen in den dünn besiedelten Flächen und dem punktuellen Zubau von Photovoltaik und Biomasse Anlagen. Die Netzinfrastruktur übernimmt bereits heute eine wichtige Aufgabe beim Transport der Leistung aus erneuerbaren Energiequellen direkt aus der Region aber auch aus den benachbarten Regionen in Richtung Süden.

Netzplanerische Begründung

Bis zur vollständigen Umsetzung der Maßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan sind Ad-hoc-Maßnahmen notwendig, um Engpässe im Übertragungsnetz zu reduzieren. Damit wird der Redispatch-Aufwand sowie Maßnahmen des Einspeisemanagements erneuerbarer Energien verringert. Die Wirksamkeit von Ad-hoc-Maßnahmen fokussiert sich zunächst auf das Zeitfenster zwischen der Fertigstellung der betrachteten Maßnahme und der vollständigen Umsetzung der entsprechenden, für das Zieljahr als erforderlich und wirksam nachgewiesenen Maßnahmen aus dem NEP.

Darüber hinaus dienen die Phasenschiebertransformatoren auch in den Zielnetzen für 2037 und 2045 der Steuerung und Optimierung der Leistungsflüsse im AC-Höchstspannungsnetz. Dadurch reduzieren sie mittel- und langfristig den ansonsten erforderlichen Bedarf an Netzverstärkungs- oder -ausbaumaßnahmen.

Die Netzanalysen haben eine Überlastung im Netzgebiet um Gütersloh identifiziert. Diese Überlastungen werden durch eine Steuerung der Leistungsflüsse der Stromkreise der Leitung Gütersloh – Hesseln effizient verringert und das Übertragungsnetz gleichmäßiger ausgelastet (Netzoptimierung). Im Zuge der Auskonkretisierung des Projektes wurde der Standort fixiert, durch den auch die Leitung Gütersloh – Bechterdissen verläuft. Durch die zusätzliche Einschleifung dieser

Stromkreise können auch sie ebenfalls über die PST ausgesteuert werden, wodurch der Nutzen der Maßnahme gesteigert wird.

In den Netzentwicklungsplänen 2035 (2021) und 2030 (2019) wurde als Standort für die Phasenschiebertransformatoren (PST) die Anlage Enniger angegeben. Nachgelagerte Untersuchungen haben ergeben, dass der Einsatz der PST am Standort Enniger zu unzulässigen Überlastungen im unterlagerten Verteilnetz geführt hätte. Aus diesem Grund wurde der Standort von Enniger in die Achse Gütersloh – Hesseln geändert. Dadurch, dass die Anlagen Gütersloh und Hesseln in unterschiedliche 110-kV-Netzgruppen einspeisen, sind Transite durch das 110-kV-Netz hier nicht möglich und die PST können im vollen Umfang genutzt werden. Die Wirkungsweise der PST zwischen Gütersloh und Hesseln ist vergleichbar mit den ursprünglich geplanten PST am Standort Enniger.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt wurden. Die Maßnahme M624 hat sich zuletzt im NEP 2037/2045 (2023) für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2037, B 2037, C 2037, A 2045, B 2045 und C 2045 als erforderlich erwiesen. Aufgrund der Überführung in das Startnetz erfolgte im aktuellen NEP keine erneute Überprüfung. Darüber hinaus wurden im NEP 2030 (2019) in einem zusätzlichen Szenario B 2025 Ad-hoc-Maßnahmen geprüft. Die Maßnahme M624 hat sich anhand von Redispatch-Analysen im Szenario B 2025 als sinnvoll und erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahmen werden unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternative Netzverknüpfungspunkte für dieses Projekt sind grundsätzlich denkbar, jedoch in Bezug auf die volkswirtschaftlichen Kosten vor dem Hintergrund netzplanerischer Aspekte und die weitere Rauminanspruchnahme wesentlich schlechter.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt AMP-P410 wurde im NEP 2030 (2019), NEP 2035 (2021) und im NEP 2037/2045 (2023) von der Bundesnetzagentur bestätigt. Das Projekt AMP-P410 wurde im NEP 2030 (2019) erstmals als Ad-hoc-Maßnahme identifiziert.

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht AMP-P410
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

AMP-P412
Sammelprojekt für Q-Kompensationsanlagen in der Regelzone Amprion

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

amprion verbindet

Startnetz **Onshore** **AC**

Projektbeschreibung

Das netztechnische Ziel des Projekts ist eine Verbesserung der Spannungshaltung und Spannungsstabilität in der Regelzone von Amprion. Dazu sind folgende Maßnahmen erforderlich:

Spannungshebende Blindleistungskompensation (MSCDN):

- M412a2 - Polsum: MSCDN (1x)

Spannungssenkende Blindleistungskompensation (Kompensationsspule):

- M412b1 - Oberottmarshausen: 380-kV-Kompensationsspule (1x)
- M412b2 - Rommerskirchen: 380-kV-Kompensationsspule (1x)
- M412b3 - Lippe: 380-kV-Kompensationsspule (1x)
- M412b13 - Uchtelfangen: 30-kV-Kompensationsspule (1x)
- M412b14 - Uchtelfangen: 30-kV-Kompensationsspule (1x)
- M412b15 - Niederrhein: 380-kV-Kompensationsspule (1x)

Regelbare Blindleistungskompensation (STATCOM und rotierende Phasenschieber):

- M412c3 - Wehrendorf: E-STATCOM (1x)
- M412c5 - Polsum: E-STATCOM (1x)

In der Zwischenzeit wurden bereits folgende Maßnahmen realisiert:

- M412a1 - Gersteinwerk: MSCDN (1x)
- M412b5 - Uchtelfangen: 30-kV-Kompensationsspule (1x)
- M412b6 - Uchtelfangen: 30-kV-Kompensationsspule (1x)
- M412b7 - Weißenthurm: 30-kV-Kompensationsspule (1x)
- M412b8 - Weißenthurm: 30-kV-Kompensationsspule (1x)
- M412b9 - Gundelfingen: 380-kV-Kompensationsspule (1x)
- M412b11 - Weißenthurm: 30-kV-Kompensationsspule (1x)
- M412b12 - Weißenthurm: 30-kV-Kompensationsspule (1x)
- M412c1 - Gersteinwerk: STATCOM (1x)
- M412c2 - Opladen: STATCOM (1x)
- M412c4 - Rheinau: STATCOM (1x)
- M412c6 - Bürstadt: STATCOM (1x)
- M412c7 - Meppen: Rotierender Phasenschieber (1x)
- M412c8 - Meppen: Rotierender Phasenschieber (1x)

Maßnahmen des geplanten Projektes

9 Maßnahmen

M412a2 Polsum: MSCDN (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Nordrhein-Westfalen

Geplante Inbetriebnahme: 2026

M412b1 Oberottmarshausen: 380-kV-Kompensationsspule (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Bayern

Geplante Inbetriebnahme: 2026

M412b2 Rommerskirchen: 380-kV-Kompensationsspule (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Nordrhein-Westfalen

Geplante Inbetriebnahme: 2033

M412b3 Lippe: 380-kV-Kompensationsspule (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Nordrhein-Westfalen

Geplante Inbetriebnahme: 2029

M412c3 Wehrendorf: E-STATCOM (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Niedersachsen

Geplante Inbetriebnahme: 2026

M412c5 Polsum: E-STATCOM (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Nordrhein-Westfalen

Geplante Inbetriebnahme: 2026

M412b13 Uchtelfangen: 30-kV-Kompensationsspule (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Rheinland-Pfalz

Geplante Inbetriebnahme: 2025

M412b14 Uchtelfangen: 30-kV-Kompensationsspule (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Rheinland-Pfalz

Geplante Inbetriebnahme: 2032

M412b15 Niederrhein: 380-kV-Kompensationsspule (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Nordrhein-Westfalen

Geplante Inbetriebnahme: 2025

Begründung des geplanten Projekts

Hintergrund des geplanten Projekts

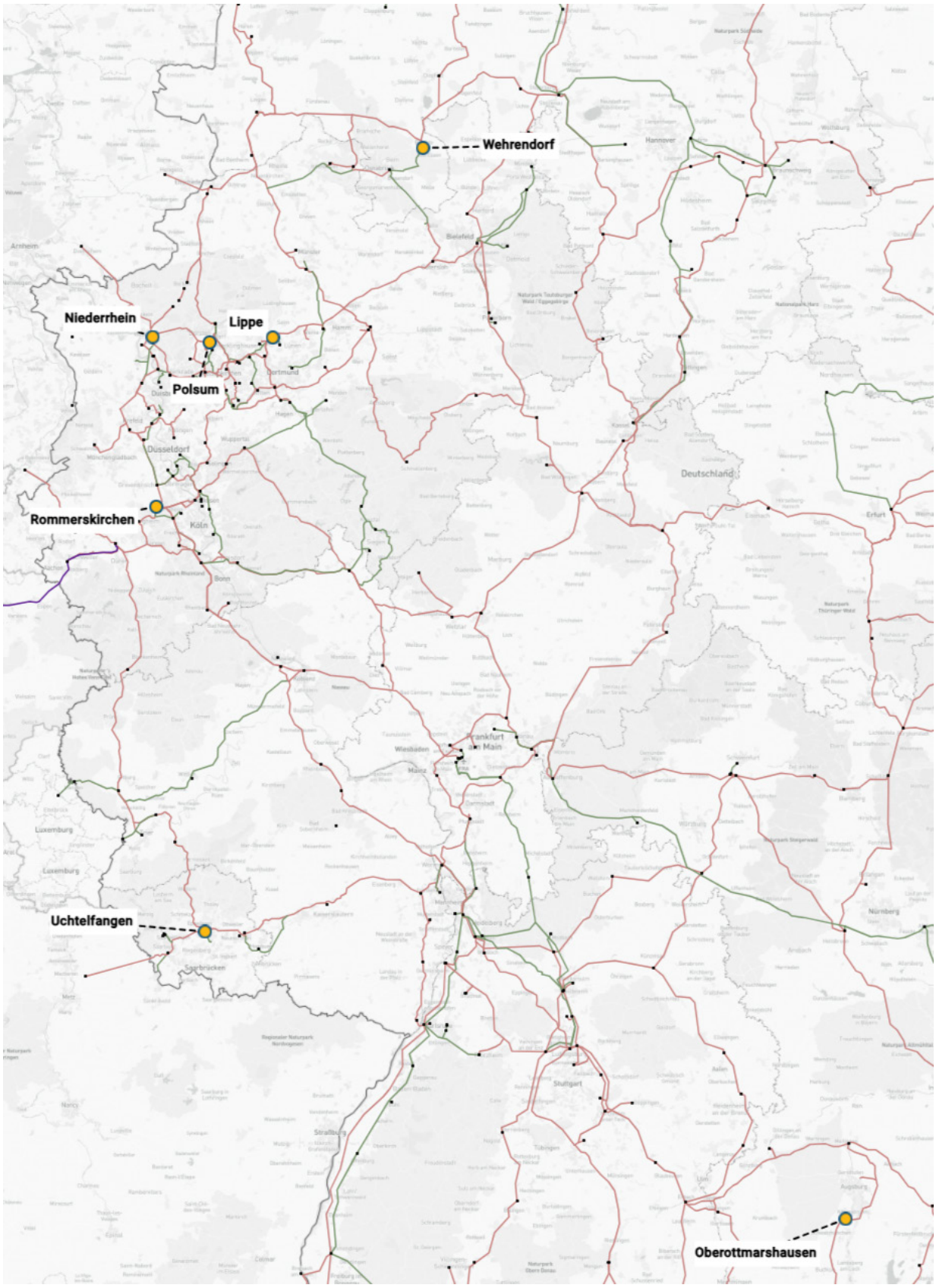
Durch hohe Nord-Süd-Leistungsflüsse infolge der veränderten Erzeugungsstruktur treten unter anderem hohe Belastungen der Leitungen auf. In diesen Situationen werden die Leitungen weit oberhalb ihrer natürlichen Leistung betrieben. Dieser Netzzustand führt zu einem hohen Bedarf an Blindleistung. Um die Spannung auch in kritischen Situationen im betrieblich notwendigen Spannungsband zu halten, sind ausreichende Blindleistungspotenziale vorzuhalten. Zur Spannungshaltung wurde bisher stationäre Blindleistung insbesondere von den im Netz verteilten Kraftwerken erbracht. Viele der großen konventionellen Kraftwerke werden in den nächsten Jahren jedoch stillgelegt. Neben dem wachsenden stationären Bedarf steigen zusätzlich u. a. die Anforderungen an einen schnellen Wechsel der dynamisch bereitzustellenden Blindleistung durch die

Auswirkungen kurzfristiger Änderungen des witterungs- und marktbedingten Einspeiseverhaltens. Aus diesem Grund müssen neben stationären Anlagen insbesondere regelbare Blindleistungskompensationsanlagen einen Teil der notwendigen Blindleistung dynamisch bereitstellen. Durch eine stufenlos regelbare Blindleistungskompensationsanlage kann die erforderliche kapazitive oder induktive Blindleistung, abhängig von der jeweiligen Last- und Erzeugungssituation und deren Änderung, bedarfsgerecht und dynamisch zur Verfügung gestellt werden.

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht AMP-P412
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

AMP-P460
Netzerweiterung in der Region Büscherhof

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

amprion
verbindet

Startnetz Onshore AC

Projektbeschreibung

Die Notwendigkeit des Projekts wurde in vorangegangenen NEP nachgewiesen und wird mit Vorliegen der vollständigen Genehmigungen / des Planfeststellungsbeschlusses nicht mehr in Form eines Projektsteckbriefes dargestellt. Aktuelle Informationen finden Sie auf den Internetseiten des zuständigen Übertragungsnetzbetreibers.

Weitere Infos zum Projekt

https://www.amprion.net/Netzausbau/Aktuelle-Projekte/Büscherhof-–-TRIMET/Projektbeschreibung.html

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M687 Büscherhof - Umbeseilung und Schaltfelderweiterung

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Nordrhein-Westfalen

Ausführung:

Netzverstärkung	**3.4 km**
davon Zu-/Umbeseilung	3.4 km

Geplante Inbetriebnahme: 2031

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

AMP-P505
Netzverstärkung Bauler - Bundesgrenze (LU)

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

amprion verbindet

Startnetz **Onshore** **AC**

Projektbeschreibung

Die Notwendigkeit des Projekts wurde in vorangegangenen NEP nachgewiesen und wird mit Vorliegen der vollständigen Genehmigungen / des Planfeststellungsbeschlusses nicht mehr in Form eines Projektsteckbriefes dargestellt. Aktuelle Informationen finden Sie auf den Internetseiten des zuständigen Übertragungsnetzbetreibers.

Weitere Infos zum Projekt

https://www.amprion.net/Netzausbau/Aktuelle-Projekte/Bauler-Bundesgrenze-(LUX)/

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M754 Bauler - Bundesgrenze (LU)

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Rheinland-Pfalz

Ausführung:

Netzverstärkung	**2 km**
davon Zu-/Umbeseilung	2 km
Geplante Inbetriebnahme:	2028

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

AMP-P510
Dezentraler Netzbooster in der Region Bayerisch-Schwaben (Ad-hoc-Maßnahme)

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

amprion verbindet

Startnetz Onshore AC Ad-hoc

Projektbeschreibung

Im Rahmen des Projekts AMP-P510 ist die Errichtung mehrerer dezentraler (Pilot-)Netzbooster-Anlagen in der Region Bayerisch Schwaben geplant, um das innovative Konzept zur Höherauslastung der Bestandsnetze zu erproben.

- M787: Dezentraler Netzbooster Bayerisch-Schwaben (Ad-hoc-Maßnahme)

Es wird angestrebt, die Maßnahme beschleunigt bis zum Zielhorizont 2030 umzusetzen, da die Transportanforderungen an das Netz durch den beschleunigten Systemtransformationspfad bereits vor den betrachteten Zieljahren des NEP 2037/2045 (2023) deutlich ansteigen. Dazu sind weitere Voraussetzungen erforderlich (siehe Kapitel 5.2.7 „Ad-hoc-Maßnahmen“ des NEP2037/2045 (2023)).

Weitere Infos zum Projekt

https://www.amprion.net/Netzausbau/Aktuelle-Projekte/Dezentraler-Netzbooster/

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M787 Dezentraler Netzbooster Bayerisch-Schwaben (Ad-hoc-Maßnahme)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Bayern

Geplante Inbetriebnahme: 2027

Beschreibung der Maßnahme

Die Planung sieht die Errichtung mehrerer dezentraler Netzbooster-Einheiten mit einer Leistung von insgesamt ca. 250 MW und einer Kapazität von insgesamt ca. 250 MWh vor. Die Anlagen können nach derzeitigem Stand über das Verteilnetz angeschlossen werden. Zur Einbindung der Netzbooster-Einheiten sind die notwendigen Voraussetzungen in den Schutz-, Kommunikations-, und Leittechniken zu schaffen.

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 sowie an Offshore-Windenergie in der Nordsee ergibt sich ein zusätzlicher Erzeugungsüberschuss in Norddeutschland. Bundesländer in Süddeutschland wie Baden-Württemberg, Bayern und Hessen sind hingegen nach dem Ausstieg aus der Kernenergie in besonderem Maße auf Energietransporte aus anderen Regionen angewiesen und müssen 2035 knapp 40 % ihres Jahresenergieverbrauchs importieren. Dadurch ergibt sich in vielen Situationen ein Nord-Süd-Transit in Deutschland, der zu großräumigen Überlastungen führt. Der koordinierte Einsatz von Netzboostern dient als netzplanerische Maßnahme zur Erhöhung der Übertragungsfähigkeit von bestehenden Leitungen im Sinne einer Netzoptimierung.

Das Innovationspotenzial in Form eines koordinierten Einsatzes von Netzboostern kann einen wesentlichen Beitrag zur Reduzierung von Engpässen liefern. Zur Hebung dieses Innovationspotenzials schlagen die deutschen Übertragungsnetzbetreiber folgende Roadmap vor:

- Errichtung der Pilotanlagen und Sammlung von Betriebserfahrungen. Zu den adressierten Themenbereichen gehören
  - der Einsatz neuer Technologien,
  - die Einbindung in das Netzleitsystem,
  - die Einbindung in die Schutzkonzepte,
  - die Ausarbeitung und Implementierung eines Betriebsführungskonzepts,
  - die Ausarbeitung und Implementierung eines Ablösekonzepts,
  - die Ausarbeitung und Implementierung eines Rückführkonzepts,
  - die Gewährleistung des Umwelt-, Arbeits- und Brandschutzes,

  - die Analyse der Anlagenzuverlässigkeit und
  - die über ÜNB koordinierte Zusammenwirkung mehrerer Netzbooster-Anlagen.
- Entwicklung eines koordinierten Betriebsführungskonzepts, u. A. unter Einbezug der Ergebnisse des Verbundforschungsvorhabens „InnoSys 2030 – Innovationen in der Systemführung bis 2030“ (www.innosys.de; Oktober 2018- September 2021)
- Überführung des Konzeptes in die operative Netzbetriebsführung
- Entscheidung über die Errichtung von weiteren Netzbooster-Anlagen

Netzplanerische Begründung

Die Übertragungsnetzbetreiber evaluieren kontinuierlich die sich durch neue Technologien ergebenden Chancen und die Möglichkeiten des Einsatzes neuartiger und weiterentwickelter Betriebsmittel. Insbesondere Technologien zur Automatisierung und Höherauslastung der Bestandsnetze sind hierbei im Fokus. Um die hohe Systemsicherheit des deutschen Übertragungsnetzes nicht zu gefährden, ist eine ausreichende Erprobungsphase dabei unabdingbar.

Die Region Bayerisch-Schwaben bietet sich aufgrund der Charakteristika des betroffenen Netzbereichs zur Erprobung der Netzbooster-Technologie an, da die Netzbooster-Einheiten auf eine Vielzahl an Engpässen (flächendeckend) auf den Nord-Süd-Transitachsen einwirken können. Der räumlich verteilte Aufbau des Netzboosters ermöglicht eine hohe Redundanz, sodass bei Nichtverfügbarkeit einzelner Netzbooster-Einheiten diese weitestgehend durch die übrigen kompensiert werden können. Im Rahmen einer aktuellen Untersuchung wird ein möglicher sekundärer Nutzen im Verteilnetz bewertet. Die genaue Verortung der einzelnen dezentralen Netzbooster-Einheiten ist zu diesem Planungszeitpunkt noch nicht festgelegt. Die in der Grafik dargestellten Standorte dienen lediglich der Eingrenzung des Suchraumes.

Da beim Netzboosterkonzept keine Primärreserveleistung in Anspruch genommen werden soll, müssen durch die Aktivierung einer Netzboosteranlage ausgelöste Einspeiseerhöhungen ebenso wie Einspeisereduzierungen bilanziell ausgeglichen sein. Beispielsweise muss der Einspeiseerhöhung durch die dezentralen Netzbooster-Einheiten eine zeitgleiche Einspeisereduzierung im Norden gegenüberstehen. Hierzu sollen Offshore-Netzanbindungen zum Einsatz kommen. Je nach elektrischer Entfernung des dezentralen Netzboosters im Verteilnetz zum Übertragungsnetz kann zusätzlich ein entsprechender Beitrag zur Deckung der regelbaren Blindleistungsbedarfe der zugehörigen Netzregion durch die Anlage erreicht werden.

Die geplante Maßnahme ist Teil der Erprobung des großflächigen Einsatzes der Netzbooster-Technologie. Zusammen mit den Pilotkonzepten von TenneT und TransnetBW soll ein koordinierter Einsatz der Netzbooster-Anlagen zur Höherauslastung des Übertragungsnetzes entwickelt werden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden. Die Netzbooster-Pilotanlagen haben sich anhand von Analysen für die Jahre 2026 bis 2030 als wirtschaftlich erwiesen. Die Pilotanlagen dienen in erster Linie zur Erprobung des Netzbooster-Konzepts. Der Vorteil von Netzboostern wird aufgrund der geringen Rauminanspruchnahme vor allem bei der Akzeptanz im Vergleich zu Stromtrassen liegen.

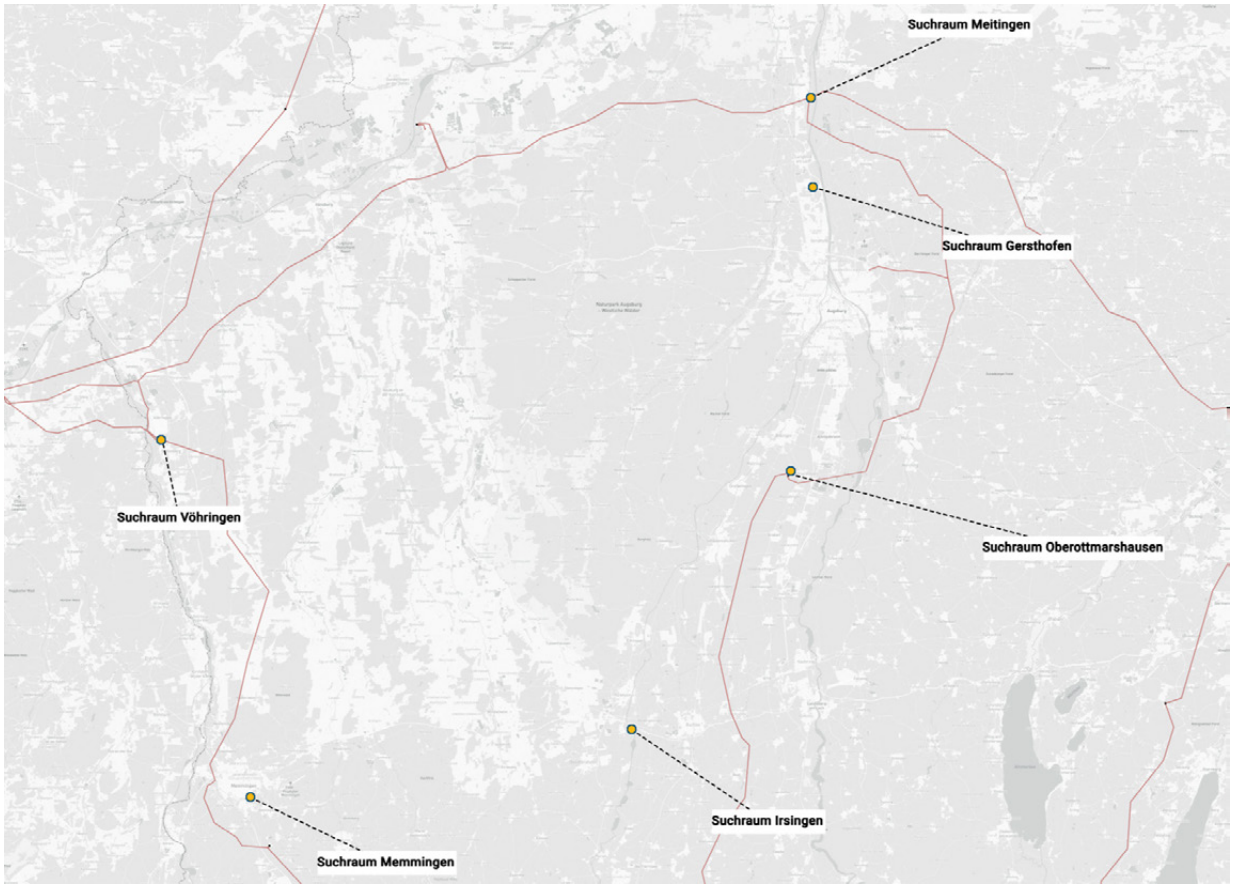
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt AMP-P510 wurde im NEP 2037/2045 (2023) von der Bundesnetzagentur bestätigt. Das Projekt AMP-P510 wurde im NEP 2035 (2021) erstmalig identifiziert.

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht AMP-P510
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

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

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TenneT

Startnetz Onshore AC

Weitere Informationen

Grundlage EnLAG-Nr: 5

Projektbeschreibung

Die Notwendigkeit des Projekts wurde in vorangegangenen NEP nachgewiesen und wird mit Vorliegen der vollständigen Genehmigungen / des Planfeststellungsbeschlusses nicht mehr in Form eines Projektsteckbriefes dargestellt. Aktuelle Informationen finden Sie auf den Internetseiten des zuständigen Übertragungsnetzbetreibers.

Weitere Infos zum Projekt

https://www.tennet.eu/de/projekte/doerpenwest-niederrhein

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M-TTG-007a Dörpen/West - Niederrhein (Punkt Meppen)

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

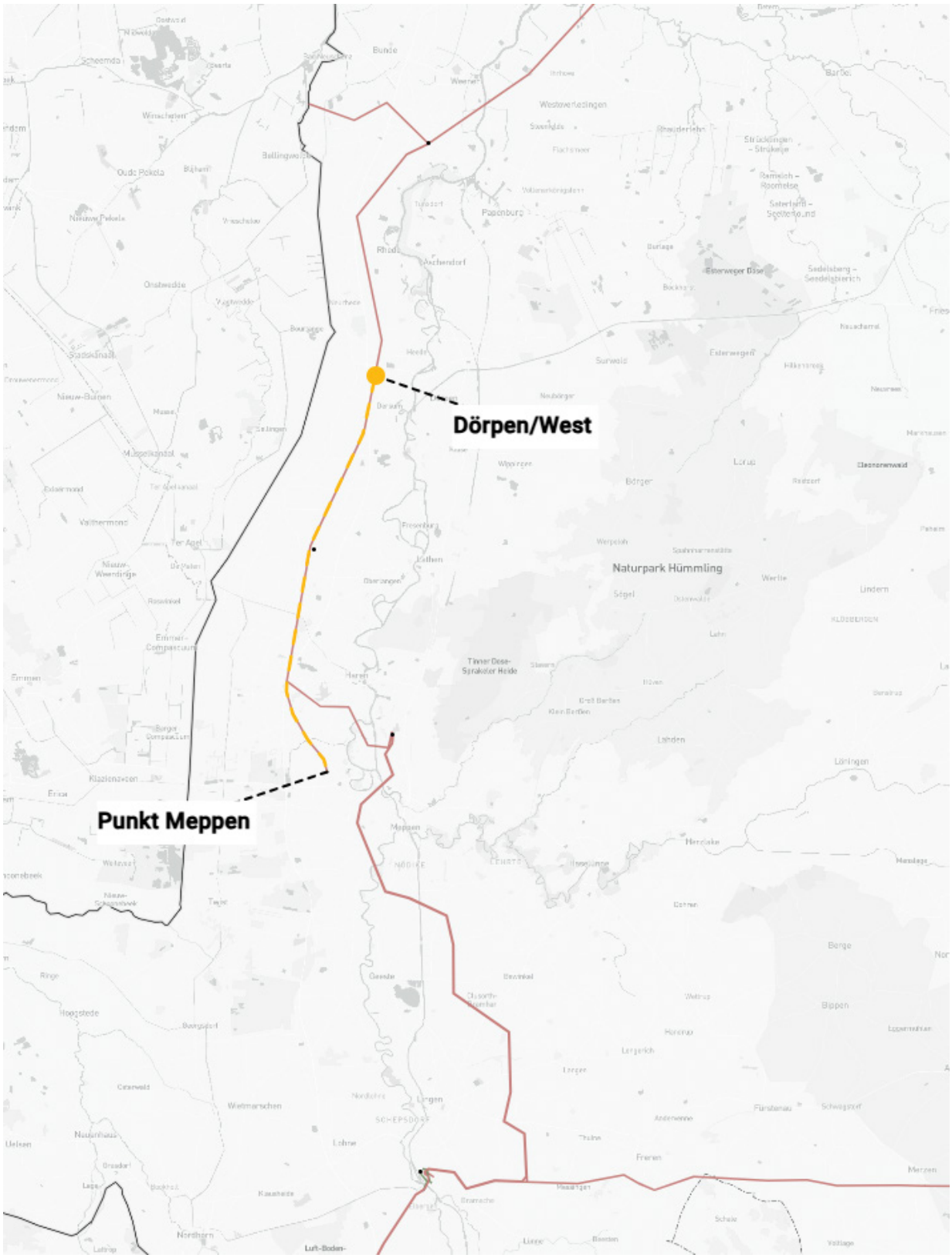
Bundesländer: Niedersachsen

Ausführung:

Netzausbau	**31 km**
davon Neubau in neuer Trasse	31 km

Geplante Inbetriebnahme: 2027

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht TTG-007
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

TTG-018
Blindleistungskompensationsanlagen TenneT

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

Startnetz **Onshore** **AC**

Projektbeschreibung

Die Notwendigkeit des Projekts wurde in vorangegangenen NEP nachgewiesen und wird mit Vorliegen der vollständigen Genehmigungen / des Planfeststellungsbeschlusses nicht mehr in Form eines Projektsteckbriefes dargestellt. Aktuelle Informationen finden Sie auf den Internetseiten des zuständigen Übertragungsnetzbetreibers.

Maßnahmen des geplanten Projektes

29 Maßnahmen

M591f23 Irsching: 380-kV-Kompensationsspule (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Bayern

Geplante Inbetriebnahme: 2028

M591g22 Kriegenbrunn: 380-kV-Kompensationsspule (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Bayern

Geplante Inbetriebnahme: 2027

M591h6 Ahlten: 380-kV-Kompensationsspule (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Niedersachsen

Geplante Inbetriebnahme: 2028

M592g2 Eickum: STATCOM (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Nordrhein-Westfalen

Geplante Inbetriebnahme: 2026

M592h6 Würgau: STATCOM (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Bayern

Geplante Inbetriebnahme: 2026

M592h9 Dipperz: Rotierender Phasenschieber (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Hessen

Geplante Inbetriebnahme: 2031

M592g19 Wahle: Rotierender Phasenschieber (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Niedersachsen

Geplante Inbetriebnahme: 2030

M592g7 Großkrotzenburg: Rotierender Phasenschieber (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Hessen

Geplante Inbetriebnahme: 2026

M592g5 Etzenricht: Rotierender Phasenschieber (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Bayern

Geplante Inbetriebnahme: 2029

M592g13 Oberbachern: Rotierender Phasenschieber (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Bayern

Geplante Inbetriebnahme: 2031

M592h11 Emden/Ost: Rotierender Phasenschieber (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Niedersachsen

Geplante Inbetriebnahme: 2030

M592g11 Mehringen: Rotierender Phasenschieber (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Niedersachsen

Geplante Inbetriebnahme: 2028

M592g10 Lübeck/West: Rotierender Phasenschieber (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Schleswig-Holstein

Geplante Inbetriebnahme: 2028

M592g1 Schuby/West: Rotierender Phasenschieber (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Schleswig-Holstein

Geplante Inbetriebnahme: 2029

M591f7 Helmstedt/Ost: 380-kV-Kompensationsspule (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Niedersachsen

Geplante Inbetriebnahme: 2026

M591g42 Wahle: 380-kV-Kompensationsspule (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Niedersachsen

Geplante Inbetriebnahme: 2029

M591g19 Isar: 380-kV-Kompensationsspule (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Bayern

Geplante Inbetriebnahme: 2027

M591g34 Pirach: 380-kV-Kompensationsspule (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Bayern

Geplante Inbetriebnahme: 2026

M591g35 Pleinting: 380-kV-Kompensationsspule (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Bayern

Geplante Inbetriebnahme: 2027

M591g40 Sittling: 380-kV-Kompensationsspule (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Bayern

Geplante Inbetriebnahme: 2029

M591h52 Stadorf/Nord: 380-kV-Kompensationsspule (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Niedersachsen

Geplante Inbetriebnahme: 2031

M591f22 Hattorf: 380-kV-Kompensationsspule (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Niedersachsen

Geplante Inbetriebnahme: 2027

M591i9 Hochwöhrden: 380-kV-Kompensationsspule (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Schleswig-Holstein

Geplante Inbetriebnahme: 2028

M591h26 Lübeck/West: 380-kV-Kompensationsspule (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Schleswig-Holstein

Geplante Inbetriebnahme: 2030

M591h27 Lübeck/West: 380-kV-Kompensationsspule (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Schleswig-Holstein

Geplante Inbetriebnahme: 2030

M591h30 Suchraum Melbeck: 380-kV-Kompensationsspule (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Niedersachsen

Geplante Inbetriebnahme: 2030

M591h48 Sahms: 380-kV-Kompensationsspule (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Schleswig-Holstein

Geplante Inbetriebnahme: 2028

M591i3 Göhl/West: 380-kV-Kompensationsspule (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Schleswig-Holstein

Geplante Inbetriebnahme: 2028

M591i8 Raitersaich: 220-kV-Kompensationsspule (1x)

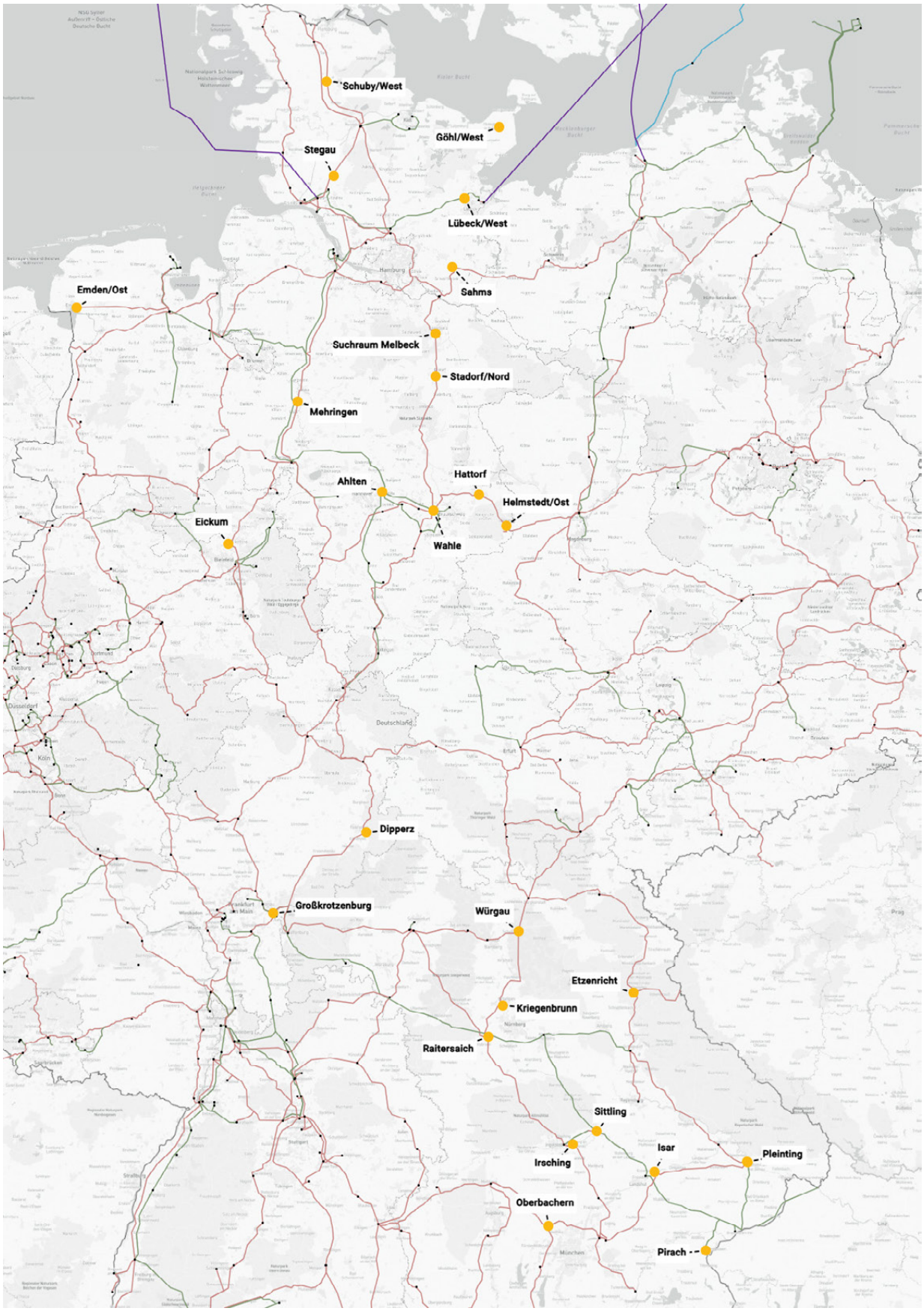
Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Bayern

Geplante Inbetriebnahme: 2027

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht TTG-018
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

TTG-019
Netzverstärkung: Umspannwerk Unterweser

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TenneT

Startnetz **Onshore** **AC**

Projektbeschreibung

Die Notwendigkeit des Projekts wurde in vorangegangenen NEP nachgewiesen und wird mit Vorliegen der vollständigen Genehmigungen / des Planfeststellungsbeschlusses nicht mehr in Form eines Projektsteckbriefes dargestellt. Aktuelle Informationen finden Sie auf den Internetseiten des zuständigen Übertragungsnetzbetreibers.

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

MTTG-019SA1 Unterweser: 380-kV-AC-Schaltanlage

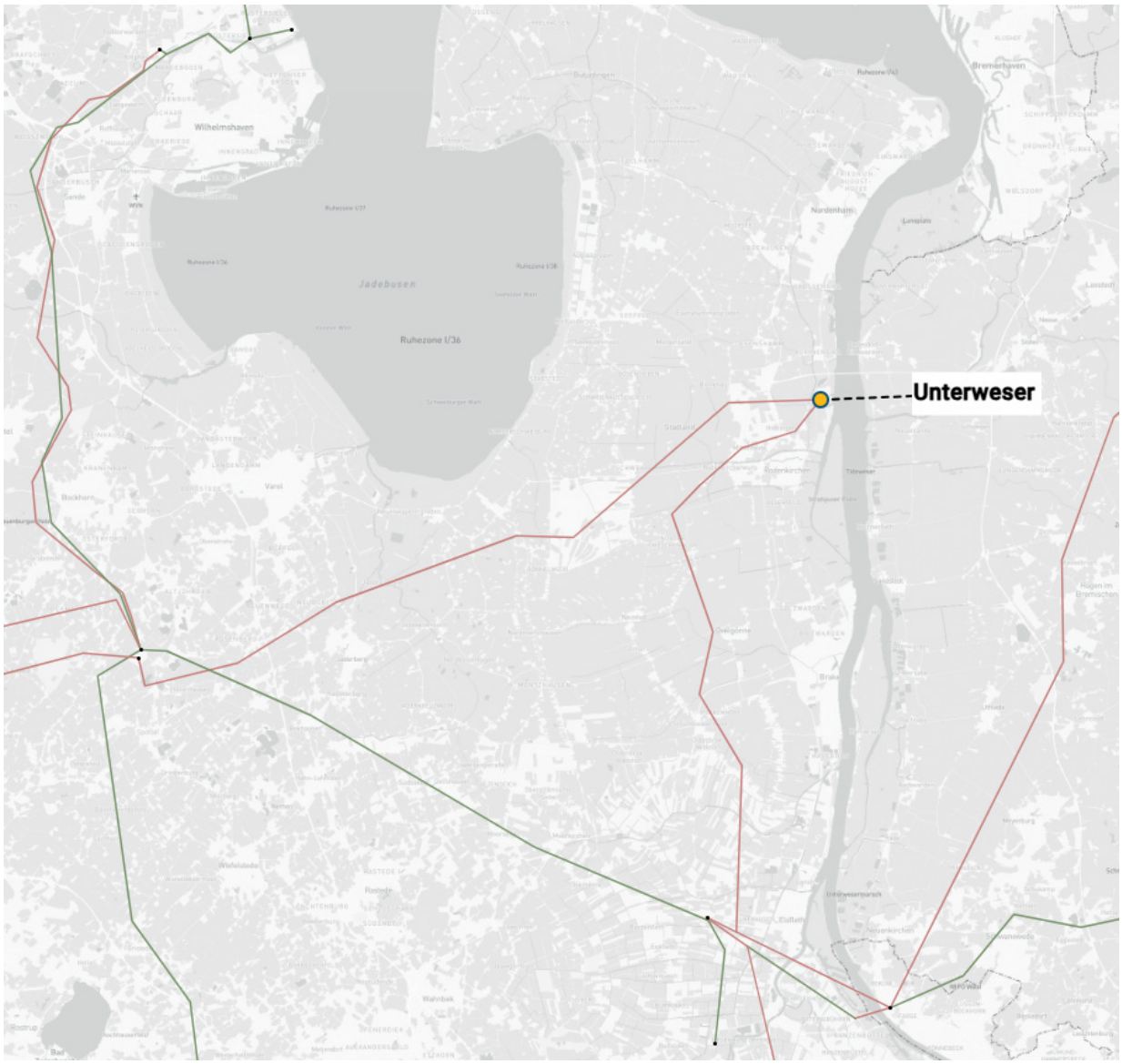
Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Niedersachsen

Geplante Inbetriebnahme: 2026

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht TTG-019
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

TTG-P21
Conneforde – Cloppenburg – Merzen
Netzverstärkung zwischen Conneforde und dem Landkreis Cloppenburg

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TenneT

Startnetz Onshore AC

Weitere Informationen

BBP-Nr: 6

Projektbeschreibung

Die Notwendigkeit des Projekts wurde in vorangegangenen NEP nachgewiesen und wird mit Vorliegen der vollständigen Genehmigungen / des Planfeststellungsbeschlusses nicht mehr in Form eines Projektsteckbriefes dargestellt. Aktuelle Informationen finden Sie auf den Internetseiten des zuständigen Übertragungsnetzbetreibers.

Weitere Infos zum Projekt

https://www.tennet.eu/de/projekte/conneforde-cloppenburg-merzen

Maßnahmen des geplanten Projektes

2 Maßnahmen

M51a Conneforde - Garrel/Ost - Cappeln/West

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Niedersachsen

Ausführung:

Netzverstärkung	**75 km**
davon Ersatzneubau	75 km

Geplante Inbetriebnahme: 2026

M51b1 Cappeln/West - Regelzonengrenze TTG/AMP

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

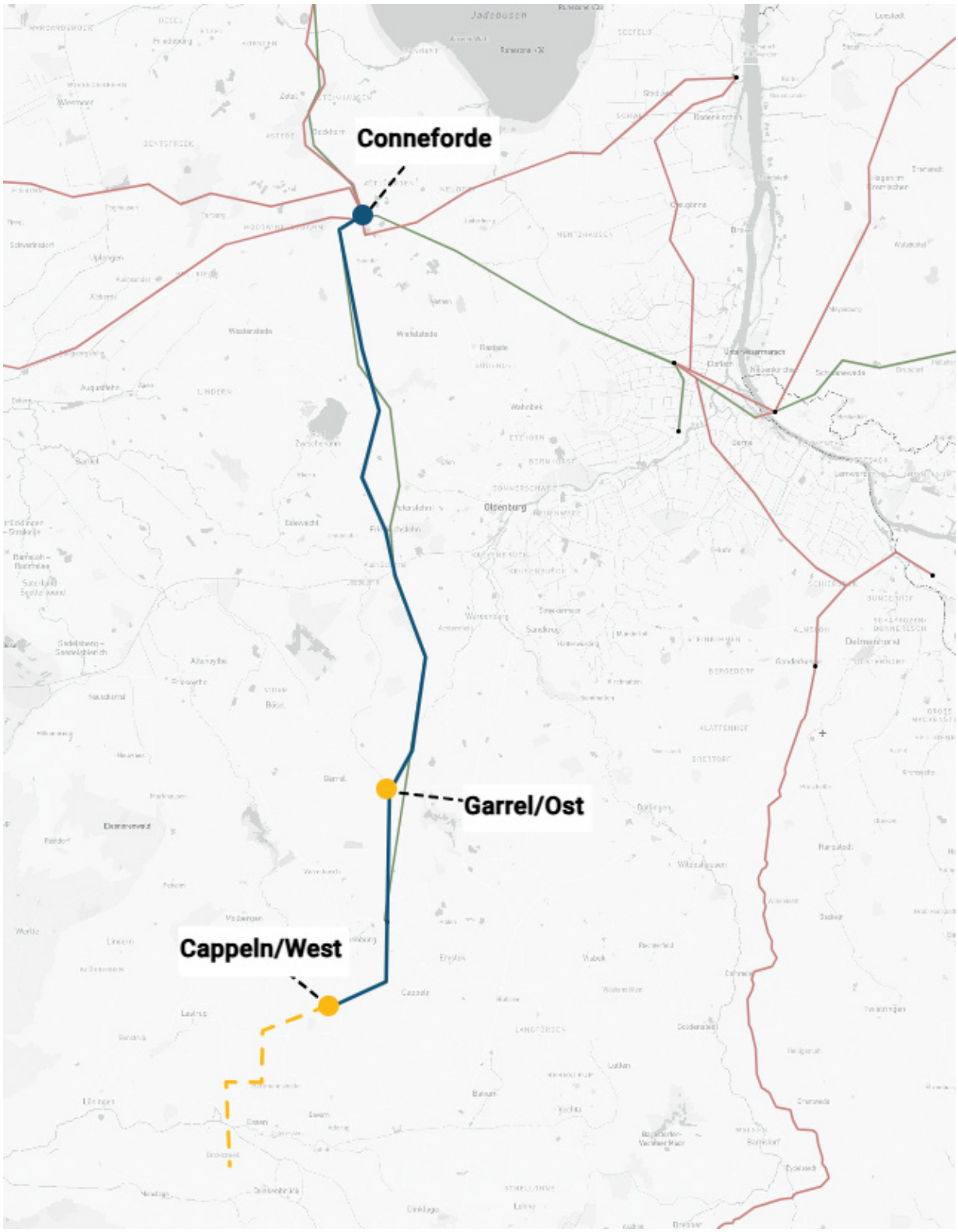
Bundesländer: Niedersachsen

Ausführung:

Netzausbau	**19 km**
davon Neubau in neuer Trasse	19 km

Geplante Inbetriebnahme: 2026

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht TTG-P21
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

TTG-P22
Netzverstärkung Conneforde - Unterweser und Elsfleth/West - Ganderkesee

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TenneT

Startnetz Onshore AC

Weitere Informationen

BBP-Nr: 55, 54

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Stromtragfähigkeit innerhalb Niedersachsens und enthält folgende Maßnahmen:

- M82: Conneforde – Unterweser
- M80: Elsfleth/West – Schönemoor – Ganderkesee

Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung orientiert sich die Planung an der Bestandstrasse. Dabei sind Abweichungen vom aktuellen Trassenverlauf bei der nachgelagerten Planung möglich, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen, bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern oder Bündelungen mit linienförmiger Infrastruktur umzusetzen, um u. a. dem Bündelungsgebot Rechnung zu tragen.

Darüber hinaus ist die Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

Weitere Infos zum Projekt

https://www.tennet.eu/de/unser-netz/onshore-projekte-deutschland

Maßnahmen des geplanten Projektes

2 Maßnahmen

M80 Elsfleth/West - Schönemoor - Ganderkesee

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Niedersachsen

Ausführung:

Netzverstärkung	**29 km**
davon Ersatzneubau	29 km

Geplante Inbetriebnahme: 2029

Beschreibung der Maßnahme

Von Elsfleth/West über Schönemoor nach Ganderkesee ist die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung notwendig. Hierfür muss die Leitung mit zwei 380-kV-Stromkreisen mit einer Stromtragfähigkeit von je 4.000 A neu errichtet werden. Weiterhin ist die 380-kV-Schaltanlage Ganderkesee zu verstärken (Netzverstärkung) sowie am Kreuzungspunkt an dem Abzweig nach Niedervieland, am neuen Standort Schönemoor (Gemeinde Ganderkesee), eine neue 380-kV-Schaltanlage mit zwei 380/110-kV-Transformatoren zu errichten (Netzausbau).

M82 Conneforde - Unterweser

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Niedersachsen

Ausführung:

Netzverstärkung	**32 km**
davon Ersatzneubau	32 km

Geplante Inbetriebnahme: 2028

Beschreibung der Maßnahme

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 mit einer Stromtragfähigkeit von je 4.000 A (mit WAFB) teilweise neu errichtet werden. Dabei wird versucht, so weit wie möglich die bestehenden Masten sowie die bestehende Trasse zu nutzen. Weiterhin müssen die betroffenen 380-kV-Schaltanlagen in Conneforde verstärkt (Netzverstärkung; siehe TTG-P157) sowie die bestehende Schaltanlage Unterweser am gleichen Standort durch einen Neubau abgelöst werden (Netzverstärkung; siehe TTG-019).

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. Des Weiteren ist die Schaltanlage Unterweser (siehe TTG-019) als Netzverknüpfungspunkt für den Anschluss von Offshore-Windenergie vorgesehen. Ohne die Verstärkung der Leitungen wird der bestehende 380-kV-Stromkreis Conneforde – Unterweser bei Ausfall eines 380-kV-Stromkreises Unterweser – Elsfleth/West unzulässig hoch belastet. Des Weiteren bestehen ohne die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung Elsfleth/West – Ganderkesee bei Ausfall eines parallelen Stromkreises Überlastungen. Zusammen mit dem Projekt P119 bildet P22 die Grundlage für den Anschluss von 4 GW Offshore-Windenergie in Unterweser bis 2030 sowie den überregionalen Abtransport.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt wurden. Die Maßnahmen M80 und M82 haben sich zuletzt im NEP 2037/2045 (2023) für das Ergebnisnetz als erforderlich erwiesen. Aufgrund der Überführung in das Startnetz erfolgte im aktuellen NEP keine erneute Überprüfung.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt.

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass bei M80 durch WAFB die geforderte Stromtragfähigkeit von 4.000 A pro Stromkreis 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.

Die Prüfungen haben darüber hinaus gezeigt, dass zwischen Conneforde und Unterweser mit der im Zuge des 2. Entwurfs des NEP 2035 (2021) beantragten Maßnahme M92 theoretisch eine Spannungsumstellung des aktuell mit 220 kV betriebenen Stromkreises ausreichen würde. Allerdings hat sich bei näherer Untersuchung der Leitung in der Region herausgestellt, dass zur Erfüllung der Anforderungen der TA Lärm rund 30 der bestehenden 80 Masten neu errichtet, erhöht oder verstärkt werden müssten, was einem partiellen Ersatzneubau gleich kommt. Aus diesem Grund wird M92 nicht weiter verfolgt, sondern mit M82 die nachhaltigere Maßnahme eines Ersatzneubaus mit Auflage von zwei neuen Stromkreisen mit einer dauerhaften Stromtragfähigkeit von je 4.000 A angestrebt. Hierbei wird versucht, rund 35 bestehende Masten, bei denen die Anforderungen der TA Lärm mit den neuen Leiterseilen erfüllt werden, in den folglich partiellen Ersatzneubau zu integrieren.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Weitere alternative Einzelmaßnahmen wurden nicht geprüft, 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. Eine Alternative zu M82 stellt theoretisch die Maßnahmen M92 dar (s. o.). Allerdings würden damit die genehmigungsrechtlichen Anforderungen nicht erfüllt. Daher scheidet diese Option (weitgehend) aus.

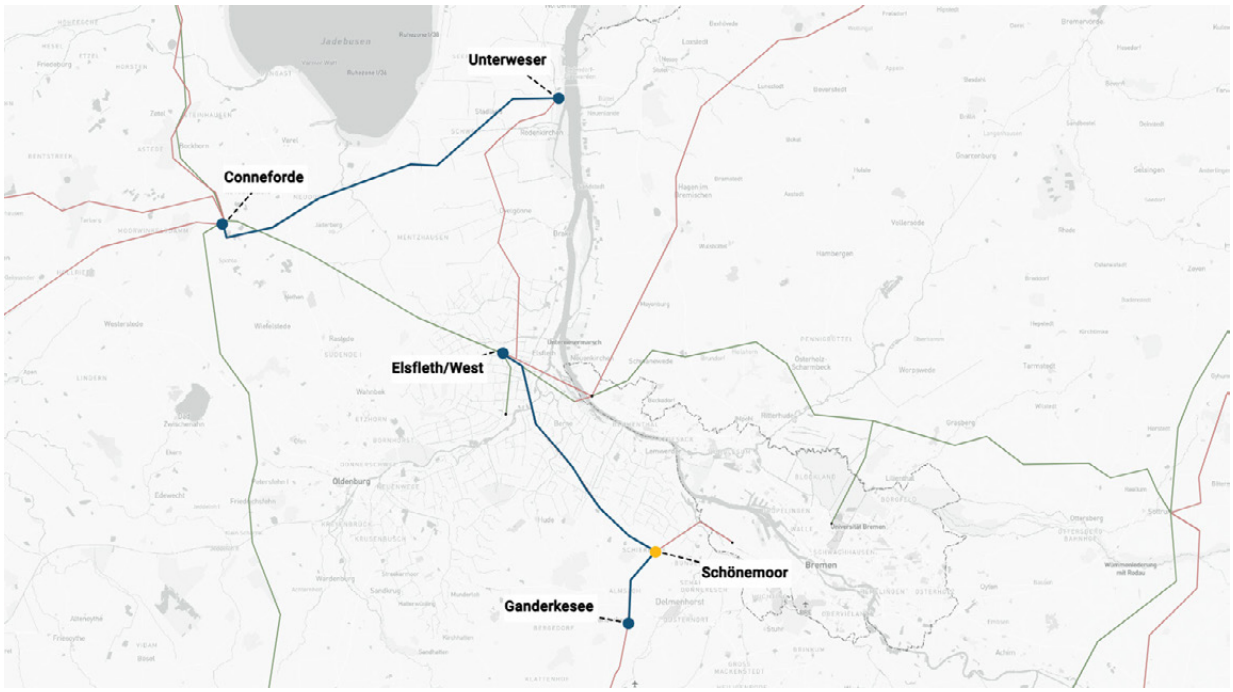
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P22 wurde seit dem NEP 2030 (2019) in jedem NEP von der Bundesnetzagentur bestätigt und ist als Vorhaben Nr. 54 (M82) sowie Nr. 55 (M80) im Bundesbedarfsplan enthalten.

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht TTG-P22
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

TTG-P23
Elbe-Weser-Leitung
Netzverstärkung zwischen Dollern und Elsfleth/West

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TenneT

Startnetz Onshore AC

Weitere Informationen

BBP-Nr: 38

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Dollern und Elsfleth/West in Niedersachsen und enthält folgende Maßnahme:

- M20: Dollern – Alfstedt – Neuenkirchen – Elsfleth/West

Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung orientiert sich die Planung an der Bestandstrasse. Dabei sind Abweichungen vom aktuellen Trassenverlauf bei der nachgelagerten Planung möglich, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen, bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern oder Bündelungen mit linienförmiger Infrastruktur umzusetzen, um u. a. dem Bündelungsgebot Rechnung zu tragen.

Das Projekt befindet sich bereits mit mehreren Abschnitten in der Planfeststellung und wurde insofern in das Startnetz überführt.

Im Zuge des Projekts sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

Weitere Infos zum Projekt

https://www.tennet.eu/de/unser-netz/onshore-projekte-deutschland

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M20 Dollern - Alfstedt - Neuenkirchen - Elsfleth/West

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Bremen Niedersachsen

Ausführung:

Netzverstärkung	**100 km**
davon Ersatzneubau	100 km
Geplante Inbetriebnahme:	2028

Beschreibung der Maßnahme

Von Dollern über Alfstedt und Neuenkirchen zur Schaltanlage Elsfleth/West ist die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung vorgesehen, um die Transportkapazität zu erhöhen (Netzverstärkung). Hierfür muss die Leitung mit zwei Stromkreisen mit einer Stromtragfähigkeit von je 4.000 A neu errichtet werden, da eine Verstärkung mittels Hochtemperaturseilen nicht möglich ist. Weiterhin sind die 380-kV-Schaltanlagen Dollern und Alfstedt zu verstärken (Netzverstärkung). Aufgrund von lokalen Gegebenheiten muss das 380-kV-Umspannwerk Farge darüber hinaus in Neuenkirchen als 380-kV-Umspannwerk mit drei 380/110-kV-Transformatoren neu errichtet (Netzverstärkung) und an das 380-kV-Bestandsnetz angebunden werden. Nach dem Umzug des Verteilnetzbetreibers vom Umspannwerk Farge zum neuen Standort Neuenkirchen soll das Umspannwerk Farge inklusive der Leitung nach Neuenkirchen außer Betrieb genommen werden

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Aufgrund des prognostizierten starken Anstiegs der Stromerzeugung aus Windenergie onshore und offshore in Schleswig-Holstein und Niedersachsen ist die vorhandene Netzstruktur ausgehend von Dollern in Richtung Westen nicht mehr ausreichend, um die überschüssige Leistung abtransportieren

zu können. Ohne die beschriebene Maßnahme wird die 380-kV-Leitung Dollern – Elsfleth/West bei Ausfall eines 380-kV-Stromkreises deutlich überlastet.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt wurden. Die Maßnahme M20 hat sich zuletzt im NEP 2037/2045 (2023) für das Ergebnisnetz als erforderlich erwiesen. Aufgrund der Überführung in das Startnetz erfolgte im aktuellen NEP keine erneute Überprüfung.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt.

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass durch WAFB die geforderte Stromtragfähigkeit von 4.000 A pro Stromkreis 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.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Bei der Verbindung handelt es sich um eine bereits existierende Leitung. Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Verstärkung dieser bestehenden Verbindung in Betracht gezogen. Alternative bestehende Verbindungen aus dem Raum Stade/Dollern in den Raum nordwestlich von Bremen, mit denen sich die Übertragungsaufgabe sinnvoll erfüllen ließe, bestehen nicht. Mit den ebenfalls bereits im BBP enthaltenen Projekten TTG-P24, P116 und P119 werden bereits die alternativen Bestandsleitungen aus dem Raum Stade/Dollern in Richtung Süden und Westen ertüchtigt.

Alternativ zu P23 wäre theoretisch eine Verstärkung der bestehenden Achse Dollern – Samtgemeinde Sottrum – Elsfleth/West denkbar. Da dieses Projekt durchgängig als Parallelneubau zusätzlich zu den bereits im Rahmen von TTG-P24, P116 und P119 zur Ertüchtigung anstehenden Leitungen ausgeführt werden müsste, kommt diese Alternative sowohl wegen ihrer Länge als auch wegen der schlechteren NOVA-Einstufung nicht ernsthaft in Betracht.

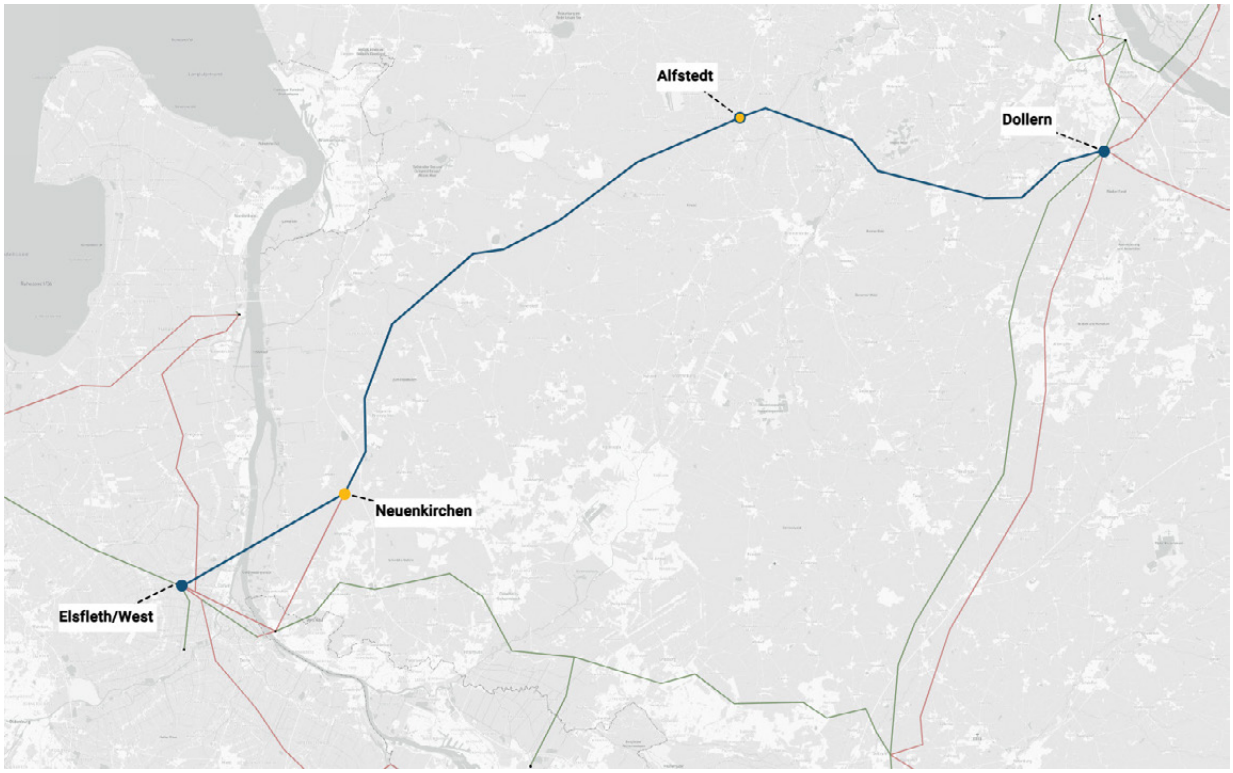
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P23 wurde im NEP 2023 (2013), im NEP 2024 (2014) und seit dem NEP 2030 (2017) in jedem NEP von der Bundesnetzagentur bestätigt und ist als Vorhaben Nr. 38 im Bundesbedarfsplan enthalten.

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht TTG-P23
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

TTG-P24
Stade – Landesbergen
Netzverstärkung und -ausbau zwischen Dollern und Landesbergen

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TenneT

Startnetz Onshore AC

Weitere Informationen

BBP-Nr: 7

Projektbeschreibung

Die Notwendigkeit des Projekts wurde in vorangegangenen NEP nachgewiesen und wird mit Vorliegen der vollständigen Genehmigungen / des Planfeststellungsbeschlusses nicht mehr in Form eines Projektsteckbriefes dargestellt. Aktuelle Informationen finden Sie auf den Internetseiten des zuständigen Übertragungsnetzbetreibers.

Weitere Infos zum Projekt

https://www.tennet.eu/de/projekte/stade-landesbergen

Maßnahmen des geplanten Projektes

2 Maßnahmen

M72 Sottrum - Mehringen

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Niedersachsen

Ausführung:

Netzverstärkung	**42 km**
davon Ersatzneubau	42 km

Geplante Inbetriebnahme: 2026

M73 Mehringen - Landesbergen

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

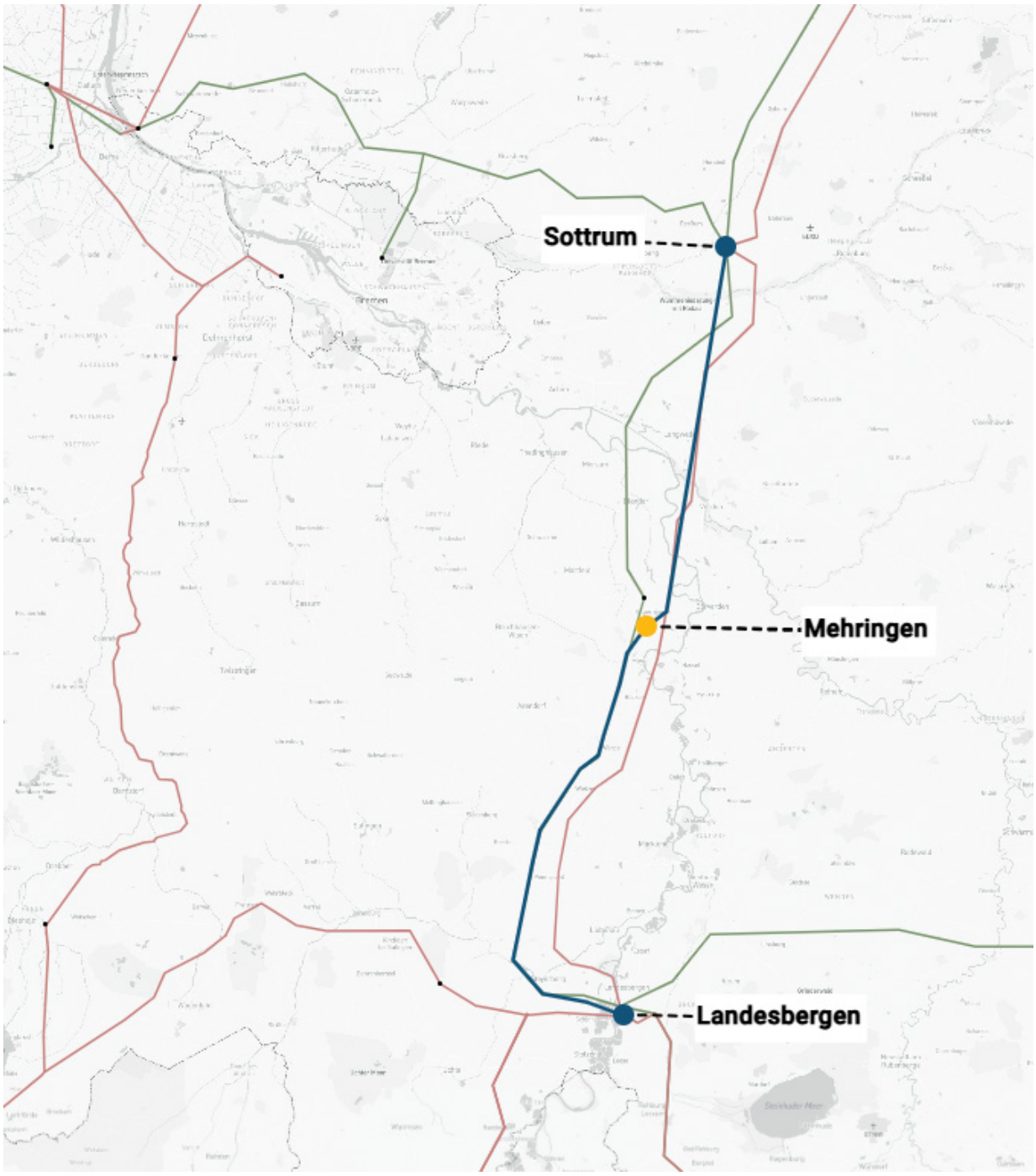
Bundesländer: Niedersachsen

Ausführung:

Netzverstärkung	**45 km**
davon Ersatzneubau	45 km

Geplante Inbetriebnahme: 2026

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht TTG-P24
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

TTG-P26
Netzverstärkung NordElbe
Netzverstärkung zwischen Brunsbüttel und Stade/West

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TenneT

Startnetz Onshore AC

Weitere Informationen

BBP-Nr: 50

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Schleswig-Holsteins sowie von Schleswig-Holstein nach Niedersachsen und enthält folgende Maßnahmen:

- M432: Brunsbüttel – Büttel/Süd
- M76: Büttel/Süd – Wilster/West
- M89: Wilster/West – Steinburg – Stade/West

Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung orientiert sich die Planung an der Bestandstrasse. Dabei sind Abweichungen vom aktuellen Trassenverlauf bei der nachgelagerten Planung möglich, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen, bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern oder Bündelungen mit linienförmiger Infrastruktur umzusetzen, um u. a. dem Bündelungsgebot Rechnung zu tragen. Bei der Ablösung gilt es zu berücksichtigen, dass im Planungsbereich die bestehende 220-kV-Infrastruktur als abgängig gilt, deren Rückbau nicht Bestandteil dieses Vorhabens ist.

Das Projekt befindet sich bereits in der Planfeststellung und wurde insofern in das Startnetz überführt.

Im Zuge des Projekts sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

Weitere Infos zum Projekt

https://www.tennet.eu/de/projekte/netzverstaerkung-nordelbe

Maßnahmen des geplanten Projektes

3 Maßnahmen

M432 Brunsbüttel - Büttel/Süd

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Schleswig-Holstein

Ausführung:

Netzverstärkung	**3 km**
davon Ersatzneubau	3 km

Geplante Inbetriebnahme: 2031

Beschreibung der Maßnahme

Von Brunsbüttel nach Büttel ist die Ablösung der bestehenden 380-kV-Leitung durch eine neue zweisystemige 380-kV-Leitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis von Brunsbüttel nach Büttel/Süd vorgesehen (Netzverstärkung). Hierzu ist als Ersatz für die bestehende Schaltanlage Büttel eine 380-kV-Schaltanlage Büttel/Süd mit zwei 380/110-kV-Transformatoren neu zu errichten (Netzverstärkung), woran auch die Offshore-Netzanbindungssysteme von Büttel angeschlossen werden. Die 380-kV-Schaltanlage Brunsbüttel wurde im Rahmen des Projekts TTG-P25 (Westküstenleitung) bereits ertüchtigt.

M76 Büttel/Süd - Wilster/West

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Schleswig-Holstein

Ausführung:

Netzverstärkung	**8 km**
davon Ersatzneubau	8 km

Geplante Inbetriebnahme: 2031

Beschreibung der Maßnahme

Von Büttel nach Wilster/West ist die Ablösung der bestehenden 380-kV-Leitung durch eine neue zweisystemige 380-kV-Leitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis von Büttel/Süd nach Wilster/West vorgesehen (Netzverstärkung). Die 380-kV-Schaltanlage Büttel/Süd wird, als Ersatz für die bestehende Schaltanlage Büttel, im Rahmen von M432 errichtet. Die 380-kV-Schaltanlage Wilster/West wurde neu errichtet und ist für den Anschluss der Maßnahme vorbereitet.

M89 Wilster/West - Steinburg - Stade/West

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Schleswig-Holstein

Ausführung:

Netzverstärkung	**44 km**
davon Ersatzneubau	44 km

Geplante Inbetriebnahme: 2030

Beschreibung der Maßnahme

Von Wilster/West über Steinburg nach Stade/West ist die Ablösung der bestehenden 380-kV-Leitung von Wilster/West nach Stade/West (beziehungsweise Dollern) durch eine neue zweisystemige 380-kV-Leitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis vorgesehen (Netzverstärkung). Die 380-kV-Schaltanlage Wilster/West ist für den Anschluss der Maßnahme bereits vorbereitet und die Schaltanlage Stade/West wird bereits im Rahmen des Projekts TTG-P24 neu gebaut. In Steinburg (Gemeinde Sommerland) ist ein neues Umspannwerk mit vier 380/110-kV-Transformatoren neu zu errichten und in die beiden 380-kV-Stromkreise voll einzuschleifen. Die Erhöhung der Stromtragfähigkeit des südlichen Abschnitts der bestehenden Leitung von Stade/West bis zum Kreuzungsmast der Leitungen nach Wilster/West und Hamburg/Nord im Amt Geest und Marsch Südholstein auf 3.600 A ist bereits im Rahmen der Projekte TTG-005 (siehe NEP 2030 (2019)) und TTG-P24 erfolgt. Der behördliche genehmigte Dauerstrom dieses Leitungsstücks muss im Rahmen der Maßnahme auf 4.000 A erhöht werden. Nach Inbetriebnahme von TTG-P24 wird die Leitung von Wilster/West über Stade/West nach Sottrum an Dollern vorbei geführt.

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Region ist geprägt durch hohe Einspeisung von Strom aus Windenergie, onshore sowie offshore. Die Einspeisung aus Windenergie übersteigt bereits heute die regionale Last zu weiten Teilen des Jahres, sodass in erheblichem Umfang Einspeisemanagement-Maßnahmen erforderlich sind. Der Zubau an Windenergie onshore wie offshore wird gemäß den Szenarien weiter ansteigen.

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 Anschluss von Offshore-Windenergie (Projekte NOR-4-1, NOR-4-2, NOR-5-1 und NOR-7-2) sowie die Schaltanlagen Brunsbüttel und Wilster/West jeweils als Startpunkt für die HGÜ-Verbindungen DC3 und DC4 (zusammen SuedLink) vorgesehen. Die Schaltanlage Wilster/West ist darüber hinaus Startpunkt für die mittlerweile in Betrieb befindliche DC-Verbindung nach Norwegen (NordLink, siehe TTG-P68 im NEP 2030 (2019)).

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt wurden. Die Maßnahmen M76, M89 und M432 haben sich zuletzt im NEP 2037/2045 (2023) für das Ergebnisnetz als erforderlich erwiesen. Aufgrund der Überführung in das Startnetz erfolgte im aktuellen NEP keine erneute Überprüfung.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt.

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass durch WAFB die geforderte Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis 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.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Weitere alternative Einzelmaßnahmen wurden nicht geprüft, da es sich bei der Verbindung um bereits existierende Leitungen handelt. Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Verstärkung dieser bestehenden Verbindungen in Betracht gezogen.

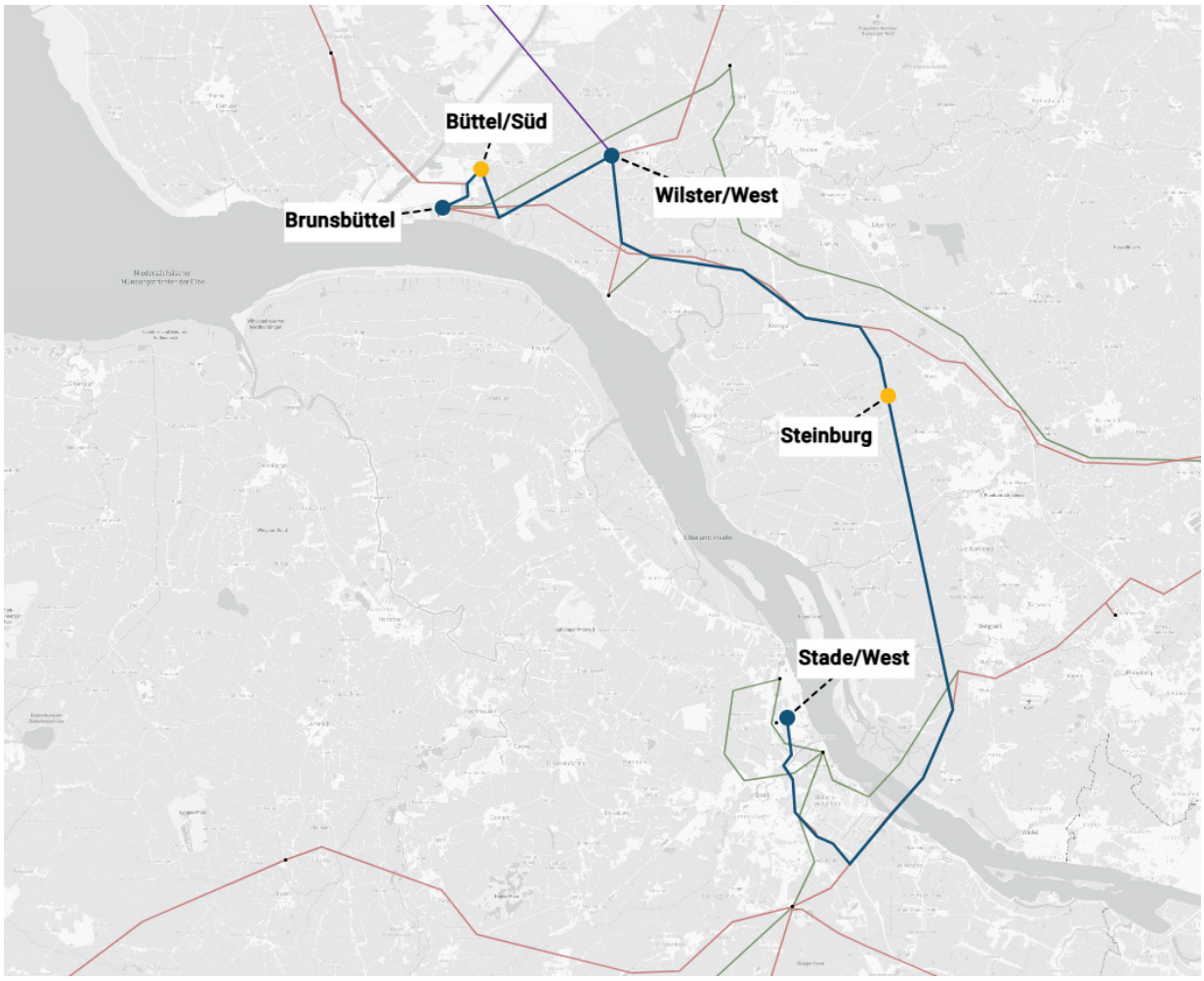
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P26 wurde seit dem NEP 2030 (2019) in jedem NEP von der Bundesnetzagentur bestätigt und ist als Vorhaben Nr. 50 im Bundesbedarfsplan enthalten.

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht TTG-P26
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

TTG-P33
Netzverstärkung zwischen Niedersachsen und Sachsen-Anhalt

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TenneT

Startnetz Onshore AC

Weitere Informationen

BBP-Nr: 10

Projektbeschreibung

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

- M24a: Wahle – Hattorf – Helmstedt/Ost – Grenze Niedersachsen/Sachsen-Anhalt (Mast 6)

Das Projekt steht im direkten Zusammenhang mit dem Projekt 50HzT-P33 Wolmirstedt – Landesgrenze Sachsen-Anhalt/Niedersachsen. Beide zusammen bilden die Maßnahme M24a.

Im Zuge des Projekts sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

Die Maßnahme M24a befindet sich seitdem der Planfeststellungsbeschluss erlassen wurde in der baulichen Umsetzung. Daher wurde das Projekt in das Startnetz überführt.

Weitere Infos zum Projekt

https://www.tennet.eu/de/unser-netz/onshore-projekte-deutschland/wahle-wolmirstedt/

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M24a1 Wahle - Hattorf - Helmstedt/Ost - Landesgrenze NI/ST (Mast 6)

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Niedersachsen

Ausführung:

Netzverstärkung	**65 km**
davon Zu-/Umbeseilung	65 km
Geplante Inbetriebnahme:	2032

Beschreibung der Maßnahme

Von Wahle über Hattorf und Helmstedt/Ost nach Wolmirstedt ist die bestehende 380-kV-Leitung durch eine Umbeseilung zu verstärken. TenneT ist für den Abschnitt von Wahle bis zur Landesgrenze Niedersachsen/ Sachsen-Anhalt (Mast 6) zuständig, auf dem der Einsatz von HTL mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis grundsätzlich möglich ist. Weiterhin ist die 380-kV-Anlagen Hattorf entsprechend zu verstärken (Netzverstärkung). Die 380-kV-Anlage Helmstedt wird am gleichen Standort als Helmstedt/Ost neu errichtet (Netzverstärkung). Die 380-kV-Anlage Wahle wurde bereits im Rahmen des Projektes TTG-006 für den Anschluss der Maßnahme vorbereitet. Die 380-kV-Schaltanlagen Helmstedt/Ost und Hattorf werden in diesem Zuge in die 380-kV-Doppelleitung komplett eingebunden (sogenannte Volleinschleifung).

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

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

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 (2019), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt wurden. Die Maßnahme M24a hat sich zuletzt im NEP 2030 (2019) für das Ergebnisnetz als erforderlich erwiesen. Aufgrund der Überführung in das Startnetz erfolgte im aktuellen NEP keine erneute Überprüfung.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt.

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass durch WAFB die geforderte Stromtragfähigkeit von mindestens 3.600 A nicht erreicht werden kann. Durch den Einsatz von HTL ist es dagegen möglich, die Freileitung mit WAFB mit bis zu 4.000 A zu betreiben.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Bei der Maßnahme M24a handelt es sich um die Verstärkung einer bereits existierenden Leitung. Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Verstärkung dieser bestehenden Verbindung in Betracht gezogen.

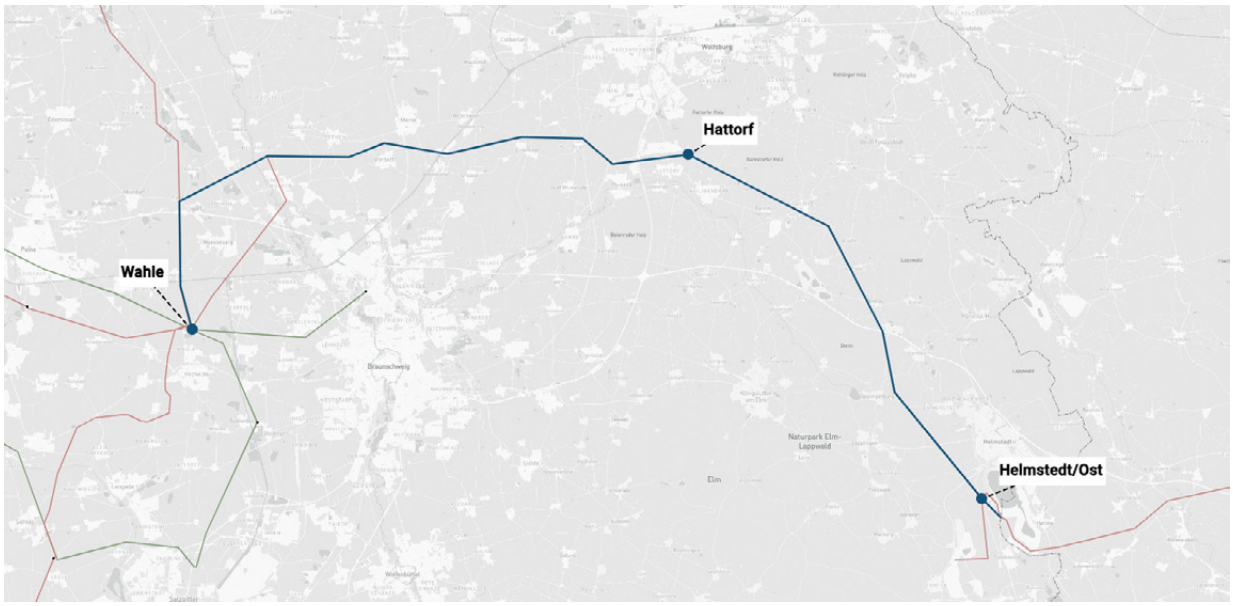
Bisherige Bestätigung des Projekts

Die Maßnahme M24a wurde zusammen mit dem Abschnitt im Netzgebiet von 50Hertz (siehe 50HzT-P33) im NEP 2012, im NEP 2013, im NEP 2014, im NEP 2030 (2017) sowie im NEP 2030 (2019) von der BNetzA bestätigt und ist Teil des Bundesbedarfsplan-Vorhabens Nr. 10.

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht TTG-P33
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

TTG-P37
Netzverstärkung Grenze TH/HE - Mecklar

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TenneT

Startnetz **Onshore** **AC**

Weitere Informationen

BBP-Nr: 12

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen der Landesgrenze Thüringen/Hessen und Mecklar. Es stärkt die Verbindung der Netze von 50Hertz und TenneT und dient insbesondere dem Abtransport von Leistung aus Erneuerbare-Energien-Anlagen. Es besteht aus folgender Maßnahme:

- M25b: Landesgrenze Thüringen/Hessen – Mecklar

Für das Umbeseilungsprojekt ist keine Planfeststellung erforderlich. Aktuell werden die Einzelgenehmigungen für die Umbeseilung der ersten Abschnitte eingeholt. Daher wurde das Projekt in das Startnetz überführt.

Das Projekt steht im direkten Zusammenhang mit dem Projekt 50HzT-P37 Vieselbach – Landesgrenze TH/HE.

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M25b Landesgrenze Thüringen/Hessen - Mecklar

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Hessen

Ausführung:

Netzverstärkung	**43 km**
davon Zu-/Umbeseilung	43 km
Geplante Inbetriebnahme:	2028

Beschreibung der Maßnahme

Im TenneT-Abschnitt von der Landesgrenze Thüringen/Hessen nach Mecklar ist die bestehende 380-kV-Leitung durch eine HTL-Umbeseilung auf 4.000 A zu verstärken (Netzverstärkung). Die 380-kV-Anlage Mecklar ist entsprechend zu verstärken (Netzverstärkung).

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

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, beansprucht.

Netzplanerische Begründung

Die bestehende Leitung weist eine Übertragungskapazität von 1.660 MVA auf. Ohne die Verstärkung der Leitung durch Umbeseilung wird die 380-kV-Leitung Vieselbach – Eisenach – Mecklar bei Ausfall eines Stromkreises dieser Leitung unzulässig hoch belastet.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2035 (2021), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme M25b hat sich zuletzt im NEP 2035 (2021) für das Ergebnisnetz als erforderlich erwiesen. Aufgrund der Überführung in das Startnetz erfolgte im aktuellen NEP keine erneute Überprüfung.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Zu der Maßnahme M25b bestehen keine alternativen Netzverknüpfungspunkte bzw. Maßnahmen, die gemäß NOVA-Prinzip technische und/oder wirtschaftliche Alternativen darstellen.

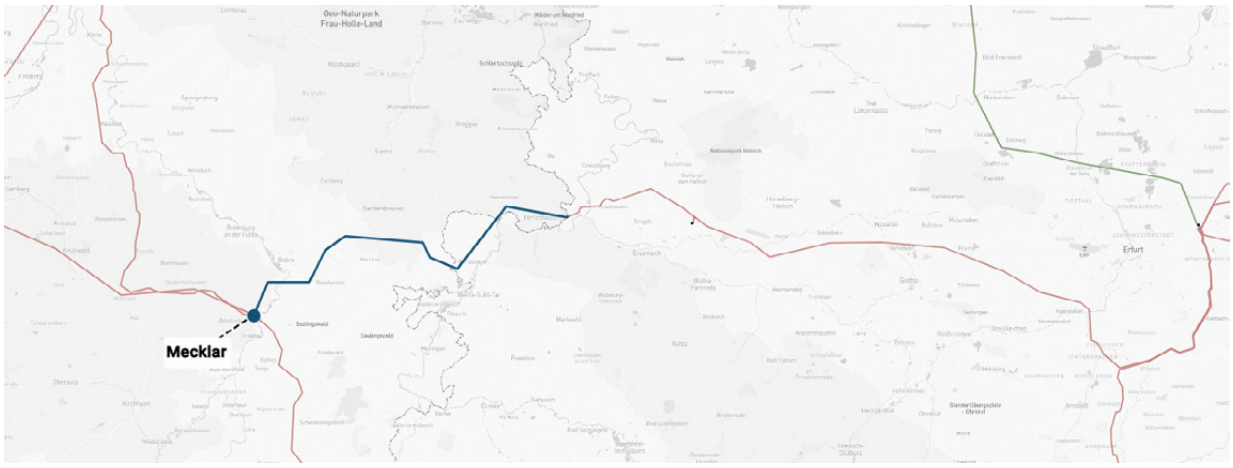
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P37 mit den Maßnahmen M25a und M25b wurde seit dem NEP 2022 (2012) von der Bundesnetzagentur bestätigt und ist als Vorhaben Nr. 12 im Bundesbedarfsplan enthalten.

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht TTG-P37
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

TTG-P43
Fulda-Main-Leitung
Netzverstärkung und -ausbau zwischen Mecklar, Dipperz und Bergrheinfeld/West

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TenneT

Startnetz Onshore AC

Weitere Informationen

BBP-Nr: 17

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Hessen und Bayern und enthält die folgenden Maßnahmen:

- M74a: Mecklar nach Dipperz
- M74b: Dipperz nach Bergrheinfeld/West

Im Zuge des Projekts sind ergänzend Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

Das Projekt ist ein Drehstrom-Pilotprojekt mit der Möglichkeit zur Teil-Erdverkabelung nach § 4 Bundesbedarfsplangesetz. Es befindet sich bereits in der Planfeststellung und wurde insofern in das Startnetz überführt.

Weitere Infos zum Projekt

https://www.tennet.eu/de/projekte/fulda-main-leitung

Maßnahmen des geplanten Projektes

2 Maßnahmen

M74a Mecklar - Dipperz

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Hessen

Ausführung:

Netzverstärkung	**50 km**
davon Parallelneubau	45 km
davon Neubau in neuer Trasse	5 km
Geplante Inbetriebnahme:	2029

Beschreibung der Maßnahme

Von Mecklar nach Dipperz ist eine Netzverstärkung durch Neubau einer 380-kV-Doppelleitung im bestehenden Trassenraum mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis vorgesehen (Netzverstärkung). Hierzu ist die 380-kV-Schaltanlage in Mecklar zu verstärken sowie die 380-kV-Schaltanlage in Dipperz zu erneuern und voll einzuschleifen (Netzverstärkung).

M74b Dipperz - Bergrheinfeld/West

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Bayern Hessen

Ausführung:

Netzausbau	**80 km**
davon Neubau in neuer Trasse	80 km
Geplante Inbetriebnahme:	2031

Beschreibung der Maßnahme

Von Dipperz nach Bergrheinfeld/West ist ein Neubau einer 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A pro Stromkreis vorgesehen (Netzausbau). Hierzu sind die 380-kV-Schaltanlagen in Dipperz und Bergrheinfeld/West zu verstärken (Netzverstärkung).

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 P43 schließt direkt südlich an die Projekte TTG-006 (Wahle – Mecklar), TTG-P118 (Borken – Mecklar) sowie P37 (Vieselbach – Mecklar) an.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt wurden. Die Maßnahmen M74a und M74b haben sich zuletzt im NEP 2037/2045 (2023) für das Ergebnisnetz als erforderlich erwiesen. Aufgrund der Überführung in das Startnetz erfolgte im aktuellen NEP keine erneute Überprüfung.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt.

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass die geforderte Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis mit den beiden vorhandenen 380-kV-Stromkreisen zwischen Mecklar und Dipperz nicht erreicht werden kann. Daher ist ein Parallelneubau von zwei zusätzlichen Stromkreisen in bzw. neben der vorhandenen Trasse sowie darüber hinaus eine Verlängerung nach Bergrheinfeld/West erforderlich.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Um einen geeigneten Endpunkt für die Leitung zu finden, wurde im Netzentwicklungsplan 2014 der Raum Grafenrheinfeld als Bereich für den Netzverknüpfungspunkt 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 erstmals im NEP 2025 eine Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitungen von Mecklar über Dipperz nach Urberach durch zwei zusätzliche Stromkreise untersucht (Parallelneubau; siehe P43mod im NEP 2030 (2019)). Diese Alternative ist ebenfalls grundsätzlich geeignet, die erforderliche Übertragungsaufgabe wahrzunehmen. Mit 164 km ist sie allerdings deutlich länger als P43 und führt nach Analysen der ÜNB im NEP 2030 (2017) zwischen Vieselbach und Mecklar sowie südlich vor Urberach zu weiteren Überlastungen. Darüber hinaus kann mit der Umsetzung von P43mod an Stelle von P43 die Vermaschung zwischen Hessen und Bayern nicht erreicht werden. Im Rahmen von P161 Großkrotzenburg – Urberach sowie P500 Somborn – Urberach werden weitere Verstärkungen der Achse östlich um Frankfurt herum erforderlich, sodass die Realisierung von P43mod zu insgesamt sechs Stromkreisen in diesem dicht besiedelten Raum südöstlich um Frankfurt herum führen würde.

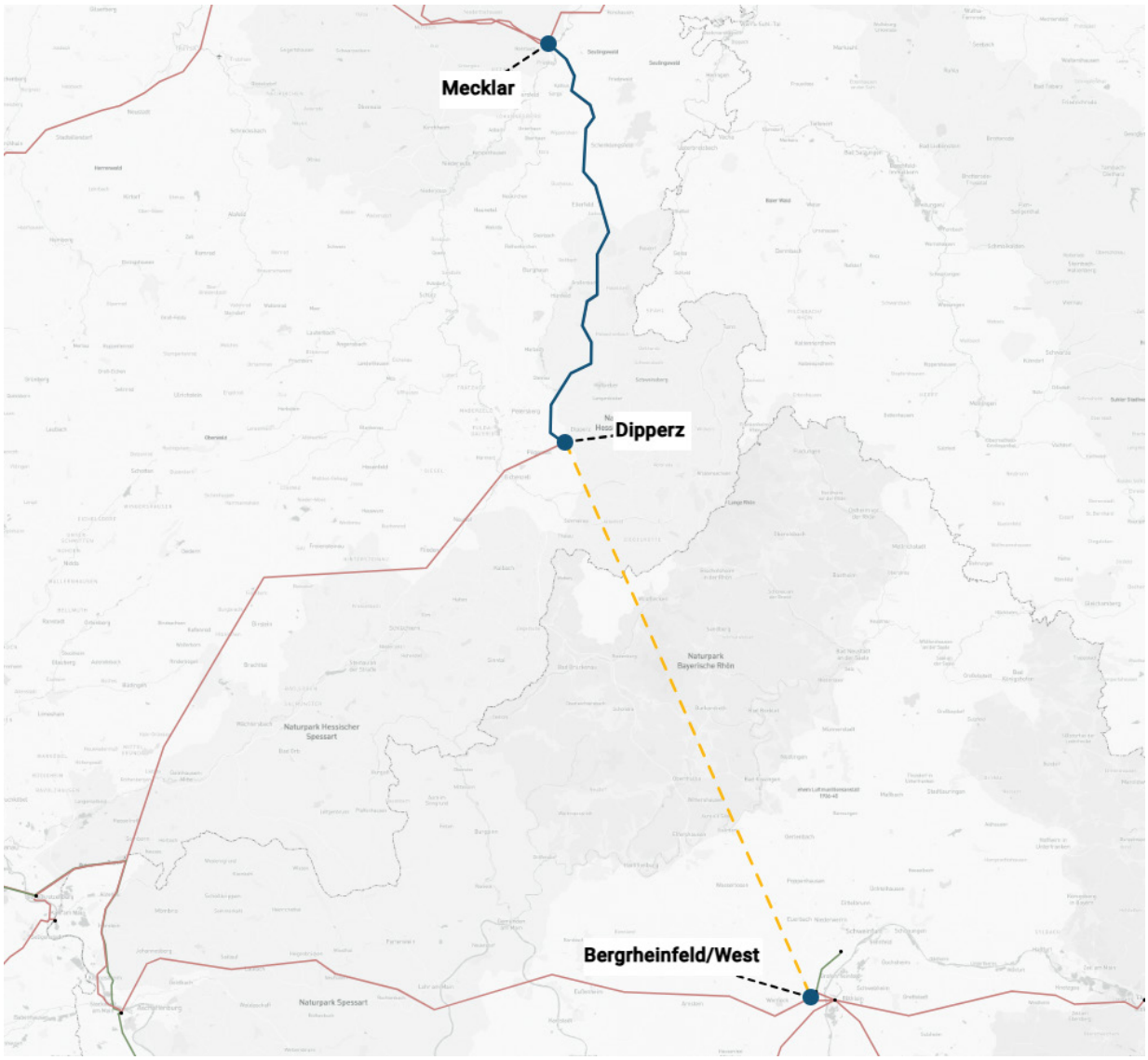
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P43 wurde seit dem NEP 2022 (2012) in jedem NEP von der Bundesnetzagentur bestätigt und ist als Vorhaben Nr. 17 im Bundesbedarfsplan enthalten.

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht TTG-P43
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

TTG-P46
Ostbayernring
Netzverstärkung zwischen Redwitz und Schwandorf

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TenneT

Startnetz Onshore AC

Weitere Informationen

BBP-Nr: 18

Projektbeschreibung

Die Notwendigkeit des Projekts wurde in vorangegangenen NEP nachgewiesen und wird mit Vorliegen der vollständigen Genehmigungen / des Planfeststellungsbeschlusses nicht mehr in Form eines Projektsteckbriefes dargestellt. Aktuelle Informationen finden Sie auf den Internetseiten des zuständigen Übertragungsnetzbetreibers.

Weitere Infos zum Projekt

https://www.tennet.eu/de/projekte/ostbayernring

Maßnahmen des geplanten Projektes

2 Maßnahmen

M56 Redwitz - Mechlenreuth - Etzenricht - Schwandorf (Ostbayernring)

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Bayern

Ausführung:

Netzverstärkung	**182 km**
davon Ersatzneubau	182 km

Geplante Inbetriebnahme: 2022 - 2026

MTTG-P46Q2 Schwandorf: 380-kV-Kompensationsspule (1x)

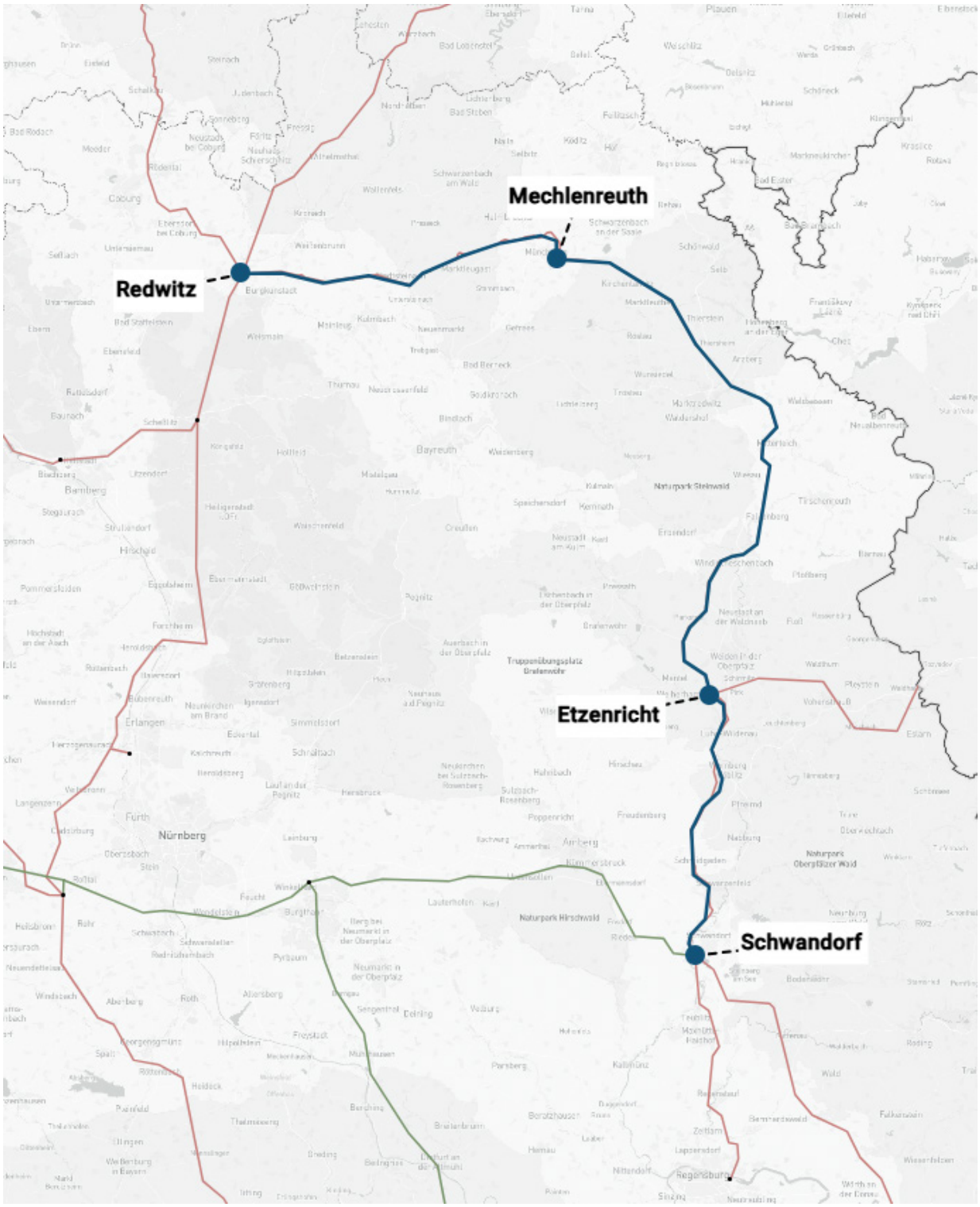
Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Bayern

Geplante Inbetriebnahme: 2027

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht TTG-P46
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

TTG-P48
Netzverstärkung Grafenrheinfeld – Kupferzell
Netzverstärkung zwischen Bayern und Baden-Württemberg

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TenneT

Startnetz Onshore AC

Weitere Informationen

BBP-Nr: 20

Projektbeschreibung

Die Notwendigkeit des Projekts wurde in vorangegangenen NEP nachgewiesen und wird mit Vorliegen der vollständigen Genehmigungen / des Planfeststellungsbeschlusses nicht mehr in Form eines Projektsteckbriefes dargestellt. Aktuelle Informationen finden Sie auf den Internetseiten des zuständigen Übertragungsnetzbetreibers.

Weitere Infos zum Projekt

https://www.tennet.eu/de/projekte/netzverstaerkung-grafenrheinfeld-kupferzell

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M38a1 Grafenrheinfeld - Punkt Rittershausen

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

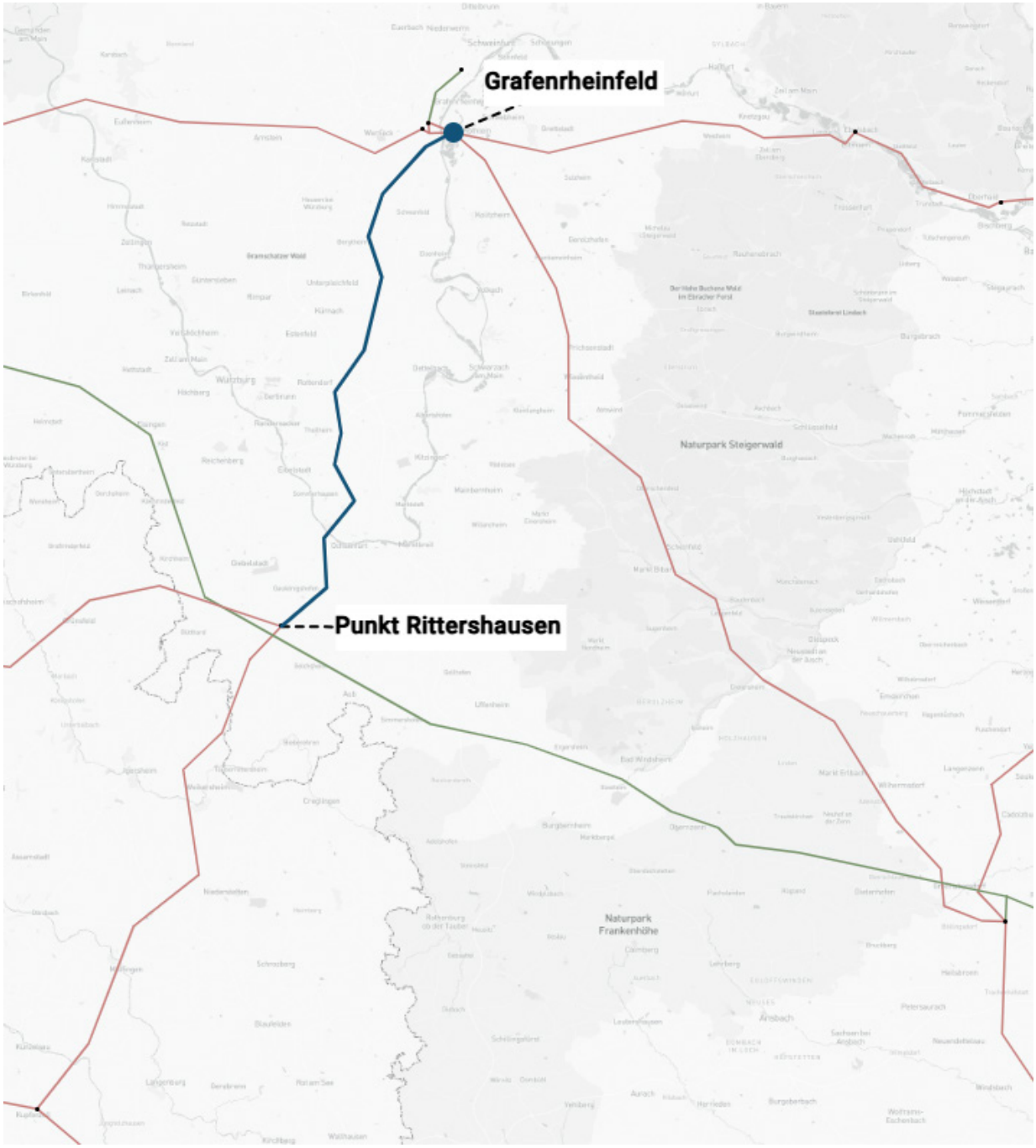
Bundesländer: Bayern

Ausführung:

Netzverstärkung	**50 km**
davon Zu-/Umbeseilung	50 km

Geplante Inbetriebnahme: 2026

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht TTG-P48
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

TTG-P53
Juraleitung
Netzverstärkung und -ausbau zwischen Raitersaich/West und Altheim

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TenneT

Startnetz Onshore AC

Weitere Informationen

BBP-Nr: 41

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Bayerns und enthält folgende Maßnahmen:

- M54: Raitersaich/West – Suchraum Ludersheim/West
- M350: Suchraum Ludersheim/West – Sittling – Suchraum Rottenburg – Altheim

Die bestehenden 220-kV-Leitungen von Raitersaich über Ludersheim und Sittling nach Altheim werden nach Inbetriebnahme von P53 zurückgebaut.

Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung orientiert sich die Planung an der Bestandstrasse. Dabei sind Abweichungen vom aktuellen Trassenverlauf bei der nachgelagerten Planung möglich, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen, bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern oder Bündelungen mit linienförmiger Infrastruktur umzusetzen, um u. a. dem Bündelungsgebot Rechnung zu tragen.

Das Projekt ist ein Drehstrom-Pilotprojekt mit der Möglichkeit zur Teil-Erdverkabelung nach § 4 Bundesbedarfsplangesetz, womit einhergehend für die Maßnahme M54 ein abschnittsweise unterirdischer Tunnelbau erforderlich wird.

Es befindet sich bereits in der Planfeststellung und wurde daher in das Startnetz überführt.

Im Zuge des Projekts sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

Weitere Infos zum Projekt

https://www.tennet.eu/de/projekte/juraleitung

Maßnahmen des geplanten Projektes

2 Maßnahmen

M350 Leitung

Suchraum Ludersheim/West - Sittling - Suchraum Rottenburg - Altheim

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Bayern

Ausführung:

Netzverstärkung	**115 km**
davon Ersatzneubau	115 km
Geplante Inbetriebnahme:	2030 - 2032

Beschreibung der Maßnahme

Von Suchraum Ludersheim/West über Sittling und Suchraum Rottenburg nach Altheim wird die bestehende 220-kV-Leitung durch eine 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis abgelöst (Netzverstärkung). In Sittling wird ein 380/220-kV-Transformator in Betrieb genommen (Netzausbau). Im Rahmen dieser Maßnahme ist ein Neubau einer 380-kV-Schaltanlage in Sittling an Stelle der bestehenden 220-kV-Schaltanlage vorzusehen (Netzausbau). Entsprechend der Last- und Rückspeiseprognose sind im Umspannwerken Sittling vier 380/110-kV-Transformatoren zum unterlagerten 110-kV-Netz zu errichten (Netzausbau). Im Suchraum Rottenburg (Suchraum Stadt Rottenburg an der Laaber, Gemeinden Neufahrn/ Hohenthann) ist in Absprache mit dem Bayernwerk ein zusätzliches Umspannwerk mit anfänglich zwei und langfristig vier 380/110-kV-Transformatoren in der Nähe des Kreuzungspunktes der 380-kV-Leitung mit der 110-kV-Leitung des Bayernwerks u. a. zur Aufnahme von PV-Rückspeisung aus der Region zu errichten (Netzausbau). Das Umspannwerk Altheim ist darüber hinaus zu erweitern (Netzverstärkung).

M54 Raitersaich/West - Suchraum Ludersheim/West

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Bayern

Ausführung:

Netzverstärkung	**45 km**
davon Ersatzneubau	45 km
Geplante Inbetriebnahme:	2032

Beschreibung der Maßnahme

Von Raitersaich/West nach Suchraum Ludersheim/West (Suchraum Gemeinden Altdorf bei Nürnberg/ Winkelhaid) ist die Ablösung der bestehenden 220-kV-Leitung durch eine 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis vorgesehen (Netzverstärkung). Hierzu ist eine 380-kV-Schaltanlage mit anfänglich zwei und langfristig vier 380/110-kV-Transformatoren in Suchraum Ludersheim/West (Suchraum Gemeinden Altdorf bei Nürnberg/ Winkelhaid) an Stelle der bestehenden 220-kV-Schaltanlage neu zu errichten (Netzausbau). In Raitersaich ist die bestehende 380-kV-Schaltanlage durch eine neue 380-kV-Schaltanlage Raitersaich/West zu ersetzen (Netzausbau). Entsprechend der Last- und Rückspeiseprognose sind in Raitersaich/West bis zu drei 380/110-kV-Transformatoren zum unterlagerten 110-kV-Netz zu errichten (Netzausbau und -verstärkung).

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 wird bei Ausfall eines 380-kV-Stromkreises von Raitersaich nach Irsching der parallele Stromkreis überlastet sowie die 220-kV-Leitung von Sittling nach Altheim bei Ausfall eines parallelen Stromkreises überlastet. Darüber hinaus ist die u. a. für die Versorgung des Großraums Nürnberg wichtige 220-kV-Bestandsleitung, deren Abschnitte 1940 und 1947 errichtet wurden, am Ende ihrer technischen Lebensdauer angekommen und steht somit zur Erneuerung an.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt wurden. Die Maßnahmen M54 und M350 haben sich zuletzt im NEP 2037/2045 (2023) für das Ergebnisnetz als erforderlich erwiesen. Aufgrund der Überführung in das Startnetz erfolgte im aktuellen NEP keine erneute Überprüfung.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt.

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass bei M54 und M350 die geforderte Stromtragfähigkeit von mindestens 3.600 A pro Stromkreis weder durch WAFB noch durch HTL-Auflage erreicht werden kann. Aus diesem Grund müssen die Leitungen in bestehender Trasse neu gebaut werden. Dadurch kann sogar eine Stromtragfähigkeit von 4.000 A erzielt werden.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Weitere alternative Einzelmaßnahmen wurden nicht geprüft, da es sich um eine bereits existierende Leitung handelt. Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Verstärkung dieser bestehenden Verbindung in Betracht gezogen.

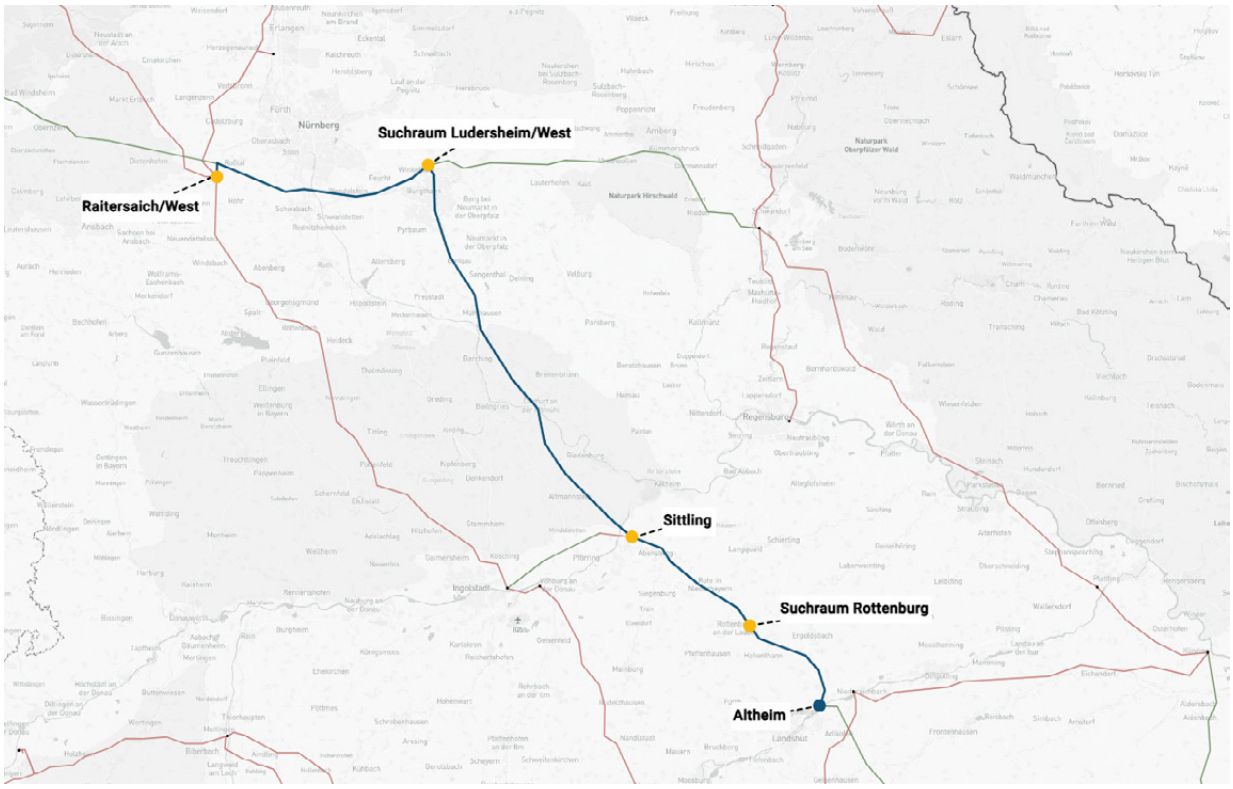
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P53 wurde im NEP 2024 (2014) und seit dem NEP 2030 (2017) in jedem NEP von der BNetzA bestätigt. Es ist als Vorhaben Nr. 41 im Bundesbedarfsplan enthalten.

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht TTG-P53
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

TTG-P67
Altheim – St. Peter
Erhöhung der Kuppelkapazität zwischen Deutschland und Österreich

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TenneT

Startnetz Onshore AC

Weitere Informationen

BBP-Nr: 32

TYNDP-Nr: 313

PCI-Nr: 2.1.1

Projektbeschreibung

Die Notwendigkeit des Projekts wurde in vorangegangenen NEP nachgewiesen und wird mit Vorliegen der vollständigen Genehmigungen / des Planfeststellungsbeschlusses nicht mehr in Form eines Projektsteckbriefes dargestellt. Aktuelle Informationen finden Sie auf den Internetseiten des zuständigen Übertragungsnetzbetreibers.

Weitere Infos zum Projekt

https://www.tennet.eu/de/projekte/altheim-st-peter

Maßnahmen des geplanten Projektes

3 Maßnahmen

M102 Simbach - Matzenhof - Bundesgrenze AT

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Bayern

Ausführung:

Netzverstärkung	**13 km**
davon Ersatzneubau	13 km

Geplante Inbetriebnahme: 2027

M103a Altheim - Adlkofen

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Bayern

Ausführung:

Netzverstärkung	**7 km**
davon Ersatzneubau	7 km

Geplante Inbetriebnahme: 2027

M103b Adlkofen - Matzenhof

Leitung

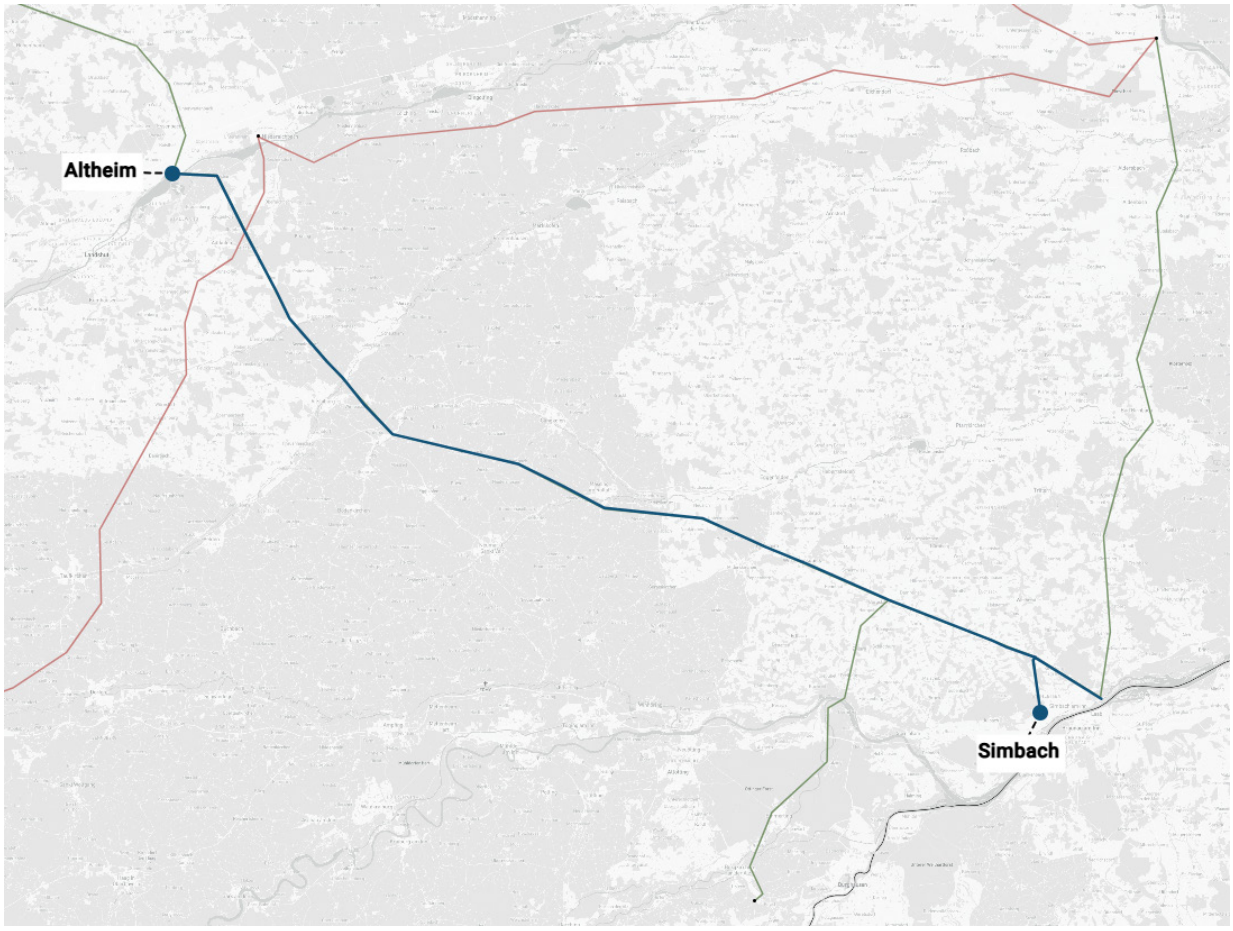
Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Bayern

Ausführung:

Netzverstärkung	**66 km**
davon Ersatzneubau	66 km
Geplante Inbetriebnahme:	2027

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht TTG-P67
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

TTG-P71
Netzverstärkung Audorf/Süd - Kiel/Rönne

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TenneT

Startnetz **Onshore** **AC**

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Schleswig-Holsteins und enthält folgende Maßnahme:

- M46: Audorf/Süd - Kiel/Rönne

Das Projekt steht im Zusammenhang mit der Maßnahme M47 des Zubaunetz-Projekts P71.

Die bestehende 220-kV-Leitung zwischen Audorf/Süd und dem neu zu errichtenden Umspannwerk Kiel/Rönne kann nach Inbetriebnahme von M46 und M47 zurückgebaut werden.

Im Zuge des Projekts sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M46 Audorf/Süd - Kiel/Rönne

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Schleswig-Holstein

Ausführung:

Netzverstärkung	**32 km**
davon Ersatzneubau	32 km
Geplante Inbetriebnahme:	2037

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Bau einer 380-kV-Doppelleitung mit 4.000 A zwischen Audorf/Süd und Kiel/Rönne (Stadt Kiel) im Trassenraum der bestehenden 220-kV-Leitung vorgesehen (Netzverstärkung). Darüber hinaus ist das vorhandene 380-kV-Umspannwerk Audorf/Süd zu verstärken (Netzverstärkung) und ein neues 380-kV-Umspannwerk Kiel/Rönne (Stadt Kiel) mit zwei 380/220-kV-Transformatoren und vier 380/110-kV-Transformatoren zu errichten (Netzausbau). Die bestehenden 220-kV-Umspannwerke Kiel/Süd und Kiel/West werden an das neu zu errichtende 380/220-kV-Umspannwerk Kiel/Rönne über die bestehende 220-kV-Struktur angeschlossen. Darüber hinaus ist das vorhandene 380-kV-Umspannwerk Audorf/Süd zu verstärken (Netzverstärkung) und ein neues 380-kV-Umspannwerk Kiel/Rönne (Stadt Kiel) mit drei 380/220-kV-Transformatoren und vier 380/110-kV-Transformatoren zu errichten (Netzausbau).

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Die vorhandene 220-kV-Struktur zwischen Audorf/Süd und Kiel/West sowie Kiel/Süd ist aus Altersgründen zu ertüchtigen. Aufgrund der 220-kV-Struktur dieses Netzausläufers im Raum Kiel ist es nicht möglich, Wartungsarbeiten vorzunehmen ohne die Stromversorgung der Stadtwerke Kiel und des umliegenden 110-kV-Netzes der SH-Netz zu gefährden. Um zukünftig sowohl den Stadtwerken Kiel als auch der SH-Netz eine sichere Stromversorgung zu gewährleisten, muss gemeinsam mit dem Zubaunetz-Projekt P71 der Ringschluss über eine 380-kV-Doppelleitung von Audorf/Süd über Suchraum Kiel nach Göhl/West zum Anschluss an die Ostküstenleitung (TTG-P72) errichtet werden.

Bei Ausfall eines 220-kV-Stromkreises zwischen Audorf/Süd und Kiel/West beziehungsweise Kiel/Süd wird der parallele Stromkreis unzulässig belastet.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen

Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt wurden. Die Maßnahme M46 hat sich zuletzt im NEP 2037/2045 (2023) für das Ergebnisnetz als erforderlich erwiesen. Aufgrund der Überführung in das Startnetz erfolgte im aktuellen NEP keine erneute Überprüfung.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt.

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass die geforderte Stromtragfähigkeit auf der 220-kV-Ebene nicht erreicht werden kann. Aus diesem Grund müssen die Leitungen zwischen Audorf/Süd und Suchraum Kiel in sowie ggf. parallel zu bestehender Trasse neu gebaut werden. Dadurch kann eine Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis erzielt werden.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Weitere alternative Einzelmaßnahmen zur Maßnahme M46 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.

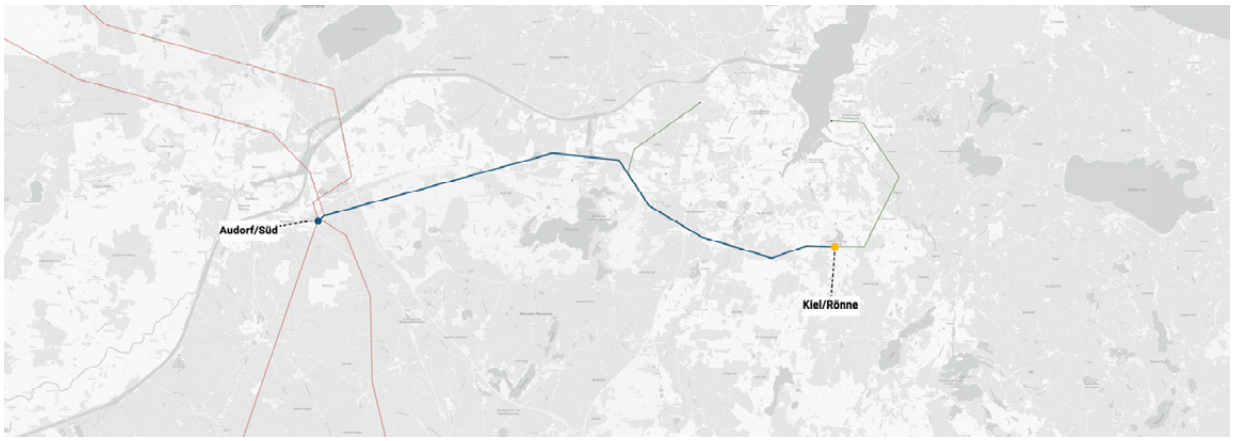
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P71 mit den Maßnahmen M46 und M47 wurde erstmals im NEP 2022 (2012) ausgewiesen und im NEP 2037/2045 (2023) erstmals von der Bundesnetzagentur bestätigt.

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht TTG-P71
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

TTG-P72
Ostküstenleitung
Netzverstärkung und -ausbau an der Ostküste Schleswig-Holsteins

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TenneT

Startnetz Onshore AC

Weitere Informationen

BBP-Nr: 42

Projektbeschreibung

Die Notwendigkeit des Projekts wurde in vorangegangenen NEP nachgewiesen und wird mit Vorliegen der vollständigen Genehmigungen / des Planfeststellungsbeschlusses nicht mehr in Form eines Projektsteckbriefes dargestellt. Aktuelle Informationen finden Sie auf den Internetseiten des zuständigen Übertragungsnetzbetreibers.

Weitere Infos zum Projekt

https://www.tennet.eu/de/projekte/ostkuestenleitung

Maßnahmen des geplanten Projektes

3 Maßnahmen

M351 Abzweig Göhl

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Schleswig-Holstein

Ausführung:

Netzausbau	**40 km**
davon Neubau in neuer Trasse	40 km

Geplante Inbetriebnahme: 2027

M49 Lübeck/West - Siems

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Schleswig-Holstein

Ausführung:

Netzverstärkung	**14 km**
davon Ersatzneubau	14 km

Geplante Inbetriebnahme: 2027

M50 Ulzburg - Lübeck/West

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

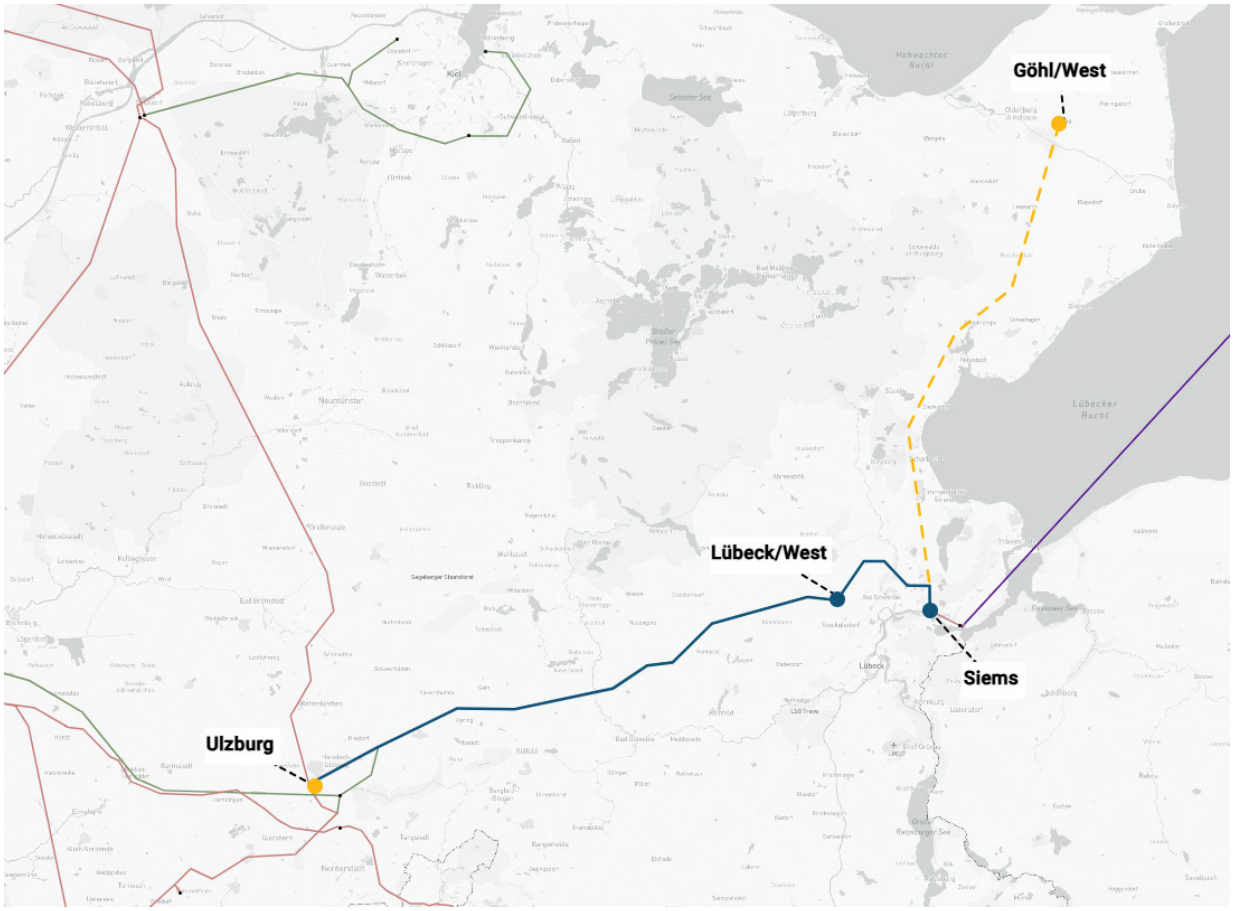
Bundesländer: Schleswig-Holstein

Ausführung:

Netzverstärkung	**50 km**
davon Ersatzneubau	45 km
davon Neubau in neuer Trasse	5 km

Geplante Inbetriebnahme: 2027

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht TTG-P72
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

TTG-P112
Pirach - Pleinting
Netzverstärkung und -ausbau zwischen Pirach, Pleinting und St. Peter

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TenneT

Startnetz Onshore AC

Weitere Informationen

BBP-Nr: 32

TYNDP-Nr: 187

PCI-Nr: 2.1.4

Projektbeschreibung

Das Projekt ist gekoppelt mit dem Projekt TTG-P67, das die Kuppelkapazität zwischen Bayern und Österreich erhöhen soll. Das Projekt P112 enthält folgende Maßnahmen:

- M201: Netzverstärkung zwischen Pleinting und St. Peter
- M212: Abzweig Pirach

Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung orientiert sich die Planung an der Bestandstrasse. Dabei sind Abweichungen vom aktuellen Trassenverlauf bei der nachgelagerten Planung möglich, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen, bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern oder Bündelungen mit linienförmiger Infrastruktur umzusetzen, um u. a. dem Bündelungsgebot Rechnung zu tragen.

Das Projekt ist ein Drehstrom-Pilotprojekt mit der Möglichkeit zur Teil-Erdverkabelung nach § 4 Bundesbedarfsplangesetz. Es befindet sich bereits in der Planfeststellung und wurde daher in das Startnetz überführt.

Die bestehende 220-kV-Infrasktruktur in der Region wird nach Inbetriebnahme von TTG-P67 sowie P112 zurückgebaut.

Im Zuge des Projekts sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

Weitere Infos zum Projekt

https://www.tennet.eu/de/projekte/pirach-pleinting

Maßnahmen des geplanten Projektes

2 Maßnahmen

M201 Pleinting - Bundesgrenze DE/AT

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Bayern

Ausführung:

Netzverstärkung	**38.7 km**
davon Ersatzneubau	38.7 km

Geplante Inbetriebnahme: 2030

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen dieser Maßnahme ist ein Neubau einer 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis in der Trasse der vorhandenen 220-kV-Leitung zwischen Pleinting und St. Peter (Österreich) vorgesehen (Netzverstärkung). Die 380-kV-Schaltanlage Pleinting wird mit einer 380-kV-Doppelleitung direkt in St. Peter angeschlossen. In Pleinting müssen die 380-kV-Schaltanlage verstärkt und bis zu vier 380/110-kV-Transformatoren aufgestellt werden (Netzausbau).

M212 Abzweig Pirach

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Bayern

Ausführung:

Netzverstärkung	**24.3 km**
davon Ersatzneubau	24.3 km

Geplante Inbetriebnahme: 2029

Beschreibung der Maßnahme

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 die Schaltanlage Pirach auf 380 kV umgestellt und in die Leitung von Altheim nach St. Peter (siehe P67) 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 mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A umgestellt werden (Netzverstärkung). In Pirach müssen neben einer 380-kV-Schaltanlage zusätzlich drei 380/110-kV-Transformatoren neu errichtet werden (Netzausbau).

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 und muss insofern durch einen Neubau einer 380-kV-Doppelleitung abgelöst werden. Die Errichtung der 380-kV-Leitung ist ein Projekt in Zusammenarbeit mit Austrian Power Grid (APG). TenneT errichtet den Teilabschnitt bis zur österreichischen Grenze.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023), ausgehend

vom genehmigten Szenariorahmen, sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt wurden. Die Maßnahmen M102 und M212 haben sich zuletzt im NEP 2037/2045 (2023) für das Ergebnisnetz als erforderlich erwiesen. Aufgrund der Überführung in das Startnetz erfolgte im aktuellen NEP keine erneute Überprüfung.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell.

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass die geforderte Stromtragfähigkeit auf der 220-kV-Ebene nicht erreicht werden kann. Aus diesem Grund müssen die Leitungen in bestehender Trasse neu gebaut werden. Dadurch kann eine Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis erzielt werden.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Weitere alternative Einzelmaßnahmen 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. Da auch im Projekt TTG-P67 die bestehenden 220-kV-Leitungen durch leistungsstärkere 380-kV-Leitungen ersetzt werden, stehen in der Region keine alternativ zu untersuchenden Leitungen bzw. Netzverknüpfungspunkte mehr zur Verfügung.

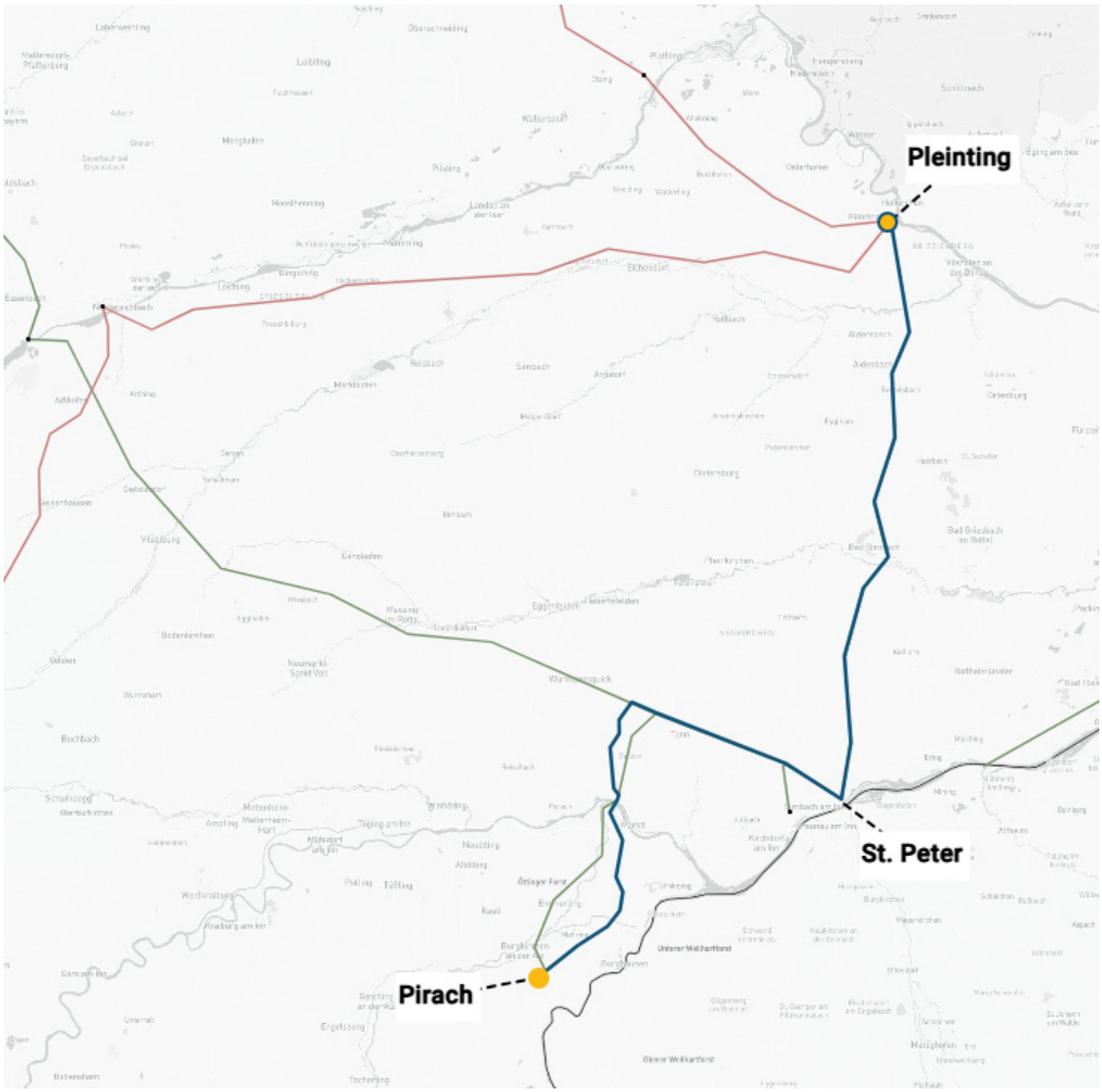
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P112 wurde seit dem NEP 2024 (2014) in jedem NEP von der Bundesnetzagentur bestätigt und ist zusammen mit TTG-P67 als Vorhaben Nr. 32 im Bundesbedarfsplan enthalten.

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht TTG-P112
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

TTG-P113
Ostniedersachsenleitung
Netzausbau und -verstärkung zwischen Schleswig-Holstein und Niedersachsen

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TenneT

Startnetz Onshore AC

Weitere Informationen

BBP-Nr: 58

Projektbeschreibung

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

- M779: Sahms – Elbe (Punkt Geesthacht)
- M777: Elbe (Punkt Geesthacht) – Suchraum Melbeck – Stadorf/Nord
- M778: Stadorf/Nord – Wahle

Das Projekt steht im Zusammenhang mit den Projekten P84, P223 und P227, die in der neuen 380-kV-Schaltanlage in Sahms bzw. Sahms/Nord (50Hertz) mit einander verknüpft werden sollen.

Die Planung der neuen Leitung orientiert sich an der Bestandstrasse. Dabei sind Abweichungen vom aktuellen Trassenverlauf bei der nachgelagerten Planung möglich, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen, bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern oder Bündelungen mit linienförmiger Infrastruktur umzusetzen, um u. a. dem Bündelungsgebot Rechnung zu tragen. Dies zeichnet sich insbesondere für die Elbquerung sowie den Bereich der neu zu errichtenden

Schaltanlage Suchraum Melbeck ab. Speziell in Lüneburg und an anderen Engstellen sind auch notwendige Baumaßnahmen an der bestehenden 380-kV-Doppelleitung nötig.

Im Zuge des Projekts sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

Maßnahmen des geplanten Projektes

3 Maßnahmen

M777 Elbe (Punkt Geesthacht) - Suchraum Melbeck - Stadorf/Nord

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Niedersachsen Schleswig-Holstein

Ausführung:

Netzverstärkung	**54 km**
davon Parallelneubau	54 km
Geplante Inbetriebnahme:	2029

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen dieser Maßnahme ist ein Neubau einer 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis parallel zur Trasse der vorhandenen 380-kV-Leitung von der Elbe (Punkt Geesthacht) über Suchraum Melbeck nach Stadorf/Nord vorgesehen (Netzverstärkung). Die Schaltanlage Stadorf/Nord ist in der Gemeinde Schwienau neu zu errichten und mittels einer kurzen 380-kV-Doppelleitung an die Schaltanlage Stadorf anzubinden. Darüber hinaus ist die Schaltanlage in Stadorf zu verstärken sowie die 380-kV-Schaltanlage in Lüneburg im Suchraum Melbeck (Suchraum Stadt Lüneburg, Samtgemeinden Gellersen/ Ilmenau) neu zu errichten und in die neue sowie die bestehende 380-kV-Doppelleitung voll einzuschleifen (Netzverstärkung).

M778 Stadorf/Nord - Wahle

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Niedersachsen

Ausführung:

Netzverstärkung	**86 km**
davon Parallelneubau	86 km
Geplante Inbetriebnahme:	2028

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen dieser Maßnahme ist ein Neubau einer 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis parallel zur Trasse der vorhandenen 380-kV-Leitung von Stadorf/Nord (Gemeinde Schwienau) nach Wahle vorgesehen (Netzverstärkung). In Wahle ist die Schaltanlage zu verstärken (Netzverstärkung).

M779 Sahms - Elbe (Punkt Geesthacht)

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Schleswig-Holstein

Ausführung:

Netzausbau	**24 km**
davon Neubau in neuer Trasse	24 km
Geplante Inbetriebnahme:	2029

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen dieser Maßnahme ist ein Neubau einer 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis von Sahms zur Elbe (Punkt Geesthacht) erforderlich (Netzausbau). Darüber hinaus ist in Sahms im Kreis Herzogtum Lauenburg ein 380-kV-Umspannwerk mit zwei 380/110-kV-Transformatoren zu errichten (Netzausbau).

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Die bestehende Leitung Krümmel – Lüneburg – Stadorf – Wahle stellt einen wesentlichen Transportkanal in Nord-Süd- Richtung zwischen Schleswig-Holstein und Niedersachsen dar. Bei Ausfall eines Stromkreises wird der parallele Stromkreis unzulässig belastet. Deshalb muss die Stromtragfähigkeit der Leitung erhöht werden.

Im 2. Entwurf des NEP 2035 (2021) hat TenneT das Projekt P113 als Ersatzneubau der bestehenden 380-kV-Leitung beantragt. In Kenntnis der - mittlerweile erfolgten - Bestätigung des Projektes P227 sowie dessen vordringliche Realisierung hat TenneT die Situation des sich direkt anschließenden Projektes P113 noch einmal neu bewertet. Ein weiterer Anlass war die Novelle des Klimaschutzgesetzes, die eine beschleunigte Umsetzung der Energiewende erwarten lässt.

Angesichts dieser Erkenntnisse hat sich TenneT entschieden, für das Projekt P113 an Stelle des Ersatzneubaus einen vollständigen Neubau einer zweisystemigen 380-kV-Leitung parallel zur bestehenden 380-kV-Leitung zu beantragen und so die Strom-Übertragungskapazität auf diesem wichtigen Transportkanal östlich der Achse Schleswig-Holstein / Hamburg – Hannover analog zur westlichen Achse Dollern – Landesbergen (TTG-P24, P116) deutlich zu erhöhen. Außerdem wurde im Zusammenhang mit dem Projekt P227 Synergien gehoben. Dadurch startet die 380-kV-Doppelleitung nicht mehr am Umspannwerk Krümmel, sondern weiter nördlich am Endpunkt der 380-kV-Doppelleitung der P227 – in Sahms im Kreis Herzogtum Lauenburg.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt wurden. Die Maßnahmen M777, M778 und M779 haben sich zuletzt im NEP 2037/2045 (2023) für das Ergebnisnetz als erforderlich erwiesen. Aufgrund der Überführung in das Startnetz erfolgte im aktuellen NEP keine erneute Überprüfung.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt.

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass durch WAFB die geforderte Stromtragfähigkeit von 4.000 A mit den vorhandenen Leiterseilen nicht erreicht werden kann. Der Einsatz von HTL auf der bestehenden Leitung ist zwar aufgrund der Leiterseile sowie der Maststatik grundsätzlich möglich. Allerdings wurde im Rahmen einer genaueren Prüfung der Bestandsleitung festgestellt, dass dies planerisch sowie im Bau zumindest partiell nicht umsetzbar ist. Da die bestehende Leitung darüber hinaus hoch belastet ist, ist auch für die sonstigen Abschnitte eine Abschaltung der Leitung zur Umbeseilung aus Gründen der Systemstabilität nicht möglich. Daher wäre entgegen den Aussagen in früheren Netzentwicklungsplänen ein Ersatzneubau an Stelle einer HTL-Umbeseilung erforderlich, um die geforderte Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis zu erreichen. Angesichts der Bestätigung von P227 ist aber auch dies nicht mehr ausreichend, um der erforderlichen Transportaufgabe ohne nennenswerte Engpässe gerecht zu werden. Daher wird mit M777, M778 und M779 ein Parallelneubau erforderlich.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Alternativ zu den hier vorgeschlagenen Maßnahmen ist die im 2. Entwurf des NEP 2035 (2021) vorgeschlagene Konfiguration von P113 mit den Maßnahmen M202a und M203 (Ersatzneubau) anzusehen. Unter Berücksichtigung der Inbetriebnahme von P227 ist diese Konfiguration jedoch nicht mehr ausreichend, um die erforderliche Transportaufgabe ohne nennenswerte Engpässe zu erfüllen.

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. Auf den parallelen Nord-Süd-Achsen Stade – Landesbergen (TTG-P24), Dollern – Ovenstädt (P116) und Güstrow – Wolmirstedt (50HzT-P34) werden ebenfalls Netzverstärkungen benötigt.

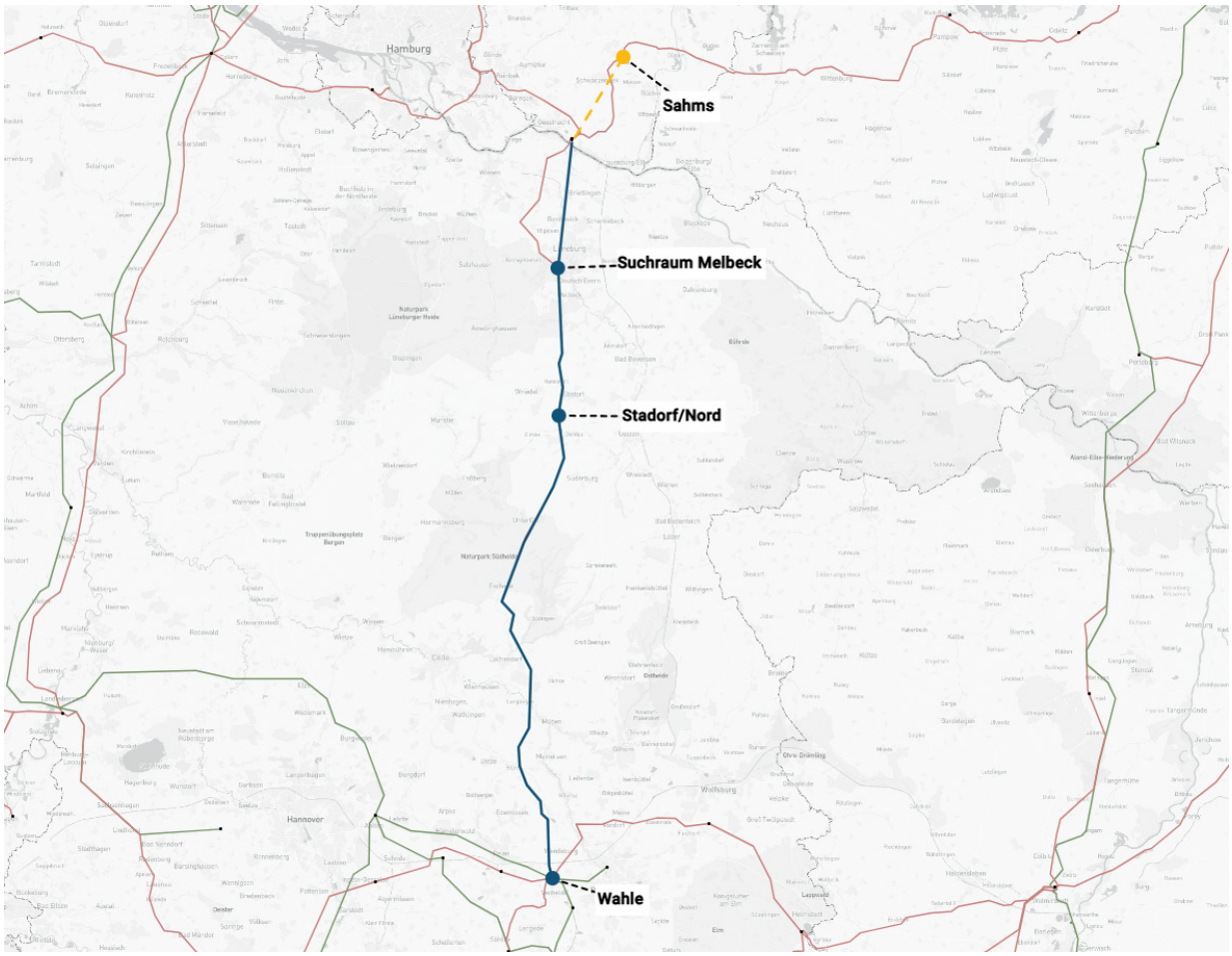
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P113 wurde seit dem NEP 2030 (2019) in jedem NEP von der Bundesnetzagentur bestätigt. Es ist als Vorhaben Nr. 58 im Bundesbedarfsplan enthalten.

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht TTG-P113
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

TTG-P119
Netzverstärkung zwischen Conneforde, Elsfleth/West und Bötersen

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TenneT

Startnetz Onshore AC

Weitere Informationen

BBP-Nr: 56

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Stromtragfähigkeit innerhalb Niedersachsens und enthält die folgenden Maßnahmen:

- M90: Conneforde – Großenmeer – Elsfleth/West mit Anschluss Huntorf
- M535: Elsfleth/West – Suchraum Werderland – Bötersen

Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung orientiert sich die Planung an der Bestandstrasse. Dabei sind Abweichungen vom aktuellen Trassenverlauf bei der nachgelagerten Planung möglich, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen, bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern oder Bündelungen mit linienförmiger Infrastruktur umzusetzen, um u. a. dem Bündelungsgebot Rechnung zu tragen.

Im Zuge des Projektes sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

Maßnahmen des geplanten Projektes

2 Maßnahmen

M535 Elsfleth/West - Suchraum Werderland - Bötersen

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Bremen Niedersachsen

Ausführung:

Netzverstärkung	**86 km**
davon Ersatzneubau	86 km
Geplante Inbetriebnahme:	2031

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Ablösung der bestehenden 220-kV-Leitung zwischen Elsfleth/West und Bötersen durch eine neue zweisystemige 380-kV-Leitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis von Elsfleth/West über Suchraum Werderland (Suchraum Stadtbezirke Bremen-Mitte/-Nord/-West) bis Bötersen vorgesehen (Netzverstärkung). Dafür ist die 380-kV-Schaltanlage in Elsfleth/West zu verstärken (Netzverstärkung) sowie ein neues 380-kV-Umspannwerk am Kreuzungspunkt mit dem Projekt P116 in Bötersen (Gemeinde Bötersen; ehemals Samtgemeinde Sottrum) mit vier 380/110-kV-Transformatoren zu errichten (Netzausbau). Weiterhin ist als Ersatz für den bestehenden 220-kV-Abzweig Blockland einschließlich des Umspannwerks Blockland ein neues 380/110-kV-Umspannwerk Suchraum Werderland (Suchraum Stadtbezirke Bremen-Mitte/-Nord/-West) mit mehreren 380/110-kV-Transformatoren (Kundentransformatoren) zusammen mit dem unterlagerten Verteilnetzbetreiber zu errichten (Netzausbau) und in die neue Leitung voll einzuschleifen. Aktuell werden verschiedene Standorte auf Bremer Gebiet an der A27 sowie in der Nähe des Stahlwerks Bremen – verbunden mit einer weiter südöstlich liegenden 380-kV Weserquerung – geprüft. An das neu zu errichtende Umspannwerk Suchraum Werderland ist der DC-Konverter des Offshore-Netzanbindungssystems NOR-9-4 anzuschließen.

M90 Conneforde - Großenmeer - Elsfleth/West

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Niedersachsen

Ausführung:

Netzverstärkung	**26 km**
davon Ersatzneubau	26 km
Geplante Inbetriebnahme:	2028

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Ablösung der bestehenden 220-kV-Leitung zwischen Conneforde und Elsfleth/West einschließlich des Abzweigs nach Huntorf durch eine neue zweisystemige 380-kV-Leitung von Conneforde über Großenmeer nach Elsfleth/West mit einem zweisystemigen 380-kV-Anschluss von Huntorf mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis vorgesehen (Netzverstärkung). Darüber hinaus sind die 380-kV-Schaltanlagen in Conneforde und Elsfleth/West zu verstärken (Netzverstärkung). Weiterhin ist in Großenmeer (Gemeinde Ovelgönne) zur DC-Multiterminalanbindung von zwei Offshore-Netzanbindungssystemen (NOR-13-1, NOR-x-10) mit den HGÜ-Verbindungen DC34 und DC35 eine neue 380-kV-Schaltanlage mit zwei Querkupplungen und drei Sammelschienen zu errichten (Netzausbau).

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Region ist geprägt durch hohe Einspeisung von Strom aus Windenergie, onshore sowie offshore. Die Einspeisung aus Windenergie übersteigt bereits heute die regionale Last zu weiten Teilen des Jahres, sodass in erheblichem Umfang Einspeisemanagement-Maßnahmen erforderlich sind. Neben den Nord-Süd-Leistungsflüssen kommt es auch zu starken Ost-West-Leistungsflüssen. Der Zubau an Windenergie onshore wie offshore wird gemäß den Szenarien weiter ansteigen.

Netzplanerische Begründung

Aufgrund des prognostizierten starken Anstiegs erneuerbarer Energien in Schleswig-Holstein und Niedersachsen ist die bestehende 380- und 220-kV-Netzstruktur nicht mehr ausreichend, um die Energie abtransportieren zu können. Die hier aufgeführten Maßnahmen vergleichmäßigen die starken Ost-West-Leistungsflüsse. Darüber hinaus ist die Schaltanlage Unterweser als Netzverknüpfungspunkt für den Anschluss von zwei Offshore-Netzanbindungssystemen vorgesehen (Projekte NOR-9-3 sowie NOR-12-1). Des Weiteren ist die Schaltanlage Großenmeer als Netzverknüpfungspunkt für den Anschluss von zwei Offshore-Netzanbindungssystemen mit je 2 GW vorgesehen (NOR-13-1 und NOR-x-10).

Das Projekt P119 bildet zusammen mit P22 sowie der HGÜ-Verbindung DC34 die Grundlage für den Anschluss von insgesamt acht Gigawatt Offshore-Windenergie in Unterweser und Großenmeer sowie den überregionalen Abtransport. Der Neubau des Umspannwerks Suchraum Werderland bis 2030/2031 wird erforderlich, da seitens des nachgelagerten Verteilnetzbetreibers Wesernetz Bremen eine deutliche Lasterhöhung beantragt wurde. Grund hierfür ist die geplante Umstellung des Stahlwerks Bremen auf eine CO2-neutrale Stahlproduktion, die mit einem deutlichen Mehrverbrauch an Elektrizität verbunden ist. Aus diesem Grund ist auch in Suchraum Werderland (Suchraum Stadtbezirke Bremen-Mitte/-Nord/-West) der Anschluss von 2 GW Offshore-Windenergie vorgesehen (NOR-9-4). Als zukünftig größter Netzverknüpfungspunkt zwischen dem Übertragungsnetz und dem

Bremer Stadtnetz muss das UW Suchraum Werderland die Versorgungs- und Zukunftssicherheit der Stadt Bremen als auch der energieintensiven Industrieunternehmen im Stadtgebiet sicherstellen.

Mit Inbetriebnahme von M90 und M535 kann die 220 kV-Infrastruktur zwischen Conneforde, Elsfleth/West und Sottrum einschließlich der Abzweige Huntorf und Blockland zurückgebaut werden. Zusammen mit den Projekten TTG-P66 und TTG-P69 (beide bereits in Betrieb), TTG-P21, TTG-P24 und P175 wird somit die aktuell noch vorhandene 220-kV-Infrastruktur im Dreieck zwischen Hamburg, Hannover und Emden perspektivisch weitgehend durch eine nachhaltige 380-kV-Infrastruktur abgelöst.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt wurden. Die Maßnahmen M90 und M535 haben sich zuletzt im NEP 2037/2045 (2023) für das Ergebnisnetz als erforderlich erwiesen. Aufgrund der Überführung in das Startnetz erfolgte im aktuellen NEP keine erneute Überprüfung.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt.

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass durch WAFB sowie durch HTL die geforderte Stromtragfähigkeit von 4.000 A auf der 220-kV-Ebene nicht erreicht werden kann. Daher muss die Leitung in bestehender Trasse neu errichtet werden.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Alternativ zu P119 wurden im zweiten Entwurf des NEP 2030 (2019) die Projekte P22 und P23 vorgeschlagen. Diese Projekte beheben jedoch die entstehenden Überlastungen nicht so effektiv und erfordern insgesamt umfangreichere Netzverstärkungsmaßnahmen als P119 in Kombination mit einem auf die Maßnahmen M80 und M92 reduziertem Projekt P22. Darüber hinaus hat die Bundesnetzagentur im NEP das Projekt P23 zusätzlich zu P119 bestätigt, sodass dieses Projekt als Alternative nicht mehr zur Verfügung steht.

In der Konsultation des NEP 2035 (2021) wurde in mehreren Stellungnahmen die Verlegung des Netzverknüpfungspunktes Großenmeer (ehemals Suchraum Rastede) für die 380-kV-Schaltanlage sowie den Anschluss der on- und offshore-seitigen HGÜ-Verbindungen von der

Leitung Conneforde – Elsfleth/West in die bestehende 380-kV-Leitung Conneforde – Diele gefordert. Hierzu ist festzustellen, dass die Achse Conneforde – Diele – Niederlangen im NEP bereits hoch ausgelastet ist. Die beiden Bestandsstromkreise haben eine Stromtragfähigkeit von jeweils rund 2.200 A, während die Leitung Conneforde – Elsfleth/West bereits im Rahmen von P119 auf 4.000 A je Stromkreis verstärkt wird. Die geforderte Verschiebung hätte daher einen höheren Netzausbau in der Region zur Folge, da zusätzlich zu P119 auch die Leitung Conneforde – Diele – Niederlangen verstärkt werden müsste.

Alternativ zum Neubau des Umspannwerks Suchraum Werderland wurden eine Erweiterung des bestehenden Umspannwerks Blockland sowie des Umspannwerks Niedervieland geprüft. Eine Erweiterung des Umspannwerks Blockland scheidet wegen sehr beengter Platzverhältnisse aus. Eine Erweiterung des Umspannwerks Niedervieland wäre theoretisch möglich, allerdings wäre dies wegen beengter Platzverhältnisse mit einem kompletten Ersatzneubau verbunden. Darüber hinaus wären seitens des VNB mehrere Weserquerungen zum Anschluss des Industriekunden erforderlich. Darüber hinaus wäre aus (n-1)-Gründen die Volleinschleifung von Niedervieland im Rahmen von P22 M80 erforderlich. Ergänzend würden in diesem Fall der Neubau der 380/220-kV-Schaltanlage am Abzweig Blockland sowie der Abzweig Blockland und das Umspannwerk Blockland in 220 kV bestehen bleiben müssen. Aus diesen Gründen wurde diese Alternative verworfen.

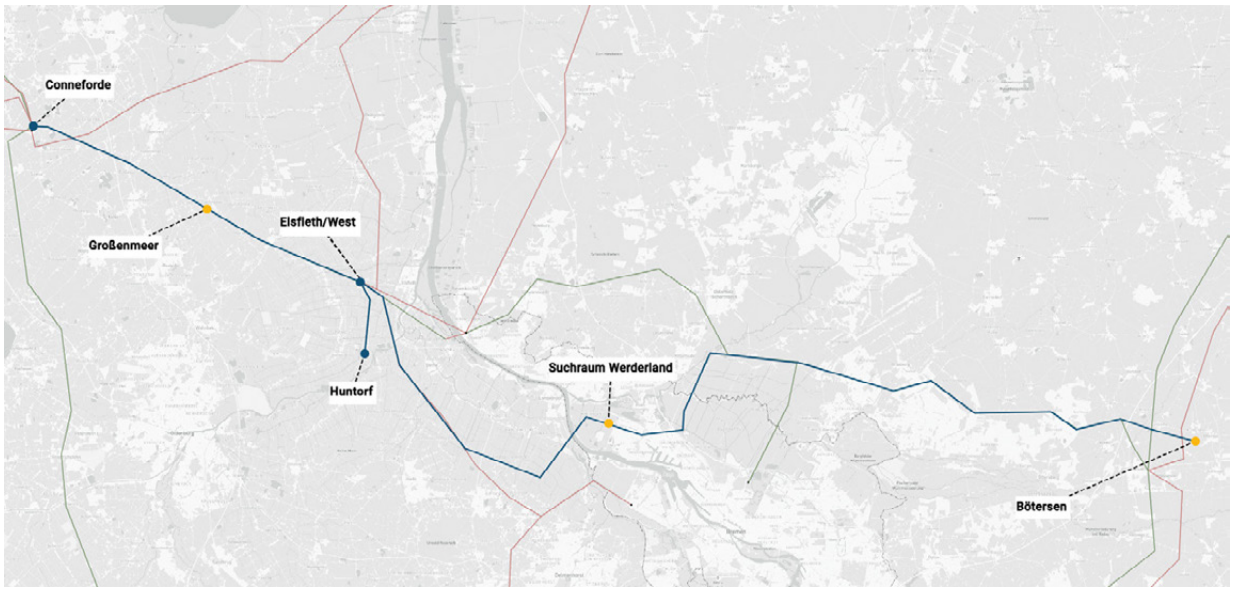
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P119 wurde seit dem NEP 2030 (2019) in jedem NEP von der Bundesnetzagentur bestätigt. Es ist als Vorhaben Nr. 56 im Bundesbedarfsplan enthalten.

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht TTG-P119
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

TTG-P133
Netzverstärkung zwischen Borken und Gießen/Nord

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TenneT

Startnetz Onshore AC

Weitere Informationen

BBP-Nr: 65

Projektbeschreibung

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

- M253: Borken – Gießen/Nord

Für das Umbeseilungsprojekt ist keine Planfeststellung erforderlich. Aktuell werden die Einzelgenehmigungen für die Umbeseilung eingeholt. Daher wurde das Projekt in das Startnetz überführt.

Im Zuge des Projektes sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M253 Borken - Gießen/Nord

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Hessen

Ausführung:

Netzverstärkung	**73 km**
davon Zu-/Umbeseilung	73 km

Geplante Inbetriebnahme: 2027

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen der Maßnahme ist die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung zwischen Borken und Gießen/Nord auf eine Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis 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).

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.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt wurden. Die Maßnahme M253 hat sich zuletzt im NEP 2037/2045 (2023) für das Ergebnisnetz als erforderlich erwiesen. Aufgrund der Überführung in das Startnetz erfolgte im aktuellen NEP keine erneute

Überprüfung.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt.

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass durch WAFB die geforderte Stromtragfähigkeit von 4.000 A pro Stromkreis nicht erreicht werden kann. Durch den Einsatz von HTL ist es dagegen – vorbehaltlich der Genehmigungsfähigkeit – grundsätzlich möglich, die Freileitung mit 4.000 A zu betreiben.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Weitere alternative Einzelmaßnahmen 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. Andere bereits existierende Leitungen, mit denen sich die Übertragungsaufgabe sinnvoll erfüllen ließe, gibt es in der Region nicht.

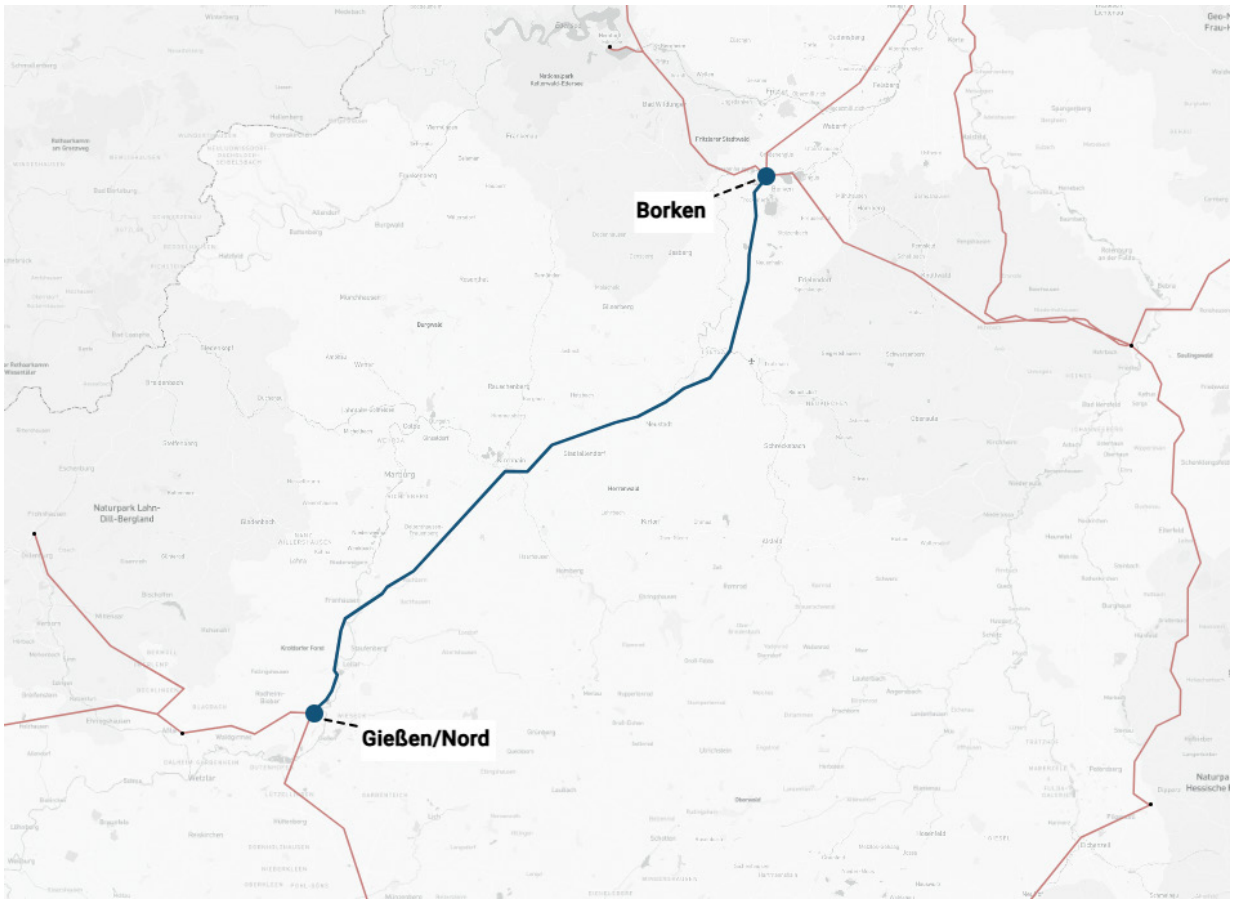
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P133 wurde seit dem NEP 2030 (2019) in jedem NEP von der Bundesnetzagentur bestätigt. Es bildet zusammen mit dem Projekt P211 das Vorhaben Nr. 65 des Bundesbedarfsplans.

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht TTG-P133
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

TTG-P135
Elbe-Lippe-Leitung (Süd)
Netzverstärkung zwischen Ovenstädt und Bechterdissen

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TenneT

Startnetz **Onshore** **AC**

Weitere Informationen

BBP-Nr: 57

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Nordrhein-Westfalens zwischen Ovenstädt, Eickum und Bechterdissen und enthält folgende Maßnahme:

- M255: Ovenstädt – Eickum – Bechterdissen

Das Projekt befindet sich bereits in der Planfeststellung, daher wurde es in das Startnetz überführt.

Im Zuge des Projektes sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

Weitere Infos zum Projekt

https://www.tennet.eu/de/projekte/elbe-lippe-leitung-sued-0

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M255 Ovenstädt - Eickum - Bechterdissen

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Nordrhein-Westfalen

Ausführung:

Netzverstärkung	**60 km**
davon Zu-/Umbeseilung	60 km

Geplante Inbetriebnahme: 2029

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen der Maßnahme ist die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung von Ovenstädt über Eickum nach Bechterdissen mittels HTL-Umbeseilung auf eine Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis vorgesehen (Netzverstärkung). Eickum wurde in diesem Zusammenhang voll in die Leitung eingeschliffen. Die 380-kV-Schaltanlagen in Ovenstädt, Eickum und Bechterdissen sind zu verstärken (Netzverstärkung).

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.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-

Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt wurden. Die Maßnahme M255 hat sich zuletzt im NEP 2037/2045 (2023) für das Ergebnisnetz als erforderlich erwiesen. Aufgrund der Überführung in das Startnetz erfolgte im aktuellen NEP keine erneute Überprüfung.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt.

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass WAFB nicht ausreichend ist, um die erforderliche Stromtragfähigkeit von 4.000 A zu erreichen. Eine HTL-Umbeseilung ist dagegen grundsätzlich möglich.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Weitere alternative Einzelmaßnahmen 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. Andere bereits existierende Leitungen, mit denen sich die Übertragungsaufgabe sinnvoll erfüllen ließe, gibt es in der Region nicht.

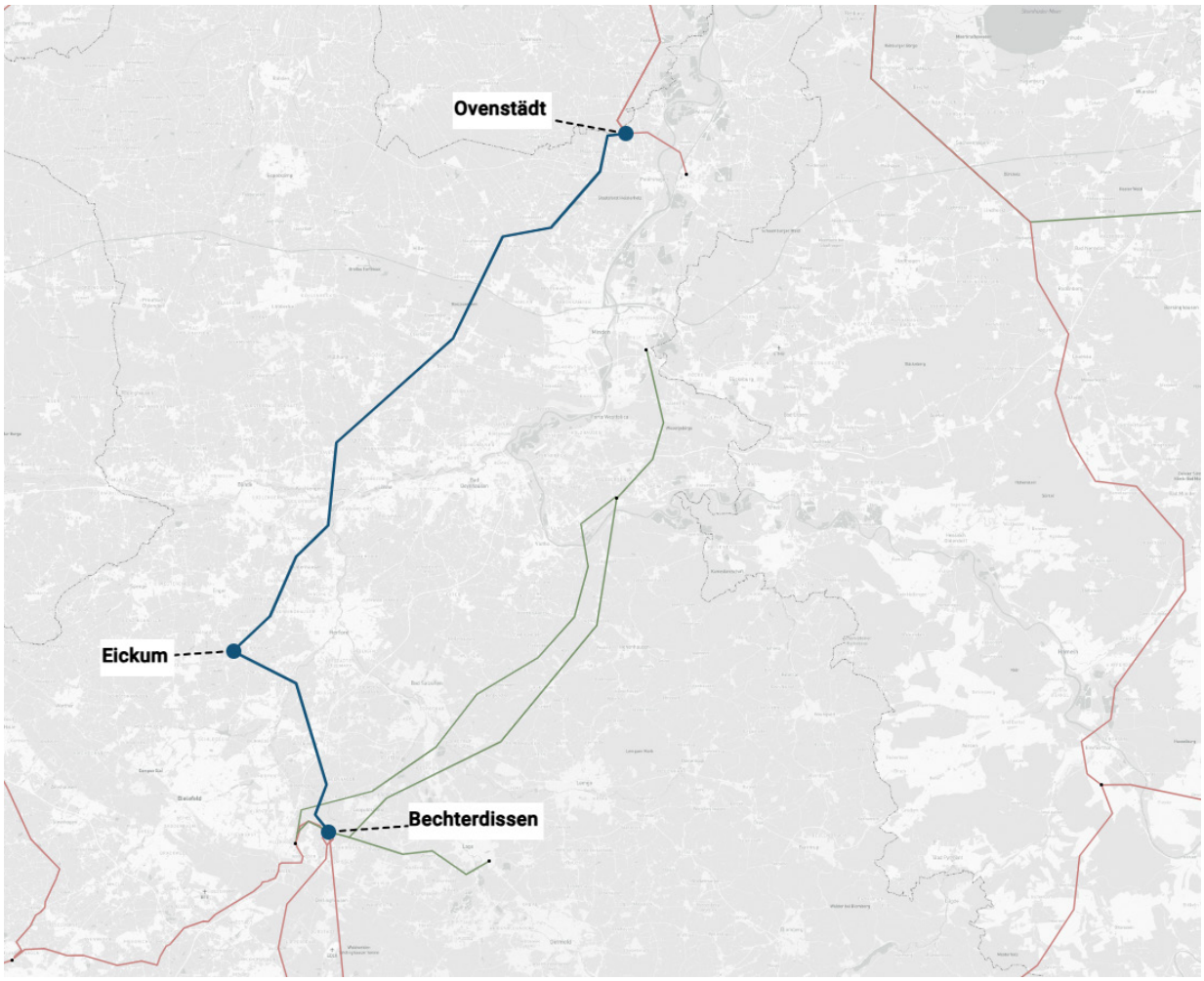
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P135 wurde seit dem NEP 2030 (2019) in jedem NEP von der Bundesnetzagentur bestätigt. Es bildet zusammen mit dem Projekt P116 das Vorhaben Nr. 57 des Bundesbedarfsplans.

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht TTG-P135
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

TTG-P175
Netzverstärkung und -ausbau zwischen Wilhelmshaven und Conneforde

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TenneT

Startnetz Onshore AC

Weitere Informationen

BBP-Nr: 73

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Niedersachsen und enthält folgende Maßnahmen:

- M385: Netzausbau zwischen Sengwarden und Fedderwarden
- M466: Netzverstärkung zwischen Sengwarden, Sande und Conneforde

Das Projekt befindet sich bereits abschnittsweise in der Planfeststellung und wurde daher in das Startnetz überführt.

Im Zuge des Projekts sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

Maßnahmen des geplanten Projektes

2 Maßnahmen

M385 Sengwarden - Fedderwarden

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Niedersachsen

Ausführung:

Netzausbau	**15 km**
davon Neubau in neuer Trasse	15 km

Geplante Inbetriebnahme: 2027

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen der Maßnahme ist der Neubau einer 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis vom neu zu errichtenden Umspannwerk Sengwarden (Stadt Wilhelmshaven) nach Fedderwarden erforderlich (Netzausbau). In Sengwarden sind darüber hinaus bis zu drei 380/110 kV-Transformatoren aufzustellen. Weiterhin ist das Umspannwerk Fedderwarden zu verstärken (Netzverstärkung).

M466 Sengwarden - Sande - Conneforde

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Niedersachsen

Ausführung:

Netzverstärkung	**36 km**
davon Ersatzneubau	36 km

Geplante Inbetriebnahme: 2029

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen der Maßnahme ist die Ablösung der vorhandenen 220-kV-Leitung von Fedderwarden nach Conneforde durch eine 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis vom neu zu errichtenden Umspannwerk Sengwarden (Stadt Wilhelmshaven) über Sande nach Conneforde geplant (Netzverstärkung). Weiterhin ist das Umspannwerk Conneforde zu verstärken (Netzverstärkung). Ablauf und Umfang des Rückbaus der 220-kV-Leitung ist im Rahmen der detaillierten technischen Analysen sowie in Absprache mit dem nachgelagerten Verteilnetzbetreiber und Kunden sowie in Abhängigkeit der Maßnahmen M810/M811 (siehe P489) zu klären. Darüber

hinaus ist in Sande ein neues 380-kV-Umspannwerk für mehrere Kundenanschlüsse zu errichten und voll in die neue Leitung sowie in die 380-kV-Bestandsleitung einzuschleifen (Netzausbau).

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Aufgrund des stetigen Ausbaus der erneuerbaren Energien in Niedersachsen ist eine zusätzliche Schaltanlage im Raum Wilhelmshaven notwendig. Weiterhin ist Sengwarden als Netzverknüpfungspunkt für den Anschluss von Offshore-Windenergie vorgesehen (NOR-9-2 und NOR-11-2). Darüber hinaus ist Sengwarden als Startpunkt für die HGÜ-Verbindung DC21 vorgesehen.

Vom neuen Umspannwerk Sengwarden sind jeweils neue zweisystemige 380-kV-Leitungen mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A nach Fedderwarden und Conneforde erforderlich, um EE-Einspeisung aus Onshore- und Offshore-Windenergie abzuführen. Die rechtzeitige Realisierung des Umspannwerks Sengwarden sowie der Maßnahmen M385 und M466 ist für den in 2029 und 2031 geplanten Anschluss von jeweils 2 GW Offshore-Windenergie im Rahmen von NOR-9-2 und NOR-11-2 notwendig.

Das zusätzliche Umspannwerk in Sande wird benötigt, um die in diesem Raum umfangreich aufgekommenen Netzanschlussbegehren bedienen zu können.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt wurden. Die Maßnahmen M385 und M466 haben sich zuletzt im NEP 2037/2045 (2023) für das Ergebnisnetz als erforderlich erwiesen. Aufgrund der Überführung in das Startnetz erfolgte im aktuellen NEP keine erneute Überprüfung.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt.

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass die geforderte Stromtragfähigkeit von 4.000 A auf der 220-kV-Ebene für ein engpassfreies Netz nicht erreicht werden kann. Aus diesem Grund müssen die Leitungen in bestehender Trasse als 380-kV-Doppelleitung neu gebaut sowie zwischen Sengwarden und Fedderwarden zusätzlich durch einen 380-kV-Neubau

ergänzt werden.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Bei der Maßnahme M466 handelt es sich um die Verstärkung einer bereits existierenden Leitung. Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Verstärkung dieser bestehenden Verbindung in Betracht gezogen. Bei der Maßnahme M385 handelt es sich um den Lückenschluss zwischen Sengwarden und der 2020 in Betrieb gegangenen 380-kV-Leitung Fedderwarden – Conneforde, deren Kapazität für die erforderliche Übertragungsaufgabe aber nicht ausreicht. Weitere Alternativen sind nicht ersichtlich, da in der Region keine alternative Netzstruktur existiert.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P175 wurde seit dem NEP 2030 (2019) in jedem NEP von der Bundesnetzagentur bestätigt. Es ist als Vorhaben Nr. 73 im Bundesbedarfsplan enthalten.

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht TTG-P175
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

TTG-P211
Netzverstärkung zwischen Gießen/Nord und Karben

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TenneT

Startnetz Onshore AC

Weitere Informationen

BBP-Nr: 65

Projektbeschreibung

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

- M434: Gießen/Nord – Karben

Für das Umbeseilungsprojekt ist keine Planfeststellung erforderlich. Aktuell werden Unterlagen zur Einholung von Einzelgenehmigungen für die Umbeseilung erstellt. Daher wurde das Projekt in das Startnetz überführt.

Im Zuge des Projektes sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M434 Gießen/Nord - Karben

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Hessen

Ausführung:

Netzverstärkung	**51 km**
davon Zu-/Umbeseilung	51 km

Geplante Inbetriebnahme: 2029

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen der Maßnahme ist die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung zwischen Gießen/Nord und Karben auf eine Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis vorgesehen (Netzverstärkung). Eine HTL- Umbeseilung ist – vorbehaltlich der Genehmigungsfähigkeit – möglich. Darüber hinaus sind die Schaltanlagen in Gießen/Nord und Karben zu verstärken (Netzverstärkung).

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.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt wurden. Die Maßnahme M434 hat sich zuletzt im NEP 2037/2045 (2023) für das Ergebnisnetz als erforderlich erwiesen. Aufgrund der Überführung in das Startnetz erfolgte im aktuellen NEP keine erneute Überprüfung.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt.

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass durch WAFB die geforderte Stromtragfähigkeit von 4.000 A pro Stromkreis nicht erreicht werden kann. Durch den Einsatz von HTL ist es dagegen – vorbehaltlich der Genehmigungsfähigkeit – grundsätzlich möglich, die Freileitung mit 4.000 A zu betreiben.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Weitere alternative Einzelmaßnahmen 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. Andere bereits existierende Leitungen, mit denen sich die Übertragungsaufgabe sinnvoll erfüllen ließe, gibt es in der Region nicht.

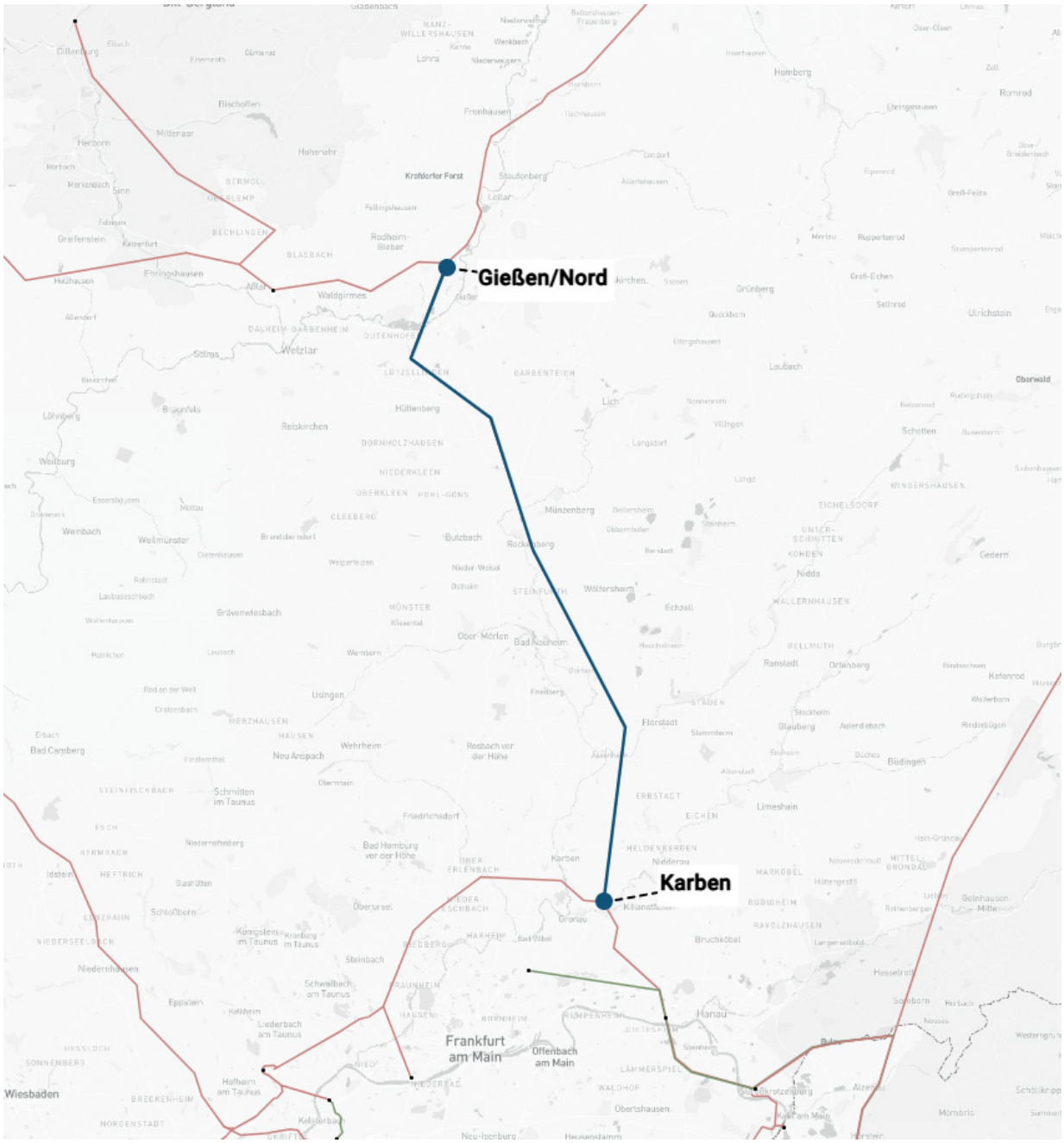
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P211 wurde seit dem NEP 2030 (2019) in jedem NEP von der Bundesnetzagentur bestätigt. Es bildet zusammen mit dem Projekt P133 das Vorhaben Nr. 65 des Bundesbedarfsplans.

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht TTG-P211
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

TTG-P212
Netzverstärkung zwischen Landesbergen und Borken

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TenneT

Startnetz Onshore AC

Weitere Informationen

BBP-Nr: 88

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen und Hessen und beinhaltet folgende Maßnahmen:

- M797 Landesbergen – Emmerthal
- M435 Emmerthal – Marienmünster – Würgassen
- M472: Würgassen – Sandershausen – Bergshausen
- M473: Bergshausen – Borken

Für das Umbeseilungsprojekt ist keine Planfeststellung erforderlich. Aktuell werden die Einzelgenehmigungen für die Umbeseilung der ersten Abschnitte eingeholt. Daher wurde das Projekt in das Startnetz überführt.

Im Zuge des Projektes sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

Dieses Projekt steht in Zusammenhang mit den Maßnahmen P343 M993 UW-Volleinschleifung Marienmünster und P343 M994 UW-Volleinschleifung Sandershausen.

Maßnahmen des geplanten Projektes

4 Maßnahmen

M435 Emmerthal - Marienmünster - Würgassen

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Niedersachsen Nordrhein-Westfalen

Ausführung:

Netzverstärkung	**57 km**
davon Zu-/Umbeseilung	57 km

Geplante Inbetriebnahme: 2028

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung von Grohnde über Marienmünster nach Würgassen auf eine Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis mittels HTL-Umbeseilung vorgesehen (Netzverstärkung). Darüber hinaus ist die 380-kV-Schaltanlage in Würgassen zu verstärken sowie in Emmerthal als Ersatz für die bestehende Schaltanlage Grohnde und in Marienmünster als Ersatz für die bestehende Schaltanlage Vörden je eine 380-kV-Schaltanlage neu zu errichten (Netzverstärkung). Die Schaltanlage Marienmünster ist infolge einer wesentlichen Zunahme von installierter Erzeugungs- und Verbraucherleistung für eine (betrieblich) sichere Anbindung dieser Leistung voll einzuschleifen.

M472 Würgassen - Sandershausen - Bergshausen

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Hessen Nordrhein-Westfalen

Ausführung:

Netzverstärkung	**57 km**
davon Zu-/Umbeseilung	57 km

Geplante Inbetriebnahme: 2030

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung von Würgassen über Sandershausen nach Bergshausen auf eine Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis mittels HTL-Umbeseilung vorgesehen (Netzverstärkung). Darüber hinaus sind die 380-kV-Schaltanlagen in Würgassen und Bergshausen zu verstärken, wobei für den Standort Bergshausen aktuell noch in Prüfung befindlich ist ob am bestehenden Standort erweitert werden kann oder ein Ersatzneubau der Schaltanlage erfolgen muss. In Sandershausen (Gemeinde Niestetal) ist als Ersatz für die bestehende Schaltanlage Sandershausen/Ost eine 380-kV-Schaltanlage neu zu errichten (Netzverstärkung). Die Schaltanlage Sandershausen ist in dem Zuge in die Leitungen Würgassen - Bergshausen sowie Hardegsen - Mecklar (siehe TTG-006; NEP 2037/2045 (2023)) voll einzuschleifen. Darüber hinaus sind in Sandershausen zwei 380/110-kV-Transformatoren aufzustellen.

M473 Bergshausen - Borken

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Hessen

Ausführung:

Netzverstärkung	**30 km**
davon Zu-/Umbeseilung	30 km

Geplante Inbetriebnahme: 2027

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung zwischen Bergshausen und Borken auf eine Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis mittels HTL-Umbeseilung vorgesehen (Netzverstärkung). Darüber hinaus sind die 380-kV-Schaltanlagen in Bergshausen und Borken zu verstärken (Netzverstärkung).

M797 Landesbergen - Emmerthal

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Niedersachsen

Ausführung:

Netzverstärkung	**73 km**
davon Zu-/Umbeseilung	73 km

Geplante Inbetriebnahme: 2030

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung von Landesbergen nach Grohnde auf eine Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis mittels HTL-Umbeseilung vorgesehen (Netzverstärkung). Darüber hinaus ist die 380-kV-Schaltanlage in Landesbergen zu verstärken sowie in Emmerthal als Ersatz für die bestehende Schaltanlage Grohnde eine 380-kV-Schaltanlage neu zu errichten (Netzverstärkung).

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Region nördlich von Hannover ist bereits heute geprägt durch hohe Einspeisung aus erneuerbaren Energien. Der Zubau der erneuerbaren Energien wird gemäß den Szenarien perspektivisch weiter zunehmen. Des Weiteren handelt es sich bei den Leitungen um einen wichtigen Nord–Süd-Transportkanal.

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 bei Ausfall eines Stromkreises zu Überlastungen auf den Parallelstromkreisen. Je weiter der Ausbau erneuerbarer Energien voranschreitet, desto größer wird der entlastende Effekt durch die HTL-Umbeseilung auf den Leitungen zwischen Landesbergen, Grohnde, Marienmünster, Würgassen, Sandershausen, Bergshausen und Borken. Deshalb muss die Stromtragfähigkeit der Leitungen erhöht werden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt wurden. Die Maßnahmen M435, M472, M473 und M797 haben sich zuletzt im NEP 2037/2045 (2023) für das Ergebnisnetz als erforderlich erwiesen. Aufgrund der Überführung in das Startnetz erfolgte im aktuellen NEP keine erneute Überprüfung.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt.

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass WAFB nicht ausreichend ist, um die erforderliche Stromtragfähigkeit von 4.000 A zu erreichen. Eine HTL-Umbeseilung ist dagegen grundsätzlich möglich.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Anderweitige Planungsmöglichkeiten wurden nicht untersucht, da es sich bei der Verbindung um eine bereits existierende Leitung handelt. Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Ertüchtigung dieser bestehenden Verbindung in Betracht gezogen, die mittels HTL-Umbeseilung erreicht werden kann. Andere sinnvolle Netzverknüpfungspunkte oder Alternativen bestehen in der Region nicht.

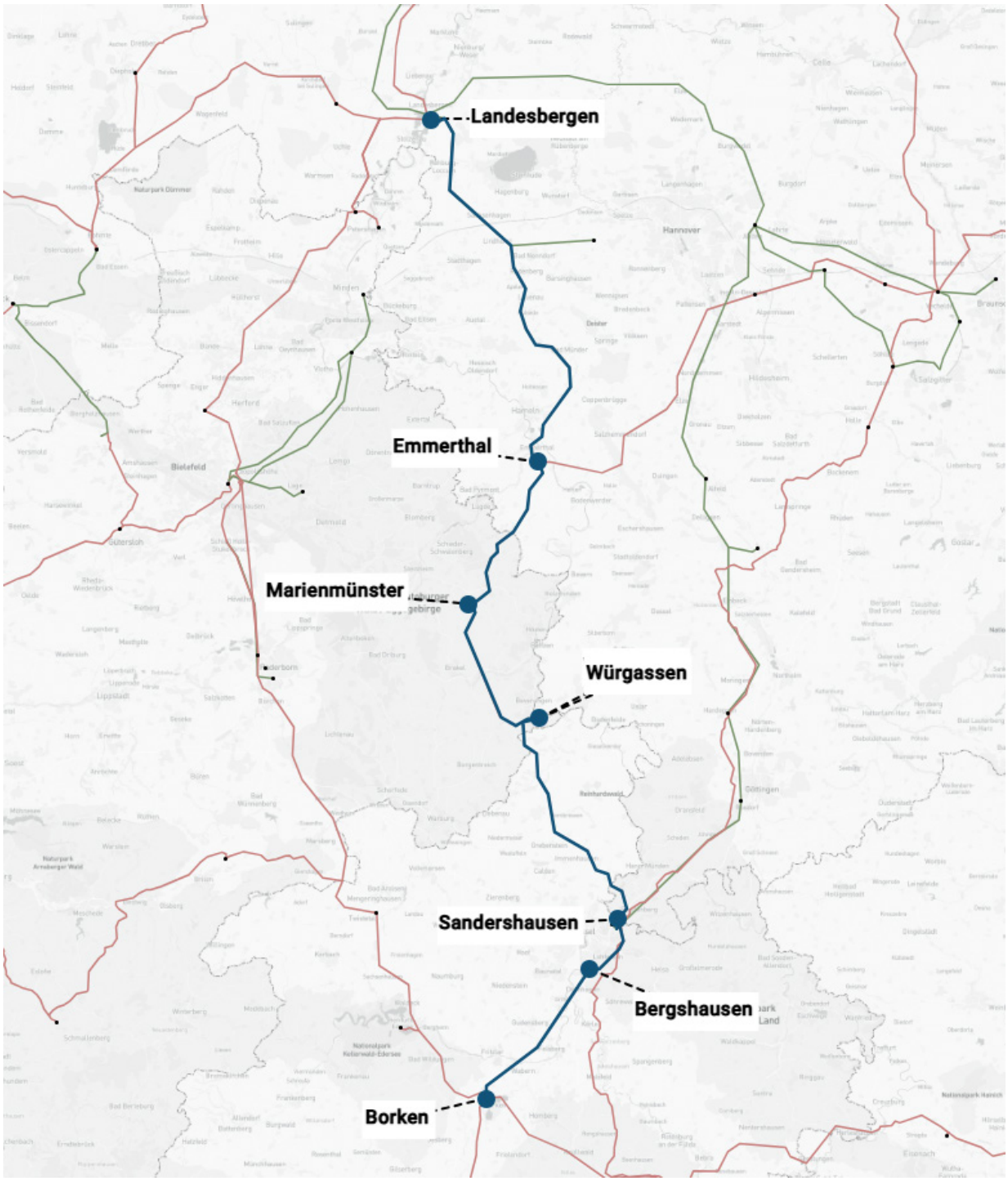
Bisherige Bestätigung des Projekts

Teile des Projektes wurden erstmals als P212 Grohnde – Würgassen im NEP 2015 sowie als P236 Würgassen – Bergshausen – Borken im NEP 2030 (2017) ausgewiesen. Die Maßnahmen wurden im NEP 2035 (2021) in einem Projekt gebündelt und um eine zusätzliche Maßnahme ergänzt. Das vier Maßnahmen umfassende Projekt P212 wurde seit dem NEP 2035 (2021) in jedem NEP von der Bundesnetzagentur bestätigt. Das Projekt ist als Vorhaben Nr. 88 im Bundesbedarfsplan enthalten.

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht TTG-P212
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

TTG-P222
Oberbachern - Ottenhofen
Netzverstärkung zwischen Oberbachern und Ottenhofen

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TenneT

Startnetz Onshore AC

Weitere Informationen

BBP-Nr: 47

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Bayerns von Ottenhofen nach Oberbachern und enthält folgende Maßnahme:

- M461: Oberbachern – Ottenhofen

Das Projekt befindet sich bereits in der Planfeststellung und wurde insofern in das Startnetz überführt.

Im Zuge des Projekts sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

Weitere Infos zum Projekt

https://www.tennet.eu/de/projekte/oberbachern-ottenhofen

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M461 Oberbachern - Ottenhofen

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Bayern

Ausführung:

Netzverstärkung	**47 km**
davon Ersatzneubau	47 km

Geplante Inbetriebnahme: 2029

Beschreibung der Maßnahme

Die Stromtragfähigkeit der beiden vorhandenen 380-kV-Stromkreise zwischen Oberbachern und Ottenhofen muss auf jeweils 4.000 A erhöht werden. Hierfür ist der Neubau einer 380-kV-Doppelleitung in bestehender Trasse erforderlich, auf der in weiten Teilen zwei bestehende 220-kV- und darüber hinaus teilweise auch zwei 110-kV-Stromkreise mitgeführt werden (Netzverstärkung). Weiterhin müssen die betroffenen 380-kV-Schaltanlagen in Ottenhofen und Oberbachern verstärkt werden (Netzverstärkung).

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Das Projekt ist direkt verknüpft mit dem südlichen Netzverknüpfungspunkt Isar der DC-Verbindungen DC5 und DC20. Ein Teil der zum DC-Verknüpfungspunkt Isar zu transportierende Leistung – im Wesentlichen Strom aus Onshore-Windenergie aus dem mittel- und norddeutschen Raum sowie Offshore-Windenergie aus der Ostsee – 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.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt wurden. Die Maßnahme M461 hat sich zuletzt im NEP 2037/2045 (2023) für das Ergebnisnetz als erforderlich erwiesen. Aufgrund der Überführung in das Startnetz erfolgte im aktuellen NEP keine erneute Überprüfung.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt.

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass die geforderte Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis mit den vorhandenen 380-kV-Stromkreisen trotz WAFB nicht erreicht werden kann. Eine Umbeseilung mit HTL ist aus technischen Gründen nicht möglich. Daher ist ein Ersatzneubau erforderlich.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Weitere alternative Einzelmaßnahmen 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. Alternative Verbindungen von Isar in westlicher Richtung bestehen nicht.

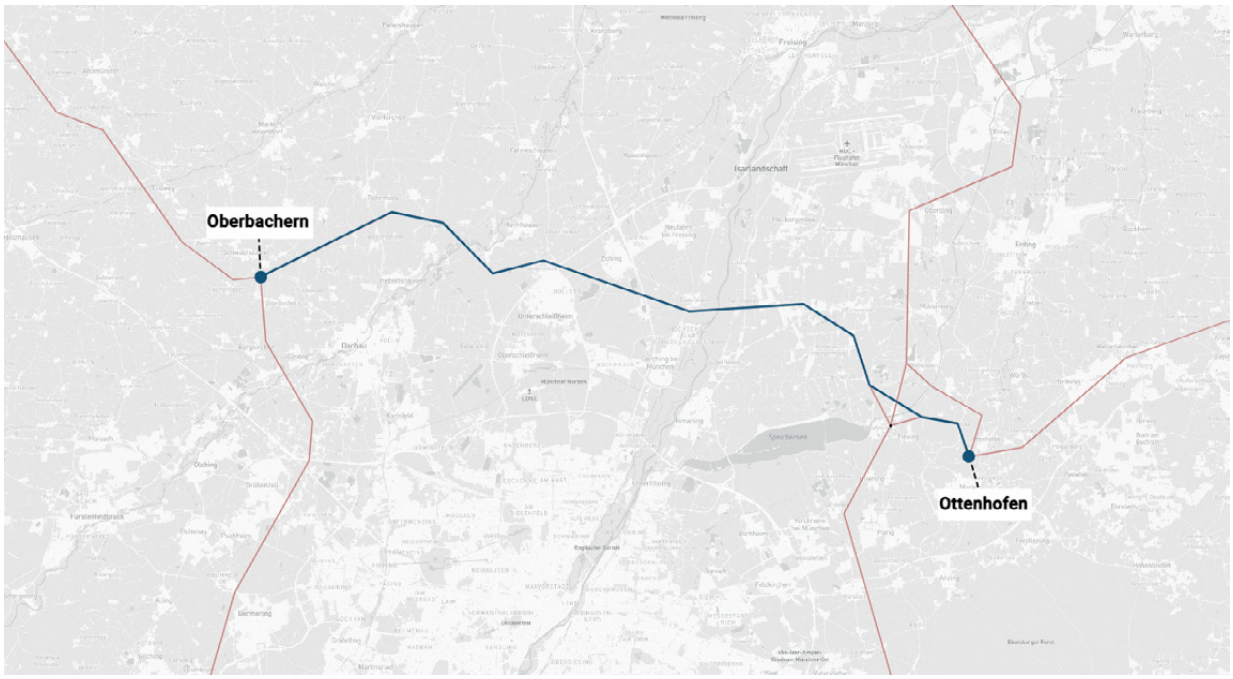
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P222 wurde seit dem NEP 2030 (2017) in jedem NEP von der Bundesnetzagentur bestätigt. Es ist als Vorhaben Nr. 47 im Bundesbedarfsplan enthalten.

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht TTG-P222
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

TTG-P225
Isar - Altheim
Netzverstärkung zwischen Altheim und Isar mit Kreuzung Adlkofen

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TenneT

Startnetz Onshore AC

Weitere Informationen

BBP-Nr: 77

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Bayerns zwischen Altheim und Isar und enthält folgende Maßnahme:

- M464a: Altheim – Isar mit Kreuzung Adlkofen

Das Projekt ist ein Drehstrom-Pilotprojekt mit der Möglichkeit zur Teil-Erdverkabelung nach § 4 Bundesbedarfsplangesetz. Es befindet sich bereits in der Planfeststellung und wurde daher in das Startnetz überführt.

Im Zuge des Projekts sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

Weitere Infos zum Projekt

https://www.tennet.eu/de/projekte/isar-altheim

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M464a Altheim - Isar mit Kreuzung Adlkofen

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Bayern

Ausführung:

Netzausbau	**8 km**
davon Neubau in neuer Trasse	8 km
Netzverstärkung	**2 km**
davon Parallelneubau	2 km

Geplante Inbetriebnahme: 2029

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Errichtung drei neuer 380-kV-Stromkreise zwischen Altheim und Isar mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A in neuer Trasse vorgesehen (Netzausbau). Hierzu sind die 380-kV-Schaltanlagen Altheim und Isar zu verstärken (Netzverstärkung). Zusätzlich ist eine Neuanordnung der Stromkreise im Kreuzungspunkt Adlkofen erforderlich. Hierzu ist auf rund 2 km zwischen Mast 121 und 125 der Bestandsleitung Isar – Ottenhofen ein Parallelneubau zur bestehenden Leitung erforderlich, um die insgesamt fünf Stromkreise aufnehmen zu können.

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Aufgrund des Anstiegs der Einspeisung erneuerbarer Energien, hohen Lasten in Bayern und eines erhöhten Energieaustauschs zwischen Deutschland und Österreich besteht ein größerer Übertragungsbedarf zwischen Isar, Altheim und Ottenhofen. Die Maßnahme steht in Zusammenhang mit dem Projekt DC20 (HGÜ-Verbindung Suchraum Klein Rogahn – Isar).

Netzplanerische Begründung

Die Übertragungskapazität inklusive der geplanten Netzstruktur zwischen Isar, Altheim, Ottenhofen und St. Peter (Österreich) ist nicht mehr ausreichend, um die (n-1)-Sicherheit im diesem Bereich zu gewährleisten.

Das Projekt ist verknüpft mit dem südlichen Netzverknüpfungspunkt Isar der DC-Verbindung DC20. Ein Teil der zum DC-Verknüpfungspunkt Isar zu transportierende Leistung ist über das Umspannwerk Altheim nach Ottenhofen zu führen. Die Neuanordnung der Stromkreise im Kreuzungspunkt Adlkofen ist erforderlich, um die stark unsymmetrischen Aus- bzw. Überlastungen der Stromkreise und die Ringflüsse zwischen Isar, Altheim, Ottenhofen und St. Peter zu vermeiden. Ohne diese Maßnahme kommt es bei Ausfall eines Stromkreises in der Region zu verschiedenen Überlastungen auf den anderen Stromkreisen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt wurden. Die Maßnahme M464a hat sich zuletzt im NEP 2037/2045 (2023) für das Ergebnisnetz als erforderlich erwiesen. Aufgrund der Überführung in das Startnetz erfolgte im aktuellen NEP keine erneute Überprüfung.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt.

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass die Stromtragfähigkeit der überlasteten Leitungen auch mit WAFB nicht ausreichend ist. Alternative Verstärkungen, die alle auftretenden Engpässe beseitigen, sind nicht möglich.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Als Alternative zur Maßnahme M464a wurden für DC20 alternative Endpunkte in Bayern (Pleinting, Ottenhofen, Oberbachern) untersucht. Diese Alternativen wurden jedoch verworfen, da sie zu einer Verlängerung von DC20 führen und ihrerseits wiederum regionale Netzengpässe und damit zusätzliche Netzverstärkungsmaßnahmen verursachen würden.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P225 wurde im NEP 2030 (2019) im Zuge der Alternativendiskussion von P44 und DC20 sowie in jedem darauffolgenden NEP von der Bundesnetzagentur bestätigt. Es ist als Vorhaben Nr. 77 im Bundesbedarfsplan enthalten.

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht TTG-P225
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

TTG-P227
Netzausbau zwischen Lübeck/West und Sahms

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TenneT

Startnetz **Onshore** **AC**

Weitere Informationen

BBP-Nr: 84

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Schleswig-Holstein sowie von Schleswig-Holstein nach Süden und enthält die folgende Maßnahme:

- M468: Lübeck/West – Sahms

Das Projekt befindet sich bereits in der Planfeststellung und wurde insofern in das Startnetz überführt. Es steht im Zusammenhang mit den Projekten P84, P113 und P223, die in der neuen 380-kV-Schaltanlage in Sahms im Kreis Herzogtum Lauenburg mit einander verknüpft werden sollen.

Im Zuge des Projektes sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M468a Lübeck/West - Sahms

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Schleswig-Holstein

Ausführung:

Netzausbau	**52 km**
davon Neubau in neuer Trasse	52 km
Geplante Inbetriebnahme:	2029

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Errichtung einer neuen zweisystemigen 380-kV-Leitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A zwischen dem Umspannwerk Lübeck/West und dem neu zu errichtenden 380-kV-Umspannwerk in Sahms im Kreis Herzogtum Lauenburg vorgesehen (Netzausbau). Hierzu ist die im Rahmen von TTG-P72 zu errichtende 380-kV-Schaltanlage Lübeck/West zu verstärken sowie das Umspannwerk in Sahms mit vier 380/110-kV-Transformatoren neu zu errichten (Netzausbau).

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Schleswig-Holstein ist geprägt durch hohe Einspeisung aus Onshore- und Offshore-Windenergie. Die Einspeisung aus Windenergie übersteigt bereits heute die regionale Last zu weiten Teilen des Jahres, sodass in erheblichem Umfang Einspeisemanagement-Maßnahmen erforderlich sind. Der Zubau an Windenergie wird gemäß den Szenarien weiter ansteigen.

Netzplanerische Begründung

Aufgrund des prognostizierten starken Anstiegs erneuerbarer Energien, insbesondere Windenergie, in der Mitte sowie im Osten Schleswig-Holsteins ist die bestehende und die bereits geplante 380-kV-Netzstruktur nicht mehr ausreichend, um die Energie abtransportieren zu können. Mit der Ertüchtigung der Mittelachse wird die Übertragungskapazität von Dänemark und Schleswig-Holstein nach Niedersachsen zur Abführung von EEG-Einspeiseleistung erhöht. Außerdem wird die Kuppelkapazität zu Dänemark erhöht.

Entlang der Mittelachse und im Großraum Hamburg ist die 380-kV-Netzstruktur ohne die hier aufgeführte Maßnahme nicht mehr (n-1)-sicher, um die Energie in Richtung Süden abtransportieren zu können. Durch das Projekt P227 werden die Stromflüsse auf den Nord-Süd-Transportachsen vergleichmäßigt und ein zusätzlicher Korridor von Schleswig-Holstein geschaffen, um die Energie Richtung Niedersachsen sowie teilweise Mecklenburg-Vorpommern transportieren zu können.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt wurden. Die Maßnahme M468 hat sich zuletzt im NEP 2037/2045 (2023) für das Ergebnisnetz als erforderlich erwiesen. Aufgrund der Überführung in das Startnetz erfolgte im aktuellen NEP keine erneute Überprüfung.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt.

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass auf den bestehenden Leitungen im Großraum Hamburg trotz WAFB und den bereits angenommenen Ertüchtigungen und Optimierungen (PST in Hamburg/Ost und entlang der Leitung Wilster/West – Stade/West) die (n-1)-Sicherheit nicht gewährleistet werden kann. Daher ist der Neubau einer 380-kV-Doppelleitung zwischen Lübeck/West und Sahms erforderlich.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Als Alternative zur Maßnahme M468 wurde sowohl im NEP 2030 (2017) als auch im aktuellen NEP 2035 (2021) der Neubau von HGÜ-Verbindungen untersucht. Im NEP 2030 (2017) wurde die im Rahmen von TTG-P72 neu zu errichtende Schaltanlage Ulzburg (Kreis Segeberg) als alternativer nördlicher Netzverknüpfungspunkt einer DC-Verbindung in Richtung Süden sowie gleichzeitig als Netzverknüpfungspunkt für den Anschluss von Offshore-Windenergie identifiziert. Dieser Standort liegt jedoch weit von der Küste entfernt. Darüber hinaus würde eine HGÜ-Verbindung ab Kreis Segeberg den Großraum Hamburg entweder queren oder weiträumig umgehen müssen. Aus diesen Gründen wurde die Alternative verworfen.

Im NEP 2035 (2021) wurde als Alternative für den großräumigen Nord-Süd-Transport von Schleswig-Holstein in Richtung Süden der Zubau einer zusätzlichen HGÜ-Verbindung von Heide/West nach Altbach in Baden-Württemberg untersucht. Diese Verbindung hätte im Vergleich zu M468 einen leicht besseren Effekt auf das Gesamtsystem, wäre allerdings etwa zehnmal so lang und zwanzig Mal so teuer. Darüber hinaus würde eine zusätzliche HGÜ-Verbindung zum Teil die lokalen Engpässe im Großraum Hamburg verstärken. Die Alternative wurde insofern verworfen.

Eine dritte Alternative stellt der Neubau einer 380-kV-Doppelleitung von Lübeck/West nach Görries/West bzw. Klein Rogahn (50Hertz) dar. Dies wäre ebenfalls ein Neubau in neuer Trasse mit vergleichbarer Länge wie M468. Allerdings haben Vergleichsrechnungen gezeigt, dass diese Verbindung die entstehenden Engpässe etwas weniger effizient lösen kann. Sie wurde daher ebenfalls verworfen.

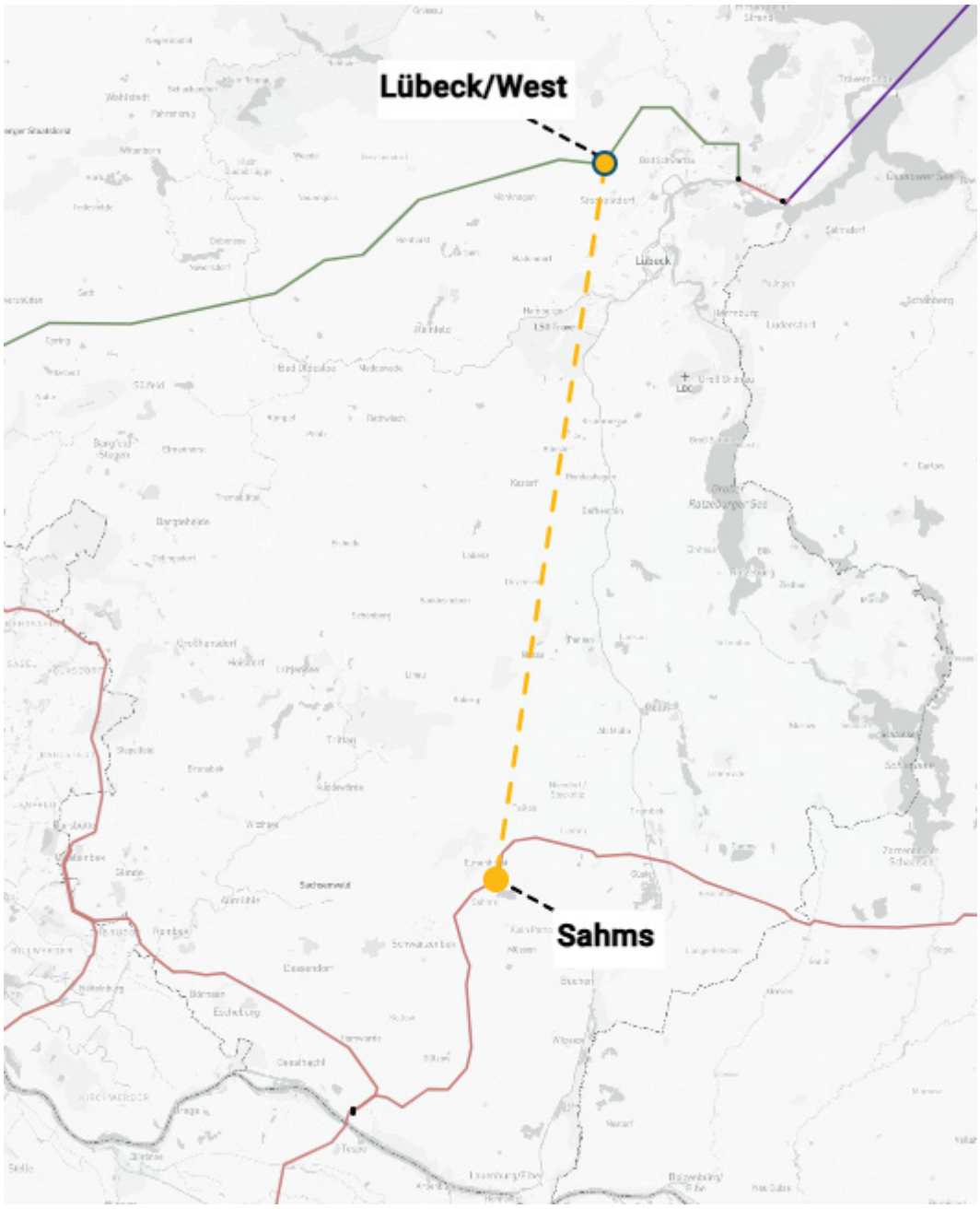
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P227 wurde im NEP 2035 (2021) sowie im NEP 2037/2045 (2023) von der Bundesnetzagentur bestätigt. Es ist als Vorhaben Nr. 84 im Bundesbedarfsplan enthalten.

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht TTG-P227
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

TTG-P228
Industrieleitung Salzgitter
Netzverstärkung zwischen Liedingen und Bleckenstedt/Süd

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TenneT

Startnetz Onshore AC

Weitere Informationen

BBP-Nr: 59

Projektbeschreibung

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

- M800 Liedingen - Bleckenstedt/Süd (Industrieleitung Salzgitter)

Das Projekt steht im Zusammenhang mit P33 M24b sowie mit P228. Die Maßnahme TTG-P228 M800 befindet sich bereits im Bau und wurde insofern in das Startnetz überführt.

Im Zuge des Projekts sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M800 Liedingen - Bleckenstedt/Süd

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Niedersachsen

Ausführung:

Netzverstärkung	**12 km**
davon Ersatzneubau	12 km

Geplante Inbetriebnahme: 2026

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen der Maßnahme ist zusammen mit M799 Mehrum/Nord – Liedingen und P33 M24b Helmstedt – Bleckenstedt/Süd die Ablösung der vorhandenen 220-kV-Leitung in der Region von Mehrum über Hallendorf und Gleidingen nach Wahle durch eine neue 380-kV-Leitung mit zwei Stromkreisen mit einer Stromtragfähigkeit von je 4.000 A von Liedingen an der Kreuzung mit der Leitung Wahle - Lamspringe nach Bleckenstedt/Süd vorgesehen (Netzverstärkung). Hierzu sind die bestehenden 220-kV-Umspannwerke Gleidingen und Hallendorf durch ein 380-kV-Umspannwerk in Bleckenstedt/Süd (Stadt Salzgitter) mit vier 380-kV-Leitungsschaltfeldern zum Anschluss für Salzgitter Flachstahl GmbH sowie drei 380/110-kV-Transformatoren zum Verteilnetzbetreiber Avacon abzulösen. Weiterhin ist in Liedingen (Gemeinde Vechelde) am Kreuzungspunkt von M800 mit der 380-kV-Leitung Wahle – Lamspringe (TTG-006) eine neue 380-kV-Schaltanlage zu errichten (Netzausbau).

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Niedersachsen ist bereits heute geprägt durch hohe Einspeisung aus On- und Offshore-Windenergie. Der Zubau der erneuerbaren Energien wird gemäß den Szenarien perspektivisch weiter zunehmen. Des Weiteren müssen in der Region hohe Leistungen aus Norden und Osten abgeführt werden.

Netzplanerische Begründung

In der Region um Landesbergen und Mehrum/Wahle treten neben einer hohen Einspeisung aus Windenergie onshore hohe Leistungsflüsse sowohl in Ost-West- als auch in Nord-Süd-Richtung auf. Dadurch kommt es bei Ausfall eines Stromkreises in der Region zu verschiedenen Überlastungen auf den bestehenden Leitungen. Durch die Ablösung der bestehenden 220-kV-Leitung durch eine 380-kV-Leitung können diese Engpässe effektiv behoben und ein (n-1)-sicherer Betrieb sichergestellt werden. Weiterhin sollen die aktuell mit 220 kV betriebenen Umspannwerke Lahe und Lehrte mit dieser Leitung versorgt werden. Damit wird die Energieversorgung des Großraums Hannover langfristig sichergestellt.

Bei Ausfall eines bereits nach Projekt P33 Maßnahme M24a (siehe 50HzT-P33 und TTG-P33) verstärkten 380-kV-Stromkreises von Wolmirstedt nach Helmstedt/Ost und weiter bis Wahle wird der verbleibende Parallelstromkreis unzulässig hoch belastet. Diese Situation kann durch die Maßnahmen M799 und M800 in Zusammenhang mit P33 M24b vermieden werden.

Die Maßnahme M800 mit dem Umspannwerk Bleckenstedt/Süd (Stadt Salzgitter) sowie der Schaltanlage in Liedingen (Gemeinde Vechelde) am Kreuzungspunkt mit der 380-kV-Leitung Wahle – Lamspringe wird benötigt, um den ansteigenden Lastbedarf durch den Ausbau regionaler Stahl- und Batterieproduktion im Raum Salzgitter decken zu können. Hierfür ist die Maßnahme M800 inklusive beider Anlagen als „Industrieleitung Salzgitter" in Bezug auf Genehmigung und Realisierung gegenüber P228 M469a und M799 zeitlich vorzuziehen.

Die Projekte P33 und P228 dienen gemeinsam der Abführung von Einspeisung aus dem Norden sowie aus dem Osten Deutschlands. Damit wird eine wichtige Transitquerspange in Bestandstrassen geschaffen, die gleichzeitig der langfristigen Versorgung der Großräume Hannover und Braunschweig sowie dem Anschluss der Industriekunden im Raum Salzgitter dient.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt wurden. Die Maßnahme M800 hat sich zuletzt im NEP 2037/2045 (2023) für das Ergebnisnetz als erforderlich erwiesen. Aufgrund der Überführung in das Startnetz erfolgte im aktuellen NEP keine erneute Überprüfung.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt.

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass weder durch den Einsatz von WAFB noch durch HTL-Umbeseilung die erforderliche Stromtragfähigkeit von 4.000 A auf den überlasteten 220-kV-Leitungen erreicht werden kann. Daher ist ein 380-kV-Ersatzneubau erforderlich.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Als planerische Alternative zu M800 wäre die Nutzung der bestehenden 220-kV-Leitung denkbar. Dies würde allerdings zu dauerhaften Überlastungen führen, da die erforderliche Stromtragfähigkeit nicht erreicht wird. Andere bereits existierende Leitungen, mit denen sich

die Übertragungsaufgabe sinnvoll erfüllen ließe, gibt es in der Region nicht.

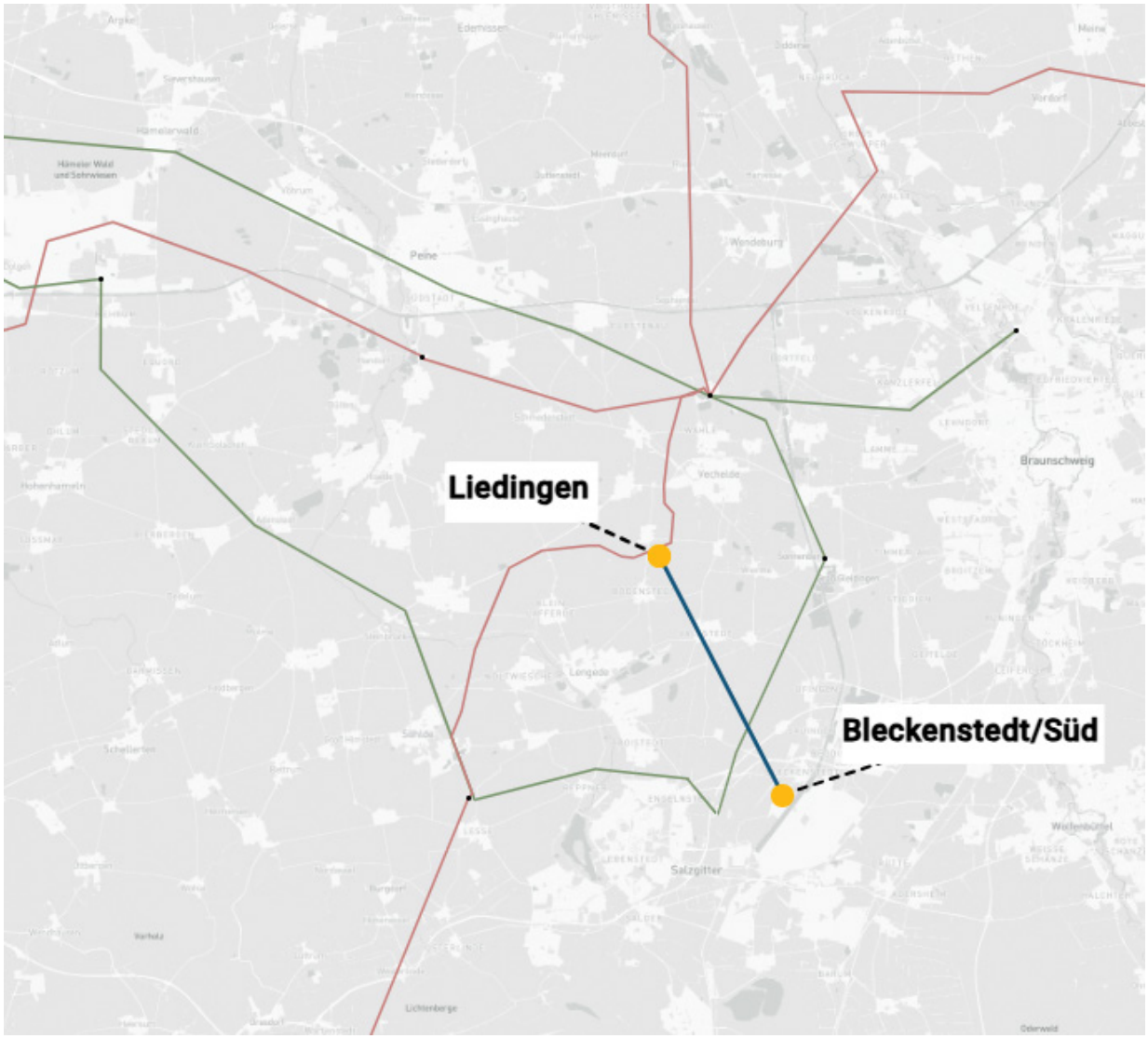
Bisherige Bestätigung des Projekts

Die Maßnahme TTG-P228 M800 wurde zuletzt im NEP 2035 (2021) von der BNetzA bestätigt. Es ist gemeinsam mit P228 M469a und M799 als Vorhaben Nr. 59 im Bundesbedarfsplan enthalten.

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht TTG-P228
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

TTG-P365
Pilotanlage Netzbooster TenneT
Netzbooster TenneT

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TenneT

Startnetz Onshore AC

Projektbeschreibung

Im Rahmen des Projektes P365 ist die Errichtung der Pilotanlagen des Netzboosters in Audorf/Süd und Ottenhofen geplant.

Die Netzbooster-Pilotanlagen dienen der Erprobung des innovativen Konzepts zur Höherauslastung des Übertragungsnetzes. Das Konzept des Netzboosters sieht dazu eine kurative Netzbetriebsführung vor: Bei Ausfällen sollen mit einer gezielten und aufeinander abgestimmten Leistungseinbringung und -entnahme Überlastungen vermieden bzw. in sehr kurzer Zeit auf zulässige Werte reduziert werden. Dadurch können die Leitungsauslastung im ungestörten Betriebszustand erhöht sowie die bestehenden Übertragungskapazitäten des Höchstspannungsnetzes besser ausgeschöpft und dabei präventiver Redispatch gespart werden. Es wird keine Primärreserveleistung, Erzeugungs- oder Lastabwurf aktiviert. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme vorgesehen:

- M583: 100 MW Netzbooster-Anlagen an den Standorten Audorf/Süd und Ottenhofen

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M583 Netzbooster Pilotanlage Audorf/Süd - Ottenhofen

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Bayern Schleswig-Holstein

Geplante Inbetriebnahme: 2027

Beschreibung der Maßnahme

Die geplanten Netzbooster-Anlagen sollen auf eine Vielzahl von Enpässen (flächendeckend) wirken. Es sollen daher an den Standorten Audorf/Süd und Ottenhofen aufeinander abgestimmte Netzbooster-Einheiten in einer Größenordnung von jeweils 100 MW errichtet und in die bestehenden Schaltanlagen eingebunden werden. Hierzu sind die Schaltanlagen zu erweitern.

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 sowie an Offshore-Windenergie in der Nordsee ergibt sich ein zusätzlicher Erzeugungsüberschuss in Norddeutschland. Bundesländer in Süddeutschland wie Baden-Württemberg, Bayern und Hessen sind hingegen nach dem Ausstieg aus der Kernenergie in besonderem Maße auf Energietransporte aus anderen Regionen angewiesen und müssen 2035 knapp 40% ihres Jahresenergieverbrauchs importieren. Dadurch ergibt sich in vielen Situationen ein Nord-Süd Transit in Deutschland, der insbesondere im Hinblick auf Verzögerungen bei Leitungsbauprojekten zu Engpässen führen wird. Das Innovationspotenzial in Form eines koordinierten Einsatzes von Netzboostern kann einen wesentlichen Beitrag zur Reduzierung von Engpässen liefern.

Zur Hebung dieses Innovationspotenzials wird folgende Roadmap vorgeschlagen:

- Errichtung der Pilotanlagen und Sammlung von Betriebserfahrungen. Zu den adressierten Themenbereichen gehören
  - der Einsatz neuer Technologien,
  - die Einbindung in das Netzleitsystem,
  - die Einbindung in die Schutzkonzepte,
  - die Ausarbeitung und Implementierung eines Betriebsführungskonzepts,
  - die Ausarbeitung und Implementierung eines Ablösekonzepts,
  - die Ausarbeitung und Implementierung eines Rückführkonzepts,
  - die Gewährleistung des Umwelt-, Arbeits- und Brandschutzes,
  - die Analyse der Anlagenzuverlässigkeit und
  - die über ÜNB koordinierte Zusammenwirkung mehrerer Netzbooster-Anlagen.

- Entwicklung eines koordinierten Betriebsführungskonzepts, u. A. unter Einbezug der Ergebnisse des Verbundforschungsvorhabens „InnoSys 2030 – Innovationen in der Systemführung bis 2030“
- Überführung des Konzeptes in die operative Netzbetriebsführung
- Entscheidung über die Errichtung von weiteren Netzbooster-Anlagen

Netzplanerische Begründung

Die Übertragungsnetzbetreiber evaluieren kontinuierlich die sich durch neue Technologien ergebenden Chancen und die Möglichkeiten des Einsatzes neuartiger und weiterentwickelter Betriebsmittel. Insbesondere Technologien zur Automatisierung und Höherauslastung der Bestandsnetze sind hierbei im Fokus. Um die hohe Systemsicherheit des deutschen Übertragungsnetzes nicht zu gefährden, ist eine ausreichende Erprobungsphase dabei unabdingbar. In Zukunft soll durch Punktmaßnahmen die Ausnutzung der bestehenden Übertragungskapazität weiter optimiert werden. Ziel ist die Realisierung von neuen kurativen, flächendeckend wirkenden Netzbetriebsmaßnahmen, um bestehende Netzstrukturen besser ausnutzen und damit den Bedarf an zusätzlichen Leitungsmaßnahmen ggf. reduzieren zu können. Konkret werden Teile der bisher immer auf Stromkreisen vorgehaltenen Reserve zur Beherrschung von Ausfällen auf die neu zu errichtenden Punktmaßnahmen transformiert. Diese Maßnahmen müssen für einen sicheren Netzbetrieb zunächst erprobt werden. Dazu bieten sich die Pilotprojekte der Netzbooster-Technologie an den Standorten Audorf/Süd und Ottenhofen an.

Da beim Netzboosterkonzept keine Primärreserveleistung in Anspruch genommen werden soll, müssen durch die Aktivierung einer Netzboosteranlage ausgelöste Einspeiseerhöhungen ebenso wie Einspeisereduzierungen bilanziell ausgeglichen sein. Beispielsweise muss der Einspeiseerhöhung durch die Netzboosteranlage Ottenhofen eine zeitgleiche Einspeisereduzierung im Norden, am Standort Audorf, gegenüberstehen.

Der Standort in den Umspannwerken Audorf/Süd und Ottenhofen ist so gewählt, dass die etwa 100 MW großen Testanlagen einer Vielzahl an Engpässen (flächendeckend) auf den Nord-Süd-Transitachsen entgegenwirken können.

Die geplanten Maßnahmen dienen auch der Vorbereitung eines möglichen zukünftigen noch großflächigeren Einsatzes. Nach erfolgreicher Implementierung und Erprobung des Einsatzkonzepts und des Einsatzmechanismus und gemeinsamer Schnittstellen sollen die beiden Pilotkonzepten von TenneT und TransnetBW (P365 sowie P427) hin zu einem koordinierten Einsatz weiterentwickelt werden – unter Verwendung der Netzbooster-Anlagen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2035 (2021), ausgehend vom

genehmigten Szenariorahmen, vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme M583 hat sich zuletzt im NEP 2035 (2021) für das Ergebnisnetz als erforderlich erwiesen. Aufgrund der Überführung in das Startnetz erfolgte im aktuellen NEP keine erneute Überprüfung.

Darüber hinaus wurden im NEP 2030 (2019) in einem zusätzlichen Szenario B 2025 Ad hoc-Maßnahmen geprüft. Das Projekt hat sich anhand von Redispatch-Analysen im Szenario B 2025 als hilfreich erwiesen. Auch wurde im Rahmen des zweiten Entwurfs des NEP 2035 (2021) eine vollumfängliche Wirtschaftlichkeitsanalyse unter Berücksichtigung der relevanten planerischen Untersuchungen sowie notwendigen Annahmen und Vereinfachungen durchgeführt. Die Netzbooster-Pilotanlagen haben sich anhand von Analysen für die Jahre 2025 bis 2040 erneut als wirtschaftlich erwiesen. Die Pilotanlagen dienen in erster Linie zur Erprobung des Netzbooster-Konzepts. Der Vorteil von Netzboostern wird aufgrund der geringen Rauminanspruchnahme vor allem bei der Akzeptanz im Vergleich zu Stromtrassen liegen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt.

Die Maßnahme M583 dient der Erprobung der Optimierung der bestehenden Infrastruktur.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Die Maßnahmen wurden unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz entwickelt.

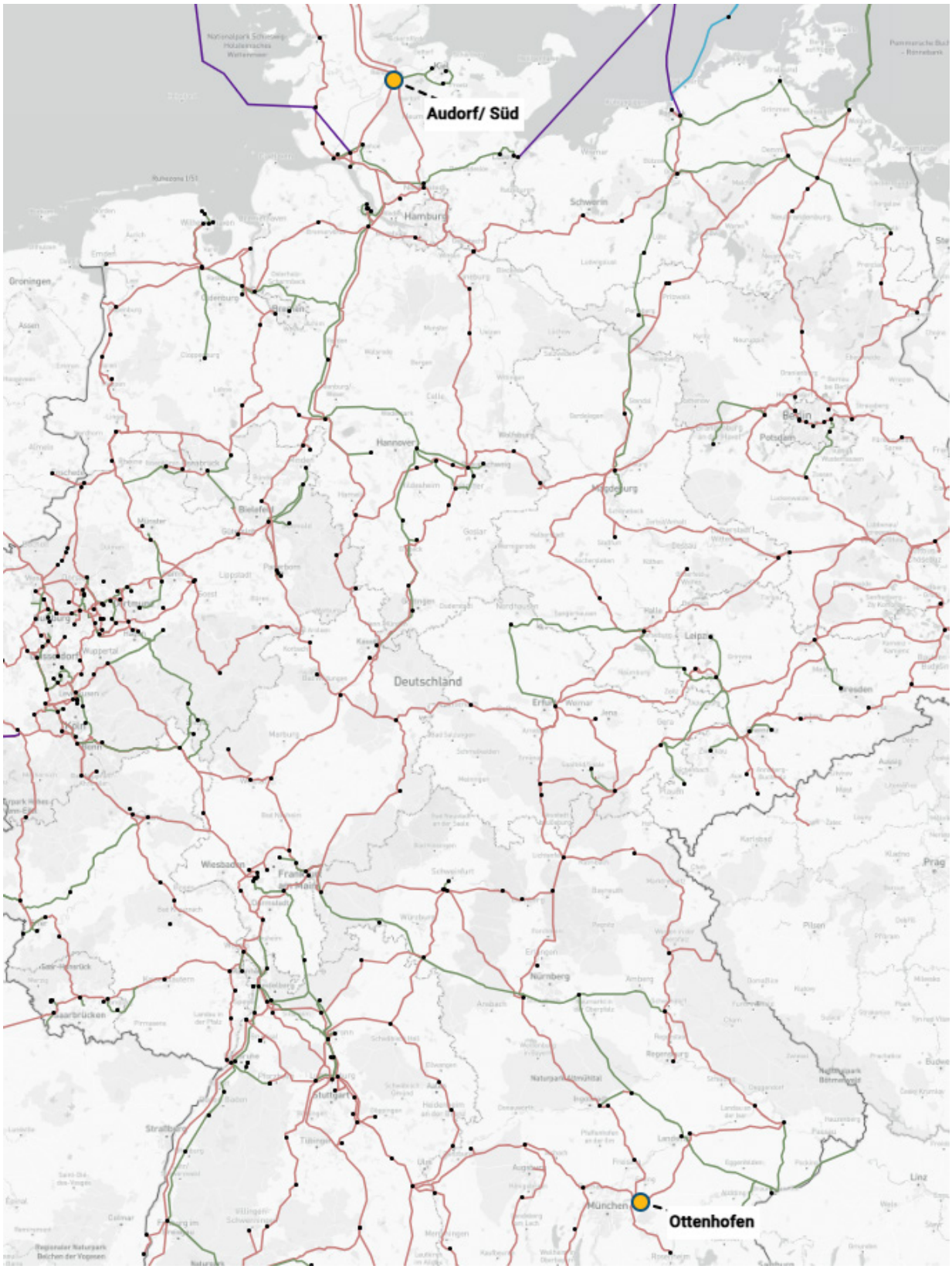
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P365 wurde erstmals im NEP 2030 (2019) identifiziert und im NEP 2030 (2019) sowie im NEP 2035 (2021) von der Bundesnetzagentur bestätigt.

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht TTG-P365
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

TTG-P371
Bestätigte Maßnahmen zur Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in der TenneT-Regelzonex

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TenneT

Startnetz Onshore AC

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit im TenneT-Netzgebiet. Zur Realisierung sind folgende Maßnahmen notwendig:

- M773: Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Bergrheinfeld/West
- M774: Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Großkrotzenburg
- M789: Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Borken
- M791: Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Karben
- M792: Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Mecklar
- M793: Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Dollern
- M794: Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Diele
- M795: Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Conneforde und Conneforde/Ost
- M796: Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Mehrum/Nord

Maßnahmen des geplanten Projektes

9 Maßnahmen

M773 Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Bergrheinfeld/West

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Bayern

Geplante Inbetriebnahme: 2028

Beschreibung der Maßnahme

In der 380-kV-Schaltanlage Bergrheinfeld/West ist der Anschluss der Projekte DC4 und P43 vorgesehen. Auch aufgrund der umliegenden kurz- und mittelfristigen Netzausbaumaßnahmen steigt die Kurzschlussleistung in der Region. In diesem Zusammenhang weisen die 380-kV-Betriebsmittel im Umspannwerk Bergrheinfeld/West keine ausreichende Kurzschlussfestigkeit auf. Daher wird eine Ertüchtigung der 380-kV-Geräte erforderlich.

M774 Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Großkrotzenburg

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Hessen

Geplante Inbetriebnahme: 2029

Beschreibung der Maßnahme

Im Großraum Frankfurt sind notwendige Umstrukturierungen der Netzkonfiguration vor dem Hintergrund kurz- und mittelfristiger Netzausbaumaßnahmen notwendig. Mit der Inbetriebnahme der Projekte P43, P161, P230 und P500 steigt die Kurzschlussleistung in der Region weiter an. In diesem Zusammenhang weisen die 380-kV-Betriebsmittel im Umspannwerk Großkrotzenburg keine ausreichende Kurzschlussfestigkeit auf. Daher werden sowohl eine Ertüchtigung der 380-kV-Geräte in Großkrotzenburg als auch eine Netztrennung in diesem Raum erforderlich.

M789 Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Borken

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Hessen

Geplante Inbetriebnahme: 2030

Beschreibung der Maßnahme

In der 380-kV-Schaltanlage Borken ist der Anschluss der Projekte P212 und P133 vorgesehen. Auch aufgrund der umliegenden kurz- und mittelfristigen Netzausbaumaßnahmen steigt die Kurzschlussleistung in der Region. In diesem Zusammenhang weisen die 380-kV-Betriebsmittel im Umspannwerk Borken keine ausreichende Kurzschlussfestigkeit auf. Daher wird eine Ertüchtigung der 380-kV-Geräte erforderlich.

M791 Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Karben

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Hessen

Geplante Inbetriebnahme: 2035

Beschreibung der Maßnahme

Aufgrund der Netzausbaumaßnahmen im Großraum Frankfurt steigt die Kurzschlussleistung in der Region. In dem kurz- und mittelfristigen Zeithorizont sind erhöhte Kurzschlussbeiträge aus dem Amprion-Netz zu erwarten. Für die langfristigen Zeithorizonte im NEP sind des Weiteren auch höhere Kurzschlussbeiträge aus dem Umspannwerk Großkrotzenburg zu erwarten. In diesem Zusammenhang weisen die 380-kV-Betriebsmittel im Umspannwerk Karben keine ausreichende Kurzschlussfestigkeit auf. Daher wird eine Ertüchtigung der 380-kV-Geräte erforderlich.

M792 Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Mecklar

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Hessen

Geplante Inbetriebnahme: 2030

Beschreibung der Maßnahme

In der 380-kV-Schaltanlage Mecklar ist der Anschluss der P43 vorgesehen, außerdem ist mit der Erhöhung des Kurzschlussstromes aus Vieselbach zu rechnen. Aufgrund der kurz- und mittelfristigen Netzausbaumaßnahmen steigt die Kurzschlussleistung in der Region. In diesem Zusammenhang weisen die 380-kV-Betriebsmittel im Umspannwerk Mecklar keine ausreichende Kurzschlussfestigkeit auf. Daher wird eine Netztrennung und/oder eine Ertüchtigung der 380-kV-Geräte erforderlich.

M793 Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Dollern

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Niedersachsen

Geplante Inbetriebnahme: 2028

Beschreibung der Maßnahme

In der 380-kV-Schaltanlage Dollern ist der Anschluss der Projekte P23 und P116 vorgesehen. Auch aufgrund der umliegenden kurz- und mittelfristigen Netzausbaumaßnahmen steigt die Kurzschlussleistung in der Region. In diesem Zusammenhang weisen die 380-kV-Betriebsmittel im Umspannwerk Dollern keine ausreichende Kurzschlussfestigkeit auf. Daher wird eine Ertüchtigung der 380-kV-Geräte erforderlich.

M794 Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Diele

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Niedersachsen

Geplante Inbetriebnahme: 2031

Beschreibung der Maßnahme

Aufgrund der umliegenden kurz- und mittelfristigen Netzausbaumaßnahmen steigt die Kurzschlussleistung in der Region. In diesem Zusammenhang weisen die 380-kV-Betriebsmittel im Umspannwerk Diele keine ausreichende Kurzschlussfestigkeit auf. Daher wird eine Ertüchtigung der 380-kV-Geräte erforderlich.

M795 Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Conneforde

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Niedersachsen

Geplante Inbetriebnahme: 2028

Beschreibung der Maßnahme

Aufgrund der Netzausbaumaßnahmen P22, P119 und P175 steigt die Kurzschlussleistung in der Region. In diesem Zusammenhang weisen die 380-kV-Betriebsmittel in den Umspannwerken Conneforde und Conneforde/Ost keine ausreichende Kurzschlussfestigkeit auf. Daher wird eine Ertüchtigung der 380-kV-Geräte in Conneforde und Conneforde/Ost sowie eine Netztrennung in den 380-kV-Schaltanlagen Conneforde, Conneforde/Ost, Großenmeer und Elsfleth/West erforderlich. Als Folge der Netztrennung wird für die Aufrechterhaltung der (n-1)-sicheren Anbindung zwischen den 380-kV-Schaltanlagen Conneforde und Conneforde/Ost eine kurze Verbindung mit zwei zusätzlichen Stromkreisen erforderlich.

M796 Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Mehrum/Nord

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Niedersachsen

Geplante Inbetriebnahme: 2030

Beschreibung der Maßnahme

In der 380-kV-Schaltanlage Mehrum/Nord ist der Anschluss der P228 und P33 vorgesehen. Aufgrund der kurz- und mittelfristigen Netzausbaumaßnahmen steigt die Kurzschlussleistung in der Region. In diesem Zusammenhang weisen die 380-kV-Betriebsmittel im Umspannwerk Mehrum/Nord keine ausreichende Kurzschlussfestigkeit auf. Daher wird eine Ertüchtigung der 380-kV-Geräte erforderlich.

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Im Netzentwicklungsplan Strom werden notwendige zusätzliche Übertragungskapazitäten identifiziert. Die daraus resultierenden zusätzlichen Leitungsbaumaßnahmen sowie die zunehmende Vermaschung des Netzes lassen die Kurzschlussleistung im deutschen Übertragungsnetz ansteigen. Technische Untersuchungen haben ergeben, dass nicht alle Schaltanlagen beziehungsweise Geräte diese Voraussetzungen zur Einhaltung der Kurzschlussfestigkeit erfüllen und demzufolge entsprechend ertüchtigt werden müssen.

Von den Maßnahmen zur Herstellung der Kurzschlussfestigkeit sind die 380-kV-Schaltanlagen in Bergrheinfeld/West, Großkrotzenburg, Borken, Karben, Mecklar, Dollern, Diele, Conneforde, Conneforde/Ost und Mehrum/Nord betroffen. Von den damit verbundenen Netztrennungen sind darüber hinaus die 380-kV Schaltanlagen in Elsfleth/West, Großenmeer sowie Großkrotzenburg/West betroffen.

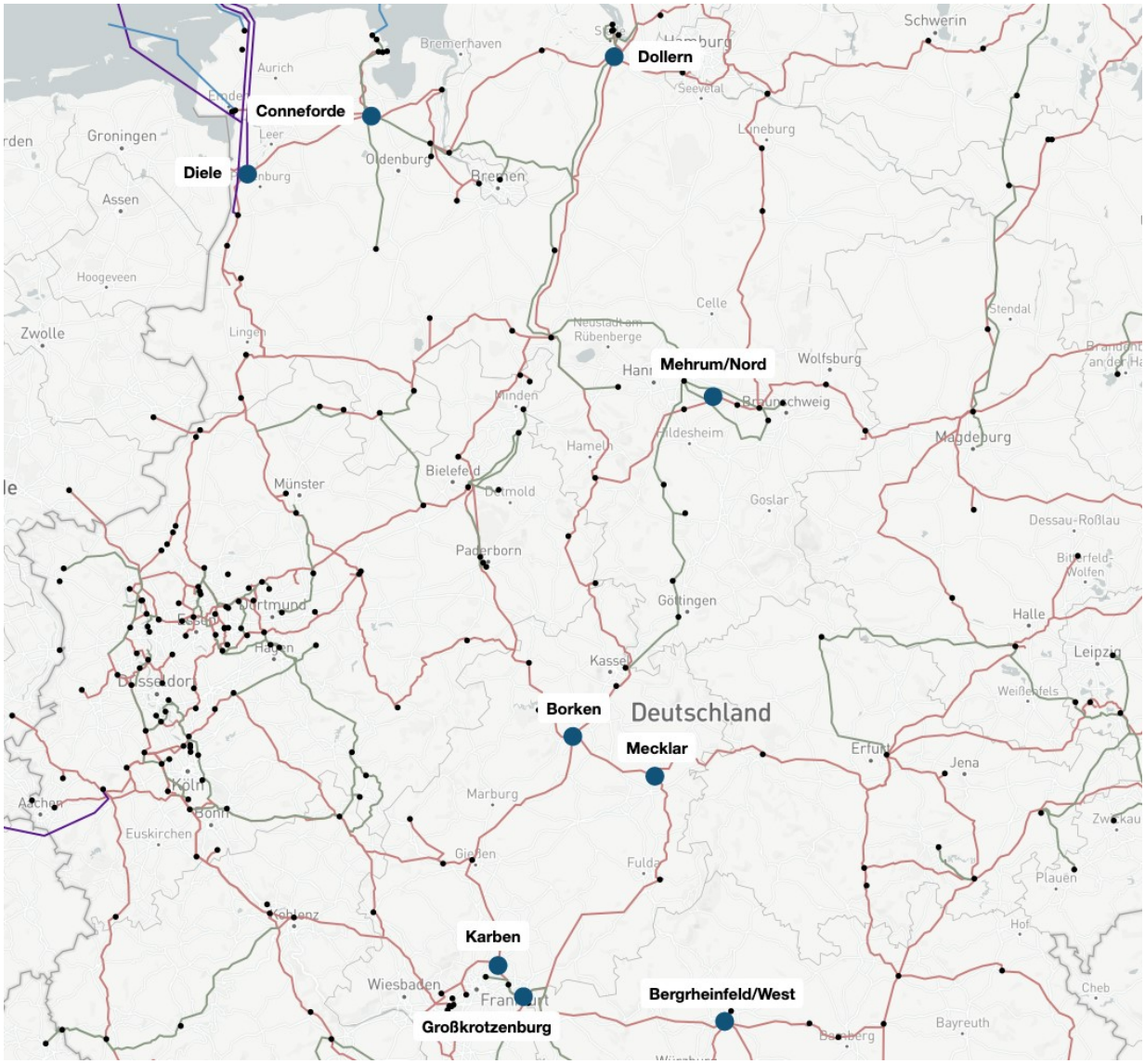
Bisherige Bestätigung des Projekts

Die Maßnahmen M773, M774, M789, M791, M792, M793, M794, M795 und M796 wurden im NEP 2035 (2021) zum ersten Mal explizit ausgewiesen und von der BNetzA bestätigt.

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht TTG-P371
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

TTG-P476

Netzausbau zwischen Hochwöhrden und Stegau

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

Startnetz **Onshore** **AC**

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Schleswig-Holsteins und enthält folgende Maßnahme:

- M824: Hochwöhrden – Suchraum Albersdorf – Stegau

Im Zuge des Projektes sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M824 Hochwöhrden - Suchraum Albersdorf - Stegau

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Schleswig-Holstein

Ausführung:

Netzausbau	**39 km**
davon Neubau in neuer Trasse	39 km
Geplante Inbetriebnahme:	2032

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Neubau einer 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis von Hochwöhrden über Suchraum Albersdorf nach Stegau vorgesehen (Netzausbau). Hierfür ist das Umspannwerk Hochwöhrden (Gemeinde Wöhrden) zusätzlich zum Umspannwerk Heide/West mit drei 380/110-kV-Transformatoren neu zu errichten (Netzausbau) und voll in die 380-kV-Doppelleitung Heide/West - Husum/Nord einzuschleifen. Im Suchraum Albersdorf (Suchraum Gemeinden Albersdorf/ Bendorf/ Bornholt/ Schafstedt) ist ein neues 380-kV-Umspannwerk mit vier 380/110-kV-Transformatoren zu errichten sowie voll in die neue Leitung einzuschleifen (Netzausbau). Darüber hinaus ist in Stegau (Gemeinde Mehlbek) mit vier 380/110-kV-Transformatoren neu zu errichten (Netzausbau) und voll in die 380-kV-Doppelleitung Audorf/Süd - Wilster/West einzuschleifen. An das Umspannwerk Hochwöhrden ist im Suchraum Heide weiterhin der MT-Konverter für den HeideHub (siehe DC31) sowie an das Umspannwerk Stegau der MT-Konverter für den NordHub (siehe DC32) anzuschließen.

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 hier aufgeführte Maßnahme verbessert die Vermaschung der bisher nur über Brunsbüttel in das 380-kV-Netz eingebundenen Westküstenleitung und trägt maßgeblich zur Entlastung der Leitung Husum/Nord - Hochwöhrden bei. Darüber hinaus wird die Einbindung der DC-Hubs Suchraum Heide (Suchraum Gemeinden Hemmingstedt/ Lieth/ Lohe-Rickelshof/ Wöhrden) und Suchraum Pöschendorf (Suchraum Gemeinden Pöschendorf/ Hadenfeld/ Kaisborstel/ Agethorst/ Mehlbek) mit je zwei Offshore-Netzanbindungssystemen sowie einer Onshore-HGÜ (DC31 und DC32) in das AC-Netz verbessert. Das zusätzliche Umspannwerk im Suchraum Albersdorf (Suchraum Gemeinden Albersdorf/ Bendorf/ Bornholt/ Schafstedt) wird nach Rücksprache mit dem nachgelagerten Verteilnetzbetreiber benötigt, um Rückspeisung aus erneuerbaren Energien aus dem örtlichen Verteilnetz aufnehmen zu können.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt wurden. Die Maßnahme M824 hat sich zuletzt im NEP 2037/2045 (2023) für das Ergebnisnetz als erforderlich erwiesen. Aufgrund der Überführung in das Startnetz erfolgte im aktuellen NEP keine erneute Überprüfung.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt.

Zwischen Hochwöhrden und Stegau existiert noch keine Infrastruktur auf der Höchstspannungsebene, die verstärkt werden könnte. Daher ist ein Neubau in neuer Trasse erforderlich.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

In der Region sind keine weiteren Bestandsleitungen vorhanden, deren Ertüchtigung alternativ hätte geprüft werden können. Außerdem bietet sich keine sinnvolle Alternative an, die gleichzeitig die Westküstenleitung mit der Mittelachse sowie die beiden HeideHub und NordHub mit einander verbindet.

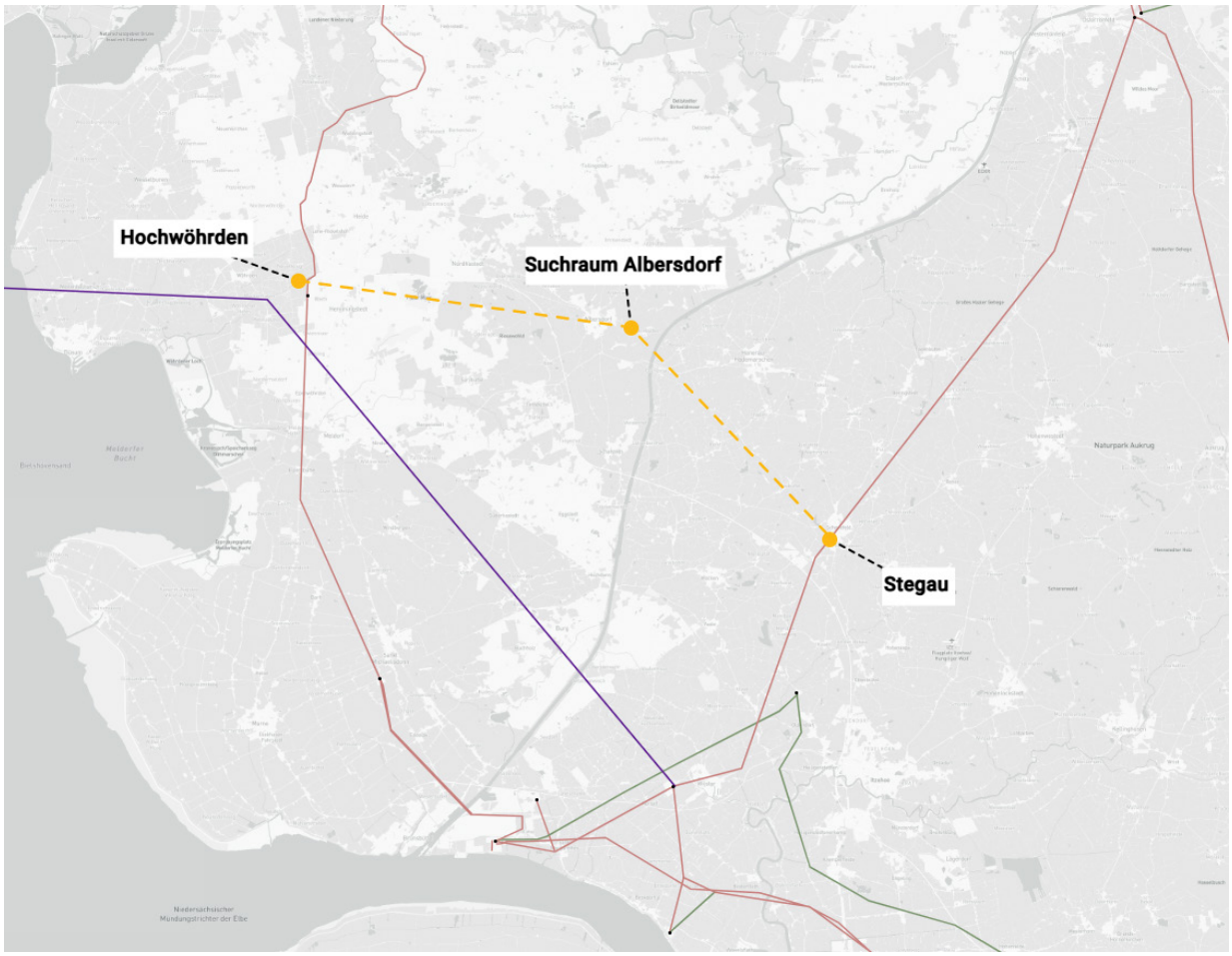
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P476 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmals ausgewiesen und von der Bundesnetzagentur bestätigt.

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht TTG-P476
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

TTG-P480
Netzverstärkung zwischen Karben und Großkrotzenburg

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TenneT

Startnetz **Onshore** **AC** **Ad-hoc**

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität auf der Höchstspannungsebene in der TenneT-Regelzone und enthält folgende Maßnahme:

- M847: Netzverstärkung Karben - Großkrotzenburg (HTL-Umbeseilung)

Da sich die Maßnahme bereits in der Umsetzung befindet, wurde sie in das Startnetz überführt.

Im Zuge des Projektes sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M847 Netzverstärkung Karben - Großkrotzenburg

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Hessen

Ausführung:

Netzverstärkung	**20 km**
davon Zu-/Umbeseilung	20 km
Geplante Inbetriebnahme:	2027

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen der Maßnahme ist die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung zwischen Karben und Großkrotzenburg auf eine Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis mittels Umbeseilung mit Hochtemperaturleitern vorgesehen (Netzverstärkung). Darüber hinaus müssen die Schaltanlagen in Karben und Großkrotzenburg verstärkt werden (Netzverstärkung).

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Die bestehende Leitung ist ein wichtiger Transportkanal von Nord nach Süd. Sie schließt die Lücke zwischen dem Startnetz-Projekt TTG-P211 und dem zentralen Netzknoten Großkrotzenburg. Bei Ausfall eines Stromkreises ist der parallele Stromkreis unzulässig belastet. Deshalb muss die Stromtragfähigkeit der Leitung erhöht werden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt wurden. Die Maßnahme M847 hat sich zuletzt im NEP 2037/2045 (2023) für das Ergebnisnetz als erforderlich erwiesen. Aufgrund der Überführung in das Startnetz erfolgte im aktuellen NEP keine erneute Überprüfung.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt.

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass durch WAFB die geforderte Stromtragfähigkeit von 4.000 A pro Stromkreis nicht erreicht werden kann. Durch den Einsatz von HTL ist es dagegen grundsätzlich möglich, die Freileitung mit 4.000 A zu betreiben.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Weitere alternative Einzelmaßnahmen 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. Andere bereits existierende Leitungen, mit denen sich die Übertragungsaufgabe sinnvoll erfüllen ließe, gibt es in der Region nicht.

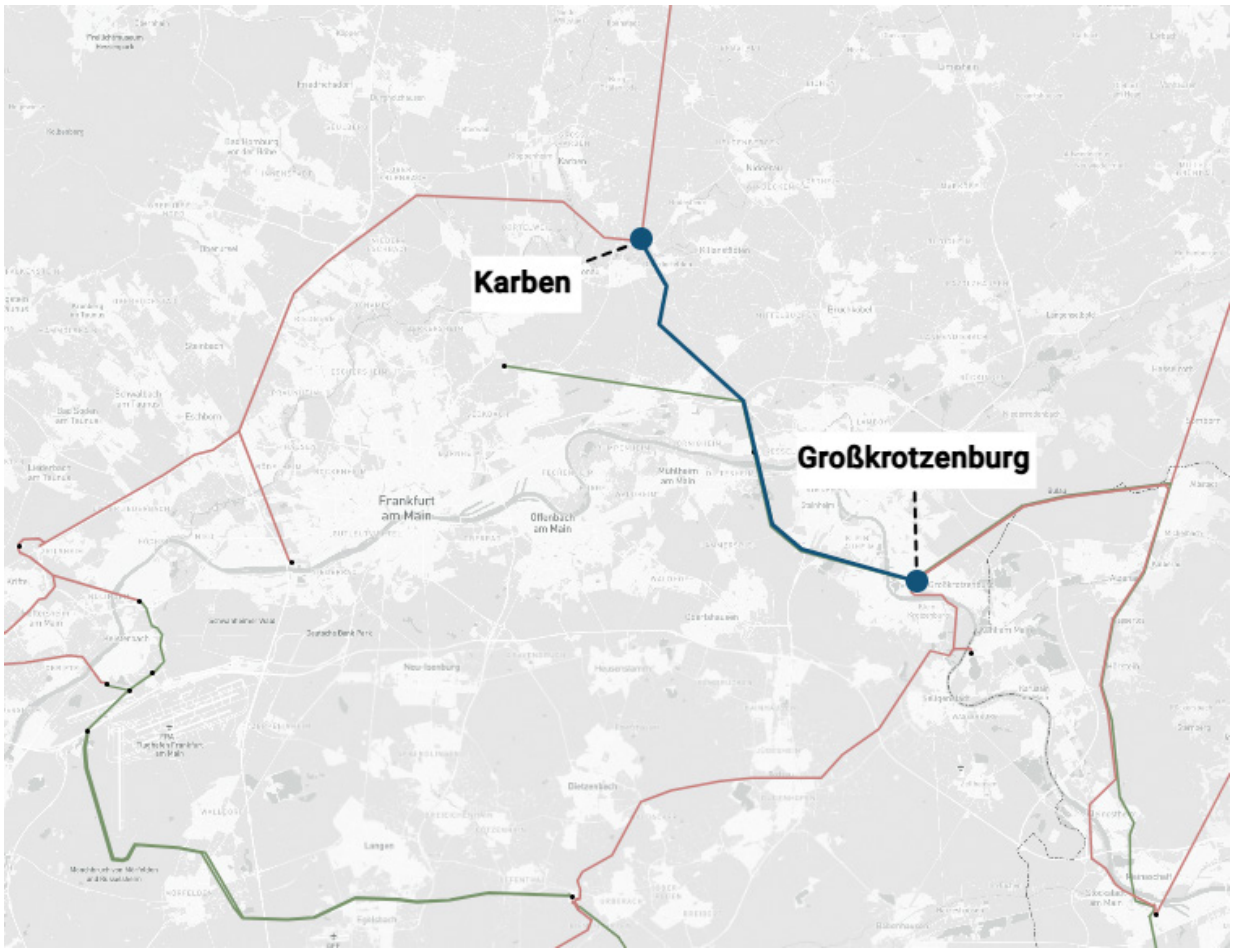
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wurde als P480 M847 im NEP 2037/2045 (2023) erstmals ausgewiesen und von der Bundesnetzagentur bestätigt.

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht TTG-P480
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

TTG-P486
Netzverstärkung und -ausbau Großkrotzenburg/West - Frankfurt/Nord - Suchraum Bommersheim

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TenneT

Startnetz **Onshore** **AC**

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb des Großraums Frankfurt und enthält folgende Maßnahme:

- M837a: Volleinschleifung UW Suchraum Bommersheim und UW Suchraum Eschborn in Karben – Frankfurt/Südwest

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M837a Volleinschleifung UW Suchraum Bommersheim und UW Suchraum Eschborn in Karben - Frankfurt/Südwest

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Hessen

Ausführung:

Netzverstärkung	**12 km**
davon Ersatzneubau	12 km
Geplante Inbetriebnahme:	2032

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen dieser Maßnahme ist das geplante 380-kV-Umspannwerk im Suchraum Bommersheim (Suchraum Städte Oberursel (Taunus)/ Bad Homburg vor der Höhe/ Frankfurt am Main) voll in die bestehende 380-kV-Doppelleitung Karben – Frankfurt/Südwest einzuschleifen. Dies bedeutet, dass die Bestandsleitung voraussichtlich auf mehreren Kilometern zwischen Ober-Erlenbach, Suchraum Bommersheim und Suchraum Eschborn als Ersatz für die bestehende Leitung neu zu errichten ist, da die Bestandsleitung östlich der Autobahn eng an bestehender Wohnbebauung verläuft und eine Leitungskreuzung mit M837 vermieden werden sollte. Darüber hinaus ist die, ggf. teilweise, Verlegung der Bestandsleitung aus betrieblichen (n-1)-Gründen erforderlich. Da auch das geplanten Umspannwerk Suchraum Eschborn (Suchraum Stadt Eschborn; siehe P366 M400) voll in die Bestandsleitung eingeschliffen werden soll und insofern zwischen Suchraum Bommersheim und Suchraum Eschborn mehrere Kreuzungen mit der Autobahn A5 zum Anschluss an die Bestandsleitung erforderlich wären, sollte diese idealerweise zwischen Ober-Erlenbach, Suchraum Bommersheim und Suchraum Eschborn vollständig westlich der A5 neu errichtet werden. In diesem Zuge wäre eine Ertüchtigung der Doppelleitung auf 4.000 A je Stromkreis möglich.

Begründung des geplanten Projekts

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt wurden. Die Maßnahme M837a hat sich zuletzt im NEP 2037/2045 (2023) für das Ergebnisnetz als erforderlich erwiesen. Aufgrund der Überführung in das Startnetz erfolgte im aktuellen NEP keine erneute Überprüfung.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt.

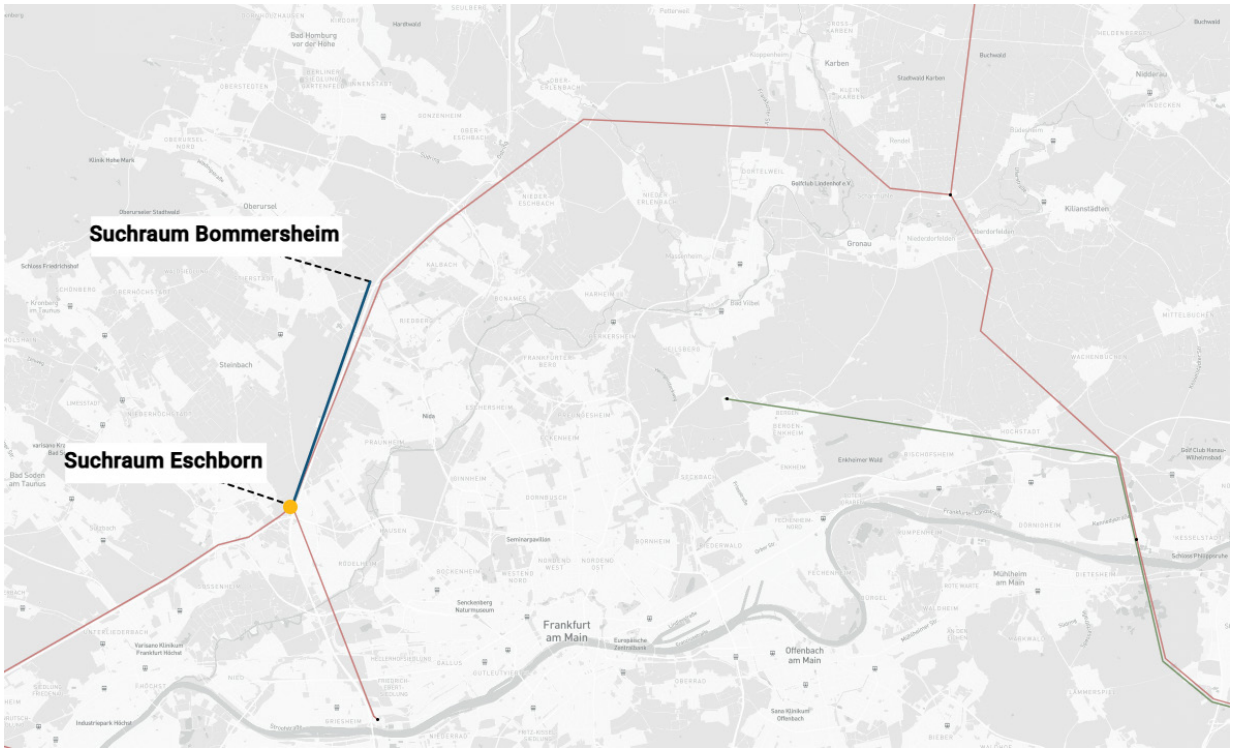
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P486 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmals ausgewiesen und von der Bundesnetzagentur bestätigt.

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht TTG-P486
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

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

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TRANSNET BW

Startnetz Onshore AC

Weitere Informationen

BBP-Nr: 19

Projektbeschreibung

Das Vorhaben Nr. 19 aus dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in der Region Frankfurt – Karlsruhe.

Im Verantwortungsbereich von TransnetBW wird dazu ein Neubau in bestehender Trasse im Bereich von Weinheim bis Daxlanden umgesetzt sowie die betroffenen Anlagen verstärkt. Darüber hinaus ist in der Anlage Weinheim die Errichtung eines Querregeltransformators an der Schnittstelle zum Verteilnetz notwendig.

Das Projekt umfasst folgende Maßnahmen:

- M31: Weinheim – Daxlanden
- M32: Weinheim – Mannheim (G380)
- M33: Mannheim (G380) – Altlußheim
- M34: Altlußheim – Daxlanden
- M31TR1: Querregeltransformator in Weinheim

Das Projekt ist ein Gemeinschaftsprojekt von TransnetBW und Amprion (siehe AMP-P47). Im Rahmen von AMP-P47 wird der nördliche Teil des Projekts beschrieben.

Weitere Infos zum Projekt

https://www.transnetbw.de/de/netzentwicklung/projekte/netzverstaerkung-weinheim-karlsruhe

---

Maßnahmen des geplanten Projektes

4 Maßnahmen

M31 Weinheim - Daxlanden

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Bundesländer: Baden-Württemberg

Ausführung:

Netzverstärkung	**76 km**
davon Zu-/Umbeseilung	40 km
davon Ersatzneubau	36 km

Geplante Inbetriebnahme: 2031

M32 Weinheim - Mannheim (G380)

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Bundesländer: Baden-Württemberg

Ausführung:

Netzverstärkung	**17 km**
davon Ersatzneubau	17 km

Geplante Inbetriebnahme: 2031

M33 Mannheim (G380) - Altlußheim

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Bundesländer: Baden-Württemberg

Ausführung:

Netzverstärkung	**22.5 km**
davon Ersatzneubau	22.5 km
Geplante Inbetriebnahme:	2031

M34 Altlußheim - Daxlanden

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Bundesländer: Baden-Württemberg

Ausführung:

Netzverstärkung	**42 km**
davon Ersatzneubau	42 km
Geplante Inbetriebnahme:	2031

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Das Rhein-Main-Gebiet ist historisch u. a. durch eine Vielzahl von Industriekunden geprägt. Die daraus resultierende Netzinfrastruktur kann zukünftig durch Verstärkungen und Umstrukturierungen für eine Erweiterung sowohl der Nord-Süd- als auch der Ost-West-Transportkapazität genutzt werden.

Die neue Verbindung von Urberach (AMP-P47) über Weinheim (TNG-P47) bis Daxlanden reduziert Überlastungen in diesem Bereich signifikant und bedeutet eine deutliche Verstärkung der Nord-Süd-Achse südlich von Frankfurt.

Netzplanerische Begründung

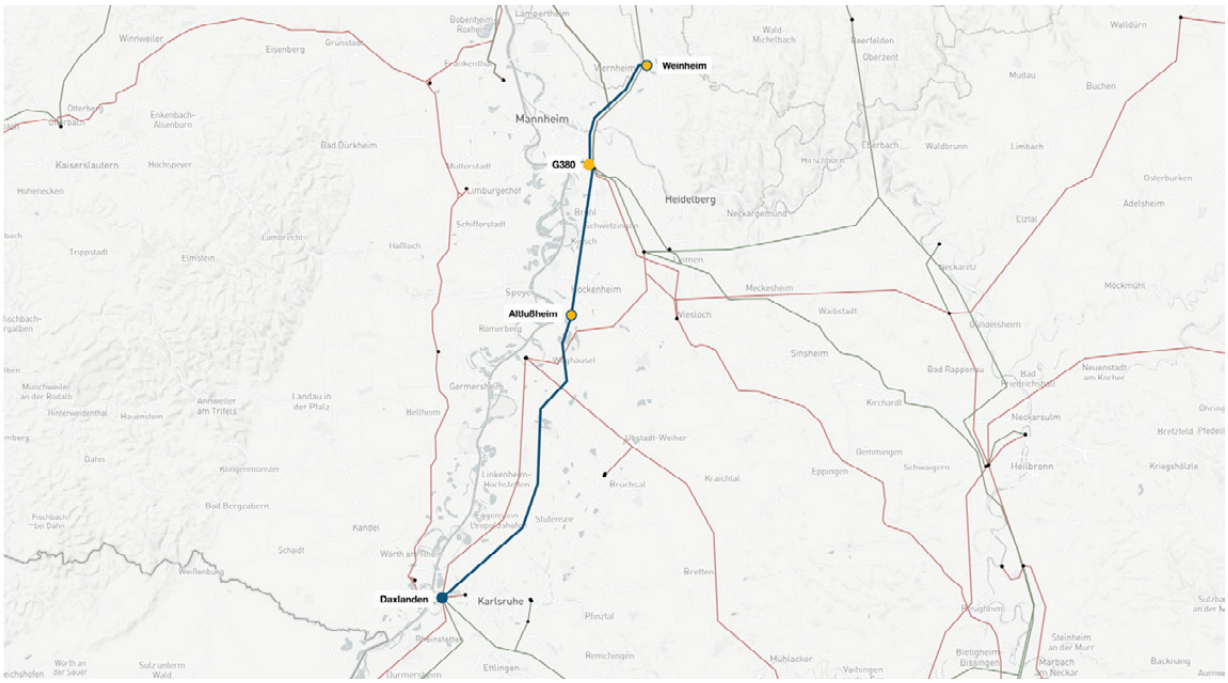
Zur Versorgung des nachgelagerten Verteilnetzbetreibers werden die Stromkreise der Maßnahmen M31 und M32 in das Umspannwerk Mannheim-Ost und der Stromkreis der M31 zusätzlich in das Umspannwerk Rheinau eingebunden (vgl. Punktmaßnahmen P179 Mannheim-Ost und Heidelberg-Nord). Im Zuge der Maßnahme wird in Rheinau die Versorgung des unterlagerten Verteilnetzes aus dem Übertragungsnetz auf die neue 380 kV-Spannungsebene umgestellt. Darüber hinaus erfolgt eine Doppeleinschleifung im Umspannwerk Altlußheim zur flexibleren Einbindung von Blindleistungskompensationsanlagen (vgl. Punktmaßnahme P90 Blindleistungskompensation) in der Region Nordbaden.

Die Netzverknüpfungspunkte „G380“ und „Mannheim“ bezeichnen denselben Ort. Zum besseren Verständnis der Historie wird der alte Name „G380“ in diesem Steckbrief in Klammern mitgeführt.

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des vorliegenden Netzentwicklungsplans. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen Onshore und Netzanalysen Offshore wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht TNG-P47
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

TNG-P48
Netzverstärkung im Nordosten von Baden-Württemberg und Bayern

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TRANSNET BW

Startnetz Onshore AC

Weitere Informationen

BBP-Nr: 20

Projektbeschreibung

Die Notwendigkeit des Projekts wurde in vorangegangenen NEP nachgewiesen und wird mit Vorliegen der vollständigen Genehmigungen / des Planfeststellungsbeschlusses nicht mehr in Form eines Projektsteckbriefes dargestellt. Aktuelle Informationen finden Sie auf den Internetseiten des zuständigen Übertragungsnetzbetreibers.

Weitere Infos zum Projekt

https://www.transnetbw.de/de/netzentwicklung/projekte/grafenrheinfeld-kupferzell-grossgartach

Maßnahmen des geplanten Projektes

2 Maßnahmen

M38a2 Punkt Rittershausen - Kupferzell

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Bundesländer: Baden-Württemberg Bayern

Ausführung:

Netzverstärkung	**51 km**
davon Zu-/Umbeseilung	51 km

Geplante Inbetriebnahme: 2026

M39 Kupferzell - Großgartach

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Bundesländer: Baden-Württemberg

Ausführung:

Netzverstärkung	**48 km**
davon Ersatzneubau	48 km

Geplante Inbetriebnahme: 2026

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

TNG-P49
Netzverstärkung Badische Rheinschiene

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TRANSNET BW

Startnetz Onshore AC

Weitere Informationen

BBP-Nr: 21

Projektbeschreibung

Die Notwendigkeit des Projekts wurde in vorangegangenen NEP nachgewiesen und wird mit Vorliegen der vollständigen Genehmigungen / des Planfeststellungsbeschlusses nicht mehr in Form eines Projektsteckbriefes dargestellt. Aktuelle Informationen finden Sie auf den Internetseiten des zuständigen Übertragungsnetzbetreibers.

Weitere Infos zum Projekt

https://www.transnetbw.de/de/netzentwicklung/projekte/alle-projekte

https://www.transnetbw.de/de/netzentwicklung/projekte/netzverstaerkung-badische-rheinschiene

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M41a Daxlanden - Bühl/Kuppenheim - Weier - Eichstetten

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Bundesländer: Baden-Württemberg

Ausführung:

Netzverstärkung	**121 km**
davon Ersatzneubau	121 km
Geplante Inbetriebnahme:	2030

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

TNG-P50
Netzverstärkung Schwäbische Alb

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TRANSNET BW

Startnetz Onshore AC

Projektbeschreibung

Die Notwendigkeit des Projekts wurde in vorangegangenen NEP nachgewiesen und wird mit Vorliegen der vollständigen Genehmigungen / des Planfeststellungsbeschlusses nicht mehr in Form eines Projektsteckbriefes dargestellt. Aktuelle Informationen finden Sie auf den Internetseiten des zuständigen Übertragungsnetzbetreibers.

Weitere Infos zum Projekt

https://www.transnetbw.de/de/netzentwicklung/projekte/ersatzneubau-und-erweiterung-umspannwerk-pulverdingen/projektueberblick

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M366SA1 UW Pulverdingen
Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Bundesländer: Baden-Württemberg

Geplante Inbetriebnahme: 2036

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

TNG-P52
Netzverstärkung südliches Baden-Württemberg

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TRANSNET BW

Startnetz Onshore AC

Weitere Informationen

BBP-Nr: 40

TYNDP-Nr: 322

Projektbeschreibung

Das Projekt deckt den zukünftigen Bedarf an Transportkapazität im südlichen Baden-Württemberg. Zur Realisierung sind folgende Maßnahmen notwendig:

- M94b: Punkt Neuravensburg - Wangen i. Allgäu/Hergensweiler/Sigmarszell - Bundesgrenze (AT)

Die Maßnahmen wurden im Rahmen der Aktualisierung der „Bodenseestudie“ gemeinsam mit den angrenzenden Partnern aus Österreich und der Schweiz abgestimmt.

Das Projekt ist ein Gemeinschaftsprojekt von TransnetBW und Amprion (siehe AMP-P52).

Weitere Infos zum Projekt

https://netzausbau.amprion.net

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M94b-TNG Punkt Neuravensburg – Wangen i. Allgäu/Hergensweiler/Sigmarszell – Bundesgrenze (AT)

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Bundesländer: Baden-Württemberg

Ausführung:

Netzverstärkung	**3.5 km**
davon Ersatzneubau	3.5 km
Geplante Inbetriebnahme:	2035

Beschreibung der Maßnahme

Zwischen dem Punkt Neuravensburg und der Bundesgrenze (AT) wird die Verstärkung einer bestehenden Leitung erforderlich. Dies kann durch den Ersatzneubau oder möglicherweise durch eine Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen auf der bestehenden Leitungsanlage erfolgen. Entlang der Leitung wird eine neue Anlage errichtet, die eine Anbindung der 220-kV-Leitung auf österreichischer Seite ermöglicht.

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Süddeutschland ist charakterisiert durch eine hohe installierte Leistung aus PV-Anlagen, die trotz der hohen Last zu Zeiten hoher Einspeisung zu einem Überschuss führen. Des Weiteren ist Süddeutschland die Verbindung zu den großen Pumpspeicherkraftwerken in den Alpen, die für die Umsetzung der Energiewende unerlässlich sind. Die betroffene Leitung sichert insbesondere die Anbindung der Vorarlberger Pumpspeicherwerke an die deutsche Regelzone. Durch eine Verstärkung des Übertragungsnetzes kann sowohl die überschüssige Leistung aus den erneuerbaren Energiequellen abtransportiert, sichere Leistung zur Versorgung der Lasten zur Verfügung gestellt und die Flexibilisierungsmöglichkeiten der Pumpspeicherkraftwerke in den Alpen genutzt werden.

Netzplanerische Begründung

Die Kapazität des Übertragungsnetzes in diesem Netzgebiet wird durch dieses Projekt wesentlich erweitert. Überlastungen auf den bestehenden Leitungen werden verhindert und somit die Verbindung des Übertragungsnetzes mit dem Vorarlberger Übertragungsnetz gestärkt. Wie vom Regulator

angeregt, wurde die „Bodenseestudie“ aus 2016 zur langfristigen Ausbauplanung der Region mit den betroffenen Netzbetreibern aus Deutschland, Österreich und der Schweiz im Jahr 2022 wiederaufgenommen. Die gemeinsam erarbeiteten Ergebnisse der „Bodenseestudie“ sind im Projekt TNG-P52 berücksichtigt.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA-Grundsatz berücksichtigt. Die Verstärkung durch die Maßnahme M94b erfolgt in den bestehenden Trassenräumen.

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahmen werden unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie zum Beispiel die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternative Netzverknüpfungspunkte für dieses Projekt sind grundsätzlich denkbar, jedoch in Bezug auf die volkswirtschaftlichen Kosten vor dem Hintergrund netzplanerischer Aspekte und die weitere Rauminanspruchnahme wesentlich schlechter.

Bisherige Bestätigung des Projekts

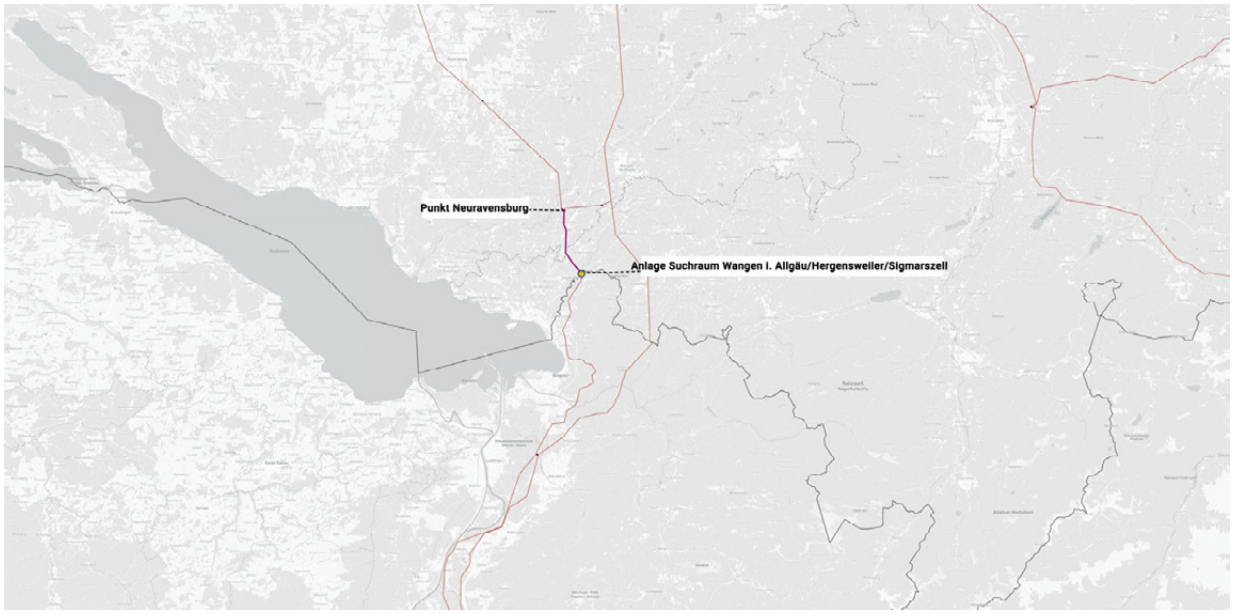
Das Projekt P52 mit den Maßnahmen M93, M95 und M94b wurde von der Bundesnetzagentur in den Netzentwicklungsplänen 2022 (2012), 2023 (2013), 2024 (2014), 2030 (2017), 2030 (2019), 2035 (2021) bestätigt. Die Maßnahmen M93, M95 und M94b des Projekts werden im Bundesbedarfsplan aufgeführt (Vorhaben Nr. 24, 25, 40).

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des vorliegenden Netzentwicklungsplans. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen Onshore wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann

weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht TNG-P52
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

TNG-P90
Sammelprojekt für Blindleistungskompensationsanlagen in der TransnetBW-Regelzone

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TRANSNET BW

Startnetz Onshore AC

Projektbeschreibung

Der Bedarf an stationärer Blindleistungskompensation ergibt sich durch über- oder unternatürliche Belastung der Leitungen. Eine übernatürliche Belastung entsteht bei hoher Auslastung der Leitungen, wie einem hohen Transport von Windenergie aus Norddeutschland oder hohem Export in den Alpenraum. In diesem Fall ist die Aufrechterhaltung der Spannung durch Kompensation der induktiven Blindleistung mittels Kondensatoren notwendig. Bei geringerer Auslastung des Netzes, wie einem Schwachlasttag mit hoher PV-Einspeisung, wird die kapazitive Blindleistung durch Spulen kompensiert. Der steigende Kompensationsbedarf wird durch folgende Entwicklungen verstärkt:

- Fortschreitende Energiewende mit Wechsel aus höherem Transportbedarf einerseits und geringerer Netzauslastung andererseits durch höhere Einspeisung aus unterlagerten Netzen
- Geringere Blindleistungsbereitstellung durch konventionelle Kraftwerke aufgrund deren Wegfalls
- Höherauslastung der Transportnetze durch z. B. witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb

Im Gegensatz zur Wirkleistung kann Blindleistung nicht transportiert werden, sondern muss dort kompensiert werden, wo sie benötigt wird.

Neben der Spannungsstabilität muss auch die Frequenzstabilität aufrecht erhalten werden. Gerade im Fall einer Netzauftrennung ist die Bereitstellung von Momentanreserve von entscheidender Bedeutung. Die Momentanreserve muss neben den Anstrengungen zur marktgestützten Beschaffung auch durch Blindleistungskompensationsanlagen erbracht werden, die um diese Fähigkeit erweitert werden. Dadurch lassen sich die Multi-Use-Fähigkeiten (Bereitstellung mehrere

Systemdienstleistungen, wie Blindleistung und Momentanreserve, durch dieselbe Anlage) solcher Anlagen nutzen, um Synergien zu schaffen. Um dem Bedarf der Spannungs- und Frequenzstabilität gleichermaßen Rechnung zu tragen, werden für die regelbare Blindleistungskompensationseinheiten Kurzzeitspeicher (gemäß der Berechnungsmethodik, die im Begleitdokument Systemstabilität bzw. in den dort referenzierten Dokumenten der ÜNB angewandt wird) für die Momentanreserveerbringung berücksichtigt.

Die STATCOM-Anlagen an den Standorten Wendlingen (M17h1), Oberjettingen (M17h6), Dellmensingen (M17h2), Eichstetten (M17h3) und Stalldorf (M17h10, M17h11) werden mit Speichern von jeweils 1,875 GWs zur Erbringung von Momentanreserve ausgestattet. Darüber hinaus wird auch der Netzbooster in Kupferzell (TNG-P430) mit einem Speicher von 1,25 GWs zur Erbringung von Momentanreserve ausgestattet.

Maßnahmen des geplanten Projektes

20 Maßnahmen

M17g1 MSCDN Hüffenhardt

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Bundesländer: Baden-Württemberg

Geplante Inbetriebnahme: 2027

M17g2 MSCDN Kupferzell

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Bundesländer: Baden-Württemberg

Geplante Inbetriebnahme: 2026

M17g3 MSCDN Altlußheim

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Bundesländer: Baden-Württemberg

Geplante Inbetriebnahme: 2026

M17g5 MSCDN Dellmensingen

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Bundesländer: Baden-Württemberg

Geplante Inbetriebnahme: 2029

M17g6 MSCDN Eichstetten

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Bundesländer: Baden-Württemberg

Geplante Inbetriebnahme: 2028

M17g7 MSCDN Kühmoos

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Bundesländer: Baden-Württemberg

Geplante Inbetriebnahme: 2032

M17g8 MSCDN Pulverdingen

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Bundesländer: Baden-Württemberg

Geplante Inbetriebnahme: 2027

M17g9 MSCDN Weier

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Bundesländer: Baden-Württemberg

Geplante Inbetriebnahme: 2028

M17h1 STATCOM Wendlingen

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Bundesländer: Baden-Württemberg

Geplante Inbetriebnahme: 2028

M17h10 STATCOM Stalldorf

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Bundesländer: Bayern

Geplante Inbetriebnahme: 2029

M17h11 STATCOM Stalldorf

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Bundesländer: Bayern

Geplante Inbetriebnahme: 2029

M17h2 STATCOM Dellmensingen

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Bundesländer: Baden-Württemberg

Geplante Inbetriebnahme: 2029

M17h3 STATCOM Eichstetten

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Bundesländer: Baden-Württemberg

Geplante Inbetriebnahme: 2030

M17h6 STATCOM Oberjettingen

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Bundesländer: Baden-Württemberg

Geplante Inbetriebnahme: 2028

M17i10 Spule Herbertingen

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Bundesländer: Baden-Württemberg

Geplante Inbetriebnahme: 2033

M17i11 Spule Trossingen

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Bundesländer: Baden-Württemberg

Geplante Inbetriebnahme: 2028

M17i8 Spule Weinheim

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Bundesländer: Baden-Württemberg

Geplante Inbetriebnahme: 2026

M17i9 Spule Niederstotzingen

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Bundesländer: Baden-Württemberg

Geplante Inbetriebnahme: 2027

M17g4 MSCDN Daxlanden

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Bundesländer: Baden-Württemberg

Geplante Inbetriebnahme: 2028

M17g10 MSCDN Weinheim

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Bundesländer: Baden-Württemberg

Geplante Inbetriebnahme: 2032

Begründung des geplanten Projekts

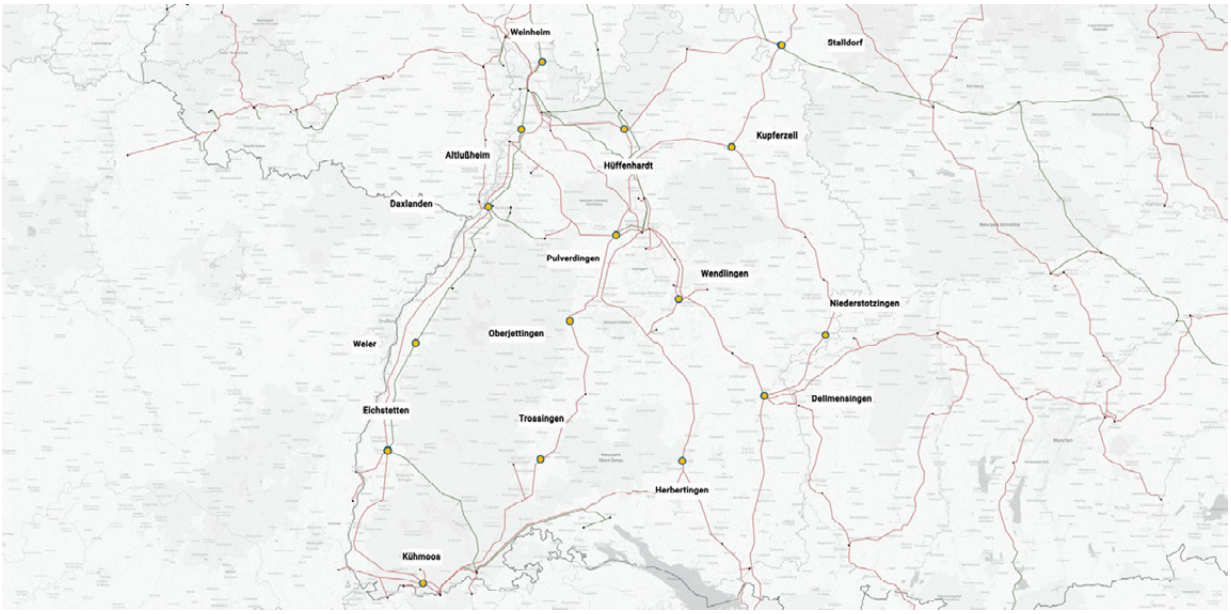
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt TNG-P90 ist ein Sammelprojekt aller Blindleistungskompensationsanlagen im Netzgebiet von TransnetBW die sich bereits im Startnetz befinden. Die Historie der bisherigen Bestätigung in vorangegangenen NEP ist maßnahmenspezifisch.

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht TNG-P90
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

TNG-P176
Netzverstärkung südwestliches Baden-Württemberg/Grenzregion Frankreich

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TRANSNET BW

Startnetz Onshore AC

Weitere Informationen

BBP-Nr: 72

TYNDP-Nr: 228

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Grenzkuppelkapazität von und nach Frankreich und enthält folgende Maßnahmen:

- M387: Eichstetten - Bundesgrenze [FR]

Weitere Infos zum Projekt

https://www.transnetbw.de/de/netzentwicklung/projekte/alle-projekte

https://www.transnetbw.de/de/netzentwicklung/projekte/eichstetten-bundesgrenze-frankreich/projektueberblick

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M387 Eichstetten - Bundesgrenze [FR]

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Bundesländer: Baden-Württemberg

Ausführung:

Netzverstärkung	**20 km**
davon Ersatzneubau	20 km

Geplante Inbetriebnahme: 2030

Beschreibung der Maßnahme

Die Maßnahme ist ein Ersatzneubau der 380-kV-Leitung zwischen Eichstetten – Bundesgrenze [FR] – Muhlbach in bestehender Trasse. In den betroffenen Schaltanlagen sind Verstärkungsmaßnahmen notwendig.

Begründung des geplanten Projekts

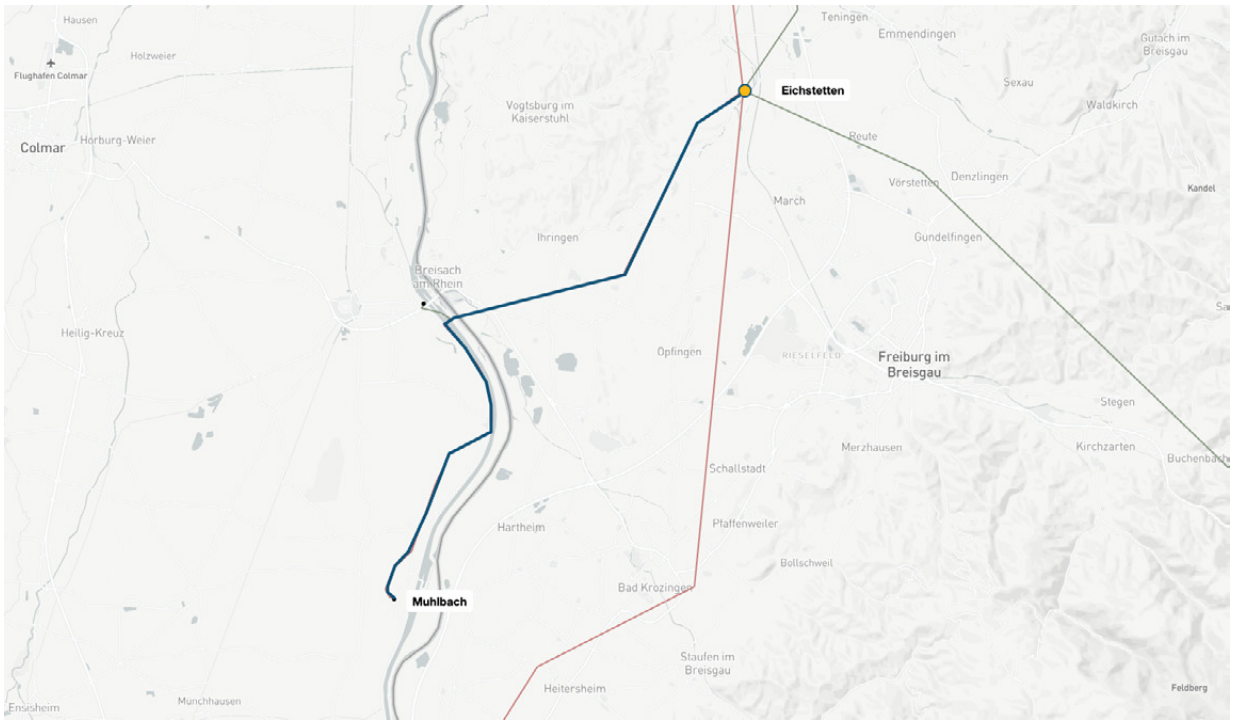
Netzplanerische Begründung

Das bestehende Netz in der grenzüberschreitenden Region ist heute teilweise noch in 220 kV verbunden. Die signifikanten Änderungen in der Erzeugungssituation durch die fortschreitende Energiewende führen zu erhöhten grenzüberschreitenden Flüssen und dem Bedarf an zusätzlicher Übertragungskapazität. Durch die Verstärkung der vorhandenen grenzüberschreitenden Leitungen kann die Übertragungskapazität erhöht werden.

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht TNG-P176

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

TNG-P206
Hochrhein

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TRANSNET BW

Startnetz Onshore AC

Weitere Informationen

BBP-Nr: 23

Projektbeschreibung

Das Projekt dient zur Verbesserung der Versorgungssicherheit, zur Reduzierung der Rauminanspruchnahme durch 380-kV-Umstellung und Rückbau der 220-kV-Struktur und zur Erhöhung der Übertragungskapazität im Hochrheingebiet. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M417: Herbertingen – Waldshut-Tiengen – Waldshut-Tiengen/ Weilheim mit Abzweig Pfullendorf und Abzweig Beuren.

Weitere Infos zum Projekt

https://www.transnetbw.de/de/netzentwicklung/projekte/hochrhein

https://www.amprion.net/Netzausbau/Aktuelle-Projekte/Hochrhein-Herbertingen-Waldshut-Tiengen/

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M417-TNG
Leitung

Herbertingen – Waldshut-Tiengen – Waldshut-Tiengen/ Weilheim mit Abzweig Pfullendorf und Abzweig Beuren

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Bundesländer: Baden-Württemberg

Ausführung:

Netzausbau	**12 km**
davon Neubau in neuer Trasse	12 km
Netzverstärkung	**62 km**
davon Ersatzneubau	62 km

Geplante Inbetriebnahme: 2032

Beschreibung der Maßnahme

Zwischen den Anlagen Gurtweil/Tiengen und Herbertingen soll durch Ersatzneubau eine neue 380-kV-Leitung mit zwei Stromkreisen errichtet werden. Sie soll die bestehende 380-kV-Trasse Herbertingen – Tiengen (Amprion) und die 220-kV-Trasse Gurtweil – Beuren (TransnetBW) ersetzen. Die neuen 380-kV-Anlagen Beuren und Pfullendorf von TransnetBW werden in die neue Leitung eingeschleift. Der 380-kV-Stromkreis Engstlatt – Kühmoos – Villingen (TransnetBW) muss in das Umspannwerk Gurtweil eingeschleift werden. Dies erfolgt durch einen Neubau der Leitung auf ca. 4 km, unter Berücksichtigung von Bündelungsmöglichkeiten mit parallelen Leitungsstrukturen. Darüber hinaus ist die Neuerrichtung der Anlagen Gurtweil und Tiengen und die Erweiterung der Umspannanlage Herbertingen erforderlich. Das bestehende 220-kV-Umspannwerk Beuren wird auf 380-kV umgestellt. Zudem wird ein neues Umspannwerk in Pfullendorf in 380/110-kV errichtet. Das Projekt ist ein Gemeinschaftsprojekt von TransnetBW und Amprion (siehe AMP-P206).

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Das Übertragungsnetz im Bereich Hochrhein hat die Aufgabe, die Leistung aus den Laufwasserkraftwerken und Pumpspeicherwerken am Hochrhein abzutransportieren und die sichere

Versorgung der Kunden zu gewährleisten. Zusätzlich leistet das Übertragungsnetz im Bereich Hochrhein einen Beitrag zum Leistungsaustausch mit der Schweiz.

Netzplanerische Begründung

Das 220-kV-Netz in diesem Bereich wird Zug um Zug zurückgebaut und dadurch geschwächt. Zur langfristigen Sicherstellung und Verbesserung der Versorgung des Hochrheingebietes ist daher die Anbindung von 220-kV-Umspannwerken an das 380-kV-Netz und damit eine Umstellung der Umspannung auf 380/110-kV notwendig. Anstatt der Umstellung des Umspannwerks Stockach auf 380-kV wird der Neubau eines 380/110-kV Umspannwerks in Pfullendorf neben der neuen 380-kV-Leitung erforderlich. Darüber hinaus besteht auf den heutigen Stromkreisen eine zu geringe Übertragungskapazität, die für den zukünftigen Transportbedarf nicht mehr ausreichend ist.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt wurden. Die Maßnahme M417 hat sich zuletzt im NEP 2037/2045 (2023) für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2037, B 2037, C 2037, A 2045, B 2045 und C 2045 als erforderlich erwiesen. Aufgrund der Überführung in das Startnetz erfolgte im aktuellen NEP keine erneute Überprüfung.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur kann durch die Maßnahme M417 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen. Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. der Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternativ zu der beschriebenen Maßnahme 417 könnte, zur Sicherstellung der Versorgung in der Region, ein neuer 220-kV-Stromkreis in neuer Trasse zur Anbindung an die bestehende 220-kV-Verbindung zwischen Herbertingen und Tiengen errichtet

werden. Eine weitere Erhöhung der Übertragungskapazität, insbesondere zur Anbindung des süddeutschen Raumes und der Schweiz, stößt mit diesem Konzept schnell an Grenzen. Diese Planungsalternative ist im Vergleich mit der vorgeschlagenen Maßnahme M417 im Hinblick auf das NOVA-Prinzip nicht vorzugswürdig und wurde daher verworfen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Dieses Projekt wurde in dieser Form im NEP 2030 (2017) erstmals identifiziert. Es handelt sich um ein überarbeitetes Konzept, in das die Maßnahmen P52 M59 Herbertingen – Tiengen und P206 M417 Gurtweil – Kreis Konstanz eingeflossen sind. P52 M59 wurde erstmals im NEP 2022 (2012) identifiziert und war in den Netzentwicklungsplänen 2013 und 2014 enthalten. Das Projekt P206 M417 wurde im NEP 2030 (2019), im NEP 2035 (2021) und im NEP 2037/2045 (2023) von der Bundesnetzagentur bestätigt. Es ist als Vorhaben Nr. 23 im Bundesbedarfsplan enthalten.

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2037/2045 (2025). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen Onshore und Netzanalysen Offshore wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht TNG-P206
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

TNG-P350
Lastflusssteuernde Maßnahme Pulverdingen

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TRANSNET BW

Startnetz Onshore AC

Projektbeschreibung

Die Notwendigkeit des Projekts wurde in vorangegangenen NEP nachgewiesen und wird mit Vorliegen der vollständigen Genehmigungen / des Planfeststellungsbeschlusses nicht mehr in Form eines Projektsteckbriefes dargestellt. Aktuelle Informationen finden Sie auf den Internetseiten des zuständigen Übertragungsnetzbetreibers.

Weitere Infos zum Projekt

https://www.transnetbw.de/de/netzentwicklung/projekte/umspannwerk-pulverdingen

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M561 PST Pulverdingen

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Bundesländer: Baden-Württemberg

Geplante Inbetriebnahme: 2027

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

TNG-P420
Stuttgart Ostumfahrung
Netzverstärkung Reicheneck - Rommelsbach (Ad-hoc-Maßnahme)

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TRANSNET BW

Startnetz Onshore AC

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der besseren Anbindung des Mittleren Neckarraums und zur Erhöhung der Übertragungskapazität in Richtung des südlichen Baden-Württembergs und enthält folgende Maßnahme:

- M630: Punkt Reicheneck - Punkt Rommelsbach (Ad-hoc Maßnahme)

Weitere Infos zum Projekt

https://www.transnetbw.de/de/netzentwicklung/projekte/netzverstaerkung-reicheneck-rommelsbach

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M630 Punkt Reicheneck - Punkt Rommelsbach

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Bundesländer: Baden-Württemberg

Ausführung:

Netzverstärkung	**2.3 km**
davon Zu-/Umbeseilung	2.3 km
Geplante Inbetriebnahme:	2027

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen der Maßnahme ist eine HTL-Stromkreisauflage für einen zusätzlichen 380-kV-Stromkreis auf einer Leitungsanlage westlich von Metzingen zwischen dem Punkt Reicheneck und dem Punkt Rommelsbach vorgesehen (Netzverstärkung).

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Leitung von Hoheneck über Metzingen nach Herbertingen verbindet den Großraum Stuttgart direkt mit Oberschwaben. Von Herbertingen aus führen zwei Leitungen weiter nach Süden. Zum einen Richtung Hochrhein nach Gurtweil/Tiengen und weiter Richtung Schweiz und zum anderen in Richtung Bodensee und weiter nach Vorarlberg. Die Pumpspeicherkraftwerke im Südschwarzwald und in Vorarlberg werden so mit der Industrie im mittleren Neckarraum verbunden.

Netzplanerische Begründung

Das vorliegende Projekt hat einen hohen Nutzen zur Verringerung des Redispatch-Volumens im Szenario für das Jahr 2030 des NEP 2037/2045 (2023) gezeigt. Durch die Zubeseilung eines zweiten 380-kV-Stromkreises im Abschnitt zwischen dem Punkt Reicheneck und dem Punkt Rommelsbach kann ein Engpass auf der Verbindung zwischen Mittlerem Neckarraum (Wendlingen/Metzingen), südlichem Baden-Württemberg (Herbertingen) und weiter – insbesondere nach Österreich - beseitigt werden. Darüber hinaus wird auch die Versorgungssicherheit gestärkt, da der Ausfall eines Stromkreises nicht mehr zu einer Unterbrechung der Versorgungsachse von Stuttgart bis zur Hochrhein-Region führen kann. Durch die resultierende stärkere Anbindung des UW Metzingen werden notwendige Umbauarbeiten im Übertragungsnetz der Region wesentlich erleichtert.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme M630 hat sich zuletzt im NEP 2037/2045 (2023) für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2037, B 2037, C 2037, A 2045, B 2045 und C 2045 als erforderlich erwiesen. Aufgrund der Überführung in das Startnetz erfolgte im aktuellen NEP keine erneute Überprüfung.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt. Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte Zu der Maßnahme 630 gibt es keine sinnvollen alternativen Netzverknüpfungspunkte, da bestehende Leitungsanlagen genutzt werden.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Zu der Maßnahme 630 gibt es keine sinnvollen alternativen Netzverknüpfungspunkte, da bestehende Leitungsanlagen genutzt werden.

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht TNG-P420
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

TNG-P426
Leistungsflusssteuerung Philippsburg (Ad-hoc-Maßnahme)

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TRANSNET BW

Startnetz **Onshore** **AC**

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Steuerung der Leistungsflüsse im nordwestlichen Baden-Württemberg. Es enthält folgende Maßnahme:

- M645: Leistungsflusssteuerung in Philippsburg

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M645 Leistungsflusssteuerung Philippsburg

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Bundesländer: Baden-Württemberg

Geplante Inbetriebnahme: 2032

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen der Maßnahme ist die Errichtung von Querregeltransformatoren in der Schaltanlage Philippsburg vorgesehen (Netzverstärkung). Sie ermöglichen die Steuerung der Leistungsflüsse im Übertragungsnetz und können diese hinsichtlich der Vermeidung von Überlastungen überregional positiv beeinflussen. In der Schaltanlage Philippsburg sind Netzverstärkungen notwendig. Um die mögliche Leistungsflussverschiebung des Betriebsmittels bestmöglich ausnutzen zu können, ist außerdem die direkt verbundene Schaltanlage Neurott zu verstärken.

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Bei starken Nord-Süd-Leistungsflüssen kommt es auf der Achse Philippsburg - Daxlanden, sowie auf weiteren Stromkreisen im Bereich des nördlichen Baden-Württembergs und der angrenzenden Bundesländer, zu Überlastungen. Die Schaltanlage in Philippsburg ist sowohl in Nord-Süd als auch in West-Ost Richtung sehr stark vermascht. Daher eignet sie sich sehr gut zur gezielten Optimierung der Leistungsflussverteilung.

Netzplanerische Begründung

Die leistungsflusssteuernden Betriebsmittelnam Standort Philippsburg haben einen hohen Nutzen zur Verringerung des Redispatch-Volumens im Szenario für 2030 gezeigt. Sie dienen aber auch in den Zielnetzen für 2037 und 2045 der Steuerung und Optimierung der Leistungsflüsse im AC-Höchstspannungsnetz. Dadurch reduzieren sie mittel- und langfristig den ansonsten zusätzlich erforderlichen Bedarf an Netzverstärkungs- oder Netzausbaumaßnahmen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme M645 hat sich zuletzt im NEP 2037/2045 (2023) für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2037, B 2037, C 2037, A 2045, B 2045 und C 2045 als erforderlich erwiesen. Aufgrund der Überführung in das Startnetz erfolgte im aktuellen NEP keine erneute Überprüfung.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahme wurde unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten wie zum Beispiel die Anbindung in das umgebende Transportnetz entwickelt. Dabei hat sich die hier beschriebene Maßnahme als notwendig und gleichzeitig wirksam bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P426 wurde im NEP 2030 (2019) erstmals ausgewiesen und im NEP 2037/2045 (2023) von der Bundesnetzagentur bestätigt. Seit dem NEP 2037/2045 (2025) befindet es sich im Startnetz.

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht TNG-P426
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

TNG-P428
Netzverstärkung 380-kV-Schaltanlage Kühmoos

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TRANSNET BW

Startnetz **Onshore** **AC**

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in der Grenzregion Deutschland, Schweiz, Frankreich sowie der Sicherstellung eines sicheren Systembetriebs. Es umfasst einen Neubau mit Erweiterung der bestehenden 380-kV-Schaltanlage Kühmoos von TransnetBW und enthält folgende horizontale Punktmaßnahme:

- M700: UW Kühmoos

Weitere Infos zum Projekt

https://www.transnetbw.de/de/netzentwicklung/projekte/netzknoten-kuehmoos

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M700 UW Kühmoos

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Bundesländer: Baden-Württemberg

Geplante Inbetriebnahme: 2036

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Schaltanlage Kühmoos stellt einen sehr wichtigen Verbindungsknoten für Transporte zwischen den Übertragungsnetzen von Deutschland und der Schweiz dar. Darüber hinaus spielt der Netzknoten eine zentrale Rolle im Netzwiederaufbaukonzept von TransnetBW.

Netzplanerische Begründung

Die zukünftigen Anforderungen an die Kurzschlussfestigkeit der Anlage sowie notwendige Erweiterungen, wie z. B. aus den Projekten P90 und P310, bedingen einen Neubau der Anlage.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

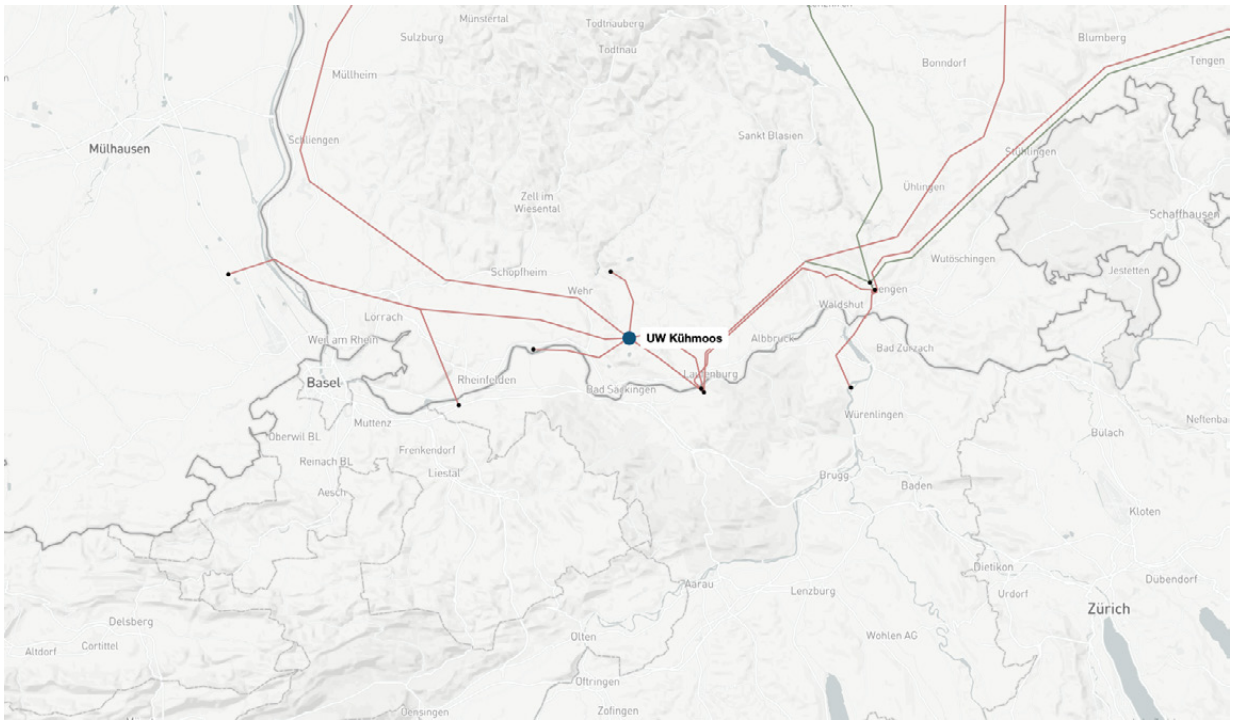
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P428 wurde im NEP 2030 (2019) erstmalig identifiziert und seitdem von der Bundesnetzagentur bestätigt. Es befindet sich seit dem NEP 2037 (2023) im Startnetz.

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht TNG-P428

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

TNG-P430
Netzbooster Pilotanlage Kupferzell

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TRANSNET BW

Startnetz Onshore AC

Projektbeschreibung

Die Notwendigkeit des Projekts wurde in vorangegangenen NEP nachgewiesen und wird mit Vorliegen der vollständigen Genehmigungen / des Planfeststellungsbeschlusses nicht mehr in Form eines Projektsteckbriefes dargestellt. Aktuelle Informationen finden Sie auf den Internetseiten des zuständigen Übertragungsnetzbetreibers.

Weitere Infos zum Projekt

https://www.transnetbw.de/de/netzentwicklung/projekte/netzbooster-kupferzell

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M646 Netzbooster Pilotanlage Kupferzell

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Bundesländer: Baden-Württemberg

Geplante Inbetriebnahme: 2026

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

TNG-P677
Netzverstärkung zwischen Rheinau und Hüffenhardt

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TRANSNET BW

Startnetz **Onshore** **AC**

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität im Nordwesten von Baden-Württemberg. Das Projekt befindet sich teils im Start- und teils im Zubaunetz (siehe P677 und TNG-P677).

- M860: Rheinau – Neurott

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M860 Rheinau - Neurott

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Bundesländer: Baden-Württemberg

Ausführung:

Netzverstärkung	**12.5 km**

davon Zu-/Umbeseilung	12.5 km
Geplante Inbetriebnahme:	2037

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen der Maßnahme ist eine Spannungsumstellung und HTLS-Zubeseilung eines zusätzlichen 380-kV-Stromkreises von Rheinau nach Neurott geplant (Netzverstärkung). Darüber hinaus sind Netzverstärkungsmaßnahmen in den betroffenen Schaltanlagen erforderlich.

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Bei der Verbindung Rheinau - Neurott - Hüffenhardt handelt es sich um ein Teilstück einer westlich vom Großraum Frankfurt verlaufenden Transportachse zwischen Rheinland-Pfalz und dem Zentrum Baden-Württembergs. Sie ist in diesem Teil bislang nur schwach ausgebaut. Insbesondere bei Nord-Süd-Leistungsflüssen kommt es sowohl westlich als auch östlich des Großraum Frankfurts zu Überlastungen auf bestehenden Transportachsen in Nord-Süd-Richtung. Betroffen ist in Baden-Württemberg der gesamte Bereich von der Grenze zu Hessen und Bayern bis in die Mitte Baden-Württembergs.

Netzplanerische Begründung

Zwischen den betroffenen Anlagen Rheinau und Neurott besteht heute keine direkte Verbindung. Die Anlagen Neurott und Hüffenhardt sind nur mit einem Stromkreis verbunden. Aufgrund freier Gestängeplätze kann auf beiden Abschnitten ein zusätzlicher 380-kV-Stromkreis aufgelegt werden. Zwischen Neurott und Hüffenhardt kann dies kurzfristig als Ad-hoc Maßnahme realisiert werden. Hierdurch können auch schon vor 2037 prognostizierte hohe Transite durch das unterlagerte Hochspannungsnetz reduziert werden, welche bei Ausfall des aktuellen Stromkreises auftreten. Zwischen Rheinau und Neurott liegt bereits auf dem überwiegenden Teil der Strecke ein 380-kV-fähiger Stromkreis auf. Die Maßnahme M860 kann daher mit verhältnismäßig geringem Aufwand durch Spannungsumstellung und Neubau der Einführungen in die betroffenen Umspannwerke realisiert werden. Aufgrund paralleler Netzausbauprojekte kann diese Maßnahme jedoch nicht kurzfristig als ad-hoc Maßnahme vollständig umgesetzt werden.

Durch Umsetzung beider Maßnahmen wird die Verbindung in den Nordwesten Baden-Würtembergs deutlich verstärkt. Dies trägt zur Reduktion von Überlastungen auf umliegenden Stromkreisen der Region bei, welche insbesondere bei hohen Nord-Süd-Leistungsflüssen auftreten.

Die Maßnahme ist außerdem notwendig, um die zunehmende Einspeisung erneuerbarer Energie im Nordwesten Baden-Württembergs (z. B. Raum Rhein-Neckar) aufnehmen zu können.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme M860 hat sich zuletzt im NEP 2037/2045 (2023) für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2037, B 2037, C 2037, A 2045, B 2045 und C 2045 als erforderlich erwiesen. Aufgrund der Überführung in das Startnetz erfolgte im aktuellen NEP keine erneute Überprüfung.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Zu der Maßnahme 860 gibt es keinen sinnvollen alternativen Netzverknüpfungspunkt, da bestehende Leitungsanlagen genutzt werden.

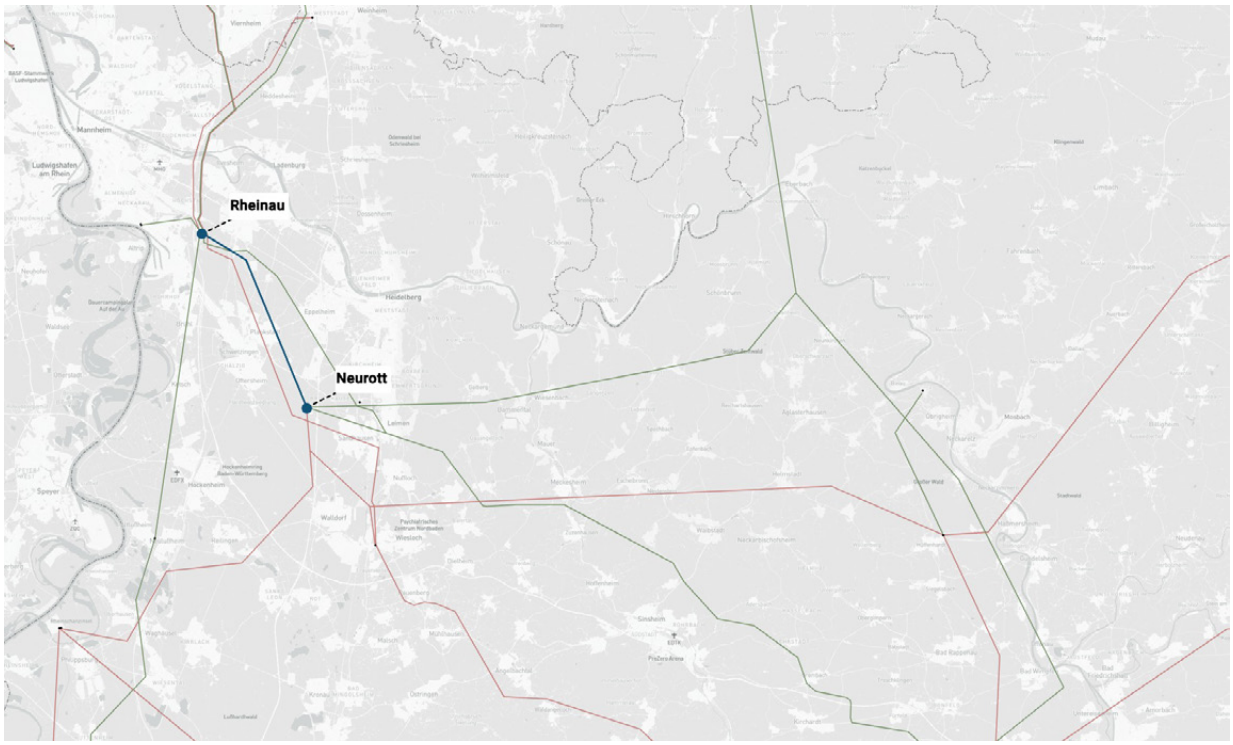
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P677 mit den Maßnahmen M860 und M861 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmals ausgewiesen und von der Bundesnetzagentur bestätigt. Die Maßnahme M860 ist seit dem NEP 2037 (2025) im Startnetz.

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht TNG-P677
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

DC1
A-Nord
HGÜ-Verbindung von Niedersachsen nach Nordrhein-Westfalen

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

amprion verbindet

Startnetz Onshore DC

Weitere Informationen

BBP-Nr: 1

TYNDP-Nr: 132

PCI-Nr: 2.31.1

Projektbeschreibung

Die Notwendigkeit des Projekts wurde in vorangegangenen NEP nachgewiesen und wird mit Vorliegen der vollständigen Genehmigungen / des Planfeststellungsbeschlusses nicht mehr in Form eines Projektsteckbriefes dargestellt. Aktuelle Informationen finden Sie auf den Internetseiten des zuständigen Übertragungsnetzbetreibers.

Weitere Infos zum Projekt

https://a-nord.amprion.net/

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

DC1 Emden/Ost - Osterath

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Niedersachsen Nordrhein-Westfalen

Ausführung:

Netzausbau	**298 km**
davon Neubau in neuer Trasse (mit MR)	298 km
Geplante Inbetriebnahme:	2027

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

DC2
ULTRANET
HGÜ-Verbindung von Nordrhein-Westfalen nach Baden-Württemberg

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

amprion verbindet TRANSNET BW

Startnetz Onshore DC

Weitere Informationen

BBP-Nr: 2

TYNDP-Nr: 254

PCI-Nr: 2.9

Projektbeschreibung

Die Notwendigkeit des Projekts wurde in vorangegangenen NEP nachgewiesen und wird mit Vorliegen der vollständigen Genehmigungen / des Planfeststellungsbeschlusses nicht mehr in Form eines Projektsteckbriefes dargestellt. Aktuelle Informationen finden Sie auf den Internetseiten des zuständigen Übertragungsnetzbetreibers.

Weitere Infos zum Projekt

https://www.transnetbw.de/de/netzentwicklung/projekte/alle-projekte

https://ultranet.amprion.net/

Maßnahmen des geplanten Projektes

2 Maßnahmen

DC2a Osterath – Philippsburg (Ultranet), Abschnitte Amprion

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Baden-Württemberg Hessen Nordrhein-Westfalen Rheinland-Pfalz

Ausführung:

Netzverstärkung	**299 km**
davon Zu-/Umbeseilung	299 km

Geplante Inbetriebnahme: 2026

DC2b Osterath – Philippsburg (Ultranet), Abschnitte TransnetBW

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Bundesländer: Baden-Württemberg

Ausführung:

Netzverstärkung	**43 km**
davon Zu-/Umbeseilung	22 km
davon Ersatzneubau	18 km
davon Parallelneubau	3 km

Geplante Inbetriebnahme: 2026

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

DC3/DC4
SuedLink
HGÜ-Verbindung von Schleswig-Holstein nach Baden-Württemberg und Bayern

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TenneT TRANSNET BW

Startnetz Onshore DC

Weitere Informationen

BBP-Nr: 3, 4

TYNDP-Nr: 235

PCI-Nr: 1.5

Projektbeschreibung

Die Notwendigkeit des Projekts wurde in vorangegangenen NEP nachgewiesen und wird mit Vorliegen der vollständigen Genehmigungen / des Planfeststellungsbeschlusses nicht mehr in Form eines Projektsteckbriefes dargestellt. Aktuelle Informationen finden Sie auf den Internetseiten des zuständigen Übertragungsnetzbetreibers.

Weitere Infos zum Projekt

https://www.tennet.eu/de/projekte/suedlink

https://www.transnetbw.de/de/netzentwicklung/projekte/suedlink/projektueberblick

https://suedlink.com/start

Maßnahmen des geplanten Projektes

2 Maßnahmen

DC3 Brunsbüttel - Großgartach (SuedLink)

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT TransnetBW

Bundesländer: Baden-Württemberg Bayern Hessen Niedersachsen Schleswig-Holstein Thüringen

Ausführung:

Netzausbau	**690 km**
davon Neubau in neuer Trasse (ohne MR)	690 km

Geplante Inbetriebnahme: 2028

DC4 Wilster/West - Bergrheinfeld/West (SuedLink)

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT TransnetBW

Bundesländer: Bayern Hessen Niedersachsen Schleswig-Holstein Thüringen

Ausführung:

Netzausbau	**537 km**
davon Neubau in neuer Trasse (ohne MR)	537 km

Geplante Inbetriebnahme: 2028

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

DC5/DC20
SuedOstLink und SuedOstLink+
HGÜ-Verbindung von Sachsen-Anhalt und Mecklenburg-Vorpommern nach Bayern

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

Startnetz Onshore DC

Weitere Informationen

BBP-Nr: 5a, 5

TYNDP-Nr: 130

PCI-Nr: 2.2

Projektbeschreibung

Die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-Verbindungen (HGÜ-Verbindungen) DC5 und DC20 verbinden die Regionen hoher Einspeisung erneuerbarer Energien in Nordostdeutschland, die Lastschwerpunkte im Süden Deutschlands und die heutigen und zukünftigen Speicher in der Alpenregion. Das Projekt hat in der öffentlichen Kommunikation den Titel SuedOstLink (DC5) bzw. SuedOstLink+ (DC20) und enthält die folgenden Maßnahmen:

- DC5: Wolmirstedt - Isar
- DC20: Mühlenbeck - Isar

Bei dem Projekt handelt es sich um eine steuerbare, verlustarme Übertragung hoher Leistungen über große Entfernungen. Die Verbindungen sind länderübergreifend im Sinne des NABEG. Für das Projekt gilt ein Vorrang der Erdverkabelung nach § 3 Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG). Zwischen dem

Landkreis Börde im Raum Magdeburg sowie Isar ist nach den Planungen der ÜNB eine parallele Führung beider Maßnahmen auf einer gemeinsamen Stammstrecke geplant. Der Teil südlich des Landkreises Börde wird in der öffentlichen Kommunikation der Maßnahme SuedOstLink zugeordnet. Der Teil nördlich des Landkreises Börde wird öffentlich als eigenständige Maßnahme SuedOstLink+ kommuniziert. Für den Abschnitt Landkreis Börde - Isar von DC20 ist gemäß der „G"-Kennzeichnung in der Anlage zu § 1 Abs. 1 BBPIG bei Zulassung des Vorhabens auf eine Bundesfachplanung zu verzichten.

Das Vorhaben DC5 sowie der Abschnitt Landkreis Börde - Isar von DC20 sind planfestgestellt. Daher sind die Maßnahmen DC5 und DC20 Teil des Startnetzes. Für den Abschnitt Mühlenbeck bis zum Landkreis Börde wurde der Antrag auf Bundesfachplanung nach § 6 NABEG eingereicht.

Die HGÜ-Verbindung DC20 entspricht dem gestiegenen Nord-Süd-Transportbedarf. Der steigende Übertragungsbedarf ist insbesondere durch den weiteren Ausbau von Erneuerbare-Energien-Anlagen gemäß des Ausbaupfades des novellierten Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) getrieben. Seit dem NEP 2022 (2012) bestätigte sich immer wieder der Bedarf für weitere 2 GW Transportkapazität zwischen Mecklenburg-Vorpommern und Bayern.

Weitere Infos zum Projekt

https://www.50hertz.com/de/Netz/Netzentwicklung/ProjekteanLand/SuedOstLink

https://www.tennet.eu/de/projekte/suedostlink

Maßnahmen des geplanten Projektes

2 Maßnahmen

DC20 Mühlenbeck - Isar

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz TenneT

Bundesländer: Bayern Brandenburg Mecklenburg-Vorpommern Niedersachsen Sachsen Sachsen-Anhalt Thüringen

Ausführung:

Netzausbau	**220 km**
davon Neubau in neuer Trasse (ohne MR)	220 km
Netzverstärkung	**543 km**
davon Leerrohrnutzung (ohne MR)	543 km

Geplante Inbetriebnahme: 2032

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Bau einer HGÜ-Verbindung vom neuen Standort Mühlenbeck in Mecklenburg-Vorpommern nach Isar in Bayern mit einer Bemessungsleistung von 2 GW vorgesehen.

Das neu zu errichtende Umspannwerk (UW) Mühlenbeck dient als Netzverknüpfungspunkt der HGÜ-Verbindung DC20 und wird mit einer Doppeleinschleifung in die bestehende 380-kV-Freileitung Güstrow - Wessin - Görries - Krümmel eingebunden. Darüber hinaus ist in Mühlenbeck sowie in Isar jeweils eine DC-Konverterstation mit einer Kapazität von 2 GW zu errichten (Netzausbau).

Die Maßnahme gliedert sich in zwei Bestandteile: Mühlenbeck bis Landkreis Börde (Netzausbau: Neubau in neuer Trasse) und Landkreis Börde bis Isar (Netzverstärkung: Parallelneubau).

DC5 Wolmirstedt - Isar

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz TenneT

Bundesländer: Bayern Sachsen Sachsen-Anhalt Thüringen

Ausführung:

Netzausbau	**543 km**
Leerrohrerrichtung (ohne MR)	543 km
davon Neubau in neuer Trasse (ohne MR)	543 km

Geplante Inbetriebnahme: 2027

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Bau einer HGÜ-Verbindung mit einer Nennleistung von 2 GW von Wolmirstedt bei Magdeburg in Sachsen-Anhalt nach Isar in Bayern vorgesehen. Darüber hinaus ist in Wolmirstedt sowie in Isar jeweils eine DC-Konverterstation mit einer Kapazität von 2 GW zu errichten (Netzausbau).

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

DC5 und DC20 verbinden die nordöstliche Region Deutschlands, die mit über 60 % schon heute den deutschlandweit höchsten Erzeugungsanteil erneuerbarer Energien am Endverbrauch aufweist, mit Süddeutschland. In Nordostdeutschland wachsen die Einspeisungen aus erneuerbaren Energien, insbesondere von Offshore- und Onshore-Wind- sowie Photovoltaik-Leistung stetig an. Demgegenüber steht in der Region ein stagnierender oder sogar rückläufiger Verbrauch, der heute schon häufig und künftig noch stärker unterhalb der eingespeisten Energiemengen liegt. Der Ausbau erneuerbarer Energien geht aufgrund der günstigen regionalen Bedingungen in Nordostdeutschland weiter voran.

Im Süden Deutschlands entsteht hingegen durch die Abschaltung der letzten Kernkraftwerke im Frühjahr 2023 sowie durch den gesetzlich beschlossenen Ausstieg aus der Kohleverstromung eine systematische Unterdeckung des Versorgungsbedarfs in den Folgejahren. Bayern, Baden-Württemberg und Hessen müssen demzufolge in 2035 rund 40 % ihres Jahresenergieverbrauchs importieren.

Gaskraftwerke und der dezentrale Ausbau erneuerbarer Energien ersetzen die Energieproduktion der stillgelegten Kernkraftwerke sowie der stillzulegenden Kohlekraftwerke in Zukunft nicht vollständig. Süddeutschland ist daher zur Deckung des Strombedarfs und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit auf Energietransporte aus anderen Regionen angewiesen. Die Vorhaben DC5 und DC20 erschließen die erneuerbaren Energien im Nordosten für die Lastregionen in Süddeutschland und dienen gleichzeitig der Deckung der Höchstlast und damit der Versorgungssicherheit in Bayern. In Kombination mit dem Projekt DC31 Suchraum Heide - Mühlenbeck ermöglicht DC20 darüber hinaus sogar die direkte Versorgung Süddeutschlands mit Onshore- und Offshore-Windenergie aus Schleswig-Holstein.

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

Die HGÜ-Verbindungen DC5 und DC20 werden im Abschnitt Wolmirstedt bzw. Landkreis Börde - Isar weitgehend als Erdkabel geplant. Es wurden Freileitungsprüfverlangen nach §3 Abs. 3 BBPlG geltend gemacht. Im Sinne einer vorausschauenden Planung waren bereits im Zuge des Vorhabens DC5 Leerrohre für die zukünftige Erweiterung der HGÜ-Verbindung auf diesem Abschnitt vorgesehen. Diese planerischen Vorarbeiten können nun von dem Vorhaben DC20 genutzt werden. So werden im Planfeststellungsverfahren und insbesondere den folgenden Bauphasen Synergien geschaffen und die Eingriffe in Naturräume innerhalb weniger Jahre deutlich reduziert.

Die HGÜ-Verbindung DC20 ermöglicht einen Zugang zu möglichst kostengünstiger Energie durch einen vernetzten Energiebinnenmarkt. Als ein direkt steuerbares Element stützt sie dahingehend die Systemstabilität im Süden Deutschlands. Insbesondere bei mittlerer und starker Windeinspeisung im Nordosten wird das süddeutsche Netz durch den zielgerichteten Leistungstransport entscheidend gestützt. Die Erforderlichkeit des Vorhabens DC20 lässt sich insbesondere aus den beiden nachfolgenden Entwicklungen begründen:

- Das im Koalitionsvertrag der Regierungskoalition sowie mittlerweile im EEG verankerte Ziel, den Anteil erneuerbarer Energien bis zum Jahr 2030 auf 80 % zu steigern.
- Die mit dem „Clean energy for all Europeans package“ einhergehenden Vorgaben auf europäischer Ebene für den grenzüberschreitenden Stromhandel, die zu einer Zunahme paneuropäischer Handelsflüsse führen werden.

Beide Entwicklungen führen zu einer höheren Auslastung des deutschen Übertragungsnetzes. Das Vorhaben DC20 schafft dazu neue Übertragungskapazitäten.

Netzplanerische Begründung

Ohne die Errichtung der HGÜ-Verbindungen würden zunehmend Netzengpässe in Nordost- und Süddeutschland entstehen. Dies hätte zur Folge, dass Offshore- bzw. Onshore-Windenergie- und Photovoltaik-Anlagen in diesen Regionen erheblichen Einspeiseeinschränkungen unterworfen wären. Durch den Einsatz der HGÜ-Verbindungen 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 HGÜ-Verbindungen den Blindleistungsbedarf erheblich. Dazu stellen die HGÜ-Konverter zusätzlich Blindleistung für das AC-Netz bereit. Hierdurch tragen die Vorhaben DC5 und DC20 zur Einhaltung der AC-Spannungsbänder bei und leisten damit einen wichtigen Beitrag zur Spannungsstabilität im AC-Netz. In Wechselwirkung mit den geplanten Verstärkungen der Interkonnektoren an der deutsch-österreichischen Grenze tragen die Vorhaben zur Stärkung der Verbindung zwischen den Standorten der Windenergieanlagen, der Photovoltaik und der alpinen Speicher bei.

Aktuell werden für den Transport von Windenergie nach Bayern ausländische Netze in Anspruch genommen. Bei hohen Einspeiseleistungen aus Windenergieanlagen treten, trotz Einsatz von Querregeltransformatoren (PST) an den Grenzen Deutschlands zu Polen und Tschechien, weiterhin ungeplante Leistungsflüsse von Nordostdeutschland über das polnische und tschechische Netz (teilweise auch über Österreich) nach Bayern auf.

Die Vorhaben DC5 und DC20 beseitigen diese weitgehend, insbesondere im Zusammenspiel mit den oben genannten PST, die gemeinsam mit PSE und ČEPS bereits heute an der deutsch-polnischen und deutsch-tschechischen Grenze zur Steuerung der Leistungsflüsse eingesetzt werden.

Seit dem NEP 2022 (2012) bestätigt sich in den Langfristszenarien immer wieder der Bedarf für zusätzliche Transportkapazität zwischen Mecklenburg-Vorpommern und Bayern, der durch die HGÜ-Verbindung DC20 mit einer Bemessungsleistung von 2 GW möglichst in bestehender Trasse gedeckt wird. Die HGÜ-Verbindung könnte weitestgehend in den Schutzstreifen bestehender AC-Freileitungen und DC-Kabeltrassen umgesetzt werden.

Im „Vorschlag für Lösung der Netzprobleme im Dreiländereck Bayern, Hessen und Thüringen“ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie sowie der Energieministerien der Länder Bayern, Hessen und Thüringen vom 05.06.2019 wurde unter anderem die Bundesnetzagentur mit der Prüfung beauftragt, ob auf das Projekt P44 verzichtet werden kann, wenn nicht nur das Vorhaben P43 (Ursprungsvariante), sondern auch bereits 2030 die von den Übertragungsnetzbetreibern im NEP 2030 (2019) für 2035 vorgesehene Erweiterung des SuedOstLink von Mühlenbeck nach Isar realisiert wird (DC20; SOL-Erweiterung SuedOstLink+).

Im Rahmen des daraufhin von der Bundesnetzagentur durchgeführten Variantenvergleichs der Vorhaben P44 (Netzverstärkung und -ausbau zwischen Altenfeld und Grafenrheinfeld) und DC20 (HGÜ-Verbindung Mühlenbeck - Isar) hat die Bundesnetzagentur Netzanalysen für beide Varianten im Zieljahr 2030 durchgeführt. Dabei erweist sich das Vorhaben DC20 als grundsätzlich geeignet, an der Grenze zwischen Thüringen und Bayern eine Entlastung im bestehenden Stromnetz zu schaffen. Zudem hat die Bundesnetzagentur den deutschlandweiten Überlastungsindex für beide Varianten berechnet, welcher für die Entlastung auf überregionale Engpässe zugunsten DC20 eine um 12 % höhere Reduktion feststellt als bei der alternativen, eher regional wirkenden Maßnahme P44.

Im Dokument „Bedarfsermittlung 2019-2030: Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom“ (S. 160 ff.) vom 20. Dezember 2019 kommt die Bundesnetzagentur zu folgendem Ergebnis: „Die alternativ geprüfte SuedOstLink-Erweiterung (DC20) im Jahr 2030 hat sich grundsätzlich ebenfalls als geeignet erwiesen. Insofern wird es im folgenden Gesetzgebungsverfahren einer Abwägungsentscheidung bedürfen, welche Alternative mit Blick auf Realisierungschancen und Akzeptanz weiter geplant werden soll. Dabei wird auch zu berücksichtigen sein, dass beim Vorhaben Nr. 5 des BBPlG (2019) (SuedOstLink) bereits zusätzliche Leerrohre gesetzlich vorgesehen waren (Kennzeichnung im Gesetz mit „H“).“

Im Dokument „Bedarfsermittlung 2019-2030: Vorläufige Prüfungsergebnisse Netzentwicklungsplan Strom“ (S. 169) vom 6. August 2019 hatte die Bundesnetzagentur dazu weiter erläutert: „Im Falle einer Abwägungsentscheidung gegen P44 wäre die Maßnahme DC20 vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse für 2030 bestätigungsfähig.“ In der Folge wurde vom Gesetzgeber das Vorhaben DC20 im Jahr 2021

als Vorhaben 5a in den Bundesbedarfsplan aufgenommen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt wurden. Die Maßnahme DC5 hat sich zuletzt im NEP 2035 (2021) und die Maßnahme DC20 hat sich zuletzt im NEP 2037/2045 (2023) für das Ergebnisnetz als erforderlich erwiesen. Aufgrund der Überführung in das Startnetz erfolgte im aktuellen NEP keine erneute Überprüfung.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt.

Trotz der bereits erfolgten Verstärkung von AC-Leitungen in Deutschland sind weiterhin Maßnahmen notwendig, um ein bedarfsgerechtes Netz zu erzielen. Die DC-Verbindungen stellen die nachhaltigste Lösung dar. 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 in der Region sind bereits weitestgehend ausgeschöpft.

Prüfung alternativer 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 Netzschwerpunkten mit starker Vermaschung im Übertragungsnetz selbst und starker Anbindung an die regionalen Versorgungsstrukturen, um die Erzeugungsleistung aus erneuerbaren Energiequellen auf der einen Seite aus dem AC-Netz der HGÜ-Verbindungen zuzuführen bzw. auf der anderen Seite wieder in das AC-Netz abzugeben. Gleichzeitig müssen die HGÜ-Verbindungen zwischen den Netzverknüpfungspunkten eine entlastende Wirkung auf die AC-Leitungen entlang der Transportachse haben. Auf diese Art wird der ansonsten notwendige zusätzliche AC-Netzausbau zur Integration der HGÜ-Verbindung minimiert.

Vor diesem Hintergrund wurden die Standorte Wolmirstedt und Isar für das Vorhaben DC5 und Mühlenbeck und Isar für das Vorhaben DC20 zum Anschluss der HGÜ-Verbindungen 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 Mühlenbeck ist hierbei im Zusammenspiel mit der leistungsflusssteuernden Maßnahme in Güstrow (PST; Projekt 50HzT-P357) ein geeigneter Standort hinsichtlich der netztechnischen Wirksamkeit in Richtung Norden und Südosten (Vermeidung von (n-1)-Verletzungen und Verminderung von Netzausbau) sowie der Reduzierung ungewollter Leistungsflüsse nach Polen und Tschechien. Der Standort liegt zudem zentral in einer Region mit stark ausgeprägter Einspeisung von Windenergie- und Photovoltaikanlagen.

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 (siehe P222) sowie zwischen Isar und Altheim (P225; BBP-Vorhaben 77) und ist darüber hinaus unmittelbar mit den Grenzkuppelstellen nach Österreich verbunden, um die alpinen Speicher flexibel zur Nutzung von bzw. im Zusammenspiel mit Windenergie und Photovoltaik einzusetzen.

Für die HGÜ-Verbindungen wurden alternative Standorte untersucht: Als relevante Alternative können die Verbindungen von Lauchstädt nach Meitingen für das Vorhaben DC5, die bereits im NEP 2012, NEP 2013 und NEP 2014 Ergebnis der Planungen war, bzw. Güstrow nach Isar für das Vorhaben DC20, die bereits im NEP 2030 (2017) Ergebnis der Planungen war, gesehen werden. Das Ergebnis des zweiten Entwurfs des NEP 2014 war die HGÜ-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 in Nordostdeutschland. Aufgrund dessen ist eine Verlagerung des Standorts von Lauchstädt nach Wolmirstedt für das Vorhaben DC5 effektiv bzw. von Güstrow nach Mühlenbeck als vorteilhaft, um den aus erneuerbaren Energien erzeugten Strom effizient in das Netz zu integrieren. Im Vergleich zu dem bis zum NEP 2030 (2017) vorgeschlagenen Standort Güstrow, trägt die weiter westliche Ansiedlung des Standortes noch stärker zu einer Vergleichmäßigung der Leistungsflüsse bundesweit bei. Das AC-Netz wird wirkungsvoll entlastet und Überlastungen der benachbarten Netze in Polen und Tschechien können reduziert werden. Die zusätzlich geplanten Phasenschiebertransformatoren (PST) in Güstrow (50HzT-P357) können gezielt zur Entlastung der Leitung Güstrow - Wessin - Görries - Krümmel eingesetzt werden. HGÜ und PST ermöglichen gemeinsam als leistungsflusssteuernde Elemente im koordinierten Einsatz eine bessere Ausnutzung der vorhandenen Netzkapazitäten sowohl in Mecklenburg-Vorpommern als auch in Schleswig-Holstein.

Im Bestätigungsdokument zum NEP 2030 (2019) kommt die Bundesnetzagentur zu dem Schluss, dass die HGÜ-Verbindung DC20 zwischen Mühlenbeck und Isar mit 2 GW bis zum Jahr 2030 als Alternative zur P44 grundsätzlich geeignet ist. Darauf aufbauend wurde vom Gesetzgeber das Vorhaben DC20 im Jahr 2021 als Vorhaben Nr. 5a in den Bundesbedarfsplan aufgenommen.

Die Darstellung des südlichen Vorhabenteils zwischen Isar und Landkreis Börde übernimmt den verbindlich für die nachfolgende Planung festgelegten Trassenkorridor von DC5 (BBP Nr. 5), der nach § 18 Abs. 3a NABEG voraussichtlich für die Maßnahme DC20 verbindlich sein wird. Demgegenüber folgt die Darstellung der für Neubauvorhaben üblichen Logik für den Abschnitt zwischen Mühlenbeck und Landkreis Börde.

Bisherige Bestätigung des Projekts

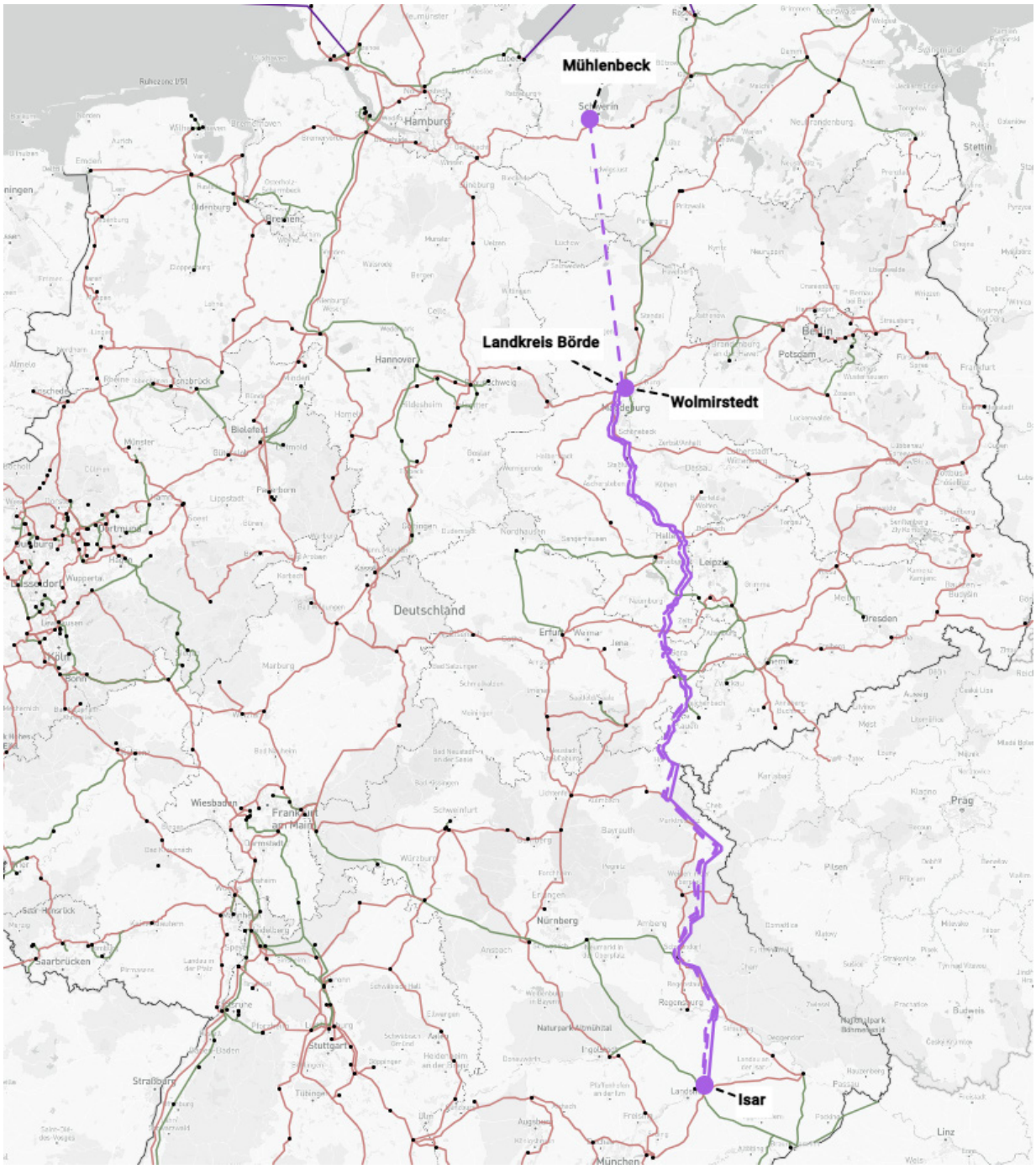
Die HGÜ-Verbindung DC5 wurde im NEP 2012, im NEP 2013, im NEP 2014, im NEP 2030 (2017) sowie im NEP 2030 (2019) von der Bundesnetzagentur bestätigt. Es ist als Vorhaben Nr. 5 im Bundesbedarfsplan enthalten. Das Vorhaben wurde im NEP 2035 (2021) in das Startnetz aufgenommen. Das Vorhaben wird von der Europäischen Kommission als Vorhaben von gemeinsamem Interesse (Projects of Common Interest, PCI) unter der Nummer 3.12 der PCI-Liste der Europäischen Union geführt.

Das Vorhaben DC20 wurde im NEP 2030 (2019) erstmals und im NEP 2035 (2021) erneut von der Bundesnetzagentur bestätigt. Es ist als Vorhaben Nr. 5a im Bundesbedarfsplan enthalten. Das Vorhaben wurde im NEP 2037/2045 (2023) in das Startnetz aufgenommen.

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht DC5/DC20
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

DC21/DC25
Korridor B
HGÜ-Verbindung von Niedersachsen und Schleswig-Holstein nach Nordrhein-Westfalen

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

amprion verbindet

Startnetz Onshore DC

Weitere Informationen

BBP-Nr: 49, 48

TYNDP-Nr: 1034

PCI-Nr: 2.31.3, 2.31.2

Projektbeschreibung

Das netztechnische Ziel dieses Projekts ist eine Erhöhung der überregionalen Übertragungskapazität aus Niedersachsen und Schleswig-Holstein nach Nordrhein-Westfalen. Es enthält die folgenden Maßnahmen:

- DC21b: Wilhelmshaven/Landkreis Friesland - Lippetal/Welver/Hamm
- DC25: Heide/West – Polsum

Weitere Infos zum Projekt

https://korridor-b.amprion.net/

Maßnahmen des geplanten Projektes

2 Maßnahmen

DC21b Wilhelmshaven/Landkreis Friesland - Lippetal/Welver/Hamm

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Niedersachsen Nordrhein-Westfalen

Ausführung:

Netzausbau	**270 km**
davon Neubau in neuer Trasse (ohne MR)	270 km
Leerrohrerrichtung (mit MR)	270 km

Geplante Inbetriebnahme: 2032

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Bau einer HGÜ-Verbindung mit einer Nennleistung von 2 GW von Wilhelmshaven/Landkreis Friesland nach Lippetal/Welver/Hamm vorgesehen (Netzausbau). In Wilhelmshaven/Landkreis Friesland und Lippetal/Welver/Hamm sind jeweils Konverter mit einer Kapazität von 2 GW zu errichten (Netzausbau). Das Projekt soll als Punkt-zu-Punkt-Maßnahme umgesetzt werden. Zur AC-seitigen Anbindung des Konverters im Raum Lippetal/Welver/Hamm ist eine Freileitung zwischen dem Konverter und dem Netzverknüpfungspunkt (aktueller Planungsstand: Anlage Lippborg, im Stadtgebiet Hamm) zu errichten. Um die eingespeiste Leistung in das Übertragungsnetz zu verteilen, ist zudem die Erweiterung der Anlage Lippborg erforderlich. Hierzu werden die Stromkreise Richtung Unna/Geithe, Punkt Walstedde und Gütersloh von der Anlage Uentrop in die Anlage Lippborg verschwenkt. Zur Vermeidung von Leitungskreuzungen werden zudem die Maschinenstromkreise Richtung Standort Kraftwerk Westfalen ebenfalls in die Anlage Lippborg verlagert. Im Suchraum Wilhelmshaven/Landkreis Friesland geschieht die Anbindung ans AC-Netz über das Umspannwerk Sengwarden (TenneT). Die Verbindung soll nach Planung der ÜNB zusammen mit der Verbindung DC25 zwischen Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen in weiten Teilen als paralleles Erdkabel auf einer gemeinsamen Stammstrecke realisiert werden. Bei dem genannten Projekt 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. Es gilt ebenso eine Leerrohrvorgabe gemäß dem Bundesbedarfsplangesetz.

DC25 Heide/West - Polsum

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Niedersachsen Nordrhein-Westfalen Schleswig-Holstein

Ausführung:

Netzausbau	**440 km**
Leerrohrerrichtung (mit MR)	440 km
davon Neubau in neuer Trasse (ohne MR)	440 km

Geplante Inbetriebnahme: 2033

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Bau einer HGÜ-Verbindung mit einer Nennleistung von 2 GW von Heide/West nach Polsum vorgesehen (Netzausbau). In Heide/West und Polsum sind jeweils DC-Konverter mit einer Kapazität von 2 GW zu errichten (Netzausbau). Das Projekt soll als Punkt-zu-Punkt-Maßnahme umgesetzt werden. Die Verbindung soll nach Planung der ÜNB zusammen mit der Verbindung DC21 zwischen Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen in weiten Teilen als paralleles Erdkabel auf einer gemeinsamen Stammstrecke realisiert werden. Die vorgeschlagene Trasse beginnt südlich von Roßkopp auf dem Gebiet der Gemeinde Wewelsfleth. Die Trasse quert die Elbe bei Hollerwettern parallel zur Elbquerung des bereits genehmigten Abschnitts A2 des Vorhabens DC4. Auf dem Gebiet der Gemeinde Wischhafen trifft die vorgeschlagene Trasse wieder auf Land. Der Abschnitt endet östlich von Allwörden.. 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. Es gilt ebenso eine Leerrohrvorgabe gemäß dem Bundesbedarfsplangesetz.

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Vor allem aufgrund des absehbaren massiven Zubaus an regenerativen Erzeugungsanlagen an Land in Niedersachsen und Schleswig-Holstein sowie an Offshore-Windenergie in der Nordsee ergibt sich ein zusätzlicher Erzeugungsüberschuss in der Region. Zusätzlich soll ab Fedderwarden eine neue Verbindung nach Großbritannien mit 1,4 GW in Betrieb genommen werden (siehe P328). Nordrhein-Westfalen hingegen ist, insbesondere in Folge des Kernenergieausstiegs sowie des gesetzlich beschlossenen Ausstiegs aus der Braun- und Steinkohleverstromung, 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 hohe installierte Leistung der Offshore-Windenergieanlagen in der Nord- und Ostsee sowie der Onshore-Windenergieanlagen wird für 2030 eine um mindestens 4 GW erhöhte überregionale Übertragungskapazität in Richtung der deutschen Lastzentren benötigt. Dieser Bedarf wird durch den Korridor B (DC21/DC25) mit einer Nennleistung von 4 GW gedeckt, der eine Verbindung der

küstennahen Regionen in Niedersachsen und Schleswig-Holstein mit den Verbrauchszentren in Nordrhein-Westfalen zur Erhöhung der Versorgungssicherheit schafft.

Hierdurch werden sowohl starke Nord-Süd- als auch Süd-Nord-Leistungsflüsse ermöglicht. Mit der HGÜ-Verbindung von Niedersachsen und Schleswig-Holstein nach Nordrhein-Westfalen wird die Kapazität des Übertragungsnetzes zwischen den betreffenden Regionen wesentlich erhöht und die Energie überregional und verlustarm in die Lastzentren transportiert.

Die geplante HGÜ-Verbindung ist eine wesentliche netztechnische Voraussetzung für die Übertragung der erwarteten Leistungszubauten von Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen zu den Verbrauchszentren im Ruhrgebiet. Dies ist besonders vonnöten, da das Ruhrgebiet aufgrund des teilweise erfolgenden Wegfalls der gesicherten Erzeugungskapazitäten zum Nettoenergieimporteur wird. Darüber hinaus stärkt die Verbindung das gemeinsame deutsche Marktgebiet und die einheitliche deutsche Preiszone durch gezielten Energietransport.

Für diese großräumige Übertragungsaufgabe stellt die HGÜ-Technik eine technisch/wirtschaftlich effiziente Lösung dar. Ohne die Errichtung dieser HGÜ-Verbindung bestünden zunehmend weitreichende Netzengpässe in Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen, die zu Einspeiseeinschränkungen erneuerbarer Energien und einer Erhöhung des Redispatchbedarfs führen würden.

Die im Rahmen von P175 zu errichtende Umspannanlage in Wilhelmshaven/Landkreis Friesland ist als Netzverknüpfungspunkt für den Anschluss von 4 GW Offshore-Windenergie bis 2031 vorgesehen (NOR-9-2 & NOR-11-2).

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt wurden. Das Projekt DC21 hat sich zuletzt im NEP 2037/2045 (2023) für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2037, B 2037, C 2037, A 2045, B 2045 und C 2045 als erforderlich erwiesen. Aufgrund der Überführung in das Startnetz erfolgte im aktuellen NEP keine erneute Überprüfung.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt.

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

Mit anderen Maßnahmen, insbesondere Netzoptimierungen oder Netzverstärkungen bzw. Netzausbau im vorhandenen AC-Netz, kann der mit dem Vorhaben verfolgte Zweck der großräumigen Übertragung großer Leistungen technisch nicht sinnvoll erreicht werden. Die Potenziale der AC-Netzverstärkungen sind bereits weitestgehend ausgeschöpft.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

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 im Rahmen von P175 zu errichtende Umspannanlage in Wilhelmshaven/Landkreis Friesland ist als Netzverknüpfungspunkt für den Anschluss von Offshore-Windenergie vorgesehen. Die Region Hamm (Lippetal/Welver/Hamm) ist wegen der Nähe zum Ruhrgebiet als zentralem Verbrauchsschwerpunkt geeignet. Der Kraftwerksblock E des Steinkohlekraftwerks Westfalen in Hamm-Uentrop wurde zum rotierenden Phasenschieber umgerüstet. Mit Errichtung des Konverters kann der Phasenschieberbetrieb zur Bereitstellung von Blindleistung in der Region abgelöst werden. Die Schaltanlage Heide/West ist wegen der hohen Einspeisung aus Onshore-Windenergie in der Region gut als Anschlusspunkt für die DC-Verbindung geeignet, zudem ist dort perspektivisch der Anschluss von Offshore-Windenergie vorgesehen. Darüber hinaus bildet die Westküstenleitung (siehe TTG-P25) in Schleswig-Holstein ab dem Jahr 2023 einen direkten Interkonnektor zu Dänemark. Die Schaltanlage Polsum ist wegen der Nähe zum Ruhrgebiet als zentralem Verbrauchsschwerpunkt geeignet.

Durch die geplante gemeinsame Führung der Verbindungen DC21 und DC25 in 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.

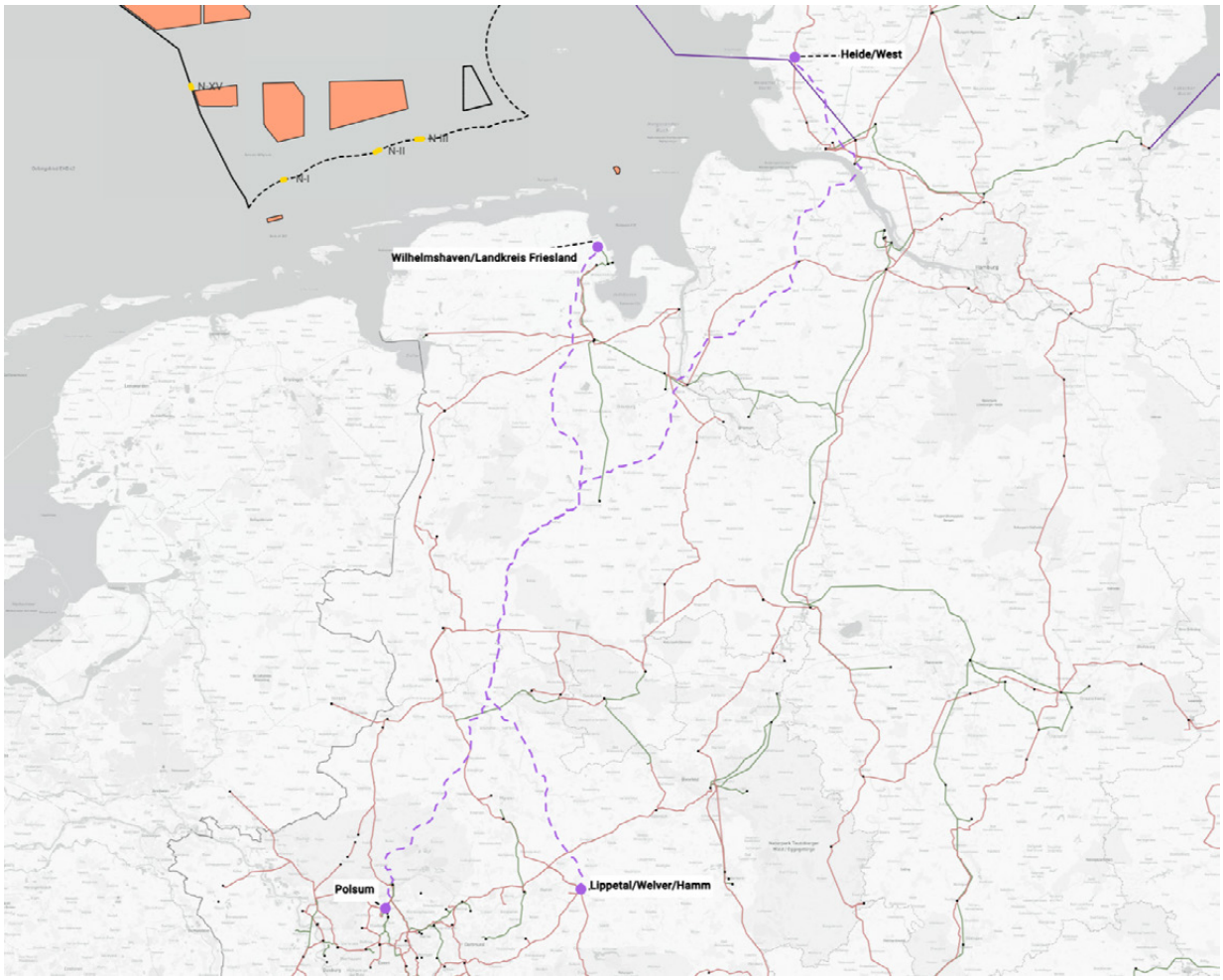
Bisherige Bestätigung des Projekts

Die Projekte DC21 und DC25 wurden im NEP 2030 (2019), NEP 2035 (2021) und NEP 2037/2045 (2023) von der Bundesnetzagentur bestätigt und sind als Vorhaben Nr. 48 und 49 im Bundesbedarfsplan enthalten. Die Projekte wurden im NEP 2030 (2019) erstmalig identifiziert.

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht DC21/DC25
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

DC31/DC32
NordOstLink
HGÜ-Verbindung von Schleswig-Holstein nach Mecklenburg-Vorpommern

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

Startnetz Onshore DC

Weitere Informationen

BBP-Nr: 81, 81a

Projektbeschreibung

Das netztechnische Ziel dieses Projekts ist die Erhöhung der großräumigen Übertragungskapazität aus Schleswig-Holstein nach Mecklenburg-Vorpommern. Es enthält die beiden Maßnahmen:

- DC31: Hochwöhrden – Mühlenbeck
- DC32: Suchraum Pöschendorf – Mühlenbeck

Bei den genannten Maßnahmen handelt es sich um Pilotprojekte für verlustarme Übertragung hoher Leistungen über große Entfernungen. Die Verbindungen sind länderübergreifend im Sinne des NABEG.

Für beide Maßnahmen gilt der Vorrang der Erdverkabelung nach § 3 Bundesbedarfsplangesetz.

Die Verbindungen DC31 und DC32 werden nach Planung der ÜNB in weiten Teilen gemeinsam als paralleles Erdkabel auf einer Stammstrecke realisiert und stellen daher zwei Bestandteile eines Projekts dar.

Für das Projekt wurde gemäß §12c Abs. 2a EnWG ein Präferenzraum von der Bundesnetzagentur ermittelt.

Es wurde darüber hinaus für DC31 und DC32 bereits die energiewirtschaftliche Notwendigkeit gemäß § 1 Abs. 1 S. 1 BBPlG gesetzlich festgestellt.

Weitere Infos zum Projekt

https://50hertz.com/de/Netz/Netzentwicklung/ProjekteanLandhttps://www.tennet.eu/de/unser-netz/onshore-projekte-deutschland

https://www.tennet.eu/de/projekte/nordostlink

Maßnahmen des geplanten Projektes

2 Maßnahmen

DC31 Hochwöhrden - Mühlenbeck

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz TenneT

Bundesländer: Mecklenburg-Vorpommern Schleswig-Holstein

Ausführung:

Netzausbau	**212 km**
davon Neubau in neuer Trasse (mit MR)	212 km
Leerrohrerrichtung (mit MR)	212 km

Geplante Inbetriebnahme: 2032

Beschreibung der Maßnahme

Die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-Verbindung (HGÜ-Verbindung) DC31 verbindet die Regionen Nord- und Nordostdeutschland und transportiert somit die Onshore- und Offshore-Windenergie aus der Nordsee bzw. der Westküste Schleswig-Holsteins in die 50Hertz-Regelzone. Dabei dient DC31 als Multiterminal-HGÜ-System in Schleswig-Holstein zur Vergleichmäßigung der Leistungsflussverteilung im deutschen Übertragungsnetz.

Diese Maßnahme umfasst den Bau einer HGÜ-Verbindung mit einer Nennleistung von 2 GW mit metallischem Rückleiter zwischen Hochwöhrden (Gemeinde Wöhrden) und dem neu zu errichtenden UW Mühlenbeck.

Am geplanten UW Mühlenbeck ist eine DC-Konverterstation mit einer Kapazität von 2 GW (Netzausbau) vorgesehen. In Hochwöhrden sind eine 2 GW DC-Konverterstation sowie eine 525-kV-DC-Schaltanlage mit einem HVDC-Leistungsschalterpaar in der Längskupplung zu errichten. Nach aktuellem Planungsstand ist die HGÜ-Verbindung DC31 Teil eines Multiterminal-(Hub)-Systems, das zusätzlich die Offshore-Netzanbindungssysteme NOR-11-1 und NOR-12-2 umfasst.

Die HGÜ-Verbindung DC31 verbindet den im Eigentum von 50Hertz liegenden und in deren Regelzone gelegenen Teil der DC-Schaltanlage in Hochwöhrden (NVP) mit dem im Eigentum und in der Regelzone von 50Hertz liegenden NVP UW Mühlenbeck. Die Errichtung der 525-kV-DC-Schaltanlage in Hochwöhrden liegt dabei – unbeschadet der vertraglich zwischen 50Hertz und TenneT geregelten Eigentumsgrenzen – in deren gemeinsamer Verantwortung. Die Verbindung DC31 liegt – ebenfalls unbeschadet der vertraglich zwischen 50Hertz und TenneT vereinbarten Eigentumsgrenze auf der Mitte der Leitung – vollständig in der 50Hertz-Regelzone.

DC31 soll die in Hochwöhrden angeschlossenen Offshore-Netzanbindungssysteme von NOR-11-1 bzw. NOR-12-2 sowie Leistung aus Onshore-Windenergie entlang der Westküste Schleswig-Holsteins zum geplanten UW Mühlenbeck transportieren, von wo die Leistung sowohl über DC20 als auch die bestehende AC-Infrastruktur zu den südlicher gelegenen Lastzentren transportiert wird. Zusätzlich entlastet DC31 in Zeiten, zu denen die Einspeisung aus Offshore-Windenergie nicht voll zur Verfügung steht, die AC-Netzinfrastruktur in Schleswig-Holstein und im Großraum Hamburg.

DC32 Suchraum Pöschendorf - Mühlenbeck

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz TenneT

Bundesländer: Mecklenburg-Vorpommern Schleswig-Holstein

Ausführung:

Netzverstärkung	**170 km**
davon Leerrohrnutzung (mit MR)	170 km

Geplante Inbetriebnahme: 2034

Beschreibung der Maßnahme

Die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-Verbindung (HGÜ-Verbindung) DC32 verbindet die Regionen Nord- und Nordostdeutschland und transportiert somit die Onshore- und Offshore-Windenergie aus der Nordsee bzw. der Westküste Schleswig-Holsteins in die 50Hertz-Regelzone. Dabei dient DC32 als Multiterminal-HGÜ-System in Schleswig-Holstein zur Vergleichmäßigung der Leistungsflussverteilung im deutschen Übertragungsnetz.

Diese Maßnahme umfasst den Bau einer HGÜ-Verbindung mit einer Nennleistung von 2 GW mit metallischem Rückleiter zwischen dem Suchraum Pöschendorf (Suchraum Gemeinden Pöschendorf/ Hadenfeld/ Kaisborstel/ Agethorst/ Mehlbek) und dem neu zu errichtenden UW Mühlenbeck. Zur Verbesserung der Lesbarkeit wird im weiteren Verlauf der Suchraum der Gemeinden Pöschendorf/ Hadenfeld/ Kaisborstel/ Agethorst/ Mehlbek wie folgt abgekürzt: "Suchraum Pöschendorf".

Am geplanten UW Mühlenbeck ist eine DC-Konverterstation mit einer Kapazität von 2 GW (Netzausbau) vorgesehen. Im Suchraum Pöschendorf sind eine 2 GW DC-Konverterstation sowie eine 525-kV-DC-Schaltanlage mit einem HVDC-Leistungsschalterpaar in der Längskupplung zu errichten. Nach aktuellem Planungsstand ist die HGÜ-Verbindung DC32 Teil eines Multiterminal-(Hub)-Systems, das zusätzlich die Offshore-Netzanbindungssysteme NOR-12-3 und NOR-12-4 umfasst.

Die HGÜ-Verbindung DC32 verbindet den im Eigentum von 50Hertz liegenden und in deren Regelzone gelegenen Teil der DC-Schaltanlage im Suchraum Pöschendorf (NVP) mit dem im Eigentum und in der Regelzone von 50Hertz liegenden NVP UW Mühlenbeck. Die Errichtung der 525-kV-DC-Schaltanlage im Suchraum Pöschendorf liegt dabei – unbeschadet der vertraglich zwischen 50Hertz und TenneT geregelten Eigentumsgrenzen – in deren gemeinsamer Verantwortung. Die Verbindung DC32 liegt – ebenfalls unbeschadet der vertraglich zwischen 50Hertz und TenneT vereinbarten Eigentumsgrenze auf der Mitte der Leitung – vollständig in der Regelzone von 50Hertz.

DC32 soll die im Suchraum Pöschendorf angeschlossenen Offshore-Netzanbindungssysteme von NOR-12-3 bzw. NOR-12-4 sowie Leistung aus Onshore-Windenergie aus dem Südwesten Schleswig-Holsteins zum geplanten UW Mühlenbeck transportieren, von wo die Leistung sowohl über die HGÜ-Verbindung DC20 als auch die bestehende AC-Infrastruktur zu den südlicher gelegenen Lastzentren transportiert wird. Zusätzlich entlastet DC32 in Zeiten, zu denen die Einspeisung aus Offshore-Windenergie nicht voll zur Verfügung steht, die AC-Netzinfrastruktur in Schleswig-Holstein und im Großraum Hamburg.

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Für die betrachteten Szenarien zeichnet sich für Schleswig-Holstein eine deutliche Zunahme der EE-Leistung on- und offshore ab, woraus ein zusätzlicher Erzeugungsüberschuss in der Region resultiert. Der Zubau an erneuerbaren Energien in Schleswig-Holstein führt zu kritischen Engpasssituationen im Übertragungsnetz, welche weitere Netzausbauprojekte in dieser Netzregion dringend notwendig machen.

DC31 und DC32 verbinden die Stromerzeugung aus Onshore- und Offshore-Windenergie an der Westküste Schleswig-Holsteins sowie aus der Nordsee mit Mecklenburg-Vorpommern – mit dem Ziel, die Leistungsflussverteilung im deutschen Übertragungsnetz zu vergleichmäßigen. Der Netzausbau zwischen Hochwöhrden bzw. dem Suchraum Pöschendorf und dem geplanten UW Mühlenbeck erhöht die Übertragungskapazität in nordöstlicher Richtung und wirkt somit entlastend auf die Nord-Süd-Transportachsen zwischen Schleswig-Holstein und Niedersachsen, auf die perspektivisch sehr hochausgelasteten Leitungen im Großraum Hamburg sowie auf die AC-Verbindungen zwischen Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern.

Die Errichtung von DC31 und DC32 ist eine wesentliche netztechnische Voraussetzung für die Übertragung der erwarteten Leistungszubauten aus den EE-Quellen insbesondere von Offshore-Windenergieanlagen zu den östlichen Nord-Süd-Transportachsen. Dies ist besonders notwendig, um die Leistung im deutschen Übertragungsnetz gleichmäßig zu verteilen, um auf diese Weise Engpassmanagementkosten zu reduzieren sowie die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Für die Übertragungsaufgabe von DC31 und DC32 stellt die HGÜ-Technik eine technisch/wirtschaftlich effiziente Lösung dar. Ohne die Errichtung dieser HGÜ-Verbindung bestünden zunehmend weitreichende Netzengpässe innerhalb Schleswig-Holsteins sowie von Schleswig-Holstein in Richtung

Süden, die zu Einspeiseeinschränkungen erneuerbarer Energien und einer Erhöhung der Engpassmanagementkosten führen würden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt wurden. Die Maßnahmen DC31 und DC32 haben sich zuletzt im NEP 2037/2045 (2023) für das Ergebnisnetz als erforderlich erwiesen. Aufgrund der Überführung in das Startnetz erfolgte im aktuellen NEP keine erneute Überprüfung.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt.

Trotz der bereits erfolgten Verstärkung von AC-Leitungen in Deutschland sind weiterhin Maßnahmen notwendig, um ein bedarfsgerechtes Netz zu erzielen. Die DC-Verbindung stellt die nachhaltigste Lösung dar. Mit anderen Maßnahmen, insbesondere Netzoptimierungen oder Netzverstärkungen bzw. Netzausbau im vorhandenen AC-Netz, kann der mit dem Vorhaben verfolgte Zweck der großräumigen gezielt gesteuerten Übertragung großer Leistungen und eine effiziente Nutzung der vorhandenen und geplanten Netzstrukturen technisch nicht sinnvoll erreicht werden. Die Potenziale der AC-Netzverstärkungen sind bereits weitestgehend ausgeschöpft.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Anschlusspunkte der HGÜ-Verbindung wurden so gewählt, dass der lokale Ausbaubedarf des 380-kV-Netzes minimiert wird.

Hochwöhrden ist als Netzverknüpfungspunkt für den Anschluss der Offshore-Netzanbindungssysteme NOR-11-1 und NOR-12-2 mit jeweils 2 GW vorgesehen. Die Anbindung der Offshore-Netzanbindungssysteme an DC31 erfolgt an der 525-kV-DC-Schaltanlage in Hochwöhrden. Die Anbindung der DC-Schaltanlage in Hochwöhrden an das AC-Netz erfolgt über die 2 GW DC-Konverterstation. Das im Rahmen von DC20 zu errichtende UW Mühlenbeck zeigt sich als geeigneter Netzverknüpfungspunkt für die Anbindung von DC31 an DC20. Dementsprechend ist bei der Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte für DC31 stets das Zusammenwirken mit DC32 und DC20 zu berücksichtigen.

Der Suchraum Pöschendorf ist als Netzverknüpfungspunkt für den Anschluss der Offshore-Netzanbindungssysteme NOR-12-3 und NOR-12-4 mit jeweils 2 GW vorgesehen. Die Anbindung

der Offshore-Netzanbindungssysteme an DC32 erfolgt an der 525-kV-DC-Schaltanlage im Suchraum Pöschendorf. Die Anbindung der DC-Schaltanlage im Suchraum Pöschendorf an das AC-Netz erfolgt über die 2 GW DC-Konverterstation. Das im Rahmen von DC20 zu errichtende UW Mühlenbeck zeigt sich als geeigneter Netzverknüpfungspunkt für die Anbindung von DC31 und DC32 an DC20. Dementsprechend ist auch bei der Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte für DC32 stets das Zusammenwirken mit DC31 und DC20 zu berücksichtigen.

Für DC20 wurde der alternative Netzverknüpfungspunkt Güstrow geprüft. Aus diesem Grund wäre auch für DC31 und DC32 der NVP Güstrow als Alternative zu nennen, sofern Güstrow auch für DC20 als nördlicher Netzverknüpfungspunkt gewählt würde. Jedoch erweist sich die Verlagerung des Standortes von Güstrow zum geplanten UW Mühlenbeck als vorteilhaft, um den aus erneuerbaren Energien erzeugten Strom effizient in das Netz zu integrieren. Im Vergleich zu dem bis zum NEP 2030 (2017) vorgeschlagenen Standort Güstrow trägt die weiter westlich gelegene Ansiedlung des Standortes noch stärker zu einer Vergleichmäßigung der Leistungsflüsse bundesweit bei. Die zusätzlich geplanten Phasenschiebertransformatoren (PST) in Güstrow (50HzT-P357) können gezielt zur Entlastung der Leitung Güstrow - Wessin - Görries - Krümmel eingesetzt werden. HGÜ und PST ermöglichen gemeinsam als leistungsflusssteuernde Elemente im koordinierten Einsatz eine bessere Ausnutzung der vorhandenen Netzkapazitäten sowohl in Mecklenburg-Vorpommern als auch in Schleswig-Holstein.

Im NEP 2035 (2021) wurde als Alternative zu DC31 für den großräumigen Nord-Süd-Transport von Schleswig-Holstein in Richtung Süden der Zubau einer zusätzlichen HGÜ-Verbindung von Heide/West nach Altbach in Baden-Württemberg untersucht. Diese Verbindung, die in Schleswig-Holstein möglicherweise mit DC25 sowie im weiteren Verlauf weitgehend mit DC3 und DC4 gebündelt werden könnte, würde die großräumige Transportaufgabe ebenfalls grundsätzlich erfüllen. Die HGÜ-Verbindung Heide/West - Altbach wäre jedoch deutlich länger und teurer als das Projekt DC31 und wurde insofern als unwirtschaftlich verworfen. Zudem führt die Bündelung im südlichen Abschnitt zwangsläufig zu erheblichen Projektverzögerungen für die beiden bereits im Genehmigungsverfahren weit fortgeschrittenen Abschnitte von SuedLink (DC3 und DC4). Diese Projektverzögerung würde zwangsläufig zu einem erheblichen Anstieg der Engpassmanagementkosten führen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt DC31 wurde im NEP 2035 (2021) erstmals ausgewiesen und von der Bundesnetzagentur im NEP 2035 (2021) sowie im NEP 2037/2045 (2023) bestätigt. Es ist als Vorhaben Nr. 81 im Bundesbedarfsplan enthalten und es wurde dabei auch die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf für Leerrohre gemäß § 2 Abs. 8 BBPlG gesetzlich festgestellt (H-Kennzeichnung). Die energiewirtschaftliche Notwendigkeit für die H-Kennzeichnung ergab sich im Sinne einer vorausschauenden Planung aus dem erkennbaren weiteren Bedarf für eine Gleichstromleitung in dem betreffenden Planungsraum mit einer Kapazität von voraussichtlich 2 GW, wobei für die Einzelheiten der Bedarfsprüfung auf den nachfolgenden NEP 2037/2045 (2023) verwiesen wurde (BT-Drs. 20/2402, S. 54).

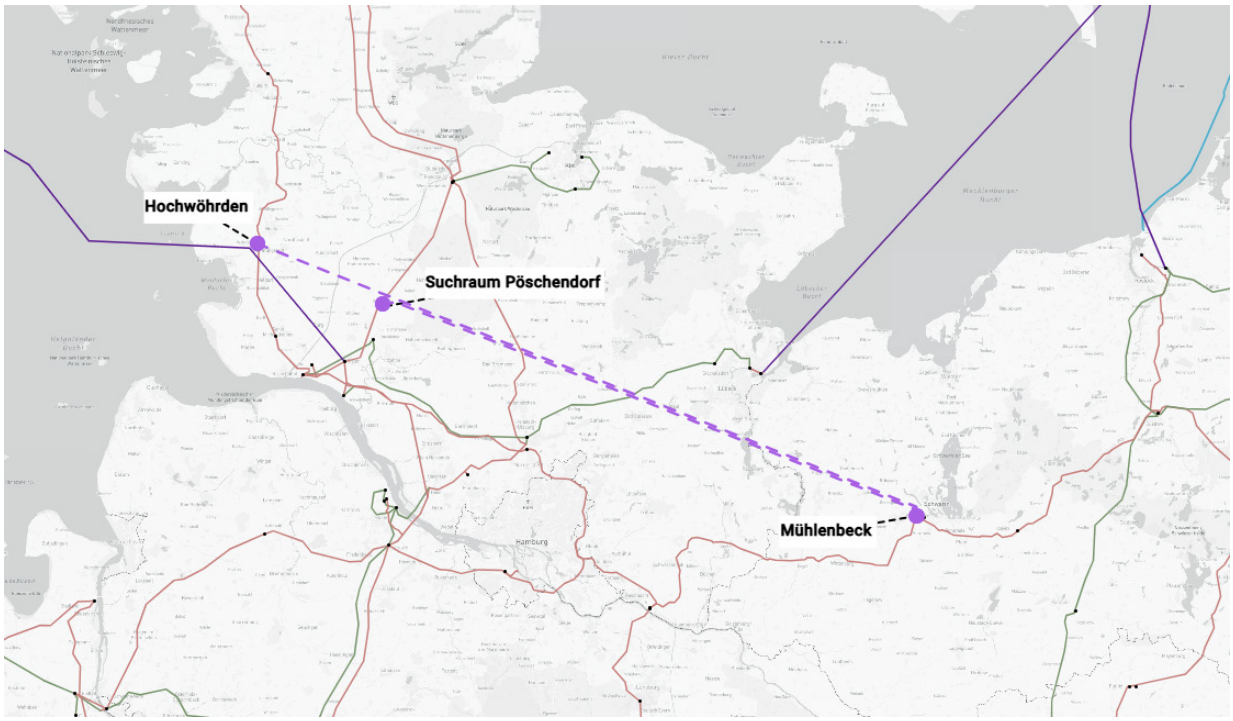
Seit dem NEP 2037/2045 (2023) ist der betreffende Zusatzbedarf, der bislang bei DC31 über die Leerrohre erfasst werden sollte, nunmehr von DC32 abgedeckt. Das Projekt wurde mit den beiden Maßnahmen DC31 und DC32 im NEP 2037/2045 (2023) von der Bundesnetzagentur bestätigt. Die bisherige Leerrohrfestlegung für DC31 ist daher nicht mehr erforderlich, sondern geht in DC32 auf. Das Vorhaben DC32 ist dementsprechend seit 2024 als Vorhaben 81a im Bundesbedarfsplan. Die Verbindungen DC31 und DC32 werden nach Planung der ÜNB in weiten Teilen gemeinsam als paralleles Erdkabel auf einer Stammstrecke realisiert und stellen daher zwei Bestandteile eines

Projekts dar.

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht DC31/DC32
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

DC34/DC35
Rhein-Main-Link
HGÜ-Verbindung von Niedersachsen nach Hessen

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

amprion verbindet

Startnetz Onshore DC

Weitere Informationen

BBP-Nr: 82, 82a

TYNDP-Nr: 1229

Projektbeschreibung

Das netztechnische Ziel dieses Projekts ist eine Erhöhung der großräumigen Übertragungskapazität aus Niedersachsen in das Rhein-Main-Gebiet. Es enthält die folgenden Maßnahmen:

- DC34: Großenmeer – Bürstadt
- DC35: Großenmeer – Marxheim (Taunus)

Bei dem Projekt handelt es sich um eine steuerbare, verlustarme Übertragung hoher Leistungen über große Entfernungen. Die Verbindung ist länderübergreifend im Sinne des NABEG.

Für das Projekt ist ein Vorrang der Erdverkabelung nach § 3 Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) vorgeschrieben. Es wurde darüber hinaus für DC34 und DC35 bereits die energiewirtschaftliche Notwendigkeit gemäß § 1 Abs. 1 S. 1 BBPlG gesetzlich festgestellt.

Für eine möglichst geringe Rauminanspruchnahme und zur Hebung von Synergien bei der Umsetzung sollen die Maßnahmen DC34 und DC35 mit den Offshore-Anbindungssystemen NOR-16-4 (Kriftel) und NOR-17-1 (Ried) in einem gemeinsamen Korridor ab Großenmeer gebündelt umgesetzt werden. Der Energiekorrdior für die Bündelung der Maßnahmen DC34, DC35, NOR-16-4, NOR-17-1 wird als Rhein-

Main-Link bezeichnet. Nach Ermittlung eines Präferenzraumes für den Rhein-Main-Link durch die Bundesnetzagentur und die Antragsstellung zur Planfeststellung im Juni 2024 durch Amprion, befinden sich derzeit alle vier Maßnahmen im Genehmigungsverfahren. Die Planfeststellungsunterlagen nach § 21 NABEG für den Rhein-Main-Link werden im Jahr 2026 bei der Bundesnetzagentur abgegeben. Die Abgabe des ersten Abschnitts aller vier Maßnahmen erfolgt bereits im März 2026.

Weitere Infos zum Projekt

https://rhein-main-link.amprion.net/

Maßnahmen des geplanten Projektes

2 Maßnahmen

DC34 Großenmeer - Bürstadt

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Hessen Niedersachsen Nordrhein-Westfalen

Ausführung:

Netzausbau	**570 km**
davon Neubau in neuer Trasse (mit MR)	570 km

Geplante Inbetriebnahme: 2033

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Bau einer HGÜ-Verbindung mit einer Nennleistung von 2 GW von Großenmeer nach Bürstadt vorgesehen (Netzausbau). In Großenmeer ist eine DC-Konverterstation zusammen mit den Offshore-Projekten NOR-13-1 und NOR-14-1 von TenneT mit einer Kapazität von jeweils 2 GW als Multiterminallösung, das heißt zusammengeführt an einer 525-kV-DC-Schaltanlage mit je einem HVDC-Leistungsschalterpaar in den zwei Längskupplungen, zu errichten (Netzausbau) und an die im Rahmen von P119 zu errichtende 380-kV-Schaltanlage anzubinden. Die Multiterminalanlage NordWestHub wird von Amprion und TenneT gemeinsam errichtet. In Bürstadt/Lampertheim/Biblis/Groß-Rohrheim ist eine DC-Konverterstation mit einer Kapazität von 2 GW zu errichten (Netzausbau).

DC35 Großenmeer - Marxheim

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Hessen Niedersachsen Nordrhein-Westfalen

Ausführung:

Netzausbau	**509 km**
davon Neubau in neuer Trasse (mit MR)	509 km
Geplante Inbetriebnahme:	2035

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Bau einer HGÜ-Verbindung mit einer Nennleistung von 2 GW von Großenmeer nach Marxheim (Taunus) vorgesehen (Netzausbau). In Großenmeer ist diese Leitung in die geplante Multiterminalanlage, das heißt in die 525-kV-DC-Schaltanlage von DC34 einzubinden. In der Region Hofheim am Taunus/ Kriftel ist eine DC-Konverterstation mit einer Kapazität von 2 GW zu errichten (Netzausbau).

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Vor allem aufgrund des absehbaren massiven Zubaus an regenerativen Erzeugungsanlagen an Land in Niedersachsen sowie an Offshore-Windenergie in der Nordsee ergibt sich ein zusätzlicher Erzeugungsüberschuss in der Region. Das Rhein-Main-Gebiet hingegen zeichnet sich aufgrund der ansässigen Industrie und der hohen Bevölkerungsdichte durch eine hohe Last aus. Diese wird sich in den Zieljahren aufgrund der Ansiedlung und Vergrößerung von Rechenzentren sowie der Dekarbonisierungsbestrebungen der Industrie stark erhöhen. Darum ist die Region besonders nach dem sukzessiven Ausstieg aus der Braun- und Steinkohleverstromung 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 hohe installierte Leistung der Offshore-Windenergieanlagen in der Nord- und Ostsee sowie der Onshore-Windenergieanlagen wird für das Zieljahr 2037 eine erhöhte großräumige Übertragungskapazität aus Norddeutschland in Richtung der Lastzentren im Rhein-Main-Gebiet benötigt. Ein Teil dieses Bedarfes wird durch die HGÜ-Verbindungen DC34/DC35 mit einer Nennleistung von je 2 GW gedeckt, die eine Verbindung der küstennahen Regionen in Niedersachsen mit den Verbrauchszentren im südlichen Hessen sowie dem nördlichen Baden-Württemberg zur Erhöhung der Versorgungssicherheit schafft. Dies erfolgt ohne unzulässige Belastungen des bestehenden AC-Netzes, indem sowohl starke Nord-Süd- als auch Süd-Nord-Leistungsflüsse ermöglicht werden.

Mit den HGÜ-Verbindungen von Niedersachsen nach Hessen wird die Kapazität des Übertragungsnetzes zwischen den betreffenden Regionen wesentlich erhöht und die Energie großräumig und verlustarm in die Lastzentren transportiert.

Die geplanten HGÜ-Verbindungen sind eine wesentliche netztechnische Voraussetzung für die Übertragung der erwarteten Leistungszubauten von Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen zu den Verbrauchszentren im Rhein-Main-Gebiet. Dies ist besonders vonnöten, da das Rhein-Main-Gebiet aufgrund des erhöhten Lastbedarfs zum Nettoenergieimporteur wird. Darüber hinaus stärkt die Verbindung das gemeinsame deutsche Marktgebiet und die einheitliche deutsche Preiszone durch gezielten Energietransport.

Für diese großräumige Übertragungsaufgabe stellt die HGÜ-Technik eine technisch/wirtschaftlich effiziente Lösung dar. Nach aktuellem Planungsstand ist für Großenmeer in Niedersachsen eine Multiterminallösung zusammen mit den Offshore-Netzanbindungen NOR-13-1 und NOR-14-1 von TenneT (je 2 GW) sowie den HGÜ-Verbindungen DC34 (BBPlG Nr. 82) und DC35 (BBPlG Nr. 82a) von Amprion mit 2 GW Ein- und Ausspeisefähigkeit in Niedersachsen vorgesehen. Die Multiterminalanlage NordWestHub, in Form einer 525-kV-DC-Schaltanlage mit je einem HVDC-Leistungsschalterpaar in den zwei Längskupplungen, wird von Amprion und TenneT gemeinsam errichtet. Gegenüber einer Auslegung mit vier Konvertern bei Punkt-zu-Punkt-Ausführung bietet die Multiterminallösung ein Potenzial zur Senkung der Kosten sowie der Rauminanspruchnahme, denn es werden keine zusätzlichen Konverter benötigt (siehe hierzu auch Kapitel "Innovationen" des NEP-Berichts). Eine Ausführung als individuelle Punkt-zu-Punkt-Systeme würde in Großenmeer je einen Konverter für die Offshore-Netzanbindungen, einen für DC34 und einen für DC35 erforderlich machen. Nur falls eine Umsetzung der Multiterminallösung mit drei oder fünf Terminals nicht möglich sein sollte, beispielsweise, wenn technologische Realisierungsrisiken bestehen sollten, wären die Übertragungsstrecken als Punkt-zu-Punkt-Systeme auszuführen. Dies stellt die letzte von mehreren Rückfalloptionen dar.

Die Wahl der Standorte ist eine erste Planung auf Basis der zurzeit vorliegenden Analyseergebnisse aus dem Planungsprozess der Netzentwicklung. Ohne die Errichtung dieser HGÜ-Verbindungen bestünden zunehmend weitreichende Netzengpässe in Niedersachsen und Hessen, die zu Einspeiseeinschränkungen erneuerbarer Energien und einer Erhöhung des Redispatchbedarfs führen würden. Großenmeer ist als Netzverknüpfungspunkt für den Anschluss von Offshore-Windenergie ab 2031 vorgesehen (NOR-13-1 und NOR-14-1). Zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Offshore-Netzanbindung NOR-13-1 ist zur Abführung der Leistung mindestens die Fertigstellung der im Rahmen von P119 zu errichtenden 380-kV-Schaltanlage Großenmeer erforderlich, wenn DC34 bis dahin noch nicht in Betrieb sein sollte.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs

Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt wurden. Das Projekt DC34/DC35 hat sich zuletzt im NEP 2037/2045 (2023) für das Ergebnisnetz als erforderlich erwiesen. Aufgrund der Überführung in das Startnetz erfolgte im aktuellen NEP keine erneute Überprüfung.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt.

Trotz der bereits erfolgten Verstärkung von AC-Leitungen in Deutschland sind weiterhin Maßnahmen notwendig, um ein bedarfsgerechtes Netz zu erzielen. Die DC-Verbindung stellt die nachhaltigste Lösung dar. Da die bestehende Netzinfrastruktur der Region weitgehend verstärkt ist, erfolgt ein Ausbau in neuer Trasse.

Mit anderen Maßnahmen, insbesondere Netzoptimierungen oder Netzverstärkungen bzw. Netzausbau im vorhandenen AC-Netz, kann der mit dem Vorhaben verfolgte Zweck der großräumigen Übertragung großer Leistungen technisch nicht sinnvoll erreicht werden. Die Potenziale der AC-Netzverstärkungen sind bereits weitestgehend ausgeschöpft.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Übertragungsnetzbetreiber haben zur Ermittlung neuer HGÜ-Verbindungen ein Verfahren angewandt, welches innerhalb einer Vielzahl möglicher Netzverknüpfungspunkte jene Verbindungen identifiziert hat, welche am besten geeignet sind, die weiträumigen Überlastungen im deutschen Übertragungsnetz zu reduzieren. Die vorliegende Verbindung ist Ergebnis dieser umfangreichen Alternativenprüfung. Die möglichen Netzverknüpfungspunkte wurden so gewählt, dass der lokale Ausbaubedarf des 380-kV-Netzes minimiert wird.

Die geplante Schaltanlage Großenmeer ist wegen der küstennahen Lage gut geeignet, um Offshore-Windenergie anzuschließen. Darüber hinaus kann über die geplanten DC-Verbindungen die in der Region nordwestliches Niedersachsen stark konzentrierte Leistung aus Onshore-Windenergie abtransportiert werden. Bürstadt sowie Marxheim sind wegen der Nähe zum Frankfurter Raum und den umliegenden Industrieschwerpunkten als zentrale Verbrauchsschwerpunkte geeignet.

Im NEP 2035 (2021) haben die den ÜNB vorliegenden Lastanfragen aus dem Rhein-Main-Gebiet und die dadurch hervorgerufenen Überlastungen nördlich davon den Ausschlag gegeben, die Verbindung DC34 in Bürstadt enden zu lassen. Aufgrund der Vielzahl an zusätzlichen Offshore-Anschlüssen im Vergleich zum NEP 2030 (2019) hat es sich zudem als netztechnisch sinnvoller erwiesen, die Verbindung direkt im Norden Niedersachsens beginnen zu lassen, um das AC-Netz bei hohem Nord-Süd-Transportbedarf zu entlasten. Durch die weiterhin hohen Lastanfragen im Rhein-Main-Gebiet sowie die effiziente Nutzung des Korridors von DC34 ist es notwendig, ein weiteres 2 GW System in der Region enden zu lassen, was den Ausschlag bei der Verbindung DC35 für Marxheim (Taunus) gegeben hat. Durch die Parallelführung von DC34 und DC35 können zusätzliche Neubetroffenheiten durch einen weiteren eigenständigen DC35-Korridor verhindern werden und es kann dem Bündelungsprinzip vorausschauend Rechnung getragen werden.

Der alternativ mögliche Ausbau des 380-kV-Höchstspannungsnetzes wäre deutlich umfangreicher und wurde insofern verworfen.

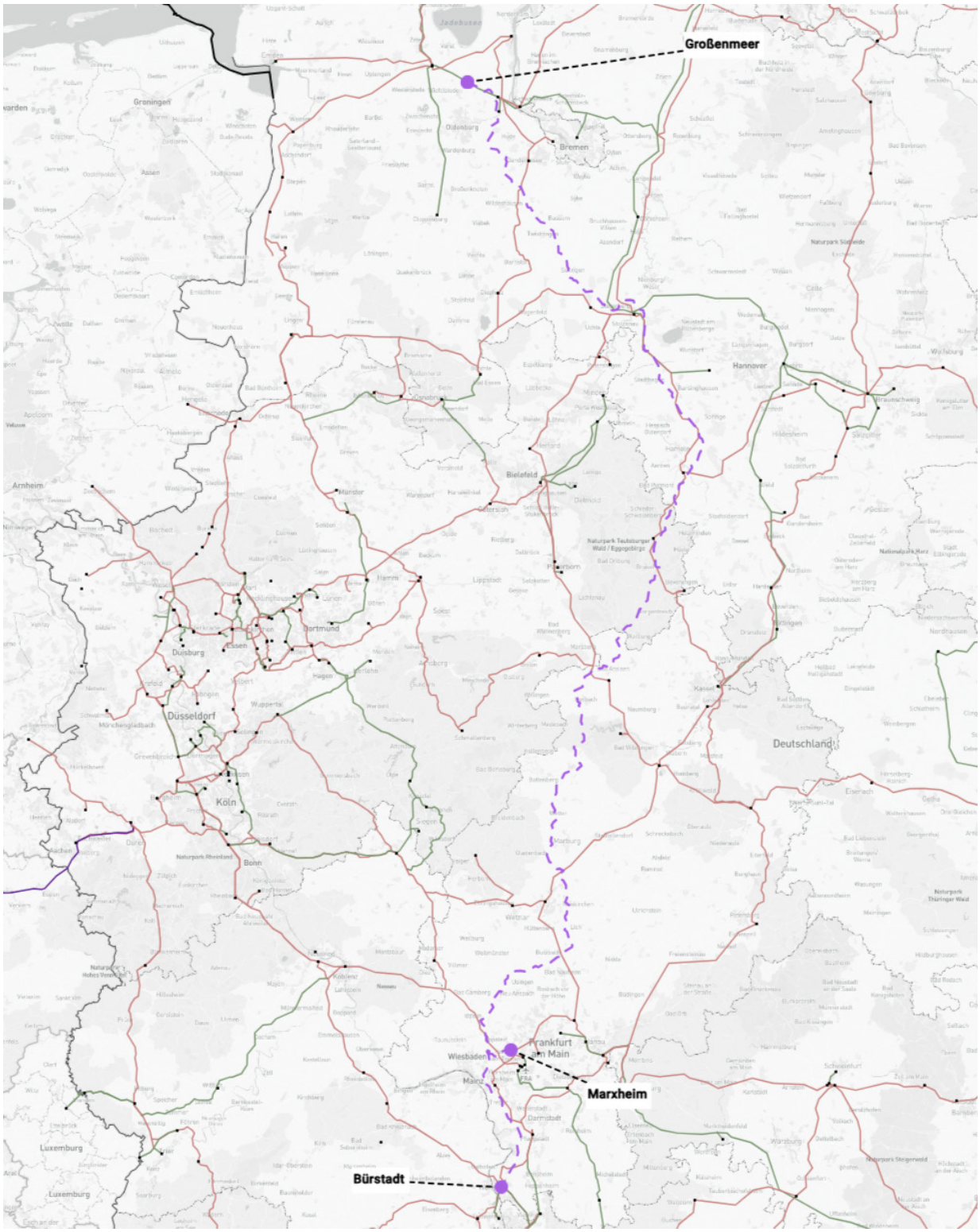
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt DC34 wurde im NEP 2035 (2021) und NEP 2037/2045 (2023) von der Bundesnetzagentur bestätigt und ist als Vorhaben Nr. 82 im Bundesbedarfsplangesetz enthalten. Das Projekt DC34 wurde im NEP 2035 (2021) erstmalig identifiziert. Das Projekt DC35 wurde im NEP 2037/2045 (2023) von der Bundesnetzagentur bestätigt und ist als Vorhaben Nr. 82a im Bundesbedarfsplangesetz enthalten. Das Projekt DC35 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmalig identifiziert.

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht DC34/DC35
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

DC36
Windader West
HGÜ-Verbindung von Niedersachsen nach Nordrhein-Westfalen

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

amprion verbindet

Zubaunetz Onshore DC

Projektbeschreibung

Das netztechnische Ziel dieses Projektes ist eine Erhöhung der großräumigen Übertragungskapazität von Niedersachsen nach Nordrhein-Westfalen. Das Projekt enthält die folgenden Maßnahme:

- DC36: Suchraum Esens – Oberzier

Für eine möglichst geringe Rauminanspruchnahme und zur Hebung von Synergien bei der Umsetzung soll das Vorhaben DC36 auf einer möglichst langen Strecke gemeinsam mit weiteren HGÜ-Maßnahmen des ÜNB Amprion landseitig gebündelt werden. Die HGÜ-Verbindung ist hierbei Bestandteil des Energiekorridors Windader West.

Weitere Infos zum Projekt

https://offshore.amprion.net/Projekte/Windader-West/

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045	C 2037	C 2045
Maßnahmen						
DC36		✓				

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

DC36 Suchraum Esens - Oberzier

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Niedersachsen Nordrhein-Westfalen

Ausführung:

Netzausbau	**417 km**
davon Neubau in neuer Trasse (mit MR)	417 km

Geplante Inbetriebnahme: 2043

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Bau einer HGÜ-Verbindung mit einer Nennleistung von 2 GW von Suchraum Esens nach Oberzier vorgesehen (Netzausbau). In Suchraum Esens (Suchraum Stadt Esens, Gemeinden Stedesdorf/ Werdum) ist eine DC-Konverterstation zusammen mit den Offshore-Projekten NOR-19-1 von TenneT und NOR-19-2 von Amprion mit einer Kapazität von jeweils 2 GW als Multiterminallösung, das heißt zusammengeführt an einer 525-kV-DC-Schaltanlage mit einem HVDC-Leistungsschalterpaar in der Längskupplung, zu errichten (Netzausbau) und an die im Rahmen von P557 zu errichtende 380-kV-Schaltanlage anzubinden. Die Multiterminalanlage wird von Amprion und TenneT gemeinsam errichtet. In Oberzier ist eine DC-Konverterstation mit einer Kapazität von 2 GW zu errichten (Netzausbau).

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Vor allem aufgrund des absehbaren massiven Zubaus an Onshore-Windenergie in Niedersachsen sowie an Offshore-Windleistung in der Nordsee ergibt sich ein bedeutender Erzeugungsüberschuss in der Region. Nordrhein-Westfalen ist dagegen insbesondere in Folge des Kohleausstiegs sowie der signifikanten Lastmehrbedarfe durch Digitalisierung, Neuansiedlungen von Rechenzentren im Rheinischen Revier und Industrie-Transformation zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit auf

Energietransporte aus anderen Regionen angewiesen. Diese HGÜ-Verbindung endet im Rheinischen Revier, welches in absehbarer Zeit durch eine starke Ansiedlung von Rechenzentren mit entsprechenden elektrischen Bedarfen aufgrund der Nähe zu einer bedeutenden Internet-Leitung charakterisiert wird.

Netzplanerische Begründung

Das Projekt ist erforderlich, um die aus den Offshore-Netzanbindungssystemen NOR-19-1 und NOR-19-2 eingespeiste Leistung direkt zu den Lastzentren in Nordrhein-Westfalen zu transportieren. Der bereits geplante Netzausbau ist nicht ausreichend, um die durch die Einspeisung entstehenden großräumigen Engpässe zu verhindern. Ein Teil des Übertragungsbedarfes wird durch DC36 mit einer Nennleistung von 2 GW gedeckt. Ursprünglich wurde das Vorhaben als Direktanbindung an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) Oberzier geplant. Es hat sich gezeigt, dass die zusätzliche betriebliche Flexibilität, welche durch einen Multi-Terminal-DC-Hub am NVP im Suchraum Esens entsteht, volkswirtschaftlich sinnvoll ist. Die Einspeisung der Windenergie aus den ONAS NOR-19-1 und NOR-19-2 kann flexibel direkt nach Nordrhein-Westfalen weitertransportiert werden. Darüber hinaus können strukturelle Engpässe, welche durch das allgemeine Nord-Süd-Gefälle von Erzeugung und Last entstehen, zusätzlich verringert werden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind Onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahme DC36 hat sich für das Ergebnisnetz im Szenario B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt.

Trotz der bereits erfolgten Verstärkung von AC-Leitungen in Deutschland sind weiterhin Maßnahmen notwendig, um ein bedarfsgerechtes Netz zu erzielen. Die DC-Verbindung stellt bei großräumigem Transportbedarf die nachhaltigste Lösung dar. Mit anderen Maßnahmen, insbesondere Netzoptimierungen oder Netzverstärkungen bzw. Netzausbau im vorhandenen

AC-Netz, kann der mit dem Vorhaben verfolgte Zweck der großräumigen, gezielt gesteuerten Übertragung großer Leistungen und eine effiziente Nutzung der vorhandenen und geplanten Netzstrukturen technisch nicht sinnvoll erreicht werden. Die Potenziale der AC-Netzverstärkungen sind bereits weitestgehend ausgeschöpft.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Übertragungsnetzbetreiber haben zur Ermittlung neuer HGÜ-Verbindungen ein Verfahren angewandt, das innerhalb einer Vielzahl möglicher Netzverknüpfungspunkte jene Verbindungen identifiziert hat, die am besten geeignet sind, die weiträumigen Überlastungen im deutschen Übertragungsnetz zu reduzieren. Die vorliegende Verbindung ist Ergebnis dieser umfangreichen Alternativenprüfung. Die möglichen Netzverknüpfungspunkte wurden so gewählt, dass der lokale Ausbaubedarf des 380-kV-Netzes minimiert wird.

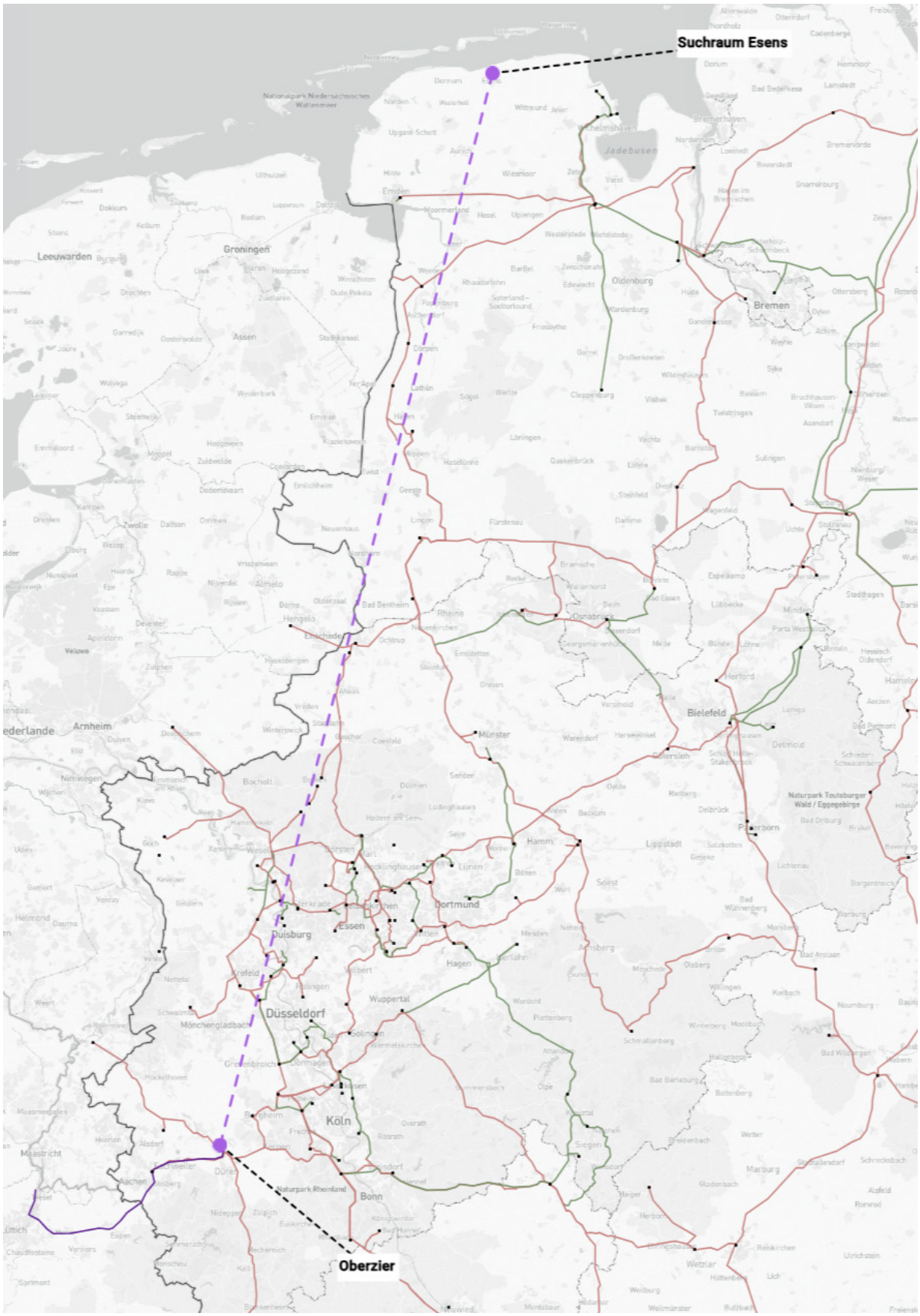
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wurde im NEP 2035 (2021) erstmals unter dem Projektnamen NOR-x-4 sowie im NEP 2037/2045 (2023) unter dem Projektnamen NOR-19-1 als Offshore-Netzanbindungssystem identifiziert und anschließend unter dem Projektnamen NOR-x-5 unter dem Vorbehalt durch die Bundesnetzagentur bestätigt, dass mit der Fortschreibung des FEP die hierfür erforderlichen Windparkflächen ausgewiesen werden. Im Rahmen des NEP 2037/2045 (2025) wird das Offshore-Netzanbindungssystem mit NVP Oberzier in den Multiterminal-Hub am NVP im Suchraum Esens eingebunden und anschließend über das Projekt DC36 an den NVP Oberzier weitergeführt.

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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierten On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht DC36

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

DC42
SuedWestLink
HGÜ-Verbindung von Schleswig-Holstein nach Baden-Württemberg und Bayern

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

Zubaunetz Onshore DC

Projektbeschreibung

Das netztechnische Ziel dieses Projektes ist eine Erhöhung der großräumigen Übertragungskapazität von Schleswig-Holstein nach Baden-Württemberg und Bayern. Das Projekt enthält die folgenden Maßnahmen:

- DC42: Sahms/Nord - Jettingen
- DC42plus: Sahms/Nord - Suchraum Markt Triefenstein

Der möglichst zügigen und effizienten Durchführung der Maßnahme dient die zwischen 50Hertz, TransnetBW und TenneT vereinbarte Zuständigkeit anhand folgender Eigentums- und Regelzonengrenze:

50Hertz ist für Schleswig-Holstein und in Niedersachsen bis zu den Landkreisen Peine/Hildesheim zuständig, einschließlich Konverter in Sahms/Nord und DC-Schaltanlage. TransnetBW verantwortet bei DC42 den südlichen Abschnitt in Niedersachsen ab den Landkreisen Peine/Hildesheim bis nach Baden-Württemberg inklusive des Konverters in Jettingen. Bei DC42plus verantwortet TenneT den südlichen Abschnitt ab den Landkreisen Peine/Hildesheim bis nach Bayern inklusive des Konverters im Suchraum Markt Triefenstein.

Die Übertragungsnetzbetreiber gehen von einer Bündelung von DC42plus mit DC42 in einer weitgehenden gemeinsamen Stammstrecke aus. Eine Erdverkabelung ist möglich. Die ÜNB

präferieren aufgrund der deutlichen Kostenreduktion sowie angesichts der politischen Signale aus dem Koalitionsvertrag von CDU, CSU und SPD auf Bundesebene und der Empfehlung im Bericht zum Energiewende-Monitoring jedoch eine Umsetzung als Freileitung. Die in den Maßnahmenbeschreibungen genannten betroffenen Bundesländer basieren auf den von der Bundesnetzagentur im "Umweltbericht zur Bedarfsermittlung 2023 - 2037/2045" ausgewiesenen Präferenzräumen bei einer Erdverkabelung.

Im NEP 2037/2045 (2023) skizzierten die Vorhabenträger den Nutzen, der durch die Verknüpfung von sich kreuzenden DC-Verbindungen in Kreuzungsschaltanlagen entstehen kann:

- Umschaltung (ggf. auch händisch oder per Schwarzschaltung) bei längerfristigem Ausfall eines Teilabschnittes einer der Verbindungen sowie
- Optimierung der Leistungsflüsse und damit verbundene Einsparungen von Engpassmanagementkosten.

Im aktuellen NEP 2037/2045 (2025) zeigt sich jedoch nur noch eine Teilmenge der DC-Verbindungen als erforderlich. Eine Vernetzungsmöglichkeit ist daher derzeit nicht erforderlich, könnte sich aber zu einem späteren Zeitpunkt als sinnvoll erweisen. Der mögliche Nutzen von in unterschiedlicher Tiefe ausgestalteten Kreuzungsschaltanlagen wird erneut bewertet, sollte sich im 2. Entwurf oder in einem folgenden NEP wieder eine Vernetzungsmöglichkeit zeigen. Unabhängig davon wird die technologische Entwicklung der benötigten Betriebsmittel, wie DC-Leistungsschalter, oder die Interoperabilität von Konvertern unterschiedlicher Hersteller weiter vorangetrieben.

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario / Maßnahmen	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045	C 2037	C 2045
DC42	✓	✓	✓	✓		
DC42plus		✓	✓	✓		

Maßnahmen des geplanten Projektes

2 Maßnahmen

DC42 Sahms/Nord - Jettingen

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz TransnetBW

Bundesländer: Baden-Württemberg Bayern Hessen Niedersachsen Schleswig-Holstein

Ausführung:

Netzausbau	**707 km**
davon Neubau DC Freileitung (2 GW, mit MR)	707 km

Geplante Inbetriebnahme: 2037

Beschreibung der Maßnahme

Diese Maßnahme umfasst den Bau einer HGÜ-Verbindung mit einer Nennleistung von 2 GW mit metallischem Rückleiter zwischen der neu zu errichtenden Schaltanlage Sahms/Nord und der Gemeinde Jettingen. An beiden Punkten ist der Anschluss einer DC-Konverterstation mit einer Kapazität von 2 GW vorgesehen (Netzausbau). Der Konverter mit Anschluss am nördlichen Netzverknüpfungspunkt Sahms/Nord wird im Suchraum der Ämter Büchen/Breitenfelde/Schwarzenbek-Land errichtet. Nach aktuellem Planungsstand ist die HGÜ-Verbindung DC42 Teil eines Multiterminal-(Hub)-Systems, das zusätzlich das Offshore-Netzanbindungssystem NOR-16-2 umfasst.

DC42plus Sahms/Nord - Suchraum Markt Triefenstein

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz TenneT

Bundesländer: Bayern Hessen Niedersachsen Schleswig-Holstein

Ausführung:

Netzausbau	**531 km**
davon Neubau DC Freileitung (2 GW, mit MR)	531 km

Geplante Inbetriebnahme: 2037

Beschreibung der Maßnahme

Diese Maßnahme umfasst den Bau einer HGÜ-Verbindung mit einer Nennleistung von 2 GW mit metallischem Rückleiter zwischen der neu zu errichtenden Schaltanlage Sahms/Nord und Suchraum Markt Triefenstein (Suchraum Gemeinden Marktheidenfeld/ Kreuzwertheim/Triefenstein/ Erlenbach bei Marktheidenfeld). An beiden Punkten ist der Anschluss einer DC-Konverterstation mit einer Kapazität von 2 GW vorgesehen (Netzausbau). Der Konverter mit Anschluss am nördlichen Netzverknüpfungspunkt Sahms/Nord wird im Suchraum der Ämter Büchen/Breitenfelde/Schwarzenbek-Land errichtet. Nach aktuellem Planungsstand ist die HGÜ-Verbindung DC42plus Teil eines Multiterminal-(Hub)-Systems, das zusätzlich das Offshore-Netzanbindungssystem NOR-13-2 umfasst.

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Vor allem aufgrund des absehbaren massiven Zubaus an Onshore-Windenergie in Schleswig-Holstein und in Niedersachsen sowie an Offshore-Windleistung in der Nordsee ergibt sich ein bedeutender Erzeugungsüberschuss aus der Region. Baden-Württemberg und Bayern sind dagegen, insbesondere in Folge des Kernenergieausstiegs sowie des Ausstiegs aus der Kohleverstromung, zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit auf Energietransporte aus anderen Regionen angewiesen. Zwar schreitet der Ausbau der erneuerbaren Energien (vor allem Photovoltaik und Windenergie) auch in Baden-Württemberg und Bayern weiter voran, doch aufgrund der Dekarbonisierung der Sektoren Verkehr, Wärme und der industriellen Prozesse durch Elektrifizierung steigt auch der Strombedarf in Baden-Württemberg und Bayern erheblich an.

Netzplanerische Begründung

Der bereits geplante Netzausbau reicht nicht aus, um die großräumigen Überlastungen im Übertragungsnetz zwischen Nord- und Süddeutschland zu beheben. Mit den HGÜ-Verbindungen von Schleswig-Holstein nach Baden-Württemberg und Bayern wird die Kapazität des Übertragungsnetzes zwischen den betreffenden Regionen wesentlich erhöht und die Energie großräumig und verlustarm nach Süden transportiert. Die Verbindung der windreichen Regionen in Norddeutschland mit dem Ballungsraum rund um Stuttgart erhöht die Versorgungssicherheit sowohl in diesen, als auch in den dazwischen liegenden und benachbarten Regionen. Die geplante HGÜ-Verbindung ist eine wesentliche netztechnische Voraussetzung für die Energieübertragung aus den erwarteten Leistungszubauten von Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen zu den Verbrauchszentren in Baden-Württemberg. Die HGÜ-Verbindung zum geplanten 380-kV-Netzknoten im Suchraum Markt Triefenstein (Suchraum Gemeinden Marktheidenfeld/ Kreuzwertheim/ Triefenstein/ Erlenbach) ermöglicht zusammen mit den Projekten P481 und P675 die Verteilung der Elektrizität sowohl in die Industriezentren in Bayern als auch nach Baden-Württemberg sowie in den Großraum Frankfurt. Aufgrund des starken Zubaus an Photovoltaik wird es zukünftig im süddeutschen Raum in sonnenreichen Zeiten auch Erzeugungsüberschüsse geben. Diese verursachen wiederum Süd-Nord-Flüsse. Durch die neuen Verbindungen können Überlastungen in dieser Richtung ebenfalls reduziert werden. Darüber hinaus stärkt die Verbindung DC42 auch den europäischen Binnenmarkt und unterstützt dadurch die Entwicklung zu einem sicheren und kostenoptimalen Gesamtsystem. Dies ist auch durch die Fortführung der europäischen Nord-Süd-Achse im Rahmen des Projektes P678 "DC-Interkonnektor Deutschland – Schweiz" ersichtlich.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP

eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

- Die Maßnahme DC42 hat sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2037, A 2045, B 2037 und B 2045 als erforderlich erwiesen.
- Die Maßnahme DC42plus hat sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2045, B 2037 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt.

Trotz der bereits erfolgten Verstärkung von AC-Leitungen in Deutschland sind weiterhin Maßnahmen notwendig, um ein bedarfsgerechtes Netz zu erzielen. Die DC-Verbindung stellt bei großräumigem Transportbedarf die nachhaltigste Lösung dar. Mit anderen Maßnahmen, insbesondere Netzoptimierungen oder Netzverstärkungen bzw. Netzausbau im vorhandenen AC-Netz, kann der mit dem Vorhaben verfolgte Zweck der großräumigen, gezielt gesteuerten Übertragung großer Leistungen und eine effiziente Nutzung der vorhandenen und geplanten Netzstrukturen technisch nicht sinnvoll erreicht werden. Die Potenziale der AC-Netzverstärkungen sind bereits weitestgehend ausgeschöpft.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Übertragungsnetzbetreiber haben zur Ermittlung neuer HGÜ-Verbindungen ein Verfahren angewandt, das innerhalb einer Vielzahl möglicher Netzverknüpfungspunkte jene Verbindungen identifiziert hat, die am besten geeignet sind, die weiträumigen Überlastungen im deutschen Übertragungsnetz zu reduzieren. Die vorliegende Verbindung ist Ergebnis dieser umfangreichen Alternativenprüfung. Die möglichen Netzverknüpfungspunkte wurden so gewählt, dass der lokale Ausbaubedarf des 380-kV-Netzes minimiert wird.

Als Alternative zum südlichen Netzverknüpfungspunkt Suchraum Markt Triefenstein von DC42plus käme – wie bei DC42 – eine Führung von Sahms/Nord nach Jettingen in Frage. Diese Alternative löst die Engpässe allerdings weniger effizient und ist zudem deutlich länger. Daher wurde sie verworfen.

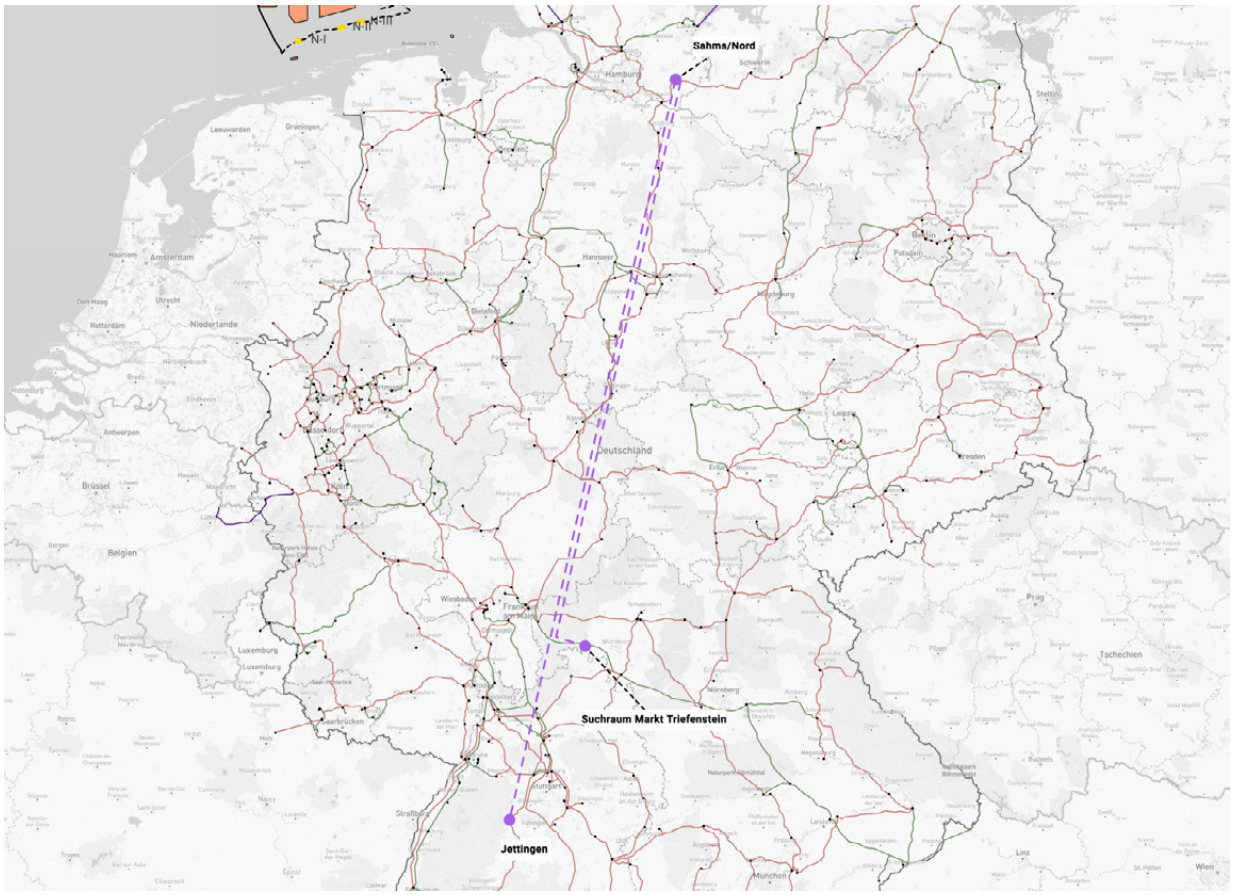
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmals ausgewiesen und von der Bundesnetzagentur 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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierten On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht DC42
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P27
Netzverstärkung zwischen Wehrendorf und Ohlensehlen

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

amprion verbindet TenneT

Zubaunetz **Onshore** **AC**

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Niedersachsens zwischen Wehrendorf und Ohlensehlen. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M52a: Netzverstärkung Wehrendorf - Ohlensehlen

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045	C 2037	C 2045
Maßnahmen						
M52a	✓	✓	✓	✓		

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M52a Wehrendorf - Ohlensehlen

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion TenneT

Bundesländer: Niedersachsen

Ausführung:

Netzverstärkung	**62 km**
davon Zu-/Umbeseilung	62 km

Geplante Inbetriebnahme: 2037

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen der Maßnahme ist eine Zu- und Umbeseilung zwischen Wehrendorf und Ohlensehlen notwendig, um zwei 380-kV-Stromkreise mit einer Stromtragfähigkeit von je 4.000 A zwischen Wehrendorf und Ohlensehlen zu realisieren (Netzverstärkung). Aktuell ist noch in Prüfung, ob die Maststatik für eine Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen ausreichend ist. Sollte dies nicht der Fall sein, dann wäre ein Ersatzneubau mit zwei Stromkreisen mit jeweils 4.000 A zwischen Pkt. Lemförde und Ohlensehlen und/oder vier Stromkreisen mit jeweils 4.000 A zwischen Wehrendorf und Pkt. Lemförde erforderlich. Die 380-kV-Schaltanlagen Wehrendorf und Ohlensehlen müssen verstärkt werden (Netzverstärkung). Abschnittsweise werden heute auf dem 380-kV-Stromkreisplatz 110-kV-Stromkreise auf der Leitung mitgeführt. Für die 110-kV-Stromkreise (Anschluss WP Bohmte und 110-kV-Stromkreise St. Hülfe – Wagenfeld) muss eine Ersatzlösung geschaffen werden.

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Norddeutschland ist charakterisiert durch eine Vielzahl von regenerativen Onshore- und Offshore-Energiequellen. Bei hoher regenerativer Einspeisung aus diesen Anlagen übersteigt die erzeugte Leistung den Bedarf der norddeutschen Lasten wesentlich. Durch dieses Projekt und die bestehende sowie durch andere Vorhaben geplante Netzinfrastruktur kann die regenerative Einspeisung abtransportiert werden.

Netzplanerische Begründung

Die Verstärkung der in Ost-West-Richtung verlaufenden 380-kV-Leitung verhindert Überlastungen auf der bestehenden Trasse. Diese entstehen durch den Abtransport überschüssiger Windenergie aus Offshore- und Onshore-Anlagen von Norden nach Süden. Darüber hinaus entstehen hohe Ost-West-Flüsse, die mit der Verstärkung besser bedient werden können.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahme M52a hat sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2037, A 2045, B 2037 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt.

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA-Grundsatz berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur kann durch die Maßnahme M52a im Bereich der bestehenden Trassenräume erfolgen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen.

Alternativ zu der beschriebenen Maßnahme M52a wäre die Auflage eines zweiten 380-kV-Stromkreises zwischen dem Punkt Lemförde und der Anlage Ohlensehlen möglich (siehe P27 M52 im Steckbrief 2. Entwurf NEP 2037/2045 (2023)). Aufgrund weiterer kürzlich gestellter Anfragen hinsichtlich einer steigenden Energiebereitstellung aus dem Übertragungsnetz zur Dekarbonisierung der Industrie sowie zur Erzeugung von Wasserstoff in NRW sowie im südlichen Niedersachsen ist jedoch absehbar, dass diese Alternative perspektivisch nicht ausreichen wird, um die erforderliche Transportaufgabe zu erfüllen. Sie wurde daher als nicht nachhaltig verworfen.

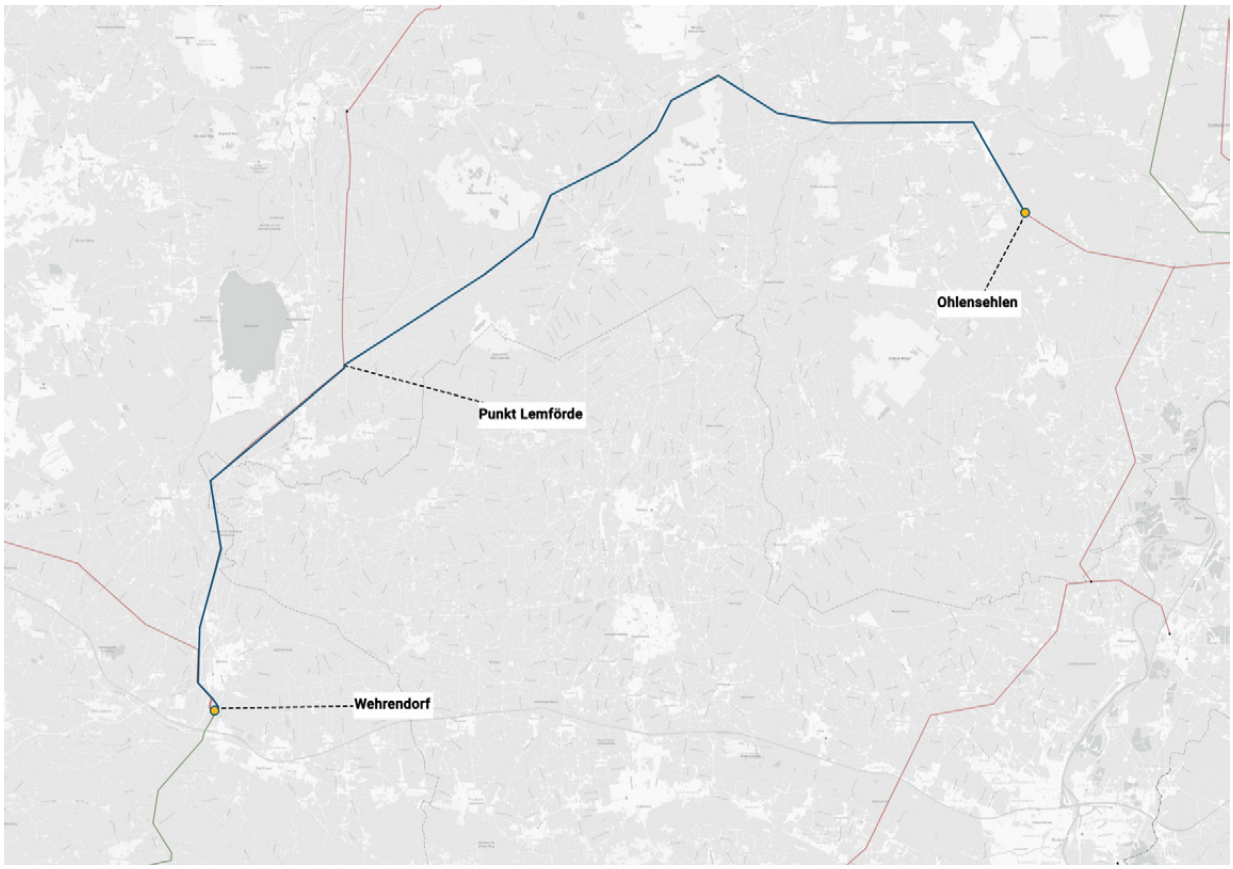
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P27 wurde erstmals im NEP 2022 (2012) ausgewiesen und im NEP 2037/2045 (2023) erstmals von der Bundesnetzagentur 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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierte On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P27
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P33
Netzverstärkung zwischen Wolmirstedt und Salzgitter

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

Zubaunetz **Onshore** **AC**

Weitere Informationen

BBP-Nr: 10

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Sachsen-Anhalt und Niedersachsen. Es stärkt die Verbindung der Übertragungsnetze von 50Hertz und TenneT und dient dem Abtransport von Leistung aus Erneuerbare-Energien-Anlagen. Es enthält folgende Maßnahme:

- M24b: Wolmirstedt – Helmstedt/Ost – Suchraum Schöningen – Suchraum Liebenburg – Bleckenstedt/Süd

Die Maßnahme M24a Wolmirstedt – Helmstedt/Ost – Hattorf – Wahle, die ursprünglich ebenfalls Teil des Projektes P33 war, wurde in das Startnetz überführt, da hier das Planfeststellungsverfahren eröffnet bzw. diese bereits in Teilen realisiert wurde. Sie wird nun im Projekt TTG-P33 dargestellt.

Das Projekt wird in der Öffentlichkeit im Netzgebiet von 50Hertz unter der Bezeichnung "Netzverstärkung Helmstedt - Wolmirstedt" geführt.

Weitere Infos zum Projekt

https://www.50hertz.com/de/Netz/Netzausbau/ProjekteanLand/HelmstedtWolmirstedt/

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario / Maßnahmen	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045	C 2037	C 2045
M24b	✓	✓	✓	✓		

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M24b Wolmirstedt - Helmstedt/Ost - Suchraum Schöningen - Suchraum Liebenburg - Bleckenstedt/Süd

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz TenneT

Bundesländer: Niedersachsen Sachsen-Anhalt

Ausführung:

Netzverstärkung	**113 km**
davon Parallelneubau	113 km

Geplante Inbetriebnahme: 2032

Beschreibung der Maßnahme

Von Wolmirstedt über Helmstedt/Ost, Suchraum Schöningen (Suchraum Stadt Schöningen, Gemeinde Söllingen) und Suchraum Liebenburg (Suchraum Gemeinden Liebenburg/ Schladen-Werla) nach Bleckenstedt/Süd (Stadt Salzgitter) wird ergänzend zur Maßnahme M24a (siehe 50HzT-P33 sowie TTG-P33) eine weitere 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A überwiegend im bestehenden Trassenraum errichtet (Netzverstärkung). Die 380-kV-Anlage Wolmirstedt ist zu erweitern (Netzverstärkung). Mit dem Anschluss der neuen 380-kV-Doppelleitung werden die erwarteten Kurzschlussströme das zulässige Anlagenlimit von 63 kA übersteigen. Daher sind zusätzliche Maßnahmen erforderlich. Hierzu zählen die Errichtung eines neuen Sammelschienenabschnitts inklusive der Leitungsschaltfelder, einer weiteren Querkupplung und die Umschwenkung der Stromkreise 489 und 490 (Stendal West - Wolmirstedt) auf den neuen Sammelschienenabschnitt.

Die 380-kV-Schaltanlage Helmstedt wird am gleichen Standort als 380-kV-Umspannwerk Helmstedt/Ost mit drei 380/110-kV-Transformatoren neu errichtet (Netzverstärkung). Ab Helmstedt/Ost soll bis zum neu entstehenden Umspannwerk Bleckenstedt/Süd (Stadt Salzgitter) die Trasse einer 110-kV-Leitung nach Möglichkeit und in Abstimmung mit dem VNB genutzt werden,

hierbei ist eine 110-kV-Mitnahme zu untersuchen. Darüber hinaus ist das im Rahmen von P228 M800 zu errichtende Umspannwerk Bleckenstedt/Süd (Stadt Salzgitter) um zusätzliche Schaltfelder zu erweitern (Netzverstärkung). Die zusätzlich neuen Umspannwerke Suchraum Schöningen (Suchraum Stadt Schöningen, Gemeinde Söllingen) und Suchraum Liebenburg (Suchraum Gemeinden Liebenburg/ Schladen-Werla) sind mit jeweils drei 380/110-kV-Transformatoren neu zu errichten (Netzausbau) und voll in die neue Leitung einzuschleifen.

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die bestehende 380-kV-Leitung Wolmirstedt – Helmstedt (Kuppelleitung zwischen 50Hertz und TenneT) sowie die sich anschließende 380-kV-Leitung Helmstedt – Hattorf – Wahle (TenneT) werden durch hohe Leistungsflüsse vor allem in Ost-West-Richtung, bedingt durch einen großen Erzeugungsüberschuss in der 50Hertz-Regelzone, bereits heute hoch belastet. Perspektivisch nimmt der Erzeugungsüberschuss weiter zu. Die zusätzlichen Umspannwerke in Suchraum Liebenburg (Suchraum Gemeinden Liebenburg/ Schladen-Werla) und Suchraum Schöningen (Suchraum Stadt Schöningen, Gemeinde Söllingen) werden nach Rücksprache mit dem nachgelagerten Verteilnetzbetreiber benötigt, um Rückspeisung aus erneuerbaren Energien aus dem örtlichen Verteilnetz aufnehmen zu können.

Netzplanerische Begründung

Bei Ausfall eines bereits nach Maßnahme M24a (siehe 50HzT-P33 und TTG-P33) verstärkten 380-kV-Stromkreises von Wolmirstedt nach Helmstedt/Ost und weiter bis Wahle wird der verbleibende Parallelstromkreis unzulässig hoch belastet. Diese Situation kann durch Maßnahme M24b im Zusammenhang mit P228 vermieden werden. Die neuen Umspannwerke Suchraum Schöningen (Suchraum Stadt Schöningen, Gemeinde Söllingen) sowie Suchraum Liebenburg (Suchraum Gemeinden Liebenburg/ Schladen-Werla) werden nach Rücksprache mit dem nachgelagerten Verteilnetzbetreiber benötigt, um Rückspeisung aus erneuerbaren Energien aus dem örtlichen Verteilnetz aufnehmen zu können.

Die Projekte P33 und P228 dienen gemeinsam der Abführung von regenerativer Einspeisung aus dem Norden sowie aus dem Osten Deutschlands. Damit wird eine wichtige Transitquerspange in Bestandstrassen geschaffen, die gleichzeitig der langfristigen Versorgung der Großräume Hannover und Braunschweig dient.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-

Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahme M24b hat sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2037, A 2045, B 2037 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

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.

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt. Das Potenzial der Netzoptimierung mittels WAFB reicht zur Behebung des Engpasses auf der bestehenden 380-kV-Leitung Wolmirstedt – Helmstedt – Hattorf – Wahle, auch mit der erfolgten Stromtragfähigkeitserhöhung durch die Maßnahme M24a (siehe 50HzT-P33 und TTG-P33) nicht aus.

Zwischen Wolmirstedt und Bleckenstedt/Süd werden vorrangig bestehende Trassenräume für eine Netzverstärkung mittels Neubau einer 380-kV-Leitung mit zwei Stromkreisen mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A genutzt.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

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 in neuer Trasse zwischen den Standorten Förderstedt und Marke bzw. Klostermansfeld erwogen. Mithilfe einer dieser beiden genannten Doppelleitungen könnte die Überlastung Wolmirstedt – Helmstedt wirksam reduziert werden. Diese Option wurde aber aufgrund der zusätzlichen Rauminanspruchnahme durch eine neue Trasse verworfen.

Als Alternative zu M24b wurde in früheren Netzentwicklungsplänen ein Neubau in bestehender Trasse zwischen Wolmirstedt und Wahle vorgeschlagen und von der Bundesnetzagentur bestätigt. Diese Variante hat allerdings den Nachteil, dass bis zu sechs Stromkreise in Bestandstrassen geführt und im bereits sehr großen Umspannwerk Wahle angeschlossen werden müssten. Zusätzlich wird mit der neuen Konfiguration von M24b auch das weitere Projekt P228 Landesbergen – Mehrum/Nord – Bleckenstedt/Süd besser bedient, welches Mehrum/Nord (siehe TTG-P115) zu einem stärkeren Knoten für die Versorgung des Großraums Hannover macht. Die Verlegung südlich um Braunschweig verstärkt die Region und erhöht die Zuverlässigkeit.

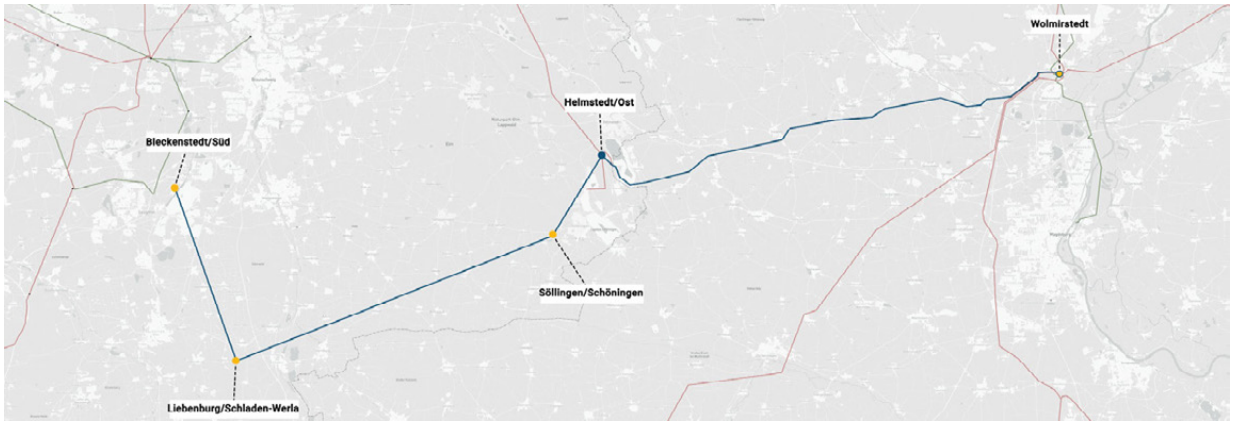
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P33 mit der Maßnahme M24b wurde im NEP 2024 (2014), im NEP 2030 (2017), im NEP 2030 (2019), im NEP 2035 (2021) sowie im NEP 2037/2045 (2023) von der Bundesnetzagentur bestätigt. Es ist zusammen mit der bereits im Startnetz befindlichen Maßnahme M24a (siehe 50HzT-P33 sowie TTG-P33) als Vorhaben 10 im Bundesbedarfsplan 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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierte On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P33
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P50
Netzverstärkung Schwäbische Alb

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TRANSNET BW

Zubaunetz Onshore AC

Projektbeschreibung

Das Projekt erhöht die Übertragungskapazität vom Raum Stuttgart bis zur Schwäbischen Alb.

- M852: Pulverdingen - Suchraum Hochberg - Oberjettingen
- M853: Oberjettingen - Engstlatt

Weitere Infos zum Projekt

https://www.transnetbw.de/de/netzentwicklung/projekte/alle-projekte

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario / Maßnahmen	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
M852		✓		✓
M853		✓		✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

2 Maßnahmen

M852 Ersatzneubau Pulverdingen - SR Hochberg - Oberjettingen

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Bundesländer: Baden-Württemberg

Ausführung:

Netzverstärkung	**46 km**
davon Ersatzneubau	46 km

Geplante Inbetriebnahme: 2037

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen der Maßnahme ist ein Ersatzneubau der Leitung notwendig (Netzverstärkung). Darüber hinaus sind Netzverstärkungsmaßnahmen in der Schaltanlage Oberjettingen erforderlich. Zur Versorgung des unterlagerten Verteilnetzes erfolgt eine Einschleifung in das neue Umspannwerk im Suchraum Hochberg (Gemeinden Böblingen, Ehningen, Sindelfingen, Aidlingen, Grafenau).

M853 Ersatzneubau Oberjettingen - Engstlatt

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Bundesländer: Baden-Württemberg

Ausführung:

Netzverstärkung	**34 km**
davon Ersatzneubau	34 km

Geplante Inbetriebnahme: 2037

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen der Maßnahme ist ein Ersatzneubau der Leitung notwendig (Netzverstärkung). Darüber hinaus sind Netzverstärkungsmaßnahmen in den betroffenen Schaltanlagen Oberjettingen und Engstlatt erforderlich.

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die betroffene Leitung führt von Pulverdingen über Engstlatt und Trossingen bis in die Schweiz. Sie stellt zum einen den Leistungsfluss vom Raum Stuttgart bis in die Schweiz sicher und dient dem Austausch mit den Alpenländern und den dortigen Pumpspeicherkraftwerken. Zum anderen handelt es sich um eine wichtige Nord-Süd-Verbindung innerhalb Baden-Württembergs, da sie die einzige Höchstspannungsleitung in diesem Gebiet zwischen Schwarzwald und Schwäbischer Alb darstellt. Sie ist folglich elementar zur Versorgung dieser Region, in der zwar ein bedeutender Zubau an Photovoltaikanlagen erwartet wird, sich jedoch auch die Last vervielfacht.

Netzplanerische Begründung

Ohne die genannten Maßnahmen kommt es zu Überlastungen der Stromkreise zwischen Pulverdingen - Suchraum Hochberg - Oberjettingen sowie Oberjettingen – Engstlatt. Durch den geplanten Ersatzneubau kann die Stromtragfähigkeit durch stärkere Leiterseile bedeutend erhöht werden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahmen M852 und M853 haben sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2045 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Falls passend, da WAFB möglich: Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Zu den Maßnahmen 852 und 853 gibt es keine sinnvollen alternativen Netzverknüpfungspunkte, da bestehende Leitungsanlagen genutzt werden.

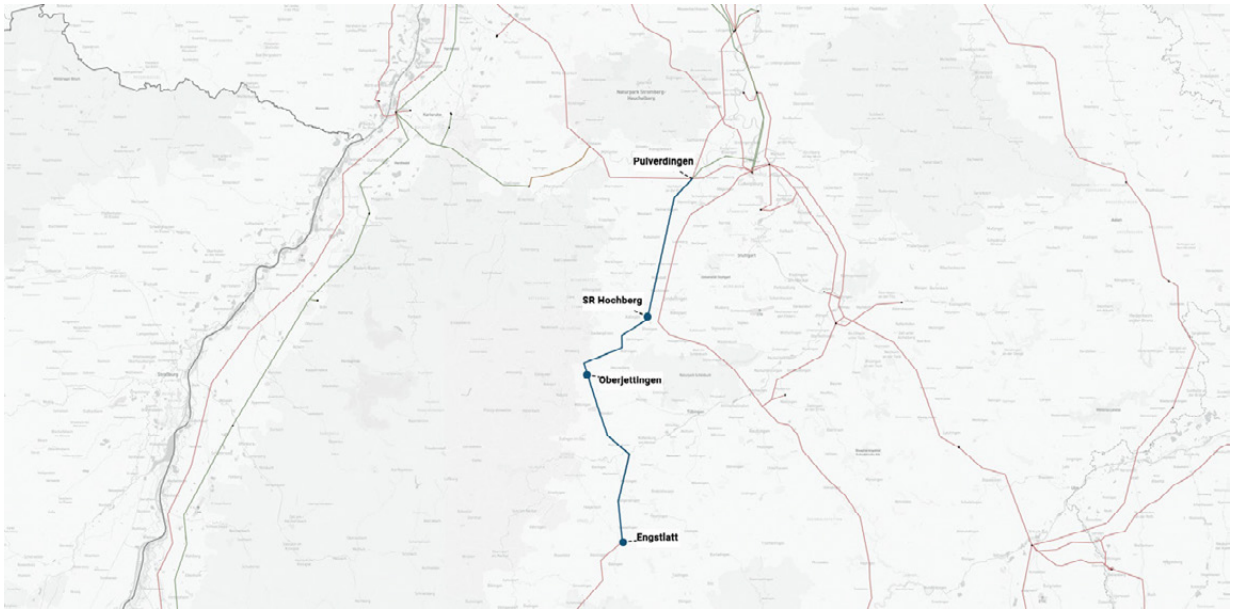
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wurde im NEP 2012 beziehungsweise NEP 2014 in anderer Form erstmalig identifiziert. Die damaligen Maßnahmen M366 und M41 sahen die Zubeseilung von zwei 380-kV-Stromkreisen auf der genannten Strecke vor. Diese Maßnahmen wurden im NEP 2030 (2017) einmalig bestätigt. Basierend auf den Szenarien des NEP 2030 (2019) und NEP 2035 (2021) war die Notwendigkeit jedoch vorübergehend nicht mehr gegeben. Die aktuelle Form des Projektes sieht eine Verstärkung der Bestandsstromkreise durch Ersatzneubau vor.

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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierte On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P50
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P51
Netzverstärkung im Mittleren Neckarraum

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TRANSNET BW

Zubaunetz Onshore AC

Weitere Informationen

BBP-Nr: 22

Projektbeschreibung

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

- M37: Großgartach - Endersbach

Weitere Infos zum Projekt

https://www.transnetbw.de/de/netzentwicklung/projekte/alle-projekte

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario / Maßnahmen	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
M37	✓	✓	✓	✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M37 Großgartach - Endersbach

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Bundesländer: Baden-Württemberg

Ausführung:

Netzverstärkung	**30 km**
davon Zu-/Umbeseilung	3 km
davon Ersatzneubau	14 km
davon Parallelneubau	13 km

Geplante Inbetriebnahme: 2031

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen der Maßnahme ist eine Netzverstärkung durch abschnittsweisen Ersatzneubau, Zu-/Umbeseilung und Parallelneubau notwendig. Hierdurch kann das vorhandene Dreibein Endersbach – Großgartach – Mühlhausen aufgelöst und zwei unabhängige 380-kV-Stromkreise Endersbach – Großgartach und Großgartach – Mühlhausen geschaffen werden. In den Schaltanlagen Endersbach und Großgartach sind Netzverstärkungsmaßnahmen erforderlich.

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Das Projekt erhöht die Übertragungskapazität zwischen dem Bereich Heilbronn und dem Großraum Stuttgart. In diesem Bereich verläuft in Baden-Württemberg die Haupttransitachse vom Nordosten aus Bayern Richtung Süden in die Schweiz. Die Stromkreise sind zudem wichtig für die Versorgung des Mittleren Neckarraums. Dieser ist aufgrund der Bevölkerungsdichte und der Industrie geprägt durch eine sehr hohe Last der Großstadt Stuttgart und der umliegenden Gebiete, die sich zukünftig vervielfachen wird. Gleichzeitig ist der Zubau erneuerbarer Energien aufgrund der geringen Flächenverfügbarkeit im Verhältnis zur Last gering und derzeit noch vorhandene CO2-intensive Kraftwerke werden außer Betrieb genommen. Eine starke Anbindung an Regionen mit Erzeugungsüberschüssen ist daher unabdingbar. Neben den zahlreichen konventionellen Erzeugungsanlagen am Neckar speist zudem zukünftig in Großgartach eine Verbindung des SuedLink ein.

Netzplanerische Begründung

Der vorhandene Stromkreis von Großgartach nach Endersbach und Mühlhausen sowie die Stromkreise von Großgartach nach Pulverdingen sind bei Ausfall des Stromkreises Mühlhausen – Pulverdingen stark überlastet. Durch abschnittsweisen Ersatzneubau, Zu-/Umbeseilung und Parallelneubau von Großgartach bis zum Dreibeinpunkt lässt sich das Dreibein Endersbach – Großgartach – Mühlhausen auflösen und zwei separate Stromkreise realisieren. Dies erhöht die Übertragungskapazität in den Raum Stuttgart deutlich und vergleichmäßigt die Belastungen auf der von Großgartach kommenden Achse.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahme M37 hat sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2037, A 2045, B 2037 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Zu der Maßnahme 37 gibt es im Hinblick auf das NOVA-Kriterium keine vorzugswürdigen alternativen Netzverknüpfungspunkte, da größtenteils bestehende Leitungsanlagen genutzt werden.

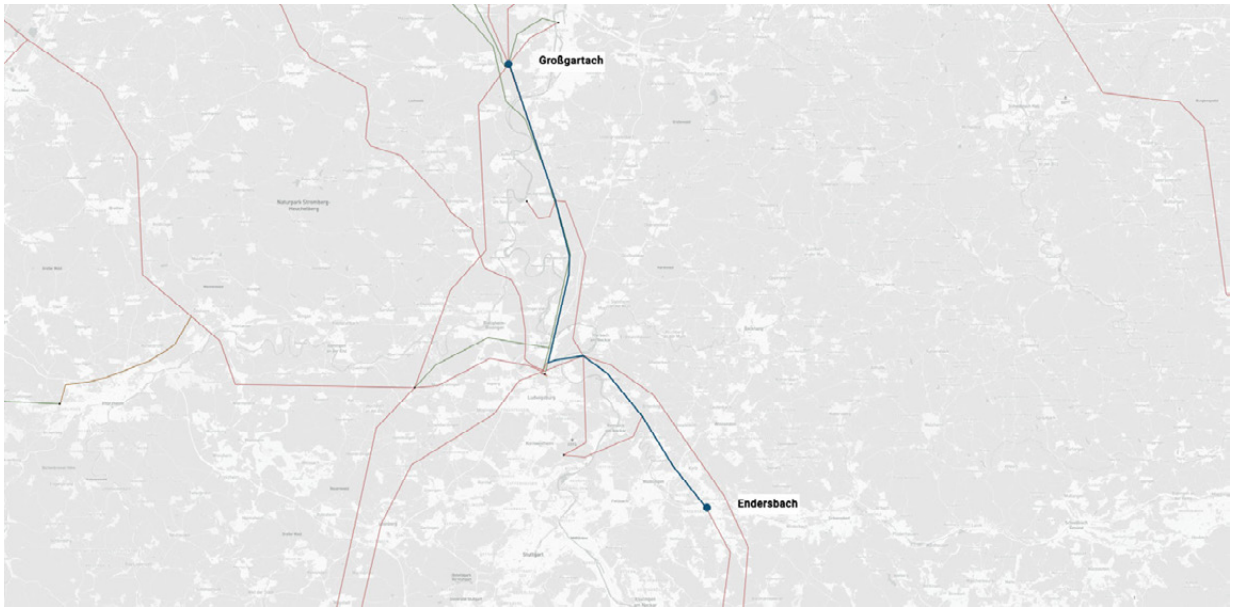
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P51 wurde im NEP 2022 (2012) erstmalig identifiziert. Es wurde in den NEP 2030 (2019), NEP 2035 (2021) und NEP 2037 (2023) von der Bundesnetzagentur bestätigt und ist als Vorhaben Nr. 22 im Bundesbedarfsplan 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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierte On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P51
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P52
Netzverstärkung südliches Baden-Württemberg

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

amprion verbindet TRANSNET BW

Zubaunetz Onshore AC

Weitere Informationen

TYNDP-Nr: 322.1477

Projektbeschreibung

Das Projekt deckt den zukünftigen Bedarf an Transportkapazität im südlichen Baden-Württemberg. Zur Realisierung sind folgende Maßnahmen notwendig:

- M94a: Herbertingen - Grünkraut - Punkt Neuravensburg mit Abzweig Obermooweiler

Dieses Projekt befindet sich teils im Start- und teils im Zubaunetz (siehe AMP-P52 und TNG-P52 mit den Maßnahmen M93, M94b und M95).

Weitere Infos zum Projekt

https://www.transnetbw.de/de/netzentwicklung/projekte/alle-projekte

https://netzausbau.amprion.net/

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
Maßnahmen				
M94a	✓	✓	✓	✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M94a Herbertingen - Grünkraut - Punkt Neuravensburg mit Abzweig Obermooweiler

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion TransnetBW

Bundesländer: Baden-Württemberg

Ausführung:

Netzverstärkung	**60 km**
davon Ersatzneubau	60 km
Geplante Inbetriebnahme:	2035

Beschreibung der Maßnahme

Zwischen der Anlage Herbertingen, der Anlage Grünkraut und dem Punkt Neuravensburg mit Abzweig Obermooweiler wird die Verstärkung einer bestehenden 220-/380-kV-Leitung erforderlich. Dies kann durch den Ersatzneubau oder möglicherweise durch eine Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen auf der bestehenden Leitungsanlage erfolgen.

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Süddeutschland ist charakterisiert durch eine hohe installierte Leistung aus PV-Anlagen, die trotz der hohen Last zu Zeiten hoher Einspeisung zu einem Überschuss führen. Des Weiteren ist Süddeutschland die Verbindung zu den großen Pumpspeicherkraftwerken in den Alpen, die für die Umsetzung der Energiewende unerlässlich sind. Die betroffene Leitung sichert insbesondere die Anbindung der Vorarlberger Pumpspeicherwerke an die deutsche Regelzone. Durch eine Verstärkung des Übertragungsnetzes kann sowohl die überschüssige Leistung aus den erneuerbaren Energiequellen abtransportiert, sichere Leistung zur Versorgung der Lasten zur Verfügung gestellt und die Flexibilisierungsmöglichkeiten der Pumpspeicherkraftwerke in den Alpen genutzt werden.

Netzplanerische Begründung

Die Kapazität des Übertragungsnetzes in diesem Netzgebiet wird durch dieses Projekt wesentlich erweitert. Überlastungen auf den bestehenden Leitungen werden verhindert und somit die Verbindung des Übertragungsnetzes mit dem Vorarlberger Übertragungsnetz gestärkt. Wie vom Regulator angeregt, wurde die „Bodenseestudie" aus 2016 zur langfristigen Ausbauplanung der Region mit den betroffenen Netzbetreibern aus Deutschland, Österreich und der Schweiz im Jahr 2022 wiederaufgenommen. Die gemeinsam erarbeiteten Ergebnisse der „Bodenseestudie" sind im Projekt P52 berücksichtigt.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahme M94a hat sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2037, A 2045, B 2037 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA-Grundsatz berücksichtigt. Die Verstärkung durch die Maßnahmen M94a und M94b erfolgt in den bestehenden Trassenräumen.

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahmen werden unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie zum Beispiel die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternative Netzverknüpfungspunkte für dieses Projekt sind grundsätzlich denkbar, jedoch in Bezug auf die volkswirtschaftlichen Kosten vor dem Hintergrund netzplanerischer Aspekte und die weitere Rauminanspruchnahme wesentlich schlechter.

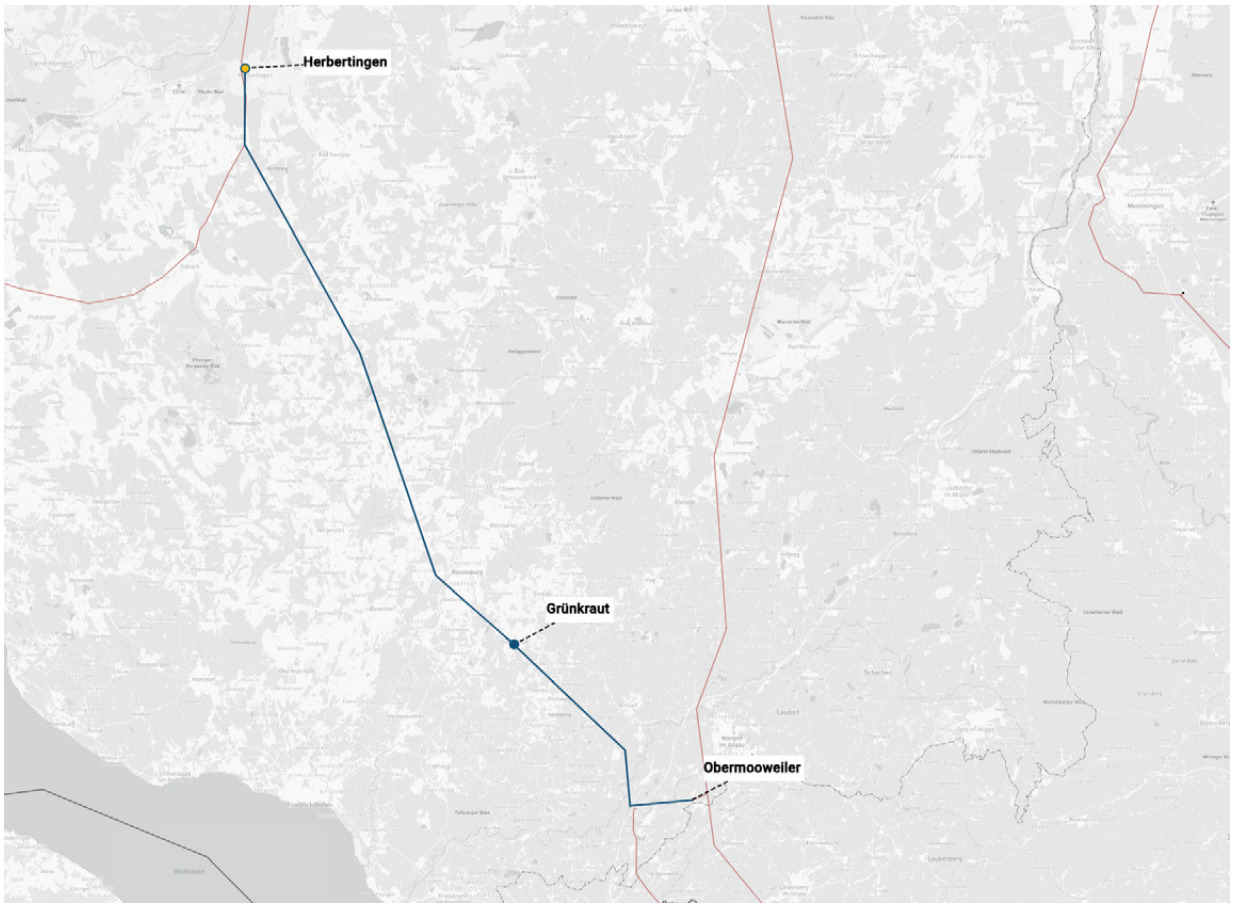
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P52 mit den Maßnahmen M93, M95 und M94b wurde von der Bundesnetzagentur in den Netzentwicklungsplänen 2022 (2012), 2023 (2013), 2024 (2014), 2030 (2017), 2030 (2019), 2035 (2021) bestätigt. Die Maßnahmen M93, M95 und M94b des Projekts sind im Bundesbedarfsplan enthalten (Vorhaben Nr. 24, 25, 40). Die Maßnahme M94a wurde im NEP 2022 (2012) erstmals ausgewiesen und im NEP 2037/2045 (2023) von der Bundesnetzagentur 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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierte On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P52
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P54
Netzverstärkung Irsching - Zolling - Ottenhofen

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TenneT

Zubaunetz Onshore AC

Projektbeschreibung

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

- M81: Irsching – Zolling – Ottenhofen

Im Zuge des Projekts sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario / Maßnahmen	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
M81		✓		✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M81 Irsching - Zolling - Ottenhofen

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Bayern

Ausführung:

Netzverstärkung	**75 km**
davon Zu-/Umbeseilung	75 km

Geplante Inbetriebnahme: 2045

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Verstärkung der bestehenden Leitung von Irsching über Zolling nach Neufinsing bzw. von Irsching nach Ottenhofen vorgesehen (Netzverstärkung). Dabei handelt es sich um eine Umbeseilung in der Trasse der bestehenden Leitung, die aktuell mit je einem 220-kV- und einem 380-kV-Stromkreis betrieben wird. Der bestehende 220-kV-Stromkreis von Irsching über Zolling nach Neufinsing wird durch einen 380-kV-Stromkreis ersetzt. Die 380-kV-Schaltanlagen in Irsching und Ottenhofen müssen verstärkt und in Zolling wird die bestehende 220-kV-Schaltanlage durch eine neue 380-kV-Schaltanlage abgelöst werden (Netzverstärkung).

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Aufgrund des prognostizierten starken Anstiegs erneuerbarer Energien sowie der Kraftwerksanschlussanfrage gemäß KraftNAV durch den Kraftwerksbetreiber ONYX am Netzverknüpfungspunkt Zolling ist die bestehende Netzstruktur nicht mehr ausreichend, um die Energie abtransportieren zu können und das anzuschließende Kraftwerk sicher betreiben zu können. Ohne die Umbeseilung in bestehender Trasse wird der 220-kV-Stromkreis Irsching – Neufinsing bei Ausfall des 380-kV-Stromkreises überlastet. Deshalb muss die Stromtragfähigkeit der Leitung erhöht werden. Des Weiteren stärkt eine Volleinschleifung des Umspannwerks Zolling die Stabilität des Netzes und dessen Versorgungssicherheit.

Zum Anschluss eines angefragten Gaskraftwerksprojekts am Standort Zolling wird das bestehende 220-kV-Umspannwerk Zolling in räumlicher Nähe durch den Neubau eines 380-kV-Umspannwerks abgelöst. Dieses ist dann zunächst in den 380-kV-Stromkreis der Bestandsleitung einzuschleifen, solange die Leitungsmaßnahme M81 nicht bestätigt wurde. Zur Einspeisung der vollen angefragten Kraftwerksleitung in das Höchstspannungsnetz ist perspektivisch eine Volleinschleifung des 380-kV-Umspannwerks Zolling in zwei 380-kV-Stromrkeise erforderlich.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt.

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass durch WAFB die geforderte Stromtragfähigkeit auf der 220-kV-Ebene nicht erreicht werden kann.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Weitere alternative Einzelmaßnahmen wurden nicht geprüft, da es sich um eine bereits existierende Leitung handelt. Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Verstärkung dieser bestehenden Verbindung in Betracht gezogen.

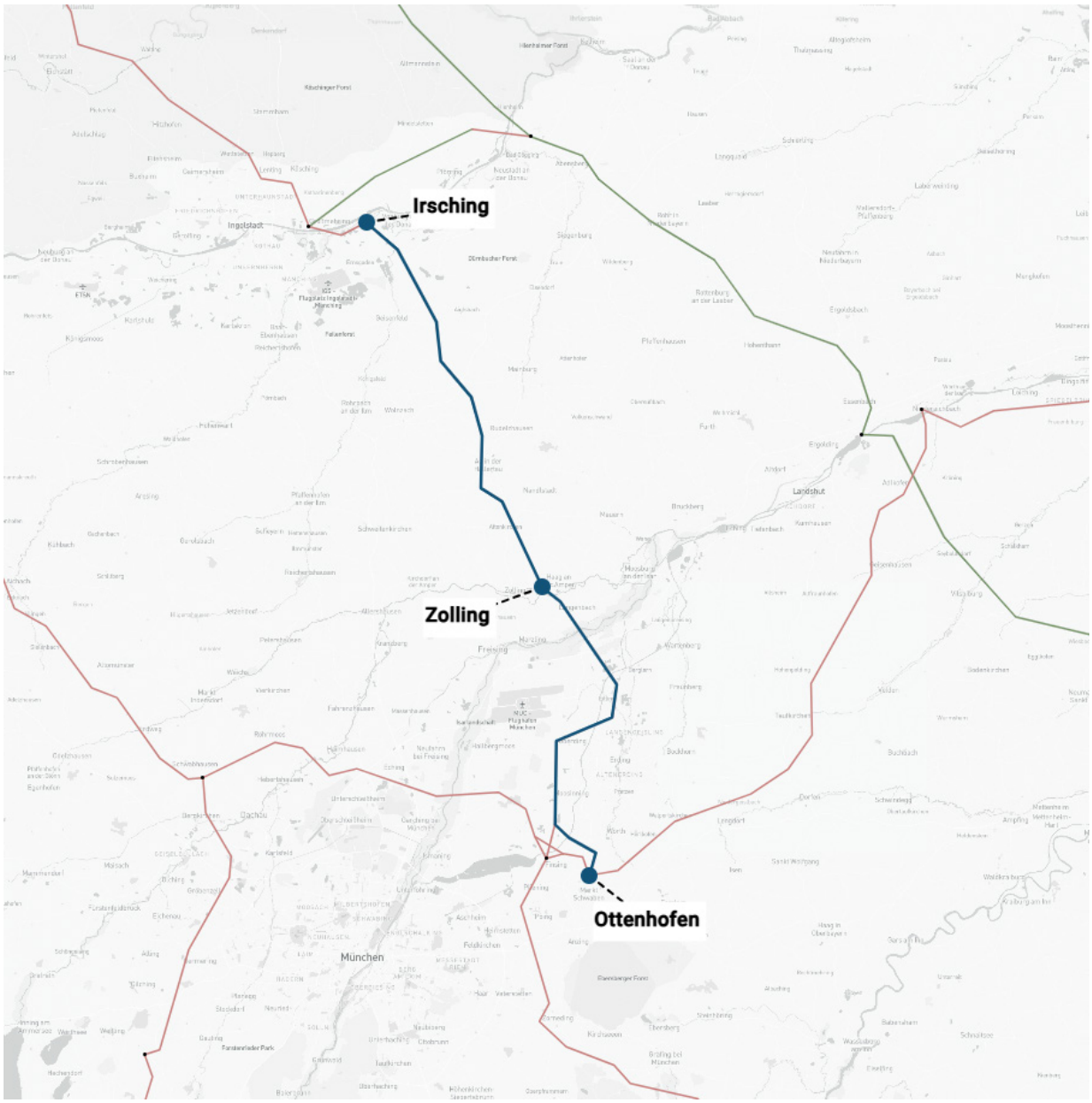
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P54 wurde im NEP 2022/2032 (2012) erstmals 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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierte On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P54
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P71
Netzausbau Kiel/Rönne - Suchraum Trent - Göhl/West

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TenneT

Zubaunetz Onshore AC

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Schleswig-Holsteins und enthält folgende Maßnahme:

- M47: Kiel/Rönne – Suchraum Trent – Göhl/West

Das Projekt steht im Zusammenhang mit dem Startnetz-Projekt P71 (M46). Da für die Maßnahme M46 bereits das Planfeststellungsverfahren eröffnet wurde, wurde die Maßnahme in das Startnetz überführt.

Die bestehende 220-kV-Leitung zwischen Audorf/Süd und dem, auf der Strecke zu dem neu zu errichtenden Umspannwerk Kiel/Rönne (Stadt Kiel) liegenden, Abzweig zum bestehenden 220-kV-Umspannwerk Kiel/West kann nach Inbetriebnahme von M46 und M47 zurückgebaut werden.

Im Zuge des Projekts sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario / Maßnahmen	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
M47	✓	✓	✓	✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M47 Kiel/Rönne - Suchraum Trent - Göhl/West

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Schleswig-Holstein

Ausführung:

Netzausbau	**72 km**
davon Neubau in neuer Trasse	72 km

Geplante Inbetriebnahme: 2037

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Bau einer neuen 380-kV-Doppelleitung mit 4.000 A vom im Rahmen von M46 neu zu errichtenden 380-kV-Umspannwerk Kiel/Rönne (Stadt Kiel) über ein neu zu errichtendes 380-kV-Umspannwerk im Suchraum Trent zum im Rahmen der Ostküstenleitung (TTG-P72) neu zu errichtenden 380-kV-Umspannwerk Göhl/West vorgesehen (Netzausbau). Darüber hinaus ist die 380-kV-Doppelleitung in die neuen Umspannwerke Göhl/West und Kiel einzubinden (Netzverstärkung und Netzausbau). Im Suchraum Trent (Suchraum Gemeinden Lehmkuhlen/ Wahlstorf/ Wittmoldt) ist darüber hinaus ein zusätzliches 380-kV-Umspannwerk mit vier 380/110-kV-Transformatoren zu errichten und in die Leitung voll einzuschleifen (Netzausbau).

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.

Die vorhandene 220-kV-Struktur zwischen Audorf/Süd und Kiel/West sowie Kiel/Süd ist aus Altersgründen zu ertüchtigen. Aufgrund der 220-kV-Struktur dieses Netzausläufers im Raum Kiel ist es nur eingeschränkt möglich, Wartungsarbeiten vorzunehmen ohne die Stromversorgung der Stadtwerke Kiel und des umliegenden 110-kV-Netzes der SH-Netz zu beeinträchtigen. Um zukünftig sowohl den Stadtwerken Kiel als auch der SH-Netz eine sichere Stromversorgung zu gewährleisten, muss gemeinsam mit dem Projekt TTG-P71 der Ringschluss über eine 380-kV-Doppelleitung von

Audorf/Süd über Kiel/Rönne (Stadt Kiel) nach Göhl/West zum Anschluss an die Ostküstenleitung (TTG-P72) errichtet werden. Darüber hinaus ist wegen weiter ansteigender Rückspeisung aus Photovoltaik ein zusätzliches 380-kV-Umspannwerk im Suchraum Trent (Suchraum Gemeinden Lehmkuhlen/ Wahlstorf/ Wittmoldt) erforderlich.

Bei Ausfall eines 220-kV-Stromkreises zwischen Audorf/Süd und Kiel/West beziehungsweise Kiel/Süd wird der parallele Stromkreis unzulässig belastet. Darüber hinaus trägt das Projekt maßgeblich zur Entlastung der Leitung Audorf/Süd - Ulzburg bei. Durch die Verknüpfung mit TTG-P72 entsteht eine zusätzliche durchgängige Verbindung von Audorf nach Lübeck, die die Mittelachse entlastet und somit die Stromflüsse in Schleswig-Holstein vergleichmäßigt.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahme M47 hat sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2037, A 2045, B 2037 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt.

Zwischen Kiel und Göhl/West über Trent besteht noch keine Infrastruktur auf der Höchstspannungsebene, daher ist hier ein Neubau in neuer Trasse erforderlich.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Eine mögliche Alternative zu M47 wäre ein Neubau in neuer Trasse von Kiel/Rönne über Suchraum Trent nach Lübeck/West. Diese Alternative wurde allerdings verworfen, da sie elektrisch Nachteile für den Abzweig nach Göhl (siehe TTG-P72) hätte, der dann weiterhin als Stich bestehen bleiben würde. Die Alternative wäre auch in Bezug auf Genehmigung und Bau herausfordernd, da die Plöner Seen überspannt oder weiträumig umgangen werden müssten.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P71 wurde erstmals im NEP 2022 (2012) ausgewiesen und im NEP 2037/2045 (2023) erstmals von der Bundesnetzagentur 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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierte On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P71
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P74
Netzverstärkung und -ausbau in Bayerisch-Schwaben

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

amprion verbindet

Zubaunetz Onshore AC

Weitere Informationen

TYNDP-Nr: 47

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Bayerisch-Schwaben und Österreich. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M96: Vöhringen – Punkt Bundesgrenze (AT)

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M96 Vöhringen - Punkt Bundesgrenze (AT)

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Bayern

Ausführung:

Netzverstärkung	**110 km**
davon Zu-/Umbeseilung	110 km

Geplante Inbetriebnahme: 2031

Beschreibung der Maßnahme

Zwischen der 380-kV-Anlage Vöhringen, der 380-kV-Anlage Leupolz und der Grenze zu Österreich (Punkt Bundesgrenze (AT)) wird auf einer bestehenden 380-kV-Leitung, von der ein Stromkreis aktuell in 220 kV betrieben wird, eine Spannungsumstellung erforderlich. Durch die Maßnahme wird eine erhöhte Übertragungskapazität realisiert. Die 380-kV-Schaltanlagen Vöhringen und Leupolz sind zu erweitern (Netzverstärkung). Zur Erhöhung der Versorgungssicherheit der 380-kV-Anlage Woringen ist die Einschleifung eines dritten Stromkreises erforderlich. Dies erfolgt zeitlich parallel zur Spannungsumstellung per Stichanschluss an den dann in 380 kV betriebenen Stromkreis.

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Süddeutschland ist charakterisiert durch eine hohe installierte Leistung aus PV-Anlagen, die trotz der hohen Last zu Zeiten hoher Einspeisung zu einem Überschuss führen. Des Weiteren ist Süddeutschland die Verbindung zu den großen Pumpspeicherkraftwerken in den Alpen, die für die Umsetzung der Energiewende unerlässlich sind. Durch eine Verstärkung des Übertragungsnetzes können die überschüssige Leistung aus den erneuerbaren Energien abtransportiert, sichere Leistung zur Versorgung der Lasten zur Verfügung gestellt und die Flexibilisierungsmöglichkeiten der Pumpspeicherkraftwerke in den Alpen genutzt werden.

Darüber hinaus ist die fortschreitende Integration des europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes seit Jahren ein Kernziel der Energiepolitik der Europäischen Union. Um diesem gerecht zu werden, bedarf es der Erhöhung grenzüberschreitender Transportkapazitäten, um den reibungslosen Energieaustausch zwischen den Märkten sicherzustellen (Interkonnektoren). In der EU sind die Übertragungsnetze aller Länder mit Interkonnektoren verbunden. Sie ermöglichen einerseits einen grenzüberschreitenden Stromhandel und erhöhen andererseits die Versorgungssicherheit. Die nationalen Übertragungsnetze und die verbindenden Interkonnektoren zwischen den Ländern bilden gemeinsam das europäische Verbundnetz.

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.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind Onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahme M96 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen. Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen.

Alternative Netzverknüpfungspunkte für dieses Projekt sind grundsätzlich denkbar, jedoch in Bezug auf die volkswirtschaftlichen Kosten vor dem Hintergrund netzplanerischer Aspekte und die weitere Rauminanspruchnahme wesentlich schlechter.

Bisherige Bestätigung des Projekts

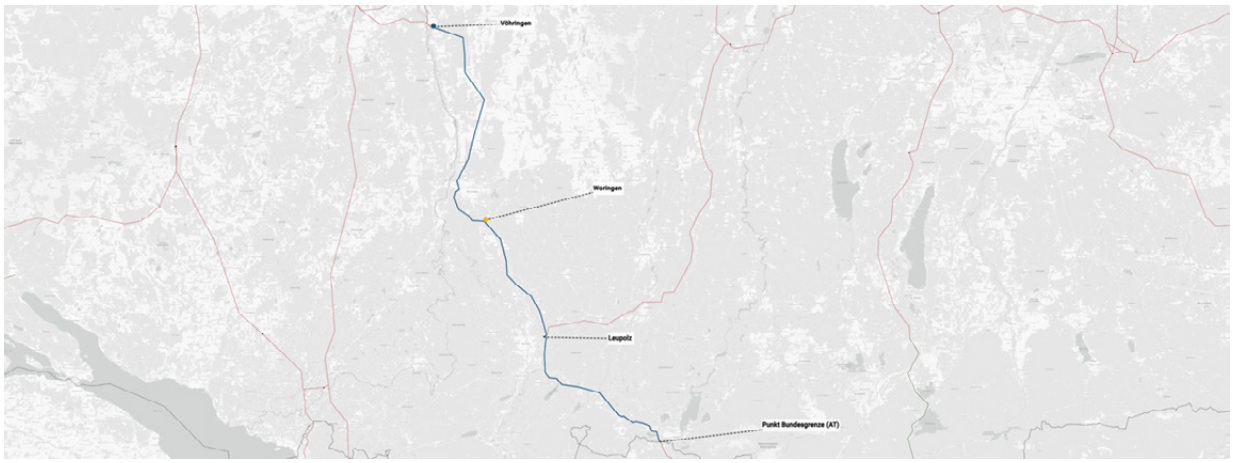
Das Projekt P74 mit der Maßnahme M96 wurde von der Bundesnetzagentur in den Netzentwicklungsplänen 2022 (2012), 2023 (2013), 2024 (2014) und 2023/2045 (2023) bestätigt.

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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die

Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierten On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P74
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P84
Netzverstärkung und -ausbau: Hamburg/Nord - Hamburg/Ost - Sahms/Nord

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

50hertz | Elia Group

Zubaunetz Onshore AC

Weitere Informationen

BBP-Nr: 51

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Schleswig-Holstein und Hamburg und beinhaltet die folgenden Maßnahmen:

- M367: Hamburg/Nord - Hamburg/Ost
- M368mod: Hamburg/Ost - Sahms/Nord

Die Maßnahme M368mod wird in der Öffentlichkeit unter der Bezeichnung "Vorhaben 51" geführt.

Weitere Infos zum Projekt

https://www.50hertz.com/de/Netz/Netzausbau/ProjekteanLand/Vorhaben51/

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
Maßnahmen				
M367	✓	✓	✓	✓
M368mod	✓	✓	✓	✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

2 Maßnahmen

M367 Hamburg/Nord - Hamburg/Ost

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Hamburg

Ausführung:

Netzausbau	**0.1 km**
davon Neubau in neuer Trasse	0.1 km
Netzverstärkung	**31.1 km**
davon Ersatzneubau	0.1 km
davon Zu-/Umbeseilung	31 km

Geplante Inbetriebnahme: 2032

Beschreibung der Maßnahme

Zur Umsetzung der gegenständlichen Maßnahme wird angestrebt die bestehende 380-kV-Freileitung Hamburg/Nord - Hamburg/Ost durch eine Umbeseilung (HTLS) auf eine Stromtragfähigkeit von 4.000 A zu verstärken (Netzverstärkung).

Aufgrund der mitunter innerstädtischen Lage bzw. der geringen Siedlungsabstände der heutigen 380-kV-Leitung Hamburg/Nord - Hamburg/Ost wird derzeit eine Machbarkeitsstudie durchgeführt. Sollte sich dabei herausstellen, dass eine Umbeseilung aus technischer bzw. genehmigungsrechtlicher Sicht nicht möglich ist, müsste die angestrebte Stromtragfähigkeitserhöhung mittels Ersatzneubau bzw. Neubau in neuer Trasse umgesetzt werden. In Abhängigkeit der tatsächlichen Umsetzung können sich die Längenangaben der einzelnzen NOVA-Typen noch verändern. Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) ist auf diesem Abschnitt umgesetzt worden und seit 2022 in Anwendung.

M368mod Hamburg/Ost - Sahms/Nord

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Hamburg Schleswig-Holstein

Ausführung:

Netzausbau	**28 km**
davon Neubau in neuer Trasse	28 km

Geplante Inbetriebnahme: 2031

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Errichtung einer neuen 380-kV-Leitung mit zwei Stromkreisen mit einer Stromtragfähigkeit von je 4.000 A zwischen dem Umspannwerk Hamburg/Ost und einer neu zu errichtenden Schaltanlage Sahms/Nord vorgesehen (Netzausbau). Hierzu ist die 380-kV-Anlage Hamburg/Ost zu erweitern und eine neue 380-kV-Schaltanlage Sahms/Nord zu errichten. In die neue Schaltanlage werden zusätzlich zu den beiden neuen 380-kV-Systemen (M368mod) die beiden bestehenden 380-kV-Stromkreise von Görries über Klein Rogahn nach Krümmel mittels Doppeleinschleifung eingebunden.

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Das Ziel des Projekts ist es, durch die Erhöhung der Transportkapazität auf der 380-kV-Verbindung Hamburg/Nord - Hamburg/Ost sowie durch den Neubau der 380-kV-Leitung zwischen Hamburg/Ost und einer neuen Schaltanlage Sahms/Nord einen Beitrag zur netztechnisch notwendigen Erhöhung der horizontalen Übertragungsfähigkeit im Nordraum der 50Hertz-Regelzone, insbesondere für den Nord-Süd-Transport erneuerbarer Energien, zu leisten. Die Verbindung muss dabei vor allem die stetig steigende Erzeugungsleistung aus erneuerbaren Energien insbesondere aus Schleswig-Holstein sowie zum Teil aus Mecklenburg-Vorpommern aufnehmen und transportieren.

Netzplanerische Begründung

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 und den Netzausbau wird die 380-kV-Leitung Hamburg/Nord - Hamburg/ Ost bzw. Hamburg/Ost - Krümmel bei Ausfall eines der genannten Stromkreise der jeweiligen Leitungen unzulässig hoch belastet.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahmen M367 und M368mod haben sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2037, A 2045, B 2037 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

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.

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt. Das Potenzial der Netzoptimierung mittels WAFB reicht zur Behebung des Engpasses auf der bestehenden 380-kV-Leitung Hamburg/Nord - Hamburg/Ost nicht aus.

Die bestehende 380-kV-Leitung Hamburg/Ost - Krümmel kann maximal 2.400 MVA pro Stromkreis übertragen. Vor dem Hintergrund der weiter anwachsenden EE-Erzeugungsleistung in Schleswig-Holstein sind diese Übertragungskapazitäten, trotz der in Schleswig-Holstein beginnenden, geplanten HGÜ-Verbindungen, jedoch nicht ausreichend. Zwischen Hamburg/Nord und Hamburg/Ost soll die bestehende Netzinfrastruktur für eine Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen - sofern technisch bzw. genehmigungsrechtlich möglich - genutzt und so die Inanspruchnahme einer zusätzlichen Trasse vermieden werden (M367). Aufgrund der mitunter innerstädtischen Lage bzw. der geringen Siedlungsabstände der heutigen 380-kV-Leitung Hamburg/Nord - Hamburg/Ost wird derzeit eine Machbarkeitsstudie durchgeführt. Sollte sich dabei herausstellen, dass eine Umbeseilung aus technischer bzw. genehmigungsrechtlicher Sicht nicht möglich ist, müsste die angestrebte Stromtragfähigkeitserhöhung mittels Ersatzneubau bzw. Neubau in neuer Trasse umgesetzt werden. Für den Abschnitt zwischen Hamburg/Ost und Krümmel ist aufgrund der Raumwiderstandsanalysen die Realisierbarkeit von zwei zusätzlichen 380-kV-Stromkreisen im bestehenden Trassenraum als Netzverstärkung nicht möglich. Daher ist zwischen Hamburg/Ost und Sahms/Nord ein Neubau einer 380-kV-Leitung in neuer Trasse mit zwei Stromkreisen erforderlich (M368mod).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Als alternativer Netzverknüpfungspunkt wurde das UW Krümmel geprüft. Im Hinblick auf die Reduktion von Netzengpässen in der Region, zeigt sich jedoch ein Netzverknüpfungspunkt Sahms/Nord als vorteilhaft.

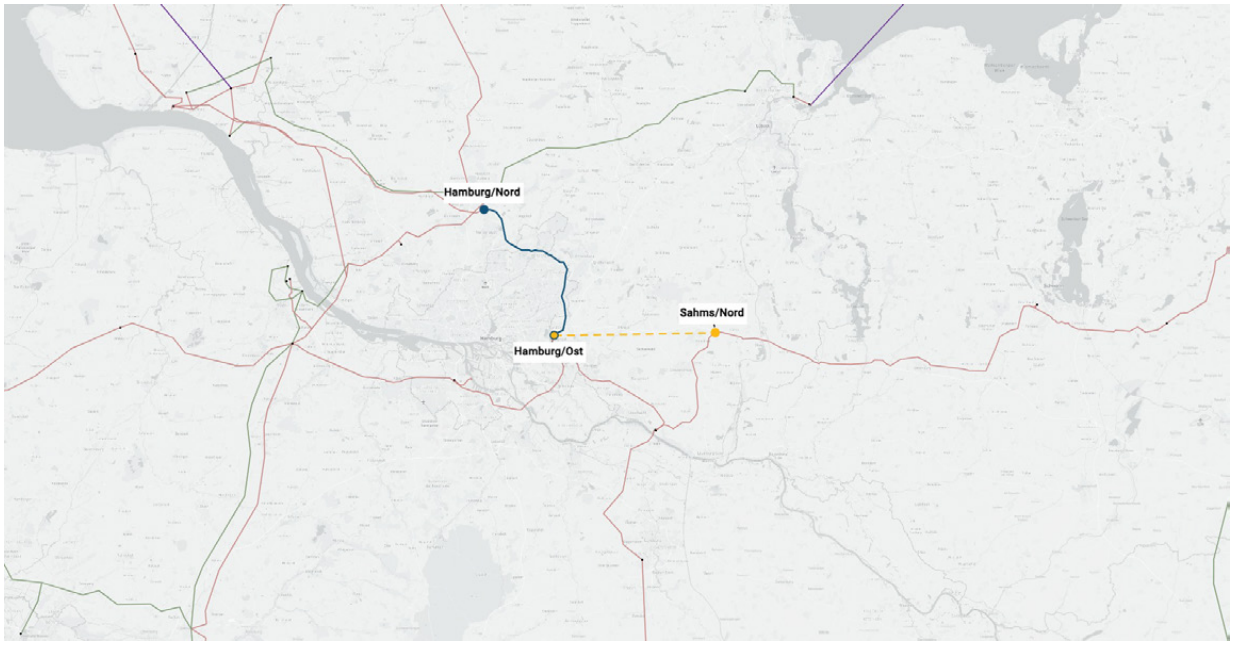
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P84 wurde seit dem NEP 2023 (2013) identifiziert, im NEP 2030 (2019), im NEP 2035 (2021) sowie im NEP 2037/2045 (2023) von der Bundesnetzagentur bestätigt. Es ist als Vorhaben Nr. 51 im Bundesbedarfsplan 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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierte On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P84
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P113
Netzverstärkung zwischen Sahms und Krümmel

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TenneT

Zubaunetz **Onshore** **AC**

Weitere Informationen

BBP-Nr: 85

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Schleswig-Holstein und beinhaltet die folgende Maßnahme:

- M465: Sahms - Krümmel

Die Maßnahme steht im Zusammenhang mit TTG-P113 M779, TTG-P227 M468 sowie P223 M462a.

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario / Maßnahmen	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045	C 2037	C 2045
M465	✓	✓	✓	✓		

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M465 Sahms - Krümmel

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Schleswig-Holstein

Ausführung:

Netzverstärkung	**20 km**
davon Zu-/Umbeseilung	20 km
Geplante Inbetriebnahme:	2032

Beschreibung der Maßnahme

Vom im Rahmen von TTG-P227 zu errichtenden Umspannwerk Sahms nach Krümmel ist die bestehende 380-kV-Freileitung auf 4.000 A zu verstärken. Hierfür ist die 380-kV-Bestandsleitung zusammen mit P223 M462a über die 380-kV-Schaltanlage Sahms/Nord von 50Hertz zum 380-kV-Umspannwerk Sahms von TenneT und weiter zur aktuell im Besitz von 50Hertz befindlichen 380-kV-Schaltanlage Krümmel zu führen und voll einzuschleifen.

Die Masten 1-7 der Bestandsleitung vor Krümmel sind im Besitz von 50Hertz. Zur Projektumsetzung sind geeignete vertragliche Vereinbarungen zwischen 50Hertz und TenneT erforderlich.

Eine Umbeseilung auf Hochtemperaturleiterseile ist, vorbehaltlich der Genehmigungsfähigkeit, grundsätzlich möglich.

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Aufgrund der günstigen regionalen Bedingungen geht der Ausbau erneuerbarer Energien in Mecklenburg-Vorpommern und Schleswig-Holstein stetig weiter voran. Dies betrifft insbesondere den Zubau an Photovoltaik, Onshore- und Offshore-Windleistung.

Netzplanerische Begründung

Die bestehende 380-kV-Leitung Güstrow - Wessin - Görries - Krümmel besitzt für die zu erwartenden Übertragungsaufgaben eine zu geringe Übertragungskapazität. In den Szenarien des NEP zeigt sich ein deutlich darüber hinausgehender Übertragungsbedarf.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahme M465 hat sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2037, A 2045, B 2037 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt.

Eine Umbeseilung auf Hochtemperaturleiterseile ist, vorbehaltlich der Genehmigungsfähigkeit, grundsätzlich möglich.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Weitere alternative Einzelmaßnahmen 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. Andere bereits existierende Leitungen, mit denen sich die Übertragungsaufgabe sinnvoll erfüllen ließe, gibt es in der Region nicht.

Bisherige Bestätigung des Projekts

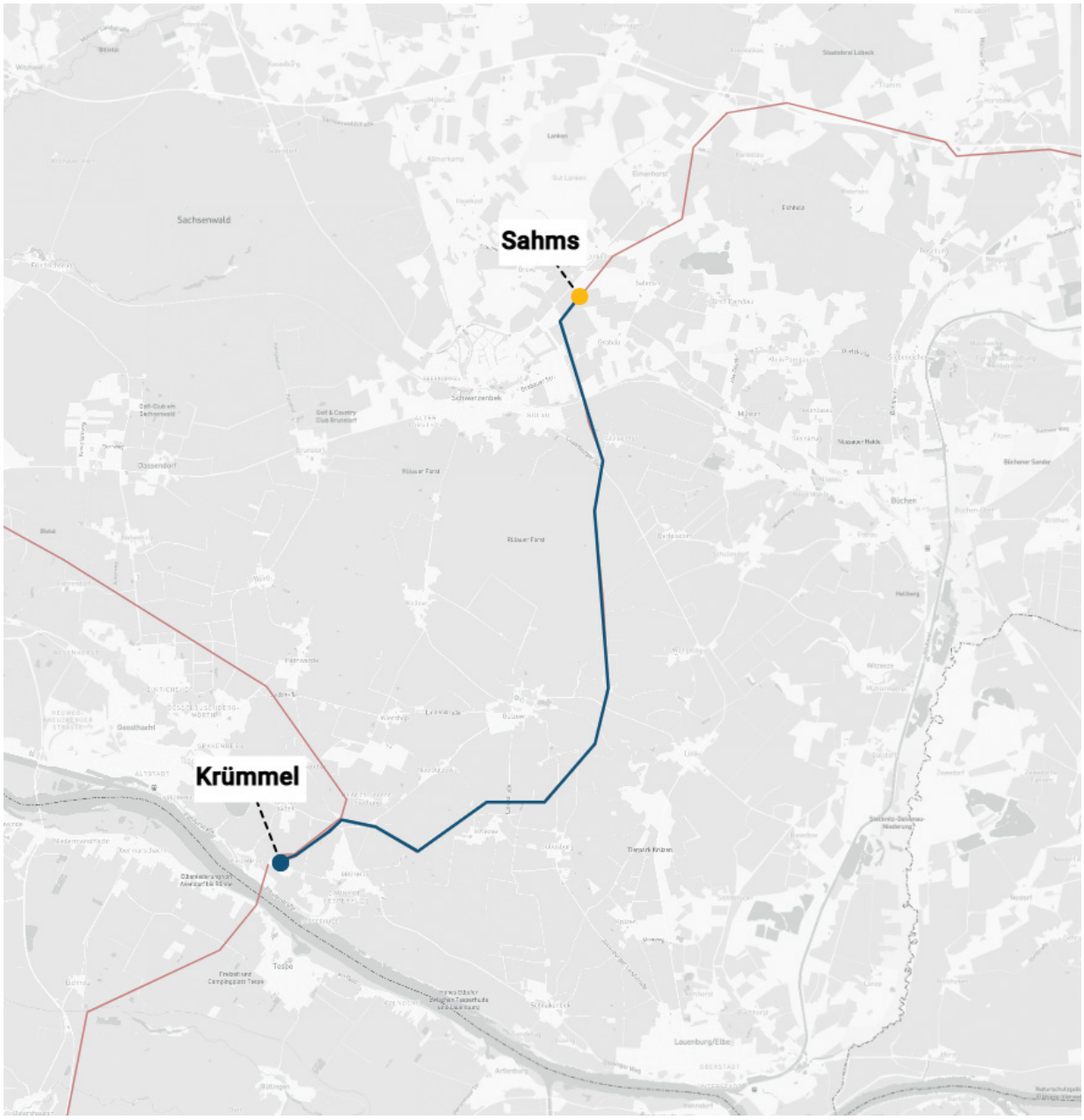
Die Maßnahme wurde als Teil von P223 M462a im NEP 2015 erstmals ausgewiesen und im NEP 2035 (2021) sowie im NEP 2037/2045 (2023) von der Bundesnetzagentur bestätigt.

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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der

Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierte On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P113
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P116
Elbe-Lippe-Leitung (Nord)
Netzverstärkung zwischen Dollern und Ovenstädt

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TenneT

Zubaunetz **Onshore** **AC**

Weitere Informationen

BBP-Nr: 57

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Dollern und Ovenstädt und enthält folgende Maßnahmen:

- M206: Dollern – Bötersen – Mehringen – Punkt Steyerberg
- M494: Punkt Steyerberg – Ovenstädt

Die neue 380-kV-Leitung wird an Landesbergen vorbeigeführt. Das Projekt steht im Zusammenhang mit der im Rahmen von TTG-P24 zu errichtenden 380-kV-Leitung Stade – Landesbergen.

Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung orientiert sich die Planung an der Bestandstrasse. Dabei sind Abweichungen vom aktuellen Trassenverlauf bei der nachgelagerten Planung möglich, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen, bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern oder Bündelungen mit linienförmiger Infrastruktur umzusetzen, um u. a. dem Bündelungsgebot Rechnung zu tragen.

Im Zuge des Projektes sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

Weitere Infos zum Projekt

https://www.tennet.eu/de/projekte/elbe-lippe-leitung

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario / Maßnahmen	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045	C 2037	C 2045
M206	✓	✓	✓	✓		
M494	✓	✓	✓	✓		

Maßnahmen des geplanten Projektes

2 Maßnahmen

M206 Dollern - Bötersen - Mehringen - Punkt Steyerberg

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Niedersachsen

Ausführung:

Netzverstärkung	**118 km**
davon Ersatzneubau	118 km

Geplante Inbetriebnahme: 2032 - 2033

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Ablösung der bestehenden 380-kV-Leitung von Dollern über Mehringen nach Ovenstädt durch Neubau einer 380-kV-Doppelleitung in bestehender Trasse von Dollern über Bötersen und Mehringen zum Punkt Steyerberg vorgesehen, um die Stromtragfähigkeit auf 4.000 A je Stromkreis zu erhöhen (Netzverstärkung). Hierfür sind die Schaltanlagen in Dollern sowie die im Rahmen von TTG-P24 neu zu errichtende Schaltanlage in Mehringen um jeweils zwei und die im Rahmen von P119 neu zu errichtende Schaltanlage in der Gemeinde Bötersen (ehemals Samtgemeinde Sottrum) um vier zusätzliche Schaltfelder zu verstärken (Netzverstärkung).

M494 Punkt Steyerberg - Ovenstädt

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Niedersachsen Nordrhein-Westfalen

Ausführung:

Netzverstärkung	**20 km**
davon Ersatzneubau	20 km
Geplante Inbetriebnahme:	2033

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Ablösung der bestehenden 380-kV-Leitung zwischen Landesbergen und Ovenstädt durch Neubau einer 380-kV-Doppelleitung in bestehender Trasse vom Punkt Steyerberg nach Ovenstädt vorgesehen, um die Stromtragfähigkeit auf 4.000 A zu erhöhen (Netzverstärkung). Hierfür ist die Schaltanlage in Ovenstädt zu verstärken (Netzverstärkung).

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Die bestehende, bzw. auch wegen TTG-P24 Stade – Landesbergen in Umbau befindliche, 380-kV-Leitung von Dollern über Landesbergen nach Ovenstädt 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.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit

installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahmen M206 und M494 haben sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2037, A 2045, B 2037 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt.

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass durch WAFB die geforderte Stromtragfähigkeit von 4.000 A pro Stromkreis 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.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Weitere alternative Einzelmaßnahmen 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 nahezu parallel verlaufende 220-kV-Leitung Sottrum – Landesbergen wird bereits im Rahmen von TTG-P24 (Stade – Landesbergen) verstärkt und steht insofern als Alternative nicht mehr zur Verfügung. Gleiches gilt für die östlich von Hamburg und Hannover verlaufende Leitung Krümmel – Wahle (P113) sowie die Leitung Dollern – Elsfleth/West (P23).

Alternativ zur Maßnahme M206 wäre theoretisch eine zusätzliche Verstärkung durch einen Parallelneubau auf der Achse Dollern – Elsfleth/West – Ganderkesee – St. Hülfe – Ohlensehlen – Landesbergen möglich. Diese Verbindung wäre allerdings deutlich länger als M206 und weniger effektiv. Außerdem hätte sie auch eine schlechtere NOVA-Einstufung, weshalb sie verworfen wurde.

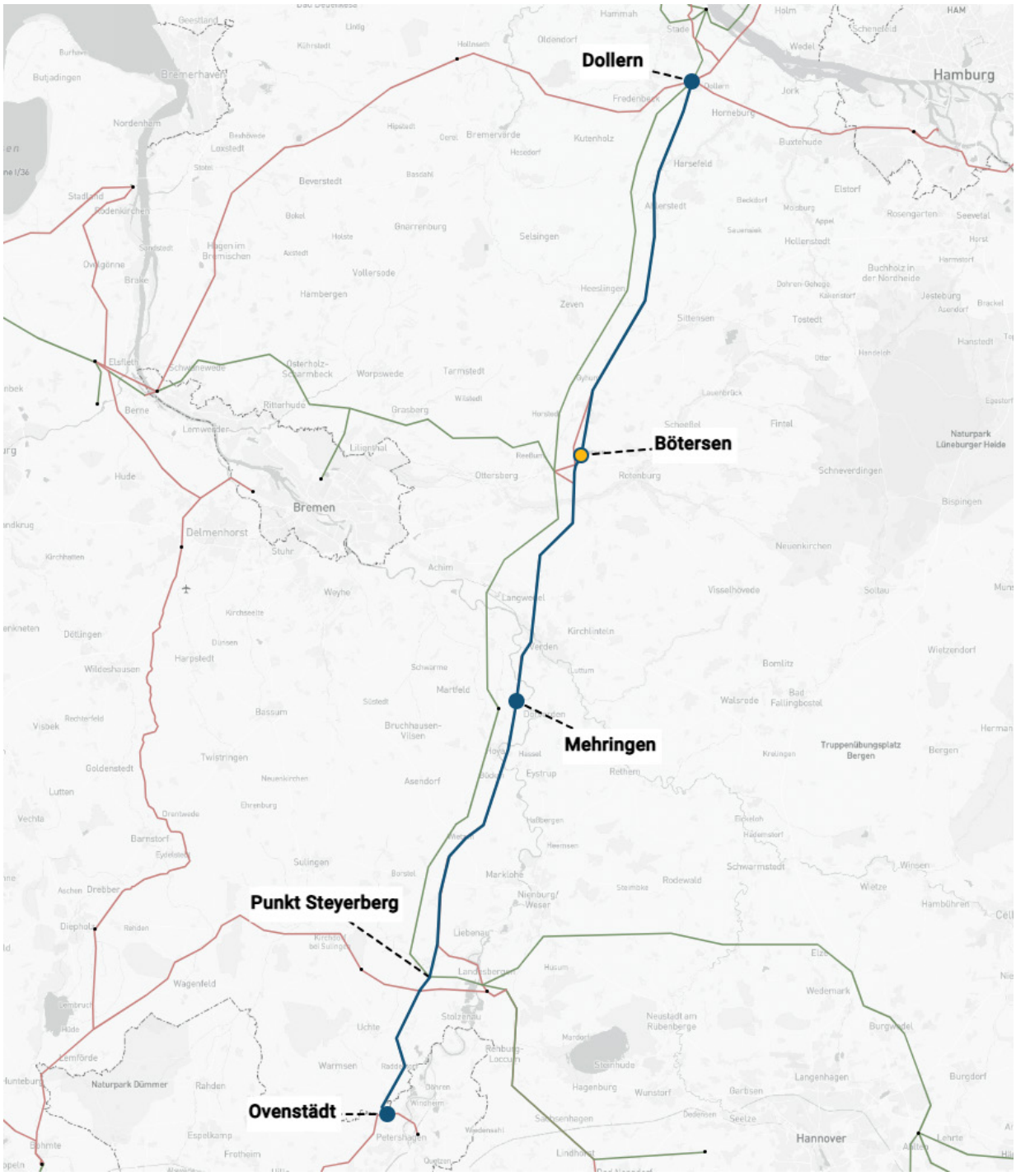
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P116 wurde im NEP 2030 (2019), im NEP 2035 (2021) sowie im NEP 2037/2045 (2023) von der Bundesnetzagentur bestätigt. Es bildet zusammen mit dem Projekt P135 das Vorhaben Nr. 57 des Bundesbedarfsplans.

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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierte On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P116
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P203
Umstrukturierung Punkt Walstedde

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

amprion verbindet

Zubaunetz Onshore AC

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der symmetrierten und damit optimierten Auslastung der Stromkreise in der Region Ostwestfalen und dem östlichen Ruhrgebiet. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- Umstrukturierung Punkt Walstedde

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario / Maßnahmen	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
M429	✓	✓	✓	✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M429 Umstrukturierung Punkt Walstedde

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Nordrhein-Westfalen

Ausführung:

Netzverstärkung	**0.5 km**
davon Zu-/Umbeseilung	0.5 km

Geplante Inbetriebnahme: 2027

Beschreibung der Maßnahme

Am Punkt Walstedde werden die bestehenden Dreibeine umstrukturiert. Das Dreibein Gütersloh – Gersteinwerk – Uentrop wird aufgelöst. Es entsteht eine zweite Direktverbindung Gütersloh – Uentrop und ein neues Dreibein Roxel – Gersteinwerk – Uentrop.

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Das Münsterland ist eine ländlich geprägte Region, in der vereinzelte Lastzentren durch die Nachfrage in den Städten bestehen. Der Ausbau der erneuerbaren Energien erfolgt im Wesentlichen durch den Ausbau der Windenergieanlagen in den dünn besiedelten Flächen und dem punktuellen Zubau von Photovoltaik und Biomasseanlagen. Die Netzinfrastruktur übernimmt bereits heute eine wichtige Aufgabe beim Transport der Leistung aus erneuerbaren Energiequellen direkt aus dem Münsterland aber auch aus den benachbarten Regionen in Richtung Süden.

Netzplanerische Begründung

Durch den starken Ausbau an erneuerbaren Energien in der Region kommt es in der Transitionsphase zum Zielnetz zu Überlastungen auf den Leitungen östlich von Gersteinwerk. Besonders ausgeprägt zeigen sich diese Engpässe zwischen dem Punkt Walstedde und Gersteinwerk. Durch die Umstrukturierung am Punkt Walstedde werden diese Engpässe reduziert und die Leistungsflüsse vergleichmäßigt, um die frühzeitige Integration der Windenergie zu erhöhen und Redispatch zu minimieren.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind Onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahme M429 hat sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2037, A 2045, B 2037 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen.

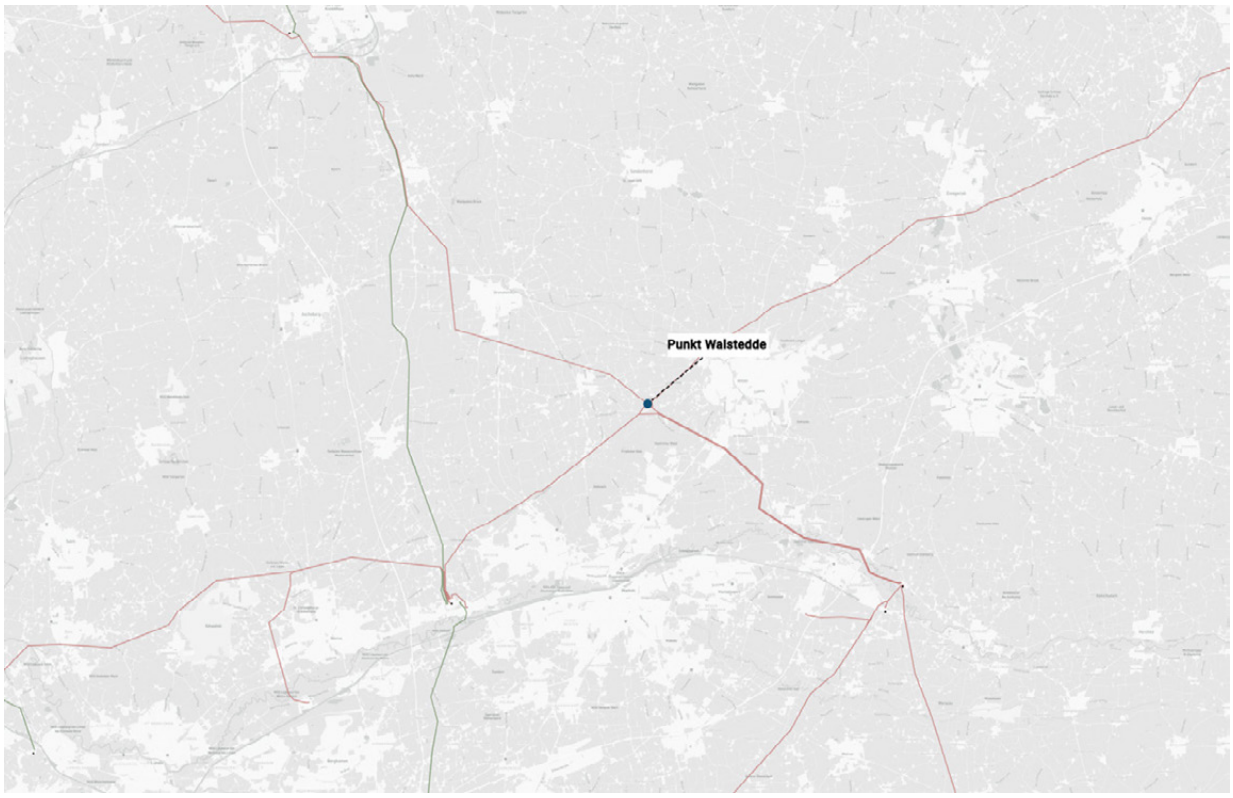
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P203 wurde bereits im NEP 2025, im NEP 2030 (Version 2017), im NEP 2030 (Version 2019) und im NEP 2037/2045 (2023) identifiziert und im NEP 2037/2045 (2023) erstmals von der Bundesnetzagentur 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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierten On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P203
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P214
Netzverstärkung: Gnewitz - Suchraum Müggenhall - Suchraum Lüdershagen - Suchraum Kemnitz - Stilow - Lubmin

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

50hertz | Elia Group

Zubaunetz **Onshore** **AC**

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Mecklenburg-Vorpommern und beinhaltet die folgende Maßnahme:

- M214: Netzverstärkung Gnewitz - Suchraum Müggenhall - Suchraum Lüdershagen - Suchraum Kemnitz - Stilow - Lubmin

Im Rahmen des Projektes werden folgende Suchräume definiert:

- Suchraum Städte Franzburg/Richtenburg/Gemeinde Millienhagen-Oebelitz (kurz: Suchraum Müggenhall)
- Suchraum der Gemeinden Lüssow/Wendorf/Stadt Stralsund (kurz: Suchraum Lüdershagen)
- Suchraum der Gemeinden Brünzow/Kemnitz (kurz: Suchraum Kemnitz)

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
Maßnahmen				
M214	✓	✓	✓	✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M214
Leitung

Netzverstärkung Gnewitz - Suchraum Müggenhall - Suchraum Lüdershagen - Suchraum Kemnitz - Stilow - Lubmin

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Mecklenburg-Vorpommern

Ausführung:

Netzverstärkung	**101 km**
davon Ersatzneubau	101 km

Geplante Inbetriebnahme: 2037

Beschreibung der Maßnahme

Von der neu zu errichtenden Schaltanlage Gnewitz über das neu zu errichtende Umspannwerk (UW) im Suchraum Müggenhall über das neu zu errichtende UW im Suchraum Lüdershagen, über die neu zu errichtende Schaltanlage im Suchraum Kemnitz und über die neu zu errichtende Schaltanlage in Stilow bis zum bestehenden UW Lubmin ist vorzugsweise im bestehenden 220-kV-Trassenraum eine neue 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung (4.000 A) zu errichten (Netzverstärkung). Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung orientiert sich die Planung an der Bestandstrasse. Die 380-kV-Anlage Lubmin ist zu erweitern. Mit der Realisierung dieser Maßnahme wird das aktuell mit 220 kV in Betrieb befindliche UW Lüdershagen für den 380-kV-Betrieb erweitert bzw. neu errichtet.

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Aufgrund der günstigen regionalen Bedingungen geht der Ausbau erneuerbarer Energien in Mecklenburg-Vorpommern stetig weiter voran. Dies betrifft insbesondere den Zubau an Photovoltaik, Onshore- und Offshore-Windleistung.

Netzplanerische Begründung

Die bestehende 220-kV-Leitung Bentwisch - Lüdershagen - Lubmin besitzt für die zu erwartenden Übertragungsaufgaben eine zu geringe Übertragungskapazität. In den Szenarien des NEP zeigt sich ein deutlich darüber hinausgehender Übertragungsbedarf. Dieser erfordert eine Stromtragfähigkeitserhöhung der bestehenden 220-kV-Leitung durch den Ersatzneubau mit einer 380-kV-Leitung von der neu zu errichtenden Schaltanlage Gnewitz über die neu zu errichtenden UW Müggenhall und Lüdershagen und die neu zu errichtenden Schaltanlagen im Suchraum Kemnitz und Stilow bis zum bestehenden UW Lubmin. Ohne diese Maßnahme kommt es zu unzulässig hohen Leitungsbelastungen. Der Ersatzneubau des Abschnitts Bentwisch - Gnewitz ist bereits Teil von Projekt 50HzT-P215 "Netzverstärkung: Güstrow - Bentwisch - Gnewitz".

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahme M214 hat sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2037, A 2045, B 2037 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt. Mit anderen Maßnahmen, insbesondere Netzoptimierungen, kann die bestehende Ost-West-Verbindung nicht ausreichend entlastet werden.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

In den neu zu errichtenden Schaltanlagen Gnewitz und im Suchraum Stilow sowie in den bestehenden UW Lüdershagen und Lubmin besteht eine regionale Versorgungsaufgabe. Zudem werden in diesen UW erneuerbare Energien in das Netz integriert, sodass diese UW auch weiterhin in das Übertragungsnetz eingebunden werden müssen. Demzufolge existiert zur hier gegenständlichen Netzverstärkung keine technisch und wirtschaftlich sinnvolle Variante mit alternativen Netzverknüpfungspunkten.

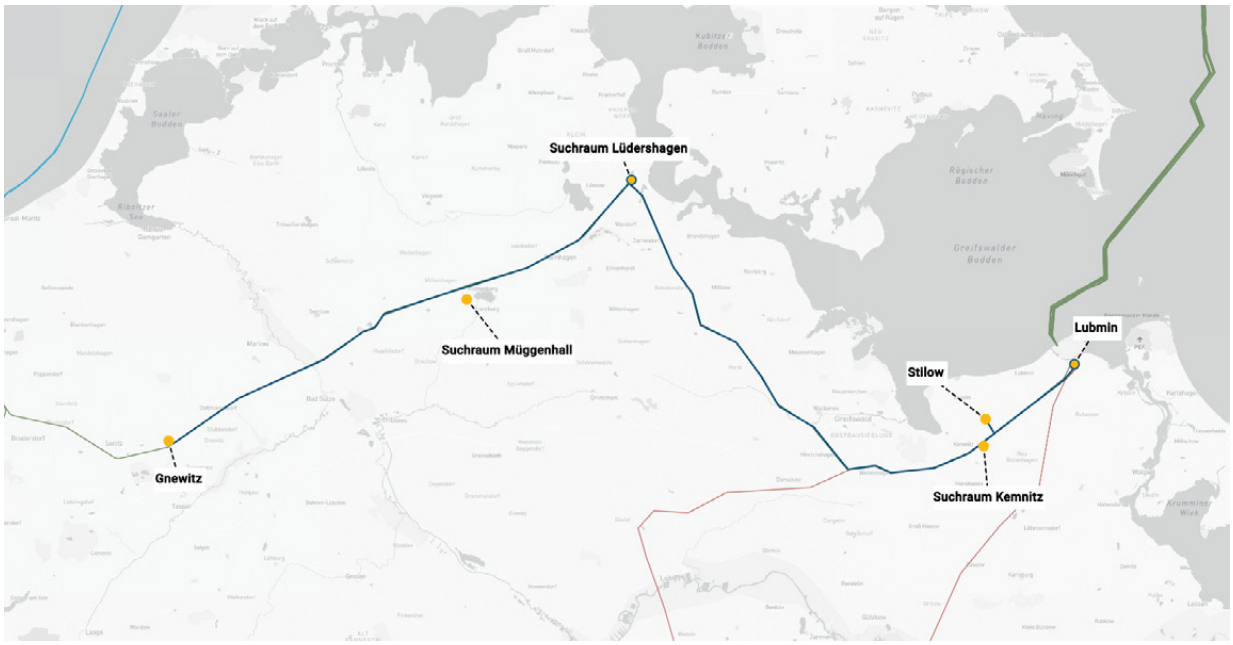
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wurde erstmals im NEP 2022/2032 (2012) als Projekt P35 (Lubmin - Lüdershagen - Bentwisch - Güstrow) ausgewiesen und im NEP 2037/2045 (2023) erstmals von der Bundesnetzagentur 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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierten On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P214
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P221
HPB
DC-Netzausbau: Hansa PowerBridge 1 und Hansa PowerBridge 2

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

50hertz | Elia Group

Zubaunetz **Onshore** **DC**

Weitere Informationen

BBP-Nr: 69, 83

TYNDP-Nr: 176.995, 267.1262

Projektbeschreibung

Hansa PowerBridge (HPB) sind zwei HVDC-Interkonnektoren (HPB 1 und HPB 2) zwischen den Regelzonen von 50Hertz und Svenska kraftnät in Südschweden bestehend aus je einer DC-Verbindung. Das technische Ziel des Projekts ist die Erhöhung der Handelskapazität zwischen Schweden und Deutschland. Die Interkonnektoren sollen weitere Verbindungen in das skandinavische Stromnetz schaffen. In Zeiten überschüssigen Stroms aus erneuerbaren Energien in Deutschland kann dieser Strom über diese DC-Verbindungen nach Schweden transportiert werden. Dort wird er direkt verbraucht oder in skandinavischen Wasserkraftwerken gespeichert. In Schwachwindzeiten, bei geringer Sonneneinstrahlung und hohem Stromverbrauch in Deutschland, können skandinavische Stromproduzenten ihre ungenutzten Wasserreserven flexibel einsetzen, um ihren günstigen, umweltfreundlichen Strom dem deutschen Konsumenten preisdämpfend zur Verfügung zu stellen. Die Interkonnektoren HPB 1 und HPB 2 tragen daher über die gesteigerte Austauschkapazität zur Versorgungssicherheit und zu günstigen Strompreisen in beiden Ländern bei. Das Projekt besteht aus den folgenden Maßnahmen:

- M460a: DC-Verbindung Hansa PowerBridge 1
- M461a: DC-Verbindung Hansa PowerBridge 2

Hinweis zum aktuellen Projektstand: Am 13. Juni 2024 beschloss die schwedische Regierung, den Antrag von Svenska kraftnät auf eine Konzession für das Hansa PowerBridge-Projekt für den Genehmigungszyklus 2025 nicht weiterzuverfolgen. Sozioökonomisch sehen Svenska kraftnät und 50Hertz weiterhin große Vorteile in einem neuen Interkonnektor zwischen Schweden und Deutschland.

Weitere Infos zum Projekt

https://www.50hertz.com/de/Netz/Netzentwicklung/ProjekteaufSee/HansaPowerBridge

---

Maßnahmen des geplanten Projektes

2 Maßnahmen

M460a DC-Verbindung Hansa PowerBridge 1

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: AWZ/Küstenmeer Ostsee Mecklenburg-Vorpommern

Ausführung:

Netzausbau	**173.5 km**
davon Neubau in neuer Trasse	60 km
davon Neubau in neuer Trasse (ohne MR)	113.5 km

Geplante Inbetriebnahme: 2037

Beschreibung der Maßnahme

Vom Netzverknüpfungspunkt (NVP) Güstrow nach Schweden ist die Errichtung einer Gleichstromverbindung mit einer Kapazität von 700 MW geplant (Netzausbau). Der geplante Trassenverlauf führt vom NVP Güstrow über die im Flächenentwicklungsplan 2020 festgelegten Grenzkorridore O-III und O-IX durch das deutsche Küstenmeer, die deutsche und schwedische ausschließliche Wirtschaftszone sowie das schwedische Küstenmeer bis zur Anlandung in Ystad und dann auf Land zum NVP Hurva in Schweden.

M461a DC-Verbindung Hansa PowerBridge 2

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: AWZ/Küstenmeer Ostsee Mecklenburg-Vorpommern

Ausführung:

Netzausbau	**138.5 km**
davon Neubau in neuer Trasse (ohne MR)	103.5 km
davon Neubau in neuer Trasse	35 km

Geplante Inbetriebnahme: 2045

Beschreibung der Maßnahme

Vom NVP Gnewitz nach Schweden ist die Errichtung einer Gleichstromverbindung mit einer Kapazität von 700 MW geplant (Netzausbau).

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die HPB 1 und HPB 2 sollen die Kapazität für den Austausch elektrischer Energie zwischen Deutschland und Schweden weiter erhöhen. Seit Ende 1994 sind beide Strommärkte nur durch die 600-MW-HGÜ-Verbindung Baltic Cable 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 können die HPB 1 und HPB 2 diesen Strom nach Schweden transportieren, wo er direkt verbraucht werden kann, anstatt die Wasserressourcen der dortigen Wasserkraftwerke zu nutzen. In Schwachwindzeiten, geringer Sonneneinstrahlung und hohem Stromverbrauch in Deutschland können schwedische Produzenten ihre ungenutzten Wasserreserven flexibel einsetzen, um ihren günstigen, umweltfreundlichen Strom den deutschen Konsumenten preisdämpfend zur Verfügung zu stellen. Damit dienen diese Wasserkraftwerke als indirekte Speicher für Strom aus deutschen erneuerbaren Energien. Deshalb sind die Interkonnektoren 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 HPB 1 und HPB 2 tragen 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 bezogen auf die Erzeugungskapazität eines

Landes zu erreichen.

In technischer Hinsicht stabilisieren die HPB 1 und HPB 2 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. Durch die Trennung der beiden Maßnahmen HPB 1 und HPB 2 in Einzelmaßnahmen kann zudem die bei einem Fehler in dem jeweiligen DC-System ausfallende Leistung reduziert werden, was sich ebenfalls stabilisierend auf das europäische Elektrizitätssystem auswirkt.

Die HPB 1 und HPB 2 können außerdem einen wesentlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit in Skandinavien in Trockenperioden leisten, in denen Wassermangel die übliche Stromerzeugung der Wasserkraftwerke nicht zulässt. Die Errichtung von Gleichstromverbindungen ist unter anderem erforderlich, da das skandinavische und kontinentaleuropäische Elektrizitätssystem asynchron betrieben werden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Der NVP Güstrow stellt für die HPB 1 aufgrund seiner netztechnischen Eignung und den planungsrechtlich günstigen Voraussetzungen in Bezug auf die see- und landseitige Leitungstrasse sowie die Anlandung den technisch und wirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunkt für das Vorhaben dar.

Eine alternativ betrachtete Verknüpfung am Standort Bentwisch kommt wegen zahlreicher anderer dort bestehender Leitungen und den beschränkten Platzverhältnissen aufgrund der räumlichen Lage – Umschließung des Standorts durch mehrere Ortslagen – nicht in Betracht. Gegen den alternativ möglichen NVP Lüdershagen spricht insbesondere der hierfür zusätzlich erforderliche Ausbau des 380-kV-Übertragungsnetzes. Gegen den NVP Lubmin sprechen insbesondere naturschutzfachliche Belange sowie konkurrierende Nutzungen der Gewässer vor Lubmin (näheres siehe Steckbrief OST-1-4).

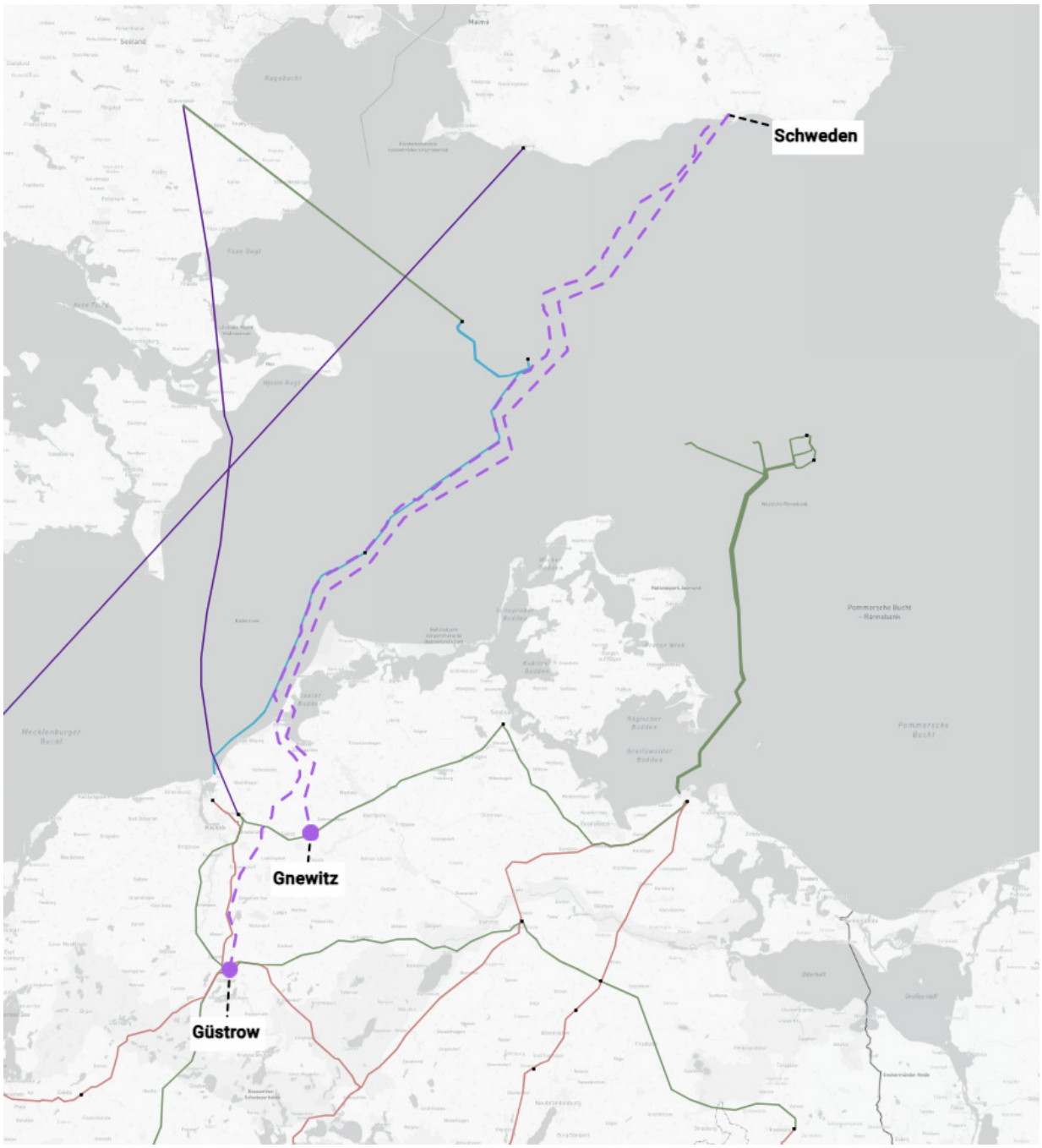
Der NVP Gnewitz stellt für die HPB 2 aufgrund seiner netztechnischen Eignung und den planungsrechtlich günstigen Voraussetzungen in Bezug auf die see- und landseitige Leitungstrasse inkl. Anlandung den technisch und wirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunkt für das Vorhaben dar. Der NVP Güstrow wurde im NEP 2030 (2019) ebenfalls geprüft. Eine Verteilung der beiden Interkonnektoren HPB 1 und HPB 2 auf unterschiedliche NVP ermöglicht jedoch einerseits deren netztechnisch vorteilhaft verteilte Ein- bzw. Ausspeisung sowie andererseits die unmittelbare Aufnahme der Einspeisung erneuerbaren Energien aus der Region, die sowohl in Onshore- als auch Offshore-Anlagen erzeugt werden.

Eine alternativ betrachtete Verknüpfung am Standort Bentwisch kommt wegen zahlreicher anderer dort bestehender Leitungen und den beschränkten Platzverhältnissen aufgrund der räumlichen Lage (Umschließung des Standorts durch mehrere Ortslagen) nicht in Betracht. Gegen den NVP Lubmin sprechen insbesondere naturschutzfachliche Belange sowie konkurrierende Nutzungen der Gewässer vor Lubmin (näheres siehe Steckbrief OST-1-4).

Bisherige Bestätigung des Projekts

Die HPB wurde im NEP 2025 erstmals identifiziert, im NEP 2030 (2017), im NEP 2030 (2019) sowie im NEP 2035 (2021) ausgewiesen und seit dem NEP 2035 (2021) von der Bundesnetzagentur bestätigt.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P221
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P223
Netzverstärkung: Sahms/Nord - Suchraum Gallin - Mühlenbeck - Görries - Wessin - Suchraum Dabel - Güstrow

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

50hertz | Elia Group

Zubaunetz **Onshore** **AC**

Weitere Informationen

BBP-Nr: 85

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Mecklenburg-Vorpommern und Schleswig-Holstein und beinhaltet die folgenden Maßnahmen:

- M462a: Sahms/Nord - Suchraum Gallin - Mühlenbeck - Görries - Wessin - Suchraum Dabel - Güstrow
- M224a: Sahms/Nord - Mühlenbeck - Güstrow (3. und 4. System)
- M224b: Leistungsflusssteuerung Mühlenbeck

Im Rahmen des Projektes werden folgende Suchräume definiert:

- Suchraum der Gemeinden Gallin/Lüttow-Valluhn/Gudow/Besenthal (kurz: Suchraum Gallin)
- Suchraum der Gemeinden Dabel/Kobrow/Stadt Sternberg (kurz: Suchraum Dabel)

Weitere Infos zum Projekt

https://www.50hertz.com/de/Netz/Netzentwicklung/ProjekteanLand

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario / Maßnahmen	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045	C 2037	C 2045
M224a		✓	✓	✓		
M224b		✓	✓	✓		
M462a		✓	✓	✓		

Maßnahmen des geplanten Projektes

3 Maßnahmen

M224a Leitung — Sahms/Nord - Mühlenbeck - Güstrow (3. und 4. System)

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Mecklenburg-Vorpommern Schleswig-Holstein

Ausführung:

Netzverstärkung	**139 km**
davon Parallelneubau	139 km

Geplante Inbetriebnahme: 2037

Beschreibung der Maßnahme

Von der neu zu errichtenden Schaltanlage Sahms/Nord über das neu zu errichtende Umspannwerk (UW) Mühlenbeck bis zum bestehenden UW Güstrow wird vorzugsweise im bestehenden 380-kV-Trassenraum zusätzlich eine 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung (4.000 A) als Parallelneubau errichtet (Netzverstärkung). Hierbei orientiert sich die Planung der neuen Leitung an der Bestandstrasse. Die 380-kV-Anlage in Güstrow ist zu erweitern.

M462a Sahms/Nord - Suchraum Gallin - Mühlenbeck - Görries - Wessin - Suchraum Dabel - Güstrow

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Mecklenburg-Vorpommern Schleswig-Holstein

Ausführung:

Netzverstärkung	**139 km**
davon Zu-/Umbeseilung	139 km

Geplante Inbetriebnahme: 2045

Beschreibung der Maßnahme

Zur Umsetzung der gegenständlichen Maßnahme werden auf den entsprechenden Leitungsabschnitten zunächst primär- und sekundärtechnische Anpassungen in den Schaltanlagen vorgenommen, um die technischen und betrieblichen Voraussetzungen für den Einsatz des witterungsabhängigen Freileitungsbetriebes (WAFB), u. a. mit Einsatz von Messeinrichtungen, zu schaffen. Zu einem späteren Zeitpunkt wird von der neu zu errichtenden Schaltanlage Sahms/Nord über das neu zu errichtende Umspannwerk (UW) im Suchraum Gallin über das geplante UW Mühlenbeck über das bestehende UW Wessin über das neu zu errichtende UW im Suchraum Dabel und Görries bis zum bestehenden UW Güstrow die bestehende 380-kV-Freileitung ggf. bedarfsgerecht durch eine Umbeseilung (HTLS) verstärkt. Das UW Görries wird im Zuge des Projektes neu errichtet (Ersatzneubau).

M224b Leistungsflusssteuerung Mühlenbeck

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Schleswig-Holstein

Geplante Inbetriebnahme: 2037

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen dieser Maßnahme wird eine Leistungsflusssteuerung am geplanten Umspannwerk (UW) Mühlenbeck errichtet und in die beiden zusätzlichen 380-kV-Stromkreise der Maßnahme M224a eingebunden.

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Aufgrund der günstigen regionalen Bedingungen geht der Ausbau erneuerbarer Energien in Mecklenburg-Vorpommern und Schleswig-Holstein stetig weiter voran. Dies betrifft insbesondere den Zubau an Photovoltaik, Onshore- und Offshore-Windleistung.

Netzplanerische Begründung

Die bestehende 380-kV-Leitung Güstrow - Wessin - Görries - Krümmel besitzt für die zu erwartenden Übertragungsaufgaben eine zu geringe Übertragungskapazität. In den Szenarien des NEP zeigt sich ein deutlich darüberhinausgehender Übertragungsbedarf, sodass auf der 380-kV-Leitung unzulässig hohe Leitungsauslastungen im (n-1)-Fall auftreten. Um den Überlastungen zu begegnen, werden im ersten Schritt die Voraussetzungen für einen WAFB - u.a. durch Einsatz von Messtechnik - auf der Bestandsleitung geschaffen. Im zweiten Schritt ist ein Parallelneubau von zwei 380-kV-Stromkreisen zwischen der neu zu errichtenden Schaltanlage Sahms/Nord, dem geplanten Umspannwerk (UW) Mühlenbeck und dem bestehenden UW Güstrow erforderlich. Da für die beiden bestehenden 380-kV-Stromkreise Güstrow - Wessin - Görries - Krümmel bereits eine Leistungsflusssteuerung vorgesehen ist (siehe Projekt 50HzT-P357), ist auch für die hier gegenständlichen Stromkreise (3. und 4. System) eine Leistungsflusssteuerung erforderlich. Ohne diese Maßnahmen kommt es zu unzulässig hohen Leitungsbelastungen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahmen M224a, M224b und M462a haben sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2045, B 2037 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt. Mit anderen Maßnahmen, insbesondere Netzoptimierungen, können die bestehenden 380-kV-Leitungen in der Region nicht ausreichend entlastet werden.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Als Alternative zu der hier aufgezeigten Lösung in Form eines Parallelneubaus (M224a) wurde geprüft, ob beide Maßnahmen (M462a und M224a) kombiniert in Form eines Ersatzneubaus mit einem Mehrfachgestänge umgesetzt werden können. Die Prüfung der Umsetzbarkeit auf einem Mehrfachgestänge umfasste neben genehmigungsrechtlichen Fragen insbesondere auch eine umfangreiche Prüfung der Systemstabilität. Im Ergebnis zeigte sich, dass eine Umsetzung der beiden Maßnahmen (M462a und M224a) auf einem Mehrfachgestänge über die gesamte Länge aus Gründen der Systemstabilität nicht umsetzbar ist. Daher wird diese Variante nicht weiter verfolgt.

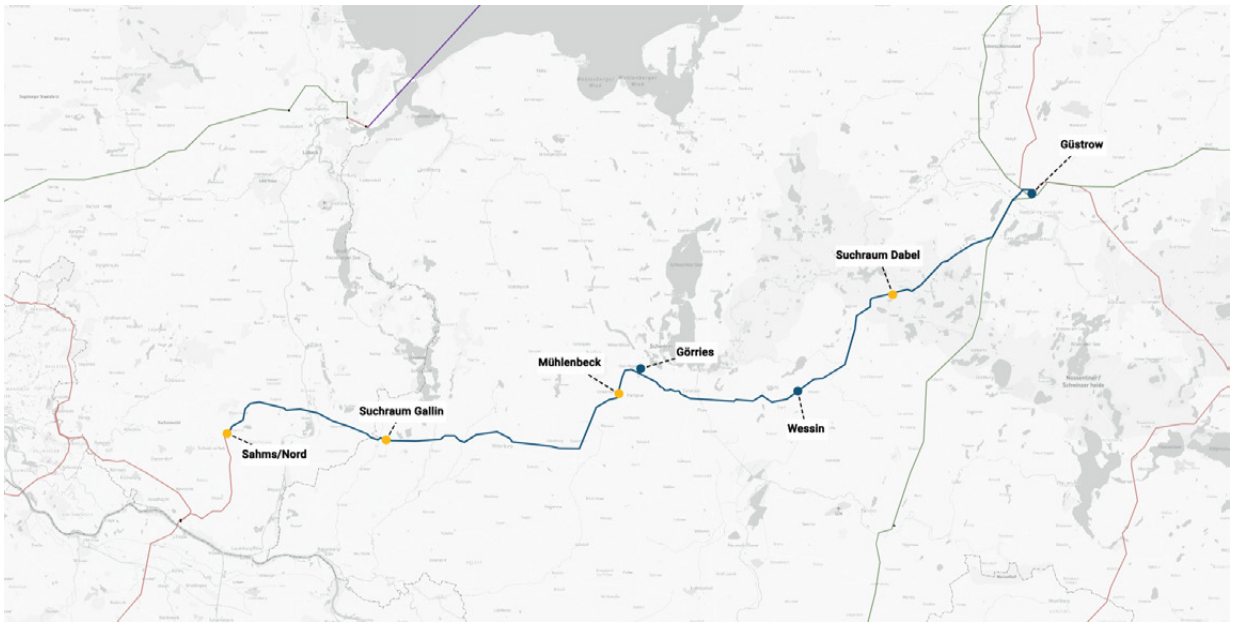
Bisherige Bestätigung des Projekts

Die Maßnahme M462a wurde im NEP 2025 (2015) erstmals ausgewiesen und im NEP 2035 (2021) sowie im NEP 2037/2045 (2023) von der Bundesnetzagentur bestätigt. Die Maßnahmen M224a und M224b wurden im NEP 2037/2045 (2023) erstmals ausgewiesen und von der Bundesnetzagentur 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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierten On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P223
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P228
Netzverstärkung zwischen Landesbergen, Ahlten, Mehrum/Nord und Liedingen

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TenneT

Zubaunetz Onshore AC

Weitere Informationen

BBP-Nr: 59

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Niedersachsens und enthält folgende Maßnahmen:

- M469a: Landesbergen – Ahlten – Mehrum/Nord
- M799 Mehrum/Nord – Liedingen

Das Projekt steht im Zusammenhang mit P33 M24b. Ebenfalls Teil des Projektes ist die Maßnahme TTG-P228 M800, die sich bereits in der Planfeststellung befindet und insofern in das Startnetz überführt wurde.

Nach Inbetriebnahme von P228 und P33 M24b kann die seitens TenneT bestehende 220 kV-Infrastruktur zwischen Landesbergen und Wahle mit Ausnahme der 220-kV-Leitung von Wahle nach Braunschweig sowie von Landesbergen nach Hannover/West zurückgebaut werden. Eine mögliche Nutzung als 110-kV-Leitungen durch den örtlichen Verteilnetzbetreiber kann vorbehaltlich weiterer Festlegungen im Genehmigungsverfahren geprüft werden.

Im Zuge des Projekts sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario / Maßnahmen	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045	C 2037	C 2045
M469a	✓	✓	✓	✓		
M799	✓	✓	✓	✓		

Maßnahmen des geplanten Projektes

2 Maßnahmen

M469a Landesbergen - Ahlten - Mehrum/Nord

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Niedersachsen

Ausführung:

Netzverstärkung	**98 km**
davon Ersatzneubau	98 km
Geplante Inbetriebnahme:	2032

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen der Maßnahme ist die Ablösung der vorhandenen 220-kV-Leitung zwischen Landesbergen und Wahle durch eine neue 380-kV-Leitung mit zwei Stromkreisen mit einer Stromtragfähigkeit von je 4.000 A von Landesbergen über Ahlten nach Mehrum/Nord vorgesehen (Netzverstärkung). Zum Anschluss der Leitung müssen die bestehenden 220-kV-Anschlüsse durch 380-kV-Anschlüsse ersetzt werden. Dazu sind die bestehende Schaltanlage in Landesbergen sowie die im Rahmen von TTG-P115 neu errichtete 380-kV-Schaltanlage Mehrum/Nord zu erweitern (Netzverstärkung). Darüber hinaus ist in Ahlten (Stadt Lehrte) eine neues 380-kV-Umspannwerk mit drei 380/110-kV-Transformatoren zu errichten (Netzausbau), an die die 110-kV-Schaltanlage Lehrte der Avacon angeschlossen werden muss. An das neue 380-kV-Umspannwerk Ahlten ist die vorhandene 220-kV-Leitung Mehrum - Lahe der Enercity über weitere Ausbauten der Enercity geeignet anzuschließen. Darüber hinaus sind in

Mehrum/Nord drei 380/110-kV-Transformatoren zu errichten.

M799 Mehrum/Nord - Liedingen

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Niedersachsen

Ausführung:

Netzverstärkung	**28 km**
davon Ersatzneubau	28 km
Geplante Inbetriebnahme:	2032

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen der Maßnahme ist zusammen mit M800 die Ablösung der vorhandenen 220-kV-Leitung von Mehrum über Hallendorf und Gleidingen nach Wahle durch eine neue 380-kV-Leitung mit zwei Stromkreisen mit einer Stromtragfähigkeit von je 4.000 A von Mehrum/Nord nach Liedingen zur Kreuzung mit der Leitung Wahle - Lamspringe vorgesehen (Netzverstärkung). Hierzu ist die 380-kV-Anlage Mehrum/Nord (siehe TTG-P115 im NEP 2035 (2021)) um zusätzliche Schaltfelder zu erweitern (Netzverstärkung). Darüber hinaus ist die Schaltanlage in Liedingen (Gemeinden Vechelde; siehe M800) um zusätzliche Schaltfelder zu erweitern (Netzverstärkung).

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Niedersachsen ist bereits heute geprägt durch hohe Einspeisung aus On- und Offshore-Windenergie. Der Zubau der erneuerbaren Energien wird gemäß den Szenarien perspektivisch weiter zunehmen. Des Weiteren müssen in der Region hohe Leistungen aus Norden und Osten abgeführt werden.

Netzplanerische Begründung

In der Region um Landesbergen und Mehrum/Wahle treten neben einer hohen Einspeisung aus Windenergie onshore hohe Leistungsflüsse sowohl in Ost-West- als auch in Nord-Süd-Richtung auf. Dadurch kommt es bei Ausfall eines Stromkreises in der Region zu verschiedenen Überlastungen auf den bestehenden Leitungen. Durch die Ablösung der bestehenden 220-kV-Leitung durch eine 380-kV-Leitung können diese Engpässe effektiv behoben und ein (n-1)-sicherer Betrieb sichergestellt werden. Weiterhin sollen die aktuell mit 220 kV betriebenen Umspannwerke Lahe und Lehrte mit dieser Leitung versorgt werden. Damit wird die Energieversorgung des Großraums Hannover langfristig sichergestellt.

Bei Ausfall eines bereits nach Projekt P33 Maßnahme M24a (siehe 50HzT-P33 und TTG-P33) verstärkten 380-kV-Stromkreises von Wolmirstedt nach Helmstedt/Ost und weiter bis Wahle wird der

verbleibende Parallelstromkreis unzulässig hoch belastet. Diese Situation kann durch die Maßnahmen M799 und M800 in Zusammenhang mit P33 M24b vermieden werden.

Die Projekte P33 und P228 dienen gemeinsam der Abführung von Einspeisung aus dem Norden sowie aus dem Osten Deutschlands. Damit wird eine wichtige Transitquerspange in Bestandstrassen geschaffen, die gleichzeitig der langfristigen Versorgung der Großräume Hannover und Braunschweig sowie dem Anschluss der Industriekunden im Raum Salzgitter dient.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahmen M469a und M799 haben sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2037, A 2045, B 2037 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt.

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass weder durch den Einsatz von WAFB noch durch HTL-Umbeseilung die erforderliche Stromtragfähigkeit von 4.000 A auf den überlasteten 220-kV-Leitungen erreicht werden kann. Daher ist ein 380-kV-Neubau in bestehender Trasse erforderlich.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und anderweitiger Optionen

Als planerische Alternative zu M469a ist eine Kombination aus Verstärkungen anderer bestehender Leitungen möglich. Dazu wären die 380-kV-Trassen zwischen Landesbergen und Grohnde, zwischen Mehrum und Grohnde sowie zwischen Wahle und Mehrum entsprechend zu verstärken. Diese alternativen Verstärkungen weisen insgesamt eine höhere Länge auf, weshalb die Verstärkung der kürzeren Leitung Landesbergen – Mehrum/ Nord gewählt wurde.

Als planerische Alternative zu M799 und M800 wäre die Nutzung der bestehenden 220-kV-Leitung denkbar. Dies würde allerdings zu dauerhaften Überlastungen führen, da die erforderliche Stromtragfähigkeit nicht erreicht wird.

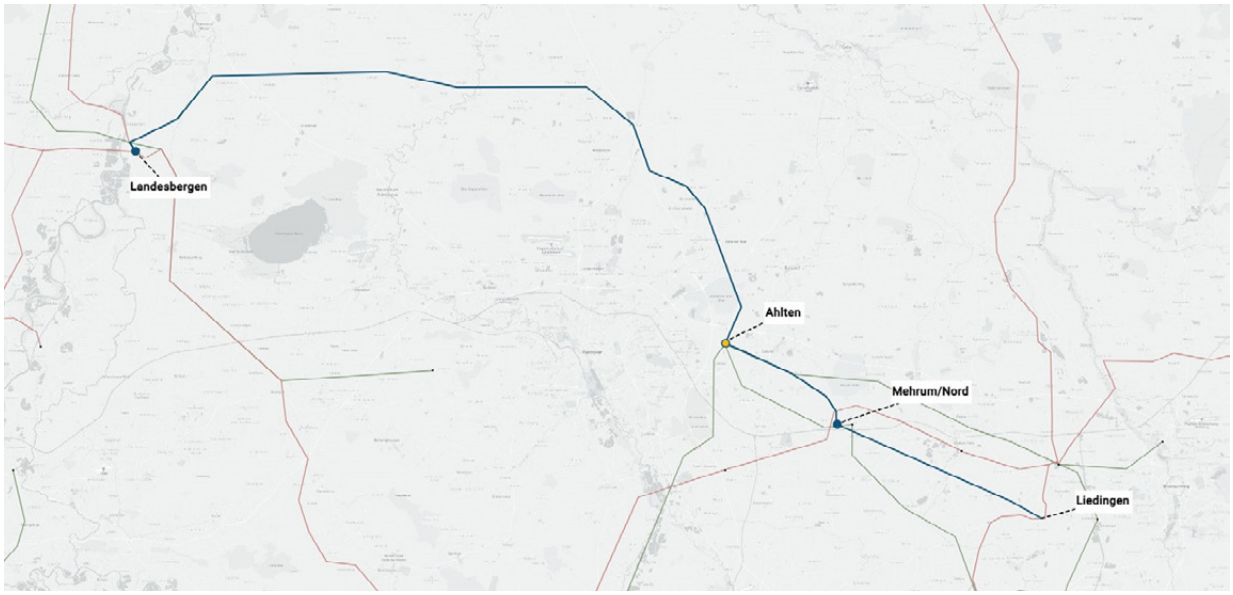
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P228 wurde im NEP 2030 (2019), im NEP 2035 (2021) sowie im NEP 2037/2045 (2023) von der Bundesnetzagentur bestätigt. Es ist als Vorhaben Nr. 59 im Bundesbedarfsplan 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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierte On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P228
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P230
Netzverstärkung zwischen Dipperz und Großkrotzenburg

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TenneT

Zubaunetz **Onshore** **AC**

Projektbeschreibung

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

- M802: Dipperz - Suchraum Elm - Suchraum Somborn - Großkrotzenburg

Da die 380-kV-Stromkreise Dipperz - Großkrotzenburg auf den letzten Kilometern vor Großkrotzenburg gemeinsam mit den 380-kV-Stromkreisen Großkrotzenburg - Aschaffenburg auf einem Mastgestänge geführt werden, ist zu prüfen, ob in diesem Bereich eine HTL-Umbeseilung möglich ist. Darüber hinaus ist zu beachten, dass eine zeitgleiche HTL-Umbeseilung der Nord-Süd-Achse Borken - Gießen - Karben (siehe P133/P211) mit diesem Projekt aus Gründen der notwendig vorzunehmenden Abschaltungen sowie der Aufrechterhaltung der (n-1)-Sicherheit zu vermeiden ist. Gleiches gilt für die zeitgleiche Realisierung des Projektes P43 mit diesem Projekt. Die Projekte können jeweils nur zeitlich versetzt realisiert werden.

Im Zuge des Projektes sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario / Maßnahmen	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045	C 2037	C 2045
M802		✓		✓		

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M802 Leitung — Dipperz - Suchraum Elm - Suchraum Somborn - Großkrotzenburg

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Bayern Hessen

Ausführung:

Netzverstärkung	**89 km**
davon Zu-/Umbeseilung	89 km
Geplante Inbetriebnahme:	2045

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen der Maßnahme ist die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung zwischen Dipperz und Großkrotzenburg auf eine Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis mittels Umbeseilung mit Hochtemperaturleitern vorgesehen (Netzverstärkung). Darüber hinaus müssen die Schaltanlagen in Dipperz und Großkrotzenburg verstärkt werden (Netzverstärkung) sowie die geplante 380-kV-Schaltanlage in Suchraum Elm (Suchraum Stadt Schlüchtern, Gemeinde Flieden) und die im Rahmen von P500 geplante 380-kV-Schaltanlage Suchraum Somborn (Suchraum Stadt Alzenau, Gemeinde Freigericht) voll eingeschliffen werden.

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. Des Weiteren besteht zusätzliche Rückspeisung erneuerbarer Energien im neuen 380/110-kV-Umspannwerk Suchraum Elm (Suchraum Stadt Schlüchtern, Gemeinde Flieden). Deshalb muss die Stromtragfähigkeit der Leitung erhöht werden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahme M802 hat sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2045 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt.

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass durch WAFB die geforderte Stromtragfähigkeit von 4.000 A pro Stromkreis nicht erreicht werden kann. Durch den Einsatz von HTL ist es dagegen – vorbehaltlich der Genehmigungsfähigkeit – grundsätzlich möglich, die Freileitung mit 4.000 A zu betreiben.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Weitere alternative Einzelmaßnahmen 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. Andere bereits existierende Leitungen, mit denen sich die Übertragungsaufgabe sinnvoll erfüllen ließe, gibt es in der Region nicht.

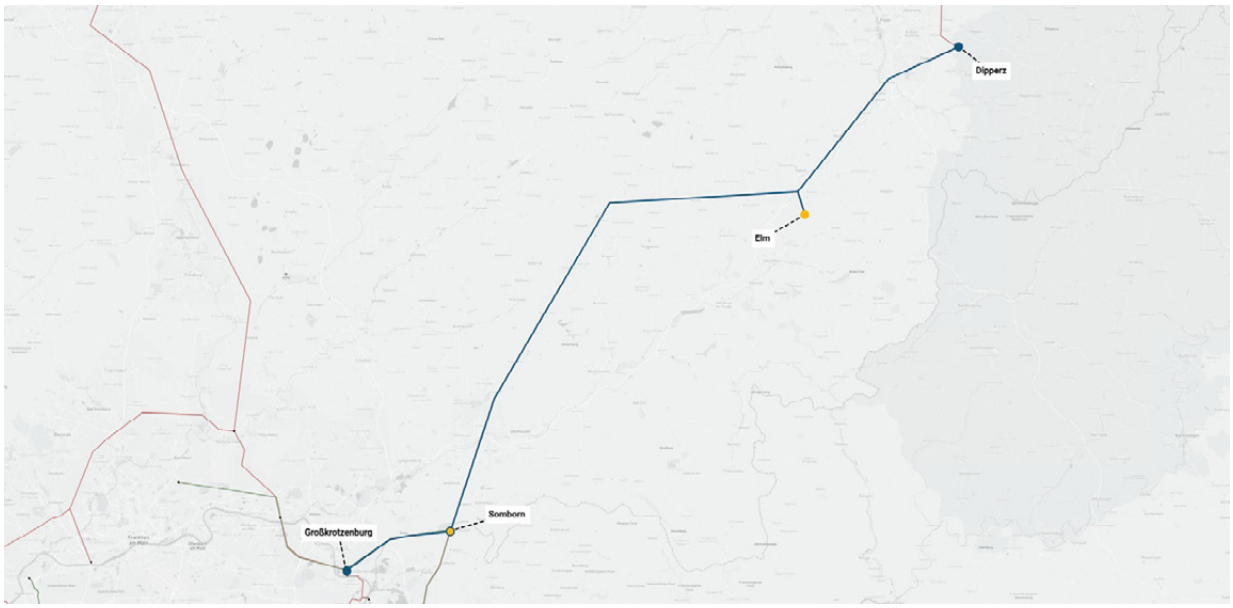
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P230 wurde im NEP 2030 (2017) erstmals ausgewiesen und im NEP 2037/2045 (2023) erstmals von der Bundesnetzagentur 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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierte On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P230
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P231
Netzverstärkung zwischen Mecklar, Suchraum Philippsthal und Dipperz

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TenneT

Zubaunetz Onshore AC

Projektbeschreibung

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

- M966: Schenklengsfeld - Suchraum Philippsthal - Eiterfeld (Anbindung Philippsthal)

Nach Inbetriebnahme des Neubauabschnitts kann die 380-kV-Bestandsleitung zwischen den Kreuzungspunkten bei Malkomes (Gemeinde Schenklengsfeld) und der Marktgemeinde Eiterfeld zurückgebaut werden. Der Abschnitt der Bestandsleitung zwischen Mecklar und dem Kreuzungsmast für den Anschluss Suchraum Philippsthal bei Malkomes (Gemeinde Schenklengsfeld) wird bereits im Rahmen des Projektes TTG-P43 durch Neubau einer 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis abgelöst.

Im Zuge des Projektes sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

Eine Inbetriebnahme des Projekts vor 2037 wird angestrebt. Eine genaue Aussage über das Inbetriebnahmedatum ist jedoch erst im Rahmen der weiteren Detailplanung möglich.

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045	C 2037	C 2045
Maßnahmen						
M966	✓	✓	✓	✓		

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M966 Schenklengsfeld - Suchraum Philippsthal - Eiterfeld

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Hessen

Ausführung:

Netzausbau	**30 km**
davon Neubau in neuer Trasse	30 km
Geplante Inbetriebnahme:	2037

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen dieser Maßnahme ist die teilweise Ablösung der bestehenden 380-kV-Leitung von Mecklar nach Dipperz durch Neubau einer 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis von Schenklengsfeld über Suchraum Philippsthal nach Eiterfeld vorgesehen (Netzverstärkung). In Suchraum Philippsthal (Marktgemeinde Philippsthal (Werra), Gemeinde Hohenroda) ist ein neues 380-kV-Umspannwerk mit zwei 380/110-kV-Transformatoren sowie für einen Kundenanschluss zu errichten und voll in die neue Leitung einzuschleifen (Netzausbau).

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Die bestehende 380-kV-Leitung ist ein wesentlicher Nord-Süd-Transportkanal in Hessen. Der Teil-Neubau wird erforderlich, um das neue Umspannwerk in Suchraum Philippsthal anzuschließen. In Suchraum Philippsthal hat der nachgelagerte Verteilnetzbetreiber notwendige Umspannkapazität angezeigt und darüber hinaus ist die Versorgung von Industriekunden vorgesehen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahme M966 hat sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2037, A 2045, B 2037 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt.

Eine Auflage von Hochtemperatur-Leiterseilen ist auf der bestehenden Leitung generell möglich, wurde jedoch zur Einbindung von Suchraum Philippsthal verworfen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Eine alternative Stichanbindung von Suchraum Philippsthal in 380-kV wäre infolge der dann nicht zwangsläufig (n-1)-sicheren Netzstruktur nicht nachhaltig.

Weitere alternative Einzelmaßnahmen wurden nicht untersucht, da es sich bei der Verbindung um eine bereits existierende Leitung handelt. Andere bereits existierende Leitungen, mit denen sich die Übertragungsaufgabe sowie Kundenanbindung sinnvoll erfüllen ließe, gibt es in der Region nicht.

Bisherige Bestätigung des Projekts

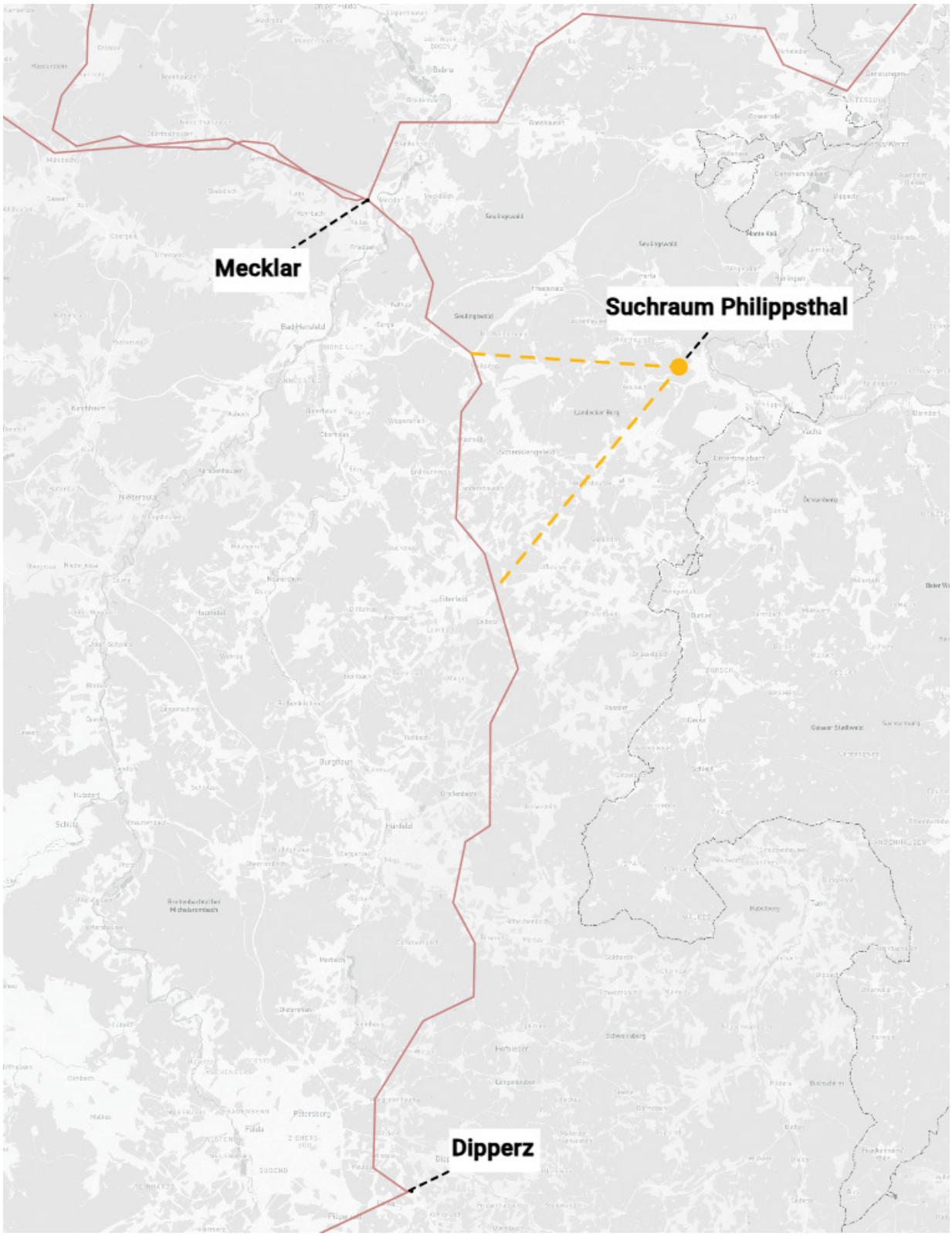
Das Projekt P231 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmals ausgewiesen.

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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die

Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierte On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P231
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P252
Netzverstärkung: Marzahn - Wuhlheide

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

50hertz | Elia Group

Zubaunetz **Onshore** **AC**

Weitere Informationen

BBP-Nr: 87

Projektbeschreibung

Das Projekt dient zur Versorgung der Lastentwicklung im 110-kV-Netz der Stromnetz Berlin und umfasst die folgende Maßnahme:

- M534a: (Marzahn -) Punkt Biesdorf/Süd - Wuhlheide

Das Projekt beinhaltet zudem die Erweiterung der 380-kV-Anlage des UW Marzahn für den Anschluss der auf den 380-kV-Betrieb umzustellenden Verbindung Marzahn - Wuhlheide sowie die 380-kV-Verstärkung des 220/110-kV-Umspannwerks Wuhlheide für dessen Umstellung auf den 380-kV-Betrieb inkl. 380/110-kV-Transformatoren (im Begleitdokument Punktmaßnahmen ausgewiesen). Für den Weiterbetrieb der 220-kV-Leitung Berlin/Südost - Wuhlheide sind zudem im UW Wuhlheide 380/220-kV-Netzkuppeltransformatoren zu errichten.

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045	C 2037	C 2045
Maßnahmen						
M534a	✓	✓	✓	✓		

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M534a (Marzahn -) Punkt Biesdorf/Süd - Wuhlheide

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Berlin

Ausführung:

Netzverstärkung	**4 km**
davon Ersatzneubau	4 km
Geplante Inbetriebnahme:	2032

Beschreibung der Maßnahme

Zwischen den UW Marzahn und Wuhlheide ist ab dem Übergangspunkt vom bereits für 380 kV errichteten Leitungsabschnitt Marzahn – Biesdorf/Süd auf dem für 220 kV errichteten Leitungsabschnitt Biesdorf/Süd - Wuhlheide („Punkt Biesdorf/Süd“ genannt) eine neue 380-kV-Leitung mit zwei Stromkreisen auf einer Länge von ca. 4 km zum UW Wuhlheide zu errichten.

Begründung des geplanten Projekts

Hintergrund des geplanten Projekts

Das Projekt dient zur Versorgung der Lastentwicklung im 110-kV-Netz der Stromnetz Berlin. Dafür soll gemeinsam mit dem Verteilnetzbetreiber die Versorgung der bestehenden Netzschnittstellen, insbesondere die auf der 380-kV-Diagonale Marzahn - Teufelsbruch befindlichen, verbessert werden. Darüber hinaus sollen weitere 380/110-kV-Netzschnittstellen im Umland als entlastende und stützende Einspeisepunkte für Berlin zur Erhöhung der Netz- und Versorgungssicherheit des Ballungsraumes errichtet werden. Weiterhin sind zur Laststützung der zuvor genannten 380-kV-Diagonale weitere 380-kV-Anbindungen in die Innenstadt und 380/110-kV-Umspannwerke an Lastschwerpunkten zu errichten (50HzT-P531 „Netzverstärkung und -ausbau: Berlin“).

Hierfür ist, ergänzend zum Neubau-Umspannwerk (UW) Berlin/Südost (50HzT-P252), eine 380-kV-Netzverstärkung der bestehenden (380)220-kV-Leitung Marzahn - Wuhlheide zwingend erforderlich.

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Derzeit betreibt 50Hertz zwischen dem UW Teufelsbruch am westlichen und dem UW Marzahn am östlichen Stadtrand von Berlin eine 380-kV-Diagonale, die überwiegend aus Kabelanlagen besteht. Im Ostteil Berlins bestehen mit den UW Malchow und Wuhlheide weitere Netzschnittstellen zwischen dem Übertragungsnetz und dem Verteilnetz in Berlin. Die 380-kV-Diagonale einschließlich ihrer 380/110-kV-UW wurde ursprünglich für die Versorgung der 110-kV-Teilnetze errichtet. Insbesondere die UW auf der 380-kV-Diagonale dienen der Versorgung der innerstädtischen Lastschwerpunkte Berlins. Dies sind die UW Marzahn, Friedrichshain, Mitte, Charlottenburg, Reuter und Teufelsbruch. Ab Mitte der 1990er Jahre wurde die 380-kV-Diagonale im Westen von Reuter nach Teufelsbruch und im Osten von Mitte über Friedrichshain nach Marzahn verlängert. Mit der Inbetriebnahme der kompletten Diagonale im Jahr 2000 (letztes Teilstück zwischen Friedrichshain und Marzahn) inkl. dem östlichen Anschluss an das UW Neuenhagen (Freileitung Neuenhagen - Marzahn) wurde die Diagonale zum integralen Bestandteil des umliegenden 380-kV-Übertragungsnetzes.

Durch den sich ändernden Strommarkt und die Netzintegration erneuerbarer Energien (EE), mit besonders hohem Anteil in Nordostdeutschland, wurde die 380-kV-Diagonale, zusätzlich zur Versorgung der Berliner 110-kV-Verteilnetze, mit bis heute steigenden Transitleistungsflüssen in Ost-West-Richtung belastet.

Aufgrund der Ballungsdichte bezogen auf Last und Einwohnerzahl hat 50Hertz in Berlin eine besondere Versorgungsaufgabe mit sehr hohen Sicherheits- und Zuverlässigkeitsanforderungen an die Netzvorhaltung und den Netzbetrieb.

Der aktuelle Leistungsbezug über die 380/110-kV- und 220/110-kV-Netzschnittstellen zwischen dem Übertragungs- und Verteilnetz in Berlin beträgt derzeit bis zu 2.000 MW. Ohne Einspeisung von Erzeugungsanlagen in den Verteilnetzen läge der maximale Leistungsbezug Berlins bei ca. 2.500 MW.

Für Berlin ist in den nächsten Jahren von einem hohen Lastanstieg auszugehen. Dieser resultiert vorrangig durch die Umstellung der zentralen und dezentralen Wärmeerzeugung auf elektrische Energie bspw. für die Fernwärmeversorgung (Power to Heat) oder durch Wärmepumpen. Ebenso ist die Reduzierung des Kraftwerkeinsatzes von gasbefeuerten Anlagen angestrebt. Darüber hinaus steigt der Bedarf an elektrischer Energie in Berlin sehr stark durch die Umstellung auf Elektromobilität und den Ausbau der Digitalisierung. Gleichsam wird nur durch zusätzliche Leitungskapazitäten ein Wirtschaftswachstum in Berlin gewährleistet.

Mit dem Bevölkerungswachstum Berlins steigt auch der Leistungsbezug an den Netzschnittstellen. Des Weiteren wird zum Erreichen der energiepolitischen Ziele in Deutschland, insbesondere in Berlin durch die Klimaschutzvereinbarung des Landes mit Vattenfall Europe von 2009, eine deutliche Reduzierung der CO2-Emissionswerte angestrebt. Das heißt, die bestehenden Kohlekraftwerke werden vorzugsweise durch Gas- und Dampf-Kraftwerke oder als Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen mit geringerer als der heute bestehenden elektrischen Erzeugungsleistung ersetzt oder zum Teil sogar gänzlich vom Netz genommen.

Die genannte Bevölkerungsentwicklung in Kombination mit der Veränderung der Erzeugung von elektrischer Energie führt zu neuen Rahmenbedingungen, die eine Verstärkung und einen Ausbau des Übertragungsnetzes inkl. der 380/110-kV- und 220/110-kV-Netzschnittstellen in der Region erforderlich machen.

Netzplanerische Begründung

Da sich die Versorgung der zentralen Stadtbereiche Berlins historisch bedingt auf die 380-kV-Diagonale und die dort nachgelagerten 110-kV-Teilnetze konzentriert, kann es bei Nichtverfügbarkeiten von Betriebsmitteln, z. B. in der Kombination von (planmäßiger) Wartung/Instandhaltung mit Ausfällen, bzw. bei nicht auszuschließenden Mehrfachausfällen zu Unterbrechungen in der Stromversorgung in der Hauptstadt Berlin kommen.

Berlin hat als Bundeshauptstadt, hier insbesondere das Zentrum Berlins mit dem Sitz von Bundesregierung, Bundesrat und Bundesministerien, eine besondere Relevanz, die eine jederzeit sichere Stromversorgung erfordert.

Aufgrund der massiven Auswirkungen von Kaskadeneffekten als Folge von Fehlern im Höchstspannungsnetz, die sich unmittelbar auf die Netz- und Versorgungssicherheit in den nachgelagerten Verteilnetzen auswirken können, sind besonders hohe Anforderungen an die Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit des Übertragungsnetzes in Bereichen hoher Bevölkerungs- und Infrastrukturdichte zu stellen. Dies gilt insbesondere bei Fehlern auf der 380-kV-Diagonale in Berlin. Demzufolge sind Lastschwerpunkte in Berlin möglichst über mehrere 380/110-kV-Netzschnittstellen zu versorgen sowie mit weiteren 380-kV-Anbindungen in die Innenstadt zu stützen und 380/110-kV-Umspannwerke an Lastschwerpunkten zu errichten (P531 „Netzverstärkung und -ausbau: Berlin“), um einen Komplettausfall und damit den oben erwähnten Kaskadeneffekt zu vermeiden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahme M534a hat sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2037, A 2045, B 2037 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt. Zur Anwendung einer Netzoptimierung mittels WAFB ist jedoch der 220-kV-Leitungsabschnitt Biesdorf/Süd - Wuhlheide aufgrund seiner Spannungsebene sowie Bauweise nicht geeignet. Eine Netzverstärkung durch Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen scheidet ebenfalls aufgrund der Bauweise und Maststatik aus. Aufgrund der innerstädtischen Lage bzw. der geringen Siedlungsabstände wird mit Planungsbeginn eine Machbarkeitsstudie durchgeführt, um die technische Realisierbarkeit

festzustellen. Sollte sich dabei herausstellen, dass ein Ersatzneubau aus technischer bzw. genehmigungsrechtlicher Sicht nicht möglich ist, müsste die angestrebte Stromtragfähigkeitserhöhung anderweitig umgesetzt werden.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Der erwartete Lastanstieg in Berlin, insbesondere durch E-Heizer, kann nur durch die Bereitstellung entsprechender Transformatorkapazitäten in den Umspannwerken zwischen Übertragungs- und Verteilnetz gedeckt werden. An den Standorten der bestehenden Umspannwerke in Berlin ist durch städtebaulich limitierte Platzverhältnisse kein Erweiterungspotenzial für weitere Transformatoren vorhanden. Zudem wäre eine weitere Konzentration von Transformatorenleistung auf der Diagonale in ihrer heutigen Konstellation hinsichtlich Netz- und Versorgungssicherheit kontraproduktiv. Deshalb ist es notwendig, einerseits neue Standorte wie z. B. Berlin/Südost zu errichten, die zugleich die netztechnische Flexibilität erhöhen. Andererseits können bestehende UW in der Berliner Peripherie, wie Malchow und das hier genannte UW Wuhlheide, in ihrer Leistungsfähigkeit (Transformatorenleistung zum Verteilnetz) gesteigert werden.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P252 wurde im NEP 2035 (2021) erstmals ausgewiesen und im NEP 2035 (2021) sowie im NEP 2037/2045 (2023) von der Bundesnetzagentur 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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierte On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P252
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P302
Netzverstärkung zwischen Höpfingen und Hüffenhardt

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TRANSNET BW

Zubaunetz Onshore AC

Weitere Informationen

BBP-Nr: 68

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität im Nordosten von Baden-Württemberg und enthält folgende Maßnahme:

- M511: Höpfingen – Hüffenhardt

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario / Maßnahmen	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
M511	✓	✓	✓	✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M511 Höpfingen - Hüffenhardt

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Bundesländer: Baden-Württemberg

Ausführung:

Netzverstärkung	**46 km**
davon Zu-/Umbeseilung	46 km
Geplante Inbetriebnahme:	2030

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen der Maßnahme ist eine HTL-Stromkreisauflage für einen zusätzlichen 380-kV-Stromkreis von Höpfingen nach Hüffenhardt notwendig (Netzverstärkung). Darüber hinaus sind Netzverstärkungsmaßnahmen in den betroffenen Schaltanlagen Höpfingen und Hüffenhardt erforderlich (Netzverstärkung).

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

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.

Netzplanerische Begründung

Bei Ausfall des bestehenden 380-kV-Stromkreises Höpfingen – Hüffenhardt kommt es aufgrund der dann fehlenden Verbindung im Transportnetz zwischen diesen Stationen zur Verlagerung des Lastflusses in das unterlagerte Verteilnetz. Dies führt infolgedessen zu massiven Überlastungen mehrerer 110-kV-Stromkreise. Durch die Zubeseilung eines zweiten Stromkreises zwischen Höpfingen und Hüffenhardt können diese unzulässigen Überlastungen vermieden werden. Auf Basis gemeinsamer Kosten-Nutzen-Analysen von TransnetBW und des betroffenen Verteilnetzbetreibers hat sich die Zubeseilung im Transportnetz als wesentlich günstiger als ein Ausbau des Verteilnetzes herausgestellt. Zudem werden durch die Zubeseilung die Möglichkeiten auf dem vorhandenen 380-kV-Gestänge zwischen Höpfingen und Hüffenhardt optimal genutzt. Diese Variante hilft zudem, Überlastungen auf den 380-kV-Stromkreisen zwischen Stalldorf und Kupferzell zu reduzieren.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahme M511 hat sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2037, A 2045, B 2037 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Zu der Maßnahme 511 gibt es keine sinnvollen alternativen Netzverknüpfungspunkte, da bestehende Leitungsanlagen genutzt werden.

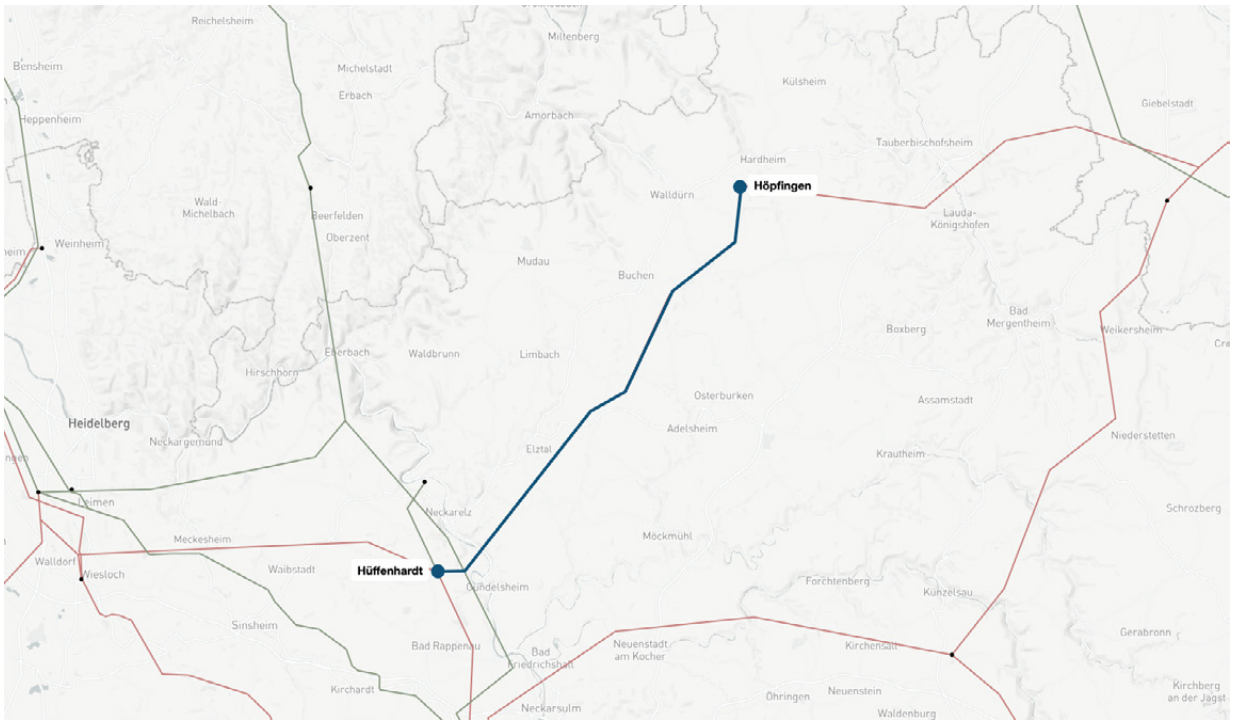
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P302 wurde im NEP 2030 (2017) erstmalig identifiziert. Es wurde in den NEP 2030 (2019), NEP 2035 (2021) und NEP 2037 (2023) von der Bundesnetzagentur bestätigt und ist als Vorhaben Nr. 68 im Bundesbedarfsplan 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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierte On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P302

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P303
Netzverstärkung Heilbronn

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TRANSNET BW

Zubaunetz Onshore AC

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität vom Norden Baden-Württembergs in Richtung Heilbronn und enthält folgende Maßnahmen:

- M857: Großgartach – Hüffenhardt

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario / Maßnahmen	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045	C 2037	C 2045
M857	✓	✓	✓	✓		

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M857 Ersatzneubau Großgartach - Hüffenhardt

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Bundesländer: Baden-Württemberg

Ausführung:

Netzverstärkung	**17 km**
davon Zu-/Umbeseilung	13.6 km
davon Ersatzneubau	3.4 km
Geplante Inbetriebnahme:	2036

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen der Maßnahme ist bis 2037 eine deutliche Verstärkung der Leitung und Spannungsumstellung auf zwei 380 kV Stromkreise notwendig. Dies kann voraussichtlich durch partiellen Ersatzneubau und Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen erfolgen (Netzverstärkung). Darüber hinaus sind weitere Netzverstärkungsmaßnahmen in den betroffenen Schaltanlagen Großgartach und Hüffenhardt erforderlich.

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Bei der Verbindung Hüffenhardt - Großgartach handelt es sich um ein Teilstück einer Transportachse zwischen den nördlich von Baden-Württemberg gelegenen Bundesländern und dem Zentrum Baden-Württembergs. In Hüffenhardt treffen die westlich und östlich des Odenwalds verlaufenden Achsen zusammen. Insbesondere bei Nord-Süd-Leistungsflüssen kommt es dort zu starken Überlastungen. Betroffen ist in Baden-Württemberg der gesamte Bereich von der Grenze zu Hessen und Bayern bis in die Mitte Baden-Württembergs.

Netzplanerische Begründung

Insbesondere bei hohen Nord-Süd-Leistungsflüssen, aber auch bei Flüssen nach Norden, kommt es auf der Leitungsachse und auf parallelen Stromkreisen zu unzulässigen Überlastungen. Aus diesem Grund muss die Leitung deutlich verstärkt werden. Die Maßnahme ist außerdem notwendig, um die zunehmende Einspeisung erneuerbarer Energie im Nordosten und Nordwesten Baden-Württembergs (z. B. Raum Hohenlohe-Franken und Rhein-Neckar) aufnehmen zu können.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen

Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahme M857 hat sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2037, A 2045, B 2037 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Zu der Maßnahme 857 gibt es keine sinnvollen alternativen Netzverknüpfungspunkte, da eine bestehende Leitungsanlage genutzt werden.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P303 wurde im NEP 2030 (2017) erstmals ausgewiesen und im NEP 2037/2045 (2023) von der Bundesnetzagentur 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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierte On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P303
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P304
Ostring
Netzverstärkung Ost-Württemberg (Ad-hoc-Maßnahme)

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TRANSNET BW

Zubaunetz Onshore AC Ad-hoc

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität im Osten von Baden-Württemberg. Es ist Teil der Netzverstärkung des ostwürttembergischen Übertragungsnetzes (Ostring, P304 und P305) und enthält folgende Maßnahmen:

- M514: Kupferzell – Goldshöfe 1 (Ad-hoc-Maßnahme)
- M850: Kupferzell – Goldshöfe 2

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario / Maßnahmen	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045	C 2037	C 2045
M514	✓	✓	✓	✓		
M850		✓		✓		

Maßnahmen des geplanten Projektes

2 Maßnahmen

M514 Kupferzell - Goldshöfe 1 (ad-hoc)

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Bundesländer: Baden-Württemberg

Ausführung:

Netzverstärkung	**55 km**
davon Zu-/Umbeseilung	55 km

Geplante Inbetriebnahme: 2030

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen der Maßnahme ist eine HTLS-Zubeseilung eines zusätzlichen 380-kV-Stromkreises notwendig von Kupferzell nach Goldshöfe (Netzverstärkung). Darüber hinaus sind Netzverstärkungsmaßnahmen in den betroffenen Schaltanlagen Kupferzell und Goldshöfe erforderlich. Es handelt sich um eine Ad-hoc-Maßnahme, die sich in den zusätzlichen Untersuchungen im NEP 2037/2045 (2023) als kurzfristig umsetzbar und nützlich erwiesen hat.

M850 Kupferzell - Goldshöfe 2

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Bundesländer: Baden-Württemberg

Ausführung:

Netzverstärkung	**55 km**
davon Zu-/Umbeseilung	55 km

Geplante Inbetriebnahme: 2037

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen der Maßnahme ist eine HTLS-Umbeseilung des Bestandsstromkreises notwendig von Kupferzell nach Goldshöfe (Netzverstärkung). Darüber hinaus sind Netzverstärkungsmaßnahmen in den betroffenen Schaltanlagen Kupferzell und Goldshöfe erforderlich.

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

In diesem Netzbereich, sowie generell im ländlichen Raum in Süddeutschland, findet ein starker Zubau von Windenergie- und insbesondere Photovoltaikanlagen statt. Daher muss neben der Deckung der ebenfalls stark steigenden Verbraucherlast in der Region Oberschwaben langfristig auch der Abtransport des Dargebots aus Wind- und Solarenergie aus diesem Bereich beherrscht werden. Die 380-kV-Leitung in diesem Gebiet liegt zudem in der Haupttransitachse für Nord-Süd-Leistungsflüsse zwischen Tennet (Raum Würzburg und Frankfurt) und TransnetBW (Raum Ulm) sowie bei hohem solaren Dargebot auch in der umgekehrten Richtung zwischen dem südlichen Baden-Württemberg und Bayern und den Lastschwerpunkten weiter nördlich bzw. nordwestlich von Baden-Württemberg.

Des Weiteren stellt sie ein Bindeglied der Achse dar, die den windreichen Norden und Nordosten Deutschlands mit den alpinen Pumpspeichern in Österreich und der Schweiz verbindet. Sie erfüllt damit sowohl eine Stabilisierungsfunktion des Netzbetriebs in dieser Region, als auch für das gesamte Netz. Um die zukünftige Übertragungsaufgabe bewältigen zu können, muss das gesamte als "Ostring" bezeichnete ostwürttembergische Übertragungsnetz verstärkt werden.

Netzplanerische Begründung

Ohne die Netzverstärkung führt ein Ausfall des heute bestehenden Stromkreises zu Verlagerungen des Nord-Süd- oder Süd-Nord-Transits auf die parallelen Netzstrukturen und führt dort zu Überlastungen. Umgekehrt führen Ausfälle der parallelen Netzstrukturen zur Überlastung des bestehenden Stromkreises. Aufgrund der Höhe der erwarteten Leistungsflüsse muss auch der Bestandsstromkreis durch stärkere Leiterseile für höhere Ströme getauscht werden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

- Die Maßnahme M514 hat sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2037, A 2045, B 2037 und B 2045 als erforderlich erwiesen.
- Die Maßnahme M850 hat sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2045 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Zu den Maßnahme 514 und 850 gibt es keine sinnvollen alternativen Netzverknüpfungspunkte, da bestehende Leitungsanlagen genutzt werden.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P304 wurde im NEP 2030 (2017) erstmals ausgewiesen und im NEP 2037/2045 (2023) von der Bundesnetzagentur 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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierte On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P304
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P305
Ostring
Netzverstärkung Ostalb

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TRANSNET BW

Zubaunetz Onshore AC

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität im Osten von Baden-Württemberg. Es ist Teil der Netzverstärkung des ostwürttembergischen Übertragungsnetzes (Ostring, P304 und P305) und enthält folgende Maßnahmen:

- M851: Goldshöfe - Suchraum Rotensohl
- M517: Suchraum Rotensohl - Niederstotzingen
- M515: Niederstotzingen - Dellmensingen

Der Suchraum Rotensohl umfasst die Städte/Gemeinden Heidenheim, Aalen, Dischingen, Neresheim, Herbrechtingen, Giengen and der Brenz, Nattheim, Oberkochen, Königsbronn, Zöschingen, Syrgenstein.

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
Maßnahmen				
M515	✓	✓	✓	✓
M517	✓	✓	✓	✓
M851	✓	✓	✓	✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

3 Maßnahmen

M851 Goldshöfe - Suchraum Rotensohl

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Bundesländer: Baden-Württemberg

Ausführung:

Netzverstärkung	**20.3 km**
davon Ersatzneubau	20.3 km

Geplante Inbetriebnahme: 2037

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen der Maßnahme ist ein Ersatzneubau der Leitung notwendig (Netzverstärkung). Darüber hinaus sind Netzverstärkungsmaßnahmen in den betroffenen Schaltanlagen Goldshöfe und Rotensohl erforderlich.

M515 Niederstotzingen - Dellmensingen

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Bundesländer: Baden-Württemberg Bayern

Ausführung:

Netzverstärkung	**41 km**

davon Ersatzneubau	41 km

Geplante Inbetriebnahme: 2037

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen der Maßnahme ist ein Ersatzneubau der Leitung notwendig (Netzverstärkung). Darüber hinaus sind Netzverstärkungsmaßnahmen in den betroffenen Schaltanlagen Niederstotzingen und Dellmensingen erforderlich.

M517 Suchraum Rotensohl - Niederstotzingen

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Bundesländer: Baden-Württemberg

Ausführung:

Netzverstärkung	**26 km**
davon Ersatzneubau	26 km

Geplante Inbetriebnahme: 2037

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen der Maßnahme ist ein Ersatzneubau der Leitung notwendig (Netzverstärkung). Darüber hinaus sind Netzverstärkungsmaßnahmen in den betroffenen Schaltanlagen Rotensohl und Niederstotzingen erforderlich.

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

In diesem Netzbereich, sowie generell im ländlichen Raum in Süddeutschland, findet ein starker Zubau von Windenergie- und insbesondere Photovoltaikanlagen statt. Daher muss neben der Deckung der ebenfalls stark steigenden Verbraucherlast in der Region Oberschwaben langfristig auch der Abtransport des Dargebots aus Wind- und Solarenergie aus diesem Bereich beherrscht werden. Die 380-kV-Leitung in diesem Gebiet liegt zudem in der Haupttransitachse für Nord-Süd-Leistungsflüsse zwischen Tennet (Raum Würzburg und Frankfurt) und TransnetBW (Raum Ulm) sowie bei hohem solaren Dargebot auch in der umgekehrten Richtung zwischen dem südlichen Baden-Württemberg und Bayern und den Lastschwerpunkten weiter nördlich bzw. nordwestlich von Baden-Württemberg.

Des Weiteren stellt sie ein Bindeglied der Achse dar, die den windreichen Norden und Nordosten Deutschlands mit den alpinen Pumpspeichern in Österreich und der Schweiz verbindet. Sie erfüllt damit sowohl eine Stabilisierungsfunktion des Netzbetriebs in dieser Region, als auch für das gesamte Netz. Um die zukünftige Übertragungsaufgabe bewältigen zu können, muss das gesamte als "Ostring" bezeichnete ostwürttembergische Übertragungsnetz verstärkt werden.

Netzplanerische Begründung

Bei Ausfall eines Stromkreises kommt es ohne die Netzverstärkungen zu Netzüberlastungen auf dem verbleibendem Stromkreis auf dem gleichen Gestänge. Die Höhe der erwarteten Leistungsflüsse bedingen einen Ersatzneubau der Leitungen, um stärkere Leiterseile für ausreichend hohe Ströme auflegen zu können. Das UW Rotensohl muss, unabhängig von P305, altersbedingt und aufgrund weiterer Anforderungen neu errichtet werden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahmen M515, M517 und M851 haben sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2037, A 2045, B 2037 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt

Bisherige Bestätigung des Projekts

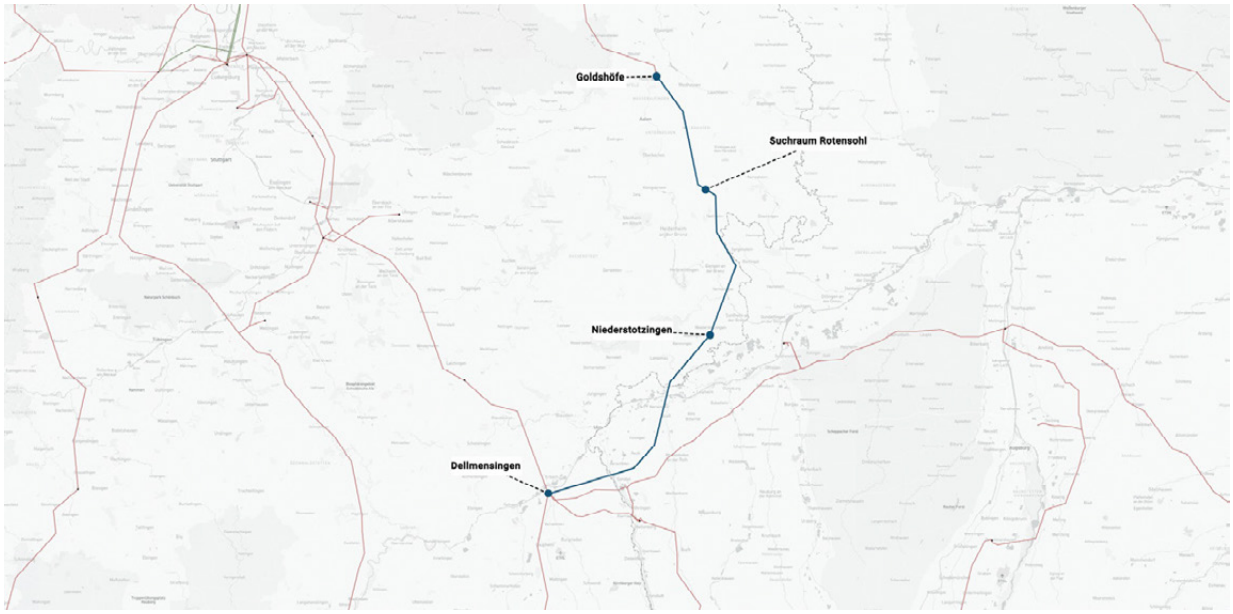
Das Projekt wurde im NEP 2030 (2017) erstmalig identifiziert.

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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten

Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierte On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P305
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P313
Netzausbau 2. Interkonnektor Deutschland - Belgien

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

amprion verbindet

Zubaunetz Onshore DC

Weitere Informationen

BBP-Nr: 95

TYNDP-Nr: 225

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Deutschland und Belgien. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M488: Raum Dahlem – Bundesgrenze (BE)

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M488 Raum Dahlem – Bundesgrenze (BE)

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Nordrhein-Westfalen

Ausführung:

Netzausbau	**20 km**
davon Neubau in neuer Trasse (ohne MR)	20 km
Geplante Inbetriebnahme:	2038

Beschreibung der Maßnahme

Die Verbindung ist zwischen den bestehenden 380-kV-Anlagen in Dahlem im Kreis Euskirchen (Amprion) und Gramme (Elia, Belgien) geplant (Netzausbau). Die finalen Netzverknüpfungspunkte sind maßgeblich von der Prüfung der Trassenrealisierbarkeit und dem Untersuchungsergebnis der laufenden Abstimmungen mit Elia abhängig. Das Projekt ist als HGÜ-Leitung geplant. Für eine HGÜ-Verbindung mit einer Übertragungskapazität von 2 GW ist der Neubau von je einer Konverterstation an beiden Endpunkten erforderlich (Netzausbau). In Abhängigkeit der Festlegung des Netzverknüpfungspunktes ist eine neue 380-kV-Anlage zu errichten oder die bestehende 380-kV-Anlage in Dahlem neu zu errichten (Netzausbau). Auf deutscher Seite ist für die Umsetzung des Abschnitts Dahlem – Bundesgrenze (Belgien) Amprion verantwortlich. Verfahrensträger sind hier deutsche Behörden. Auf belgischer Seite ist der belgische Übertragungsnetzbetreiber Elia für die Umsetzung verantwortlich. Der Grenzübergabepunkt wird im Rahmen von Prüfungen auf Trassenrealisierbarkeit zwischen Amprion und Elia abgestimmt.

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Mit dem Beschluss des deutschen Bundestages im Sommer 2011 zum Ausstieg aus der Kernenergie geht ein struktureller Wandel der elektrischen Energieversorgung einher. Das gemeinsame Hauptmerkmal von Deutschland und Belgien liegt hierbei im verstärkten Zubau von erneuerbaren Energien (inkl. Offshore-Windenergie) und im Rückbau konventioneller Kraftwerkskapazitäten. Mit der Einführung eines Kapazitätsmarktes in Belgien kommt es zu punktuellen Kraftwerkszubauten, die geeignet in die Netzstruktur zu integrieren sind.

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 (Interkonnektor). In der EU sind die

Übertragungsnetze aller Länder mit Interkonnektoren verbunden. Sie ermöglichen einerseits einen grenzüberschreitenden Stromhandel und erhöhen andererseits die Versorgungssicherheit. Die nationalen Übertragungsnetze und die verbindenden Interkonnektoren zwischen den Ländern bilden gemeinsam das europäische Verbundnetz.

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 Integration der erneuerbaren Energien sowie zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit bei.

Der volkswirtschaftliche Nutzen der Maßnahme zeigt sich in den positiven Ergebnissen der Kosten-Nutzen-Analyse, die im NEP 2035 (2021) vorgenommen wurde. 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. Zusätzlich wird durch die Maßnahme ein signifikanter Beitrag zur Versorgungsicherheit in Belgien und Deutschland geleistet.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme M488 hat sich für eine geplante Übertragungsleistung von 1 GW zuletzt im NEP 2037/2045 (2023) für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2037, B 2037, C 2037, A 2045, B 2045 und C 2045 als erforderlich erwiesen. Im Rahmen des NEP 2037/2045 (2025) wird eine Erhöhung der Übertragungsleistung auf 2 GW geprüft.

Durch die Vielzahl der bereits heute existierenden und sich in Planung befindlichen Leistungsflussgesteuerten Interkonnektoren (DE – NL, NL – BE, DE – BE) würde eine ungesteuerte Lösung zu einer Überlastung führen. Daher bietet sich für dieses Projekt eine Ausführung an, die eine Leistungsflusssteuerung ermöglicht (wie z.B. als HGÜ-Verbindung oder eine AC-PST-Kombination). Dies ermöglicht den Energiemix in beiden Ländern auszubalancieren und erleichtert somit zusätzlich die Integration von volatil einspeisenden erneuerbaren Energien.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Da die in 2020 in Betrieb genommene Verbindung zwischen Deutschland und Belgien (ALEGrO) nicht verstärkt werden kann, ist der Neubau in neuer Trasse die einzige Alternative. Ein Ausbau der

bestehenden Netzinfrastruktur erfolgt durch die Maßnahme M488.

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei relativ geringer Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternative Netzverknüpfungspunkte für dieses Projekt sind zwar grundsätzlich denkbar, jedoch in Bezug auf die höheren volkswirtschaftlichen Kosten vor dem Hintergrund netzplanerischer Aspekte und die weitere Rauminanspruchnahme wesentlich schlechter.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P313 wurde ursprünglich mit einer Übertragungsleistung von 1 GW geplant. Dieses Projekt wurde im NEP 2030 (2017), im NEP 2035 (2021) und im NEP 2037/2045 (2023) von der Bundesnetzagentur bestätigt und ist als Vorhaben Nr. 95 im Bundesbedarfsplan enthalten und wurde im NEP 2030 (2017) erstmalig identifiziert. Im Rahmen des NEP 2037/2045 (2025) wird eine Erhöhung der Übertragungsleistung auf 2 GW geprüft.

Kosten-Nutzen-Analyse

Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse auf Basis des Szenarios A 2045: TYNDP-Nr. P225 2. Interkonnektor Belgien (Erhöhung um 1 GW)

	SEW in M€	Vermiedener CO_2-Ausstoß in kt/Jahr	Integration Erneuerbare in GWh/Jahr	Vermiedene Netzverluste in GWh	Vermiedener Redispatch in GWh	Vermiedene Klimafolgekosten in M€/Jahr
Marktsimulation	69,2	-10,0	590,0			-2,6
innerdeutscher Redispatch	-42,0	-2,7	-195,0	-85,0	-403,0	-1,1
Gesamt	**27,2**	**-12,7**	**395,0**	**-85,0**	**-403,0**	**-3,7**

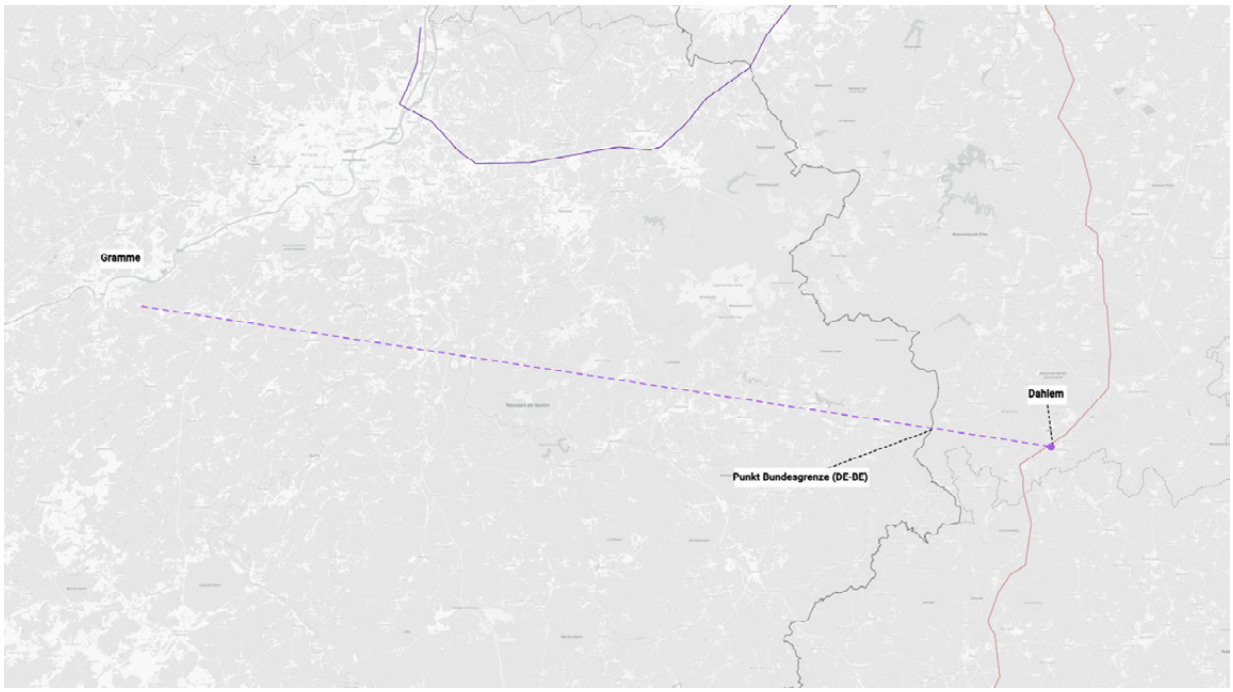
SEW: Socio-Economic Welfare. Positives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung des SEW
CO_2: Positives Vorzeichen bedeutet eine Reduktion des CO_2-Ausstoßes
Integration Erneuerbare: Positives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der EE-Intergration
Netzverluste: positives Vorzeichen bedeutet eine Reduktion der Netzverluste
Redispatch-Menge (RD-Menge): negatives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der notwendigen Redispatchmenge
Klimafolgekosten: positives Vorzeichen bedeutet eine Reduktion der Klimafolgekosten

Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse auf Basis des Szenarios B 2045: TYNDP-Nr. P225 2. Interkonnektor Belgien (Erhöhung um 1 GW)

	SEW in M€	Vermiedener CO_2-Ausstoß in kt/Jahr	Integration Erneuerbare in GWh/Jahr	Vermiedene Netzverluste in GWh	Vermiedener Redispatch in GWh	Vermiedene Klimafolgekosten in M€/Jahr
Marktsimulation	85,8	-10,0	690,0			-2,7
innerdeutscher Redispatch	-40,0	-1,7	-126,0	-459,6	-338,0	-0,7
Gesamt	**45,8**	**-11,7**	**564,0**	**-459,6**	**-338,0**	**-3,4**

SEW: Socio-Economic Welfare. Positives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung des SEW
CO_2: Positives Vorzeichen bedeutet eine Reduktion des CO_2-Ausstoßes
Integration Erneuerbare: Positives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der EE-Intergration
Netzverluste: positives Vorzeichen bedeutet eine Reduktion der Netzverluste
Redispatch-Menge (RD-Menge): negatives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der notwendigen Redispatchmenge
Klimafolgekosten: positives Vorzeichen bedeutet eine Reduktion der Klimafolgekosten

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P313
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P328
NeuConnect
Errichtung eines DC-Interkonnektors zwischen Deutschland und Großbritannien

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TenneT

Zubaunetz Onshore DC

Weitere Informationen

BBP-Nr: 70

TYNDP-Nr: 309

Projektbeschreibung

Zwischen Großbritannien und Deutschland ist von einem Drittinvestor eine direkte Gleichstromverbindung geplant. Für den landseitigen Anschluss in Deutschland ist seitens des für den Netzanschluss zuständigen Übertragungsnetzbetreibers TenneT das Umspannwerk Fedderwarden benannt worden.

Das Projekt enthält die folgende Maßnahme:

- M534: Fedderwarden – Großbritannien

Vom niederländischen Sektor kommend verläuft die Seetrasse zunächst auf einer Länge von ca. 90 km durch die deutsche AWZ der Nordsee. Nach einem Übergang zum Küstenmeer im östlichen Bereich des Grenzkorridors III erstreckt sie sich ca. 90 km durch das deutsche Küstenmeer bis zum präferierten Anlandungspunkt über die Jade bei Hooksiel und führt anschließend als Landkabel bis zur Konverterstation in der Nähe der Schaltanlage Fedderwarden.

Weitere Informationen zum Projekt sind verfügbar unter:
https://de.neuconnect-interconnektor.com

Weitere Infos zum Projekt

https://de.neuconnect-interconnector.com/

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M534 Fedderwarden - Großbritannien

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Niedersachsen

Ausführung:

Netzausbau	**200 km**
davon Neubau in neuer Trasse (mit MR)	200 km

Geplante Inbetriebnahme: 2028

Beschreibung der Maßnahme

Von Fedderwarden nach Großbritannien (Isle of Grain) ist die Errichtung einer rund 725 km langen Gleichstromverbindung mit einer Kapazität von 1,4 GW geplant (Netzausbau). Das Projekt wird ausschließlich als DC-Seekabel bzw. landseitig bis zum Netzanschlusspunkt Fedderwarden als DC-Erdkabel errichtet. Im Zuge des Projekts ist die 380-kV-Schaltanlage Fedderwarden zum Anschluss des landseitigen Konverters zu verstärken (Netzverstärkung).

Begründung des geplanten Projekts

Hintergrund des geplanten Projekts

Das Projekt ist mit der Nummer 309 in den TYNDP 2018 aufgenommen worden. In diesem Zusammenhang hat die Bundesnetzagentur im genehmigten Szenariorahmen die Aufnahme in den NEP 2030 (2019) vorgesehen.

Auf Basis der von den ÜNB im Rahmen des NEP 2030 (2019) durchgeführten Kosten-Nutzen-Analyse (CBA siehe Steckbrief im Anhang zum NEP 2030 (2019)) wurde das Projekt P328 im NEP 2030 (2019)

sowie im NEP 2035 (2021) von der Bundesnetzagentur bestätigt und im NEP 2037/2045 (2023) von der Bundesnetzagentur als Startnetz onshore ausgewiesen. Es wurde als Vorhaben Nr. 70 in den Bundesbedarfsplan aufgenommen.

Da das Projekt von einem Drittinvestor geplant wird, sind die technischen Details des Projekts den ÜNB nicht bekannt. Die Gesamtkosten werden vom Investor mit 2,8 Mrd. € angegeben. Diese Kosten wurden von den ÜNB nicht in den Gesamtkosten der Szenarien des NEP 2037/2045 (2023) berücksichtigt, da diese nicht bei den deutschen ÜNB anfallen und insofern nicht von den deutschen Netzkunden zu tragen sind.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P328
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P329
Tarchon
Errichtung eines zweiten DC-Interkonnektors zwischen Deutschland und Großbritannien

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TenneT

Zubaunetz Onshore DC

Weitere Informationen

TYNDP-Nr: 1050

Projektbeschreibung

Zwischen Großbritannien und Deutschland ist von einem Drittinvestor eine direkte Gleichstromverbindung geplant. Für den landseitigen Anschluss in Deutschland ist seitens des für den Netzanschluss zuständigen Übertragungsnetzbetreibers TenneT das Umspannwerk Niederlangen benannt worden.

Das Projekt enthält die folgende Maßnahme:

- M533: Niederlangen – Großbritannien

Weitere Infos zum Projekt

https://tarchonenergy.net/

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M533 Niederlangen - Großbritannien

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Niedersachsen

Ausführung:

Netzausbau	**200 km**
davon Neubau in neuer Trasse (mit MR)	200 km

Geplante Inbetriebnahme: 2032

Beschreibung der Maßnahme

Von Niederlangen nach Großbritannien ist die Errichtung einer rund 750 km langen Gleichstromverbindung mit einer Kapazität von 1,4 GW geplant (Netzausbau). Das Projekt wird ausschließlich als DC-Seekabel bzw. landseitig bis zum Netzanschlusspunkt Niederlangen als DC-Erdkabel errichtet.

Begründung des geplanten Projekts

Hintergrund des geplanten Projekts

Das Projekt ist mit der Nummer 1050 in den TYNDP 2022 aufgenommen worden. In diesem Zusammenhang hat die Bundesnetzagentur im genehmigten Szenariorahmen die Aufnahme in den NEP 2037/2045 (2023) vorgesehen.

Auf Basis der von den ÜNB im Rahmen des NEP 2037/2045 (2023) durchgeführten Kosten-Nutzen-Analyse (CBA) wurde das Projekt P329 im NEP 2037/2045 (2023) von der Bundesnetzagentur bestätigt.

Da das Projekt von einem Drittinvestor geplant wird, sind die technischen Details des Projekts sowie die Kosten den ÜNB nicht bekannt. Die Kosten des Projekts wurden von den ÜNB nicht in den Gesamtkosten der Szenarien des NEP 2037/2045 (2023) berücksichtigt, da diese nicht bei den deutschen ÜNB anfallen und insofern nicht von den deutschen Netzkunden zu tragen sind.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P329
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P343
Umspannwerkseinschleifungen TenneT

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TenneT

Zubaunetz **Onshore** **AC**

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität auf der Höchstspannungsebene in der TenneT-Regelzone und enthält folgende Maßnahmen:

- M991: Volleinschleifung UW Klein Ilsede
- M992: Volleinschleifung UW Algermissen
- M993: Volleinschleifung UW Marienmünster
- M994: Volleinschleifung UW Sandershausen
- M995: Volleinschleifung UW Asslar
- M996: Volleinschleifung UW Kriegenbrunn
- M1018: Volleinschleifung UW Oberhaid

Die Maßnahmen M993 und M994 stehen in Zusammenhang mit dem Projekt P212.

Die Planung der neuen Leitungsteilstücke für die Volleinschleifungen orientiert sich an den Bestandstrassen. Dabei sind Abweichungen vom aktuellen Trassenverlauf bei der nachgelagerten Planung möglich, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen, bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern oder Bündelungen mit linienförmiger Infrastruktur umzusetzen, um u. a. dem Bündelungsgebot Rechnung zu tragen.

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario / Maßnahmen	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045	C 2037	C 2045
M1018	✓	✓	✓	✓		
M991	✓	✓	✓	✓		
M992	✓	✓	✓	✓		
M993	✓	✓	✓	✓		
M994	✓	✓	✓	✓		
M995	✓	✓	✓	✓		
M996	✓	✓	✓	✓		

Maßnahmen des geplanten Projektes

7 Maßnahmen

M991 Klein Ilsede: UW-Volleinschleifung

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Niedersachsen

Ausführung:

Netzverstärkung	**2 km**
davon Ersatzneubau	2 km

Geplante Inbetriebnahme: 2035

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen dieser Maßnahme ist das bestehende, heute nur einfach eingeschliffene, 380-kV-Umspannwerk Klein Ilsede am bestehenden Standort, bzw. in unmittelbarer Nähe des bestehenden Standorts, neu zu errichten und voll in die 380-kV Doppelleitung Wahle – Mehrum/Nord einzuschleifen.

M992 Algermissen: UW-Volleinschleifung

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Niedersachsen

Ausführung:

Netzverstärkung	**2 km**
davon Ersatzneubau	2 km

Geplante Inbetriebnahme: 2035

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen dieser Maßnahme ist das bestehende, heute nur einfach eingeschliffene, 380-kV-Umspannwerk Algermissen am bestehenden Standort, bzw. in unmittelbarer Nähe des bestehenden Standorts, neu zu errichten und voll in die 380-kV-Doppelleitung Mehrum/Nord – Emmerthal (Grohnde) einzuschleifen.

M993 Marienmünster: UW-Volleinschleifung

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Nordrhein-Westfalen

Ausführung:

Netzverstärkung	**2 km**
davon Ersatzneubau	2 km

Geplante Inbetriebnahme: 2030

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen dieser Maßnahme ist das gemäß P212 zu verstärkende, heute nur im Stich angebundene, 380-kV-Umspannwerk Vörden als UW Marienmünster neu zu errichten und voll in die 380-kV Doppelleitung Emmerthal – Würgassen einzuschleifen.

M994 Sandershausen: UW-Volleinschleifung

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Niedersachsen

Ausführung:

Netzverstärkung	**2 km**

davon Ersatzneubau	2 km

Geplante Inbetriebnahme: 2030

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen dieser Maßnahme ist das gemäß P212 zu verstärkende, heute nur im Stich angebundene, 380-kV-Umspannwerk Sandershausen/Ost als UW Sandershausen neu zu errichten und voll in die 380-kV Doppelleitungen Würgassen – Bergshausen und Hardegsen– Mecklar einzuschleifen.

M995 Asslar: UW-Volleinschleifung

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Hessen

Ausführung:

Netzverstärkung	**2 km**
davon Ersatzneubau	2 km

Geplante Inbetriebnahme: 2033

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen dieser Maßnahme ist das bestehende, heute nur einfach eingeschliffene, 380-kV-Umspannwerk Asslar zu erweitern und voll in die bestehenden 380-kV-Stromkreise zwischen Gießen/Nord und Dauersberg einzuschleifen sowie die bestehenden nach Dillenburg verlaufenden 380-kV-Stromkreise anzuschließen. Aktuell ist noch in Prüfung, ob die Bestandsanlage Asslar geeignet erweiterbar oder am bestehenden Standort neu zu errichten ist.

M996 Kriegenbrunn: UW-Volleinschleifung

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Bayern

Ausführung:

Netzverstärkung	**3 km**
davon Parallelneubau	3 km

Geplante Inbetriebnahme: 2030

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen dieser Maßnahme ist das bestehende, heute nur einfach eingeschliffene, 380-kV-Umspannwerk Kriegenbrunn zu erweitern und voll in die 380-kV Doppelleitung Würgau – Raitersaich/West einzuschleifen.

M1018 Oberhaid: UW-Volleinschleifung

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Bayern

Ausführung:

Netzverstärkung	**3 km**
davon Parallelneubau	3 km
Geplante Inbetriebnahme:	2030

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen dieser Maßnahme ist das bestehende, heute nur einfach eingeschliffene, 380-kV-Umspannwerk Oberhaid zu erweitern und voll in die 380-kV Doppelleitung Redwitz – Grafenrheinfeld einzuschleifen.

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Die Volleinschleifungen der Umspannwerke dienen der Symmetrierung der Lastflüsse, wodurch in der TenneT-Regelzone und den darin liegenden Transitkorridoren eine vergleichmäßigtere Ausnutzung, verbunden mit der Erhöhung der Übertragungskapazität, bewirkt wird. Darüber hinaus besteht die Notwendigkeit der Umspannwerksvolleinschleifung infolge der steigenden Umspannkapazitäten (zusätzliche 380-/110-kV-Transformatoren) in jenen Umspannwerken, um sowohl die (n-1)-sichere Anbindung dieser garantieren zu können, als auch die betriebliche (n-1)-Sicherheit während Umbauarbeiten im Übertragungsnetz zu gewährleisten.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahmen M1018, M991, M992, M993, M994, M995 und M996 haben sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2037, A 2045, B 2037 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Weitere alternative Einzelmaßnahmen wurden nicht untersucht, da es sich um bereits existierende Leitungen handelt. Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Verstärkung der bestehenden Infrastruktur in Betracht gezogen.

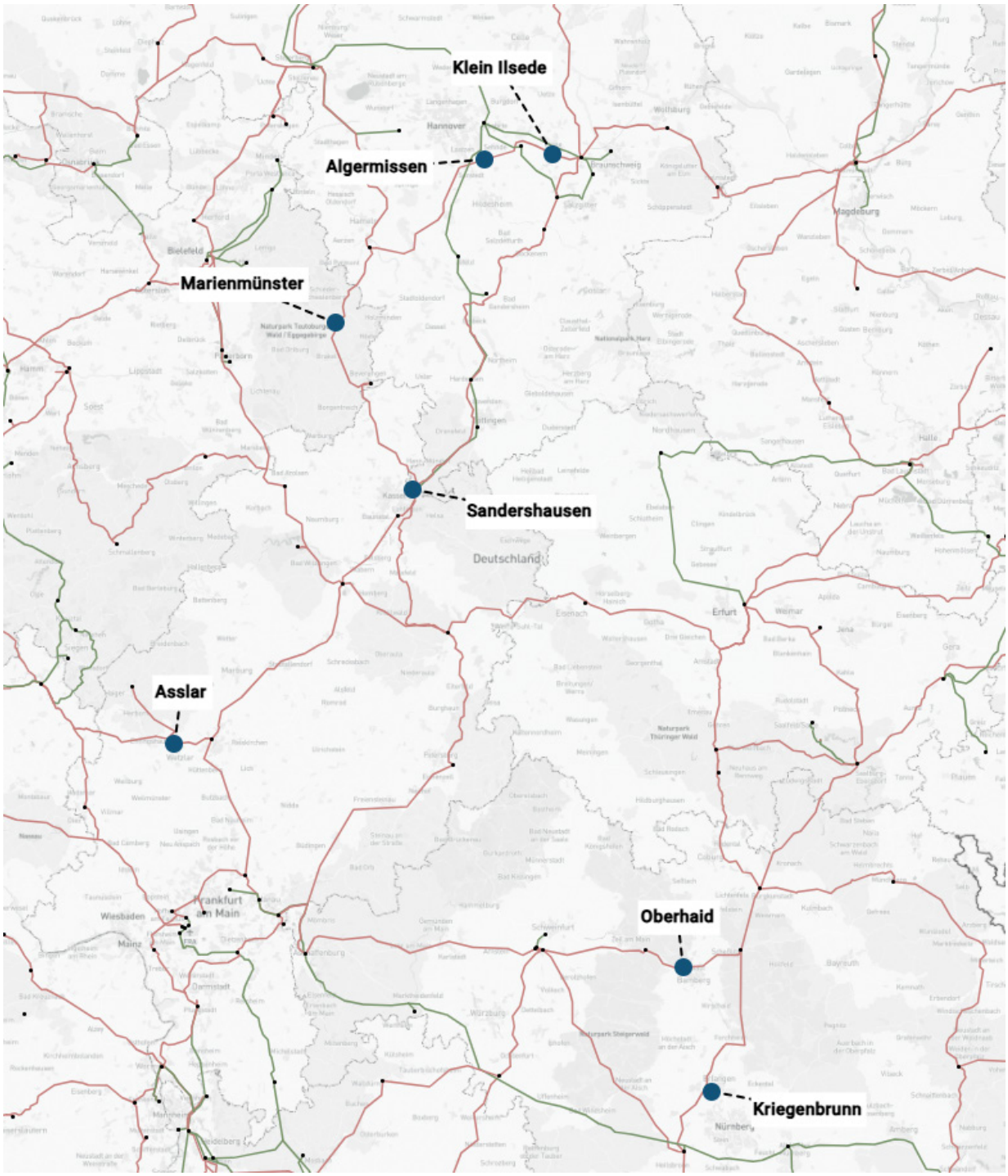
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P343 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmals 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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierte On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P343
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P353
Querregeltransformatoren (PST) und Umspannwerk am Abzweig Waldeck

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TenneT

Zubaunetz Onshore AC

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Steuerung der Leistungsflüsse innerhalb Hessens über die Leitung Twistetal – Borken und enthält folgende Maßnahme:

- M532: Querregeltransformatoren (PST) Abzweig Waldeck

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario / Maßnahmen	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045	C 2037	C 2045
M532	✓	✓	✓	✓		

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M532 Abzweig Waldeck: Querregeltransformator (4x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Hessen

Geplante Inbetriebnahme: 2028

Beschreibung der Maßnahme

Zur Vermeidung von Redispatch- und Einspeisemanagement-Maßnahmen sowie zur Optimierung der Leistungsflüsse in Hessen ist die Steuerung des Leistungsflusses durch Querregeltransformatoren erforderlich. Hierzu werden in der mit drei 380/110-kV-Transformatoren neu zu errichtenden 380-kV-Schaltanlage am Abzweig nach Waldeck (Suchraum Stadt Waldeck, Gemeinde Edertal) vier PST errichtet (Netzoptimierung).

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Region ist geprägt durch hohe Leistungsflüsse zur Abführung von Strom aus erneuerbaren Energien nach Süddeutschland.

Netzplanerische Begründung

Ad-hoc-Maßnahmen sind notwendig, um bis zur vollständigen Umsetzung der Maßnahmen aus dem NEP Engpässe im Netz zu reduzieren und damit Redispatch-Aufwand sowie Einspeisemanagement-Maßnahmen zu verringern. Die Wirksamkeit von Ad-hoc-Maßnahmen fokussiert zunächst auf das Zeitfenster zwischen der Fertigstellung der betrachteten Maßnahme und der vollständigen Umsetzung der entsprechenden, für das Zieljahr als erforderlich und wirksam nachgewiesenen Maßnahmen aus dem NEP.

Darüber hinaus dienen die Phasenschiebertransformatoren auch in den Zielnetzen für 2037 und 2045 der Steuerung und Optimierung der Leistungsflüsse im AC-Höchstspannungsnetz. Dadurch reduzieren sie mittel- und langfristig den ansonsten erforderlichen Bedarf an Netzverstärkungs- oder -ausbaumaßnahmen.

Die bestehende Leitung ist ein wesentlicher Ost–West und Nord–Süd-Transportkanal. Bei Ausfall eines Stromkreises ist der parallele Stromkreis unzulässig hoch belastet.

Der Raum zwischen Twistetal und Borken ist besonders geeignet für leistungsflusssteuernde Maßnahmen, da von dort gleich mehrere Hauptachsen (Nord – Süd, West – Ost) in Hessen effizient gesteuert werden können. Die Steuerung erfolgt direkt in den beiden Stromkreisen auf der Achse Twistetal – Borken. Indirekt können dadurch die angrenzenden Achsen Borken – Gießen/Nord und Borken – Mecklar beeinflusst werden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahme M532 hat sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2037, A 2045, B 2037 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt.

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA Grundsatz berücksichtigt. Eine Optimierung der bestehenden Infrastruktur konnte mit der Maßnahme M532 durchgeführt werden.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Die Maßnahme wurde unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung in das umgebende Transportnetz entwickelt. Dabei hat sich die hier beschriebene Maßnahme als notwendig und gleichzeitig wirksam bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen.

Sinnvolle Alternativen stehen nicht zur Verfügung, da sämtliche Leitungen in der Region bereits als Vorhaben im Bundesbedarfsplan enthalten sind und entsprechend ertüchtigt werden. Dies gilt insbesondere für das im NEP 2030 (2019) als Alternative aufgeführte Projekt P133 Borken – Gießen/Nord (BBP-Vorhaben Nr. 65).

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P353 wurde im NEP 2030 (2019) erstmals als Ad-hoc-Maßnahme identifiziert und im NEP 2030 (2019), im NEP 2035 (2021) sowie im NEP 2037/2045 (2023) von der Bundesnetzagentur 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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierte On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P353
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P359
Netzverstärkung: Stendal/West - Wolmirstedt

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

50hertz | Elia Group

Zubaunetz **Onshore** **AC**

Weitere Informationen

BBP-Nr: 60

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Sachsen-Anhalt und enthält folgende Maßnahme:

- M571: Stendal/West - Wolmirstedt

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario / Maßnahmen	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045	C 2037	C 2045
M571	✓	✓	✓	✓		

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M571 Stendal/West - Wolmirstedt

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Sachsen-Anhalt

Ausführung:

Netzverstärkung	**37 km**
davon Ersatzneubau	37 km

Geplante Inbetriebnahme: 2035

Beschreibung der Maßnahme

Zur Umsetzung der gegenständlichen Maßnahme wird die bestehende 380-kV-Leitung zwischen Stendal/West und Wolmirstedt durch eine neue 380-kV-Leitung (4.000 A) ersetzt (Ersatzneubau). Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung orientiert sich die Planung an der Bestandstrasse. Die beiden bestehenden 380-kV-UWs Stendal/West und Wolmirstedt sind zu verstärken.

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Aufgrund der vorherrschenden Hauptleistungsflussrichtung von Nord nach Süd sind die betreffenden 380-kV-Leitungen in der Region bei entsprechenden Erzeugungs- und Lastsituationen bereits heute hoch belastet. Durch die gemäß Szenariorahmen zu erwartenden Einspeisungen aus Onshore- und Offshore-Windenergie in Mecklenburg-Vorpommern sowie die Onshore-Einspeisungen in Sachsen-Anhalt werden die Leitungen im nördlichen Sachsen-Anhalt perspektivisch noch stärker belastet. Die Übertragungskapazität der 380-kV-Leitung Stendal/West - Wolmirstedt sind für die zu erwartenden Übertragungsaufgaben nicht ausreichend.

Netzplanerische Begründung

Die bestehende oben genannte 380-kV-Leitung Stendal/West - Wolmirstedt besitzt für die zu erwartenden Übertragungsaufgaben eine zu geringe Übertragungskapazität. Ohne die gegenständliche 380-kV-Netzverstärkung (M571) wird der 380-kV-Leitungsabschnitt Stendal/West - Wolmirstedt bei Ausfall eines 380-kV-Stromkreises dieser Leitung unzulässig hoch belastet. Das netztechnische Ziel der Maßnahme M571 besteht darin, durch Ersatzneubau die Transportkapazität auf der 380-kV-Leitung Stendal/West - Wolmirstedt zu erhöhen und einen Beitrag zur notwendigen Erhöhung der horizontalen Übertragungskapazität im nördlichen Sachsen-Anhalt zu leisten.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahme M571 hat sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2037, A 2045, B 2037 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen - sofern technisch möglich - generell berücksichtigt.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Zu der Maßnahme M571 sind keine anderen Netzoptimierungen oder -verstärkungen zur Beherrschung der erwarteten Leistungsfluss- und Netzsituationen in dieser Netzregion möglich.

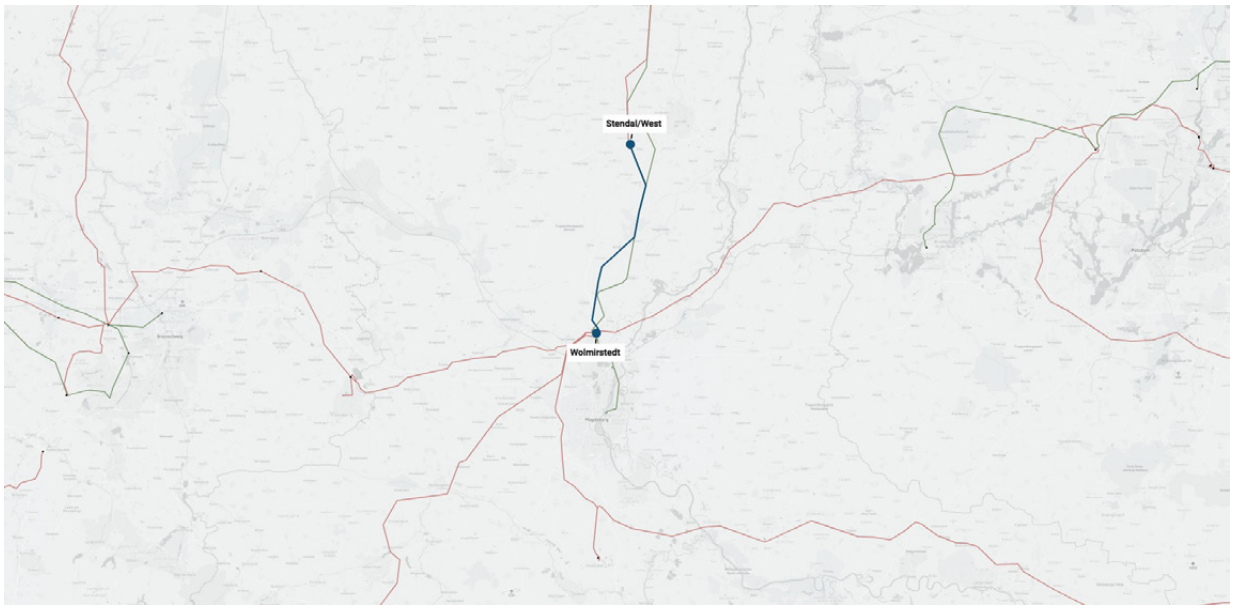
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P359 wurde im NEP 2030 (2019) erstmals ausgewiesen und die Maßnahme M571 im NEP 2030 (2019), im NEP 2035 (2021) sowie im NEP 2037/2045 (2023) von der Bundesnetzagentur bestätigt. Es ist als Teil des Vorhabens Nr. 60 im Bundesbedarfsplan 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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierte On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P359
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P360
Netzverstärkung und -ausbau: Blindleistungskompensationsanlagen Regelzone 50Hertz

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

50hertz | Elia Group

Zubaunetz **Onshore** **AC**

Projektbeschreibung

Dieses Projekt weist die in den Analysen des NEP 2037/2045 (2025) berücksichtigten Bedarfe an Maßnahmen zur Blindleistungskompensation aus, die bereits aus dem NEP 2037/2045 (2023) bekannt sind und über die im Projekt 50HzT-P360 verbindlich festgelegten Maßnahmen hinausgehen.

Seit Beginn der Stabilitätsuntersuchungen in den Netzentwicklungsplänen wurde ein kontinuierlich wachsender Bedarf an Blindleistung festgestellt. Bereits im NEP 2030 (2019) wurde der Bedarf zur Bereitstellung von Blindleistung zur Spannungshaltung an zahlreichen 50Hertz-Standorten erstmals systematisch im Rahmen des Netzentwicklungsplans ausgewiesen. Im NEP 2035 (2021) wurden Spannungshaltung und Spannungsstabilität erneut für den Zeithorizont bis 2035 untersucht. Dabei bestätigten sich die signifikant steigenden Blindleistungskompensationsbedarfe, die bei weitem nicht mehr durch die vorhandenen, direkt oder in nachgelagerten Netzebenen angeschlossenen Erzeugungsanlagen gedeckt werden können.

Die Stabilitätsanalysen im NEP 2037/2045 (2023) (inkl. des Begleitdokument Systemstabilität) zeigen, dass über die Spannungshaltung hinaus auch die Frequenzstabilität dauerhaft gesichert werden muss. Besonders im Fall einer Netzauftrennung gewinnt die Bereitstellung von Momentanreserve an Bedeutung. Um Synergien zu nutzen, sollen Blindleistungskompensationsanlagen entsprechend erweitert werden, sodass sie mehrere Systemdienstleistungen – insbesondere Blindleistung und Momentanreserve – gleichzeitig bereitstellen können. Aus den Analysen des NEP 2037/2045 (2023) sind bereits folgende Maßnahmen bekannt, die über die im Projekt 50HzT-P360 verbindlich festgelegten Maßnahmen hinausgehen:

- M595 b2), i) bis q) und t) bis v): Blindleistungskompensationsanlagen an weiteren Standorten der 50Hertz-Regelzone: Das netztechnische Ziel der Maßnahmen ist es, in den folgenden Umspannwerken stufenlos regelbare Blindleistung mit der regelungstechnischen Option zur Integration von statischen Kompensationsanlagen für die Spannungshaltung in der jeweiligen Netzregion bereit zu stellen. Hierfür sind zudem Anpassungen der 380-kV-Anlagen der Standorte notwendig (ausgenommen sind Neubau-UW). Die Kurzzeitspeicheranlagen werden technisch möglichst eng an den bzgl. der Frequenzstabilität ermittelten minimalen Anforderungen spezifiziert. Dies erfordert einen hohen Wirkleistungsbeitrag (≤ 300 MW) und einen Energiespeicher von ca. 4 MWs pro MW.
  - b2) Röhrsdorf (Hybrid-Anlage): 1 x MSCDN 300 Mvar (M595b2) zugehörig zu 1 x STATCOM ±300 Mvar (M595b1)
  - i) Streumen: 2 x STATCOM je ±300 Mvar inkl. Kurzzeitspeicheranlage
  - j) (Neubau-UW) Iven/West: 1 x STATCOM ±300 Mvar inkl. Kurzzeitspeicheranlage
  - k) (Neubau-UW) Suchraum Gemeinde Osterburg: 1 x STATCOM ±300 Mvar inkl. Kurzzeitspeicheranlage
  - l) Eula (Hybrid-Anlage): 1 x STATCOM ±300 Mvar inkl. Kurzzeitspeicheranlage (M595l1) mit 1 x Kompensationsspule 176 Mvar (M595l2)
  - m) (Neubau-UW) Suchraum Gemeinde Ebenheim: 1 x STATCOM ±300 Mvar inkl. Kurzzeitspeicheranlage (M595m1) mit 1 x Kompensationsspule 176 Mvar (M595m2)
  - n) (Neubau-UW) Suchraum Gemeinden Schwanebeck/Huy: 1 x STATCOM ±300 Mvar inkl. Kurzzeitspeicheranlage
  - o) Reuter (Hybrid-Anlage): 1 x rotierender Phasenschieber ±300 Mvar (M595o1) (baulich der 380-kV-Kompensationsspule nachgeführt)
  - p) (Neubau-UW) Suchraum Ebeleben: 1 x STATCOM ±300 Mvar inkl. Kurzzeitspeicheranlage
  - q) Preilack (Hybrid-Anlage): 1 x STATCOM ±300 Mvar inkl. Kurzzeitspeicheranlage (M595q1) mit 1 x Kompensationsspule 176 Mvar (M595q2)
  - t) Vieselbach (Hybrid-Anlage): 1 x STATCOM ±300 Mvar inkl. Kurzzeitspeicheranlage
  - u) (Neubau-UW) Suchraum Gemeinden Tegau/Göschitz/Städte Zeulenroda-Triebes/Auma-Weidetal: 1 x STATCOM ±300 Mvar inkl. Kurzzeitspeicheranlage
  - v) (Neubau-UW) Suchraum Schalkau: 1 x STATCOM ±300 Mvar inkl. Kurzzeitspeicheranlage

- M685 c), g), m), n), p), q), s), t) und y) bis aa): 380-kV-Blindleistungskompensationsspulen an Standorten der 50Hertz-Regelzone: Das netztechnische Ziel der Maßnahmen ist es, in den 380-kV-Anlagen Kompensationsspulen als statische, spannungssenkende Betriebsmittel für die Spannungshaltung in der Netzregion einzusetzen.
  - c) Altdöbern: 1 x 380-kV-Kompensationsspule (1 x 176 Mvar)
  - g) Beetzsee/Nord: 1 x 380-kV-Kompensationsspule (1 x 176 Mvar)
  - m) Remptendorf: 1 x 380-kV-Kompensationsspule (1 x 176 Mvar)
  - m2) Weida: 1 x 380-kV-Kompensationsspule (1 x 176 Mvar)

- n) (Neubau-UW) Suchraum Stadt Barby/Stadt Zerbst/Anhalt (Hybrid-Anlage): 1 x 380-kV-Kompensationsspule (1 x 176 Mvar)
- p) (Neubau-UW) Suchraum Seefeld/Werneuchen: 1 x 380-kV-Kompensationsspule (1 x 176 Mvar) (vorher M876)
- q) (Neubau-UW) Suchraum Delitzsch: 1 x 380-kV-Kompensationsspule (1 x 176 Mvar)
- s) (Neubau-UW) Suchraum Gemeinden Heideland/Walpernhain/Droyssig/Osterfeld: 1 x 380-kV-Kompensationsspule (1 x 176 Mvar)
- t) Graustein: 1 x 380-kV-Kompensationsspule (1 x 176 Mvar)
- y) (Neubau-UW) Suchraum Schönwalde/Glien: 1 x 380-kV-Kompensationsspule (1 x 176 Mvar)
- z) (Neubau-UW) Lichterfelde: 2 x 380-kV-Kompensationsspule (1 x 176 Mvar) (vorher M152)
- aa) (Neubau-UW) Suchraum Mitte/Reinickendorf: 2 x 380-kV-Kompensationsspule (1 x 176 Mvar) (vorher M151)

- M686: 30-kV-Blindleistungskompensationsspulen an Standorten der 50Hertz-Regelzone: Das netztechnische Ziel der Maßnahmen ist es, Kompensationsspulen als statische, spannungssenkende Betriebsmittel an der 30-kV-Tertiärseite der HöS-Transformatoren für die Spannungshaltung in der Netzregion einzusetzen.
  - Kompensationsspulen – D81 (Mecklenburg-Vorpommern) – 765 Mvar
    - 2 x 30-kV-Kompensationsspule mit 40 Mvar (bei 33 kV) in (Neubau-UW) Suchraum Sabel
    - 2 x 30-kV-Kompensationsspule mit 75 Mvar (bei 33 kV) in (Neubau-UW) Suchraum Grabowhöfe
    - 2 x 30-kV-Kompensationsspule mit 40 Mvar (bei 33 kV) in (Neubau-UW) Suchraum Herzberg
    - 2 x 30-kV-Kompensationsspule mit 75 Mvar (bei 33 kV) in (Neubau-UW) Suchraum Friedland
    - 1 x 30-kV-Kompensationsspule mit 40 Mvar (bei 33 kV) in (Neubau-UW) Suchraum Gallin
    - 1 x 30-kV-Kompensationsspule mit 75 Mvar (bei 33 kV) in Lubmin
    - 1 x 30-kV-Kompensationsspule mit 40 Mvar (bei 33 kV) in (Neubau-UW) Suchraum Wessin
    - 2 x 30-kV-Kompensationsspule mit 75 Mvar (bei 33 kV) in (Neubau-UW) Suchraum Karstädt/Ludwigslust/Göhlen/Picher
  - Kompensationsspulen – D83 (Brandenburg) – 640 Mvar
    - 2 x 30-kV-Kompensationsspule mit 75 Mvar (bei 33 kV) in Preilack
    - 1 x 30-kV-Kompensationsspule mit 75 Mvar (bei 33 kV) in Eisenhüttenstadt

    - 1 x 30-kV-Kompensationsspule mit 40 Mvar (bei 33 kV) in (Neubau-UW) Suchraum Velten/Kanal
    - 2 x 30-kV-Kompensationsspule mit 75 Mvar (bei 33 kV) in (Neubau-UW) Suchraum Seefeld/Werneuchen
    - 2 x 30-kV-Kompensationsspule mit 75 Mvar (bei 33 kV) in (Neubau-UW) Suchraum Köselitz Nord (Coswig)
    - 1 x 30-kV-Kompensationsspule mit 75 Mvar (bei 33 kV) in (Neubau-UW) Suchraum Beetzsee/Nord
- Kompensationsspulen – D84 (Berlin) – 520 Mvar
    - 1 x 30-kV-Kompensationsspule mit 40 Mvar (bei 33 kV) in Berlin/Südost
    - 4 x 30-kV-Kompensationsspule mit 40 Mvar (bei 33 kV) in Wuhlheide
    - 2 x 30-kV-Kompensationsspule mit 40 Mvar (bei 33 kV) in (Neubau-UW) Suchraum Schönwalde/Glien
    - 2 x 30-kV-Kompensationsspule mit 40 Mvar (bei 33 kV) in (Neubau-UW) Lichterfelde
    - 4 x 30-kV-Kompensationsspule mit 40 Mvar (bei 33 kV) in (Neubau-UW) Suchraum Mitte/Reinickendorf
- Kompensationsspulen – D85 (Sachsen-Anhalt) – 490 Mvar
    - 1 x 30-kV-Kompensationsspule mit 40 Mvar (bei 33 kV) in (Neubau-UW) Eulenberg
    - 2 x 30-kV-Kompensationsspule mit 75 Mvar (bei 33 kV) in (Neubau-UW) Suchraum Gemeinde Osterburg
    - 2 x 30-kV-Kompensationsspule mit 75 Mvar (bei 33 kV) in (Neubau-UW) Suchraum Gemeinde Schwanebeck/Huy
    - 2 x 30-kV-Kompensationsspule mit 75 Mvar (bei 33 kV) in (Neubau-UW) Suchraum Stadt Barby/Stadt Zerbst/Anhalt
- Kompensationsspulen – D86 (Sachsen) – 340 Mvar
    - 2 × 30-kV-Kompensationsspule mit 75 Mvar (bei 33 kV) in Streumen
    - 2 × 30-kV-Kompensationsspule mit 75 Mvar (bei 33 kV) in (Neubau-UW) Suchraum Delitzsch
    - 1 × 30-kV-Kompensationsspule mit 40 Mvar (bei 33 kV) in (Neubau-UW) Suchraum Gemeinde Großenhain
- Kompensationsspulen – D87 (Thüringen) – 390 Mvar
    - 2 × 30-kV-Kompensationsspule mit 75 Mvar (bei 33 kV) in (Neubau-UW) Suchraum Gemeinden Heideland/Walpernhain/Droyssig/Osterfeld
    - 2 × 30-kV-Kompensationsspule mit 40 Mvar (bei 33 kV) in Altenfeld
    - 2 × 30-kV-Kompensationsspule mit 40 Mvar (bei 33 kV) in (Neubau-UW) Suchraum Gemeinde Ebenheim
    - 2 × 30-kV-Kompensationsspule mit 40 Mvar (bei 33 kV) in Großschwabhausen

- M752: Erweiterung der Blindleistungskompensationsanlage UW Altenfeld: Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist es, durch die Erweiterung des bestehenden 1. MSCDN und die Errichtung eines 2. MSCDN die erforderliche Blindleistung für die Spannungshaltung im Raum Thüringen bereitzustellen.
  - Erweiterung des 1. MSCDN von 200 auf 300 Mvar
  - Errichtung eines 2. MSCDN mit 300 Mvar

- M12: Blindleistungskompensationsanlagen im Suchraum Eulenberg: Das netztechnische Ziel der Maßnahmen ist es, stufenlos regelbare Blindleistung mit der regelungstechnischen Option zur Integration von statischen Kompensationsanlagen für die Spannungshaltung bereit zu stellen.
  - M12a) 1 x STATCOM ±300 Mvar inkl. Kurzzeitspeicheranlage
  - M12b) 1 x 380-kV-Kompensationsspule 176 Mvar

- M7 a) bis p): MSCDN an Standorten der 50Hertz-Regelzone: Das netztechnische Ziel der Maßnahmen ist es, in den 380-kV-Anlagen MSCDN als statische, spannungshebende Betriebsmittel für die Spannungshaltung in der Netzregion einzusetzen.
  - a) (Neubau-UW) Suchraum Hamburg/Nordost: 1 x MSCDN (1 x 300 Mvar)
  - b) (Neubau-UW) Suchraum Hamburg/Nord: 1 x MSCDN (1 x 300 Mvar)
  - c) Wustermark: 1 x MSCDN (1 x 300 Mvar)
  - d) (Neubau-UW) Suchraum Gemeinden Schwanebeck/Huy: 1 x MSCDN (1 x 300 Mvar)
  - e) (Neubau-UW) Leuna: 1 x MSCDN (1 x 300 Mvar)
  - f) (Neubau-UW) Suchraum Grabowhöfe: 1 x MSCDN (1 x 300 Mvar)
  - g) Parchim/Süd: 1 x MSCDN (1 x 300 Mvar)
  - h) (Neubau-UW) Suchraum Friedland: 1 x MSCDN (1 x 300 Mvar)
  - i) (Neubau-UW) Suchraum Grabowhöfe: 1 x MSCDN (1 x 300 Mvar)
  - j) (Neubau-UW) Suchraum Seefeld/Werneuchen: 1 x MSCDN (1 x 300 Mvar))
  - k1) (Neubau-UW) Suchraum Stadt Barby/Stadt Zerbst/Anhalt: 1 x MSCDN (1 x 300 Mvar)
  - k2) (Neubau-UW) Suchraum Stadt Barby/Stadt Zerbst/Anhalt: 1 x MSCDN (1 x 300 Mvar)
  - l) (Neubau-UW) Suchraum Einheitsgemeinde Stadt Jerichow: 1 x MSCDN (1 x 300 Mvar)
  - m1) (Neubau-UW) Suchraum Ebeleben: 1 x MSCDN (1 x 300 Mvar)
  - m2) (Neubau-UW) Suchraum Ebeleben: 1 x MSCDN (1 x 300 Mvar)
  - n) (Neubau-UW) Suchraum Gemeinde Osterburg: 2 x MSCDN (2 x 300 Mvar)
  - o) Weida: 1 x MSCDN (1 x 300 Mvar)
  - p) (Neubau-UW) Suchraum Ebenheim: 1 x MSCDN (1 x 300 Mvar) (vorher M123)

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario / Maßnahmen	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045	C 2037	C 2045
M12a	✓	✓	✓	✓		
M12b	✓	✓	✓	✓		
M595b2	✓	✓	✓	✓		
M595i	✓	✓	✓	✓		
M595j	✓	✓	✓	✓		
M595k	✓	✓	✓	✓		
M595l1	✓	✓	✓	✓		
M595l2	✓	✓	✓	✓		
M595m1	✓	✓	✓	✓		
M595m2	✓	✓	✓	✓		
M595n	✓	✓	✓	✓		
M595o1	✓	✓	✓	✓		
M595p	✓	✓	✓	✓		
M595q1	✓	✓	✓	✓		
M595q2	✓	✓	✓	✓		
M595t	✓	✓	✓	✓		
M595u	✓	✓	✓	✓		
M595v	✓	✓	✓	✓		
M685aa	✓	✓	✓	✓		
M685c	✓	✓	✓	✓		
M685g	✓	✓	✓	✓		
M685m	✓	✓	✓	✓		
M685m2	✓	✓	✓	✓		
M685n	✓	✓	✓	✓		
M685p	✓	✓	✓	✓		
M685q	✓	✓	✓	✓		
M685s	✓	✓	✓	✓		

Szenario	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045	C 2037	C 2045
Maßnahmen						
M685t	✓	✓	✓	✓		
M685y	✓	✓	✓	✓		
M685z	✓	✓	✓	✓		
M686	✓	✓	✓	✓		
M752	✓	✓	✓	✓		
M7a	✓	✓	✓	✓		
M7b	✓	✓	✓	✓		
M7c	✓	✓	✓	✓		
M7d	✓	✓	✓	✓		
M7e	✓	✓	✓	✓		
M7f	✓	✓	✓	✓		
M7g	✓	✓	✓	✓		
M7h	✓	✓	✓	✓		
M7i	✓	✓	✓	✓		
M7j	✓	✓	✓	✓		
M7k1	✓	✓	✓	✓		
M7k2	✓	✓	✓	✓		
M7l		✓		✓		
M7m1	✓	✓	✓	✓		
M7m2	✓	✓	✓	✓		
M7n	✓	✓	✓	✓		
M7o	✓	✓	✓	✓		
M7p	✓	✓	✓	✓		

Maßnahmen des geplanten Projektes

50 Maßnahmen

M12a Suchraum Eulenberg: STATCOM (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Sachsen-Anhalt

Geplante Inbetriebnahme: 2032

M12b Suchraum Eulenberg: 380-kV-Kompensationsspule (1x 176 Mvar)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Sachsen-Anhalt

Geplante Inbetriebnahme: 2037

M595b2 Röhrsdorf: MSCDN (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Sachsen

Geplante Inbetriebnahme: 2030

M595i Streumen: STATCOM (2x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Sachsen

Geplante Inbetriebnahme: 2032

M595j Iven/West: STATCOM (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Mecklenburg-Vorpommern

Geplante Inbetriebnahme: 2032

M595k Suchraum Gemeinde Osterburg: STATCOM (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Sachsen-Anhalt

Geplante Inbetriebnahme: 2035

M595l1 Eula: STATCOM (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Sachsen

Geplante Inbetriebnahme: 2035

M595l2 Eula: 380-kV-Kompensationsspule (1x 176 Mvar)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Sachsen

Geplante Inbetriebnahme: 2035

M595m1 Suchraum Gemeinde Ebenheim: STATCOM (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Thüringen

Geplante Inbetriebnahme: 2030

M595m2 Suchraum Gemeinde Ebenheim: 380-kV-Kompensationsspule (1x 176 Mvar)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Thüringen

Geplante Inbetriebnahme: 2030

M595n Suchraum Gemeinden Schwanebeck/Huy: STATCOM (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Sachsen-Anhalt

Geplante Inbetriebnahme: 2035

M595o1 Reuter: Rotierender Phasenschieber (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Berlin

Geplante Inbetriebnahme: 2035

M595p Suchraum Stadt Ebeleben/Gemeinden Rockstedt/Bellstedt/Abstbessingen/Stadt Großenehrich: STATCOM (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Thüringen

Geplante Inbetriebnahme: 2035

M595q1 Preilack: STATCOM (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Brandenburg

Geplante Inbetriebnahme: 2035

M595q2 Preilack: 380-kV-Kompensationsspule (1x 176 Mvar)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Brandenburg

Geplante Inbetriebnahme: 2035

M595t Vieselbach: STATCOM (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Thüringen

Geplante Inbetriebnahme: 2032

M685c Altdöbern: 380-kV-Kompensationsspule (1x 176 Mvar)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Brandenburg

Geplante Inbetriebnahme: 2030

M685g Beetzsee/Nord: 380-kV-Kompensationsspule (1x 176 Mvar)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Brandenburg

Geplante Inbetriebnahme: 2031

M685m Remptendorf: 380-kV-Kompensationssuple (1x 176 Mvar)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Thüringen

Geplante Inbetriebnahme: 2030

M685m2 Weida: 380-kV-Kompensationsspule (1x 176 Mvar)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Thüringen

Geplante Inbetriebnahme: 2030

M685n Suchraum Stadt Zerbst/Anhalt: 380-kV-Kompensationsspule (1x 176 Mvar)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Thüringen

Geplante Inbetriebnahme: 2037

M685q Suchraum Stadt Delitzsch: 380-kV-Kompensationsspule (1x 176 Mvar)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Sachsen-Anhalt

Geplante Inbetriebnahme: 2037

M685s Suchraum Gemeinden Heideland/Walpernhain/Droyssig/Osterfeld: 380-kV-Kompensationsspule (2.) (1x 176 Mvar)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Sachsen

Geplante Inbetriebnahme: 2037

M685t Graustein: 380-kV-Kompensationsspule (1x 176 Mvar)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Sachsen

Geplante Inbetriebnahme: 2037

M686 50Hertz-Regelzone: 30-kV-Kompensationsspulen

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Berlin Brandenburg Mecklenburg-Vorpommern Sachsen Sachsen-Anhalt Thüringen

Geplante Inbetriebnahme: 2025 - 2037

Beschreibung der Maßnahme

Kompensationsspulen – D81 (Mecklenburg-Vorpommern) – 765 Mvar

2 x 30-kV-Kompensationsspule mit 40 Mvar (bei 33 kV) in (Neubau-UW) Suchraum Sabel

2 x 30-kV-Kompensationsspule mit 75 Mvar (bei 33 kV) in (Neubau-UW) Suchraum Grabowhöfe

2 x 30-kV-Kompensationsspule mit 40 Mvar (bei 33 kV) in (Neubau-UW) Suchraum Herzberg

2 x 30-kV-Kompensationsspule mit 75 Mvar (bei 33 kV) in (Neubau-UW) Suchraum Friedland

1 x 30-kV-Kompensationsspule mit 40 Mvar (bei 33 kV) in (Neubau-UW) Suchraum Gallin

1 x 30-kV-Kompensationsspule mit 75 Mvar (bei 33 kV) in Lubmin

1 x 30-kV-Kompensationsspule mit 40 Mvar (bei 33 kV) in (Neubau-UW) Suchraum Wessin

2 x 30-kV-Kompensationsspule mit 75 Mvar (bei 33 kV) in (Neubau-UW) Suchraum Karstädt/Ludwigslust/Göhlen/Picher

Kompensationsspulen – D83 (Brandenburg) – 640 Mvar

2 x 30-kV-Kompensationsspule mit 75 Mvar (bei 33 kV) in Preilack

1 x 30-kV-Kompensationsspule mit 75 Mvar (bei 33 kV) in Eisenhüttenstadt

1 x 30-kV-Kompensationsspule mit 40 Mvar (bei 33 kV) in (Neubau-UW) Suchraum Velten/Kanal

2 x 30-kV-Kompensationsspule mit 75 Mvar (bei 33 kV) in (Neubau-UW) Suchraum Seefeld/Werneuchen

2 x 30-kV-Kompensationsspule mit 75 Mvar (bei 33 kV) in (Neubau-UW) Suchraum Köselitz Nord (Coswig)

1 x 30-kV-Kompensationsspule mit 75 Mvar (bei 33 kV) in (Neubau-UW) Suchraum Beetzsee/Nord

Kompensationsspulen – D84 (Berlin) – 520 Mvar

1 x 30-kV-Kompensationsspule mit 40 Mvar (bei 33 kV) in Berlin/Südost

4 x 30-kV-Kompensationsspule mit 40 Mvar (bei 33 kV) in Wuhlheide

2 x 30-kV-Kompensationsspule mit 40 Mvar (bei 33 kV) in (Neubau-UW) Suchraum Schönwalde/Glien

2 x 30-kV-Kompensationsspule mit 40 Mvar (bei 33 kV) in (Neubau-UW) Lichterfelde

4 x 30-kV-Kompensationsspule mit 40 Mvar (bei 33 kV) in (Neubau-UW) Suchraum Mitte/Reinickendorf

Kompensationsspulen – D85 (Sachsen-Anhalt) – 490 Mvar

1 x 30-kV-Kompensationsspule mit 40 Mvar (bei 33 kV) in (Neubau-UW) Eulenberg

2 x 30-kV-Kompensationsspule mit 75 Mvar (bei 33 kV) in (Neubau-UW) Suchraum Gemeinde Osterburg

2 x 30-kV-Kompensationsspule mit 75 Mvar (bei 33 kV) in (Neubau-UW) Suchraum Gemeinde Schwanebeck/Huy

2 x 30-kV-Kompensationsspule mit 75 Mvar (bei 33 kV) in (Neubau-UW) Suchraum Stadt Barby/Stadt Zerbst/Anhalt

Kompensationsspulen – D86 (Sachsen) – 340 Mvar

2 × 30-kV-Kompensationsspule mit 75 Mvar (bei 33 kV) in Streumen

2 × 30-kV-Kompensationsspule mit 75 Mvar (bei 33 kV) in (Neubau-UW) Suchraum Delitzsch

1 × 30-kV-Kompensationsspule mit 40 Mvar (bei 33 kV) in (Neubau-UW) Suchraum Gemeinde Großenhain

Kompensationsspulen – D87 (Thüringen) – 390 Mvar

2 × 30-kV-Kompensationsspule mit 75 Mvar (bei 33 kV) in (Neubau-UW) Suchraum Gemeinden Heideland/Walpernhain/Droyssig/Osterfeld

2 × 30-kV-Kompensationsspule mit 40 Mvar (bei 33 kV) in Altenfeld

2 × 30-kV-Kompensationsspule mit 40 Mvar (bei 33 kV) in (Neubau-UW) Suchraum Gemeinde Ebenheim

2 × 30-kV-Kompensationsspule mit 40 Mvar (bei 33 kV) in Großschwabhausen

---

M7a Suchraum Hamburg/Nordost: MSCDN (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Hamburg

Geplante Inbetriebnahme: 2032

M7b Hamburg/Nord: MSCDN (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Hamburg

Geplante Inbetriebnahme: 2030

M7c Wustermark: MSCDN (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Brandenburg

Geplante Inbetriebnahme: 2031

M7d Suchraum Gemeinden Schwanebeck/Huy: MSCDN (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Sachsen-Anhalt

Geplante Inbetriebnahme: 2030

M7e Suchraum Leuna/Merseburg/Weißenfels/Braunsbedra: MSCDN (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Sachsen

Geplante Inbetriebnahme: 2032

M7f Suchraum Grabowhöfe: MSCDN (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Mecklenburg-Vorpommern

Geplante Inbetriebnahme: 2037

M7g Parchim/Süd: MSCDN (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Mecklenburg-Vorpommern

Geplante Inbetriebnahme: 2037

M7h Suchraum Friedland: MSCDN (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Mecklenburg-Vorpommern

Geplante Inbetriebnahme: 2037

M7i Suchraum Grabowhöfe: MSCDN (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Mecklenburg-Vorpommern

Geplante Inbetriebnahme: 2037

M7k1 Suchraum Stadt Zerbst/Anhalt: MSCDN (1.)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Sachsen-Anhalt

Geplante Inbetriebnahme: 2037

M7k2 Suchraum Stadt Zerbst/Anhalt: MSCDN (2.)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Sachsen-Anhalt

Geplante Inbetriebnahme: 2037

M7l Suchraum Einheitsgemeinde Stadt Jerichow: MSCDN (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Sachsen-Anhalt

Geplante Inbetriebnahme: 2045

M7m1 Suchraum Stadt Ebeleben/Gemeinden Rockstedt/Bellstedt/Abstbessingen/Stadt Großenehrich: MSCDN (1.)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Thüringen

Geplante Inbetriebnahme: 2037

M7m2 Suchraum Stadt Ebeleben/Gemeinden Rockstedt/Bellstedt/Abstbessingen/Stadt Großenehrich: MSCDN (2.)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Thüringen

Geplante Inbetriebnahme: 2037

M7n Suchraum Gemeinde Osterburg: MSCDN (2x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Thüringen

Geplante Inbetriebnahme: 2037

M7o Weida: MSCDN (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Sachsen-Anhalt

Geplante Inbetriebnahme: 2037

M7p Suchraum Gemeinde Ebenheim: MSCDN (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Thüringen

Geplante Inbetriebnahme: 2030

M752 Altenfeld: MSCDN (Erweiterung) + MSCDN (Errichtung, 1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Thüringen

Geplante Inbetriebnahme: 2028

M685aa Suchraum Stadtbezirke Mitte/Reinickendorf: 380-kV-Kompensationsspule (2x 176 Mvar)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Berlin

Geplante Inbetriebnahme: 2038

M685z Suchraum Stadtbezirk Steglitz-Zehlendorf: 380-kV-Kompensationsspule (2x 176 Mvar)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Berlin

Geplante Inbetriebnahme: 2036

M685p Suchraum Werneuchen: 380-kV-Kompensationsspule (1x 176 Mvar)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Brandenburg

Geplante Inbetriebnahme: 2037

M7j Suchraum Werneuchen: MSCDN (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Brandenburg

Geplante Inbetriebnahme: 2037

M595u Suchraum Gemeinden Tegau/Göschitz/Städte Zeulenroda-Triebes/Auma-Weidetal: STATCOM (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Thüringen

Geplante Inbetriebnahme: 2034

M595v Suchraum Schalkau: STATCOM (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Thüringen

Geplante Inbetriebnahme: 2037

M685y Suchraum Schönwalde/Glien: 380-kV-Kompensationsspule (1x 176 Mvar)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Brandenburg

Geplante Inbetriebnahme: 2033 - 2035

Begründung des geplanten Projekts

Hintergrund des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Durch die veränderte Erzeugungsstruktur können durch hohe Nord-Süd- und Ost-West-Leistungsflüsse hohe Belastungen der Leitungen auftreten. In diesen Situationen werden die Leitungen weit oberhalb ihrer natürlichen Leistung betrieben. Dieser Netzzustand führt zu einem hohen Bedarf an Blindleistung, um sämtliche Knotenspannungen sowohl im ungestörten als auch im gestörten

Betrieb im zulässigen Spannungsband zu halten. Durch die preisbedingte Verdrängung sowie die Stilllegung konventioneller Kraftwerksleistung und der nur sehr begrenzt transportierbaren Blindleistung kann der für den sicheren Netz- und Systembetrieb notwendige Umfang an Blindleistung nicht mehr gedeckt bzw. die notwendige Spannungshöhe nicht mehr eingehalten werden. Dagegen kann es in Zeiten mit einer geringen Netz- und damit Leitungsbelastung zu sehr hohen Spannungen kommen, die zum Schutz der elektrischen Betriebsmittel vor Beschädigungen zu begrenzen sind.

In Regionen mit signifikanten Ungleichgewichten der Blindleistungsbilanz müssen aus diesem Grund regelbare Blindleistungskompensationsanlagen einen Teil der notwendigen Blindleistung bereitstellen. Durch den Einsatz von stufenlos regelbaren Blindleistungskompensationsanlagen kann die erforderliche kapazitive oder induktive Blindleistung abhängig von der jeweiligen Last- und Erzeugungssituation bedarfsgerecht und dynamisch zur Verfügung gestellt werden.

Der Hybrid-Anteil der STATCOM, in Form koordiniert geschalteter MSCDN und ggf. Kompensationsspulen, dient zwei Zielen. Zum einen besteht während der Übergangszeit bis zum Jahr 2030 relativ frühzeitig ein erhöhter Bedarf an stationären Kompensationsanlagen. Zum anderen erlaubt die Kombination aus STATCOM und statischer Kompensationsanlage eine asymmetrische Erweiterung des dynamisch regelbaren Arbeitsbereichs der STATCOM.

Es ist zu erkennen, dass auch zukünftig nicht ausschließlich mit Risiken von Unterspannungen zu rechnen ist. Bereits heute treten hohe Spannungen im Systembetrieb auf. Ursache ist insbesondere ein Anstieg der kapazitiven Blindleistung (Ladeleistung) aus den Verteilnetzen in den vergangenen Jahren. Es ist davon auszugehen, dass dieser Effekt aufgrund des zunehmenden Verkabelungsgrades in den Verteilnetzen auch künftig zu beobachten sein und darüber hinaus weiter zunehmen wird. Zudem erfolgt heute ein Großteil der Blindleistungsbereitstellung in der 50Hertz-Regelzone durch Kohlekraftwerke, die in den kommenden Jahren abgeschaltet werden. Daher wurden Netzanalysen für Schwachlastsituationen in der 50Hertz-Regelzone durchgeführt und signifikante Spannungsgrenzwertverletzungen festgestellt. Um auch in diesen Situationen die Spannungsgrenzwerte einzuhalten, sind zusätzliche Kompensationsspulen erforderlich.

Laufende Analysen in der 50Hertz-Regelzone für weitere Blindleistungsanlagen:

Im Zusammenhang mit abnehmender konventioneller Kraftwerksleistung und einer Höherbelastung von Leitungen und Transformatoren wird der Bedarf an weiteren Blindleistungsanlagen in der 50Hertz-Regelzone untersucht, der dann zum Teil zu einem weiteren Umbau/Ausbau in den Umspannwerken führt. Dieser Ausbau dient dann nicht nur dazu, den Betriebsbereich von Leitungen bei einer Erhöhung ihrer Stromtragfähigkeit abzusichern. Er ist auch erforderlich, um die Systemsicherheit im europäischen Verbundnetz zu wahren. Es muss dafür gesorgt sein, dass

- ausreichend Blindleistung (statisch und dynamisch) vor, während und nach Störungen bereitsteht,
- ausreichend automatisch regelbare Blindleistung bei marktbedingten Leistungsflussänderungen bereitsteht,
- die Winkelstabilität auch nach Störungen gegeben ist und
- der Netzschutz Fehler schnell, selektiv und zuverlässig abschaltet.

Für den sicheren Betrieb des Übertragungsnetzes sind die Spannungen stets in einem definierten Toleranzband zu halten. Die Spannungsstabilität ist gegeben, wenn die Spannung im gesamten Netz, auch in Folge von Einspeise- und Lastveränderungen oder Störungen, auf einem betrieblich geeigneten Niveau durch eine ausgeglichene Blindleistungsbilanz gehalten werden kann. Besonders kritische Folgen kann eine regional unausgeglichene Blindleistungsbilanz bei Störungen in hoch belasteten Netzgebieten haben. Wenn keine regionale Blindleistungsreserve verfügbar ist, fällt die

Spannung außerhalb des zulässigen Betriebsspannungsbands. Im schlechtesten Fall führt das zu kaskadierenden Schutzauslösungen und zum Abschalten von Erzeugungsanlagen. Umgekehrt können Überspannungen auch das Abschalten von Erzeugungsanlagen oder Betriebsmittelbeschädigungen zur Folge haben.

Die Abnahme an konventioneller Erzeugung und damit einhergehend der Rückgang spannungsgeregelter Blindleistungspotenziale, die Entwicklung der Lastcharakteristik hin zu stromrichtergekoppelten Lasten und die Höherauslastung des Netzes in Verbindung mit ansteigenden Leistungsflussgradienten erhöhen das Ungleichgewicht der Blindleistungsbilanz. Um dem entgegenzuwirken, sind weitere statische und dynamisch regelbare Blindleistungspotenziale in Form von Kompensationsspulen, MSCDN und STATCOM zu erschließen.

Auch wenn die Standorte das Ergebnis einer intensiven Vorprüfung sind, kann sich im weiteren Verlauf des Projektes bei genauer Analyse der Situation vor Ort herausstellen, dass die Errichtung regelbarer Kompensationsanlagen an benachbarten oder gänzlich neuen Standorten Vorteile aufweist. In der Regel spricht aus elektrischer Sicht nichts gegen eine Verschiebung der Anlagen im Nahbereich, sodass es hier noch zu Änderungen bei der Standortwahl kommen kann. Obgleich ist es denkbar, dass zukünftig andere Anlagengrößen von Herstellern angeboten werden. Das könnte zu Veränderungen bei der vorgeschlagenen Anlagenkonfiguration führen.

Die derzeit im NEP quantifizierten Bedarfe an regelbarer Blindleistung berücksichtigen noch keine zusätzlichen Bedarfe für die Beherrschung der kurzzeitigen, dynamischen Ausgleichsvorgänge nach Fehlerereignissen. Darüber hinaus sind für die Beherrschung von Großstörungen (vor allem zur Begrenzung der Frequenzgradienten bei Netzauftrennungen) Bedarfe für synthetische Schwungmasse absehbar, die ebenfalls durch STATCOM mit integrierten Kurzzeitspeichern (bis zu wenige Sekunden) bereitgestellt werden können.

Für STATCOM soll daher grundsätzlich eine Option zur Erweiterung mit Kurzzeitenergiespeichern vorgesehen werden.

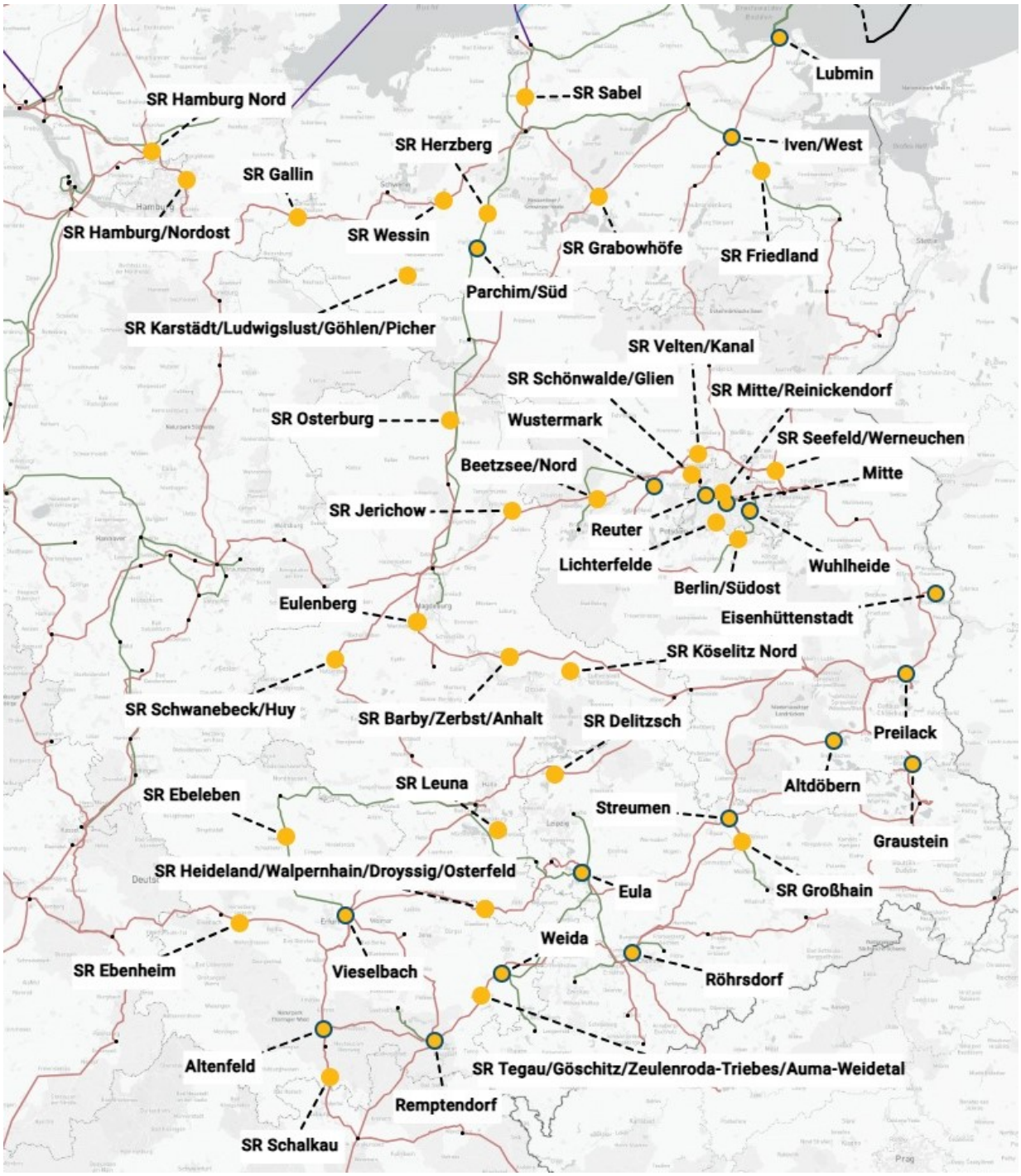
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wurde erstmals als Projekt P360 im NEP 2030 (2019) ausgewiesen und im NEP 2030 (2019), im NEP 2035 (2021) sowie im NEP 2037/2045 (2023) von der Bundesnetzagentur 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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierte On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P360
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P364
Netzverstärkung und -ausbau: Regionale Maßnahmen in der Regelzone 50Hertz

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

50hertz | Elia Group

Zubaunetz Onshore AC

Projektbeschreibung

Kein Steckbrief - vertikale Maßnahmen

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M713SA Stilow: 380-kV-AC-Schaltanlage

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Mecklenburg-Vorpommern

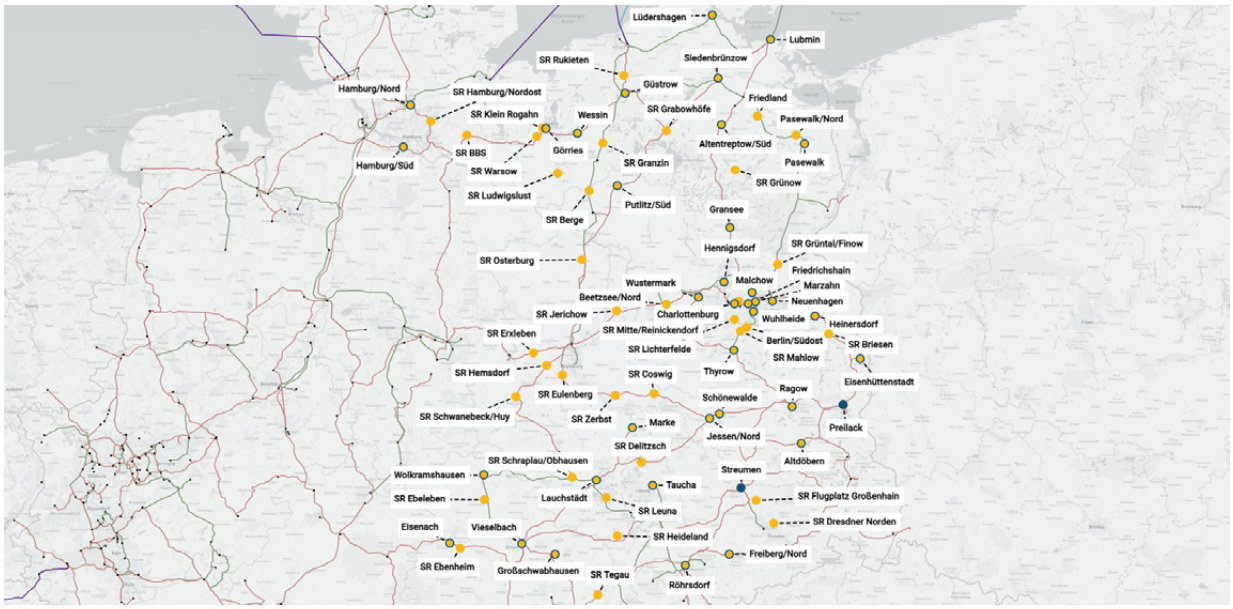
Geplante Inbetriebnahme: 2026

Begründung des geplanten Projekts

Hintergrund des geplanten Projekts

Kein Steckbrief - vertikale Maßnahmen

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P364
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P366
Umstrukturierung Großraum Frankfurt

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TenneT

Zubaunetz **Onshore** **AC**

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Austauschkapazität zwischen dem Übertragungs- und den nachgelagerten Verteilnetzen der Avacon und der NRM (Netzdienste Rhein-Main) im Großraum Frankfurt und enthält folgende Maßnahmen:

- M399: Suchraum Eschborn

  Im Rahmen der Maßnahme ist der Neubau einer 380-kV-Schaltanlage von TenneT und Amprion in Suchraum Eschborn (Suchraum Stadt Eschborn) mit Einschleifung von zwei Stromkreisen aus Karben, aktuell einem Stromkreis aus Kriftel (Amprion) sowie zwei Stromkreisen aus Frankfurt/Südwest zur Symmetrierung des Leistungsflusses vorgesehen (Netzausbau). Darüber hinaus sind in Eschborn im TenneT-Teil drei 380/110-kV-Transformatoren sowie im Amprion-Teil der Schaltanlage zwei weitere 380/110-kV-Transformatoren zur Versorgung des unterlagerten Verteilnetzbetreibers aufzustellen (Netzausbau).

  Über die dargestellte Struktur hinaus ist perspektivisch ein zweiter Stromkreis zwischen Kriftel und Eschborn erforderlich, um die Lasten im Raum Frankfurt sicher versorgen zu können (siehe P509 M787).

- M431/ M433: Großkrotzenburg

  Im Rahmen der Maßnahme ist im Umspannwerk Großkrotzenburg der Ersatz der beiden 220/110-kV-Transformatoren in der 220-kV-Schaltanlage durch zwei leistungsstärkere 380/110-kV-Transformatoren in der 380-kV-Schaltanlage erforderlich (M431; Netzverstärkung). Darüber hinaus ist der Ersatz der drei bestehenden 380/220-kV-

Transformatoren durch drei leistungsstärkere drei 380/220-kV-Transformatoren mit jeweils 650 MVA erforderlich (M433; Netzverstärkung). Die Transformatoren aus den Maßnahmen M431 und M433 können rückgebaut werden, sobald die 220-kV-Struktur in Großkrotzenburg im Rahmen der Projekte P481 und P486 vollständig abgelöst wurde.

- M440 Ober-Erlenbach

  Im Rahmen der Maßnahme ist der Neubau einer 380-kV-Schaltanlage Ober-Erlenbach notwendig (Netzausbau), die voll in die bestehende 380-kV-Leitung Karben - Frankfurt/Südwest einzuschleifen ist. Darüber hinaus sind in Ober-Erlenbach zwei 380/110-kV-Transformatoren aufzustellen (Netzausbau).

- M437 Karben

  Im Rahmen der Maßnahme ist der Austausch des bestehenden Transformators in Karben durch einen leistungsstärkeren 380/110-kV-Transformator sowie die Errichtung von drei zusätzlichen 380/110-kV-Transformatoren für die Versorgung der Avacon erforderlich.

- M736 Frankfurt-Griesheim

  Im Rahmen der Maßnahme ist in Frankfurt-Griesheim als Ersatz für die bestehende Schaltanlage Frankfurt/Südwest eine 380-kV-Schaltanlage neu zu errichten (Netzverstärkung). In Frankfurt-Griesheim ist darüber hinaus eine Absicherung durch zwei zusätzliche Stromkreise nach Schwanheim (Amprion) erforderlich, um unter anderem das Umspannwerk und die daran hängende Last sicher versorgen zu können (siehe P475).

- M749 Frankfurt/Nord

  Im Rahmen der Maßnahme ist der Austausch der drei bestehenden 220/110-kV-Transformatoren zur NRM durch drei leistungsstärkere Transformatoren im Umspannwerk Frankfurt/Nord erforderlich (Netzverstärkung). Der Transformator zur Avacon ist ebenfalls durch einen leistungsstärkeren 220/110-kV-Transformator zu ersetzen. Dieser ist anschließend von der Schaltanlage der Avacon auf die Schaltanlage der NRM zu verschwenken und dient anschließend der Versorgung der NRM. Danach hat die Avacon keine weitere Verbindung zum 220-kV Netz in Frankfurt/Nord mehr. Die Transformatoren können rückgebaut werden, sobald die 220-kV-Struktur in Frankfurt/Nord im Rahmen des Projektes P486 vollständig abgelöst wurde.

- M760 Maintal

  Im Rahmen der Maßnahme ist die Errichtung eines neuen 380-kV-Umspannwerks Maintal (Suchraum Stadt Maintal) als Ersatz für das im Rahmen von P486 zurückzubauende 220-kV-Umspannwerk Dörnigheim vorgesehen (Netzverstärkung). In diesem Zuge sind in Maintal zwei 380/110-kV-Transformatoren als Ersatz für die 220/110-kV-Transformatoren in Dörnigheim aufzustellen (Netzverstärkung). Die Anlage ist voll in die 380-kV-Leitung Karben - Großkrotzenburg einzuschleifen.

- M969 Großkrotzenburg - Großkrotzenburg/West

  Im Rahmen der Maßnahme ist die Errichtung zweier 380-kV-Doppelleitungen mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis von Großkrotzenburg nach Großkrotzenburg/West vorgesehen (Netzausbau). Im Normalbetrieb wird diese

Verbindung aufgrund der durch die Kurzschlussfestigkeit bedingten Netztrennung geöffnet sein. Um allerdings für die vorgesehene Netztrennung weiterhin Flexibilität hinsichtlich der Verschaltungen der Stromkreise und damit einhergehenden Änderungen der Transitkorridore gewährleisten zu können, sind die zwei kurzen Doppelleitungen erforderlich. Diese ermöglichen es, sowohl während der Übergangszeit bis die Netzausbauprojekte im Raum Frankfurt umgesetzt sind, als auch langfristig das Optimierungspotential bezüglich den verschiedenen Verschaltungen der Stromkreise in Großkrotzenburg und Großkrotzenburg/West zu nutzen und dabei auch den Stadtring um Frankfurt herum von den hoch belasteten Nord-Süd-Transitkorridoren zu entkoppeln, um die Versorgungssicherheit im Raum Frankfurt stets, auch während Wartungsarbeiten, sicherzustellen.

Das Projekt P366 steht im Zusammenhang mit den Projekten P471, P475, P481 und P486.

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario / Maßnahmen	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045	C 2037	C 2045
M399SA1	✓	✓	✓	✓		
M399TR1	✓	✓	✓	✓		
M431TR1	✓	✓	✓	✓		
M433TR1	✓	✓	✓	✓		
M437TR1	✓	✓	✓	✓		
M437TR2	✓	✓	✓	✓		
M440SA1	✓	✓	✓	✓		
M440TR1	✓	✓	✓	✓		
M440TR2	✓	✓	✓	✓		
M736SA1	✓	✓	✓	✓		
M749TR2	✓	✓	✓	✓		
M760SA1	✓	✓	✓	✓		
M760TR1	✓	✓	✓	✓		
M969	✓	✓	✓	✓		

Maßnahmen des geplanten Projektes

14 Maßnahmen

M399TR1 Suchraum Eschborn: 380/110-kV-Transformator (3x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Hessen

Geplante Inbetriebnahme: 2032

M399SA1 Suchraum Eschborn: 380-kV-AC-Schaltanlage

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Hessen

Geplante Inbetriebnahme: 2032

M440TR2 Ober-Erlenbach: 380/110-kV-Transformator (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Hessen

Geplante Inbetriebnahme: 2037

M431TR1 Großkrotzenburg: 380/110-kV-Transformator (2x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Hessen

Geplante Inbetriebnahme: 2026

M433TR1 Großkrotzenburg: 380/220-kV-Transformator (3x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Hessen

Geplante Inbetriebnahme: 2026 - 2028

M440TR1 Ober-Erlenbach: 380/110-kV-Transformator (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Hessen

Geplante Inbetriebnahme: 2035

M437TR2 Karben: 380/110-kV-Transformator (3x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Hessen

Geplante Inbetriebnahme: 2026

M440SA1 Ober-Erlenbach: 380-kV-AC-Schaltanlage

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Hessen

Geplante Inbetriebnahme: 2035

M736SA1 Griesheim: 380-kV-AC-Schaltanlage

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Hessen

Geplante Inbetriebnahme: 2032

M760TR1 Maintal: 380/110-kV-Transformator (2x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Hessen

Geplante Inbetriebnahme: 2037

M969 Großkrotzenburg - Großkrotzenburg/West

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Hessen

Ausführung:

Netzausbau	**4 km**
davon Neubau in neuer Trasse	4 km

Geplante Inbetriebnahme: 2037

M760SA1 Maintal: 380-kV-AC-Schaltanlage

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Hessen

Geplante Inbetriebnahme: 2037

M749TR2 Frankfurt/Nord: 220/110-kV-Transformator (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Hessen

Geplante Inbetriebnahme: 2026

M437TR1 Karben: 380/110-kV-Transformator (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Hessen

Geplante Inbetriebnahme: 2026

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Im Großraum Frankfurt ist mittel- und langfristig ein erheblicher Leistungszuwachs, u. a. durch zusätzliche Rechenzentren, zu erwarten. Hierfür ist die bestehende Infrastruktur zwischen dem Übertragungsnetz sowie den nachgelagerten 110-kV-Verteilnetzen nicht mehr ausreichend und muss daher entsprechend verstärkt werden. Die im Rahmen von P366 dargestellten Maßnahmen stellen ein Gesamtpaket dar, das u.a. mit den Verteilnetzbetreibern Avacon und NRM Netzdienste Rhein-Main erarbeitet, abgestimmt und im August 2020 gemeinsam zusammen mit der Hessischen Landesregierung öffentlich kommuniziert wurde. Darüber hinaus entstehen im Rahmen des NEP 2037/2045 (2023) weitere Bedarfe in Ober-Erlenbach und Maintal, die als Punktmaßnahmen in diesem Steckbrief abgebildet werden. Der Großraum Frankfurt und insbesondere die Umspannwerke um Großkrotzenburg herum stellen essentielle und zentrale Knoten im deutschen Höchstspannungsnetz dar, an denen Transitkorridore aufeinandertreffen. Eine Einflussnahme auf die Lastflüsse dieser Transitkorridore mittels der kurzen zwei Doppelleitungen zwischen den Umspannwerken Großkrotzenburg und Großkrotzenburg/West ermöglicht entsprechende Flexibilitäten trotz notwendiger Netztrennung.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahmen M399SA1, M399TR1, M431TR1, M433TR1, M437TR1, M437TR2, M440SA1, M440TR1, M440TR2, M736SA1, M749TR2, M760SA1, M760TR1 und M969 haben sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2037, A 2045, B 2037 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahmen stellen ein mit den beteiligten Verteilnetzbetreibern abgestimmtes Gesamtpaket dar. Alternative Maßnahmen sind zwar grundsätzlich denkbar, bedürfen aber der erneuten Abstimmung mit den Verteilnetzbetreibern und erfordern voraussichtlich neben den hier dargestellten Punktmaßnahmen auch die Verstärkung bzw. den Ausbau von Leitungsmaßnahmen.

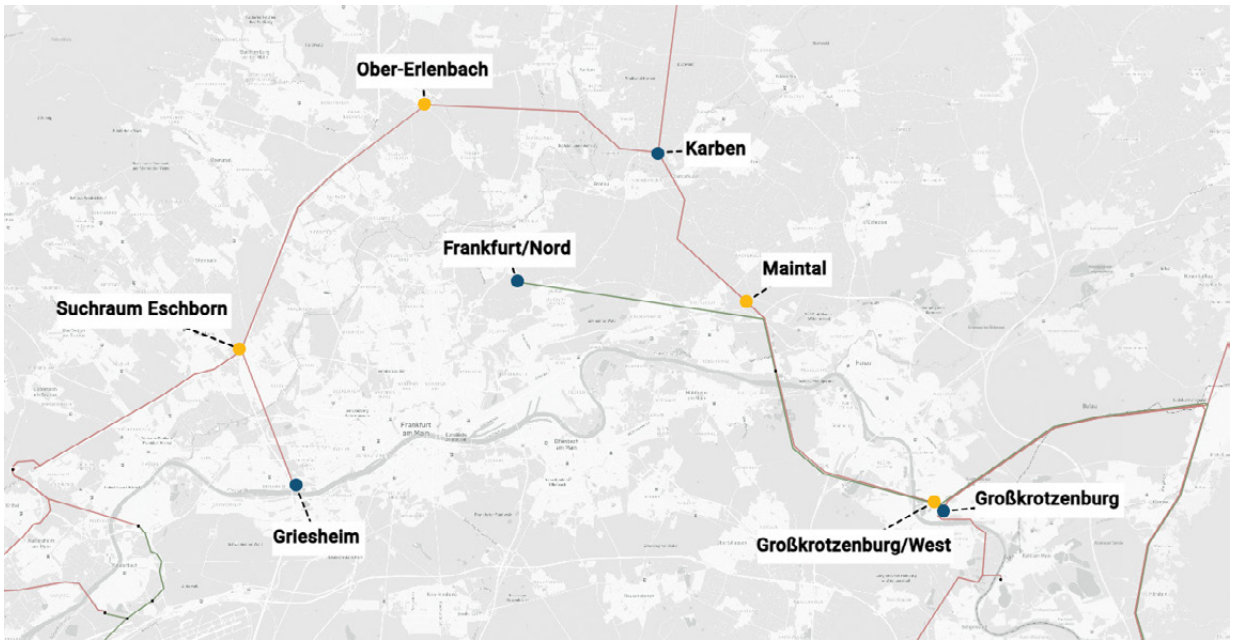
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P366 wurde im NEP 2035 (2021) zum ersten Mal ausgewiesen. Die Maßnahmen M399/M400 wurden von TenneT bereits im Rahmen der Stellungnahme zur Konsultation des zweiten Entwurfs des NEP 2030 (2019) erwähnt. Die Maßnahmen M760 und M969 wurden im NEP 2037/2045 (2023) erstmals ausgewiesen. Die Maßnahme M969 wurde erstmals im NEP 2037/2045 (2023) von der Bundesnetzagentur 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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierte On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P366
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P371
Maßnahmen zur Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in der TenneT-Regelzone

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TenneT

Zubaunetz Onshore AC

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit im TenneT-Netzgebiet. Zur Realisierung sind folgende Maßnahmen notwendig:

- M790: Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Gießen/Nord
- M1022: Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Audorf/Süd
- M1023: Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Heide/West
- M1024: Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Süderdonn
- M1025: Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Brunsbüttel
- M1026: Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Wilster/West
- M1027: Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Dörpen/West
- M1028: Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Stade/West
- M1029: Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Alfstedt
- M1030: Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Bechterdissen

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario / Maßnahmen	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
M1022	✓	✓	✓	✓
M1023	✓	✓	✓	✓
M1024	✓	✓	✓	✓
M1025	✓	✓	✓	✓
M1026	✓	✓	✓	✓
M1027	✓	✓	✓	✓
M1028	✓	✓	✓	✓
M1029	✓	✓	✓	✓
M1030	✓	✓	✓	✓
M790	✓	✓	✓	✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

10 Maßnahmen

M1022 Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Audorf/Süd

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Schleswig-Holstein

Geplante Inbetriebnahme: 2037

Beschreibung der Maßnahme

In der 380-kV-Schaltanlage Audorf/Süd ist der Anschluss des Projektes P71 vorgesehen. Auch aufgrund der umliegenden kurz- und mittelfristigen Netzausbaumaßnahmen steigt die Kurzschlussleistung in der Region. In diesem Zusammenhang weisen die 380-kV-Betriebsmittel im Umspannwerk Audorf/Süd keine ausreichende Kurzschlussfestigkeit auf. Daher wird eine Ertüchtigung der 380-kV-Geräte erforderlich.

M1023 Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Heide/West

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Schleswig-Holstein

Geplante Inbetriebnahme: 2032

Beschreibung der Maßnahme

In der 380-kV-Schaltanlage Heide/West ist der Anschluss des Projektes DC25 vorgesehen. Auch aufgrund der umliegenden kurz- und mittelfristigen Netzausbaumaßnahmen steigt die Kurzschlussleistung in der Region. In diesem Zusammenhang weisen die 380-kV-Betriebsmittel im Umspannwerk Heide/West keine ausreichende Kurzschlussfestigkeit auf. Daher wird eine Ertüchtigung der 380-kV-Geräte erforderlich.

M1024 Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Süderdonn

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Schleswig-Holstein

Geplante Inbetriebnahme: 2032

Beschreibung der Maßnahme

Aufgrund der umliegenden kurz- und mittelfristigen Netzausbaumaßnahmen steigt die Kurzschlussleistung in der Region. In diesem Zusammenhang weisen die 380-kV-Betriebsmittel im Umspannwerk Süderdonn keine ausreichende Kurzschlussfestigkeit auf. Daher wird eine Ertüchtigung der 380-kV-Geräte erforderlich.

M1025 Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Brunsbüttel

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Schleswig-Holstein

Geplante Inbetriebnahme: 2030

Beschreibung der Maßnahme

In der 380-kV-Schaltanlage Brunsbüttel ist der Anschluss der Projekte DC3 und P26 vorgesehen. Auch aufgrund der umliegenden kurz- und mittelfristigen Netzausbaumaßnahmen steigt die Kurzschlussleistung in der Region. In diesem Zusammenhang weisen die 380-kV-Betriebsmittel im Umspannwerk Brunsbüttel keine ausreichende Kurzschlussfestigkeit auf. Daher wird eine Ertüchtigung der 380-kV-Geräte erforderlich.

M1026 Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Wilster/West

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Schleswig-Holstein

Geplante Inbetriebnahme: 2032

Beschreibung der Maßnahme

In der 380-kV-Schaltanlage Wilster/West ist der Anschluss der Projekte DC4 und P26 vorgesehen. Auch aufgrund der umliegenden kurz- und mittelfristigen Netzausbaumaßnahmen steigt die Kurzschlussleistung in der Region. In diesem Zusammenhang weisen die 380-kV-Betriebsmittel im Umspannwerk Wilster/West keine ausreichende Kurzschlussfestigkeit auf. Daher wird eine Ertüchtigung der 380-kV-Geräte erforderlich.

M1027 Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Dörpen/West

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Niedersachsen

Geplante Inbetriebnahme: 2037

Beschreibung der Maßnahme

In der 380-kV-Schaltanlage Dörpen/West ist der Anschluss des Projekts P470 vorgesehen. Auch aufgrund der umliegenden kurz- und mittelfristigen Netzausbaumaßnahmen steigt die Kurzschlussleistung in der Region. In diesem Zusammenhang weisen die 380-kV-Betriebsmittel im Umspannwerk Dörpen/West keine ausreichende Kurzschlussfestigkeit auf. Daher wird eine Ertüchtigung der 380-kV-Geräte erforderlich.

M1028 Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Stade/West

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Niedersachsen

Geplante Inbetriebnahme: 2037

Beschreibung der Maßnahme

In der 380-kV-Schaltanlage Stade/West ist der Anschluss der Projekte P26 und P478 vorgesehen. Auch aufgrund der umliegenden kurz- und mittelfristigen Netzausbaumaßnahmen steigt die Kurzschlussleistung in der Region. In diesem Zusammenhang weisen die 380-kV-Betriebsmittel im Umspannwerk Stade/West keine ausreichende Kurzschlussfestigkeit auf. Daher wird eine Ertüchtigung der 380-kV-Geräte erforderlich.

M1029 Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Alfstedt

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Niedersachsen

Geplante Inbetriebnahme: 2037

Beschreibung der Maßnahme

In der 380-kV-Schaltanlage Alfstedt ist der Anschluss der Projekte P23 und P478 vorgesehen. Auch aufgrund der umliegenden kurz- und mittelfristigen Netzausbaumaßnahmen steigt die Kurzschlussleistung in der Region. In diesem Zusammenhang weisen die 380-kV-Betriebsmittel im Umspannwerk Alfstedt keine ausreichende Kurzschlussfestigkeit auf. Daher wird eine Ertüchtigung der 380-kV-Geräte erforderlich.

M1030 Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Bechterdissen

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Niedersachsen

Geplante Inbetriebnahme: 2037

Beschreibung der Maßnahme

In der 380-kV-Schaltanlage Bechterdissen ist der Anschluss des Projekts P135 vorgesehen. Auch aufgrund der umliegenden kurz- und mittelfristigen Netzausbaumaßnahmen steigt die Kurzschlussleistung in der Region. In diesem Zusammenhang weisen die 380-kV-Betriebsmittel im Umspannwerk Bechterdissen keine ausreichende Kurzschlussfestigkeit auf. Daher wird eine Ertüchtigung der 380-kV-Geräte erforderlich.

M790 Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Gießen/Nord

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Niedersachsen

Geplante Inbetriebnahme: 2035

Beschreibung der Maßnahme

In der 380-kV-Schaltanlage Gießen/Nord ist der Anschluss der Projekte P133 und P211 vorgesehen. Auch aufgrund der umliegenden kurz- und mittelfristigen Netzausbaumaßnahmen steigt die Kurzschlussleistung in der Region. In diesem Zusammenhang weisen die 380-kV-Betriebsmittel im Umspannwerk Gießen/Nord keine ausreichende Kurzschlussfestigkeit auf. Daher wird eine Ertüchtigung der 380-kV-Geräte erforderlich.

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Im Netzentwicklungsplan Strom werden notwendige zusätzliche Übertragungskapazitäten identifiziert. Die daraus resultierenden zusätzlichen Leitungsbaumaßnahmen sowie die zunehmende Vermaschung des Netzes lassen die Kurzschlussleistung im deutschen Übertragungsnetz ansteigen. Technische Untersuchungen haben ergeben, dass nicht alle Schaltanlagen beziehungsweise Geräte diese Voraussetzungen zur Einhaltung der Kurzschlussfestigkeit erfüllen und demzufolge entsprechend ertüchtigt werden müssen.

Von den Maßnahmen zur Herstellung der Kurzschlussfestigkeit sind, neben den in TTG-P371 genannten, die 380-kV-Schaltanlagen in Gießen/Nord, Audorf/Süd, Heide/West, Süderdonn, Brunsbüttel, Wilster/West, Dörpen/West, Stade/West, Alfstedt und Bechterdissen betroffen.

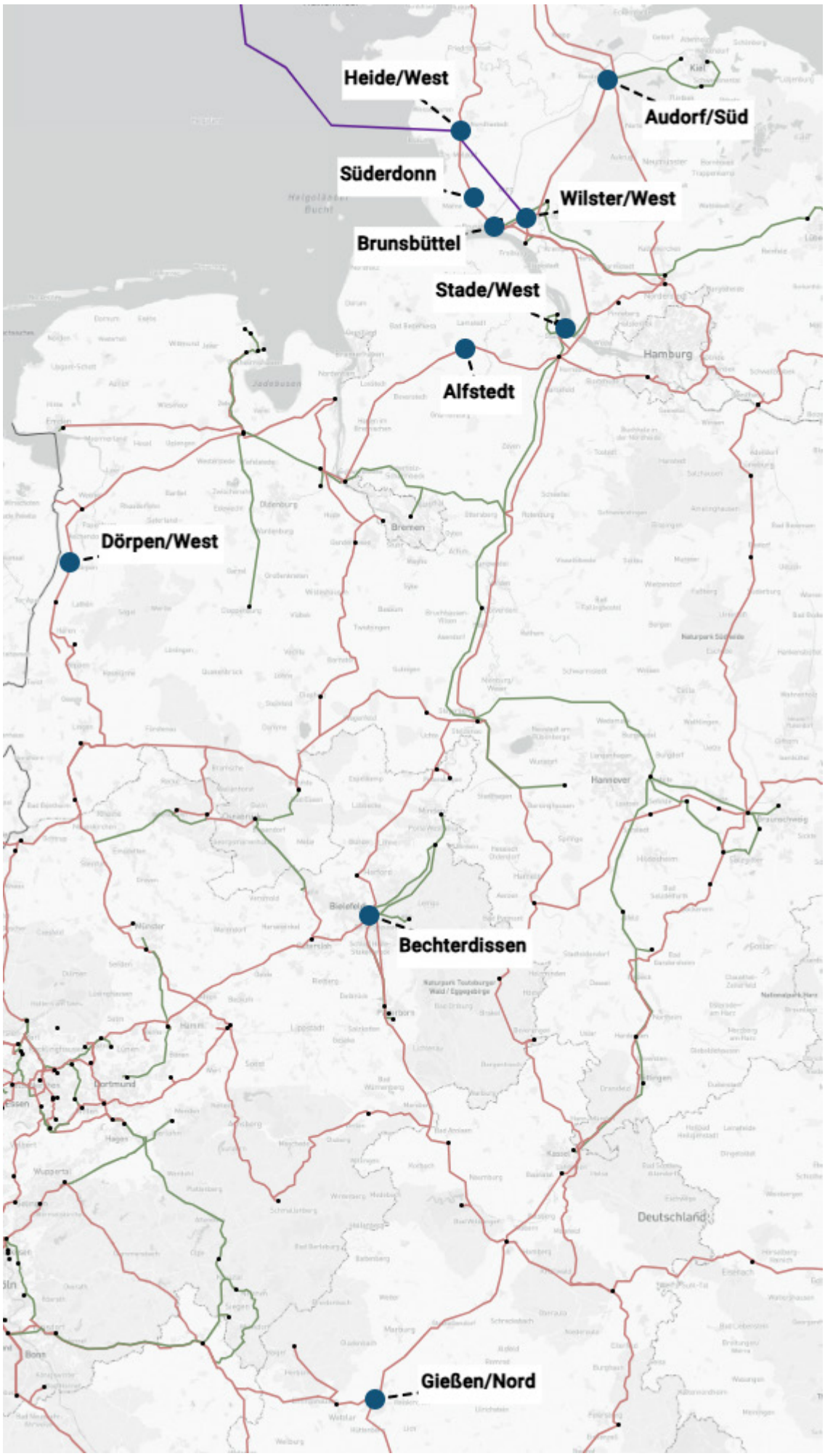
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P371 wurde im NEP 2035 (2021) erstmals explizit 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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierte On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P371
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P400
Blindleistungskompensationsanlagen TenneT

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

Zubaunetz **Onshore** **AC**

Projektbeschreibung

Das netztechnische Ziel des Projekts ist eine Verbesserung der Spannungshaltung und Spannungsstabilität in der Regelzone von TenneT. Dazu sind über das Startnetz-Projekt TTG-018 hinaus nachfolgende, aus dem NEP 2037/2045 (2023) bekannte, Maßnahmen erforderlich. Der 2. Entwurf des NEP 2037/2045 (2025) wird auf aktuellen Analysen basierend weitere Bedarfe aufzeigen.

- M590: Blindleistungskompensationsanlagen (statisch kapazitiv) MSCDN TenneT
  - An den nachfolgenden Standorten im Netzgebiet von TenneT sind bis 2030 MSCDN zu errichten: Simbach (200 Mvar) und Dipperz, Pirach, Emmerthal, Twistetal (je 300 Mvar).
  - An den nachfolgenden Standorten im Netzgebiet von TenneT sind zwischen 2030 und 2037 MSCDN zu errichten: Sittling, Suchraum Elm, Körnbach, Suchraum Dorheim, Suchraum Markt Bibart, Suchraum Rottenburg, Suchraum Theilheim (je 300 Mvar).

- M591: Blindleistungskompensationsanlagen (statisch induktiv) Kompensationsspulen TenneT
  - Über die genannten Spulen hinaus entsteht im Netzgebiet von TenneT in den kommenden Jahren ein erheblicher zusätzlicher Bedarf an spannungssenkenden Spulen, die in einem direkten Zusammenhang mit dem Blindleistungskompensationsbedarf von AC-Teilerdverkabelungsabschnitten der Pilotprojekte gemäß § 2 Abs. 1 EnLAG sowie § 4 BBPlG stehen. Da sowohl der

Umfang als auch die Länge der AC-Teilerdverkabelungsabschnitte – und damit der anfallende Kompensationsbedarf an Blindleistung – erst im späteren Planfeststellungsverfahren der jeweiligen Vorhaben festgestellt werden, kann der Bedarf für diese Spulen nicht über einen Nachweis im Rahmen des Netzentwicklungsplan erbracht werden. Sie sind daher nicht Teil dieses Projektes.

- An den nachfolgenden Standorten im Netzgebiet von TenneT sind bis 2030 Kompensationsspulen zu errichten: Bleckenstedt/Süd, Helmstedt/Ost, Landesbergen, Raitersaich/West, Diele, Dollern (je 120 Mvar) und Suchraum Ludersheim/West (2x 120 Mvar).
- An den nachfolgenden Standorten im Netzgebiet von TenneT sind zwischen 2030 und 2037 Kompensationsspulen zu errichten: Marienberg, Suchraum Plattling, Suchraum Burghausen, Kiel/Rönne, Twistetal, Oberbachern, Pleinting, Aschaffenburg, Suchraum Rottenburg, Körnbach, Bechterdissen, Suchraum Hemmoor, Suchraum Amberg, Suchraum Marktleuthen, Suchraum Nüttermoor, Suchraum Petersgmünd, Würgassen (je 120 Mvar) und Borken, Großkrotzenburg/West, Suchraum Wallmersbach (2x 120 Mvar).

- M592: Blindleistungskompensationsanlagen (dynamisch) regelbare STATCOM und rotierende Phasenschieber TenneT
  - An den nachfolgenden Standort im Netzgebiet von TenneT ist bis 2030 ein STATCOM zu errichten: Bleckenstedt/Süd (300 Mvar).
  - An den nachfolgenden Standorten im Netzgebiet von TenneT sind zwischen 2030 und 2037 STATCOM zu errichten: Gießen/Nord, Raitersaich/West, Stadorf/Nord, Suchraum Eschborn, Sittling, Ingolstadt (je 300 Mvar).
  - An den nachfolgenden Standorten im Netzgebiet von TenneT sind zwischen 2030 und 2037 rotierende Phasenschieber zu errichten: Handewitt, Sandershausen, Pleinting, Sottrum (je 300 Mvar).

Die Stabilitätsanalysen im NEP 2037/2045 (2023) Begleitdokument Systemstabilität zeigen, dass zusätzliche Maßnahmen notwendig sind, um neben der Spannungsstabilität auch die Frequenzstabilität aufrecht zu erhalten. Gerade im Fall einer Netzauftrennung ist die Bereitstellung von Momentanreserve von entscheidender Bedeutung. Die Momentanreserve muss neben den Anstrengungen zur marktgestützten Beschaffung auch durch Blindleistungskompensationsanlagen erbracht werden, die um diese Fähigkeit erweitert werden. Dadurch lassen sich die Multi-Use-Fähigkeiten (Bereitstellung mehrerer Systemdienstleistungen, wie Blindleistung und Momentanreserve, durch dieselbe Anlage) solcher Anlagen nutzen, um Synergien zu schaffen. Um dem Bedarf der Spannungs- und Frequenzstabilität gleichermaßen Rechnung zu tragen, werden für die regelbare Blindleistungskompensationseinheiten Kurzzeitspeicher oder zusätzliche Schwungmasse (gemäß der Berechnungsmethodik, die im Begleitdokument Systemstabilität bzw. in den dort referenzierten Dokumenten der ÜNB angewandt wird) für die Momentanreserve-Erbringung berücksichtigt.

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario / Maßnahmen	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045	C 2037	C 2045
M590f4	✓	✓	✓	✓		
M590g11	✓	✓	✓	✓		
M590g12	✓	✓	✓	✓		
M590g5	✓	✓	✓	✓		
M590h12	✓	✓	✓	✓		
M590h14	✓	✓	✓	✓		
M590h16	✓	✓	✓	✓		
M590h17	✓	✓	✓	✓		
M590h3		✓		✓		
M590h6	✓	✓	✓	✓		
M590i1	✓	✓	✓	✓		
M590i2	✓	✓	✓	✓		
M591f26	✓	✓	✓	✓		
M591f29	✓	✓	✓	✓		
M591f30	✓	✓	✓	✓		
M591g11	✓	✓	✓	✓		
M591g12	✓	✓	✓	✓		
M591g15	✓	✓	✓	✓		
M591g26	✓	✓	✓	✓		
M591g27	✓	✓	✓	✓		
M591g28	✓	✓	✓	✓		
M591g36	✓	✓	✓	✓		
M591g37	✓	✓	✓	✓		
M591h12	✓	✓	✓	✓		
M591h13	✓	✓	✓	✓		
M591h14	✓	✓	✓	✓		
M591h15	✓	✓	✓	✓		

Szenario / Maßnahmen	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045	C 2037	C 2045
M591h16	✓	✓	✓	✓		
M591h19	✓	✓	✓	✓		
M591h31	✓	✓	✓	✓		
M591h32	✓	✓	✓	✓		
M591h33	✓	✓	✓	✓		
M591h41	✓	✓	✓	✓		
M591h43	✓	✓	✓	✓		
M591h47	✓	✓	✓	✓		
M591h53	✓	✓	✓	✓		
M591h54	✓	✓	✓	✓		
M591h9	✓	✓	✓	✓		
M591i2	✓	✓	✓	✓		
M591i4	✓	✓	✓	✓		
M591i5	✓	✓	✓	✓		
M591i6	✓	✓	✓	✓		
M591i7	✓	✓	✓	✓		
M592g14	✓	✓	✓	✓		
M592g15	✓	✓	✓	✓		
M592g16	✓	✓	✓	✓		
M592g17	✓	✓	✓	✓		
M592g18	✓	✓	✓	✓		
M592g4	✓	✓	✓	✓		
M592g6	✓	✓	✓	✓		
M592g8	✓	✓	✓	✓		
M592h10	✓	✓	✓	✓		
M592h15	✓	✓	✓	✓		
M592h26	✓	✓	✓	✓		

Maßnahmen des geplanten Projektes

54 Maßnahmen

M590f4 Emmerthal: MSCDN (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Niedersachsen

Geplante Inbetriebnahme: 2029

M590g5 Dipperz: MSCDN (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Hessen

Geplante Inbetriebnahme: 2027

M590g12 Simbach: MSCDN (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Bayern

Geplante Inbetriebnahme: 2027

M590g11 Pirach: MSCDN (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Bayern

Geplante Inbetriebnahme: 2028

M590h12 Körnbach: MSCDN (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Hessen

Geplante Inbetriebnahme: 2036

M590h17 Twistetal: MSCDN (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Hessen

Geplante Inbetriebnahme: 2030

M590h14 Suchraum Rottenburg: MSCDN (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Bayern

Geplante Inbetriebnahme: 2037

M591f26 Landesbergen: 380-kV-Kompensationsspule (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Niedersachsen

Geplante Inbetriebnahme: 2026

M592g16 Raitersaich/West: STATCOM (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Bayern

Geplante Inbetriebnahme: 2032

M592g14 Ingolstadt: STATCOM (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Bayern

Geplante Inbetriebnahme: 2037

M592g17 Sittling: STATCOM (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Bayern

Geplante Inbetriebnahme: 2034

M592g18 Stadorf/Nord: STATCOM (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Niedersachsen

Geplante Inbetriebnahme: 2032

M592g6 Gießen/Nord: STATCOM (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Hessen

Geplante Inbetriebnahme: 2031

M592g8 Bleckenstedt/Süd: STATCOM (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Niedersachsen

Geplante Inbetriebnahme: 2030

M592g4 Suchraum Eschborn: STATCOM (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Hessen

Geplante Inbetriebnahme: 2032

M591g12 Dollern: 380-kV-Kompensationsspule (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Niedersachsen

Geplante Inbetriebnahme: 2030

M591g11 Bechterdissen: 380-kV-Kompensationsspule (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Nordrhein-Westfalen

Geplante Inbetriebnahme: 2037

M591g15 Helmstedt/Ost: 380-kV-Kompensationsspule (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Niedersachsen

Geplante Inbetriebnahme: 2026

M591g26 Suchraum Ludersheim/West: 380-kV-Kompensationsspule (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Bayern

Geplante Inbetriebnahme: 2030

M591g27 Suchraum Ludersheim/West: 380-kV-Kompensationsspule (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Bayern

Geplante Inbetriebnahme: 2030

M591g37 Raitersaich/West: 380-kV-Kompensationsspule (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Bayern

Geplante Inbetriebnahme: 2029

M591g28 Oberbachern: 380-kV-Kompensationsspule (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Bayern

Geplante Inbetriebnahme: 2033

M591g36 Pleinting: 380-kV-Kompensationsspule (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Bayern

Geplante Inbetriebnahme: 2034

M591h12 Bleckenstedt/Süd: 380-kV-Kompensationsspule (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Niedersachsen

Geplante Inbetriebnahme: 2026

M590h3 Suchraum Dorheim: MSCDN (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Hessen

Geplante Inbetriebnahme: 2045

M590h6 Suchraum Elm: MSCDN (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Hessen

Geplante Inbetriebnahme: 2036

M590h16 Sittling: MSCDN (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Bayern

Geplante Inbetriebnahme: 2032

M590i1 Suchraum Markt Bibart: MSCDN (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Bayern

Geplante Inbetriebnahme: 2037

M590i2 Suchraum Theilheim: MSCDN (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Bayern

Geplante Inbetriebnahme: 2037

M591h16 Diele: 380-kV-Kompensationsspule (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Niedersachsen

Geplante Inbetriebnahme: 2030

M591f30 Würgassen: 380-kV-Kompensationsspule (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Nordrhein-Westfalen

Geplante Inbetriebnahme: 2037

M591f29 Twistetal: 380-kV-Kompensationsspule (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Hessen

Geplante Inbetriebnahme: 2032

M591h13 Borken: 380-kV-Kompensationsspule (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Hessen

Geplante Inbetriebnahme: 2034

M591h14 Borken: 380-kV-Kompensationsspule (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Hessen

Geplante Inbetriebnahme: 2034

M591h33 Körnbach: 380-kV-Kompensationsspule (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Hessen

Geplante Inbetriebnahme: 2036

M591h19 Suchraum Hemmoor: 380-kV-Kompensationsspule (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Niedersachsen

Geplante Inbetriebnahme: 2037

M591i7 Suchraum Nüttermoor: 380-kV-Kompensationsspule (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Niedersachsen

Geplante Inbetriebnahme: 2037

M591h53 Suchraum Wallmersbach: 380-kV-Kompensationsspule (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Bayern

Geplante Inbetriebnahme: 2037

M591h54 Suchraum Wallmersbach: 380-kV-Kompensationsspule (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Bayern

Geplante Inbetriebnahme: 2037

M591h41 Suchraum Petersgmünd: 380-kV-Kompensationsspule (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Bayern

Geplante Inbetriebnahme: 2037

M591h32 Suchraum Marktleuthen: 380-kV-Kompensationsspule (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Bayern

Geplante Inbetriebnahme: 2037

M591h9 Suchraum Amberg: 380-kV-Kompensationsspule (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Bayern

Geplante Inbetriebnahme: 2037

M591h43 Suchraum Plattling: 380-kV-Kompensationsspule (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Bayern

Geplante Inbetriebnahme: 2031

M591h15 Suchraum Burghausen: 380-kV-Kompensationsspule (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Bayern

Geplante Inbetriebnahme: 2033

M591h31 Marienberg: 380-kV-Kompensationsspule (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Bayern

Geplante Inbetriebnahme: 2031

M591i6 Kiel/Rönne: 380-kV-Kompensationsspule (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Schleswig-Holstein

Geplante Inbetriebnahme: 2032

M591h47 Suchraum Rottenburg: 380-kV-Kompensationsspule (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Bayern

Geplante Inbetriebnahme: 2035

M592h10 Sandershausen: Rotierender Phasenschieber (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Hessen

Geplante Inbetriebnahme: 2032

M592h15 Handewitt: Rotierender Phasenschieber (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Schleswig-Holstein

Geplante Inbetriebnahme: 2031

M592h26 Sottrum: Rotierender Phasenschieber (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Niedersachsen

Geplante Inbetriebnahme: 2034

M592g15 Pleinting: Rotierender Phasenschieber (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Bayern

Geplante Inbetriebnahme: 2033

M591i2 Aschaffenburg: 380-kV-Kompensationsspule (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Bayern

Geplante Inbetriebnahme: 2035

M591i4 Großkrotzenburg/West: 380-kV-Kompensationsspule (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Hessen

Geplante Inbetriebnahme: 2037

M591i5 Großkrotzenburg/West: 380-kV-Kompensationsspule (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Hessen

Geplante Inbetriebnahme: 2037

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Als Folge der veränderten Erzeugungsstruktur treten u. a. durch hohe Nord-Süd-Leistungsflüsse hohe Belastungen der Leitungen auf. In diesen Situationen werden die Leitungen weit oberhalb ihrer natürlichen Leistung betrieben. Dieser Netzzustand führt zu einem hohen Bedarf an Blindleistung, um sämtliche Knotenspannungen sowohl im ungestörten als auch im gestörten Betrieb im zulässigen Spannungsband zu halten. Die Bereitstellung der Blindleistung erfolgt üblicherweise durch die Erbringung der Systemdienstleistung Spannungshaltung der im Netz verteilten Kraftwerke.

Durch die windbedingte Verdrängung sowie die Stilllegung konventioneller Kraftwerksleistung und der nur sehr begrenzt transportierbaren Blindleistung kann der für den sicheren Netz- und Systembetrieb notwendige Umfang an Blindleistung nicht mehr auf diese Weise vorgehalten werden. Zusätzlich steigen die Anforderungen an einen schnellen Wechsel der bereitzustellenden Blindleistung durch die kurzfristig möglichen Änderungen des witterungs- und marktbedingten Leistungstransits. Aus diesem Grund müssen neben stationären Anlagen insbesondere regelbare Blindleistungskompensationsanlagen einen Teil der notwendigen Blindleistung an Knoten mit signifikanten Spannungsänderungen bereitstellen. Durch eine stufenlos regelbare Blindleistungskompensationsanlage kann die erforderliche kapazitive oder induktive Blindleistung, abhängig von der jeweiligen Last- und Erzeugungssituation, bedarfsgerecht und dynamisch zur Verfügung gestellt werden.

Laufende Analysen in der Regelzone von TenneT für weitere Blindleistungsanlagen

Im Zusammenhang mit abnehmender konventioneller Kraftwerksleistung und einer Höherbelastung von Leitungen wird der Bedarf an weiteren Blindleistungsanlagen in der Regelzone von TenneT untersucht, der zum Teil zu einem weiteren Umbau/Ausbau in den Umspannwerken führt. Dieser Ausbau dient nicht nur dazu, den Betriebsbereich von Leitungen bei einer Erhöhung der Stromtragfähigkeit abzusichern. Der Ausbau durch regelbare Anlagen dient zusätzlich der Verbesserung der Systemsicherheit im innerkontinental vermaschten 380-kV-Drehstromnetz, da das System durch die Höherauslastung und den abnehmenden Einsatz konventioneller Kraftwerke näher an die Belastbarkeits- und Stabilitätsgrenzen betrieben wird.

Insgesamt sorgt der Ausbau durch regelbare Kompensationsanlagen dafür, dass

- ausreichend Blindleistung (statisch und dynamisch) auch nach Ausfällen bereitsteht,
- die Winkelstabilität auch nach Ausfällen gegeben ist,
- der Netzschutz Fehler schnell, selektiv und zuverlässig abschaltet und
- der Systemschutz betroffene Regionen bei kaskadierenden Ausfällen eingrenzt.

Für den sicheren Betrieb des Übertragungsnetzes sind die Spannungen stets in einem definierten Toleranzband zu halten. Die Spannungsstabilität ist gegeben, wenn die Spannung im gesamten Netz, auch in Folge von Einspeise- und Lastveränderungen oder Störungen, auf einem betrieblich geeigneten Niveau durch eine ausgeglichene Blindleistungsbilanz gehalten werden kann. Dies ist insbesondere dann wichtig, wenn sich der Ausfall einer Erzeugungsanlage oder einer Leitung in einem hoch belasteten Netzgebiet besonders kritisch auf die Spannung auswirkt. Die ausfallende Blindleistungseinspeisung bzw. der durch die Höherbelastung der verbleibenden Leitungen sprunghaft ansteigende Mehrbedarf an Blindleistung muss aus weiter entfernt liegenden Netzbereichen bereitgestellt werden. Wenn keine ortsnahe regelbare Blindleistungsreserve verfügbar ist, kann die Spannung auf ein Niveau abfallen, das im schlimmsten Fall zu kaskadierenden Schutzauslösungen und zum Abschalten von Erzeugungsanlagen und Betriebsmitteln führt. Umgekehrt können bei Überspannung Betriebsmittel beschädigt werden und ebenso ausfallen.

Die Abnahme spannungsgeregelter Blindleistung aus konventionellen Erzeugungseinheiten, die Entwicklung der Lastcharakteristik hin zu umrichtergesteuerten Lasten und die Höherauslastung des Netzes in Verbindung mit ansteigenden Leistungsflussgradienten wirken sich ohne den notwendigen Zubau adäquater Kompensationsanlagen ungünstig auf die Spannungshaltung und -stabilität aus.

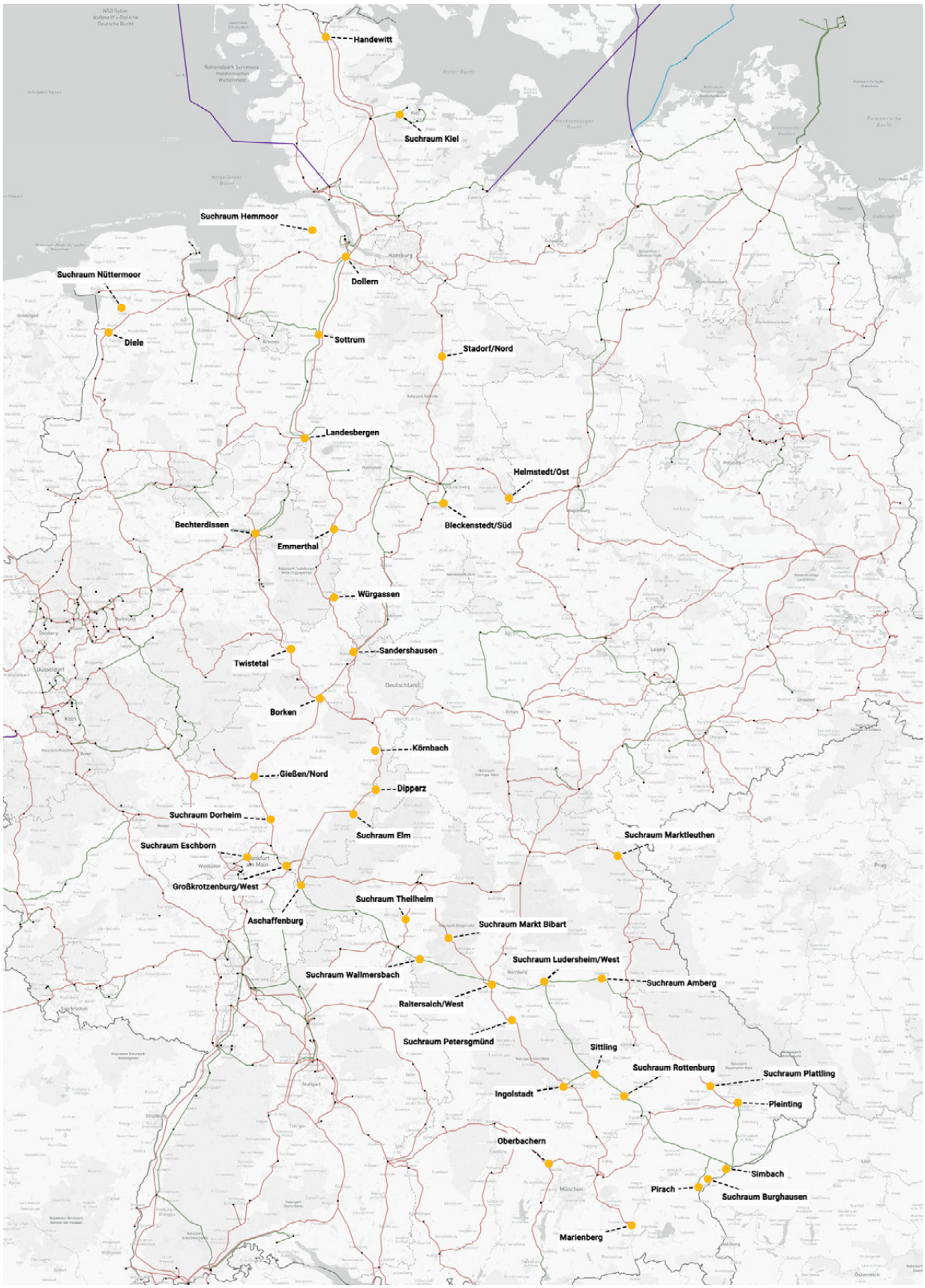
Die derzeit im NEP quantifizierten Bedarfe an regelbarer Blindleistung berücksichtigen noch keine zusätzlichen Bedarfe für die Beherrschung der kurzzeitigen dynamischen Ausgleichsvorgänge nach Fehlerereignissen. Darüber hinaus sind für die Beherrschung von Großstörungen (vor allem zur Begrenzung der Frequenzgradienten bei Netzauftrennungen) Bedarfe für zusätzliche Schwungmasse zur Bereitstellung von Momentanreserve absehbar, die durch STATCOM mit integrierten Kurzzeitspeichern bzw. rotierende Phasenschieber mit zusätzlichem Schwungrad bereitgestellt 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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden

die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierte On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P400

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P402
Netzausbau Westerkappeln - Gersteinwerk

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

amprion verbindet

Zubaunetz Onshore AC

Weitere Informationen

BBP-Nr: 89

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Westerkappeln und Gersteinwerk sowie zur Aufnahme von dezentraler erzeugter Leistung aus erneuerbaren Energien aus dem Münsterland. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M602: Westerkappeln – Gersteinwerk

Weitere Infos zum Projekt

https://www.amprion.net/Netzausbau/Aktuelle-Projekte/Westerkappeln-–-Gersteinwerk/

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045	C 2037	C 2045
Maßnahmen						
M602	✓	✓	✓	✓		

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M602 Westerkappeln - Gersteinwerk

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Nordrhein-Westfalen

Ausführung:

Netzausbau	**89 km**
davon Neubau in neuer Trasse	89 km

Geplante Inbetriebnahme: 2034

Beschreibung der Maßnahme

Zwischen Westerkappeln und Gersteinwerk ist eine 380-kV-Leitung in neuer Trasse zu errichten. Mit der Realisierung des Neubaus wird die Kurzschlussleistung in der Umspannanlage (UA) Gersteinwerk deutlich ansteigen, weshalb ein Ersatzneubau der Anlage auf 80 kA erforderlich wird. Da die Anlage Westerkappeln im Bestand nicht erweiterbar ist, muss hier ebenfalls ein Ersatzneubau erfolgen. Für die Realisierung der Maßnahme ist zudem eine Anpassung der bestehenden Leitungen vor der Umspannanlage Gersteinwerk notwendig.

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Das Münsterland ist eine ländlich geprägte Region, in der vereinzelte Lastzentren durch die Nachfrage in den Städten bestehen. Der Ausbau der erneuerbaren Energien erfolgt im Wesentlichen durch den Ausbau der Windenergieanlagen in den dünn besiedelten Flächen und dem punktuellen Zubau von Photovoltaik und Biomasse-Anlagen. Die Netzinfrastruktur übernimmt bereits heute eine wichtige Aufgabe beim Transport der Leistung aus erneuerbaren Energiequellen direkt aus dem Münsterland aber auch aus den benachbarten Regionen in Richtung Süden. Insbesondere die Erhöhung der Offshore-Windenergie, die in Norddeutschland angeschlossen werden soll, führt zu einem erhöhten Transportbedarf in der Region.

Netzplanerische Begründung

Die Netzerweiterung zwischen Westerkappeln und Gersteinwerk erhöht die Übertragungskapazität auf dieser Achse. Die beschriebene Maßnahme beseitigt Überlastungen verschiedener 380-kV-Leitungen im Münsterland und in Westfalen. Sie dient dabei insbesondere dem Abtransport von Strom aus erneuerbaren Energien in Richtung Süden und leistet somit einen wesentlichen Integrationsbeitrag.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahme M602 hat sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2037, A 2045, B 2037 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt.

Trotz der bereits erfolgten Verstärkung von AC-Leitungen in Deutschland sind weiterhin Maßnahmen notwendig, um ein engpassfreies Netz zu erzielen. Da die bestehende Netzinfrastruktur der Region weitgehend verstärkt ist, erfolgt ein Ausbau in neuer Trasse.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahmen werden unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen.

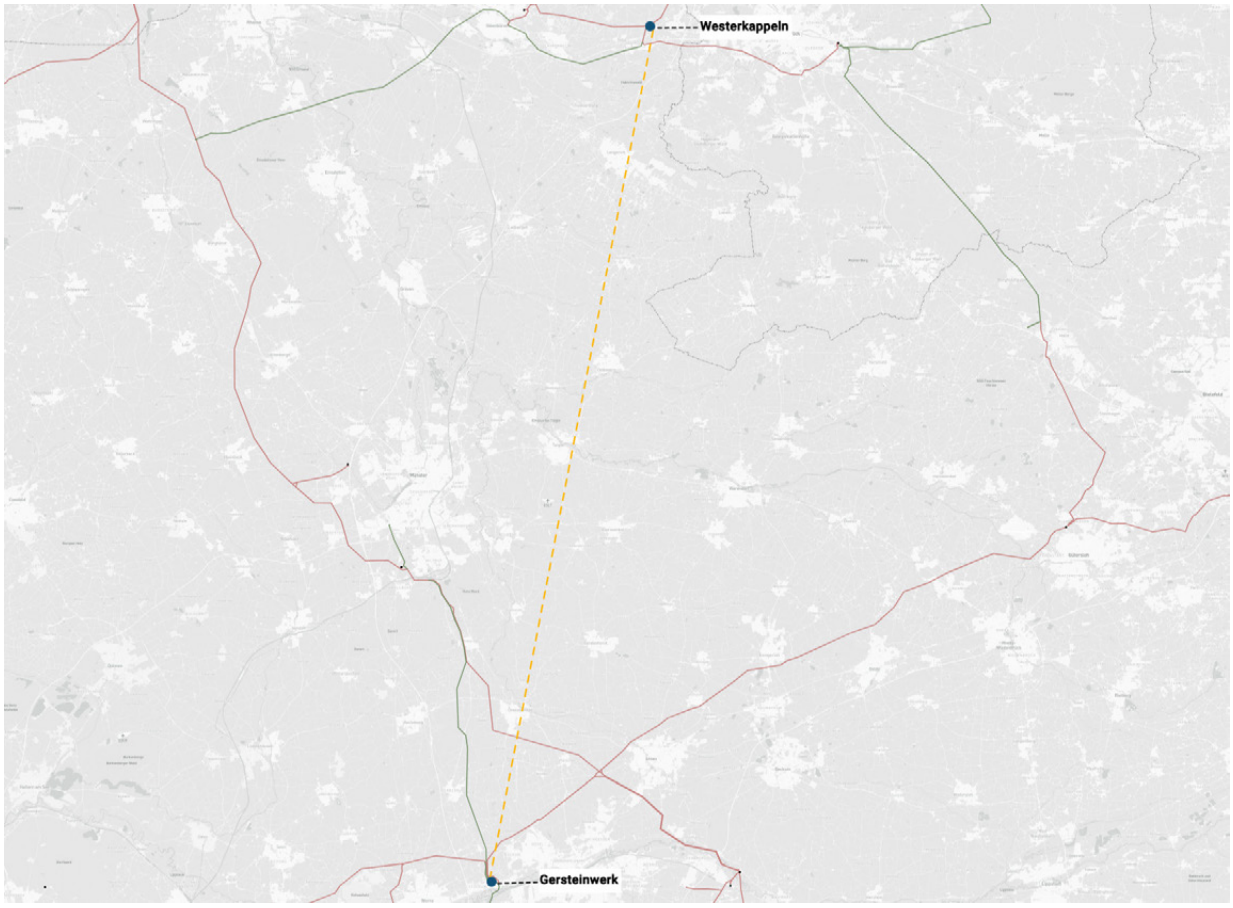
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P402 wurde im NEP 2030 (2019) erstmals identifiziert und im NEP 2035 (2021) und im NEP 2037/2045 (2023) bestätigt. Es ist als Vorhaben Nr. 89 im Bundesbedarfsplan 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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierten On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P402
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P403
Netzverstärkung Hattingen - Bezirk Ronsdorf (Wuppertal)

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

amprion verbindet

Zubaunetz Onshore AC

Weitere Informationen

BBP-Nr: 64

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität des 380-kV-Netzes. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M603: Hattingen – Bezirk Ronsdorf (Wuppertal)

Weitere Infos zum Projekt

https://www.amprion.net/Netzausbau/Aktuelle-Projekte/Hattingen-–-Linde/

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045	C 2037	C 2045
Maßnahmen						
M603	✓	✓	✓	✓		

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M603 Hattingen - Bezirk Ronsdorf (Wuppertal)

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Nordrhein-Westfalen

Ausführung:

Netzverstärkung	**22 km**
davon Ersatzneubau	22 km
Geplante Inbetriebnahme:	2034

Beschreibung der Maßnahme

Zwischen den 380-kV-Anlagen Hattingen und Linde (Bezirk Ronsdorf, Wuppertal) ist eine 380-kV-Leitung in bestehender 220-kV-Trasse zu errichten (Netzverstärkung). Die Anlagen Hattingen und Linde sind zu erweitern (Netzverstärkung). Falls eine Erweiterung der bestehenden Anlage Linde nicht möglich ist, ist die Anlage Linde im Suchraum der Bestandsanlage neu zu errichten. Ungefähr auf halber Strecke wird zwischen den beiden zuvor genannten Bestandsanlagen zusätzlich eine neue 380-kV-Anlage bei Linderhausen errichtet und eingebunden, welche die Versorgung des Raums Wuppertal/Schwelm sicherstellt. Aufgrund der geringen verfügbaren Trassenräume in der Region ist es erforderlich, dass bestehende 220-kV-Stromkreise demontiert werden, um die Errichtung von 380-kV-Stromkreisen zu ermöglichen. Als Folge wird die 220-kV-Station Hattingen auf eine ausschließliche 380-kV-Versorgung erweitert und die 220-kV-Anlage demontiert. So ist auch nach dem Entfall der 220-kV-Stromkreise eine sichere Versorgung der dortigen Kundenanschlüsse gewährleistet.

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Region Rhein/Ruhr ist durch eine hohe Anzahl von Industriekunden und damit durch eine sehr hohe Nachfrage nach elektrischer Energie geprägt. Die damaligen lokalen Primärenergieträgerressourcen und die kurzen Transportwege haben dazu geführt, dass auch die konventionelle Erzeugung stark ausgebaut wurde. Im Rahmen der Energiewende findet nun ein Ausbau der erneuerbaren Energien (beispielsweise durch den geplanten Anschluss von Offshore-Windenergie) bei gleichzeitigem kontinuierlichen Wegfall der konventionellen Kraftwerke statt. Die aus der Verbindung dieser Last- und Erzeugungsschwerpunkte resultierende Netzinfrastruktur kann zukünftig durch gezielte Verstärkungen und Umstrukturierungen für eine Erweiterung sowohl der Nord-Süd- als auch der Ost-West-Transportkapazität eingesetzt werden.

Netzplanerische Begründung

Die Netzerweiterung zwischen Hattingen und Linde erhöht die Übertragungskapazität für Nord-Süd-Transite und entlastet 380-kV-Stromkreise mit einer ähnlichen Transportaufgabe im Ruhrgebiet, Rheinland und Siegerland. Gleichermaßen werden durch die neue Netztopologie Ost-West-Transite im Ruhrgebiet reduziert. Durch die neu zu errichtende Anlage bei Linderhausen wird die Versorgung des Raums Wuppertal/Schwelm auch zukünftig sichergestellt.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahme M603 hat sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2037, A 2045, B 2037 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahme M603 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen.

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahmen werden unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternativ zu der beschriebenen Maßnahme M603 könnte eine 380-kV-Leitung mit zwei Stromkreisen zwischen Hattingen über Eiberg nach Opladen als Neubau in neuer Trasse vorgenommen werden. Diese Planungsalternative ist im Vergleich mit der vorgeschlagenen Maßnahme M603 im Hinblick auf das NOVA-Prinzip nicht vorzugswürdig und wurde daher verworfen.

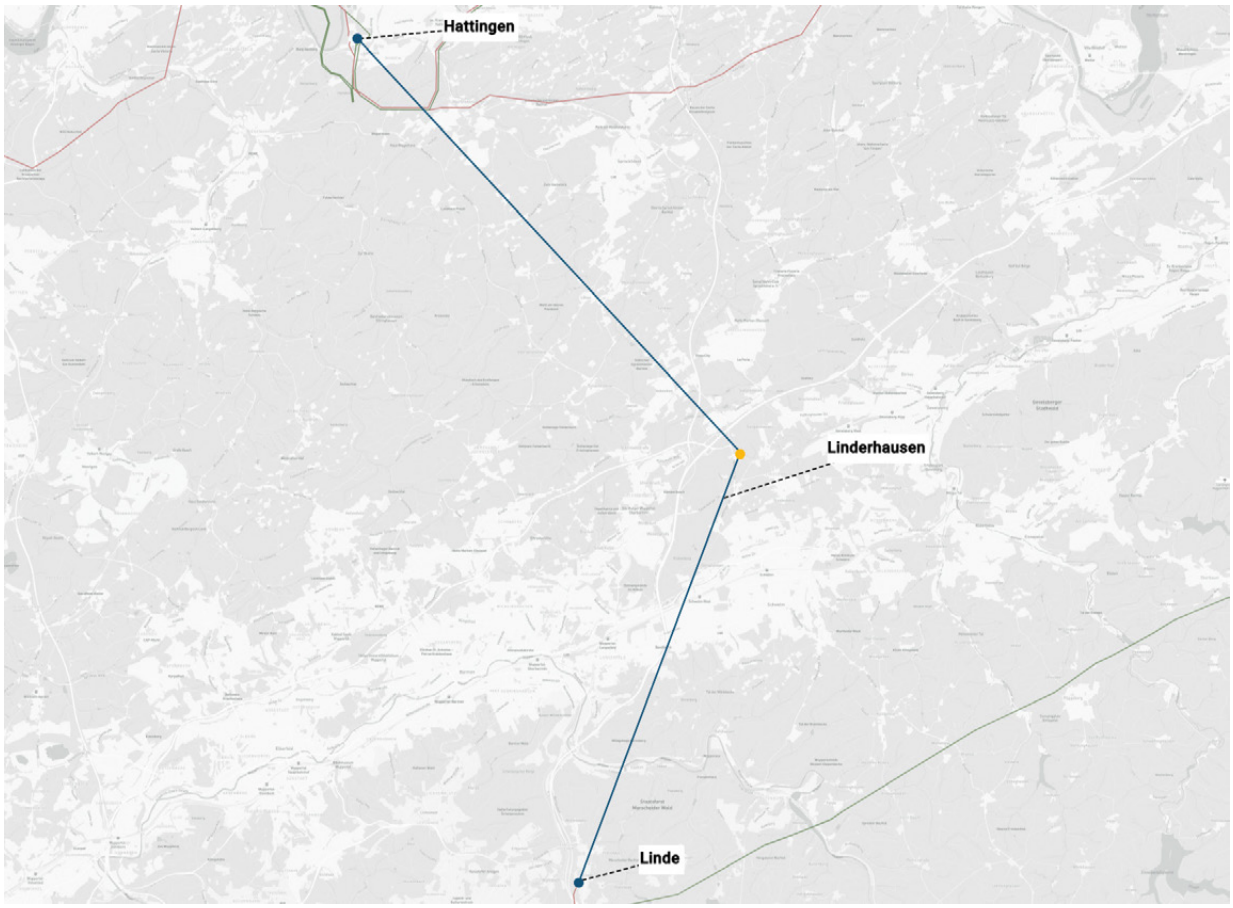
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P403 wurde im NEP 2030 (2019) erstmals identifiziert und von der Bundesnetzagentur im NEP 2030 (2019), im NEP 2035 (2021) und im NEP 2037/2045 (2023) bestätigt. Es ist als Vorhaben Nr. 64 im Bundesbedarfsplan 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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologien und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierten On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P403
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P408
Netzverstärkung zentrales Ruhrgebiet (Ad-hoc-Maßnahme)

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

amprion verbindet

Zubaunetz Onshore AC

Weitere Informationen

BBP-Nr: 91

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität im zentralen Ruhrgebiet. Zur Realisierung sind folgende Maßnahmen notwendig:

- M621: Punkt Günnigfeld – Bochum
- M622: Bochum – Hattingen

In den Stationen Hattingen, Bochum, Thiemannshof und Höntrop wird die Versorgungsspannung der heutigen Netzkuppler von 220-kV auf 380-kV erhöht und diese entsprechend ausgetauscht (Netzverstärkung).

Dieses Projekt befindet sich teils im Start- und teils im Zubaunetz (siehe AMP-P408 mit der Maßnahme M744).

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
Maßnahmen				
M621	✓	✓	✓	✓
M622	✓	✓	✓	✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

2 Maßnahmen

M621 Punkt Günnigfeld - Bochum

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Nordrhein-Westfalen

Ausführung:

Netzverstärkung	**4 km**
davon Ersatzneubau	4 km
Geplante Inbetriebnahme:	2034

Beschreibung der Maßnahme

Zwischen Punkt Günnigfeld und Bochum werden durch Verstärkung in bestehender Trasse zwei 380-kV-Stromkreise errichtet (Netzverstärkung). Aufgrund der geringen verfügbaren Trassenräume in der Region ist es teilweise erforderlich, dass bei Nutzung des 380-kV-Stromkreisplatzes bestehende 220-kV-Stromkreise demontiert werden.

M622 Bochum - Hattingen

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Nordrhein-Westfalen

Ausführung:

Netzverstärkung	**11 km**
davon Ersatzneubau	11 km

Geplante Inbetriebnahme: 2037

Beschreibung der Maßnahme

Zwischen Hattingen und Bochum werden durch Verstärkung in bestehender Trasse zwei 380-kV-Stromkreise errichtet. Aufgrund der geringen verfügbaren Trassenräume in der Region ist es erforderlich, dass bei Nutzung des 380-kV-Stromkreisplatzes bestehende 220-kV-Stromkreise demontiert werden. Als Folge wird die 220-kV-Station Bochum auf eine 380-kV-Versorgung erweitert bzw. neugebaut. So ist auch nach dem Entfall der 220-kV-Stromkreise eine sichere Versorgung der dortigen Kundenanschlüsse gewährleistet (Netzverstärkung).

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Region Rhein / Ruhr ist durch eine hohe Anzahl von Industriekunden und damit durch eine sehr hohe Nachfrage nach elektrischer Energie geprägt. Die damaligen lokalen Primärenergieträgerressourcen und die kurzen Transportwege haben dazu geführt, dass die konventionelle Erzeugung stark ausgebaut wurde. Im Rahmen der Energiewende findet nun ein Ausbau der erneuerbaren Energien (beispielsweise durch den perspektivischen Anschluss von Offshore-Windenergie) bei gleichzeitigem kontinuierlichen Wegfall der konventionellen Kraftwerke statt. Die aus der Verbindung dieser Last- und Erzeugungsschwerpunkte resultierende Netzinfrastruktur kann zukünftig durch gezielte Verstärkungen und Umstrukturierungen für eine Erweiterung sowohl der Nord-Süd- als auch der Ost-West-Transportkapazität eingesetzt werden.

Netzplanerische Begründung

Die bestehende Übertragungsnetzstruktur ist für die zukünftigen Transport- und Versorgungsaufgaben nicht mehr ausreichend dimensioniert. Aus diesem Grund ist eine Umstellung auf 380-kV erforderlich. Die beschriebene Maßnahme führt zu einer erhöhten Übertragungskapazität sowie einer Symmetrierung der Leistungsflüsse im Ruhrgebiet und beseitigt damit Überlastungen in der betroffenen Netzregion.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung

mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahmen M621 und M622 haben sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2037, A 2045, B 2037 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahmen M744, M621 und M622 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen. Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen.

Alternativ zu den beschriebenen Maßnahmen M744, M621 und M622 könnte eine 380-kV-Leitung mit zwei Stromkreisen von Kusenhorst nach Hattingen über Emscherbruch, Pöppinghausen und Witten als Neubau in teilweise neuer bzw. bestehender Trasse vorgenommen werden. Diese Planungsalternative ist im Vergleich mit der vorgeschlagenen Maßnahmen M744, M621 und M622 im Hinblick auf das NOVA-Prinzip nicht vorzugswürdig und bietet zugleich weniger Synergien mit der bestehenden Netzinfrastruktur, weshalb die Alternative verworfen wurde.

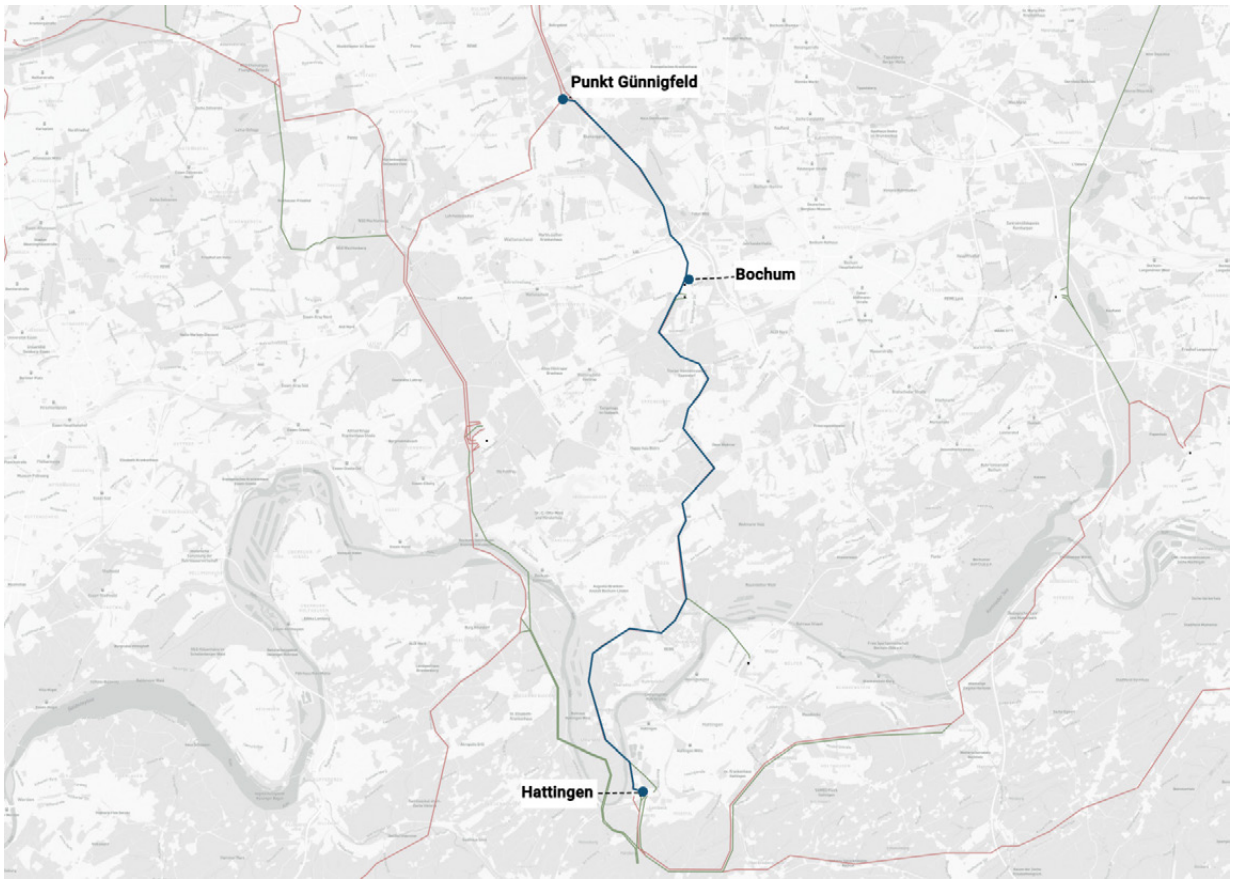
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P408 wurde im NEP 2030 (2019), im NEP 2035 (2021) und im NEP 2037/2045 (2023) identifiziert und von der Bundesnetzagentur im NEP 2035 (2021) und im NEP 2037/2045 (2023) bestätigt. Es ist als Vorhaben Nr. 91 im Bundesbedarfsplan 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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierten On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P408
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P412
Sammelprojekt für Q-Kompensationsanlagen in der Regelzone Amprion

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

amprion verbindet

Zubaunetz Onshore AC

Projektbeschreibung

Die in diesem Projekt geplanten Anlagen dienen der Kompensation der Blindleistung zur Einhaltung der Spannungsgrenzen und Spannungsstabilität im Netzgebiet der Amprion. Ein vollständiges Bild der zu diesem Zweck benötigten Anlagen im Netzgebiet der Amprion ergibt sich in Kombination mit den schon im Startnetz befindlichen Anlagen, welche in AMP-P412 dargestellt sind. Der 2. Entwurf des NEP 2037/2045 (2025) wird auf aktuellen Analysen basierend weitere Bedarfe aufzeigen.

Es sind folgende Maßnahmen erforderlich:

Spannungshebende Blindleistungskompensation (MSCDN):

- M412a3 - Leupolz: MSCDN (1x)

Spannungssenkende Blindleistungskompensation (Kompensationsspule):

- M412b16 - Opladen: 380-kV-Kompensationsspule (1x)
- M412b17 - Steinhagen: 380-kV-Kompensationsspule (1x)
- M412b18 - Steinhagen: 380-kV-Kompensationsspule (1x)

Regelbare Blindleistungskompensation (STATCOM und rotierende Phasenschieber):

- M412c9 - St. Barbara: E-STATCOM (1x)

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario / Maßnahmen	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
M412a3	✓	✓	✓	✓
M412b16	✓	✓	✓	✓
M412b17	✓	✓	✓	✓
M412b18	✓	✓	✓	✓
M412c9	✓	✓	✓	✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

5 Maßnahmen

M412a3 Leupolz: MSCDN (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Bayern

Geplante Inbetriebnahme: 2030

M412b16 Opladen: 380-kV-Kompensationsspule (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Nordrhein-Westfalen

Geplante Inbetriebnahme: 2030

M412b17 Steinhagen: 380-kV-Kompensationsspule (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Nordrhein-Westfalen

Geplante Inbetriebnahme: 2030

M412b18 Steinhagen: 380-kV-Kompensationsspule (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Nordrhein-Westfalen

Geplante Inbetriebnahme: 2030

M412c9 St. Barbara: E-STATCOM (1x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Saarland

Geplante Inbetriebnahme: 2030

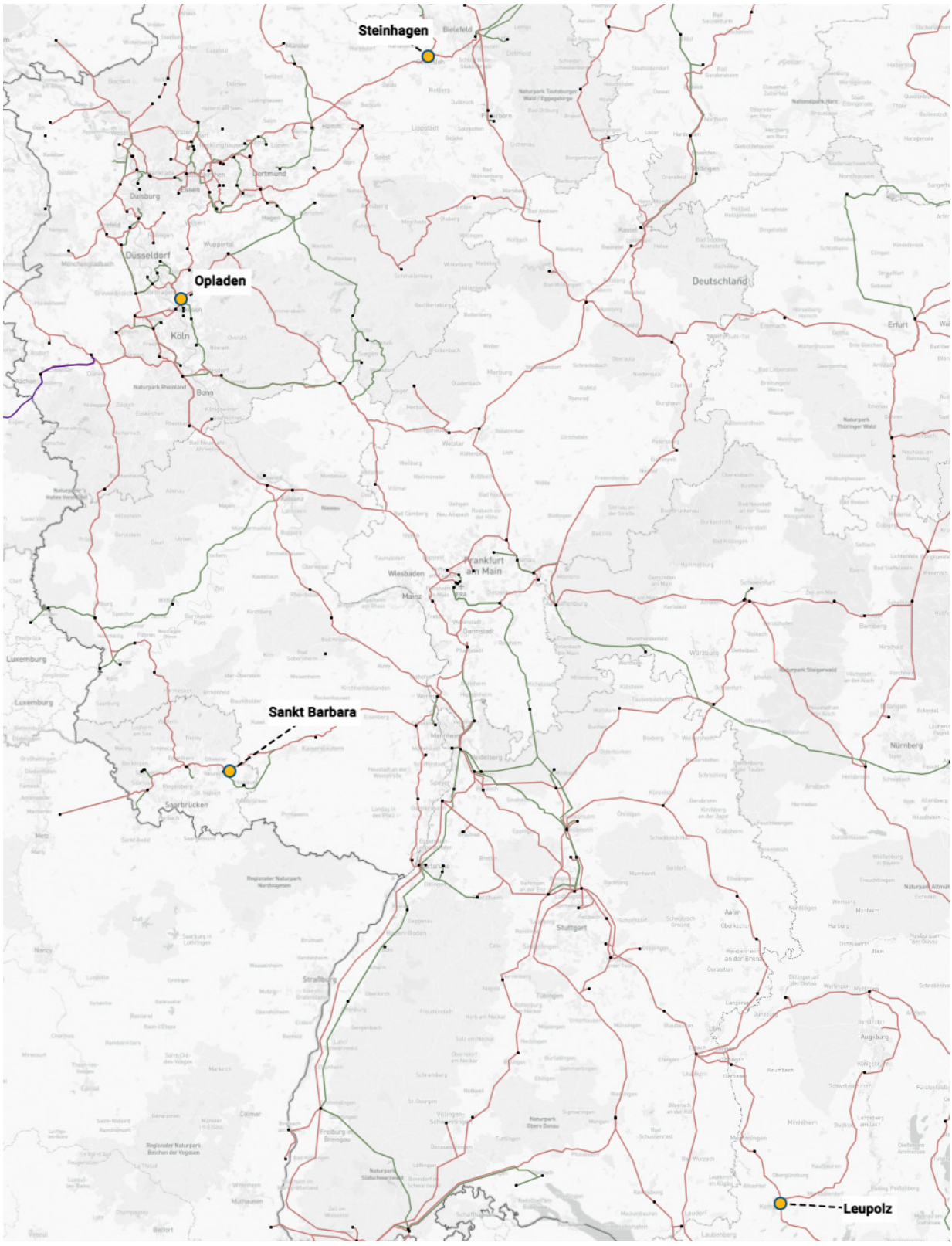
Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Durch die veränderte Erzeugungsstruktur treten u.a. durch hohe Nord-Süd-Leistungsflüsse hohe Belastungen der Leitungen auf. In diesen Situationen werden die Leitungen weit oberhalb ihrer natürlichen Leistung betrieben. Dieser Netzzustand führt zu einem hohen Bedarf an Blindleistung, um sämtliche Knotenspannungen sowohl im ungestörten als auch im gestörten Betrieb im zulässigen Spannungsband zu halten, um kaskadierende Betriebsmittelausfälle zu vermeiden. Neben hoch ausgelasteten Netzsituationen müssen auch Situationen mit geringer Netzbelastung betrachtet werden, da diese zu sehr hohen Spannungen im Netz führen können. Zusätzlich dazu verhalten sich angeschlossene Verteilnetze zunehmend spannungshebender.

Die Bereitstellung der Blindleistung erfolgt üblicherweise durch die Spannungshaltung der im Netz verteilten (konventionellen) Kraftwerke. Durch die Änderung der Erzeugungsstruktur und der lokal benötigten Blindleistung können der für den sicheren Netz- und Systembetrieb notwendige Umfang an Blindleistung nicht mehr allein durch Kraftwerke vorgehalten werden. Zusätzlich steigt der Bedarf an sich und die Anforderungen an einen schnellen Wechsel der bereit zu stellenden Blindleistung durch die kurzfristig möglichen Änderungen des witterungs- und marktbedingten Leistungstransits. Neben der sicheren Beherrschung von Fehlern müssen aus diesem Grund neben stationären Anlagen insbesondere regelbare Blindleistungskompensationsanlagen einen Teil der notwendigen Blindleistung an Knoten mit signifikanten Spannungsänderungen bereitstellen. Durch eine regelbare Blindleistungskompensationsanlage kann die erforderliche kapazitive oder induktive Blindleistung, abhängig von der jeweiligen Last- und Erzeugungssituation, bedarfsgerecht und dynamisch zur Verfügung gestellt werden.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P412
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P421
Netzverstärkung Trossingen

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TRANSNET BW

Zubaunetz Onshore AC

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Engstlatt und Trossingen.

- M702: Einführungen UW Trossingen

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
Maßnahmen				
M702	✓	✓	✓	✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M702 Einführungen UW Trossingen

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Bundesländer: Baden-Württemberg

Ausführung:

Netzverstärkung	**2.8 km**
davon Ersatzneubau	2.8 km

Geplante Inbetriebnahme: 2035

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen der Maßnahme soll der am Umspannwerk Trossingen vorbeiführende Stromkreis Engstlatt – Gurtweil – Villingen im UW Trossingen eingeschleift werden. Außerdem sollen Engpässe auf den bestehenden eingeführten Stromkreisen behoben werden. Dazu sind Ersatzneubauten beider in das UW Trossingen einführenden Leitungsanlagen notwendig (Netzverstärkung). In Verbindung mit den weiteren geplanten Maßnahmen in der Anlage (siehe P90) ist ein Neubau des UW Trossingen und eine Erweiterung um zusätzliche Schaltfelder sowie eine dritte Sammelschiene erforderlich (Netzverstärkung).

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Der betroffene Netzbereich befindet sich auf einer bedeutenden Verbindungstrasse zwischen dem baden-württembergischen Lastschwerpunkt des mittleren Neckarraums und den Pumpspeichern im südlichen Schwarzwald.

Netzplanerische Begründung

Bei Ausfall des bestehenden 380-kV-Stromkreises Engstlatt – Trossingen kommt es aufgrund der dann fehlenden Transportnetz-Verbindung zwischen diesen Stationen zur Verlagerung des Lastflusses in das unterlagerte Verteilnetz. Dies führt infolgedessen zu massiven Überlastungen mehrerer 110-kV-Stromkreise. Durch die Einschleifung eines zweiten 380-kV-Stromkreises in das UW Trossingen wird eine zweite 380-kV-Verbindung zwischen Engstlatt und Trossingen geschaffen. Durch diese zweite Verbindung können die unzulässigen Überlastungen im Verteilnetz vermieden werden. Auf Basis gemeinsamer Kosten-Nutzen-Analysen von TransnetBW und des betroffenen Verteilnetzbetreibers hat sich die Einschleifung im Transportnetz als wesentlich günstiger als ein Ausbau des Verteilnetzes herausgestellt. Im NEP 2037/2045 (2023) hat sich zudem gezeigt, dass es auf dem Stromkreis Trossingen - Laufenburg zu Engpässen kommt. Diese können durch eine Netzverstärkung im Rahmen eines Ersatzneubaus der anderen nach Trossingen einführenden Leitungsanlage aufgelöst werden. Deswegen wurde der Umfang der Maßnahme entsprechend angepasst.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahme M702 hat sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2037, A 2045, B 2037 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Für die Maßnahme 702 gibt es im Hinblick auf das NOVA-Kriterium keine vorzugswürdigen alternativen Netzverknüpfungspunkte.

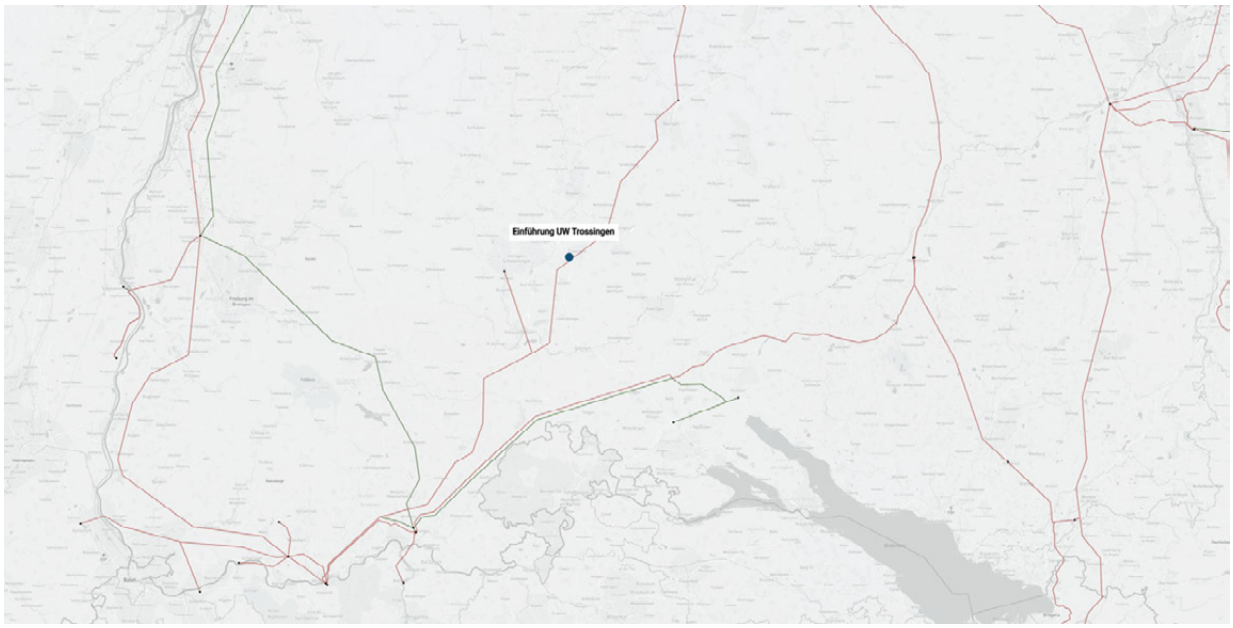
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P421 wurde im NEP 2035 (2021) und NEP 2037/2045 (2023) von der Bundesnetzagentur 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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierte On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P421
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P450
Netzverstärkung: Güstrow - Siedenbrünzow - Putlitz/Süd - Perleberg - Stendal/West

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

50hertz | Elia Group

Zubaunetz Onshore AC

Weitere Informationen

BBP-Nr: 60

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der horizontalen Übertragungskapazität in der 50Hertz-Regelzone. Es beinhaltet die folgenden Maßnahmen:

- M678: Putlitz/Süd - Perleberg - Stendal/West
- M786: Güstrow - Siedenbrünzow - Putlitz/Süd

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario / Maßnahmen	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
M678	✓	✓	✓	✓
M786	✓	✓	✓	✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

2 Maßnahmen

M678 Putlitz/Süd - Perleberg - Stendal/West

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Brandenburg Sachsen-Anhalt

Ausführung:

Netzverstärkung	**98 km**
davon Ersatzneubau	98 km
Geplante Inbetriebnahme:	2036

Beschreibung der Maßnahme

Zur Umsetzung der gegenständlichen Maßnahme wird die bestehende 380-kV-Leitung zwischen Putlitz/Süd, Putlitz, Perleberg und Stendal/West durch eine neue 380-kV-Leitung (4.000 A) ersetzt (Ersatzneubau). Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung orientiert sich die Planung an der Bestandstrasse. Die bestehenden 380-kV-UWs Putlitz/Süd, Perleberg und Stendal/West sind zu verstärken. Im Zuge der Maßnahme wird die Anlage Putlitz direkt an das bestehende 380-kV-UW Pulitz/Süd mit einem 380-kV-Stromkreis (4.000 A, ca. 1,5 km Ersatzneubau) angebunden.

Der Verteilnetzbetreiber und 50Hertz planen im Suchraum der Stadt Osterburg, Gemeinden Goldbeck, Rochau, Bismark und Stendal (kurz: Suchraum Osterburg), gelegen zwischen den UW Perleberg und Stendal/West, die Errichtung eines neuen 380/110-kV-Umspannwerks (siehe Begleitdokument Punktmaßnahmen). Dieses wird mit einer Doppeleinschleifung in die 380-kV-Leitung Putlitz/Süd - Perleberg - Stendal/West eingebunden (siehe Begleitdokument Punktmaßnahmen).

M786 Güstrow - Siedenbrünzow - Putlitz/Süd

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Brandenburg Mecklenburg-Vorpommern

Ausführung:

Netzverstärkung	**152 km**

davon Ersatzneubau	152 km
Geplante Inbetriebnahme:	2037

Beschreibung der Maßnahme

Zur Umsetzung der gegenständlichen Maßnahme wird die bestehende 380-kV-Leitung zwischen Güstrow, Siedenbrünzow und Putlitz/Süd durch eine neue 380-kV-Leitung (4.000 A) ersetzt (Ersatzneubau). Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung orientiert sich die Planung an der Bestandstrasse. Die bestehenden 380-kV-UWs Güstrow, Siedenbrünzow und Putlitz/Süd sind zu verstärken.

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Aufgrund der günstigen regionalen Bedingungen geht der Ausbau erneuerbarer Energien in Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg und Sachsen-Anhalt stetig weiter voran. Dies betrifft insbesondere den Zubau an Photovoltaik, Onshore- und Offshore-Windleistung.

Netzplanerische Begründung

Die bestehende oben genannte 380-kV-Leitung Güstrow - Siedenbrünzow - Putlitz/Süd - Perleberg - Stendal/West besitzt für die zu erwartenden Übertragungsaufgaben eine zu geringe Übertragungskapazität. Ohne die gegenständlichen 380-kV-Netzverstärkungen wird der 380-kV-Leitungsabschnitt Güstrow - Siedenbrünzow - Putlitz/Süd - Perleberg - Stendal/West bei Ausfall eines 380-kV-Stromkreises dieser Leitung unzulässig hoch belastet. Das netztechnische Ziel der Maßnahmen besteht darin, durch Ersatzneubau die Transportkapazität auf der 380-kV-Leitung Güstrow - Siedenbrünzow - Putlitz/Süd - Perleberg - Stendal/West zu erhöhen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP

eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahmen M678 und M786 haben sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2037, A 2045, B 2037 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen - sofern technisch möglich - generell berücksichtigt.

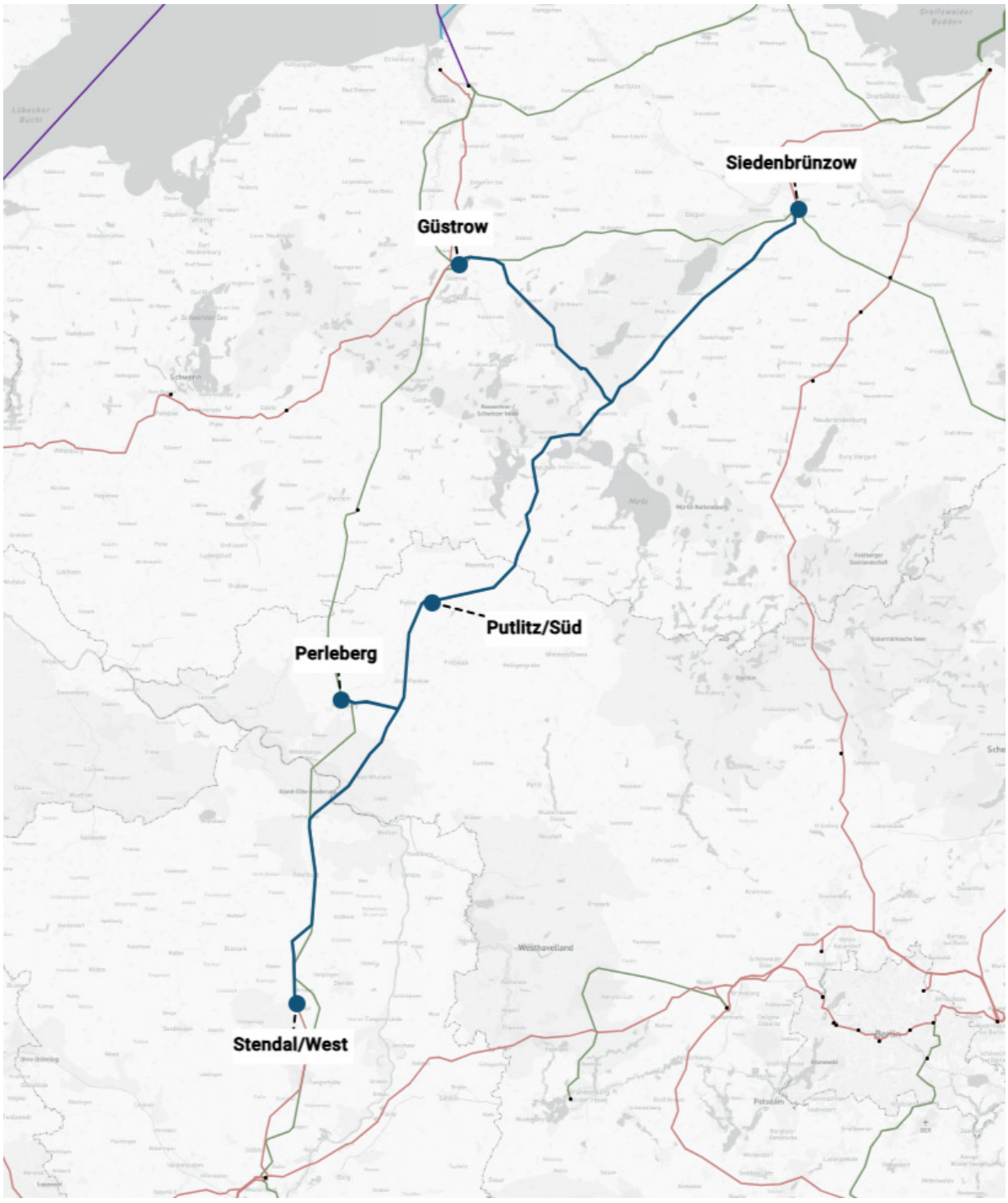
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P450 wurde erstmals im NEP 2030 (2019) identifiziert und die Maßnahmen M678 und M786 im NEP 2030 (2019), im NEP 2035 (2021) sowie im NEP 2037/2045 (2023) von der Bundesnetzagentur bestätigt. Das Projekt P450 ist als Teil des Vorhabens Nr. 60 im Bundesbedarfsplan 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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierte On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P450
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P462
Netzerweiterung Siersdorf – Zukunft – Verlautenheide

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

amprion verbindet

Zubaunetz Onshore AC

Weitere Informationen

BBP-Nr: 75

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität im Raum Aachen. Folgende Maßnahme ist zu realisieren:

- M689: Siersdorf – Zukunft/Verlautenheide – Zukunft – Verlautenheide

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario / Maßnahmen	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
M689	✓	✓	✓	✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M689 Netzerweiterung Siersdorf – Zukunft/Verlautenheide – Zukunft – Verlautenheide

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Nordrhein-Westfalen

Ausführung:

Netzverstärkung	**24 km**
davon Zu-/Umbeseilung	10.5 km
davon Ersatzneubau	13.5 km

Geplante Inbetriebnahme: 2034

Beschreibung der Maßnahme

Der unterlagerte Verteilnetzbetreiber hat um die Erhöhung des Einspeisequerschnittes in den Anlagen Siersdorf und Verlautenheide aus dem 380-kV-Netz in das unterlagerte 110-kV-Netz gebeten. Aus diesem Grund ist eine Netzerweiterung zur Erhöhung der Netzkuppelkapazität zwischen dem Übertragungsnetz von Amprion und der unterlagerten 110-kV-Netzgruppe erforderlich. Der entfallenden Einspeisung von Kraftwerksblöcken mit einer Gesamtleistung von ca. 600 MW in die 110-kV-Netzgruppe wird damit entgegengewirkt. Die 380-kV-Anlage Siersdorf wird um einen 380/110-kV-Transformator erweitert (vgl. hierzu Punktmaßnahme P462 Transformator Siersdorf). Hierzu werden die 380-kV-Anlage und die 110-kV-Anlage für den Anschluss des neuen Transformators entsprechend erweitert. Darüber hinaus wird die 380-kV-Anlage für den Anschluss der zusätzlichen 380-kV-Verbindung zwischen Siersdorf und Zukunft erweitert. Die heutige 380-kV-Anlage Zukunft beinhaltet ein 380-kV-Schaltfeld ohne Sammelschiene. Damit sowohl der 380/110-kV-Transformator als auch die 380-kV-Stromkreise angeschlossen werden können, wird die 380-kV-Anlage als Sammelschienenanlage mit entsprechenden 380-kV-Schaltfeldern erweitert. Die 380-kV-Anlage Verlautenheide wird um einen 380/110-kV-Transformator erweitert. Die heutige 380-kV-Anlage beinhaltet ein 380-kV-Schaltfeld ohne Sammelschiene. Damit sowohl beide 380/110-kV-Transformatoren als auch die 380-kV-Stromkreise angeschlossen werden können, wird die 380-kV-Anlage als Sammelschienenanlage mit entsprechenden 380-kV-Schaltfeldern erweitert. Zusätzlich wird die 110-kV-Anlage für den Anschluss des zusätzlichen Transformators erweitert. Zwischen den Anlagen Zukunft und Verlautenheide wird ein 380-kV-Stromkreis auf dem vorhandenen 380-kV-Gestänge zubeseilt. Abhängig von den Gegebenheiten vor Ort, werden im Rahmen der Zubeseilung ggf. die Verstärkung oder der Neubau von Leitungsmasten der Bestandsleitung erforderlich. Für die Schaffung betrieblicher Freiheitsgrade ist für eine sichere Versorgung dieser Region zusätzlich die Errichtung einer 380-kV-Freileitung zwischen Siersdorf und Zukunft oder Siersdorf und Verlautenheide erforderlich. Hierfür wurde eine netzplanerische sowie umweltfachliche bzw. raumordnerische Machbarkeitsstudie erarbeitet. Im Ergebnis dieser Studie ist festzuhalten, dass die 380-kV-Freileitung von Siersdorf nach Zukunft unter Berücksichtigung aller Aspekte vorzugswürdig ist. Das Vorhaben setzt sich somit aus der Verbindung Siersdorf-Zukunft und Zukunft-Verlautenheide zusammen.

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Region Rheinland ist durch eine hohe Anzahl von Industriekunden und damit durch eine sehr hohe Nachfrage nach elektrischer Energie geprägt. Aufgrund der lokalen Primärenergieträgerressourcen zeichnet sich die Region durch konventionelle Erzeugungskapazitäten aus, die gemäß dem Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung (KVBG) schrittweise außer Betrieb genommen werden. Gleichzeitig werden die erneuerbaren Energien stetig weiter ausgebaut und im Netz integriert. Die bestehende Netzinfrastruktur kann zukünftig durch gezielte Verstärkungen und Umstrukturierungen für eine Erweiterung sowohl der Nord-Süd- als auch der Ost-West-Transportkapazität eingesetzt werden. Des Weiteren befinden sich Kuppelleitungen zu den Nachbarländern Niederlande und Belgien in der Region um Aachen, die eine hohe Transportkapazität in der Region bedingen.

Netzplanerische Begründung

Mit dem Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung (KVBG) hat bereits die Stilllegung der Kraftwerksblöcke Weisweiler E und Weisweiler F stattgefunden. Die Folge ist ein Leistungsdefizit des betrachteten 110-kV-Netzgebietes, welches durch zusätzliche Einspeisungen aus dem Übertragungsnetz ausgeglichen werden muss. Die für das 110-kV-Netz erforderlichen Kompensationseinspeisungen aus dem Übertragungsnetz sollten basierend auf der 110-kV-Netzplanung des Verteilnetzbetreibers technisch-wirtschaftlich sinnvoll an den bereits bestehenden Einspeisestandorten Siersdorf und Verlautenheide erfolgen und jeweils mindestens 300 MVA betragen. Die Einspeisepunkte Verlautenheide und Zukunft sind heute mit je einem 380/110-kV-Transformator à 350 MVA über jeweils einen 380-kV-Stromkreis angeschlossen. Mit dem zusätzlichen Transformator in Verlautenheide wären an die zwei Stromkreise zukünftig drei Transformatoren je 350 MVA angeschlossen. Bei betriebsbedingten Nichtverfügbarkeiten eines Stromkreises und Ausfall des übrigen Stromkreises würden drei 380/110-kV-Transformatoren mit einem Querschnitt von 1.050 MVA ausfallen. Im Falle dessen und ohne eine Kraftwerkseinspeisung entfällt die Versorgung in der Region Aachen. Dies wird durch den Neubau einer 380-kV-Freileitung zwischen Siersdorf und Zukunft vorzugsweise in der Trasse einer bestehenden 110-kV-Freileitung vermieden. Des Weiteren muss der heute ungenutzte Stromkreisplatz auf der Leitung zwischen Verlautenheide und Zukunft mit einem 380-kV-Stromkreis zubeseilt werden, um die zukünftig zwei 380/110-kV-Transformatoren (n-1)-sicher anzuschließen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als alternative Lösung könnten die oben genannten Kraftwerksblöcke weiterbetrieben werden. Dies steht jedoch im Widerspruch zum Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung (KVBG) und stellt aus diesem Grund keine nachhaltige Lösung dar.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben

Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahme M689 hat sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2037, A 2045, B 2037 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahme M689 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen.

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen.

Alternative Netzverknüpfungspunkte für dieses Projekt sind grundsätzlich denkbar, jedoch in Bezug auf die volkswirtschaftlichen Kosten vor dem Hintergrund netzplanerischer Aspekte und die weitere Rauminanspruchnahme wesentlich schlechter.

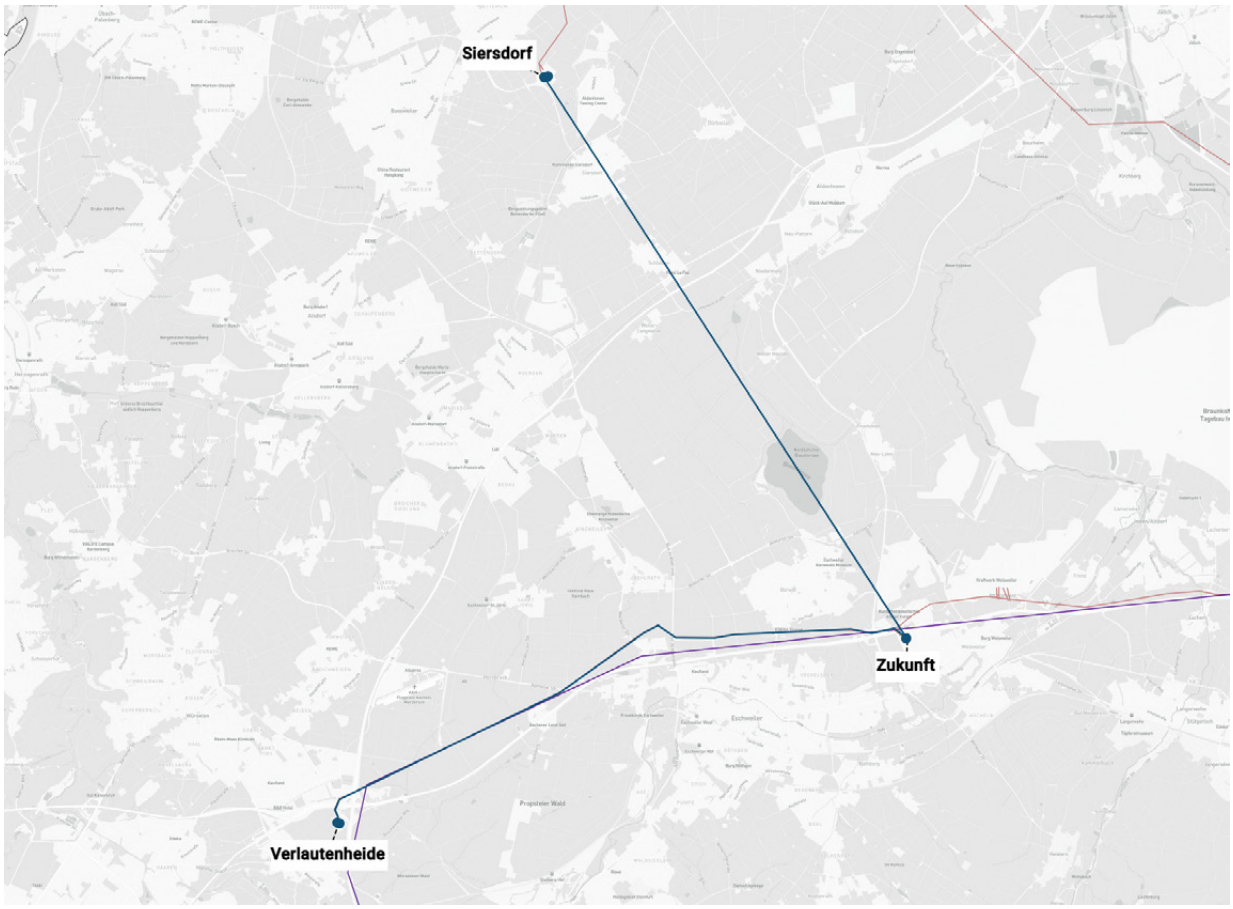
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P462 wurde im NEP 2030 (Version 2019) erstmals identifiziert und im NEP 2030 (2019), im NEP 2035 (2021) und im NEP 2037/2045 (2023) von der Bundesnetzagentur bestätigt. Die von der Bundesnetzagentur bestätigte Maßnahme ist als Vorhaben Nr. 75 im Bundesbedarfsplan 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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierten On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P462
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P464
Netzerweiterung im Saarland

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

amprion verbindet

Zubaunetz Onshore AC

Weitere Informationen

BBP-Nr: 98

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Anpassung und Erweiterung des 380-kV-Netzes im Saarland. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M691: Punkt Fraulautern – Saarwellingen/Saarlouis/Dillingen (Saar) – Diefflen

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario / Maßnahmen	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
M691	✓	✓	✓	✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M691 Punkt Fraulautern – Saarwellingen/Saarlouis/Dillingen (Saar) – Prims

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Saarland

Ausführung:

Netzverstärkung	**8.3 km**
davon Ersatzneubau	4.6 km
davon Zu-/Umbeseilung	3.7 km

Geplante Inbetriebnahme: 2032

Beschreibung der Maßnahme

Im Suchraum Saarwellingen wird zur Versorgung lokaler Netzkunden eine neue 380/110-kV-Umspannanlage Prims errichtet und in das 380-kV-Netz eingebunden. Zudem werden in Ensdorf drei und in Prims fünf 380/110-kV-Transformatoren errichtet. Hierfür ist die Anlage Ensdorf entsprechend zu erweitern. Des Weiteren werden an den Standorten Obergraben und Dillinger Hütte ausgelagerte 110-kV-Sammelschienen errichtet und weitestgehend über bestehende Leitungen an die Umspannanlage Prims angeschlossen. Die Umspannanlage Prims wird gemäß den Planungsgrundsätzen der Übertragungsnetzbetreiber in das 380-kV-Netz eingebunden, um die notwendige zusätzliche Leistung bereitzustellen.

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Region Saarland wird derzeit aus der 380-kV- und der 220-kV-Spannungsebene versorgt. Größere Kraftwerkseinheiten waren in der Vergangenheit im 220-kV-Netz angeschlossen, werden zukünftig aufgrund des Ausstiegs aus der Kohlverstromung jedoch abgeschaltet. Die Region ist zunehmend ländlich geprägt. Einzelne Industrielasten sind jedoch am 220-kV-Netz angeschlossen. Durch die Kuppelleitungen nach Frankreich ist das 380-kV-Netz in der Region zudem durch größere Transitaufgaben gekennzeichnet.

Netzplanerische Begründung

Heute werden das 110-kV-Verteilnetz im Saarland überwiegend und die lokalen Netzkunden ausschließlich aus dem 220-kV-Netz der Amprion versorgt. Das Verteilnetz ist in Ensdorf über drei 220/110-kV-Transformatoren und in Saarwellingen – ausgelagert aus Diefflen – über zwei 220/110-kV-Transformatoren an das 220-kV- Netz angebunden. Ein Netzkunde ist über zwei 220-kV/MS-Transformatoren in Obergraben – ebenfalls ausgelagert aus Diefflen – angebunden. Am Standort

Dillinger Hütte befinden sich vier 220-kV/MS-Transformatoren, welche über zwei 220-kV-Stromkreise aus Diefflen versorgt werden.

Aufgrund der gestiegenen Anforderungen erfüllt das 220-kV-Netz zukünftig nicht mehr die Planungsgrundsätze und es kann kein sicherer Netzbetrieb mehr gewährleistet werden. Lokal kommt es durch die geplanten Leistungserhöhungen der Industriekunden zu direkten Überlastungen nach Ausfällen. Während betriebsnotwendiger Freischaltungen und gleichzeitigen ungeplanten Betriebsmittelausfällen kommt es auch im weiteren Umfeld zu Überlastungen, die nicht durch betriebliche Maßnahmen behoben werden können.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Im Saarland wird ein zusätzlicher Leistungsbedarf in den dortigen Industrienetzen erwartet. Hierdurch kommt es an den Einspeisepunkten Obergraben und Dillinger Hütte zu Überlastungen der bestehenden 220-kV/MS-Transformatoren. Zur erforderlichen Verstärkung des Einspeisequerschnitts wird der 380-kV-Einspeisepunkt Prims neu errichtet. Eine Versorgung der zusätzlich benötigten Leistung aus dem 220-kV-Netz ist bedingt durch das schwache 220-kV-Netz nicht sinnvoll. Mit dem hier beschriebenen Konzept wird nur geringfügiger Leitungsbau erforderlich und durch teilweise Umstellung bestehender 220-kV-Stromkreise auf 110-kV nachhaltig für einen sicheren Betrieb des Transportnetzes gesorgt. Die dazu umgesetzten Maßnahmen sind langfristig angelegt. Die Auswirkungen auf Fremdeigentum und Umwelt wurden dabei berücksichtigt und so gering wie möglich gehalten. Eine Umstellung der bisherigen 220-kV-Standorte Obergraben und Dillinger Hütte auf 380-kV wäre nur durch 380-kV-Leitungsbau durch die Industriestandorte möglich und würde aufgrund benötigter Freischaltungen die zeitweise Stilllegung der Kunden bedeuten.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahme M691 hat sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2037, A 2045, B 2037 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahme M691 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen.

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. der Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternativ zu der beschriebenen Maßnahme M691 könnte anstelle des 4,5 km langen Neubaus in vorhandener 220-kV-Trasse zwischen Punkt Fraulautern und Prims eine neue 380-kV-Leitung mit zwei Stromkreisen zwischen Wadern und Diefflen als Neubau in neuer Trasse errichtet werden. Für die alternativen Leitungsmaßnahmen ergäben sich damit die folgenden Längen: Spannungsumstellung von 220-kV auf 380-kV-Punkt Fraulautern – Prims mit zwei Stromkreisen à 3,7 km in bestehender Trasse. 380/110-kV-Neubau Wadern – Prims mit zwei 380-kV-Stromkreisen und abschnittsweise zusätzlich zwei 110-kV-Stromkreisen à 32 km in neuer Trasse (24 km davon vorhandene 110-kV-Trasse). Diese Planungsalternative ist im Vergleich mit der vorgeschlagenen Maßnahme M691 im Hinblick auf das NOVA-Prinzip nicht vorzugswürdig und wurde daher verworfen.

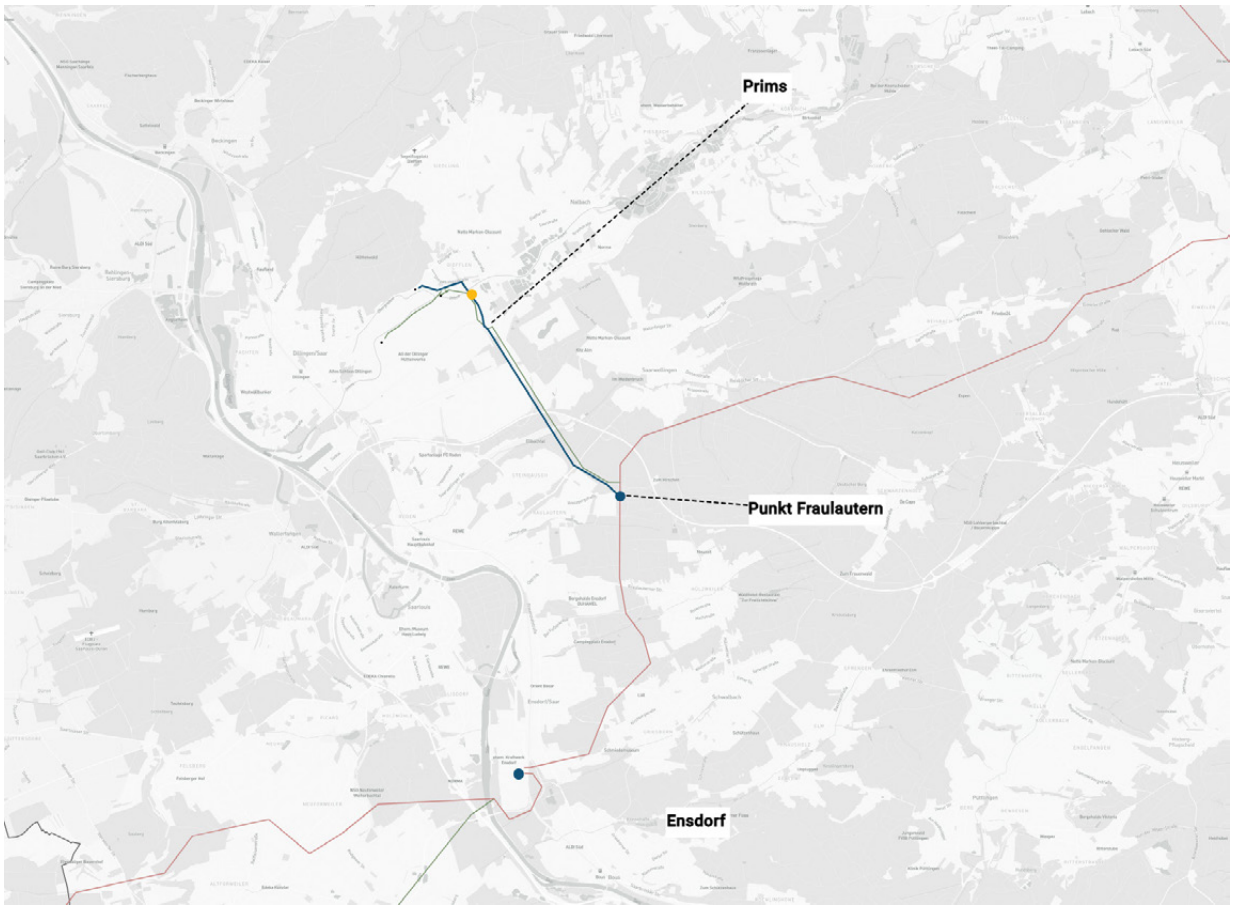
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P464 wurde erstmals im NEP 2030 (2019) identifiziert und von der Bundesnetzagentur im NEP 2035 (2021) und im NEP 2037/2045 (2023) bestätigt. Es ist als Vorhaben Nr. 98 im Bundesbedarfsplan 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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierten On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P464
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P470
Netzausbau Emden/Ost - Suchraum Nüttermoor - Dörpen/West

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TenneT

Zubaunetz Onshore AC

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Niedersachsens und enthält folgende Maßnahmen:

- M813: Emden/Ost - Suchraum Nüttermoor
- M814: Suchraum Nüttermoor - Dörpen/West

Im Zuge des Projektes sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario / Maßnahmen	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
M813	✓	✓	✓	✓
M814	✓	✓	✓	✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

2 Maßnahmen

M813 Emden/Ost - Suchraum Nüttermoor

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Niedersachsen

Ausführung:

Netzausbau	**22 km**
davon Neubau in neuer Trasse	22 km

Geplante Inbetriebnahme: 2037

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Neubau einer 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis von Emden/Ost nach Suchraum Nüttermoor vorgesehen (Netzausbau). Hierfür ist die 380-kV-Schaltanlage in Emden/Ost zu verstärken (Netzverstärkung) sowie in Suchraum Nüttermoor (Suchraum Stadt Leer (Ostfriesland), Gemeinde Moormerland, Samtgemeinden Jümme/Hesel) ein neues 380-kV-Umspannwerk mit drei 380/110-kV-Transformatoren zu errichten. Im Suchraum Nüttermoor ist darüber hinaus der Anschluss von Offshore-Wind (NOR-17-2) vorgesehen.

M814 Suchraum Nüttermoor - Dörpen/West

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Niedersachsen

Ausführung:

Netzausbau	**44 km**
davon Neubau in neuer Trasse	44 km

Geplante Inbetriebnahme: 2037

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Neubau einer 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis von Suchraum Nüttermoor (Suchraum Stadt Leer (Ostfriesland), Gemeinde

Moormerland, Samtgemeinden Jümme/ Hesel) nach Dörpen/West vorgesehen (Netzausbau). Hierfür ist die Schaltanlage in Dörpen/West zu verstärken (Netzverstärkung).

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Das Projekt ist notwendig um im westlichen Niedersachsen die Infrastruktur zu verstärken und den Netzverknüpfungspunkt Emden/Ost AC-seitig besser zu vermaschen. Darüber hinaus trägt die neue Leitung maßgeblich zur Entlastung der Leitungen Emden/Ost - Conneforde und Diele - Dörpen/West bei. Die zur 380-kV-Bestandsleitung Emden/Ost über Diele nach Dörpen/West zusätzliche AC-Verbindung stärkt die Stabilität des Netzes, die Versorgungssicherheit der Region und die Übertragungsfähigkeit über die Region. Diese Übertragungsfähigkeit macht es möglich weitere Offshore-Windenergie in das Netz zu integrieren und weitere für Elektrolyse geeignete Knoten zum Gasnetz zu entwickeln.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahmen M813 und M814 haben sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2037, A 2045, B 2037 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt.

Zwischen Emden/Ost, Suchraum Nüttermoor und Dörpen/West existiert noch keine Infrastruktur auf der Höchstspannungsebene, die verstärkt werden könnte. Daher ist ein Neubau in neuer Trasse erforderlich.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Alternativ zu Suchraum Nüttermoor bietet sich kein anderer Netzverknüpfungspunkt an, der sich für den Anschluss weiterer Offshore-Windenergie eignet und gleichzeitig eine derartig geeignete Verknüpfung mit dem Gasnetz erlaubt. Alternativ zu den Maßnahmen M813/M814 wäre theoretisch ein Parallelneubau entlang der bestehenden Trasse von Emden/Ost über Conneforde und Diele nach Dörpen/West denkbar. Diese Alternative ist allerdings deutlich länger und wurde daher verworfen.

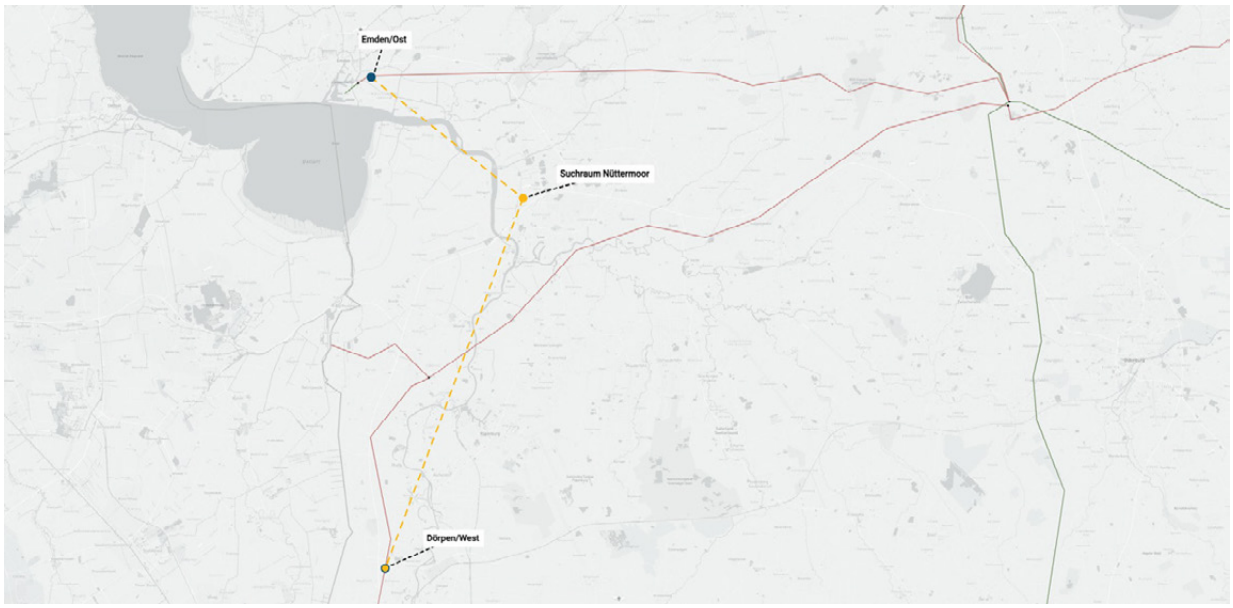
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P470 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmals ausgewiesen und von der Bundesnetzagentur 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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierte On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P470
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P471
Netzausbau Großkrotzenburg/West - Frankfurt-Ostend - Frankfurt-Griesheim

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TenneT

Zubaunetz **Onshore** **AC**

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb von Frankfurt und enthält folgende Maßnahmen:

- M815: Großkrotzenburg/West - Ostend
- M816: Ostend - Griesheim

Wegen der erforderlichen Querung dicht besiedelter städtischer Gebiete mit Wohnbebauung sowie des Mains ist bei den Maßnahmen eine (Teil-)Erdverkabelung - überwiegend in Form eines unterirdischen Tunnelbaus - erforderlich. Details sind im weiteren Verfahren zu prüfen.

Im Zuge des Projektes sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
Maßnahmen				
M815	✓	✓	✓	✓
M816	✓	✓	✓	✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

2 Maßnahmen

M815 Großkrotzenburg/West - Ostend

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Hessen

Ausführung:

Netzausbau	**17 km**
davon Neubau in neuer Trasse	17 km

Geplante Inbetriebnahme: 2037

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Neubau einer 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis von Großkrotzenburg/West nach Frankfurt-Ostend vorgesehen (Netzausbau). Hierfür sind zusätzlich zu Großkrotzenburg eine neue 380-kV-Schaltanlage Großkrotzenburg/West (Suchraum Stadt Hanau, Gemeinde Großkrotzenburg) sowie in Ostend (Bezirk Frankfurt am Main Bornheim/Ostend) eine neue 380-kV-Schaltanlage mit drei 380/110-kV-Transformatoren zu errichten (Netzausbau). Beide Umspannwerke sind dabei voll einzuschleifen.

M816 Ostend - Griesheim

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Hessen

Ausführung:

Netzausbau	**9 km**
davon Neubau in neuer Trasse	9 km
Geplante Inbetriebnahme:	2037

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Neubau einer 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis von Frankfurt-Ostend (Stadt Frankfurt an Main) nach Frankfurt-Griesheim (Bezirk Frankfurt am Main-West) vorgesehen (Netzausbau). Hierfür ist die 380-kV-Schaltanlage in Frankfurt-Griesheim zu verstärken (Netzverstärkung) und das Umspannwerk Frankfurt-Ostend voll einzuschleifen.

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Der unterlagerte Netzbetreiber Netzdienste Rhein-Main hat im Bereich Frankfurt-Griesheim einen großen Bedarf an Umspannkapazität angemeldet, um Rechenzentren anschließen sowie den absehbaren weiteren Lastzuwachs der Stadt Frankfurt am Main bedienen zu können. Mit der von Frankfurt südlich gelegenen Verbindung Großkrotzenburg/West über Frankfurt-Griesheim nach Frankfurt-Ostend kann diese Nachfrage (n-1)-sicher bedient werden. Darüber hinaus wird mit den Maßnahmen der 380-kV-Ring um Frankfurt geschlossen, wodurch die Versorgungssicherheit im Raum Frankfurt gestärkt wird.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahmen M815 und M816 haben sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2037, A 2045, B 2037 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt.

Zwischen Großkrotzenburg, Frankfurt-Ostend und Frankfurt-Griesheim existiert noch keine Infrastruktur auf der Höchstspannungsebene, die verstärkt werden könnte. Daher ist ein Neubau in neuer Trasse erforderlich.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Da der örtliche Verteilnetzbetreiber für Frankfurt-Ostend Umspannkapazität angefragt hat und in direkter Umgebung kein anderes Umspannwerk zur Versorgung zur Verfügung steht, existiert keine Alternative zum Neubau des Umspannwerks Ostend. Dieses ist (n-1)-sicher in das Höchstspannungsnetz einzubinden. Alternativ zur Verbindung Großkrotzenburg/West - Ostend - Griesheim wurde die Verbindung Großkrotzenburg - Ostend - Frankfurt/Nord untersucht. Jedoch ist bereits Frankfurt/Nord ein großer Lastschwerpunkt, welcher nicht mit einem weiteren wie Frankfurt-Griesheim verbunden werden sollte, um die Versorgungssicherheit nicht unzulässig zu gefährden. Darüber hinaus kann mit dieser Alternative kein Ringschluss um Frankfurt erfolgen, um die (n-1)-Sicherheit zu erhöhen, daher wurde die Alternative verworfen.

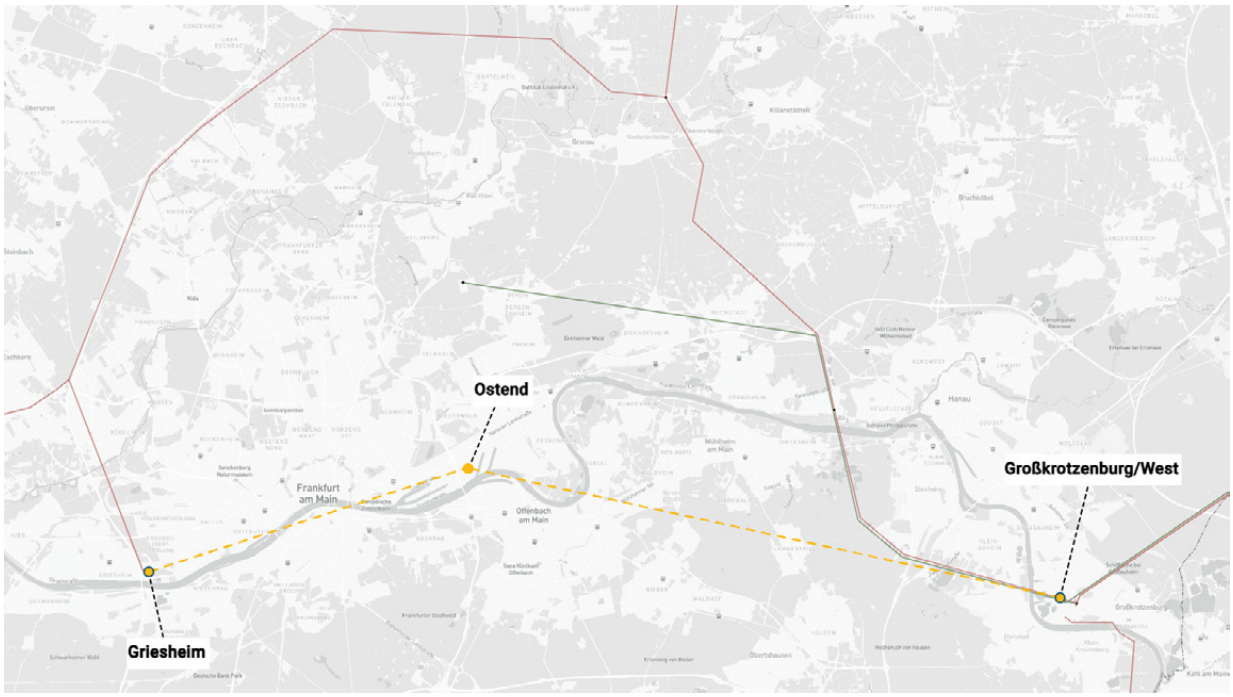
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P471 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmals ausgewiesen und von der Bundesnetzagentur 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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierte On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P471
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P472
Netzverstärkung zwischen Schwandorf und Regensburg

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TenneT

Zubaunetz **Onshore** **AC**

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Bayerns und enthält folgende Maßnahmen:

- M817a: Schwandorf – Regensburg
- M817b: Schwandorf – Wenzenbach

Die 220-kV-Infrastruktur in den Umspannwerken kann nach Inbetriebnahme von P472, P473 und P482 zurückgebaut werden.

Im Zuge des Projektes sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario / Maßnahmen	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
M817a	✓	✓	✓	✓
M817b	✓	✓	✓	✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

2 Maßnahmen

M817a Schwandorf - Regensburg

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Bayern

Ausführung:

Netzverstärkung	**36 km**
davon Zu-/Umbeseilung	36 km

Geplante Inbetriebnahme: 2030

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen dieser Maßnahme ist in einer ersten Ausbaustufe die Verstärkung der bestehenden Leitung mit einem mit 220-kV betriebenen Stromkreis durch Auflage eines zweiten 220-kV-Stromkreises vorgesehen. Hierfür sind voraussichtlich Fundament- und Mastverstärkungen an den bestehenden Masten erforderlich (Netzverstärkung). Zusätzlich sind die 220-kV-Schaltanlagen in Schwandorf und Regensburg zu verstärken. Darüber hinaus ist in Regensburg ein zweiter 220/110-kV-Transformator zu errichten (Netzverstärkung).

M817b Schwandorf - Wenzenbach

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Bayern

Ausführung:

Netzverstärkung	**27 km**
davon Zu-/Umbeseilung	27 km

Geplante Inbetriebnahme: 2037

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen dieser Maßnahme ist in einer zweiten Ausbaustufe die Umstellung der im Rahmen von M817a verstärkten 220-kV-Doppelleitung zwischen Schwandorf und Regensburg auf 380-kV

vorgesehen. Hierfür sind ggf. einzelne Verschwenkungen sowie Ersatzneubauten von Masten erforderlich (Netzoptimierung mit partieller Netzverstärkung). Darüber hinaus ist die 380-kV-Schaltanlage in Schwandorf zu verstärken sowie die bestehende 220-kV-Schaltanlage Regensburg in Wenzenbach (Gemeinde Wenzenbach) in 380-kV mit drei 380/110-kV-Transformatoren neu zu errichten (Netzverstärkung).

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

In Regensburg ist zusätzliche Umspannkapazität zum nachgelagerten Verteilnetzbetreiber in Form eines zweiten 220/110-kV-Transformators erforderlich. Darüber hinaus ist zur Beseitigung von Überlastungen im Verteilnetz bei Ausfall des 220-kV-Stromkreises eine Verstärkung der 220-kV-Infrastruktur durch Auflage eines zweiten 220-kV-Stromkreises zwischen Regensburg und Schwandorf erforderlich. Mit dem perspektivisch erforderlichen Bedarf für einen dritten Transformator in Regensburg ist bis 2037 eine Spannungsumstellung der 220-kV-Stromkreise auf 380-kV sowie ein Neubau des bestehenden 220-kV-Umspannwerks Regensburg in Wenzenbach (Gemeinde Wenzenbach) in 380-kV mit drei 380/110-kV-Transformatoren erforderlich.

Darüber hinaus steht das Projekt in Zusammenhang mit den Projekten P473 und P482. Nach Inbetriebnahme dieser Projekte kann die 220-kV-Infrastruktur in der Region vollständig abgelöst werden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahmen M817a und M817b haben sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2037, A 2045, B 2037 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass eine Spannungsumstellung des bestehenden, mit 220-kV betriebenen, Stromkreises auf 380-kV nicht möglich ist, da es aufgrund der Geometrie der Leiterbündel zu einer unzulässigen Lärmemission käme. Dieser Stromkreis ist aus Altersgründen allerdings perspektivisch zu erneuern und würde dann wie der im Rahmen von M817a geplante zweite 220-kV-Stromkreis so ausgelegt, dass beide Stromkreise im Rahmen von M817b in einer zweiten Ausbaustufe auf 380-kV umgestellt werden können. Dies ging nur mit geringen baulichen Maßnahmen an einzelnen Masten einher.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Weitere alternative Einzelmaßnahmen 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. Andere bereits existierende Leitungen, mit denen sich die Übertragungsaufgabe sinnvoll erfüllen ließe, gibt es in der Region nicht.

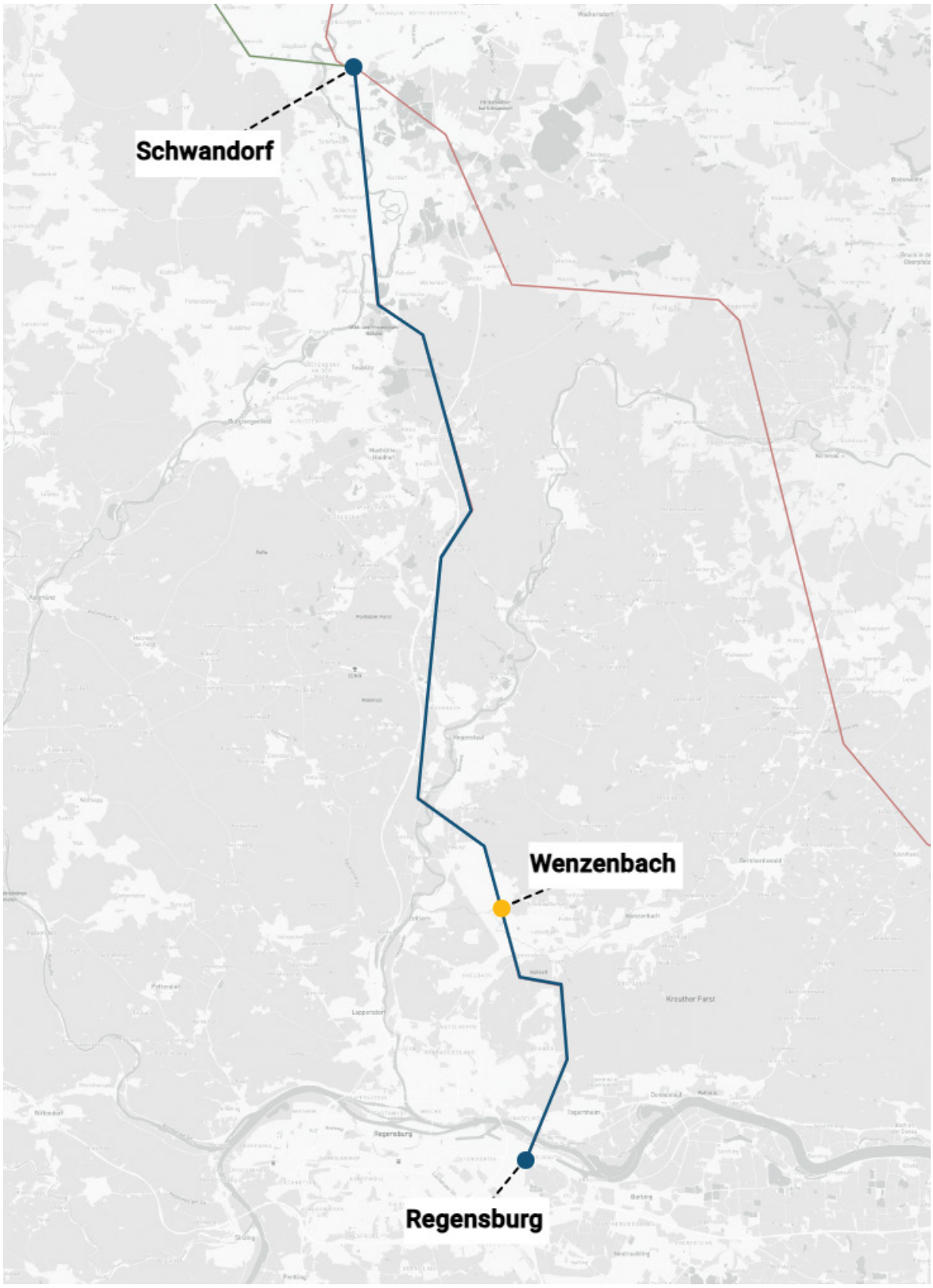
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P472 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmals ausgewiesen und von der Bundesnetzagentur 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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierte On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P472
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P473
Ostbayernachse
Netzverstärkung zwischen Schwandorf und Pleinting

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TenneT

Zubaunetz **Onshore** **AC**

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Bayerns und enthält folgende Maßnahmen:

- M818: Schwandorf - Suchraum Rettenbach
- M819: Suchraum Rettenbach - Suchraum Sand - Suchraum Plattling
- M820: Suchraum Plattling - Pleinting

Die Planung der neuen Leitung orientiert sich an der Bestandstrasse. Dabei sind Abweichungen vom aktuellen Trassenverlauf bei der nachgelagerten Planung möglich, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen, bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern oder Bündelungen mit linienförmiger Infrastruktur umzusetzen, um u. a. dem Bündelungsgebot Rechnung zu tragen. Die bestehende Leitung nach Inbetriebnahme der Maßnahmen zurückgebaut werden.

Die Bestandsleitung sowie die 220-kV-Infrastruktur in den Umspannwerken können nach Inbetriebnahme von P472, P473 und P482 zurückgebaut werden.

Im Zuge des Projektes sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario / Maßnahmen	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
M818	✓	✓	✓	✓
M819	✓	✓	✓	✓
M820	✓	✓	✓	✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

3 Maßnahmen

M818 Schwandorf - Suchraum Rettenbach

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Bayern

Ausführung:

Netzverstärkung	**39 km**
davon Ersatzneubau	39 km

Geplante Inbetriebnahme: 2037

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Ablösung der bestehenden Leitung mit einem 380-kV- und einem 220-kV-Stromkreis durch Neubau einer 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis von Schwandorf nach Suchraum Rettenbach in bestehender Trasse vorgesehen (Netzverstärkung). Hierfür ist das 380-kV-Umspannwerk Schwandorf um zusätzliche Schaltfelder sowie einen vierten 380/110-kV-Transformator zu verstärken (Netzverstärkung). In Suchraum Rettenbach (Gemeinden Rettenbach, Kirchroth und Wörth an der Donau) ist ein neues 380-kV-Umspannwerk mit drei 380/110-kV-Transformatoren neu zu errichten (Netzverstärkung) sowie voll in die neue Leitung einzuschleifen.

M819 Suchraum Rettenbach - Suchraum Sand - Suchraum Plattling

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Bayern

Ausführung:

Netzverstärkung	**50 km**
davon Ersatzneubau	50 km

Geplante Inbetriebnahme: 2037

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Ablösung der bestehenden Leitung mit einem 380-kV- und einem 220-kV-Stromkreis durch Neubau einer 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis von Suchraum Rettenbach über Suchraum Sand nach Suchraum Plattling in bestehender Trasse vorgesehen (Netzverstärkung). Hierfür ist das bestehende 380-kV-Umspannwerk Plattling im Suchraum Plattling (Stadt Plattling, Gemeinden Otzing/ Stephansposching) durch ein 380-kV-Umspannwerk mit bis zu vier 380/110-kV-Transformatoren abzulösen und voll in die neue Leitung einzuschleifen (Netzverstärkung). Darüber hinaus ist in Suchraum Sand (Stadt Straubing, Gemeinden Parkstetten/ Aiterhofen) ein neues 380-kV-Umspannwerk mit drei 380/110-kV-Transformatoren zu errichten sowie voll in die neue Leitung einzuschleifen (Netzausbau).

M820 Suchraum Plattling - Pleinting

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Bayern

Ausführung:

Netzverstärkung	**24 km**
davon Ersatzneubau	24 km

Geplante Inbetriebnahme: 2037

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Ablösung der bestehenden Leitung mit einem 380-kV- und einem 220-kV-Stromkreis durch Neubau einer 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis von Suchraum Plattling nach Pleinting in bestehender Trasse vorgesehen (Netzverstärkung). Hierfür ist die 380-kV-Schaltanlage in Pleinting zu verstärken (Netzverstärkung).

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Die 380-kV-Schaltanlage in Plattling ist derzeit mit nur einem 380-kV-Stromkreis angebunden. Die zusätzliche Trafokapazität in Plattling sowie die vom unterlagerten Verteilnetzbetreiber zusätzlich

angefragte Umspannkapazität in Suchraum Rettenbach führen dazu, dass beide Umspannwerke mit zwei 380-kV-Stromkreisen angebunden werden müssen. In diesem Zusammenhang ist aus (n-1)-Gründen die vollständige Ablösung der Bestandsleitung durch einen Ersatzneubau mit zwei 380-kV-Stromkreisen erforderlich. Das zusätzliche Umspannwerk in Suchraum Sand wird nach Rücksprache mit dem nachgelagerten Verteilnetzbetreiber benötigt, um Rückspeisung aus erneuerbaren Energien aus dem örtlichen Verteilnetz aufnehmen zu können.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahmen M818, M819 und M820 haben sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2037, A 2045, B 2037 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt.

Eine Auflage von Hochtemperatur-Leiterseilen ist auf der bestehenden Leitung leider nicht möglich. Daher ist ein Ersatznebau in bestehender Trasse erforderlich, um die erforderliche Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis zu erreichen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Weitere alternative Einzelmaßnahmen 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. Andere bereits existierende Leitungen, mit denen sich die Übertragungsaufgabe sinnvoll erfüllen ließe, gibt es in der Region nicht.

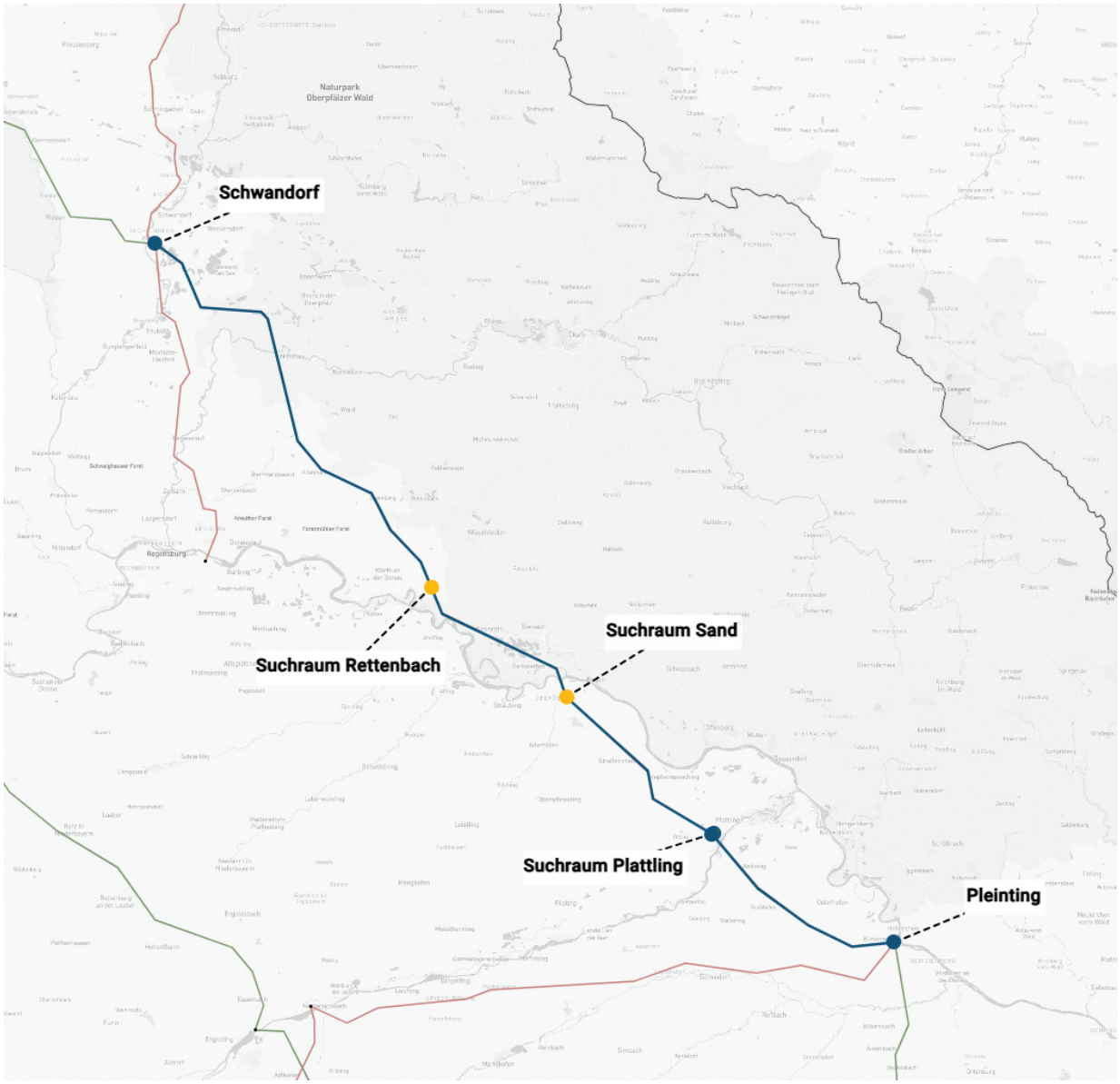
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P473 wurde im NEP 2037 (2023) erstmals ausgewiesen und von der Bundesnetzagentur 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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierte On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P473
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P474
Netzausbau zwischen Suchraum Burghausen und Simbach

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TenneT

Zubaunetz **Onshore** **AC**

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Bayerns insbesondere zur Versorgung des Bayerischen Chemiedreiecks und enthält folgende Maßnahme:

- M822: Suchraum Burghausen - Suchraum Simbach

Im Zuge des Projektes sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

Eine frühzeitige Inbetriebnahme des Projekts wird angestrebt. Zur Planungsbeschleunigung wird angestrebt, auf teilweise bereits vorliegende Trassenplanungen in der Region zurückzugreifen.

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
Maßnahmen				
M822	✓	✓	✓	✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M822 Suchraum Burghausen - Suchraum Simbach

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Bayern

Ausführung:

Netzausbau	**23 km**
davon Neubau in neuer Trasse	23 km

Geplante Inbetriebnahme: 2033

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Neubau einer 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis von Suchraum Burghausen nach Suchraum Simbach vorgesehen (Netzausbau). Hierfür ist in Suchraum Burghausen (Stadt Burghausen, Gemeinden Mehring/Marktl/Haiming) ein neues 380-kV-Umspannwerk mit bis zu sechs 380/110-kV-Transformatoren zu errichten (Netzausbau) und voll in den geplanten 380-kV-Abzweig Pirach (P112 M212) einzuschleifen. Darüber hinaus ist zusätzlich zum bestehenden Umspannwerk Simbach am Abzweig Matzenhof (TTG-P67 M102 und M103) im Suchraum Simbach (Stadt Simbach am Inn/ Kirchdorf am Inn/ Wittibreut) ein 380-kV-Umspannwerk mit zwei 380-/110-kV-Transformatoren zu errichten, in das die Stromkreise aus Adlkofen, Suchraum Burghausen, Simbach und St. Peter (AT) voll eingeschliffen werden. Ergänzend ist am Abzweig zwischen der geplanten 380-kV-Leitung Adlkofen – Matzenhof (TTG-P67 M103b) und dem geplanten 380-kV-Abzweig Pirach (P112 M212) im Suchraum Zeilarn (Suchraum Gemeinde Zeilarn, Markt Wurmansquick) eine 380-kV-Schaltanlage zu errichten, in der jeweils die beiden 380-kV-Stromkreise nach Adlkofen, Pirach sowie Matzenhof eingeschliffen werden.

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Aufgrund zusätzlicher Lastanfragen zur Dekarbonisierung der Unternehmen im bayerischen Chemiedreieck hat das Bayernwerk als unterlagerter Verteilnetzbetreiber Umspannkapazität im Raum Burghausen angefragt. Da die am nächsten gelegenen Umspannwerke Pirach und Simbach jeweils nur als 380-kV-Stich bzw. Einfacheinschleifung angebunden sind, kann daran kein zusätzliches Umspannwerk im Stich angebunden werden. Daher ist ein Ringschluss von Zeilarn über Suchraum Burghausen nach Suchraum Simbach erforderlich. Da der Anschluss der neuen Leitung aus Platzgründen im bestehenden Umspannwerk Simbach nicht möglich ist, muss ein zusätzliches Umspannwerk im Suchraum Stadt Simbach am Inn neu errichtet und in die Neubauleitung sowie die Leitung nach St. Peter volleingeschliffen werden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahme M822 hat sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2037, A 2045, B 2037 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt.

Die im Rahmen von TTG-P67 und P112 geplanten Neubauleitungen nach Simbach und Pirach sind bereits auf 4.000 A verstärkt. Darüber hinaus existiert zwischen Pirach und Simbach noch keine Infrastruktur auf der Höchstspannungsebene, die verstärkt werden könnte. Daher ist ein Neubau in neuer Trasse erforderlich.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Zwischen Pirach, Burghausen und Simbach besteht noch keine Infrastruktur auf der Höchstspannungsebene, die ertüchtigt werden könnte. Eine theoretische Alternative zur Maßnahme M822 stellt die alleinige Einschleifung von Burghausen in den 380-kV-Abzweig Pirach (P112 M212) dar. Da diese Konfiguration hinsichtlich der Versorgungssicherheit jedoch wesentlich nachteilig wäre, wurde sie verworfen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P474 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmals ausgewiesen und von der Bundesnetzagentur 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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierte On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P474
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P475
Netzausbau zwischen Frankfurt-Griesheim und Schwanheim

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TenneT

Zubaunetz **Onshore** **AC**

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Hessens sowie der (n-1)-Sicherheit im Großraum Frankfurt und enthält folgende Maßnahme:

- M823: Griesheim - Schwanheim

Wegen der erforderlichen Querung dicht besiedelter städtischer Gebiete mit Wohnbebauung sowie des Mains ist bei der Maßnahme eine (Teil-)Erdverkabelung - überwiegend in Form eines unterirdischen Tunnelbaus - erforderlich. Details sind im weiteren Verfahren zu prüfen.

Im Zuge des Projektes sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario / Maßnahmen	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
M823	✓	✓	✓	✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M823 Griesheim - Schwanheim

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Hessen

Ausführung:

Netzausbau	**8 km**
davon Neubau in neuer Trasse	8 km
Geplante Inbetriebnahme:	2032

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Neubau einer 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis von Frankfurt-Griesheim nach Schwanheim vorgesehen (Netzausbau). Hierfür ist das bestehende Umspannwerk Frankfurt/Südwest durch den Neubau eines Umspannwerks in Frankfurt-Griesheim (Stadt Frankfurt am Main) abzulösen (Netzverstärkung). Darüber hinaus ist das Umspannwerk Schwanheim von Amprion um zwei Schaltfelder zum Anschluss der Leitung zu verstärken.

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Um die Versorgungssicherheit der Stadt Frankfurt aufgrund ihres starken Lastzuwachses zu erhöhen, ist eine Anbindung von Frankfurt-Griesheim über eine separate Trasse notwendig. Die Kuppelleitung von Frankfurt-Griesheim nach Schwanheim bringt einen weiteren Zubringer in den Frankfurter Raum und verstärkt zudem die Verbindung zu Amprion. Damit einhergehend werden erst mit dieser verstärkten Verbindung mehrere für Umbaumaßnahmen im Großraum Frankfurt notwendige Abschaltmaßnahmen ermöglicht, um dass auch während der Bauphasen eine (n-1)-sichere Anbindung der Umspannwerke vorliegt.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahme M823 hat sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2037, A 2045, B 2037 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt.

Zwischen Frankfurt-Griesheim und Schwanheim existiert noch keine Infrastruktur auf der Höchstspannungsebene, die verstärkt werden könnte. Daher ist ein Neubau in neuer Trasse erforderlich.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Alternativ zu M823 wäre ein Neubau einer 380-kV-Doppelleitung von Frankfurt-Griesheim nach Kriftel zu Amprion möglich. Diese Verbindung wäre jedoch länger und wurde insofern verworfen. Zu ertüchtigende existierende Leitungen, mit denen sich die geplante Verbesserung der Versorgungssicherheit erreichen ließe, gibt es in der Region nicht.

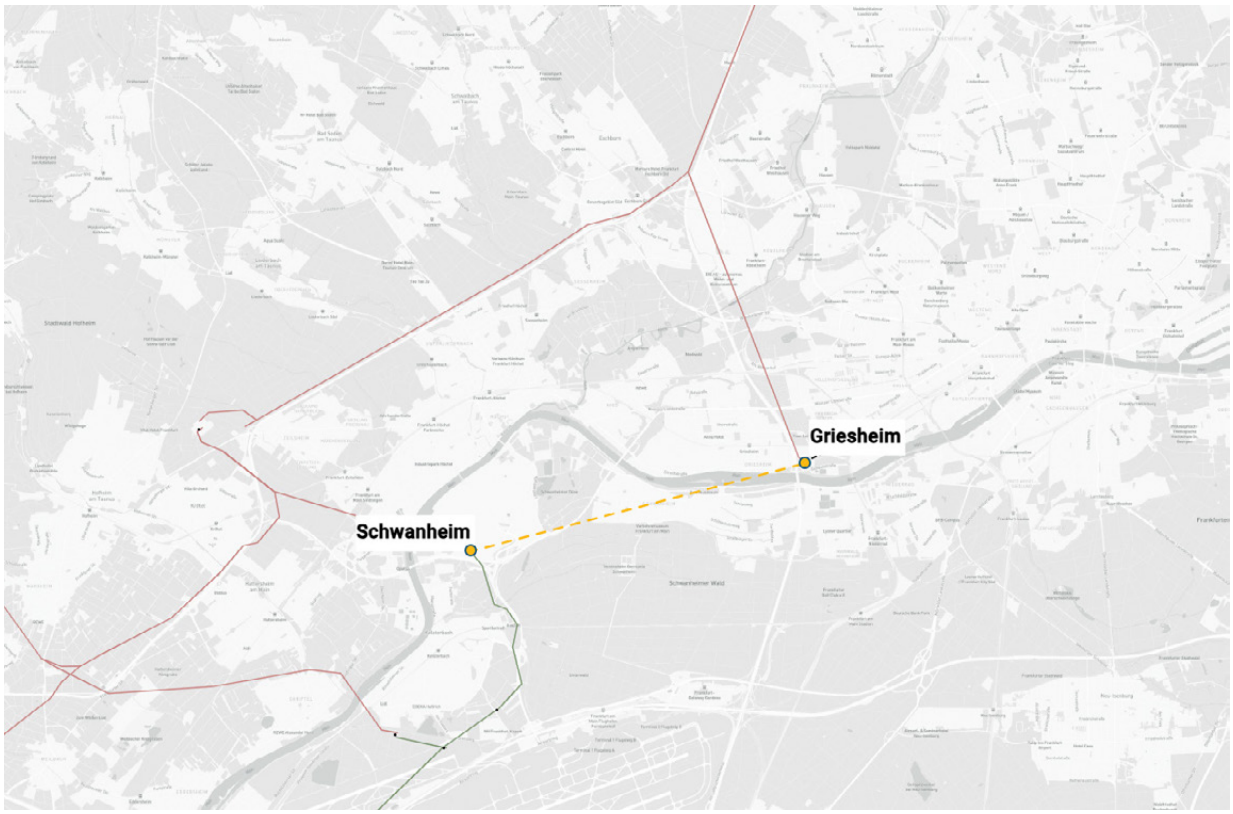
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P475 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmals ausgewiesen und von der Bundesnetzagentur 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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierte On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P475
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P477
Netzverstärkung zwischen Landesbergen und Ohlensehlen

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TenneT

Zubaunetz Onshore AC

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Stromtragfähigkeit innerhalb Niedersachsens und enthält die folgende Maßnahme:

- M812: Landesbergen - Ohlensehlen

Im Zuge des Projektes sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario / Maßnahmen	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
M812	✓	✓	✓	✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M812 Landesbergen - Ohlensehlen

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Niedersachsen

Ausführung:

Netzverstärkung	**17 km**
davon Zu-/Umbeseilung	17 km

Geplante Inbetriebnahme: 2037

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Verstärkung der bestehenden Leitung zwischen Landesbergen und Ohlensehlen auf eine Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis mittels eines zusätzlichen 380-kV-Stromkreises sowie Umbeseilung des Bestandsstromkreises mit Hochtemperaturleitern vorgesehen (Netzverstärkung). Dafür sind die 380-kV-Schaltanlagen in Landesbergen und Ohlensehlen zu verstärken (Netzverstärkung). In Ohlensehlen sind außerdem zwei zusätzliche 380/110-kV-Transformatoren aufzustellen.

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Der bestehende einzelne 380-kV-Stromkreis von Landesbergen über Ohlensehlen nach Wehrendorf ist ein wesentlicher Ost-West-Transportkanal, der verstärkt werden muss. Das Projekt trägt zur Entlastung der südlich parallel verlaufenden Kuppelleitung zwischen Amprion Gütersloh und TenneT Bechterdissen bei. Nach Ankündigung des unterlagerten Netzbetreibers Avacon wird zudem aufgrund des starken Zubaus an erneuerbaren Energien in der Region Ohlensehlen eine Erhöhung der Umspannkapazität von zwei weiteren Transformatoren im Umspannwerk Ohlensehlen notwendig. Das Projekt steht im Zusammenhang mit dem Projekt P27.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige

Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt.

Für die (n-1)-sichere Anbindung von Ohlensehlen sowie wegen des Ost-West-Transits ist die Zubeseilung eines zweiten 380-kV-Stromkreises erforderlich. Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass durch WAFB die geforderte Stromtragfähigkeit von 4.000 A pro Stromkreis nicht erreicht werden kann. Durch den Einsatz von HTL ist es dagegen – vorbehaltlich der Genehmigungsfähigkeit – grundsätzlich möglich, die Freileitung mit 4.000 A zu betreiben.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und anderweitiger Optionen

Weitere alternative Einzelmaßnahmen 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. Andere bereits existierende Leitungen, mit denen sich die Übertragungsaufgabe sinnvoll erfüllen ließe, gibt es in der Region nicht.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P477 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmals ausgewiesen und von der Bundesnetzagentur 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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierte On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P477
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P478
Netzausbau zwischen Stegau, Stade/West, Suchraum Hemmoor und Alfstedt

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TenneT

Zubaunetz Onshore AC

Projektbeschreibung

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

- M829a: Stegau - Punkt Hetlingen
- M829b: Punkt Hetlingen - Punkt Lühesand - Stade/West (Elbekreuzung)
- M829c: Stade/West - Suchraum Hemmoor - Alfstedt

Im Zuge des Projektes sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario / Maßnahmen	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
M829a	✓	✓	✓	✓
M829b	✓	✓	✓	✓
M829c	✓	✓	✓	✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

3 Maßnahmen

M829a Stegau - Punkt Hetlingen

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Schleswig-Holstein

Ausführung:

Netzverstärkung	**69 km**
davon Parallelneubau	69 km

Geplante Inbetriebnahme: 2041

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Neubau einer 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis von Stegau an Wilster vorbei zum Punkt Hetlingen vorgesehen (Netzverstärkung). Hierfür ist das im Rahmen von TTG-P476 zu errichtende 380-kV-Umspannwerk Stegau (Gemeinde Mehlbek) um zusätzliche Schaltfelder zu verstärken (Netzverstärkung). Bis Wilster ist die Führung der Leitung parallel zur bestehenden 380-kV-Doppelleitung Audorf/Süd - Wilster/West vorgesehen (Netzverstärkung). Anschließend soll die Leitung zum Punkt Hetlingen parallel zur bestehenden 380-kV-Doppelleitung Wilster/West - Stade/West geführt werden (Netzverstärkung).

M829b Punkt Hetlingen - Punkt Lühesand - Stade/West (Elbekreuzung)

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Niedersachsen Schleswig-Holstein

Ausführung:

Netzverstärkung	**16 km**
davon Parallelneubau	16 km

Geplante Inbetriebnahme: 2041

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Neubau einer 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis von Punkt Hetlingen über die Elbinsel Lühesand nach Stade/West parallel zu bestehender 380-kV-Infrastruktur geplant (Netzverstärkung). Als Kompensation für die notwendige neue Elbekreuzung ist der Rückbau der Elbekreuzung I vorgesehen. In diesem Zusammenhang ist eine geeignete Lösung für die 110-kV-Bahnstromleitung der DB Energie abzustimmen, die derzeit auf der Elbekreuzung I geführt wird. Die aufwändige Errichtung der neuen Elbekreuzung sowie die erforderliche Abstimmung mit der DB Energie führen voraussichtlich zu einer vollständigen Inbetriebnahme der Maßnahme nach 2037.

M829c Stade/West - Suchraum Hemmoor - Alfstedt

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Niedersachsen

Ausführung:

Netzausbau	**51 km**
davon Neubau in neuer Trasse	51 km

Geplante Inbetriebnahme: 2037

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Neubau einer 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis von Stade/West über Suchraum Hemmoor nach Alfstedt vorgesehen (Netzausbau). Hierfür sind das 380-kV-Umspannwerk Stade/West und Alfstedt zu verstärken. In Alfstedt ist darüber hinaus ein zusätzlicher 380/110-kV-Transformator zu errichten (Netzverstärkung). In Suchraum Hemmoor (Suchraum Samtgemeinde Hemmoor) ist darüber hinaus ein 380-kV-Umspannwerk mit anfangs drei 380/110-kV-Transformatoren zu errichten (Netzausbau).

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Aufgrund des prognostizierten starken Anstiegs erneuerbarer Energien in 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 aufgeführte Maßnahme nicht mehr (n-1)-sicher. Darüber hinaus trägt die neue Leitung maßgeblich zur Entlastung der Leitungen zwischen Stegau und Wilster/West sowie zwischen Hardebek und Ulzburg bei. Durch die Maßnahmen entsteht ein weiterer Nord-Süd-Kanal zum Abtransport von Energie aus erneuerbaren Quellen. Die AC-Schaltanlage Stegau ist als Netzverknüpfungspunkt für den NordHub mit der HGÜ-Verbindung DC32 (NordOstLink2) sowie den Anschluss von Offshore-Windenergie (Projekte NOR-12-3 und NOR-12-4) vorgesehen. Am Netzverknüpfungspunkt Stade/West müssen mehrere Industriekundenanfragen bedient werden. Das Umspannwerk in Suchraum Hemmoor wird nach Rücksprache mit dem nachgelagerten Verteilnetzbetreiber benötigt, um Rückspeisung aus erneuerbaren Energien aus dem örtlichen Verteilnetz aufnehmen zu können.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahmen M829a, M829b und M829c haben sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2037, A 2045, B 2037 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt.

Die von Wilster/West nach Stade/West führende 380-kV-Leitung wird bereits im Rahmen von P26 auf 4.000 A je Stromkreis ertüchtigt. Ebenfalls bereits ertüchtigt ist die Leitung von Hamburg/Nord nach Dollern. Darüber hinaus existiert zwischen Suchraum Pöschendorf und Alfstedt keine Infrastruktur auf der Höchstspannungsebene, die verstärkt werden könnte. Daher ist ein Neubau in neuer Trasse erforderlich.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Alternativ zu M829 wäre eine 380-kV-Doppelleitung von Stegau über Samtgemeinde Hemmoor nach Alfstedt möglich (siehe Ausführung im NEP 2037/2045 (2023)). Hierfür wäre allerdings ein ca. 5-6 km langer AC-Elbtunnel mit zwei Röhren parallel zu DC3/DC4 (SuedLink) sowie DC25 (B-Korridor) erforderlich, dessen Errichtung technisch sehr aufwändig und kostenintensiv ist. Zudem wäre der Anschluss von Industriekunden in Stade bei dieser Alternative nicht möglich. Daher wurde sie verworfen.

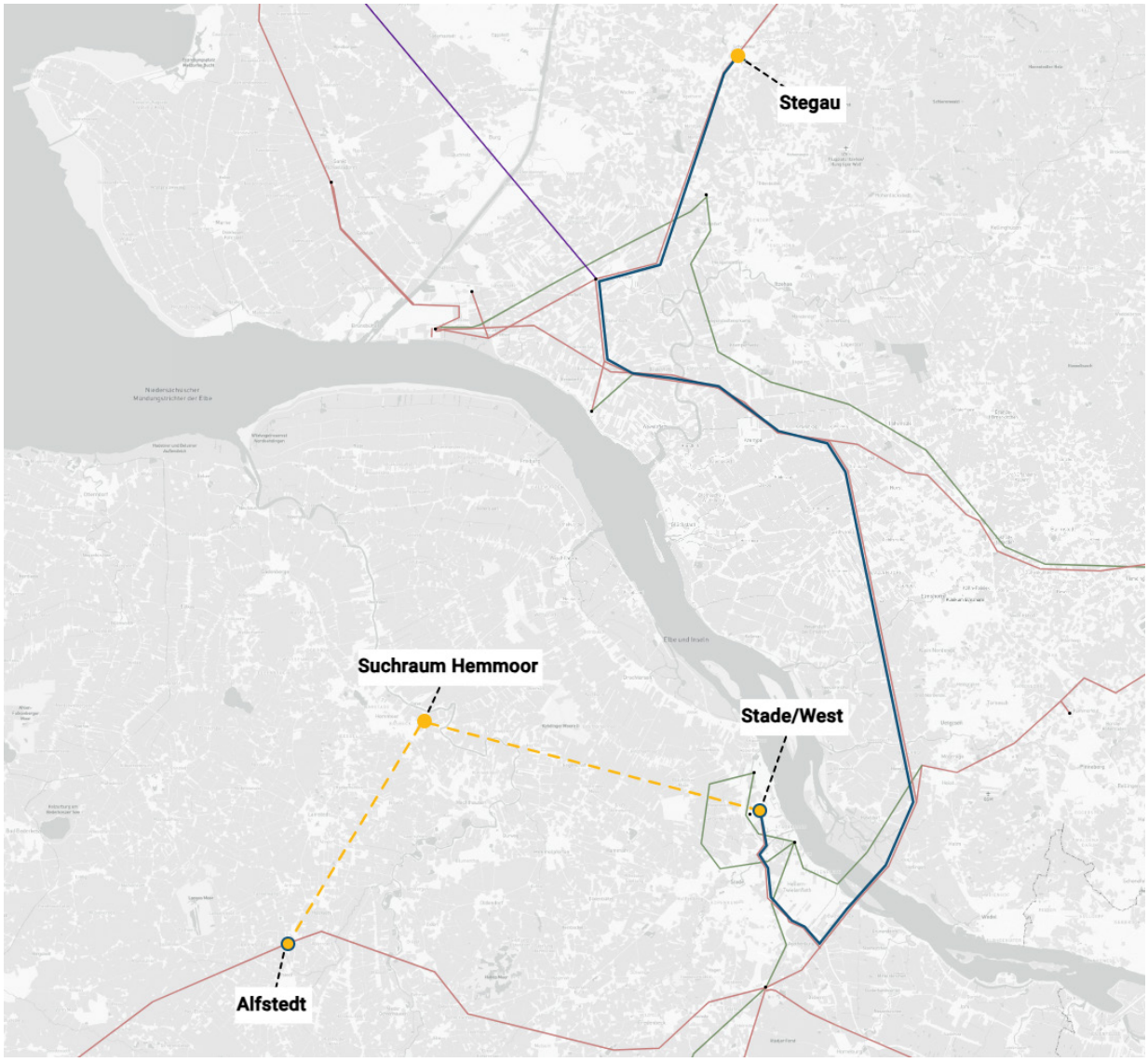
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P478 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmals ausgewiesen und von der Bundesnetzagentur 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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierte On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P478
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P481
Netzverstärkung zwischen Großkrotzenburg/West, Suchraum Markt Triefenstein, Suchraum Wallmersbach und Raitersaich/West

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TenneT

Zubaunetz Onshore AC

Projektbeschreibung

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

- M830: Großkrotzenburg/West - Suchraum Markt Triefenstein
- M831: Suchraum Markt Triefenstein - Suchraum Wallmersbach - Raitersaich/West

Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung orientiert sich die Planung an der Bestandstrasse. Dabei sind Abweichungen vom aktuellen Trassenverlauf bei der nachgelagerten Planung möglich, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen, bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern oder Bündelungen mit linienförmiger Infrastruktur umzusetzen, um u. a. dem Bündelungsgebot Rechnung zu tragen.

Aus Gründen der Kurzschlussfestigkeit ist eine Netztrennung zwischen den Umspannwerken Großkrotzenburg und Großkrotzenburg/West erforderlich.

Im Zuge des Projektes sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
Maßnahmen				
M830	✓	✓	✓	✓
M831	✓	✓	✓	✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

2 Maßnahmen

M830 Großkrotzenburg/West - Suchraum Markt Triefenstein

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Bayern Hessen

Ausführung:

Netzverstärkung	**76 km**
davon Ersatzneubau	76 km

Geplante Inbetriebnahme: 2037

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Ablösung der bestehenden 220-kV-Leitung zwischen Großkrotzenburg und Trennfeld durch Neubau einer 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis von Großkrotzenburg/West nach Suchraum Markt Triefenstein vorgesehen (Netzverstärkung). Hierfür ist die im Rahmen von P471 zu errichtende 380-kV-Schaltanlage Großkrotzenburg/West (Suchraum Stadt Hanau, Gemeinde Großkrotzenburg) um zwei zusätzliche Schaltfelder zu verstärken sowie die bestehende 220-kV-Schaltanlage Trennfeld im Suchraum Markt Triefenstein (Suchraum Gemeinden Marktheidenfeld/ Kreuzwertheim/ Triefenstein/ Erlenbach bei Marktheidenfeld) durch eine neue 380-kV-Schaltanlage mit bis zu vier 380/110-kV-Transformatoren abzulösen (Netzverstärkung).

M831 Suchraum Markt Triefenstein - Suchraum Wallmersbach - Raitersaich/West

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Bayern

Ausführung:

Netzverstärkung	**115 km**
davon Ersatzneubau	115 km
Geplante Inbetriebnahme:	2037

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Ablösung der bestehenden 220-kV-Leitung zwischen Trennfeld und Raitersaich durch Neubau einer 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis von Suchraum Markt Triefenstein über Suchraum Wallmersbach nach Raitersaich/West vorgesehen (Netzausbau). Hierfür ist das 380-kV-Umspannwerk in Raitersaich/West um zwei zusätzliche Schaltfelder zu verstärken (Netzverstärkung). In Suchraum Wallmersbach (Suchraum Stadt Uffenheim, Gemeinden Simmershofen/ Ergersheim/ Gollhofen) ist ein neues 380-kV-Umspannwerk mit bis zu vier 380/110-kV-Transformatoren zu errichten und voll in die neue Leitung einzuschleifen.

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Die bestehende 220-kV-Leitung ist ein wesentlicher Transportkanal zwischen Hessen und Bayern. Bereits im Grundfall ist die Leitung als Folge ihrer begrenzten Übertragungskapazität hoch belastet. Bei Ausfall eines Stromkreises ist darüber hinaus der parallele Stromkreis unzulässig belastet. Deshalb muss die Stromtragfähigkeit der Leitung erhöht werden. Darüber hinaus kann durch den Ersatzneubau die leistungsschwache 220-kV-Infrastruktur in der Region abgelöst werden. Das zusätzliche Umspannwerk in Wallmersbach wird nach Rücksprache mit dem nachgelagerten Verteilnetzbetreiber benötigt, um Rückspeisung aus erneuerbaren Energien aus dem örtlichen Verteilnetz aufnehmen zu können.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung

mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahmen M830 und M831 haben sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2037, A 2045, B 2037 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt.

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass durch WAFB sowie durch HTL die geforderte Stromtragfähigkeit von 4.000 A auf der 220-kV-Ebene nicht erreicht werden kann. Daher muss die bestehende Leitung neu errichtet werden, mit Orientierung am bestehenden Verlauf.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Weitere alternative Einzelmaßnahmen 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. Andere bereits existierende Leitungen, mit denen sich die Übertragungsaufgabe sinnvoll erfüllen ließe, gibt es in der Region nicht.

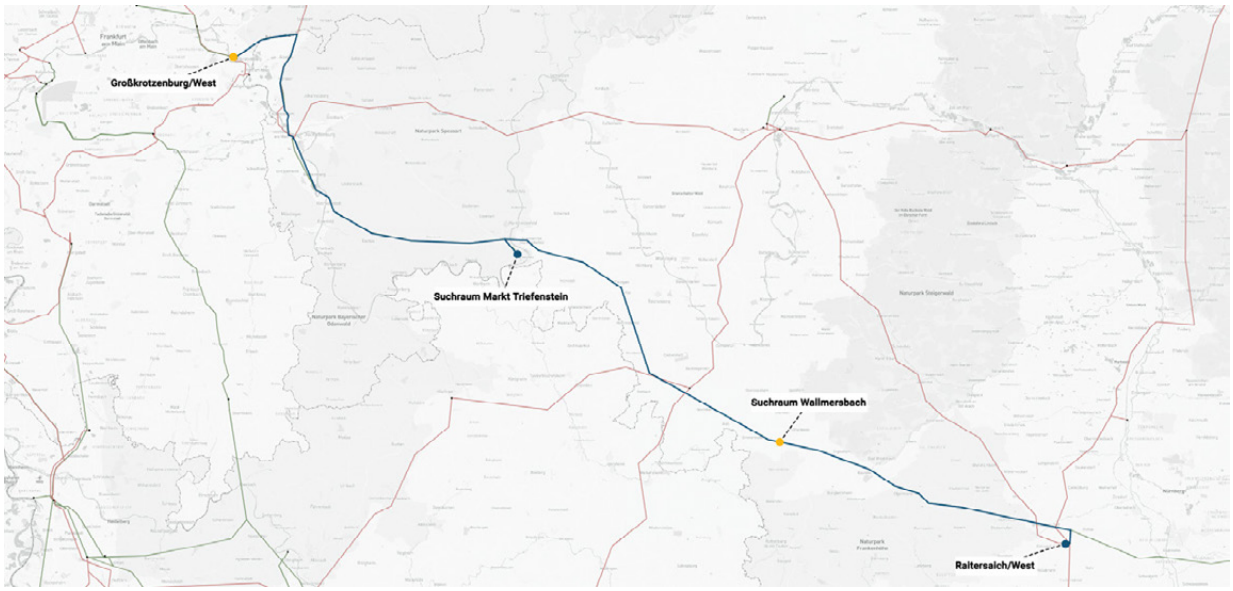
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P481 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmals ausgewiesen und von der Bundesnetzagentur 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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierte On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P481

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P482
Netzverstärkung zwischen Ludersheim/West, Suchraum Amberg und Schwandorf

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TenneT

Zubaunetz Onshore AC

Projektbeschreibung

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

- M832: Ludersheim/West - Suchraum Amberg - Schwandorf

Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung orientiert sich die Planung an der Bestandstrasse. Dabei sind Abweichungen vom aktuellen Trassenverlauf bei der nachgelagerten Planung möglich, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen, bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern oder Bündelungen mit linienförmiger Infrastruktur umzusetzen, um u. a. dem Bündelungsgebot Rechnung zu tragen.

Im Zuge des Projektes sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario / Maßnahmen	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
M832		✓		✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M832 Suchraum Ludersheim/West - Suchraum Amberg - Schwandorf

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Bayern

Ausführung:

Netzverstärkung	**63 km**
davon Ersatzneubau	63 km
Geplante Inbetriebnahme:	2045

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Ablösung der bestehenden 220-kV-Leitung zwischen Ludersheim und Schwandorf durch Neubau einer 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis von Ludersheim/West (Altdorf bei Nürnberg/ Winkelhaid) über Suchraum Amberg (Suchraum Stadt Amberg, Gemeinden Ursensollen/ Kümmersbruck/ Freudenberg) nach Schwandorf vorgesehen (Netzverstärkung). Hierfür sind die im Rahmen von P53 zu errichtende 380-kV-Schaltanlage Ludersheim/West (Altdorf bei Nürnberg/ Winkelhaid) sowie die 380-kV-Schaltanlage Schwandorf jeweils um zwei zusätzliche Schaltfelder zu verstärken (Netzverstärkung). In Suchraum Amberg ist ein neues 380-kV-Umspannwerk mit drei 380/110-kV-Transformatoren zu errichten und voll in die neue Leitung einzuschleifen (Netzausbau).

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Das Projekt trägt zur Entlastung der Leitungen zwischen Redwitz und Grafenrheinfeld bei. Darüber hinaus kann durch den Ersatzneubau die leistungsschwache 220-kV-Infrastruktur in der Region abgelöst werden. Das zusätzliche Umspannwerk im Suchraum Amberg wird nach Rücksprache mit dem nachgelagerten Verteilnetzbetreiber benötigt, um Rückspeisung aus erneuerbaren Energien aus dem örtlichen Verteilnetz aufnehmen zu können.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative

Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahme M832 hat sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2045 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt.

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass durch WAFB sowie durch HTL die geforderte Stromtragfähigkeit von 4.000 A auf der 220-kV-Ebene nicht erreicht werden kann. Daher muss die Leitung in bestehender Trasse neu errichtet werden.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Weitere alternative Einzelmaßnahmen 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. Andere bereits existierende Leitungen, mit denen sich die Übertragungsaufgabe sinnvoll erfüllen ließe, gibt es in der Region nicht.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P482 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmals ausgewiesen und von der Bundesnetzagentur 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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten

Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierte On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P482
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P483
Querregeltransformatoren (PST) Suchraum Nüttermoor

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TenneT

Zubaunetz Onshore AC

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Steuerung der Leistungsflüsse innerhalb Niedersachsens über die Leitung Emden/Ost - Suchraum Nüttermoor - Dörpen/West und enthält folgende Maßnahme:

- M833: Querregeltransformatoren (PST) Suchraum Nüttermoor

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario / Maßnahmen	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
M833		✓		✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M833 Suchraum Nüttermoor: Querregeltransformator (4x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Niedersachsen

Geplante Inbetriebnahme: 2045

Beschreibung der Maßnahme

Zur Vermeidung von Redispatch- und Einspeisemanagement-Maßnahmen sowie zur Optimierung der Leistungsflüsse in Niedersachsen ist die Steuerung des Leistungsflusses durch Querregeltransformatoren erforderlich. Hierzu werden in dem im Rahmen von P470 zu errichtenden 380-kV-Umspannwerk Suchraum Nüttermoor (Suchraum Stadt Leer (Ostfriesland), Gemeinde Moormerland, Samtgemeinden Jümme/ Hesel) vier PST errichtet (Netzoptimierung).

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Region ist geprägt durch hohe Leistungsflüsse zur Abführung von Strom aus erneuerbaren Energien aus Norddeutschland.

Netzplanerische Begründung

Die Phasenschiebertransformatoren dienen der Steuerung und Optimierung der Leistungsflüsse im AC-Höchstspannungsnetz. Sie reduzieren Engpässe im Netz und damit Redispatch-Aufwand sowie Einspeisemanagement-Maßnahmen.

Der Suchraum Nüttermoor ist besonders geeignet für leistungsflusssteuernde Maßnahmen. Die Steuerung erfolgt direkt in den beiden Stromkreisen auf der Achse Emden/Ost - Dörpen/West. Indirekt können dadurch die angrenzenden Achsen Emden/Ost - Conneforde und von Dörpen/West zu Amprion beeinflusst werden. Das Projekt trägt maßgeblich zur Entlastung der Leitung Emden/Ost - Conneforde bei.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-

Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahme M833 hat sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2045 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt.

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA Grundsatz berücksichtigt. Mit der Maßnahme M833 kann eine Optimierung der bestehenden Infrastruktur erreicht werden.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Die Maßnahme wurde unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung in das umgebende Transportnetz entwickelt. Dabei hat sich die hier beschriebene Maßnahme als notwendig und gleichzeitig wirksam bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternativ stünden zur Beseitigung der Engpässe allenfalls weitere Netzverstärkungsmaßnahmen zur Verfügung, die aber eine schlechtere NOVA-Einstufung haben und insofern verworfen wurden.

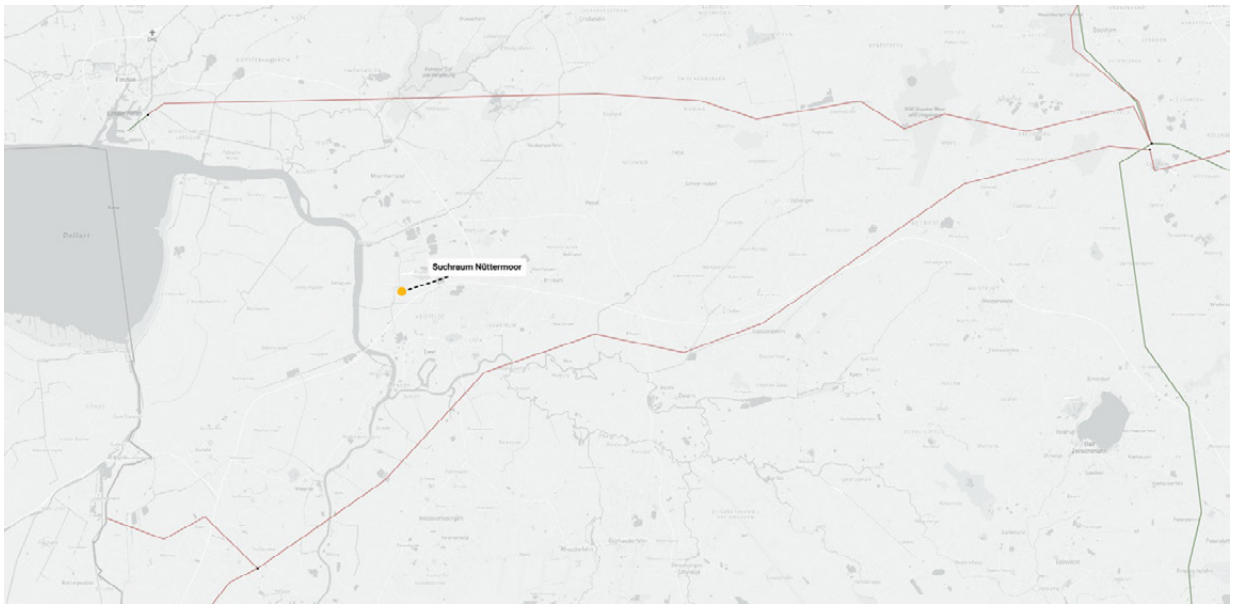
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P483 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmals 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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierte On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P483
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P484
Querregeltransformatoren (PST) und Umspannwerk Suchraum Gambach

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TenneT

Zubaunetz Onshore AC

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Steuerung der Leistungsflüsse innerhalb Bayerns sowie der Aufnahme von Rückspeisungen aus Erneuerbaren Energien aus dem nachgelagerten Verteilnetz und enthält folgende Maßnahme:

- M834: Querregeltransformatoren (PST) Suchraum Gambach

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario / Maßnahmen	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
M834	✓	✓	✓	✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M834 Suchraum Gambach: Querregeltransformator (4x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Bayern

Geplante Inbetriebnahme: 2037

Beschreibung der Maßnahme

Zur Vermeidung von Redispatch- und Einspeisemanagement-Maßnahmen sowie zur Optimierung der Leistungsflüsse in Bayern ist die Steuerung des Leistungsflusses durch Querregeltransformatoren erforderlich. Hierzu werden in dem mit bis zu vier 380/110-kV-Transformatoren neu zu errichtenden 380-kV-Umspannwerk am Kreuzungspunkt der 380-kV-Leitung Aschaffenburg - Bergrheinfeld/West mit der 110-kV-Leitung des Bayernwerks im Suchraum Gambach (Suchraum Stadt Karlstadt am Main, Gemeinden Eußenheim/ Gössenheim) vier PST errichtet (Netzoptimierung).

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Die Phasenschiebertransformatoren dienen der Steuerung und Optimierung der Leistungsflüsse im AC-Höchstspannungsnetz. Sie reduzieren Engpässe im Netz und damit Redispatch-Aufwand sowie Einspeisemanagement-Maßnahmen.

Der Suchraum Gambach ist besonders geeignet für leistungsflusssteuernde Maßnahmen. Die Steuerung erfolgt direkt in den beiden Stromkreisen auf der Achse Großkrotzenburg – Bergrheinfeld/West. Indirekt können dadurch die angrenzenden Achsen Großkrotzenburg – Dipperz und Dipperz – Bergrheinfeld/West beeinflusst werden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des

Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahme M834 hat sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2037, A 2045, B 2037 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt.

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA Grundsatz berücksichtigt. Mit der Maßnahme M834 kann eine Optimierung der bestehenden Infrastruktur erreicht werden.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Die Maßnahme wurde unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung in das umgebende Transportnetz entwickelt. Dabei hat sich die hier beschriebene Maßnahme als notwendig und gleichzeitig wirksam bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternativ stünden zur Beseitigung der Engpässe allenfalls weitere Netzverstärkungsmaßnahmen zur Verfügung, die aber eine schlechtere NOVA-Einstufung haben und insofern verworfen wurden.

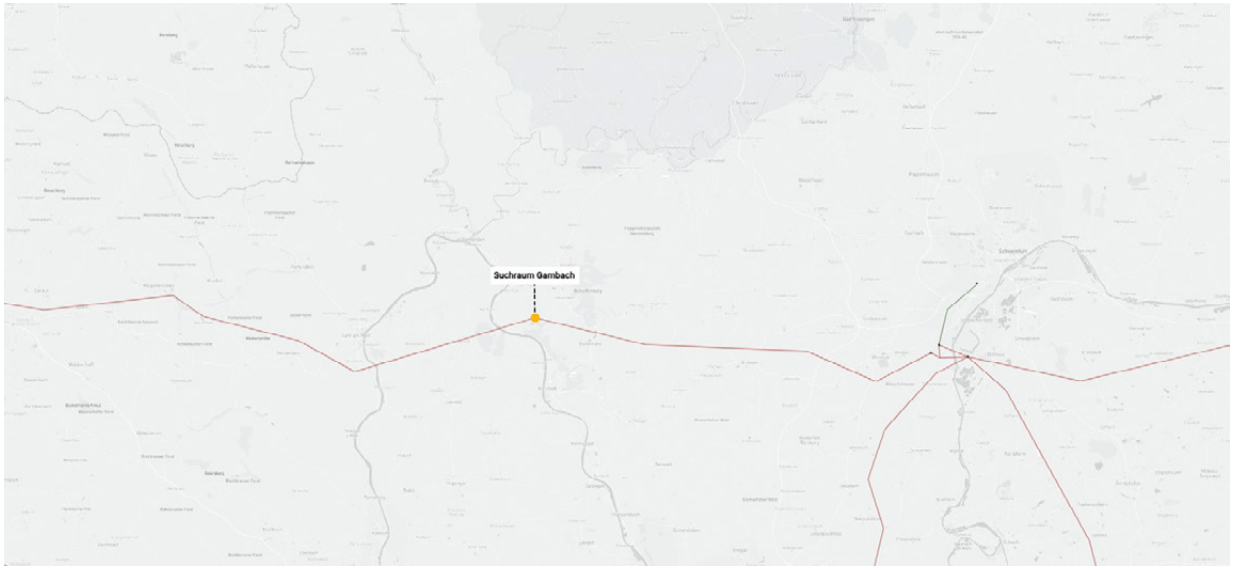
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P484 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmals ausgewiesen und von der Bundesnetzagentur 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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierte On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P484
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P485
Netzverstärkung und -ausbau: Eula – Weida – Suchraum Herlasgrün – Suchraum Hof – Suchraum Marktleuthen

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

50hertz | Elia Group TenneT

Zubaunetz Onshore AC

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Thüringen und Bayern und beinhaltet die folgenden Maßnahmen:

- M485a: Eula – Weida – Suchraum Herlasgrün
- M835: Herlasgrün – Suchraum Hof – Suchraum Marktleuthen

Im Rahmen des Projektes werden folgende Suchräume definiert:

- Suchraum der Gemeinden Limbach/Stadt Treuen/Neuensalz/Pöhl (kurz: Suchraum Herlasgrün)
- Suchraum der Städte Marktleuthen/ Kirchenlamitz (kurz: Suchraum Marktleuthen)
- Suchraum der Stadt Hof, Gemeinden Döhlau/ Gattendorf/ Regnitzlosau (kurz: Suchraum Hof)

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
Maßnahmen				
M485a	✓	✓	✓	✓
M835	✓	✓	✓	✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

2 Maßnahmen

M485a Eula - Weida - Suchraum Herlasgrün

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Sachsen Thüringen

Ausführung:

Netzverstärkung	**103 km**
davon Ersatzneubau	103 km

Geplante Inbetriebnahme: 2037

Beschreibung der Maßnahme

Vom bestehenden Umspannwerk (UW) Eula über das bestehende UW Weida zum bestehenden UW Herlasgrün ist vorzugsweise im bestehenden 220-kV-Trassenraum eine neue 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung (4.000 A) zu errichten (Netzverstärkung). Bei der Ablösung der bestehenden 220-kV-Leitungsabschnitte Eula - Weida - Röhrsdorf und Weida - Herlasgrün durch die neue 380-kV-Leitung Eula - Weida - Herlasgrün orientiert sich die Planung an der Bestandstrasse. Die 380-kV-Anlagen Eula und Weida sind für die Anbindung der 380-kV-Neubauleitung zu erweitern. In Vorbereitung zur Errichtung der Hochstromleitung ist zur temporären Stützung der 220-kV-Struktur die Errichtung eines zusätzlichen 380/220(/110)-kV-Netzkuppeltransformators (mit späterer Nachnutzung als Schnittstelle zum regionalen Verteilnetz) im UW Eula erforderlich. Mit der Realisierung dieser Maßnahme wird das bestehende 220/110-kV-UW Herlasgrün durch ein 380/110-kV-Neubau-UW im Suchraum Herlasgrün abgelöst. Das bestehende UW Eula ist im Zuge des Projektes neu zu errichten (Ersatzneubau).

M835 Suchraum Marktleuthen - Suchraum Hof - Suchraum Herlasgrün

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz TenneT

Bundesländer: Bayern Sachsen

Ausführung:

Netzausbau	**70 km**
davon Neubau in neuer Trasse	70 km
Geplante Inbetriebnahme:	2037

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Errichtung einer neuen zweisystemigen 380-kV-Leitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A zwischen den UW Herlasgrün, Suchraum Hof und Suchraum Marktleuthen vorgesehen (Netzausbau). Hierzu ist im Suchraum Marktleuthen (Städte Marktleuthen/ Kirchenlamitz) ein 380-kV-Umspannwerk mit zwei 380/110-kV-Transformatoren zu errichten und voll in die neue Leitung sowie die 380-kV-Doppelleitung Mechlenreuth - Etzenricht einzuschleifen (Netzausbau). Darüber hinaus ist im Suchraum Hof (Stadt Hof, Gemeinden Döhlau/ Gattendorf/ Regnitzlosau) ein 380-kV-Umspannwerk mit bis zu vier 380/110-kV-Transformatoren zu errichten und voll in die neue Leitung einzuschleifen.

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Aufgrund der günstigen regionalen Bedingungen geht der Ausbau erneuerbarer Energien in Thüringen, Sachsen und Bayern stetig weiter voran. Dies betrifft insbesondere den Zubau an Photovoltaik sowie Onshore-Windleistung. Zudem wird in der Region ein signifikanter Anstieg der Last durch eine stetig zunehmende Elektrifizierung erwartet. Das neue Umspannwerk im Suchraum der Stadt Marktleuthen/ Stadt Kirchenlamitz wird nach Rücksprache mit dem nachgelagerten Verteilnetzbetreiber benötigt, um Rückspeisung aus erneuerbaren Energien aus dem örtlichen Verteilnetz aufnehmen zu können.

Netzplanerische Begründung

Die bestehende 220-kV-Leitung Eula – Röhrsdorf – Weida besitzt für die zu erwartenden Übertragungsaufgaben eine zu geringe Übertragungskapazität. Zudem weisen die bestehenden 380-kV-Leitungen zwischen Thüringen und Bayern unzulässig hohe Auslastungen auf. In den Szenarien des NEP zeigt sich ein deutlich darüber hinausgehender Übertragungsbedarf. Dieser erfordert eine Erhöhung der Stromtragfähigkeit der bestehenden 220-kV-Leitung durch den Ersatzneubau mit einer 380-kV-Leitung vom bestehenden Umspannwerk (UW) Eula über das bestehende UW Weida zum bestehenden UW Herlasgrün. Darüber hinaus ist eine neue 380-kV-Verbindung zwischen Sachsen und Bayern zwischen den UW Herlasgrün und dem Suchraum Marktleuthen erforderlich. Ohne diese Maßnahmen kommt es zu unzulässig hohen Leitungsbelastungen. Das Projekt trägt maßgeblich zur Entlastung der westlich parallel verlaufenden Leitungen Altenfeld - Redwitz und Remptendorf -

Redwitz bei.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahmen M485a und M835 haben sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2037, A 2045, B 2037 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt. Mit anderen Maßnahmen, insbesondere Netzoptimierungen, können die bestehenden 220-kV- bzw. 380-kV-Leitungen nicht ausreichend entlastet werden.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

In den bestehenden UW Eula, Weida und Herlasgrün besteht eine regionale Versorgungsaufgabe. Zudem werden in diesen UW erneuerbare Energien in das Netz integriert, sodass diese UW auch weiterhin in das Übertragungsnetz eingebunden werden müssen. Demzufolge existiert zur hier gegenständlichen Netzverstärkung Eula - Weida keine technisch und wirtschaftlich sinnvolle Variante mit alternativen Netzverknüpfungspunkten. Als Alternative zum neuen UW Suchraum Marktleuthen wäre theoretisch das UW Mechlenreuth denkbar, allerdings ist dieses UW aus Platzgründen nicht mehr erweiterbar und wurde insofern verworfen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

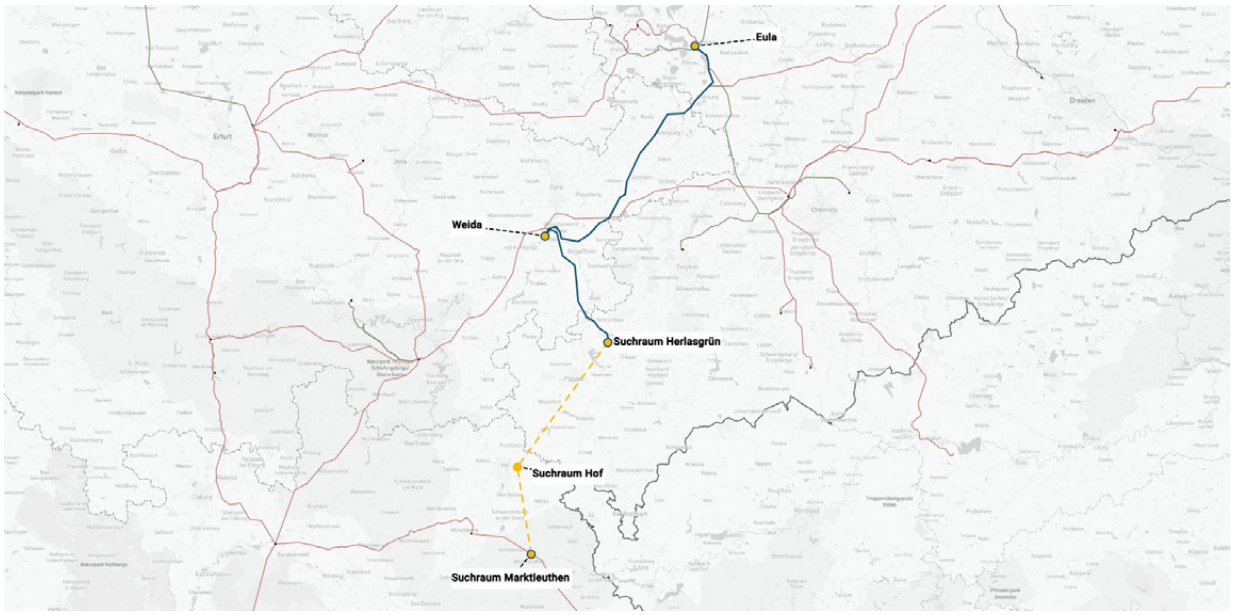
Das Projekt P485 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmals ausgewiesen und von der Bundesnetzagentur bestätigt.

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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierte On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P485
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P486
Netzverstärkung und -ausbau Großkrotzenburg/West - Suchraum Frankfurt/Nord - Suchraum Bommersheim

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TenneT

Zubaunetz **Onshore** **AC**

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb des Großraums Frankfurt und enthält folgende Maßnahmen:

- M836: Großkrotzenburg/West - Suchraum Frankfurt/Nord
- M837: Suchraum Frankfurt/Nord - Suchraum Bommersheim

Aus Gründen der Kurzschlussfestigkeit ist eine Netztrennung zwischen den Umspannwerken Großkrotzenburg und Großkrotzenburg/West erforderlich.

Im Zuge des Projektes sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario / Maßnahmen	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
M836	✓	✓	✓	✓
M837	✓	✓	✓	✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

2 Maßnahmen

M836 Großkrotzenburg/West - Frankfurt/Nord

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Hessen

Ausführung:

Netzverstärkung	**22 km**
davon Ersatzneubau	22 km

Geplante Inbetriebnahme: 2037

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Ablösung der bestehenden 220-kV-Leitung von Großkrotzenburg über Dörnigheim nach Frankfurt/Nord durch Neubau einer 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis von Großkrotzenburg/West nach Suchraum Frankfurt/Nord vorgesehen (Netzverstärkung). Hierfür ist die im Rahmen von P471 zu errichtende 380-kV-Schaltanlage Großkrotzenburg/West (Suchraum Stadt Hanau, Gemeinde Großkrotzenburg) um zwei zusätzliche Schaltfelder zu verstärken sowie die bestehende 220-kV-Schaltanlage im Suchraum Frankfurt/Nord (Stadtbezirke Frankfurt am Main-Ost/ Bergen-Enkheim, Stadt Bad Vilbel) durch eine neue 380-kV-Schaltanlage mit vier 380/110-kV-Transformatoren abzulösen (Netzverstärkung). Als Ersatz für das 220-kV-Umspannwerk Dörnigheim ist der Neubau eines 380-kV-Umspannwerks Maintal (Suchraum Stadt Maintal) mit zwei 380/110-kV-Transformatoren erforderlich (Netzverstärkung), das voll in die 380-kV-Bestandsleitung Karben - Großkrotzenburg eingeschliffen werden soll (siehe P366 M760).

M837 Suchraum Frankfurt/Nord - Suchraum Bommersheim

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Hessen

Ausführung:

Netzausbau	**13 km**

davon Neubau in neuer Trasse	13 km
Geplante Inbetriebnahme:	2037

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Neubau einer 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis von Suchraum Frankfurt/Nord nach Suchraum Bommersheim vorgesehen (Netzausbau). Hierfür ist die im Rahmen von M837 zu errichtende 380-kV-Schaltanlage im Suchraum Frankfurt/Nord (Stadtbezirke Frankfurt am Main-Ost/ Bergen-Enkheim, Stadt Bad Vilbel) zu verstärken (Netzverstärkung) sowie im Suchraum Bommersheim (Städte Oberursel (Taunus)/Bad Homburg vor der Höhe) eine neue 380-kV-Schaltanlage zu errichten.

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Um die Versorgungssicherheit der Stadt Frankfurt aufgrund ihres starken Lastzuwachses zu erhöhen, ist die (n-1)-sichere Anbindung sowie eine Vermaschung des starken Lastknotens Frankfurt/Nord erforderlich. Daher ist einerseits die Ablösung der 220-kV-Infrastruktur zwischen Großkrotzenburg und Frankfurt/Nord notwendig sowie darüber hinaus der Ringschluss von Frankfurt/Nord nach Suchraum Bommersheim.

Weiterhin ist die bestehende 220-kV-Leitung bereits ausgereizt und kann nicht mehr Leistung übertragen. Um weitere Lastzunahmen zu ermöglichen, sowie für den Anschluss weiterer Rechenzentren, ist die Umstellung erforderlich, damit mehr Leistung übertragen werden kann. Es mussten bereits zahlreiche Anfragen nach Bereitstellung weiterer Leistung abgelehnt werden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahmen M836 und M837 haben sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2037, A 2045, B 2037 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt.

Zwischen Großkrotzenburg, Fechenheim und Frankfurt/Südwest existiert noch keine Infrastruktur auf der Höchstspannungsebene, die verstärkt werden könnte. Daher ist ein Neubau in neuer Trasse erforderlich.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Weitere alternative Einzelmaßnahmen zur Maßnahme M836 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. Zwischen Frankfurt/Nord und Suchraum Bommersheim besteht noch keine Infrastruktur auf der Höchstspannungsebene, die ertüchtigt werden könnte.

Alternativ zur Maßnahme M837 wurde die Verbindung Frankfurt/Nord - Fechenheim untersucht. Jedoch ist Fechenheim ebenso wie Frankfurt/Nord ein großer Lastschwerpunkt, welcher nicht mit einem weiteren verbunden werden sollte, um die Versorgungssicherheit nicht unzulässig zu gefährden. Daher wurde die Alternative verworfen.

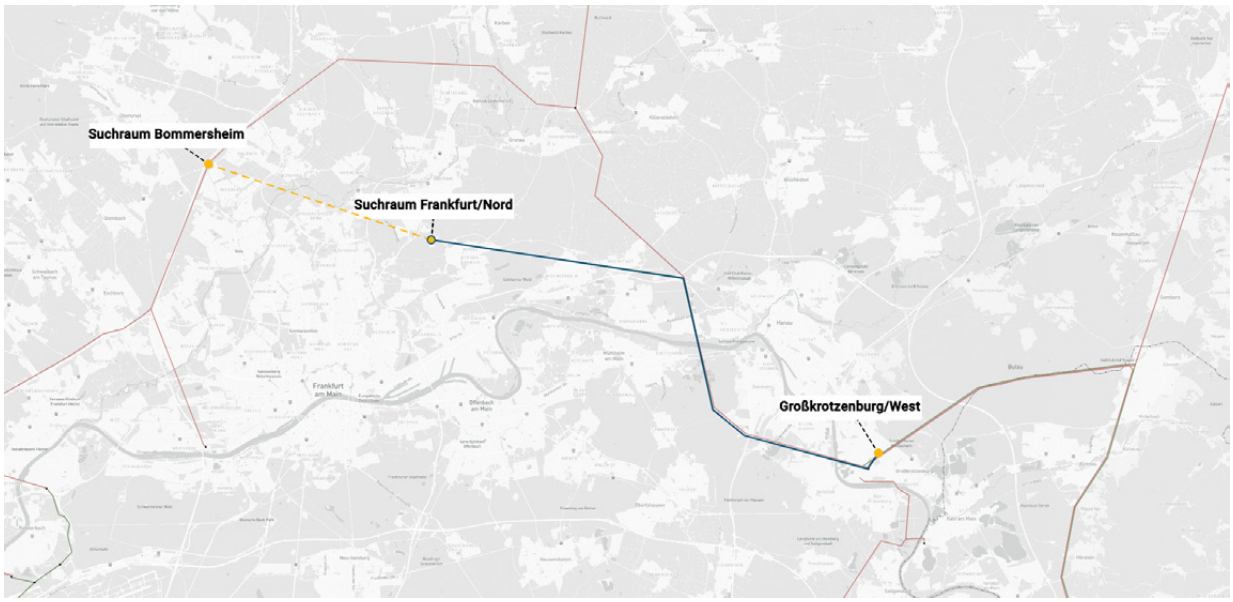
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P486 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmals ausgewiesen und von der Bundesnetzagentur 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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierte On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P486
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P488
Netzverstärkung zwischen Oberbachern und Marienberg

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TenneT

Zubaunetz **Onshore** **AC**

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Bayerns und enthält folgende Maßnahmen:

- M841: Oberbachern - Neufinsing
- M842: Ottenhofen - Neufinsing
- M843: Neufinsing - Marienberg

Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung orientiert sich die Planung an der Bestandstrasse. Dabei sind Abweichungen vom aktuellen Trassenverlauf bei der nachgelagerten Planung möglich, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen, bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern oder Bündelungen mit linienförmiger Infrastruktur umzusetzen, um u. a. dem Bündelungsgebot Rechnung zu tragen.

Im Zuge des Projektes sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario / Maßnahmen	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
M841	✓	✓	✓	✓
M842	✓	✓	✓	✓
M843	✓	✓	✓	✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

3 Maßnahmen

M841 Oberbachern - Neufinsing

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Bayern

Geplante Inbetriebnahme: 2037

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Spannungsumstellung mit teilweisem Ersatzneubau der bestehenden 220-kV-Stromkreise zwischen Oberbachern und Neufinsing auf 380-kV vorgesehen (Netzoptimierung). Zusätzlich ist die 380-kV-Schaltanlage Oberbachern um zwei zusätzliche Schaltfelder und einen vierten 380/110-kV-Transformator zu verstärken. Darüber hinaus ist die bestehende 220-kV-Schaltanlage Neufinsing durch eine neue 380-kV-Schaltanlage mit bis zu vier 380/110-kV-Transformatoren abzulösen (Netzverstärkung).

M842 Ottenhofen - Neufinsing

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Bayern

Geplante Inbetriebnahme: 2037

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Spannungsumstellung mit teilweisem Ersatzneubau der bestehenden 220-kV-Leitung zwischen Ottenhofen und Neufinsing auf 380-kV vorgesehen (Netzoptimierung). Hierfür sind die 380-kV-Schaltanlagen in Ottenhofen sowie die im Rahmen von M841 zu errichtende 380-kV-Schaltanlage Neufinsing jeweils um zwei zusätzliche Schaltfelder zu verstärken (Netzverstärkung). Zusätzlich ist in Ottenhofen ein 380/220-kV-Transformator für die 220-kV-Anbindung in Richtung Zolling notwendig, bis zur Realisierung von P54 (Ablösung des 220-kV-Stromkreises).

M843 Neufinsing - Marienberg

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Bayern

Ausführung:

Netzverstärkung	**52 km**
davon Ersatzneubau	52 km

Geplante Inbetriebnahme: 2037

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Ablösung der bestehenden 220-kV-Leitung zwischen Neufinsing und Marienberg durch Neubau einer 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis vorgesehen (Netzverstärkung). Hierfür ist die im Rahmen von M841 zu errichtende 380-kV-Schaltanlage Neufinsing um zwei zusätzliche Schaltfelder zu verstärken (Netzverstärkung) sowie die bestehende 220-kV-Schaltanlage Marienberg durch eine 380-kV-Schaltanlage mit drei 380/110-kV-Transformatoren abzulösen (Netzverstärkung).

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Bei Ausfall eines Stromkreises zwischen Marienberg und Neufinsing ist der parallele Stromkreis unzulässig belastet. Deshalb muss die Stromtragfähigkeit der Leitung erhöht werden. Durch den Neubau des Umspannwerks Neufinsing in 380-kV ergibt sich die Notwendigkeit, auch die 220-kV-Stromkreise nach Oberbachern und Ottenhofen auf 380-kV umzustellen. Darüber hinaus kann durch den Ersatzneubau die 220-kV-Infrastruktur in der Region weitergehend abgelöst werden. Perspektivisch ist in der Region mit einem weiteren Ausbau der Umspannkapazität zum Verteilnetz zu rechnen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative

Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahmen M841, M842 und M843 haben sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2037, A 2045, B 2037 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt.

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass durch WAFB sowie durch HTL die geforderte Stromtragfähigkeit von 4.000 A auf der 220-kV-Ebene nicht erreicht werden kann. Daher muss die Leitung zwischen Neufinsing und Marienberg in bestehender Trasse neu errichtet werden. Zwischen Oberbachern, Neufinsing und Ottenhofen ist eine Spannungsumstellung der bestehenden Stromkreise ausreichend.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Weitere alternative Einzelmaßnahmen 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. Andere bereits existierende Leitungen, mit denen sich die Übertragungsaufgabe sinnvoll erfüllen ließe, gibt es in der Region nicht.

Bisherige Bestätigung des Projekts

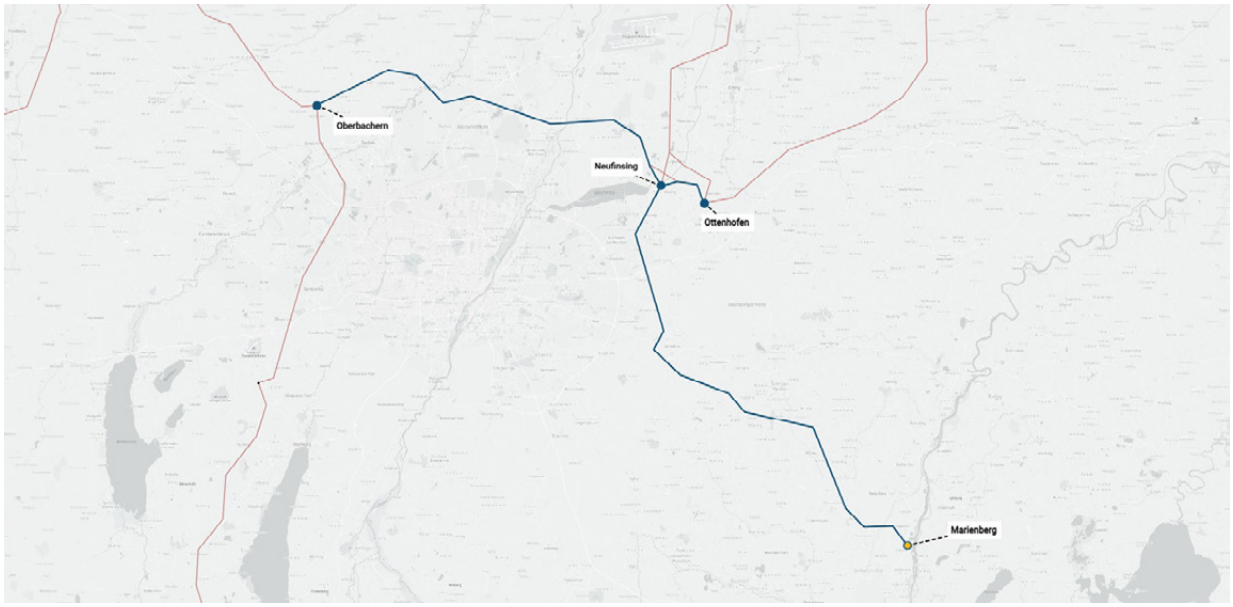
Das Projekt P488 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmals ausgewiesen und von der Bundesnetzagentur bestätigt.

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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der

Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierte On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P488
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P489
Netzverstärkung Raum Wilhelmshaven

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TenneT

Zubaunetz **Onshore** **AC**

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Niedersachsen und enthält folgende Maßnahmen:

- M810: Netzausbau zwischen Inhausen/neu und Sengwarden
- M811: Netzverstärkung von Maade/neu nach Sengwarden

Im Zuge des Projekts sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario / Maßnahmen	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
M810	✓	✓	✓	✓
M811	✓	✓	✓	✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

2 Maßnahmen

M810 Inhausen/neu - Sengwarden

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Niedersachsen

Ausführung:

Netzausbau	**2 km**
davon Neubau in neuer Trasse	2 km

Geplante Inbetriebnahme: 2033

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen der Maßnahme ist der Neubau einer 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis vom Umspannwerk Inhausen/neu zum Umspannwerk Sengwarden (Netzausbau). Darüber hinaus ist in räumlicher Nähe zum bestehenden 220-kV-Umspannwerk Inhausen im Stadtteil Vosslapper Groden der Stadt Wilhelmshaven ein neues 380-kV-Umspannwerk Inhausen/neu neu zu errichten (Netzverstärkung). Weiterhin ist das Umspannwerk Sengwarden um zwei zusätzliche Schaltfelder zu verstärken (Netzverstärkung).

M811 Maade/neu - Sengwarden

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Niedersachsen

Ausführung:

Netzverstärkung	**6 km**
davon Ersatzneubau	6 km

Geplante Inbetriebnahme: 2032

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen der Maßnahme ist der Neubau einer 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis vom Umspannwerk Maade/neu zum Umspannwerk Sengwarden im

Trassenraum der vorhandenen 220-kV-Leitung erforderlich (Netzverstärkung). Das bestehende 220-kV-Umspannwerk in Maade ist im Suchraum der Stadtteile Rüstersieler Groden/Heppenser Groden der Stadt Wilhelmshaven als Maade/neu in 380-kV neu zu errichten. Weiterhin ist das Umspannwerk Sengwarden um zwei zusätzliche Schaltfelder zu verstärken (Netzverstärkung).

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Auf Grund des stetigen Ausbaus der erneuerbaren Energien in Niedersachsen ist eine zusätzliche Schaltanlage im Raum Wilhelmshaven notwendig. Das 380-kV-Umspannwerk Sengwarden ist bereits als Netzverknüpfungspunkt für den Anschluss von Offshore-Windenergie (NOR-9-2 und NOR-11-2) sowie als Startpunkt für die HGÜ-Verbindung DC21 vorgesehen.

Der Neubau der Umspannwerke Inhausen/neu und Maade/neu in 380-kV sowie deren Anschluss an Sengwarden ist zum Anschluss diverser Industriekunden unter anderem aus dem Bereich Energie- und Wasserstoffwirtschaft erforderlich. Die vorliegenden Netzanschlussbegehren übersteigen die Kapazität der bestehenden 220-kV-Umspannwerke und Leitungen bei Weitem.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahmen M810 und M811 haben sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2037, A 2045, B 2037 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt.

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass die geforderte Stromtragfähigkeit von 4.000 A auf der 220-kV-Ebene für ein engpassfreies Netz nicht erreicht werden kann. Aus

diesem Grund müssen die Leitungen in bestehender Trasse als 380-kV-Doppelleitung neu gebaut sowie zwischen Inhausen2 und Sengwarden zusätzlich durch einen 380-kV-Neubau ergänzt werden.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Bei der Maßnahme M811 handelt es sich um die Verstärkung einer bereits existierenden Leitung. Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Verstärkung dieser bestehenden Verbindung in Betracht gezogen. Bei der Maßnahme M810 handelt es sich um einen kurzen Lückenschluss zwischen Sengwarden und Inhausen/neu. Andere bereits existierende Leitungen, mit denen sich die Übertragungsaufgabe sinnvoll erfüllen ließe, gibt es in der Region nicht.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P489 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmals ausgewiesen und von der Bundesnetzagentur 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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierte On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P489
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P490
Franken-Schwaben-Leitung
Netzausbau zwischen Suchraum Petersgmünd, Suchraum Weißenburg, Suchraum Nördlingen und Suchraum Rotensohl

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TenneT TRANSNET BW

Zubaunetz Onshore AC

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Bayern und dem Osten Baden-Württembergs und enthält folgende Maßnahme:

- M840: Suchraum Petersgmünd - Suchraum Weißenburg - Suchraum Nördlingen - Suchraum Rotensohl

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario / Maßnahmen	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
M840	✓	✓	✓	✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M840 Suchraum Petersgmünd - Suchraum Weißenburg - Suchraum Nördlingen - Suchraum Rotensohl

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT TransnetBW

Bundesländer: Baden-Württemberg Bayern

Ausführung:

Netzausbau	**93 km**
davon Neubau in neuer Trasse	93 km
Geplante Inbetriebnahme:	2037

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen der Maßnahme ist der Neubau einer 380-kV-Doppelleitung von Suchraum Petersgmünd über Suchraum Weißenburg und Suchraum Nördlingen nach Suchraum Rotensohl notwendig (Netzausbau). In der Schaltanlage Rotensohl sind Netzverstärkungsmaßnahmen erforderlich. Aufgrund weiterer Anforderungen ist ein Ersatzneubau der Anlage im Suchraum Rotensohl erforderlich. In die neu zu errichtende Anlage im Suchraum Nördlingen (vgl. P179) erfolgt eine Doppeleinschleifung beider Stromkreise. Im Suchraum Petersgmünd ist der Neubau eines 380-kV-Umspannwerks mit bis zu vier 380/110-kV-Transformatoren sowie Volleinschleifung in die bestehende 380-kV-Leitung Raitersaich - Irsching erforderlich (Netzausbau). Darüber hinaus ist in Suchraum Weißenburg der Neubau eines 380-kV-Umspanwerks mit bis zu vier 380/110-kV-Transformatoren zu errichten (Netzausbau) und in die neue Leitung voll einzuschleifen.

Der Suchraum Petersgmünd umfasst die Gemeinden Georgensgmünd und Röttenbach sowie die Stadt Spalt.

Der Suchraum Weißenburg umfasst die Gemeinden Dittenheim, Theilenhofen, Alesheim und Meinheim.

Der Suchraum Nördlingen umfasst die Stadt/Gemeinden Nördlingen, Reimlingen, Möttingen, Deiningen, Ederheim, Hohenaltheim, Alerheim, Wechingen, Wallerstein, Mönchsdeggingen, Riesbürg.

Der Suchraum Rotensohl umfasst die Städte/Gemeinden Heidenheim, Aalen, Dischingen, Neresheim, Herbrechtingen, Giengen and der Brenz, Nattheim, Oberkochen, Königsbronn, Zöschingen, Syrgenstein.

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Im Bereich zwischen Ulm und München im Süden sowie Nürnberg und Würzburg im Norden existiert heute nur an den Rändern dieser skizzierten Region ein Übertragungsnetz. Der Bedarf für einen Ausbau innerhalb dieses Bereiches ergibt sich sowohl aus regionalen wie auch überregionalen Aspekten. Zum einen steigt auch hier aufgrund der Dekarbonisierung der Sektoren Verkehr, Wärme

und der industriellen Prozesse durch Elektrifizierung der Strombedarf stark an. Zum anderen findet, wie generell im ländlichen Raum in Süddeutschland, ein starker Zubau von Windenergie- und insbesondere Photovoltaikanlagen statt. Dadurch ergibt sich, trotz ebenfalls bedeutendem Zubau an Batteriespeichern und je Situation, der Bedarf an einem Transport von Leistung in oder aus dieser Region heraus. Zusätzlich sind die beschriebenen Transportachsen an den Rändern des skizzierten Bereiches durch steigende überregionale Leistungsflüsse überlastet. Um die beschriebenen Bedarfe bestmöglich erfüllen zu können, sind daher der Ausbau des Übertragungsnetzes in Ost-West-Richtung sowie vertikaler Verbindungen zum regionalen Hochspannungsnetz notwendig.

Netzplanerische Begründung

Bei hohen Leistungsflüssen in Nordost-Südwest- sowie Südost-Nordwest-Richtung kommt es zu starken Überlastungen auf den um den skizzierten Bereich liegenden Transportachsen. Dies betrifft in der erstgenannten Situation insbesondere die Achse von der Grenze Thüringen/Bayerns bis nach Baden-Württemberg (Redwitz - Grafenrheinfeld - Kupferzell). In der letztgenannten Situation sind insbesondere die Achsen westlich von München sowie jene zwischen Nürnberg und Frankfurt (Raitersaich - Grafenrheinfeld - Aschaffenburg und Raitersaich - Trennfeld - Großkrotzenburg) betroffen. Die Überlastungen betreffen somit einen sehr großen Bereich und mehrere unterschiedliche Transportachsen. Die auf den bestehenden Gestängen noch vorhandenen, geringen Leistungsreserven werden im Rahmen anderer Projekte ebenfalls weitestgehend ausgeschöpft. Dies reicht jedoch für eine angemessene Reduktion der Überlastungen nicht aus. In Verbindung mit den beschriebenen regionalen Bedarfen ist daher der Neubau in neuer Trasse die sinnvollste Lösung.

Die Netzverknüpfungspunkte Suchraum Petersgmünd und Suchraum Rotensohl haben sich in Untersuchungen als sinnvoll herausgestellt. Durch diese kann die gleichzeitige Erfüllung der erwarteten überregionalen und an die Übertragungsnetzbetreiber herangetragenen regionalen Bedarfe bestmöglich erfolgen. Im Suchraum Petersgmünd, im Suchraum Weißenburg sowie im Suchraum Nördlingen (vgl. P179) werden hierfür neue Umspannwerke zum regionalen Hochspannungsnetz errichtet. In Suchraum Weißenburg sowie in Suchraum Nördlingen erfolgt eine Doppeleinschleifung beider Stromkreise der neuen Leitung.

Im Zuge weiterer Nachoptimierungen erfolgte nach dem vorigen Netzentwicklungsplan eine Veränderung des Netzverknüpfungspunktes von Goldshöfe nach Rotensohl. Aufgrund des Umstands, dass das UW Rotensohl, unabhängig von P490, altersbedingt und aufgrund weiterer Anforderungen neu errichtet werden muss, ergeben sich Synergien und Einsparpotentiale. Weitere signifikante Einsparungen ergeben sich durch die deutlich reduzierte Länge des Abschnitts nach Nördlingen. In Verbindung mit der potentiell erhöhten Geradlinigkeit der Trassenführung sowie möglichen Bündelungspotentialen mit parallelen Leitungsanlagen ergeben sich hierdurch voraussichtlich eine reduzierte Betroffenheit öffentlicher und privater Belange.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-

Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahme M840 hat sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2037, A 2045, B 2037 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt.

Zwischen Suchraum Petersgmünd und Goldshöfe existiert noch keine Infrastruktur auf der Höchstspannungsebene, die verstärkt werden könnte. Daher ist ein Neubau in neuer Trasse erforderlich.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Die Netzverknüpfungspunkte Suchraum Petersgmünd und Suchraum Rotensohl haben sich in Untersuchungen zur Erfüllung der erwarteten überregionalen und regionalen Bedarfe als am besten geeignet herausgestellt. Auf den Gestängen der durch die vorliegende Maßnahme entlasteten Stromkreise bestehen nur noch unzureichende Leistungsreserven. Eine Alternative zu P490 wären daher Parallelneubauten entlang der im Abschnitt "Netzplanerische Begründung" beschriebenen überlasteten Leitungszüge. Diese wären jedoch vom Umfang um ein Vielfaches länger. Zur Erfüllung des regionalen Bedarfes wäre darüber hinaus ein umfangreicher Ausbau des Hochspannungsnetzes notwendig. Es ist davon auszugehen, dass für diesen ebenfalls Parallelneubauten oder ein Ausbau des Netzes notwendig würden. Die Vorzugsvariante ist daher der durch P490 beschriebene Ausbau.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P490 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmals identifiziert und von der Bundesnetzagentur 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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der

Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierte On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P490
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P491
Netzausbau im Raum Emden

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TenneT

Zubaunetz Onshore AC

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Niedersachsens und enthält die folgenden Maßnahme:

- M902: Emden/Ost – Suchraum Emden/West (Rysum)

Im Zuge des Projektes sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
Maßnahmen				
M902	✓	✓	✓	✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M902 Emden/Ost - Suchraum Emden/West (Rysum)

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Niedersachsen

Ausführung:

Netzausbau	**20 km**
davon Neubau in neuer Trasse	20 km
Geplante Inbetriebnahme:	2034

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Errichtung einer neuen 380-kV-Leitung mit zwei 380-kV-Stromkreisen mit jeweils 4.000 A Stromtragfähigkeit zwischen Emden/Ost und Suchraum Emden/West (Rysum) vorgesehen (Netzausbau). Hierzu ist das 380-kV-Umspannwerk Emden/Ost um zwei zusätzliche Schaltfelder zu verstärken (Netzverstärkung). In Suchraum Emden/West im Bereich Rysum (Suchraum Stadt Emden) ist ein neues 380-kV-Umspannwerk mit zwei 380/110-kV-Transformatoren zu errichten und an die neue Leitung anzuschließen.

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Im Raum Emden wird ein wesentlicher Anstieg der Einspeiseleistung von Onshore-EEG-Anlagen erwartet. Des Weiteren ist Emden ein wichtiger Anschlusspunkt für Offshore-Windenergie.

Der Neubau des 380-kV-Umspannwerks Emden/West sowie dessen Anschluss an Emden/Ost ist zum Anschluss diverser Industriekunden aus dem Bereich Energie- und Wasserstoffwirtschaft erforderlich. Die vorliegenden Netzanschlussbegehren übersteigen die Kapazität des bestehenden 380-kV-Umspannwerks Emden/Ost bei Weitem. Darüber hinaus beziehen sich die Netzanschlussanfragen auf das Gebiet westlich von Emden, daher ist eine 380-kV-Anbindung westlich von Emden erforderlich.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-

Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahme M902 hat sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2037, A 2045, B 2037 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA und Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Bei der Maßnahmenermittlung wurden der NOVA-Grundsatz berücksichtigt. Aktuell gibt es im Raum westlich von Emden/Ost keine 380-kV-Netzinfrastruktur.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P491 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmals ausgewiesen und von der Bundesnetzagentur 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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierte On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P491
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P500
Netzverstärkung und -ausbau Aschaffenburg - Urberach einschließlich Punktmaßnahmen Aschaffenburg und Somborn

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

Zubaunetz Onshore AC

Weitere Informationen

BBP-Nr: 96

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität im südöstlichen Raum von Frankfurt. Die Kapazitätserhöhung steht im Zusammenhang mit dem Projekt P161 Netzverstärkung südöstlich von Frankfurt. Zur Umsetzung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M737: Aschaffenburg – Urberach einschließlich Punktmaßnahmen Aschaffenburg und Somborn

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario / Maßnahmen	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
M737	✓	✓	✓	✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M737 Aschaffenburg - Urberach

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion TenneT

Bundesländer: Bayern Hessen

Ausführung:

Netzausbau	**29.5 km**
davon Neubau in neuer Trasse	29.5 km

Geplante Inbetriebnahme: 2035

Beschreibung der Maßnahme

Zwischen der 380-kV-Anlage Aschaffenburg und der bestehenden 380-kV-Anlage Urberach sind zwei 380-kV-Stromkreise neu zu errichten (Netzausbau). Denkbar ist in mehreren Abschnitten die Bündelung und/oder Nutzung parallel verlaufender 220-kV- und 110-kV-Trassen. Durch die Maßnahme wird eine deutlich erhöhte Transportkapazität zwischen Großkrotzenburg, Somborn, Aschaffenburg und Urberach realisiert.

Die Bestandsanlage Aschaffenburg wird am bestehenden Standort neu errichtet, um die Bedarfe von TenneT und Amprion sowie der beteiligten Verteilnetzbetreiber erfüllen zu können. In die neue Schaltanlage sind die Bestandsstromkreise aus Großkrotzenburg und Bergrheinfeld/West sowie die neue 380-kV-Höchstspannungsfreileitung nach Urberach voll einzuschleifen (Netzverstärkung). Des Weiteren sind in Aschaffenburg zwei 380-/110-kV-Transformatoren seitens Amprion und drei 380-/110-kV-Transformatoren seitens TenneT aufzustellen. Die Schaltanlage in Urberach muss voraussichtlich erweitert werden (Netzverstärkung).

Am Kreuzungspunkt der 380-kV-Leitungen von Dipperz, Großkrotzenburg und Aschaffenburg ist eine neue 380-kV-Anlage Somborn zu errichten. Die neu zu errichtende Schaltanlage Somborn (Suchraum Gemeinde Freigericht/ Stadt Alzenau) ist in die 380-kV-Leitungszüge Dipperz – Großkrotzenburg und Großkrotzenburg – Aschaffenburg voll einzuschleifen (Netzausbau). Darüber hinaus sind in Somborn vier 380/110-kV-Transformatoren zu errichten (Netzausbau), wobei mittels zwei davon das Bayernwerk und mittels den anderen zwei davon die Avacon durch eine neue 110-kV-Ausleitung zu ihrem UW in Niedermittlau versorgt werden. Dadurch steht mehr Leistung für den Raum Frankfurt zur Verfügung.

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Das Rhein-Main-Gebiet ist historisch u. a. durch eine Vielzahl von Industriekunden geprägt. Außerdem ist in den kommenden Jahren mit einem starken Lastzuwachs aufgrund von Digitalisierung und Dekarbonisierung der Industrie zu rechnen. Die daraus resultierende Netzinfrastruktur kann zukünftig durch Verstärkungen, Ausbau und Umstrukturierungen für eine Erweiterung sowohl der Nord–Süd als auch der Ost–West Transportkapazität genutzt werden.

Netzplanerische Begründung

Die Netzverstärkung zwischen Aschaffenburg und Urberach erhöht die Übertragungskapazität in nordöstliche und südwestliche Richtung. Die beschriebene Maßnahme beseitigt Überlastungen auf der 380-kV-Leitung Großkrotzenburg – Dettingen – Urberach, die bereits mit dem von der BNetzA bestätigten Projekt P161 auf HTLS umzubeseilen ist. Die neuen 380-kV-Umspannwerke Somborn und Aschaffenburg ermöglichen außerdem die Erhöhung der Transformatorleistung in die örtlichen Verteilnetze. Die langfristige Versorgung steigender Last in der Verteilnetzebene ist über die bestehenden Netzstrukturen nicht möglich.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamt- planalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahme M737 hat sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2037, A 2045, B 2037 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt.

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA-Grundsatz berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahme P161 M91 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen. Darüber hinaus besteht ein weiterer Ausbaubedarf. Dieser könnte

durch M737 als Neubau parallel zu bestehenden 220-kV- und 110-kV-Trassen und als Neubau in neuer Trasse erfolgen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Die Maßnahmen werden unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme erwiesen.

Alternative: Trassenführung in Bestandstrasse:

Als planerische Alternative ist eine Erweiterung des Projekts P161 um einen dritten und vierten Stromkreis möglich. Allerdings würden die beiden neuen Stromkreise aufgrund von Kurzschlussstromfestigkeit und Platzmangel nicht in Großkrotzenburg, sondern wie in der Maßnahme 737 beschrieben, in Somborn eingebunden werden. Des Weiteren würde der bestehende 220-kV-Trassenabschnitt Großkrotzenburg - Somborn als 380-kV-Trasse neugebaut (Ersatzneubau) und die bestehende 220-kV-Leitung Großkrotzenburg – Trennfeld müsste stattdessen von Somborn nach Trennfeld verlaufen. Hierfür wäre Somborn um die Anbindung der 220-kV-Leitung zu erweitern. Durch die vorhandenen Wohnnutzungskonflikte in der Bestandstrasse und den zusätzlichen planerischen Restriktionen aufgrund der Mainquerung, stehen für die Planung prädestinierte zusammenhängende Flächen nicht in ausreichendem Maße zur Verfügung. Sowohl ein Parallelneubau als auch der Neubau eines Vierfach-Gestänges mit Provisorium sind somit vor allem im Bereich Großkrotzenburg – Dettingen nachteilhaft und damit nicht zu empfehlen. Diese Variante umfasst keinen zusätzlichen Umspannquerschnitt der Amprion in das örtliche Verteilnetz im Bereich der Gemeinde Babenhausen/Gemeinde Stockstadt am Main, welcher über eine noch zu identifizierende weitere Leitungsbaumaßnahme zur Verfügung gestellt werden müsste.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P500 wurde im NEP 2035 (2021) sowie im NEP 2037/2045 (2023) von der Bundesnetzagentur bestätigt. Die Erhöhung der Übertragungskapazität und der Ausbau zwischen den Netzverknüpfungspunkten Aschaffenburg und Urberach ist als Vorhaben Nr. 96 im Bundesbedarfsplan 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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierte On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P500
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P501
Netzverstärkung Gersteinwerk - Lippe - Mengede

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

amprion verbindet

Zubaunetz **Onshore** **AC**

Weitere Informationen

BBP-Nr: 90

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität im östlichen Ruhrgebiet. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M740: Ersatzneubau und Umbeseilung im Bereich der bestehenden Trasse Gersteinwerk – Lippe – Mengede

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario / Maßnahmen	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
M740	✓	✓	✓	✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M740 Ersatzneubau und Umbeseilung im Bereich der bestehenden Trasse Gersteinwerk – Lippe – Mengede

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Nordrhein-Westfalen

Ausführung:

Netzverstärkung	**64 km**
davon Zu-/Umbeseilung	38 km
davon Ersatzneubau	26 km
Geplante Inbetriebnahme:	2037

Beschreibung der Maßnahme

Es wird eine 380-kV-Verstärkung der Bestandstrasse zwischen Gersteinwerk - Lippe- Mengede durch HTLS-Umbeseilungen sowie durch einen Ersatzneubau einer bestehenden 220-kV-Trasse zwischen Gersteinwerk – Lippe- Waltrop vorgenommen, sodass vier Stromkreise zwischen Gersteinwerk und Mengede verlaufen. Dabei ist die Anlage Lippe zwecks Einschleifung neu zu errichten (Netzverstärkung). Für den benötigten Trassenraum ist eine Umstrukturierung des derzeit in der Region vorhandenen 220-kV-Netzes erforderlich. Dabei wird im Zuge des Projekts die 220-kV-Leitung von Gersteinwerk über Elmenhorst, Ruhrzink bis zum Punkt Waltrop, ebenso wie die 220-kV-Anlagen Elmenhorst und Ruhrzink rückgebaut. Die Versorgung von Elmenhorst und Ruhrzink wird zukünftig in 110-kV aus Lippe übernommen. Hierzu sind in der Anlage Lippe u. a. zwei 380/110-kV-Transformatoren erforderlich sowie die Übernahme der vorgelagert frei werdenden 220-kV-Stromkreise zwischen Punkt Waltrop und Ruhrzink. Durch den in dieser Maßnahme stattfindenden Entfall der 220-kV-Verbindung Gersteinwerk – Pöppinghausen ist zur Sicherstellung der Versorgung in Pöppinghausen eine 380-kV-Anlage zu errichten und über eine neu zu errichtende 380-kV-Einführung in das Höchstspannungsnetz einzubinden.

Der Entfall der 220-kV Verbindung Gersteinwerk – Pöppinghausen hat auch Konsequenzen für die Umspannanlage Pöppinghausen. Durch den Entfall wird die Einbindung und damit die Versorgungssicherheit der 220-kV-Anlage Pöppinghausen nochmals reduziert. Bereits unabhängig von dieser Maßnahme ist die geplante Umstellung der Station von der 220-kV-Spannungsebene in die 380-kV-Spannungsebene zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit in Pöppinghausen unabdingbar. Der Entfall der 220-kV-Verbindung Gersteinwerk – Pöppinghausen verschärft diese Situation nochmals. Daher ist der Neubau der Umspannanlage im Bestand sowie die damit verbundene notwendige neue Einführung zur Einbindung in das 380-kV-Netz unverzichtbar.

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Region Rhein / Ruhr ist durch eine hohe Anzahl von Industriekunden und damit durch eine sehr hohe Nachfrage nach elektrischer Energie geprägt. Aufgrund der lokalen Primärenergieträgerressourcen zeichnet sich die Region durch konventionelle Erzeugungskapazitäten aus, die gemäß dem Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung (KVBG) schrittweise außer Betrieb genommen werden. Gleichzeitig werden die erneuerbaren Energien stetig weiter ausgebaut und im Netz integriert.

Bislang regional erzeugte Energie muss zukünftig verstärkt über das Transportnetz zu den Verbrauchern gebracht werden. Die aus der Verbindung dieser Last- und Erzeugungsschwerpunkte resultierende Netzinfrastruktur kann zukünftig durch gezielte Verstärkungen und Umstrukturierungen für eine Erweiterung sowohl der Nord-Süd- als auch der Ost-West-Transportkapazität eingesetzt werden.

Netzplanerische Begründung

Aufgrund der Integration von Offshore-Windenergie im nördlichen NRW und dem zeitgleichen Wegfall der konventionellen Kraftwerke im Ruhrgebiet ergeben sich erhebliche Engpässe auf den Stromkreisen zwischen Gersteinwerk und Mengede, weshalb hier eine Verstärkung durch eine weitere 380-kV-Leitung mit zwei Stromkreisen unter Einschleifung von Lippe erforderlich ist. Durch die beschriebene Maßnahme M740 wird die vorhandene Übertragungskapazität in der Region Gersteinwerk – Lippe – Mengede erhöht. Da die 220-kV-Netzebene aus netzplanerischen Gründen auf 380-kV umgestellt wird, bieten sich für einen Neubau die Bereiche um den vorhandenen Trassenraum an, um die Inanspruchnahme zusätzlicher Flächen zu vermeiden. Das Nutzen des Bereiches um den vorhandenen Trassenraum setzt jedoch die weiträumige Umstellung von reinen 220-kV versorgten Anlagen auf 380-kV voraus, um an diesen Standorten die Versorgungssicherheit weiterhin aufrecht erhalten zu können.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahme M740 hat sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2037, A 2045, B 2037 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahme M740 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen. Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen.

Alternativ zu der beschriebenen Maßnahme M740 könnte eine 380-kV-Leitung mit zwei Stromkreisen zwischen Uentrop und Kruckel als Neubau in neuer Trasse vorgenommen werden. Diese Planungsalternative ist im Vergleich mit der vorgeschlagenen Maßnahme M740 im Hinblick auf das NOVA-Prinzip nicht vorzugswürdig und wurde daher verworfen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P501 wurde im NEP 2035 (2021) erstmals identifiziert und im NEP 2035 (2021) sowie im NEP 2037/2045 (2023) von der Bundesnetzagentur bestätigt. Es ist als Vorhaben Nr. 90 im Bundesbedarfsplan 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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierte On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P501
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P502
Netzverstärkung Driesenbusch - Beeck

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

amprion verbindet

Zubaunetz Onshore AC

Weitere Informationen

BBP-Nr: 92

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität und Leistungsbereitstellung im westlichen Ruhrgebiet. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M741: Neubau in bestehender Trasse Driesenbusch – Beeck

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario / Maßnahmen	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
M741	✓	✓	✓	✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M741 Driesenbusch - Beeck

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Nordrhein-Westfalen

Ausführung:

Netzverstärkung	**8.5 km**
davon Ersatzneubau	8.5 km
Geplante Inbetriebnahme:	2030

Beschreibung der Maßnahme

Zwischen Driesenbusch und Beeck ist eine neue 380-kV-Verbindung zu schaffen. Hierzu sind abschnittsweise Umbeseilungen inkl. Verstärkung erforderlich (Netzverstärkung). Auf einer Länge von ca. 1,5 km – 2,0 km der insgesamt ca. 8,5 km langen Trasse wird die Bestandstrasse verlassen und es erfolgt ein abschnittsweiser Neubau (Netzausbau). Im Nahbereich der heutigen 220-kV-Schaltanlage Walsum ist die Errichtung der neuen 380-kV-Umspannanlage Driesenbusch zur Anbindung an die dort bereits bestehenden 380-kV-Leitungen notwendig. Die neue 380-kV-Umspannanlage dient zudem der Bereitstellung zusätzlich angefragter elektrischer Leistung in der Region. Ebenso ist am Standort Beeck die Erweiterung der bestehenden 110-kV-Umspannanlage um einen 380-kV-Teil sowie die Errichtung von vier 380/110-kV-Transformatoren erforderlich, um die zukünftigen Leistungsbedarfe bereitstellen zu können. Die 220/110-kV-Transformatoren in Beeck entfallen mit der geplanten Spannungsumstellung auf 380-kV.

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Region Rhein / Ruhr ist durch eine hohe Anzahl von Industriekunden und damit durch eine sehr hohe Nachfrage nach elektrischer Energie geprägt. Aufgrund der lokalen Primärenergieträgerressourcen zeichnet sich die Region durch konventionelle Erzeugungskapazitäten aus, die gemäß dem Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung (KVBG) schrittweise außer Betrieb genommen werden. Für den Standort Walsum betrifft das konkret den bereits stillgelegten Block 7 sowie Block 9. Gleichzeitig werden die erneuerbaren Energien stetig weiter ausgebaut und im Netz integriert.

Bislang regional erzeugte Energie muss zukünftig verstärkt über das Transportnetz zu den Verbrauchern gebracht werden. Die aus der Verbindung dieser Last- und Erzeugungsschwerpunkte resultierende Netzinfrastruktur kann zukünftig durch gezielte Verstärkungen und Umstrukturierungen für eine Erweiterung sowohl der Nord-Süd- als auch der Ost-West-Transportkapazität eingesetzt werden.

Netzplanerische Begründung

Für den Bereich Walsum sowie den Netzknoten Beeck liegen Kundenanfragen für Mehrleistung vor. Anpassungen der Produktion der ansässigen Industriebetriebe aufgrund der Substituierung des fossilen Energieträgers Kohlenstoff durch CO2-neutral erzeugten Strom erfordern laut dort ansässigen Kunden ab dem Jahr 2028 eine höhere Bereitstellung elektrischer Energie aus dem Übertragungsnetz. Die derzeit vorhandene 220-kV-Netzstruktur kann die zukünftige Versorgungsaufgabe nicht mehr leisten. Aus diesem Grund ist eine Umstellung der Versorgung aus dem leistungsstärkeren 380-kV-Netz notwendig. Ohne die Maßnahme M741 ist die Sicherstellung der Versorgung am Netzknoten Beeck zukünftig nicht mehr gewährleistet.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahme M741 hat sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2037, A 2045, B 2037 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahme M741 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen.

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahme wird unter Berücksichtigung der lokalen Gegebenheiten entwickelt. Bestehende 380- und 220-kV-Trassen im Bereich von Walsum nach Beeck sowie die auch zukünftig zu berücksichtigende 110-kV-Netzstruktur in einem insgesamt eng bebauten Bereich bieten praktisch keinen Raum für Alternativen. Das hier beschriebene Projekt zeigt sich als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme. Alternative Konzepte für dieses Projekt bieten sich vor dem Hintergrund netzplanerischer

Aspekte und einer Rauminanspruchnahme nicht an.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P502 wurde im NEP 2035 (2021) erstmals identifiziert und im NEP 2035 (2021) sowie im NEP 2037/2045 (2023) von der Bundesnetzagentur bestätigt. Es ist als Vorhaben Nr. 92 im Bundesbedarfsplan 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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierten On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P502
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P503
Netzverstärkung Niederrhein - Walsum/Holten/Hamborn/Sterkrade Nord/Hiesfeld/Dinslaken - Driesenbusch

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

amprion verbindet

Zubaunetz Onshore AC

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität im westlichen Ruhrgebiet. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M742: Niederrhein – Walsum/Holten/Hamborn/Sterkrade Nord/Hiesfeld/Dinslaken – Driesenbusch

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario / Maßnahmen	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
M742	✓	✓	✓	✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M742 Niederrhein - Driesenbusch

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Nordrhein-Westfalen

Ausführung:

Netzausbau	**2 km**
davon Neubau in neuer Trasse	2 km
Netzverstärkung	**26.6 km**
davon Zu-/Umbeseilung	26.6 km

Geplante Inbetriebnahme: 2037

Beschreibung der Maßnahme

Zwischen Niederrhein und Driesenbusch wird eine bestehende 220-kV-Leitungstrasse auf 380-kV umgestellt. Überwiegende Teile der betreffenden Leitungsabschnitte sind in der Vergangenheit für einen späteren 380-kV-Betrieb ausgelegt gewesen. Abhängig von der jeweiligen heutigen Situation vor Ort sind neben der geplanten Umbeseilung darüber hinaus Mastverstärkungen und Mastneubauten erforderlich. Mit Umstellung der Leitungstrasse auf 380 kV muss auch die Versorgungsaufgabe der auf der Trasse zwischen Niederrhein und Driesenbusch angeschlossenen 220/110-kV-Umspannanlagen Hamborn und Schwelgern in die 380-kV-Spannungsebene verlagert werden. Als Ersatz für die 220/110-kV-Umspannanlage Hamborn ist die Errichtung einer neuen 380/110-kV-Umspannanlage erforderlich. Der Standort für die neue Umspannanlage muss unter Berücksichtigung der Gegebenheiten vor Ort (z. B. Trasse der 380-kV-Leitung, angeschlossene Verteilnetze, Flächenverfügbarkeit etc.) in der Projektdetaillierung ermittelt werden. Dazu ist der Suchraum Walsum/Holten/Hamborn/Sterkrade Nord/Hiesfeld/Dinslaken angegeben.

Die Einbindung der neuen 380-kV-Leitung Niederrhein – Drisenbusch erfolgt am Standort Driesenbusch in der im Zuge des Projektes P502 zu errichtenden 380-kV-Schaltanlage in Driesenbusch. Zur Einbindung der Anlage Driesenbusch werden, anders als zuvor bei der Einbindung in Walsum geplant, 2 km Neubau notwendig (Netzausbau). Zudem ist entsprechend eine Erweiterung der Schaltanlage Niederrhein notwendig. In der neu zu errichtenden 380-kV-Anlage am Standort Driesenbusch ist die Aufstellung von zwei weiteren 380/110-kV-Transformatoren vorgesehen (Netzverstärkung). Diese ersetzen die Versorgungsaufgabe der beiden 220/110-kV-Transformatoren in der Umspannanlage Schwelgern. Diese sind heute an der 220-kV-Leitung Walsum-Hamborn angeschlossen, welche ein Abschnitt der auf 380 kV umzustellenden Leitung von Niederrhein nach Driesenbusch ist. Mit der 380-kV-Umstellung und der damit einhergehenden Anpassung der Umspannanlagen werden auch Anpassungen der 110-kV-Netzstruktur in dem Bereich erforderlich.

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Region Rhein/Ruhr ist durch eine hohe Anzahl von Industriekunden und damit durch eine sehr hohe Nachfrage nach elektrischer Energie geprägt. Die damaligen lokalen Primärenergieträgerressourcen und die kurzen Transportwege haben dazu geführt, dass die konventionelle Erzeugung stark ausgebaut wurde. Im Rahmen der Energiewende findet nun ein Ausbau der erneuerbaren Energien (beispielsweise durch den perspektivischen Anschluss von Offshore-Windenergie) bei gleichzeitigem kontinuierlichen Wegfall der konventionellen Kraftwerke statt. Für den Standort Walsum betrifft das konkret den bereits stillgelegten Block 7 sowie Block 9. Bislang regional erzeugte Energie muss zukünftig verstärkt über das Transportnetz zu den Verbrauchern gebracht werden. Die aus der Verbindung dieser Last- und Erzeugungsschwerpunkte resultierende Netzinfrastruktur kann zukünftig durch gezielte Verstärkungen und Umstrukturierungen für eine Erweiterung sowohl der Nord-Süd- als auch der Ost-West-Transportkapazität eingesetzt werden.

Netzplanerische Begründung

Für die Netzknoten Walsum und Schwelgern liegen Mehrleistungsanfragen vor. Die Dekarbonisierung der Produktionsketten der ansässigen Industriebetriebe erfordert zukünftig eine höhere Bereitstellung elektrischer Energie aus dem Übertragungsnetz. Die derzeit vorhandene 220-kV-Netzstruktur kann die zukünftige Versorgungsaufgabe nicht mehr vollumfänglich leisten. Aus diesem Grund ist eine Umstellung der Versorgung aus dem 380-kV-Übertragungsnetz notwendig. Ohne die Maßnahme M742 gibt es zudem Überlastungen auf den bestehenden Leitungen zwischen Niederrhein und Walsum. Diese resultieren aus dem erhöhten Nord-Süd-Transit aufgrund der gestiegenen Einspeisung aus erneuerbaren Energien (insbesondere Wind Offshore) sowie der Abschaltung konventioneller Erzeugungseinheiten in der Region und südlich davon. Durch die Maßnahme M742 wird in der Region mit den neuen 380-kV-Leitungen zusätzliche Transportkapazität auf einer parallelen Transportachse geschaffen, um Überlastungen zu beseitigen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahme M742 hat sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2037, A 2045, B 2037 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur kann durch die Maßnahme M742 im Bereich der bestehenden Trassenräume erfolgen. Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen.

Alternative Netzverknüpfungspunkte für dieses Projekt sind grundsätzlich denkbar, jedoch in Bezug auf die volkswirtschaftlichen Kosten, vor dem Hintergrund netzplanerischer Aspekte und der weiteren Rauminanspruchnahme nicht vorzugswürdig.

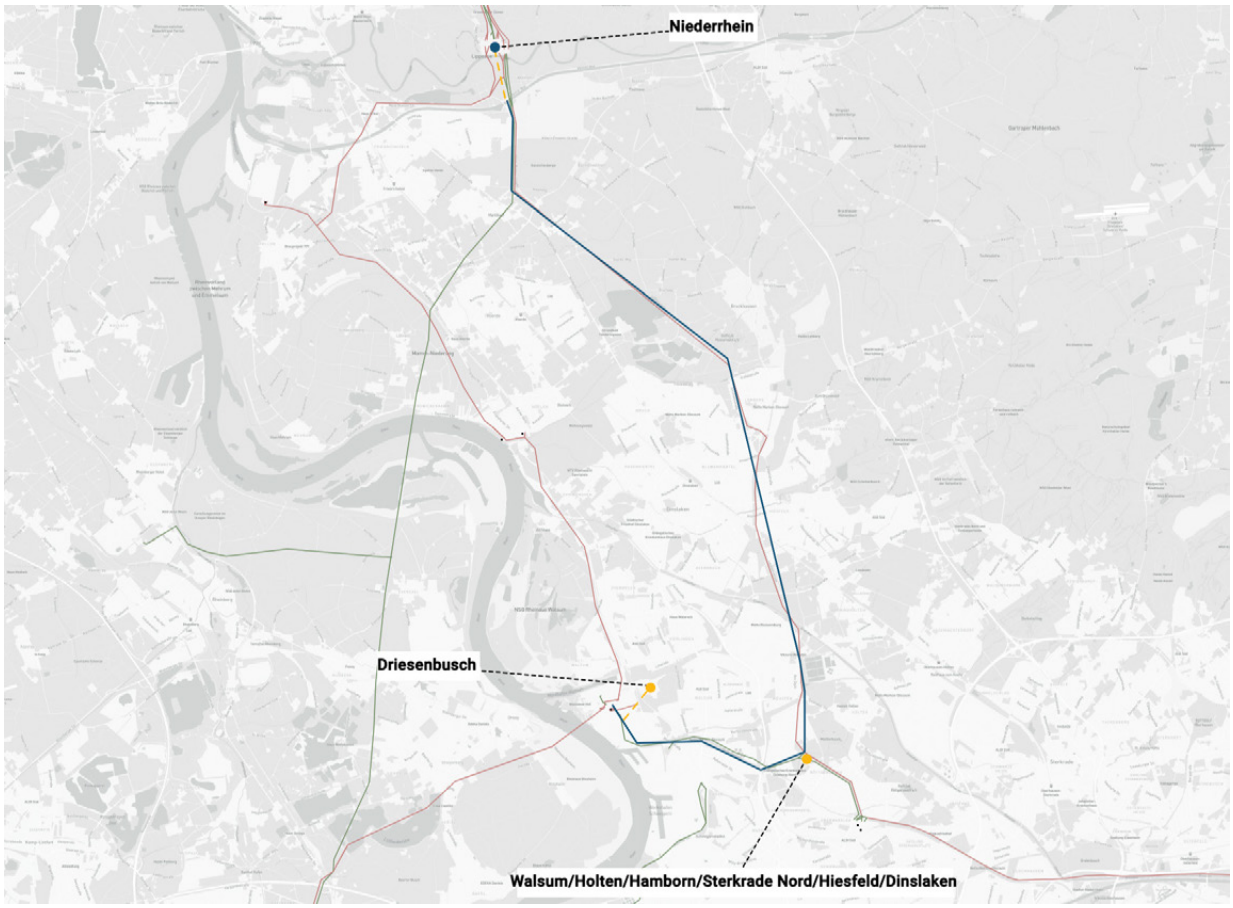
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P503 wurde im NEP 2035 (2021) erstmals identifiziert und im NEP 2037/2045 (2023) von der Bundesnetzagentur 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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierten On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P503
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P504
Netzverstärkung Sechtem - Ließem - Weißenthurm

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

amprion verbindet

Zubaunetz Onshore AC

Weitere Informationen

BBP-Nr: 94

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen dem Raum Köln-Bonn und dem Raum Koblenz. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M743: Umbeseilung Sechtem – Ließem - Weißenthurm

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario / Maßnahmen	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
M743	✓	✓	✓	✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M743 Sechtem - Ließem - Weissenthurm

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Nordrhein-Westfalen Rheinland-Pfalz

Ausführung:

Netzverstärkung	**70 km**
davon Zu-/Umbeseilung	70 km
Geplante Inbetriebnahme:	2030

Beschreibung der Maßnahme

Die heute bestehenden 380-kV-Stromkreise Sechtem – Weißenthurm können aufgrund ihrer Trassierung nur mit 60°C betrieben werden. Dadurch ist zwischen Sechtem und Weißenthurm eine Umbeseilung in bestehender Trasse erforderlich. Abhängig von den Gegebenheiten vor Ort wird die Verstärkung von Leitungsmasten der Bestandsleitung erforderlich.

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Das Rhein-Main-Gebiet ist historisch u. a. durch eine Vielzahl von Industriekunden geprägt. Außerdem steht ein starker Lastzuwachs aufgrund von Digitalisierung und Dekarbonisierung der Industrie in den kommenden Jahren bevor. Die daraus resultierende Netzinfrastruktur kann zukünftig durch Verstärkungen und Umstrukturierungen für eine Erweiterung sowohl der Nord-Süd- als auch der Ost-West-Transportkapazität genutzt werden.

Netzplanerische Begründung

Die heute bestehenden 380-kV-Stromkreise Sechtem – Weißenthurm können aufgrund ihrer Trassierung nur mit 60°C betrieben werden, hiermit ergibt sich eine geringere Übertragungskapazität, die für den zukünftigen Transportbedarf nicht mehr ausreichend ist. Die beschriebene Maßnahme führt zu einer erhöhten Übertragungskapazität und beseitigt damit Überlastungen zwischen Sechtem und Weißenthurm.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen

Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind Onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahme M743 hat sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2037, A 2045, B 2037 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahme M743 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen.

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen.

Alternativ zu der beschriebenen Maßnahme M743 könnte eine 380-kV-Leitung mit zwei Stromkreisen zwischen Sechtem und Weißenthurm als Neubau in bestehender Trasse vorgenommen werden. Diese Planungsalternative ist im Vergleich mit der vorgeschlagenen Maßnahme M743 im Hinblick auf das NOVA-Prinzip nicht vorzugswürdig und wurde daher verworfen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

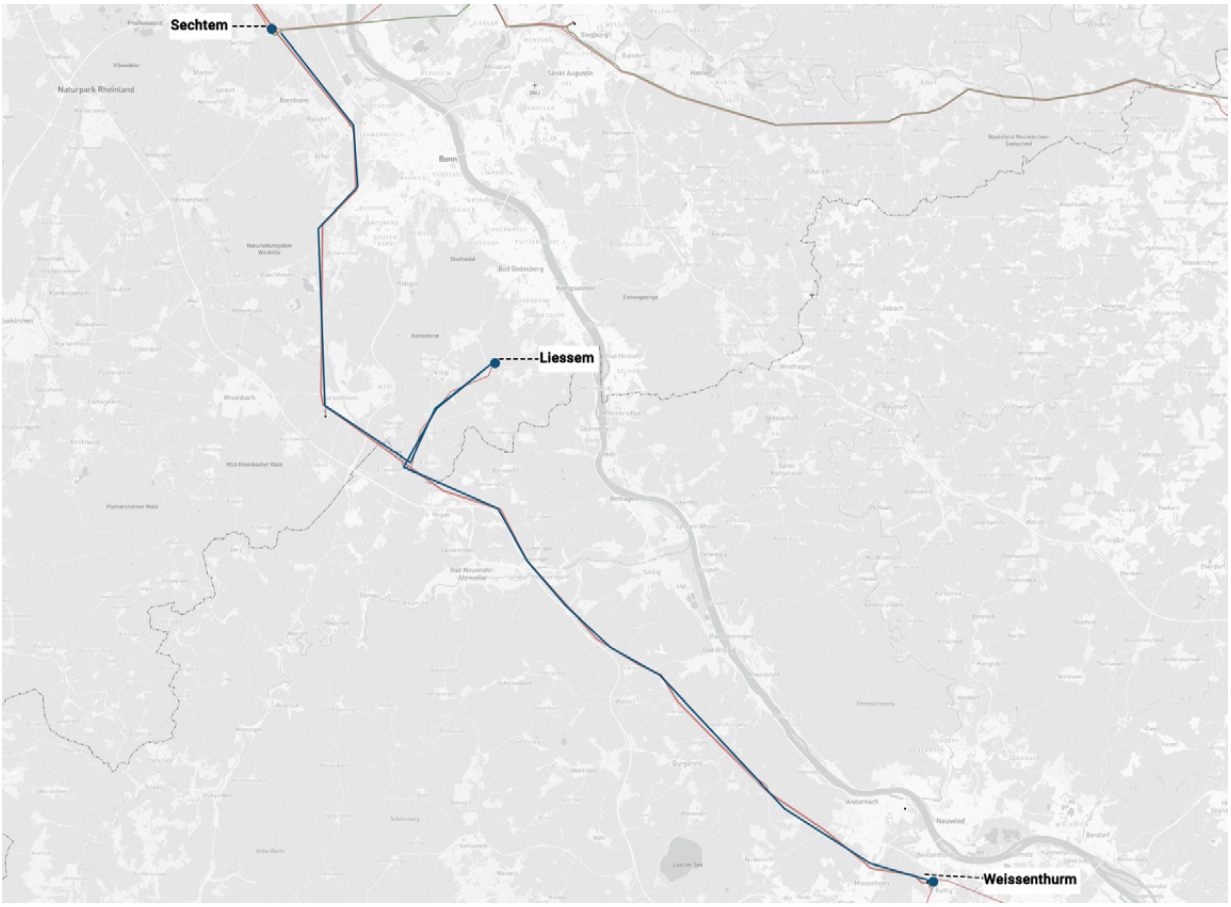
Das Projekt P504 wurde im NEP 2035 (2021) erstmals identifiziert und im NEP 2035 (2021) sowie im NEP 2037/2045 (2023) von der Bundesnetzagentur bestätigt. Es ist als Vorhaben Nr. 94 im Bundesbedarfsplan enthalten.

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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierten On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P504
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P509
Netzausbau und -verstärkung Limburg - Oberursel (Taunus)/Bad Homburg vor der Höhe - Eschborn - Kriftel

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

amprion verbindet

Zubaunetz Onshore AC

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Limburg und dem Frankfurter Raum. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M784: Limburg - Oberursel (Taunus)/Bad Homburg vor der Höhe - Eschborn - Kriftel

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
Maßnahmen				
M784	✓	✓	✓	✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M784 Limburg - Oberursel (Taunus)/Bad Homburg vor der Höhe - Eschborn - Kriftel

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Hessen

Ausführung:

Netzausbau	**56.5 km**
davon Neubau in neuer Trasse	56.5 km
Netzverstärkung	**9.5 km**
davon Zu-/Umbeseilung	9.5 km
Geplante Inbetriebnahme:	2037

Beschreibung der Maßnahme

Zwischen der Anlage Limburg und der neu zu errichtenden Anlage Eschborn ist eine 380-kV-Leitung in neuer Trasse zu errichten (Netzausbau). Ein 380-kV-Stromkreis der zu errichtenden Leitung soll in die neu zu errichtende Anlage Bommersheim eingeführt werden. Darüber hinaus ist die Zubeseilung eines 380-kV-Stromkreises zwischen Eschborn und Kriftel erforderlich (Netzverstärkung). Dazu müssen die Anlagen Limburg und Kriftel erweitert werden (Netzverstärkung).

Aufgrund der Vielzahl von geplanten Netzausbau- und –verstärkungsmaßmaßnahmen im Raum Frankfurt sind detaillierte Analysen hinsichtlich der Kurzschlussfestigkeit derzeit noch andauernd. Infolge der Ergebnisse dieser Analysen können sich notwendige Änderungen für die Verschaltungen der Stromkreise in den Anlagen im Raum Frankfurt ergeben.

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Das Rhein-Main-Gebiet ist historisch u. a. durch eine Vielzahl von Industriekunden geprägt. Außerdem ist in den kommenden Jahren mit einem starken Lastzuwachs aufgrund von Digitalisierung und Dekarbonisierung der Industrie zu rechnen. Die daraus resultierende Netzinfrastruktur kann zukünftig durch Verstärkungen und Umstrukturierungen für eine Erweiterung sowohl der Nord-Süd- als auch der Ost-West-Transportkapazität genutzt werden.

Netzplanerische Begründung

Die Netzerweiterung zwischen Limburg und Eschborn erhöht die Übertragungskapazität zwischen Limburg und dem Frankfurter Raum. Die beschriebene Maßnahme beseitigt Überlastungen von 380-kV-Leitungen zwischen Mittelhessen und dem Frankfurter Raum. Sie dient dabei insbesondere dem Abtransport von Strom aus erneuerbaren Energien in Richtung Frankfurter Raum und gewährleistet eine langfristig sichere Versorgung des Rhein-Main-Gebiets. Das Projekt P509 steht dabei in Verbindung mit weiteren Netzausbau- und –verstärkungsmaßnahmen in der Region, die eine

langfristige Verstärkung und Umstrukturierung des Frankfurter Raums vorsehen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind Onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahme M784 hat sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2037, A 2045, B 2037 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Trotz der bereits erfolgten Verstärkung von AC-Leitungen in Deutschland sind weiterhin Maßnahmen notwendig, um ein engpassfreies Netz zu erzielen. Da die bestehende Netzinfrastruktur der Region weitgehend verstärkt ist, erfolgt ein Ausbau in neuer Trasse.

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen.

Alternativ zu der beschriebenen Maßnahme M784 könnte eine 380-kV-Leitung zwischen der Anlage Arpe und der neu zu errichtenden Anlage Bommersheim als Neubau in neuer Trasse vorgenommen werden. Diese Planungsalternative ist im Vergleich mit der vorgeschlagenen Maßnahme M784 im Hinblick auf die deutlich höhere Trassenlänge und die dadurch höhere Raumbelastung nicht vorzugswürdig und wurde daher verworfen.

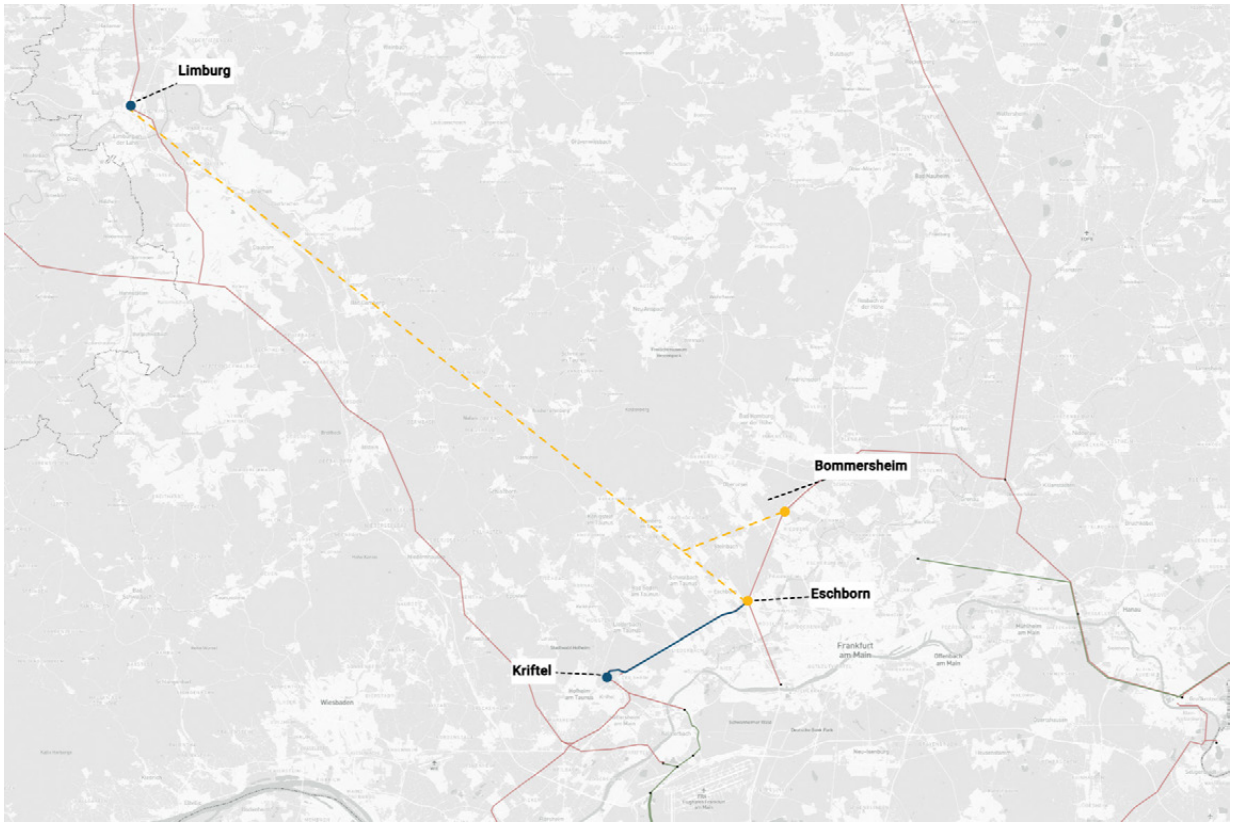
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P509 wurde im NEP 2035 (2021) erstmalig identifiziert und im NEP 2037/2045 (2023) erstmals von der Bundesnetzagentur 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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierten On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P509
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P528
Netzverstärkung: Lauchstädt - Suchraum Leuna - Pulgar

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

50hertz | Elia Group

Zubaunetz **Onshore** **AC**

Weitere Informationen

BBP-Nr: 93

Projektbeschreibung

Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist der Neubau einer 380-kV-Leitung zwischen Lauchstädt und Pulgar. Die Maßnahme steht im Zusammenhang mit dem erwarteten Lastanstieg der Großverbraucher im Chemiepark Leuna.

- M750: Netzverstärkung Lauchstädt - Suchraum Leuna - Pulgar

Im Rahmen des Projektes wird folgender Suchraum definiert:

- Suchraum Leuna/Merseburg/Weißenfels/Braunsbedra (kurz: Suchraum Leuna)

Das Projekt wird in der Öffentlichkeit unter der Bezeichnung "Energiedreieck Mitteldeutschland" geführt.

Weitere Infos zum Projekt

https://www.50hertz.com/de/Netz/Netzausbau/ProjekteanLand/EnergiedreieckMitteldeutschland/

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
Maßnahmen				
M750	✓	✓	✓	✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M750 Netzverstärkung Lauchstädt - Suchraum Leuna - Pulgar

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Sachsen Sachsen-Anhalt

Ausführung:

Netzausbau	**9 km**
davon Neubau in neuer Trasse	9 km
Netzverstärkung	**50 km**
davon Ersatzneubau	50 km

Geplante Inbetriebnahme: 2033

Beschreibung der Maßnahme

Vom bestehenden Umspannwerk (UW) Lauchstädt über das geplante UW im Suchraum Leuna zum bestehenden UW Pulgar wird eine neue 380-kV-Leitung mit 4.000 A errichtet. Dabei wird bevorzugt die bestehende 220-kV-Trasse genutzt, welche vom UW Lauchstädt zum UW Eula verläuft. Bei Ablösung der zwischen dem UW Lauchstädt und dem UW Eula bestehenden 220-kV-Leitung durch die neue 380-kV-Leitung orientiert sich die Planung zunächst an der Bestandstrasse. Dabei können Abweichungen vom aktuellen Trassenverlauf bei der nachgelagerten Planung entstehen, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen, bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern oder um Bündelungen mit linienförmiger Infrastruktur umzusetzen, um unter anderem dem Bündelungsgebot Rechnung zu tragen. Eine Abweichung ist zudem schon dadurch bedingt, dass die neue Leitung bereits im UW Pulgar endet und nicht bis zum UW Eula fortgeführt wird. Darüber hinaus wird das Vorhaben nach heutigem Planungsstand die 220-kV-Bestandstrasse Lauchstädt - Eula im Landkreis Leipzig

verlassen und als Neubau in neuer Trasse bis zum UW Pulgar fortgeführt. Die Ermittlung des Punktes an dem das Vorhaben die 220-kV-Bestandstrasse Lauchstädt - Eula verlässt, erfolgt in nachgelagerten Genehmigungsverfahren.

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Insbesondere die hohe Einspeisung erneuerbarer Energien im nördlichen Bereich der 50Hertz-Regelzone hat in den vergangenen Jahren die Leitungsbelastungen im Übertragungsnetz deutlich erhöht. Diese werden infolge des weiteren Ausbaus erneuerbarer Energien in Deutschland und des ansteigenden innereuropäischen Stromhandels weiter zunehmen. Für die im Süden der 50Hertz-Regelzone bereits bestehende Industrie, inkl. deren Leistungszuwachs durch Umstellung auf fossilfreie Energien und für die zukünftig erwartete Ansiedlung neuer industrieller Großverbraucher wird vorrangig die Erzeugungsleistung aus dem nördlichen Bereich (EE-Überschussgebiet) in den südlichen Bereich der 50Hertz-Regelzone transportiert und dort genutzt. Dazu ist die regionale Netzstruktur zu verstärken und auszubauen.

Netzplanerische Begründung

Die Maßnahme M750 ist erforderlich, um auch künftig eine anforderungsgerechte Versorgung der Großverbraucher im Chemiepark Leuna, der aktuell ausschließlich im regionalen 110-kV-Netz angeschlossen ist, infolge perspektivischer Last- und damit Bezugssteigerung zu gewährleisten. In Abhängigkeit der Geschwindigkeit der Lastentwicklung kann bei Bedarf in einer ersten Ausbaustufe ein neues 380(220)-kV-UW im Suchraum Leuna in die bestehende 220-kV-Leitung Wolkramshausen (-Lauchstädt) - Eula eingebunden werden. Die bestehende 220-kV-Leitung Wolkramshausen - Eula wird im Zuge des Projektes 50HzT-P358 in das UW Lauchstädt eingebunden. Mit steigender Last der Großverbraucher ist zudem als zweite Ausbaustufe eine 380-kV-Anbindung des Neubau-UW inkl. dessen 380-kV-Umstellung und die Netzverstärkung durch Ablösung der betreffenden 220-kV- durch eine 380-kV-Verbindung erforderlich (M750).

Die Maßnahme wurde in den Netzentwicklungsplan aufgenommen, da diese für die anforderungsgerechte Versorgung der Großverbraucher im Chemiepark Leuna künftig netztechnisch notwendig ist.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend

vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahme M750 hat sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2037, A 2045, B 2037 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Zum Projekt P528 sind keine anderen Netzoptimierungen oder -verstärkungen möglich, die wirtschaftliche oder netztechnische Alternativen darstellen. Gemäß Szenariorahmen wird ein starker Lastzuwachs in der Region Leuna erwartet. Da die regionalen Großverbraucher aktuell im 110-kV-Netz angeschlossen sind und deren perspektivische Laststeigerungen nicht über diese Spannungsebene bereitgestellt werden können, kann dieser Zuwachs netztechnisch und wirtschaftlich vorteilhaft nur durch die Einbindung in das 220-kV-Netz bzw. bei weiter steigender Last in das 380-kV-Netz gedeckt werden.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Anderweitige Planungsmöglichkeiten kommen nicht in Betracht. Diese würden dem NOVA-Prinzip widersprechen, da keine anderweitigen parallelen Trassen im Suchraum Leuna existieren, die die Übertragungs- und Versorgungsaufgaben übernehmen könnten.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P528 wurde im NEP 2035 (2021) erstmals ausgewiesen und im NEP 2035 (2021) sowie im NEP 2037/2045 (2023) von der Bundesnetzagentur 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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierte On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P528
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P532
Netzverstärkung: Umspannwerk Streumen

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

50hertz | Elia Group

Zubaunetz **Onshore** **AC**

Projektbeschreibung

Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist die Erhöhung der Dauerstrom- und insbesondere der Kurzschlussstromfestigkeit der 380-kV-Anlage des Umspannwerks (UW) Streumen, damit dieser zentrale Netzknoten im Südosten der 50Hertz-Regelzone die künftigen netztechnischen Anforderungen aufgrund steigender Transportaufgaben und Belastungen (Leistungsfluss und Kurzschluss) bedarfsgerecht erfüllen kann. Dafür ist die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Anlage erforderlich (Netzverstärkung)

- M536a: Verstärkung 380-kV-Anlage UW Streumen

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
Maßnahmen				
M536SA	✓	✓	✓	✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M536SA Streumen: 380-kV-AC-Schaltanlage (Ersatzneubau)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Sachsen

Geplante Inbetriebnahme: 2032

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Durch die Umsetzung der Netzausbau- und Netzverstärkungsmaßnahmen in der 50Hertz-Regelzone und deutschlandweit steigt der zu erwartende Kurzschlussstrom in Streumen stetig an und wird zukünftig, ohne die aufgezeigte Maßnahme, insbesondere die derzeit maximal zulässige Kurzschlussstromfestigkeit der Anlage übersteigen. Hinzu kommt die steigende Einspeiseleistung aus erneuerbaren Energien in der 50Hertz-Regelzone, die in den vergangenen Jahren die Leitungsbelastungen im Raum Streumen deutlich erhöht hat und weiterhin erhöhen wird. Dadurch steigt auch die Strombelastung auf den Sammelschienen der bestehenden 380-kV-Anlage an, da sich der Leistungsfluss über diese ebenfalls erhöht. Der maximal zulässige Sammelschienenstrom kann künftig nicht mehr (n-1)-sicher eingehalten werden.

Netzplanerische Begründung

Die Maßnahme M536a ist erforderlich, um die zukünftig zu erwartende Höhe der Kurzschluss- und Sammelschienenströme sicher beherrschen zu können. Bei der Maßnahme handelt es sich um eine horizontale Netzverstärkung, die zur Erhöhung der Übertragungskapazität im Raum Streumen beiträgt, den sicheren Betrieb der Anlage gewährleistet und damit die Netzsicherheit insgesamt erhöht.

Bisherige Bestätigung des Projekts

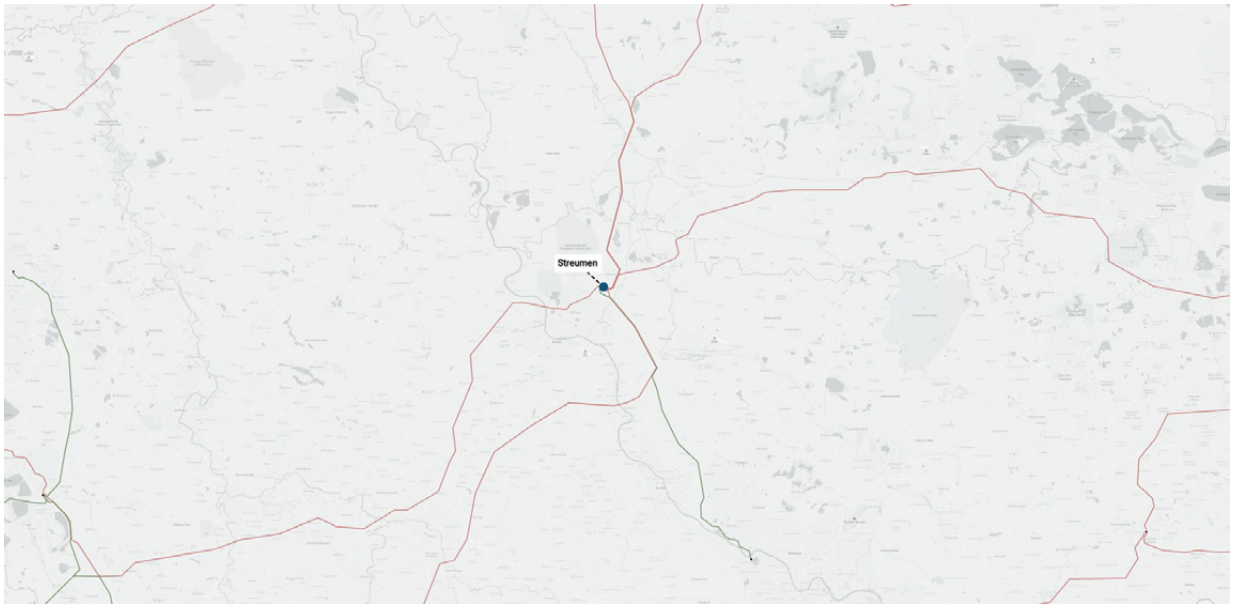
Das Projekt P532 wurde im NEP 2035 (2021) erstmals ausgewiesen und im NEP 2035 (2021) sowie im NEP 2037/2045 (2023) von der Bundesnetzagentur bestätigt.

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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der

Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierte On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P532
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P540
Netzverstärkung und -ausbau: Vieselbach – Altenfeld – Suchraum Schalkau – Landesgrenze Thüringen/Bayern (Mast 77) – Suchraum Münnerstadt – Suchraum Eltingshausen – Grafenrheinfeld

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

50hertz | Elia Group TenneT

Zubaunetz Onshore AC

Projektbeschreibung

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

- M1000: Vieselbach – Altenfeld – Suchraum Schalkau – Landesgrenze Thüringen/Bayern (Mast 77)
- M1001: Landesgrenze Thüringen/Bayern (Mast 77) – Suchraum Münnerstadt – Suchraum Eltingshausen – Grafenrheinfeld

Im Rahmen des Projektes werden folgende Suchräume definiert:

- Suchraum der Gemeinden Schalkau/Frankenblick (kurz: Suchraum Schalkau)
- Suchraum der Stadt Münnerstadt/ Markt Maßbach (kurz: Suchraum Münnerstadt)
- Suchraum der Gemeinden Oerlenbach/Poppenhausen (kurz: Suchraum Eltingshausen)

Im Zuge des Projektes sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario / Maßnahmen	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
M1000		✓		✓
M1001		✓		✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

2 Maßnahmen

M1000 Leitung

Vieselbach – Altenfeld – Suchraum Schalkau – Landesgrenze Thüringen/Bayern (Mast 77)

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Thüringen

Ausführung:

Netzverstärkung	**83 km**
davon Parallelneubau	5 km
davon Zu-/Umbeseilung	78 km

Geplante Inbetriebnahme: 2045

Beschreibung der Maßnahme

Die bereits in Betrieb befindliche 380-kV-Leitung von Vieselbach über Altenfeld nach Redwitz (ehemals 50HzT-001 und TTG-004) ist vorzugsweise durch Nutzung der für vier Stromkreise im Abschnitt von Vieselbach über Altenfeld bis in den Bereich der Stadt Schalkau planfestgestellten und baulich vorbereiteten v. g. Südwest-Kuppelleitung (3. Abschnitt Altenfeld – Redwitz) von zwei auf vier Stromkreise mit Hochstrombeseilung (Stromtragfähigkeit 3.600 A) zu erweitern (Netzverstärkung). Vom Bereich der Stadt Schalkau bis zur Landesgrenze Thüringen/Bayern (Mast 77 in Thüringen) ist die vorhandene Trasse der von dort bis Redwitz bestehenden 380-kV-Doppelleitung Altenfeld – Redwitz für eine Netzverstärkung zu nutzen. Zudem ist das neu zu errichtende Umspannwerk im Suchraum Schalkau mittels Doppeleinschleifung einzubinden.

M1001 Landesgrenze Thüringen/Bayern (Mast 77) - Suchraum Münnerstadt - Suchraum Eltingshausen - Grafenrheinfeld

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Bayern

Ausführung:

Netzausbau	**117 km**
davon Neubau in neuer Trasse	117 km
Geplante Inbetriebnahme:	2045

Beschreibung der Maßnahme

Von der Landesgrenze Thüringen/Bayern (Mast 77) über Suchraum Münnerstadt und Suchraum Eltingshausen nach Grafenrheinfeld ist ein 380-kV-Netzausbau mit zwei Stromkreisen mit einer Stromtragfähigkeit von jeweils 4.000 A in neuer Trasse vorgesehen (Netzausbau). Hierzu ist die 380-kV-Schaltanlage Grafenrheinfeld zu verstärken (Netzverstärkung). Weiterhin sind in Suchraum Münnerstadt (Suchraum Stadt Münnerstadt/ Markt Maßbach) eine 380-kV-Schaltanlage mit bis zu vier 380-/110-kV-Transformatoren sowie in Suchraum Eltingshausen (Gemeinden Oerlenbach und Poppenhausen) eine weitere 380-kV-Schaltanlage mit bis zu vier 380-/110-kV-Transformatoren zu errichten (Netzausbau).

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

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.

Aufgrund der zunehmenden Erzeugungsleistung innerhalb der 50Hertz-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 erwartende Übertragungsaufgabe nicht ausreichend. Daher sind die im Projekt P485 beschriebenen Maßnahmen, das DC-Vorhaben DC20 sowie die Maßnahmen im Rahmen von P540 erforderlich.

Die neuen Umspannwerke in Suchraum Münnerstadt und Suchraum Eltingshausen werden nach Rücksprache mit dem nachgelagerten Verteilnetzbetreiber benötigt, um Rückspeisung aus erneuerbaren Energien aus dem örtlichen Verteilnetz aufnehmen zu können.

Netzplanerische Begründung

Um diesen Engpass zu beseitigen, wurden Netzausbaumaßnahmen von Vieselbach über Altenfeld nach Redwitz bereits realisiert (Südwest-Kuppelleitung im 2. und 3. Abschnitt; ehemals 50HzT-001 und TTG-004; seit September 2017 vollständig mit zwei Stromkreisen in Betrieb).

Ohne den Neubau der Leitung, unter Nutzung des Abschnittes Vieselbach – Altenfeld – Landesgrenze Thüringen/ Bayern (Mast 77), wird die 380-kV-Leitung Remptendorf – Redwitz bzw. die 380-kV-Leitung Altenfeld – Redwitz bei Ausfall eines Stromkreises der jeweiligen Leitung unzulässig hoch belastet. Das Projekt P540 ist auch nach dem Kohleausstieg erforderlich, da der Übertragungsbedarf durch den fortschreitenden EE-Ausbau sowohl überregional als auch in der Region weiter ansteigen wird.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahmen M1000 und M1001 haben sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2045 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt.

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 und der realisierten Verstärkung von Remptendorf nach Redwitz in Bayern (ehemals TTG-P185) führt diese Art der Netzoptimierung nahezu direkt proportional zum Belastungsanstieg auf der 380-kV-Verbindung Altenfeld – Redwitz und ist daher keine nachhaltige Lösung.

Die 380-kV-Leitung von Vieselbach über Altenfeld nach Redwitz ist bereits mit Hochstrombeseilung in Betrieb und wurde mit dieser in den Abschnitten Vieselbach – Altenfeld – Bereich der Stadt Schalkau vorerst mit zwei von vier planfestgestellten Stromkreisen in der 1. Ausbaustufe realisiert. Dennoch ist dies für die weiter ansteigenden Übertragungsaufgaben nicht ausreichend.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Als Alternative zu Maßnahme M1001 wurde erstmals im NEP 2025 im Rahmen der Alternativenbetrachtung zum Projekt P44 eine Verstärkung durch den Neubau einer zusätzlichen 380-kV-Doppelleitung in der bestehenden Trasse 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 P44 M28b mit 81 km, vermeidet aber die zusätzliche Rauminanspruchnahme durch Neubau in neuer Trasse. Darüber hinaus wurden auf Wunsch der BNetzA im NEP 2030 (2017) weitere Alternativen zu P44 entlang bestehender Trassen untersucht. Die Netzanalysen anhand des Szenarios B 2030 des NEP 2030 (2017) zeigten, dass sämtliche Alternativen Netzengpässe auf mindestens einer weiteren Leitung verursachen und damit einen Netzverstärkungsbedarf über das ansonsten identifizierte Maß hinaus induzieren.

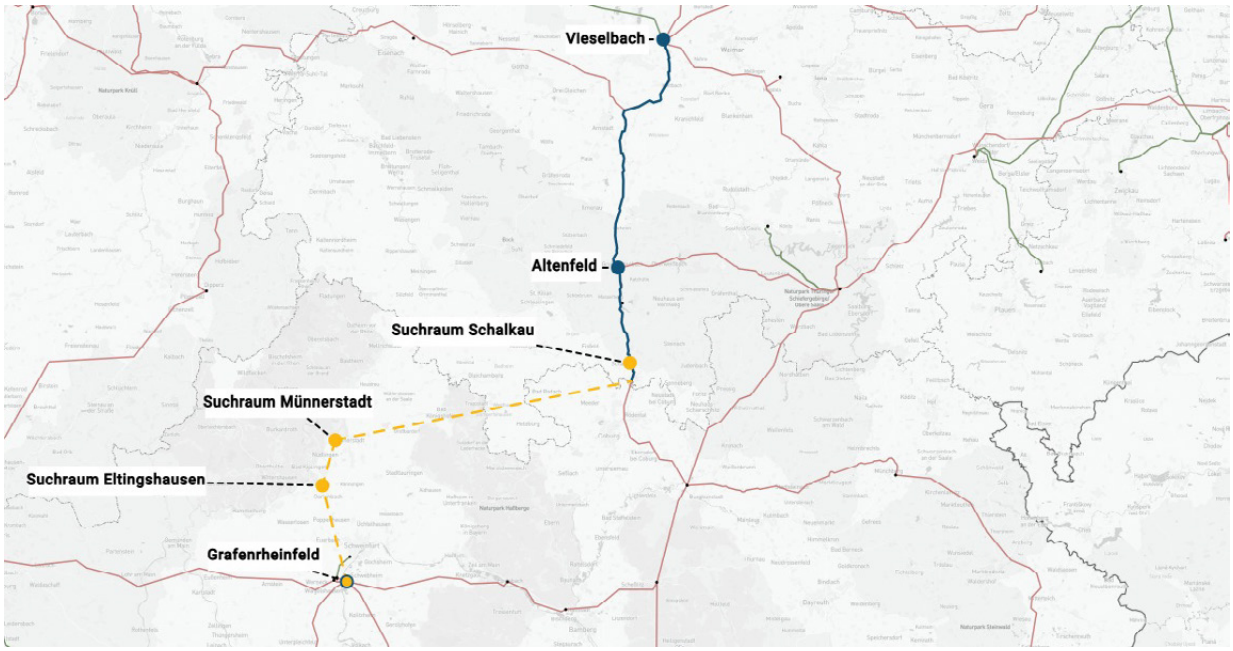
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P540 wurde in dieser Konfiguration im NEP 2037/2045 (2023) erstmals ausgewiesen und von der Bundesnetzagentur 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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierte On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P540
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P551
Netzverstärkung zwischen Wahle und Emmerthal

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TenneT

Zubaunetz Onshore AC

Projektbeschreibung

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

- M844: Netzverstärkung Wahle - Klein Ilsede - Mehrum/Nord - Algermissen - Emmerthal

Im Zuge des Projektes sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario / Maßnahmen	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
M844	✓	✓	✓	✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M844 Netzverstärkung Wahle - Klein Ilsede - Mehrum/Nord - Algermissen - Emmerthal

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Niedersachsen

Ausführung:

Netzverstärkung	**89 km**
davon Zu-/Umbeseilung	89 km
Geplante Inbetriebnahme:	2035

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung von Wahle über Klein Ilsede, Mehrum/Nord und Algermissen nach Emmerthal (Grohnde) auf eine Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis mittels HTL-Umbeseilung vorgesehen (Netzverstärkung). In dem Zuge sind die Umspannwerke Klein Ilsede und Algermissen an den bestehenden Standorten, bzw. in unmittelbarer Nähe der bestehenden Standorte, neu zu errichten und voll in die Leitung einzuschleifen (siehe P343 M991/M992). In Emmerthal ist als Ersatz für das bestehende Umspannwerk Grohnde ein neues 380-kV-Umspannwerk sowie ein zusätzlicher 380/110-kV-Transformator zu errichten.

Die Planung der neuen Leitungsteilstücke für die Volleinschleifungen orientiert sich an den Bestandstrassen. Dabei sind Abweichungen vom aktuellen Trassenverlauf bei der nachgelagerten Planung möglich, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen, bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern oder Bündelungen mit linienförmiger Infrastruktur umzusetzen, um u. a. dem Bündelungsgebot Rechnung zu tragen.

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Niedersachsen ist bereits heute geprägt durch hohe Einspeisung aus On- und Offshore-Windenergie. Der Zubau der erneuerbaren Energien wird gemäß den Szenarien perspektivisch weiter zunehmen. Des Weiteren müssen in der Region hohe Leistungen aus Norden und Osten abgeführt werden.

Netzplanerische Begründung

In der Region um Wahle/Mehrum und Emmerthal (Grohnde) treten neben einer hohen Einspeisung aus Windenergie onshore hohe Leistungsflüsse in Nord-Süd-Richtung auf. Dadurch kommt es bei Ausfall eines Stromkreises in der Region zu verschiedenen Überlastungen auf den bestehenden Leitungen. Durch eine HTL-Umbeseilung der bestehenden 380-kV-Leitung können diese Engpässe effektiv behoben und ein (n-1)-sicherer Betrieb sichergestellt werden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahme M844 hat sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2037, A 2045, B 2037 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt.

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass WAFB nicht ausreichend ist, um die erforderliche Stromtragfähigkeit von 4.000 A zu erreichen. Eine HTL-Umbeseilung ist dagegen, vorbehaltlich der Genehmigungsfähigkeit, grundsätzlich möglich.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Weitere alternative Einzelmaßnahmen zur Maßnahme M844 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 alternative Verbindung von Wahle über Landesbergen nach Grohnde/Emmerthal wird bereits im Rahmen der Projekte P228 sowie TTG-P212 auf 4.000 A ertüchtigt.

Bisherige Bestätigung des Projekts

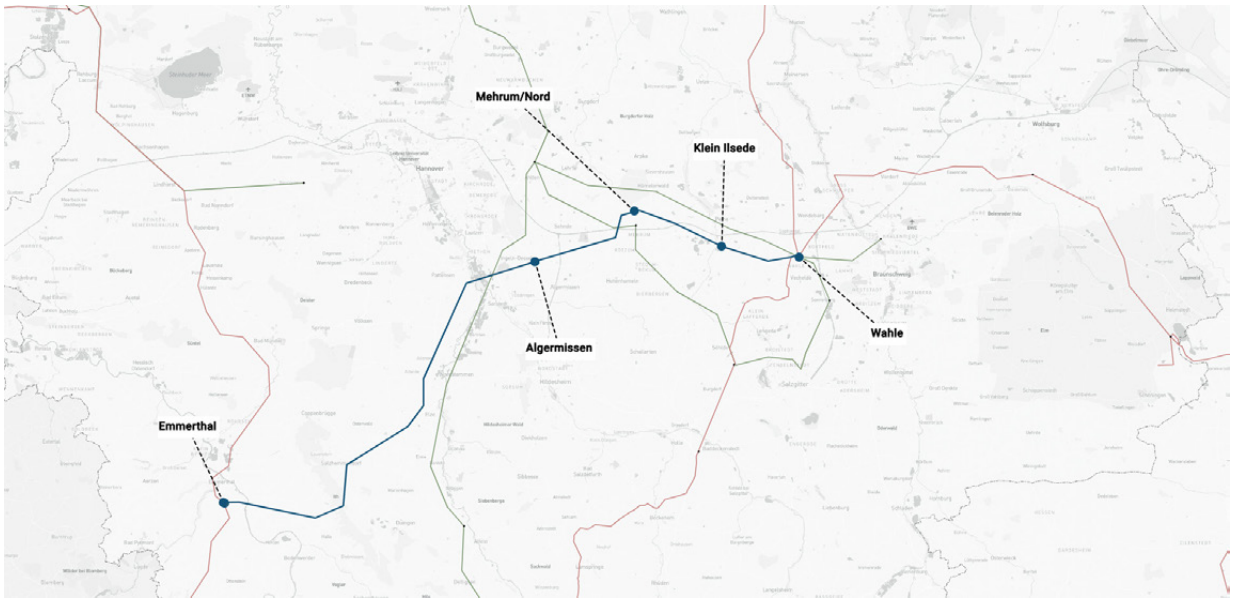
Das Projekt P551 wurde als P480 M844 im NEP 2037/2045 (2023) erstmals ausgewiesen und von der Bundesnetzagentur bestätigt.

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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierte On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P551
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P552
Querregeltransformatoren (PST) in Diele

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TenneT

Zubaunetz Onshore AC

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Steuerung der Leistungsflüsse innerhalb Niedersachsen über die Leitung Conneforde – Diele und enthält folgende Maßnahme:

- M845: 3./4. Querregeltransformator (PST) Diele

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
Maßnahmen				
M845	✓	✓	✓	✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M845 Diele: Querregeltransformator (2x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Niedersachsen

Geplante Inbetriebnahme: 2032

Beschreibung der Maßnahme

Zur Vermeidung von Redispatch- und Einspeisemanagement-Maßnahmen sowie zur Optimierung der Leistungsflüsse in Niedersachsen ist die Steuerung des Leistungsflusses durch Querregeltransformatoren erforderlich. Hierzu werden in der bereits mit zwei Querregeltransformatoren (PST) ausgestatteten 380-kV-Schaltanlage Diele zwei weitere PST errichtet (Netzoptimierung).

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Region ist geprägt durch hohe Leistungsflüsse zur Abführung von Strom aus erneuerbaren Energien aus Norddeutschland.

Netzplanerische Begründung

Die Phasenschiebertransformatoren dienen der Steuerung und Optimierung der Leistungsflüsse im AC-Höchstspannungsnetz. Sie reduzieren Engpässe im Netz und damit Redispatch-Aufwand sowie Einspeisemanagement-Maßnahmen. Dies ist verringert nicht nur kurz- sondern auch mittel- und langfristig den ansonsten erforderlichen Bedarf an Netzverstärkungs- oder -ausbaumaßnahmen.

Diele ist ein wesentlicher Netzknoten in Nord-Süd-Richtung innerhalb Deutschlands sowie Ost-West in Richtung Niederlande (Meeden). Daher ist Diele ist besonders geeignet für leistungsflusssteuernde Maßnahmen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige

Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahme M845 hat sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2037, A 2045, B 2037 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt.

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA Grundsatz berücksichtigt. Eine Optimierung der bestehenden Infrastruktur konnte mit der Maßnahme M845 durchgeführt werden.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Die Maßnahme wurde unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung in das umgebende Transportnetz entwickelt. Dabei hat sich die hier beschriebene Maßnahme als notwendig und gleichzeitig wirksam bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Sinnvolle Alternativen stehen nicht zur Verfügung.

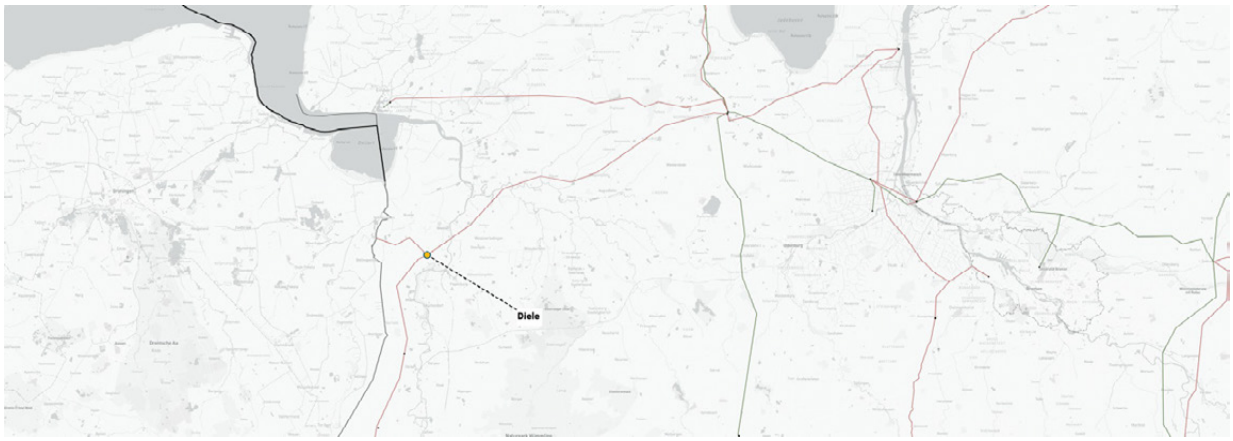
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P552 wurde als P480 M845 im NEP 2037/2045 (2023) erstmals identifiziert und von der Bundesnetzagentur 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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierte On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P552
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P553
Querregeltransformatoren (PST) in Liedingen

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TenneT

Zubaunetz Onshore AC

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Steuerung der Leistungsflüsse innerhalb Niedersachsens über die Leitung Wahle - Liedingen und enthält folgende Maßnahme:

- M1002: Querregeltransformatoren (PST) Liedingen

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
Maßnahmen				
M1002	✓	✓	✓	✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M1002 Liedingen: Querregeltransformator (4x)

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Niedersachsen

Geplante Inbetriebnahme: 2037

Beschreibung der Maßnahme

Zur Vermeidung von Redispatch- und Einspeisemanagement-Maßnahmen sowie zur Optimierung der Leistungsflüsse in Niedersachsen ist die Steuerung des Leistungsflusses durch Querregeltransformatoren erforderlich. Hierzu werden in der 380-kV-Schaltanlage Liedingen vier PST errichtet (Netzoptimierung).

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Region ist geprägt durch hohe Leistungsflüsse zur Abführung von Strom aus erneuerbaren Energien nach Süddeutschland.

Netzplanerische Begründung

Die Phasenschiebertransformatoren dienen der Steuerung und Optimierung der Leistungsflüsse im AC-Höchstspannungsnetz. Sie reduzieren Engpässe im Netz und damit Redispatch-Aufwand sowie Einspeisemanagement-Maßnahmen.

Der Standort Liedingen ist besonders geeignet für leistungsflusssteuernde Maßnahmen. Die Steuerung erfolgt direkt in den Stromkreisen auf der Achse Wahle – Liedingen. Indirekt wird dadurch außerdem die angrenzende Achse Mehrum/Nord – Liedingen – Bleckenstedt/Süd beeinflusst.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben

Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahme M1002 hat sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2037, A 2045, B 2037 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt.

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA Grundsatz berücksichtigt. Mit der Maßnahme M1002 kann eine Optimierung der bestehenden Infrastruktur erreicht werden.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Die Maßnahme wurde unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung in das umgebende Transportnetz entwickelt. Dabei hat sich die hier beschriebene Maßnahme als notwendig und gleichzeitig wirksam bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternativ stünden zur Beseitigung der Engpässe allenfalls weitere Netzverstärkungsmaßnahmen zur Verfügung, die aber eine schlechtere NOVA-Einstufung haben und insofern verworfen wurden.

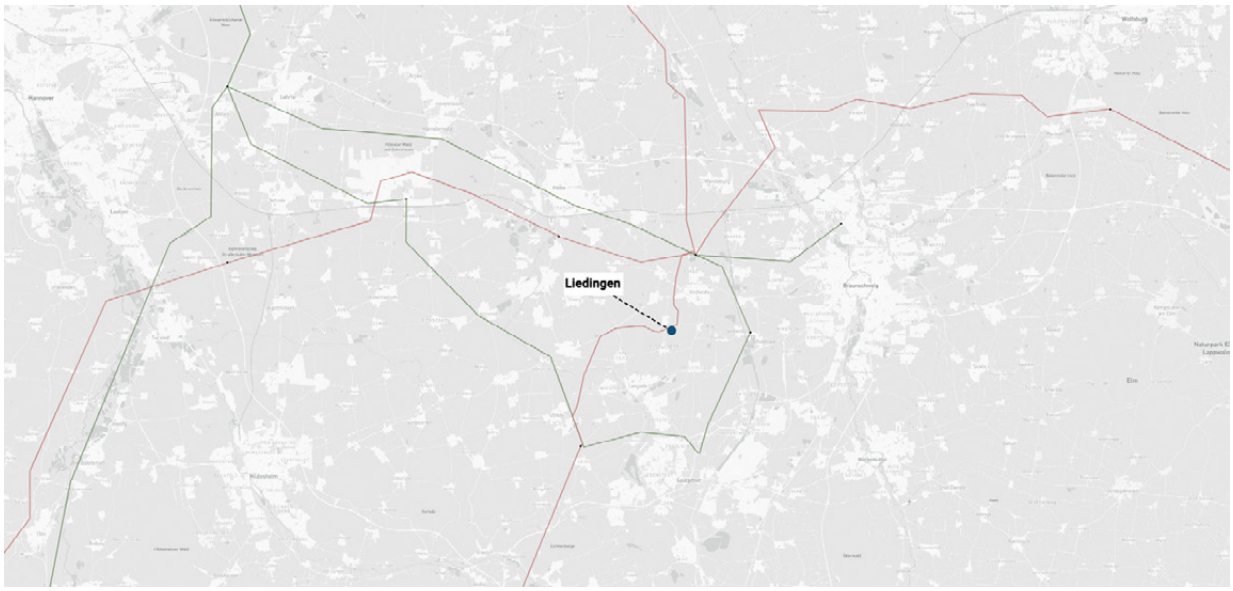
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P553 wird im NEP 2037/2045 (2025) erstmals 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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierte On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P553
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P554
Netzausbau zwischen Bargum und Tarp

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TenneT

Zubaunetz **Onshore** **AC**

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Schleswig-Holsteins und enthält folgende Maßnahme:

- M1003: Suchraum Bargum - Suchraum Tarp

Im Zuge des Projektes sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
Maßnahmen				
M1003	✓	✓	✓	✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M1003 Suchraum Bargum - Suchraum Tarp

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Schleswig-Holstein

Ausführung:

Netzausbau	**40 km**
davon Neubau in neuer Trasse	40 km
Geplante Inbetriebnahme:	2037

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Neubau einer 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis von Suchraum Bargum nach Suchraum Tarp vorgesehen (Netzausbau). Hierfür ist im Suchraum Bargum (Gemeinden Enge-Sande/ Leck/ Bargum/ Langenhorn/ Stedesand/ Risum-Lindholm) ein Umspannwerk mit vier 380/110-kV-Transformatoren neu zu errichten (Netzausbau) und voll in die 380-kV-Doppelleitung Klixbüll/Süd - Husum/Nord einzuschleifen. Darüber hinaus ist im Suchraum Tarp (Gemeinden Sieverstedt/ Tarp/ Jerrishoe/ Wanderup) ein neues 380-kV-Umspannwerk mit vier 380/110-kV-Transformatoren zu errichten und voll in die 380-kV-Doppelleitung Handewitt - Audorf/Süd einzuschleifen (Netzausbau).

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Region ist geprägt durch sowohl (dänisch-deutsch) grenzüberschreitende Handelsflüsse als auch hohe Einspeisung von Strom aus Windenergie, onshore sowie offshore. Die Einspeisung aus Windenergie übersteigt bereits heute die regionale Last zu weiten Teilen des Jahres, sodass in erheblichem Umfang Einspeisemanagement-Maßnahmen erforderlich sind. Der Zubau an Windenergie onshore wie offshore wird gemäß den Szenarien weiter ansteigen.

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 aufgeführte Maßnahme nicht mehr (n-1)-sicher. Darüber hinaus trägt diese die Westküstenleitung und Mittelachse verbindende neue Leitung zu einer sich positiv auswirkenden Vergleichmäßigung der Leistungsflüsse in Schleswig-Holstein bei.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahme M1003 hat sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2037, A 2045, B 2037 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt.

Zwischen Bargum und Tarp existiert noch keine Infrastruktur auf der Höchstspannungsebene, die verstärkt werden könnte. Daher ist ein Neubau in neuer Trasse erforderlich.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

In der Region sind keine weiteren Bestandsleitungen vorhanden, deren Ertüchtigung alternativ hätte geprüft werden können. Außerdem bietet sich keine sinnvolle Alternative an, um die Westküstenleitung mit der Mittelachse zu verbinden. Weiter südlich befindet sich mit TTG-P476 bereits eine Verbindung zwischen Hochwöhrden und Stegau im Genehmigungsverfahren.

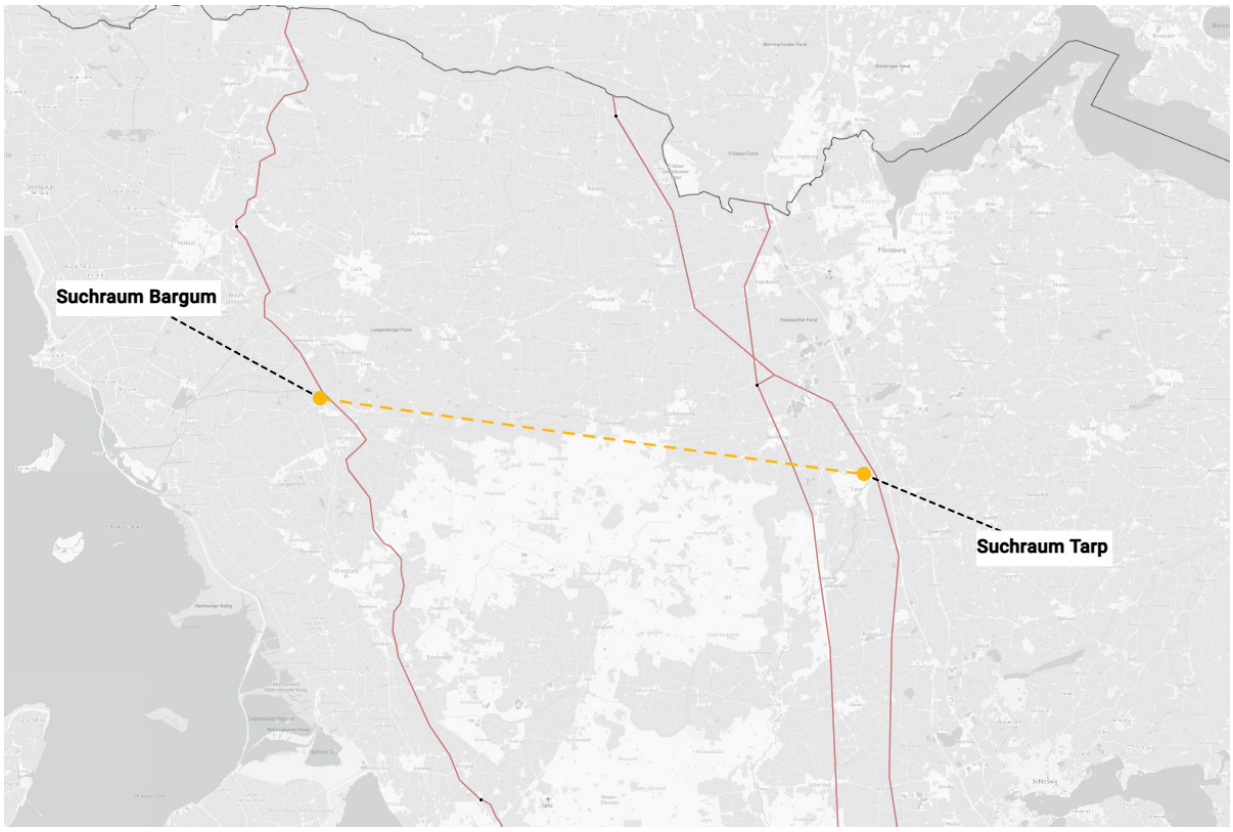
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P554 wird im NEP 2037/2045 (2025) erstmals 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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierte On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P554
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P555
Netzausbau zwischen Hardebek und Steinburg

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TenneT

Zubaunetz **Onshore** **AC**

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Schleswig-Holsteins und enthält folgende Maßnahme:

- M1005: Hardebek - Steinburg

Im Zuge des Projektes sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario / Maßnahmen	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
M1004	✓	✓	✓	✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M1004 Hardebek - Steinburg

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Schleswig-Holstein

Ausführung:

Netzausbau	**39 km**
davon Neubau in neuer Trasse	39 km

Geplante Inbetriebnahme: 2037

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Neubau einer 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis von Hardebek nach Steinburg vorgesehen (Netzausbau). Hierfür sind die 380-kV-Schaltanlagen in Hardebek, siehe auch P342 M438SA1, sowie in Steinburg (Gemeinde Sommerland), siehe auch P26 M89SA1, jeweils um zwei Schaltfelder zum Anschluss der Leitung zu erweitern.

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Region ist geprägt durch hohe Einspeisung von Strom aus Windenergie, onshore sowie offshore. Die Einspeisung aus Windenergie übersteigt bereits heute die regionale Last zu weiten Teilen des Jahres, sodass in erheblichem Umfang Einspeisemanagement-Maßnahmen erforderlich sind. Der Zubau an Windenergie onshore wie offshore wird gemäß den Szenarien weiter ansteigen.

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 aufgeführte Maßnahme nicht mehr (n-1)-sicher. Darüber hinaus trägt diese neue Leitung zu einer sich positiv auswirkenden Vergleichmäßigung der Leistungsflüsse in Schleswig-Holstein bei.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahme M1004 hat sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2037, A 2045, B 2037 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt.

Zwischen Hardebek und Steinburg existiert noch keine Infrastruktur auf der Höchstspannungsebene, die verstärkt werden könnte. Daher ist ein Neubau in neuer Trasse erforderlich.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

In der Region sind lediglich die Bestandsleitungen zwischen Audorf/Süd und Wilster/West noch nicht auf 4.000 A ertüchtigt, jedoch stellen diese nur eine Teilstrecke einer theoretisch denkbaren Alternativen dar, welche daher unzureichend ist. Die übrigen Leitungen, d. h. zwischen Hardebek und Audorf/Süd sowie Wilster/West und Steinburg, sind bzw. werden bereits auf 4.000 A ertüchtigt. Andere bereits existierende Leitungen, mit denen sich die Übertragungsaufgabe sinnvoll erfüllen ließe, gibt es in der Region nicht.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P555 wird im NEP 2037/2045 (2025) erstmals 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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierte On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P555
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P557
Netzausbau zwischen Emden, Suchraum Esens und Inhausen

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TenneT

Zubaunetz **Onshore** **AC**

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Niedersachsen und enthält folgende Maßnahmen:

- M1006: Suchraum Emden/West (Rysum) - Suchraum Esens
- M1007: Suchraum Esens - Inhausen/neu

Im Zuge des Projektes sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario / Maßnahmen	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
M1006				✓
M1007				✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

2 Maßnahmen

M1006 Suchraum Emden/West (Rysum) - Suchraum Esens

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Niedersachsen

Ausführung:

Netzausbau	**63 km**
davon Neubau in neuer Trasse	63 km

Geplante Inbetriebnahme: 2042

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Neubau einer 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis von Suchraum Emden/West im Bereich Rysum nach Suchraum Esens vorgesehen (Netzausbau). Hierfür ist die im Rahmen von P491 M902 vorgesehene 380-kV-Schaltanlage in Suchraum Emden/West im Bereich Rysum (Suchraum Stadt Emden) zu verstärken (Netzverstärkung) sowie in Suchraum Esens (Suchraum Stadt Esens, Gemeinden Stedesdorf/ Werdum) eine neue 380-kV-Schaltanlage zu errichten. Im Suchraum Esens ist darüber hinaus der Anschluss von Offshore-Wind (NOR-19-1 und NOR-19-2) sowie der DC-Verbindung DC36 über einen DC-Multiterminal-Hub (siehe DC36) vorgesehen.

M1007 Suchraum Esens - Inhausen/neu

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Niedersachsen

Ausführung:

Netzausbau	**39 km**
davon Neubau in neuer Trasse	39 km

Geplante Inbetriebnahme: 2042

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Neubau einer 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis von Suchraum Esens (Suchraum Stadt Esens, Gemeinden Stedesdorf/ Werdum) nach Inhausen/neu vorgesehen (Netzausbau). Hierfür ist die im Rahmen von P489 M810 vorgesehene 380-kV-Schaltanlage in Inhausen/neu zu verstärken (Netzverstärkung).

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Das Projekt ist notwendig um im westlichen Niedersachsen die Infrastruktur zu verstärken und die Netzverknüpfungspunkte Emden/West (Rysum) und Inhausen AC-seitig besser zu vermaschen. Die zur 380-kV-Bestandsleitung Emden/Ost über Conneforde und Sengwarden nach Inhausen zusätzliche AC-Verbindung stärkt die Stabilität des Netzes und die Versorgungssicherheit der Region. Die damit einhergehde Übertragungsfähigkeit macht es möglich weitere Offshore-Windenergie in das Netz zu integrieren.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahmen M1006 und M1007 haben sich für das Ergebnisnetz im Szenario B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt.

Zwischen Suchraum Emden/West (Rysum), Suchraum Esens und Inhausen existiert noch keine Infrastruktur auf der Höchstspannungsebene, die verstärkt werden könnte. Daher ist ein Neubau in neuer Trasse erforderlich.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Alternativ zu Suchraum Esens eignet sich kein anderer in der Umgebung befindlicher Netzverknüpfungspunkt für den Anschluss weiterer Offshore-Windenergie. In der Region sind keine weiteren Bestandsleitungen vorhanden, deren Ertüchtigung alternativ hätte geprüft werden können.

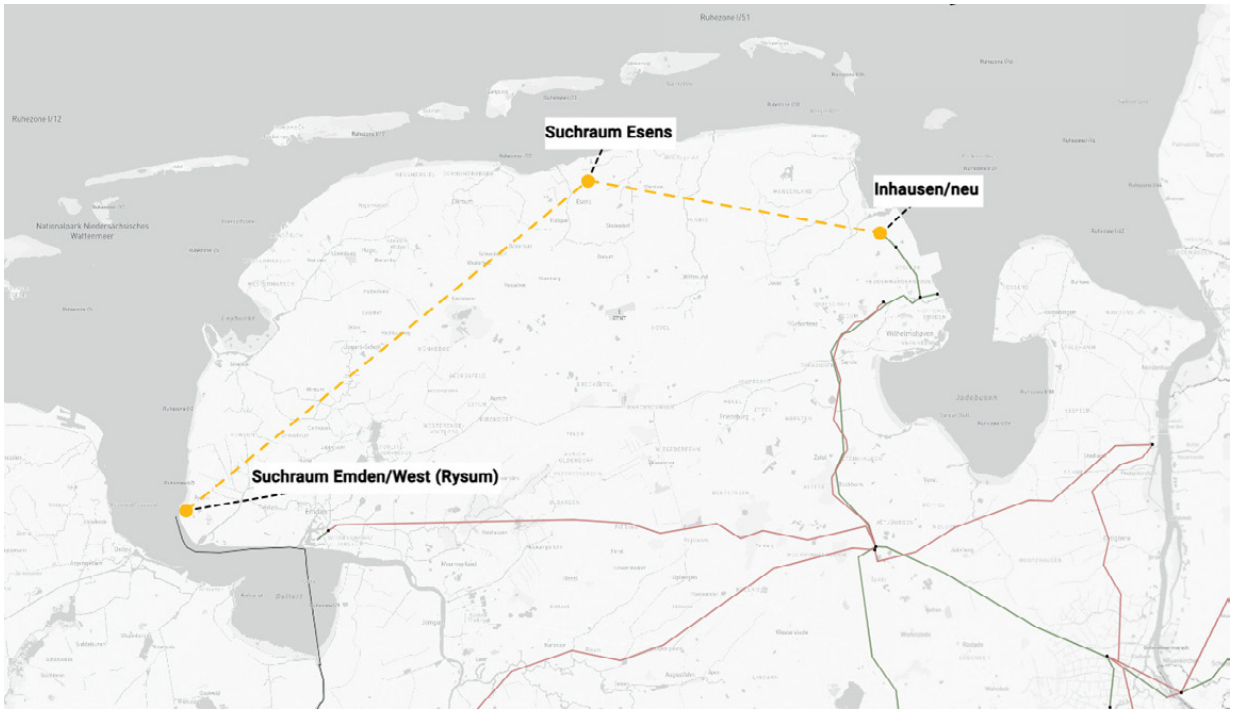
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P557 wird im NEP 2037/2045 (2025) erstmals 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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierte On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P557
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P601
Netzverstärkung Niederstedem - Bundesgrenze (LU)

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

amprion verbindet

Zubaunetz Onshore AC

Weitere Informationen

TYNDP-Nr: 1207

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Niederstedem (Deutschland) und Bertrange (Luxemburg). Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M903: Netzverstärkung Niederstedem - Bundesgrenze (LU)

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario / Maßnahmen	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
M903	✓	✓	✓	✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M903 Niederstedem - Bundesgrenze (LU)

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Rheinland-Pfalz

Ausführung:

Netzverstärkung	**22 km**
davon Ersatzneubau	22 km
Geplante Inbetriebnahme:	2037

Beschreibung der Maßnahme

Von Niederstedem bis zur deutsch-luxemburgischen Grenze wird die Erweiterung einer bestehenden 220-kV-Leitung erforderlich. Dies wird durch den Ersatzneubau einer 380-kV-Leitung mit höherer Übertragungsfähigkeit in oder unmittelbar neben der Bestandstrasse erfolgen (Netzverstärkung). Die Verstärkung der weiterführenden Leitung in Luxemburg bis zur Anlage Betrange wird durch den luxemburgischen Netzbetreiber CREOS durchgeführt.

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Das Höchstspannungsnetz in dieser Region weist heute noch einen großen Anteil an 220-kV-Netzstruktur auf. Das luxemburgische Übertragungsnetz ist mit vier 220-kV-Stromkreisen an das deutsche Übertragungsnetz angebunden. Nach der Planung des luxemburgischen Netzbetreibers CREOS zeichnet sich in Luxemburg für die kommenden Jahre ein deutlicher Lastanstieg ab. Treiber für diesen Anstieg sind u. a. zusätzliche Rechenzentren, neue Industriekunden sowie ein höherer Anteil der Elektromobilität. Netzanalysen haben gezeigt, dass die derzeitige Übertragungskapazität zwischen Luxemburg und Deutschland im Hinblick auf die Netz- und Systemsicherheit den steigenden Bedarf in den kommenden Jahren nicht mehr abdecken können wird.

Netzplanerische Begründung

Die grenzüberschreitende Kapazität zwischen Deutschland und Luxemburg wird wesentlich erhöht. Hierdurch werden Überlastungen auf bestehenden Leitungen behoben. Zudem verbessert die Maßnahme auch das Spannungsniveau in der Region. Bereits heute zeigen sich bei einer hohen Auslastung der Interkonnektoren niedrige Spannungen, welche bei nicht angemessener Reaktion Auswirkungen auf die Stabilität des Gesamtsystems nach sich ziehen können.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahme M903 hat sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2037, A 2045, B 2037 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur kann durch die Maßnahme M903 in oder unmittelbar neben den bestehenden Trassenräumen erfolgen. Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen.

Alternativ zu der beschriebenen Maßnahme M903 könnte eine 380-kV-Leitung zwischen der Anlage Niederstedem und der Anlage Bertrange (Luxemburg) als Neubau in neuer Trasse vorgenommen werden. Diese Planungsalternative ist im Vergleich mit der vorgeschlagenen Maßnahme M903 im Hinblick auf das NOVA-Prinzip nicht vorzugswürdig und wurde daher verworfen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

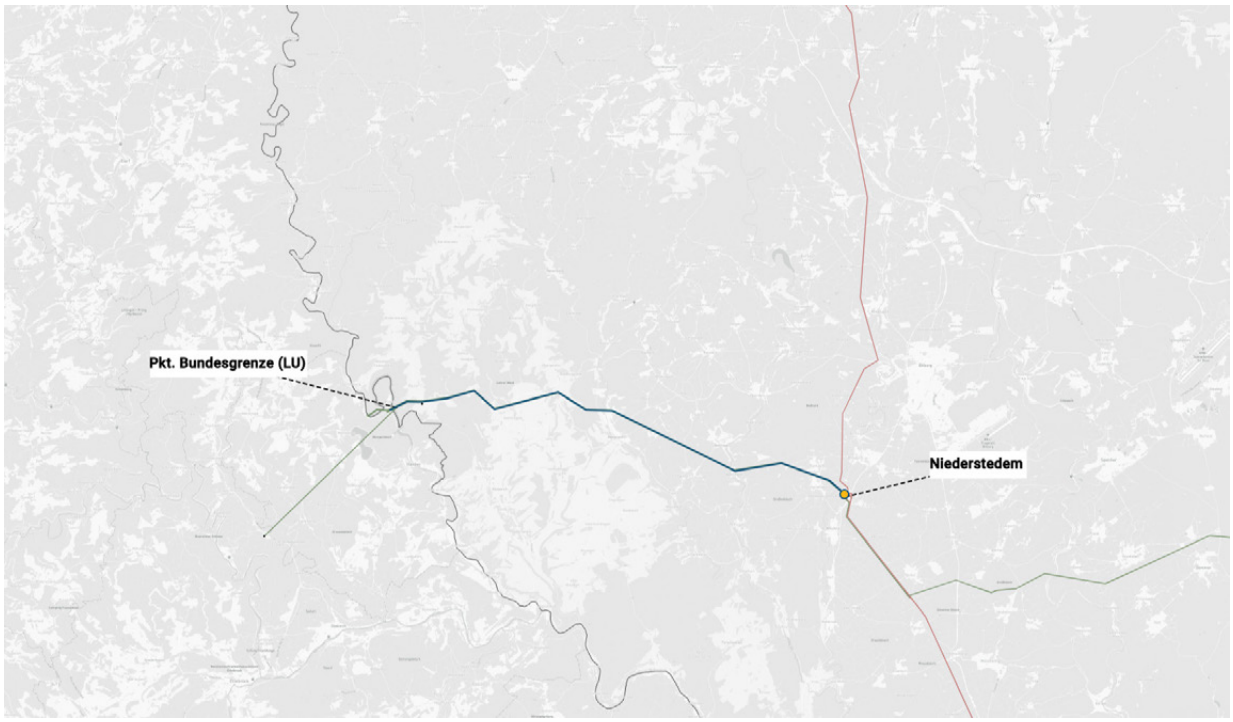
Das Projekt P601 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmals ausgewiesen und von der Bundesnetzagentur bestätigt.

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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden

die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierten On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P601
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P602
Netzverstärkung Bollenacker (Olefin) - Punkt Brühl

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

amprion verbindet

Zubaunetz Onshore AC

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität im Raum Köln/Bonn. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M904: Netzverstärkung Bollenacker (Olefin) - Punkt Brühl

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
Maßnahmen				
M904	✓	✓	✓	✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M904 Netzverstärkung Bollenacker (Olefin) - Punkt Brühl

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Nordrhein-Westfalen

Ausführung:

Netzverstärkung	**4 km**
davon Ersatzneubau	4 km
Geplante Inbetriebnahme:	2035

Beschreibung der Maßnahme

Von der Anlage Bollenacker bis zum Punkt Brühl wird die Erweiterung einer bestehenden 220-kV-Leitung erforderlich. Dies wird durch den Ersatzneubau einer 380-kV-Leitung mit höherer Übertragungsfähigkeit hauptsächlich in oder unmittelbar neben der bestehenden Trasse erfolgen (Netzverstärkung).

Ebenso ist am Standort Bollenacker die Erweiterung der Schaltanlage sowie die Umstellung von der 220-kV-Spannungsebene auf die leistungsstärkere 380-kV-Spannungsebene vorgesehen. Da bis zur Spannungsumstellung mehrere oberspannungsseitig umschaltbare Transformatoren in der Anlage errichtet wurden, können diese nach IBN der 380-kV-Leitung weiterbetrieben werden. Die restlichen 220/110-kV-Transformatoren in Bollenacker, welche oberspannungsseitig nicht umschaltbar sind, entfallen mit der geplanten Spannungsumstellung auf 380-kV.

Zur Erfüllung der ersten Lasterhöhung wird momentan bereits eine 380-kV-fähige Anlage direkt neben der 220-kV-Anlage Bollenacker errichtet. Diese neue Anlage wird zunächst in 220-kV betrieben, bis die Netzverstärkung erfolgt ist und auf 380-kV umgestellt werden kann. Die neue Anlage hat den Namen Olefin. Nach 380-kV-Umstellung entfällt dann die bestehende Anlage Bollenacker. Hintergrund der Namensänderung ist, dass nicht zwei gleiche Anlagennamen in derselben Spannungsebene existieren können.

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Region Rhein / Ruhr ist durch eine hohe Anzahl von Industriekunden und damit einer sehr hohen elektrischen Nachfrage geprägt. Die lokalen Primärenergieträgerressourcen und die kurzen Transportwege haben dazu geführt, dass auch die konventionelle Erzeugung stark ausgebaut wurde. Nicht zu vernachlässigen ist der im Rahmen der Energiewende stattfindende Ausbau der erneuerbaren Energien. Die sich aus der Verbindung dieser Last- und Erzeugungsschwerpunkte resultierende Netzinfrastruktur kann zukünftig durch gezielte Verstärkungen und Umstrukturierungen für eine Erweiterung sowohl der Nord-Süd- als auch der Ost-West-Transportkapazität eingesetzt werden.

Netzplanerische Begründung

Für den Netzknoten Bollenacker liegen Kundenbedarfe für Mehrleistung vor. Anpassungen der Produktion der ansässigen Industriebetriebe aufgrund der Substituierung des fossilen Energieträgers Kohlenstoff durch CO2-neutral erzeugten Strom erfordern laut dort ansässigen Kunden zukünftig eine höhere Bereitstellung elektrischer Energie aus dem Übertragungsnetz. Die derzeit vorhandene 220-kV-Netzstruktur kann die zukünftige Versorgungsaufgabe nicht mehr leisten. Aus diesem Grund ist eine Umstellung der Versorgung aus dem leistungsstärkeren 380-kV-Netz notwendig. Ohne die Maßnahme M904 ist die Sicherstellung der Versorgung am Netzknoten Bollenacker zukünftig nicht mehr gewährleistet.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahme M904 hat sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2037, A 2045, B 2037 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur kann durch die Maßnahmen M904 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen.

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten entwickelt. Bestehende 380- und 220-kV-Trassen im Bereich Bollenacker sowie die auch zukünftig zu berücksichtigende 110-kV-Netzstruktur in einem insgesamt eng bebauten Bereich bieten keinen Raum für Alternativen. Das hier beschriebene Projekt zeigt sich als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme. Alternative Konzepte für dieses Projekt bieten sich vor dem Hintergrund netzplanerischer Aspekte und einer

Rauminanspruchnahme nicht an.

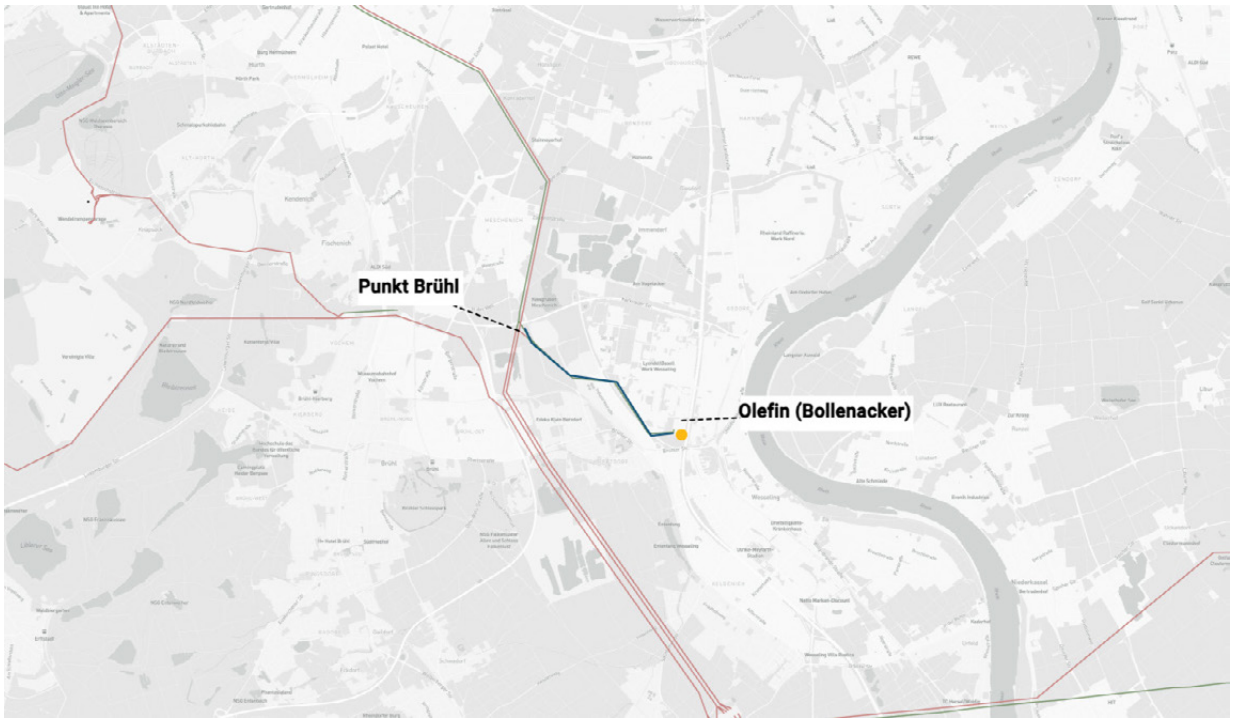
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P602 wird im NEP 2037/2045 (2023) erstmals identifiziert und von der Bundesnetzagentur 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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierten On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P602
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P605
Netzausbau und -verstärkung Niederstedem - Aach - Ensdorf

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

amprion verbindet

Zubaunetz Onshore AC

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Niederstedem, Aach und Ensdorf. Zur Realisierung sind folgende Maßnahmen notwendig:

- M907: Netzverstärkung Punkt Meckel - Aach
- M908: Netzausbau Aach - Ensdorf

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
Maßnahmen				
M907				✓
M908				✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

2 Maßnahmen

M908 Aach - Ensdorf

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Rheinland-Pfalz Saarland

Ausführung:

Netzausbau	**80 km**
davon Neubau in neuer Trasse	80 km
Geplante Inbetriebnahme:	2037

Beschreibung der Maßnahme

Zwischen Aach und Ensdorf ist ein Neubau in neuer Trasse vorzunehmen (Netzausbau). Die Anlagen Aach und Ensdorf sind zu erweitern (Netzverstärkung). Falls eine Erweiterung der bestehenden Anlage Ensdorf nicht möglich ist, ist eine zusätzliche Anlage im Suchraum Neuforweiler/ Altforweiler neu zu errichten, an die die neue Leitung angeschlossen werden würde.

M907 Niederstedem - Aach

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Rheinland-Pfalz

Ausführung:

Netzverstärkung	**15.5 km**
davon Zu-/Umbeseilung	15.5 km
Geplante Inbetriebnahme:	2037

Beschreibung der Maßnahme

Zwischen dem Punkt Meckel und Aach ist eine Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen auf der bestehenden Leitung vorzunehmen (Netzverstärkung). Zwischen Punkt Meckel und Niederstedem wird bereits im Rahmen des Projekts AMP-P41 Metternich-Niederstedem die Leitung neu errichtet. Deshalb ist eine Umbeseilung lediglich zwischen Punkt Meckel und Aach notwendig, um die Übertragungskapazität zwischen Niederstedem und Aach zu erweitern.

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Region Saarland wird derzeit aus der 380-kV- und der 220-kV-Spannungsebene versorgt. Größere Kraftwerkseinheiten waren in der Vergangenheit im 220-kV-Netz angeschlossen, werden zukünftig aufgrund des Ausstiegs aus der Kohlverstromung jedoch abgeschaltet. Die Region ist zunehmend ländlich geprägt. Einzelne Industrielasten sind jedoch am 220-kV-Netz angeschlossen. Durch die Kuppelleitungen nach Frankreich ist das 380-kV-Netz in der Region zudem durch größere Transitaufgaben gekennzeichnet.

Netzplanerische Begründung

Das 220-kV-Netz in der Region kann zukünftig den gestiegenen Anforderungen nicht länger gerecht werden. Lokal kommt es durch die geplanten Leistungserhöhungen der Industriekunden zu direkten Überlastungen nach Ausfällen. Durch die Umsetzung des Projekts P464 soll die bestehende 220-kV-Netzstruktur durch eine 380-kV-Netzstruktur abgelöst werden. Aufgrund der zukünftig weiteren abzusehenden Laststeigerungen ist ein höherer Transportbedarf in die Region Saarland erforderlich. Durch die Maßnahmen M907 und M908 wird dieser erhöhte Transportbedarf ermöglicht.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahmen M907 und M908 haben sich für das Ergebnisnetz im Szenario B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Trotz der bereits erfolgten Verstärkung von AC-Leitungen in Deutschland sind weiterhin Maßnahmen notwendig, um ein engpassfreies Netz zu erzielen. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur kann durch die Maßnahme M907 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen. Da damit die bestehende Netzinfrastruktur der Region weitgehend verstärkt ist, erfolgt mit M908 ein Ausbau in neuer Trasse.

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. der Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen.

Alternativ zu der beschriebenen Maßnahme könnte eine 380-kV-Leitung zwischen dem Punkt Meckel und der Anlage Aach als Neubau in neuer Trasse errichtet werden. Diese Planungsalternative ist im Vergleich mit den vorgeschlagenen Maßnahmen M907 und M908 im Hinblick auf das NOVA-Prinzip nicht vorzugswürdig und wurde daher verworfen.

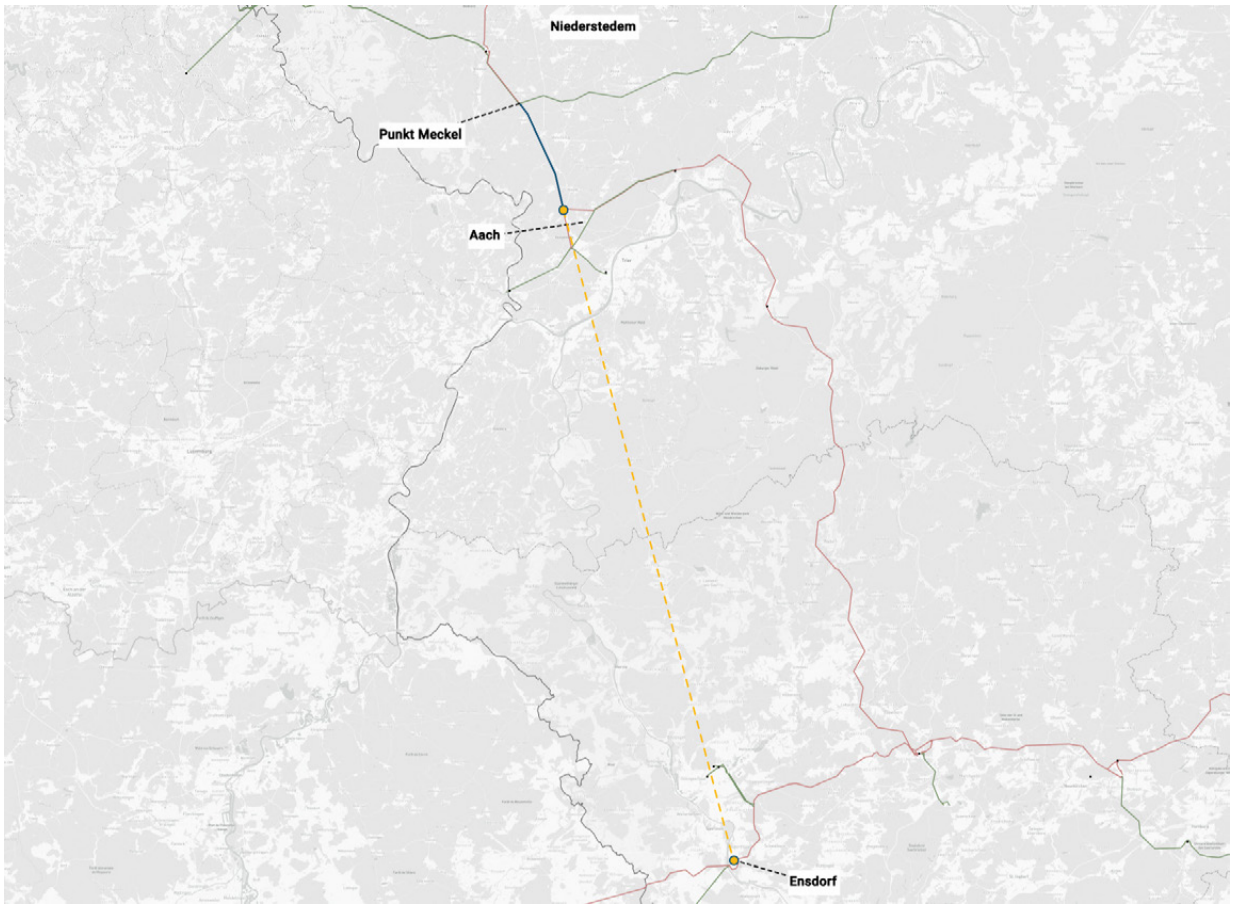
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P605 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmalig 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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierten On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P605
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P606
Netzverstärkung Oberottmarshausen – Buchloe/Waal

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

amprion verbindet

Zubaunetz Onshore AC

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität und Versorgungssicherheit zwischen Oberottmarshausen und Buchloe/Waal. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M909: Netzverstärkung Oberottmarshausen – Buchloe/Waal

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
Maßnahmen				
M909	✓	✓	✓	✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M909 Oberottmarshausen – Buchloe/Waal

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Bayern

Ausführung:

Netzverstärkung	**26 km**
davon Zu-/Umbeseilung	26 km
Geplante Inbetriebnahme:	2035

Beschreibung der Maßnahme

Zwischen Oberottmarshausen und der neu zu errichtenden Umspannanlage im Suchraum Honsolgen ist eine Zubeseilung vorzunehmen, um das Netz zu verstärken. Hierzu wird auf dem bestehenden Gestänge ein zusätzlicher 380-kV-Stromkreis aufgelegt (Netzverstärkung). Im Suchraum Buchloe/Waal ist die Errichtung einer neuen 380-kV-Schaltanlage sowie die Errichtung von mehreren 380-/110-kV-Transformatoren erforderlich, um die zukünftigen Leistungen aus dem Verteilnetz aufnehmen zu können.

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Süddeutschland ist charakterisiert durch eine hohe installierte Leistung aus PV-Anlagen, die trotz der hohen Last zu Zeiten hoher Einspeisung zu einem Überschuss führen. Des Weiteren ist Süddeutschland die Verbindung zu den großen Pumpspeicherkraftwerken in den Alpen, die für die Umsetzung der Energiewende unerlässlich sind. Durch eine Verstärkung des Übertragungsnetzes kann sowohl die überschüssige Leistung aus den erneuerbaren Energiequellen abtransportiert, sichere Leistung zur Versorgung der Lasten zur Verfügung gestellt und die Flexibilisierungsmöglichkeiten der Pumpspeicherkraftwerke in den Alpen genutzt werden.

Netzplanerische Begründung

Aufgrund des zukünftigen Zubaus von erneuerbaren Energien im betroffenen Netzbereich ist durch den zuständigen Verteilnetzbetreiber eine zusätzliche Anlage mit zwei Transformatoren zur Aufnahme von überschüssiger erneuerbarer Energie in das Höchstspannungsnetz vorgesehen. Für die versorgungssichere Anbindung der neu zu errichtenden Umspannanlage ist eine Zubeseilung der bestehenden Leitung erforderlich, um einen zweiten Stromkreis zwischen Oberottmarshausen und der neu zu errichtenden Umspannanlage im Suchraum Honsolgen zu realisieren.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind Onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahme M909 hat sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2037, A 2045, B 2037 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahme M909 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen.

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen.

Alternativ zu der beschriebenen Maßnahme M909 könnte eine 380-kV-Leitung zwischen der Anlage Oberottmarshausen und der Umspannanlage im Suchraum Honsolgen als Neubau in bestehender Trasse vorgenommen werden. Diese Planungsalternative ist im Vergleich mit der vorgeschlagenen Maßnahme M909 im Hinblick auf das NOVA-Prinzip nicht vorzugswürdig und wurde daher verworfen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P606 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmals identifiziert und von der Bundesnetzagentur 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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierten On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P606
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P607
Netzverstärkung Dellmensingen - Vöhringen

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

amprion verbindet

Zubaunetz Onshore AC

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Vöhringen und Dellmensingen. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M910: Netzverstärkung Dellmensingen - Vöhringen

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario / Maßnahmen	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
M910		✓		✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M910 Dellmensingen - Vöhringen

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Baden-Württemberg Bayern

Ausführung:

Netzverstärkung	**17 km**
davon Zu-/Umbeseilung	17 km

Geplante Inbetriebnahme: 2037

Beschreibung der Maßnahme

Zwischen den Anlagen Dellmensingen und Vöhringen wird die Erweiterung von zwei bestehenden 380-kV-Stromkreisen erforderlich. Dies kann durch eine Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen auf den bestehenden Leitungen oder, wenn dies aus statischen Gründen nicht möglich ist, durch den Ersatzneubau in oder unmittelbar neben bestehender Trasse erfolgen. Durch die Erweiterung wird eine deutlich erhöhte Transportkapazität zwischen Dellmensingen und Vöhringen realisiert. Hierbei ist die Anlage Vöhringen zu verstärken (Netzverstärkung).

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Süddeutschland ist charakterisiert durch eine hohe installierte Leistung aus PV-Anlagen, die trotz der hohen Last zu Zeiten hoher Einspeisung zu einem Überschuss führen. Des Weiteren ist Süddeutschland die Verbindung zu den großen Pumpspeicherkraftwerken in den Alpen, die für die Umsetzung der Energiewende unerlässlich sind. Durch eine Verstärkung des Übertragungsnetzes kann sowohl die überschüssige Leistung aus den erneuerbaren Energiequellen abtransportiert, sichere Leistung zur Versorgung der Lasten zur Verfügung gestellt und die Flexibilisierungsmöglichkeiten der Pumpspeicherkraftwerke in den Alpen genutzt werden.

Netzplanerische Begründung

Die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitungen zwischen Baden-Württemberg und Bayerisch-Schwaben verhindert Überlastungen auf den bestehenden Trassen. Diese sind durch den ansteigenden Transportbedarf aufgrund der ansteigenden Lasten und dem Ausbau der erneuerbaren Energien, insbesondere der Photovoltaik, im betroffenen Netzbereich zu begründen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind Onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahme M910 hat sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2045 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Trotz der bereits erfolgten Verstärkung von AC-Leitungen in Deutschland sind weiterhin Maßnahmen notwendig, um ein engpassfreies Netz zu erzielen. Da die bestehende Netzinfrastruktur der Region weitgehend verstärkt ist, erfolgt ein Ausbau in neuer Trasse.

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen.

Alternativ zu der beschriebenen Maßnahme M910 könnte eine 380-kV-Leitung zwischen der Anlage Vöhringen und der Anlage Dellmensingen als Neubau in bestehender Trasse vorgenommen werden. Diese Planungsalternative ist im Vergleich mit der vorgeschlagenen Maßnahme M910 im Hinblick auf das NOVA-Prinzip nicht vorzugswürdig und wurde daher verworfen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

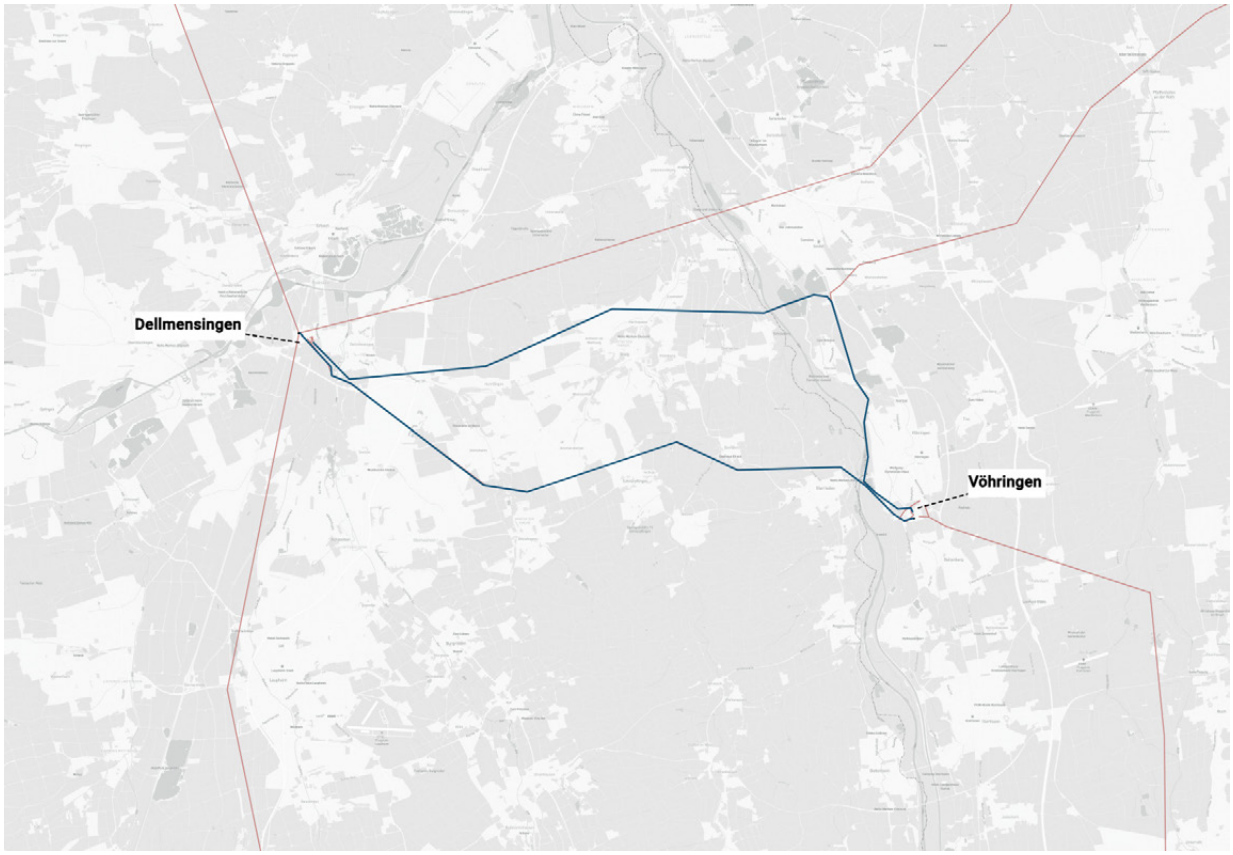
Das Projekt P607 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmalig ausgewiesen.

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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierten On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P607
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P608
Leistungsflusssteuerung im Suchraum Wiehl

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

amprion verbindet

Zubaunetz Onshore AC

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Synchronisation der Lastflüsse zwischen dem Ruhrgebiet und dem Raum Siegerland. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M911: Leistungsflusssteuerung im Suchraum Wiehl

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
Maßnahmen				
M911	✓	✓	✓	✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M911 Leistungsflusssteuerung im Suchraum Wiehl

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Nordrhein-Westfalen

Geplante Inbetriebnahme: 2037

Beschreibung der Maßnahme

Die Betriebsmittel zur Leistungsflusssteuerung werden an einem neuen Anlagenstandort (Suchraum Wiehl) in der Nähe der Leitung Linde – Dauersberg aufgebaut und die beiden 380-kV-Stromkreise der Leitung Linde - Dauersberg in die neue Anlage eingeschliffen. Des Weiteren haben die Betriebsmittel zur Leistungsflusssteuerung Einfluss auf den unterliegenden Verteilnetzbetreiber. Hierzu muss insbesondere der Einfluss der Leistungssteuerung auf die Transitflüsse in der 110-kV-Ebene untersucht werden. Ebenso ist der Bedarf einer Netztrennung auf 110-kV-Ebene zu analysieren. Im Zuge der Projektdetaillierung müssen die Untersuchungen und damit die Umsetzbarkeit des Betriebsmittels an dem neuen Anlagenstandort spezifiziert werden.

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Das Bergische Land ist eine ländlich geprägte Region, in der vereinzelte Lastzentren durch die Nachfrage in den Städten bestehen. Der Ausbau der erneuerbaren Energien erfolgt im Wesentlichen durch den Ausbau der Windenergieanlagen in den dünn besiedelten Flächen und dem punktuellen Zubau von Photovoltaik und Biomasse-Anlagen. Die Netzinfrastruktur übernimmt bereits heute eine wichtige Aufgabe beim Transport der Leistung aus erneuerbaren Energiequellen direkt aus dem Bergischen Land aber auch aus den benachbarten Regionen in Richtung Süden.

Netzplanerische Begründung

Die Netzanalysen haben eine Überlastung zwischen dem Ruhrgbiet und dem Frankfurter Raum identifiziert. Diese Überlastungen werden durch eine Steuerung der Leistungsflüsse der Stromkreise der Leitung Dauersberg - Limburg effizient verringert und das Übertragungsnetz gleichmäßiger ausgelastet (Netzoptimierung).

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind Onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahme M911 hat sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2037, A 2045, B 2037 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt.

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahme wird unter Berücksichtigung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen.

Alternativ zu der beschriebenen Maßnahme M911 könnte eine 380-kV-Leitung zwischen der Anlage Dauersberg und der Anlage Linde als Neubau in neuer Trasse vorgenommen werden. Diese Planungsalternative ist im Vergleich mit der vorgeschlagenen Maßnahme M911 im Hinblick auf das NOVA-Prinzip nicht vorzugswürdig und wurde daher verworfen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P608 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmals ausgewiesen und von der Bundesnetzagentur 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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierten On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P608
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P611
Netzverstärkung Mengede – Emscherbruch

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

amprion verbindet

Zubaunetz Onshore AC

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität im Ruhrgebiet. Zur Realisierung ist die folgende Maßnahme notwendig:

- M923: Netzverstärkung Mengede – Emscherbruch

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045	C 2037	C 2045
Maßnahmen						
M923		✓				

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M923 Netzverstärkung Mengede - Emscherbruch

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Nordrhein-Westfalen

Ausführung:

Netzverstärkung	**15 km**
davon Zu-/Umbeseilung	15 km

Geplante Inbetriebnahme: 2035

Beschreibung der Maßnahme

Zwischen den Umspannanlagen Mengede, Pöppinghausen und Emscherbruch wird die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung durch den Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen erforderlich. Durch die Erweiterung wird eine deutlich erhöhte Transportkapazität zwischen dem östlichen und zentralen Ruhrgebiet realisiert.

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Region Rhein/Ruhr ist durch eine hohe Anzahl von Industriekunden und damit durch eine sehr hohe Nachfrage nach elektrischer Energie geprägt. Die damaligen lokalen Primärenergieträgerressourcen und die kurzen Transportwege haben dazu geführt, dass die konventionelle Erzeugung stark ausgebaut wurde. Im Rahmen der Energiewende findet nun ein Ausbau der erneuerbaren Energien bei gleichzeitigem kontinuierlichen Wegfall der konventionellen Kraftwerke statt.

Bislang regional erzeugte Energie muss zukünftig verstärkt über das Transportnetz zu den Verbrauchern gebracht werden. Die aus der Verbindung dieser Last- und Erzeugungsschwerpunkte resultierende Netzinfrastruktur kann zukünftig durch gezielte Verstärkungen und Umstrukturierungen für eine Erweiterung sowohl der Nord-Süd- als auch der Ost-West-Transportkapazität eingesetzt werden.

Netzplanerische Begründung

Die bestehende Leitung übernimmt Transportaufgaben in nord-südlicher sowie ost-westlicher Richtung in das zentrale Ruhrgebiet. Mit zunehmender Integration der erneuerbaren Energien im nördlichen NRW ergeben sich in der Folge erhebliche Engpässe auf den Stromkreisen von Mengede nach Emscherbruch, weshalb hier eine Erhöhung der Transportkapazitäten durch eine Verstärkung bestehender Stromkreise notwendig ist. Die beschriebene Maßnahme verhindert unmittelbar drohende Engpässe auf der Leitung und stärkt darüber hinaus in Zusammenhang mit P408 und P501 langfristig die Transportachse zwischen Ostwestfalen und dem Ruhrgebiet.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahme M923 hat sich für das Ergebnisnetz im Szenario B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA Grundsatz berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur kann durch die Maßnahme M923 in bestehenden Trassenräumen erfolgen.

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen.

Alternativ zu der beschriebenen Maßnahme M923 könnte eine 380-kV-Leitung zwischen der Anlage Mengede und der Anlage Emscherbruch als Neubau in neuer Trasse vorgenommen werden. Diese Planungsalternative ist im Vergleich mit der vorgeschlagenen Maßnahme M923 im Hinblick auf das NOVA-Prinzip nicht vorzugswürdig und wurde daher verworfen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

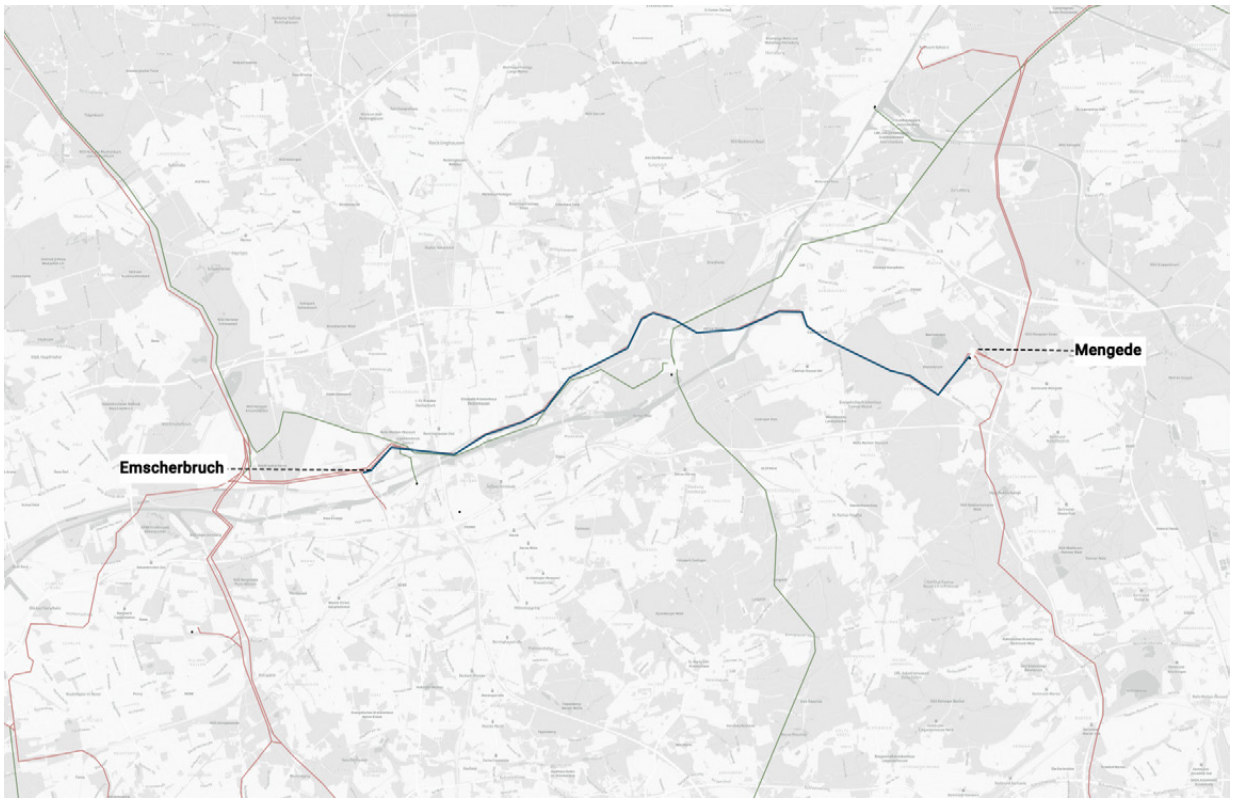
Das Projekt P611 wurde im NEP 2037/ 2045 (Version 2023) erstmalig identifiziert.

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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierte On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P611
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P613
Netzverstärkung Polsum - Niederrhein

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

amprion verbindet

Zubaunetz Onshore AC

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität im zentralen und nordwestlichen Ruhrgebiet. Zur Realisierung ist die folgende Maßnahme notwendig:

- M970: Umbeseilung Polsum – Niederrhein

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
Maßnahmen				
M970	✓	✓	✓	✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M970 Umbeseilung Polsum - Niederrhein

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Nordrhein-Westfalen

Ausführung:

Netzverstärkung	**28 km**
davon Zu-/Umbeseilung	28 km
Geplante Inbetriebnahme:	2035

Beschreibung der Maßnahme

Zwischen den Umspannanlagen Polsum und Niederrhein wird die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung durch den Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen erforderlich. Durch die Erweiterung wird eine deutlich erhöhte Transportkapazität zwischen dem westlichen und zentralen Ruhrgebiet realisiert.

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Region Rhein/Ruhr ist durch eine große Anzahl von Industriekunden und damit durch eine sehr hohe Nachfrage nach elektrischer Energie geprägt. Im Rahmen des Transformationsprozesses zu einem klimaneutralen Energiesystem erfolgt ein Rückbau der konventionellen Kraftwerke in der Region. Zudem entfällt die Eigenerzeugung basierend auf konventionellen Energieträgern bei Industrieunternehmen. Die bislang regional erzeugte Energie muss zukünftig durch erneuerbare Energien ersetzt werden. Gleichzeitig steigt der Bedarf an elektrischer Energie zur Umstellung von Industriestandorten auf klimaneutrale Produktionsprozesse deutlich. Die höheren benötigten Transportkapazitäten werden durch gezielte Verstärkungen und Umstrukturierungen der bestehenden Netzinfrastruktur geschaffen.

Netzplanerische Begründung

Die bestehende Leitung übernimmt Transportaufgaben in ostwestlicher Richtung in die Lastregion Duisburg/Düsseldorf. Insbesondere mit stark erhöhtem Leistungsbezug durch die Dekarbonisierung der Industrie bei gleichzeitiger Veränderung der Erzeugungsstruktur ergeben sich in der Folge erhebliche Engpässe auf den Stromkreisen von Polsum nach Niederrhein. Daher ist hier eine Erhöhung der Transportkapazitäten durch eine Umbeseilung notwendig. Die beschriebene Maßnahme ist insbesondere mit den Lasterhöhungen an den Knoten im nördlichen Duisburger Raum verknüpft und steht in einem engen Zusammenhang mit den weiteren Projekten P502, P503 und P614 in der Region. Die Gesamtheit dieser Projekte ist erforderlich, um die Versorgungssicherheit der stark erhöhten Lasten in der Industrieregion Duisburg sicherzustellen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind Onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahme M970 hat sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2037, A 2045, B 2037 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahme M970 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen. Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen.

Alternative Netzverknüpfungspunkte für dieses Projekt sind grundsätzlich denkbar, jedoch in Bezug auf die volkswirtschaftlichen Kosten vor dem Hintergrund netzplanerischer Aspekte und die weitere Rauminanspruchnahme wesentlich schlechter.

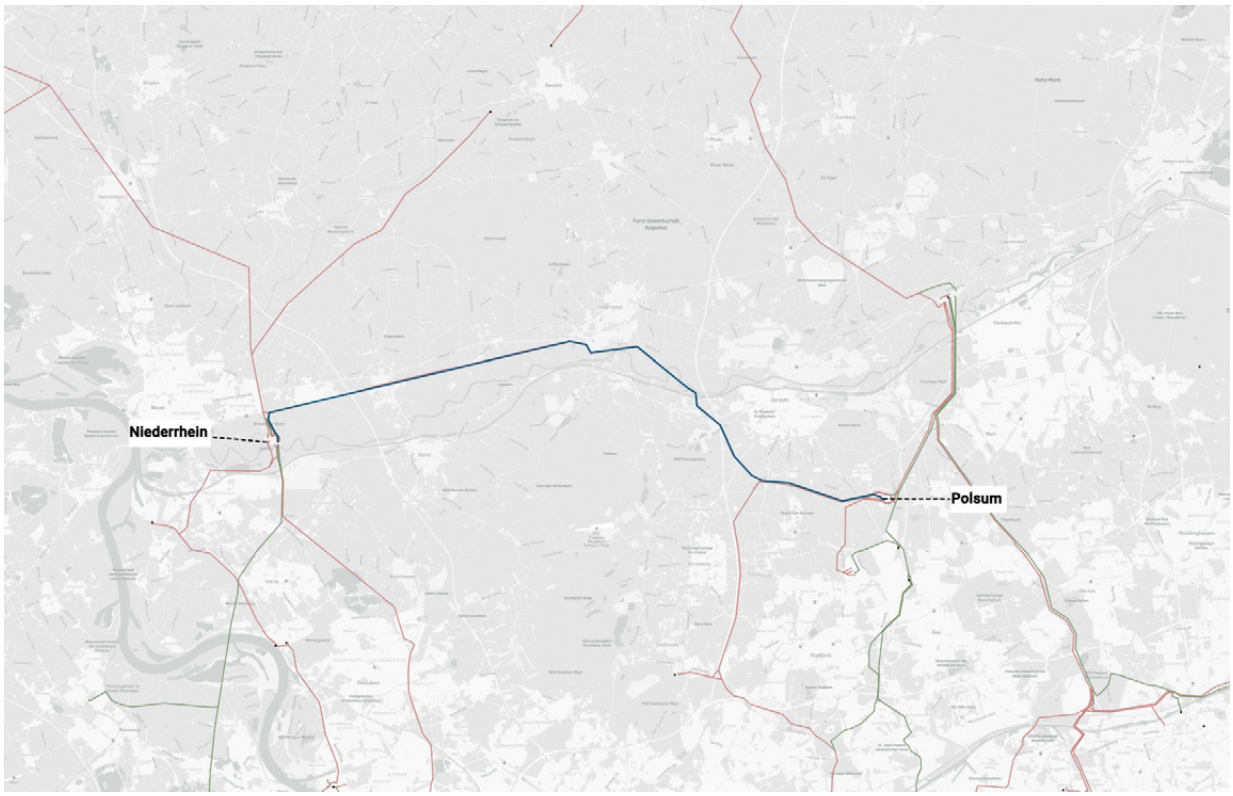
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P613 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmals identifiziert und von der Bundesnetzagentur 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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierten On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P613
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P614
Netzverstärkung Niederrhein – Zensenbusch - Walsum

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

amprion verbindet

Zubaunetz Onshore AC

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität im zentralen und nordwestlichen Ruhrgebiet. Zur Realisierung ist die folgende Maßnahme notwendig:

- M989: Umbeseilung Niederrhein – Zensenbusch – Walsum

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario / Maßnahmen	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
M989	✓	✓	✓	✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M989 Umbeseilung Niederrhein - Zensenbusch - Walsum

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Nordrhein-Westfalen

Ausführung:

Netzverstärkung	**19 km**
davon Zu-/Umbeseilung	19 km

Geplante Inbetriebnahme: 2035

Beschreibung der Maßnahme

Zwischen den Umspannanlagen Niederrhein und Walsum (Driesenbusch) wird die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung durch den Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen erforderlich. Durch die Erweiterung wird eine deutlich erhöhte Transportkapazität im zentralen- und nordwestlichen Ruhrgebiet realisiert.

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Region Rhein/Ruhr ist durch eine große Anzahl von Industriekunden und damit durch eine sehr hohe Nachfrage nach elektrischer Energie geprägt. Im Rahmen des Transformationsprozesses zu einem klimaneutralen Energiesystem erfolgt ein Rückbau der konventionellen Kraftwerke in der Region. Zudem entfällt die Eigenerzeugung basierend auf konventionellen Energieträgern bei Industrieunternehmen. Die bislang regional erzeugte Energie muss zukünftig durch erneuerbare Energien ersetzt werden. Gleichzeitig steigt der Bedarf an elektrischer Energie zur Umstellung von Industriestandorten auf klimaneutrale Produktionsprozesse deutlich. Die höheren benötigten Transportkapazitäten werden durch gezielte Verstärkungen und Umstrukturierungen der bestehenden Netzinfrastruktur geschaffen.

Netzplanerische Begründung

Die bestehende Leitung übernimmt Transportaufgaben in nordsüdlicher Richtung in die Lastregion Duisburg/Düsseldorf. Insbesondere mit stark erhöhtem Leistungsbezug durch die Dekarbonisierung der Industrie bei gleichzeitiger Veränderung der Erzeugungsstruktur ergeben sich in der Folge Engpässe auf den Stromkreisen von Niederrhein nach Walsum. Daher ist hier eine Erhöhung der Transportkapazitäten durch eine Umbeseilung notwendig. Die beschriebene Maßnahme ist insbesondere mit den Lasterhöhungen an den Knoten im nördlichen Duisburger Raum verknüpft und steht in einem engen Zusammenhang mit den weiteren Projekten P502, P503 und P613 in der Region. Die Gesamtheit dieser Projekte ist erforderlich, um die Versorgungssicherheit der stark erhöhten Lasten in der Industrieregion Duisburg sicherzustellen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind Onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahme M989 hat sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2037, A 2045, B 2037 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahme M989 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen. Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen.

Alternative Netzverknüpfungspunkte für dieses Projekt sind grundsätzlich denkbar, jedoch in Bezug auf die volkswirtschaftlichen Kosten vor dem Hintergrund netzplanerischer Aspekte und die weitere Rauminanspruchnahme wesentlich schlechter.

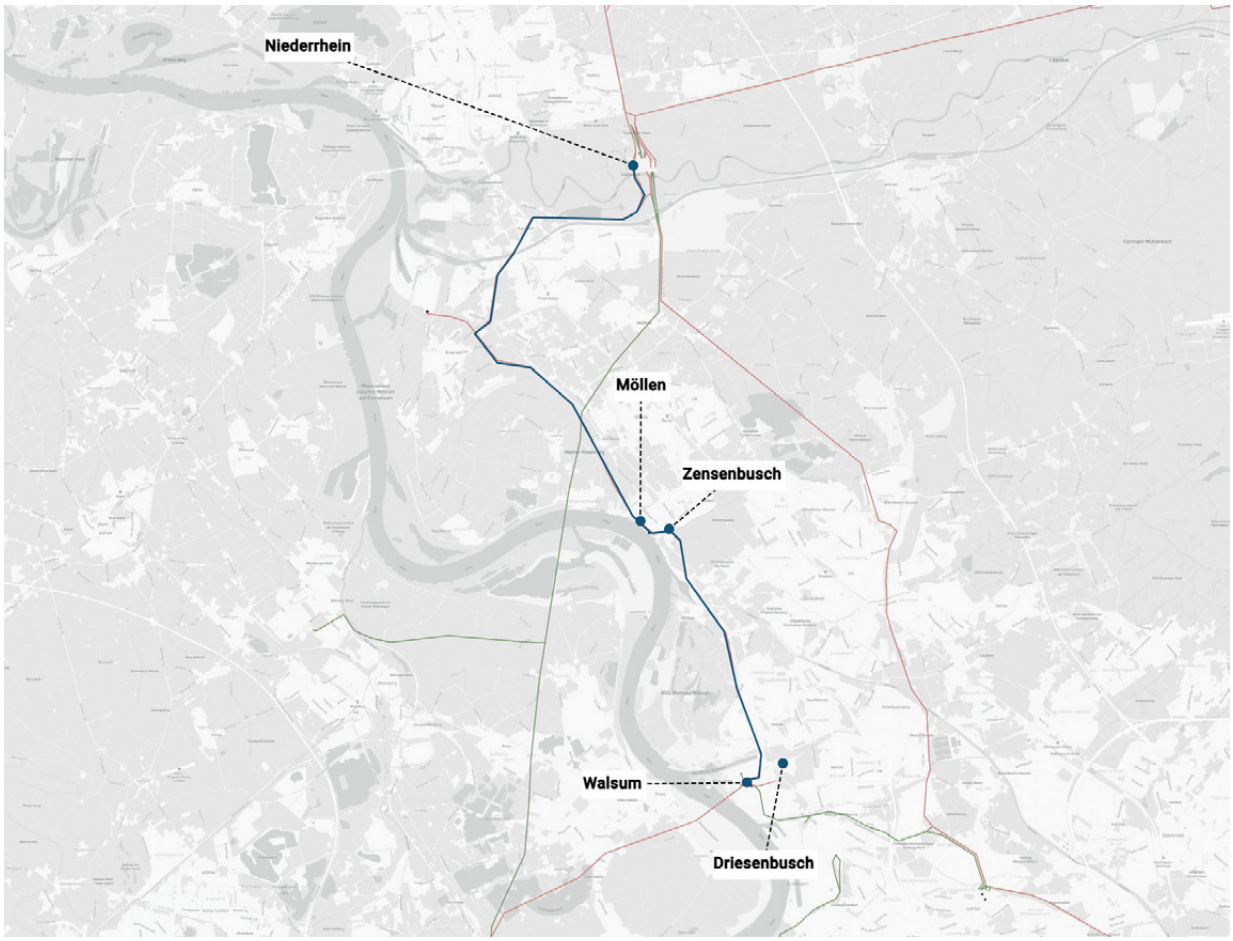
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P614 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmals identifiziert und von der Bundesnetzagentur 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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierten On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P614
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P615
Netzverstärkung Weißenthurm – Wengerohr - Niederstedem

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

amprion verbindet

Zubaunetz Onshore AC

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Einhaltung der Planungsgrundsätze der Übertragungsnetzbetreiber und erhöht gleichzeitig die Übertragungskapazität zwischen Weißenthurm und Niederstedem. Zur Realisierung ist die folgende Maßnahme notwendig:

- M990: Umbeseilung Weißenthurm – Punkt Metternich

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
Maßnahmen				
M990	✓	✓	✓	✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M990 Umbeseilung Weißenthurm – Punkt Metternich

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Rheinland-Pfalz

Ausführung:

Netzverstärkung	**9 km**
davon Zu-/Umbeseilung	9 km
Geplante Inbetriebnahme:	2032

Beschreibung der Maßnahme

Zwischen der Umspannanlage Weißenthurm und dem Punkt Metternich wird eine Umbeseilung mit Spannungsumstellung (Netzverstärkung) eines bestehenden 220-kV-Stromkreis auf 380-kV erforderlich. Mit dieser Maßnahme wird ein 380-kV-Stromkreis zwischen Weißenthurm und Wengerohr und ein 380-kV-Stromkreis zwischen Wengerohr und Niederstedem realisiert. Die Anlage Wengerohr muss erweitert werden (Netzverstärkung).

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Region Rheinland-Pfalz wird derzeit aus der 380-kV- und der 220-kV-Spannungsebene versorgt. Die Region ist zunehmend ländlich geprägt. Einzelne Industrielasten sind jedoch am 220-kV-Netz angeschlossen. Durch die Kuppelleitungen nach Luxemburg ist das Übertragungsnetz in der Region zudem durch größere Transitaufgaben gekennzeichnet. Ebenso muss das Übertragungsnetz in der Region größere Nord-Süd-Transitaufgaben zwischen den Lastzentren Rhein-Ruhr und Eifel-Hunsrück sowie Saarland übernehmen, deren Last zukünftig weiter steigen wird.

Netzplanerische Begründung

Für den Netzknoten Wengerohr liegen Kundenanfragen für Last- und Einspeiseerhöhungen vor. Aus diesem Grund ist die Aufstellung eines weiteren 380/110-kV-Transformators erforderlich. Um die sichere Versorgung des Verteilnetzes am Netzknoten Wengerohr zu garantieren, sehen die Planungsgrundsätze der deutschen ÜNB den Anschluss von mindestens drei 380-kV-Stromkreisen bei einer Versorgung von drei 380/110-kV-Transformatoren in derselben Netzgruppe vor. Zwei 380-kV-Stromkreise werden bereits durch das Projekt AMP-P41 realisiert. Durch die Umbeseilung mit Spannungsumstellung zwischen Weißenthurm und Punkt Metternich ergibt sich die Möglichkeit, einen 380-kV-Stromkreis zwischen Weißenthurm und Niederstedem zu realisieren und diesen in die Anlage Wengerohr einzuschleifen.

Neben der sicheren Versorgung des Verteilnetzes in der Region erhöhen diese beiden zusätzlichen 380-kV-Stromkreise zwischen Weißenthurm und Wengerohr sowie zwischen Wengerohr und Niederstedem die Transportkapazität in Nord-Süd-Richtung. Außerdem kann der europäische

Strommarkt durch die verbesserte Anbindung der Kuppelleitungen nach Luxemburg, Belgien und Frankreich gestärkt werden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind Onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahme M990 hat sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2037, A 2045, B 2037 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur kann durch die Maßnahme M990 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen. Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternative Netzverknüpfungspunkte für dieses Projekt sind grundsätzlich denkbar, jedoch in Bezug auf die volkswirtschaftlichen Kosten, vor dem Hintergrund netzplanerischer Aspekte und der größeren Rauminanspruchnahme wesentlich schlechter.

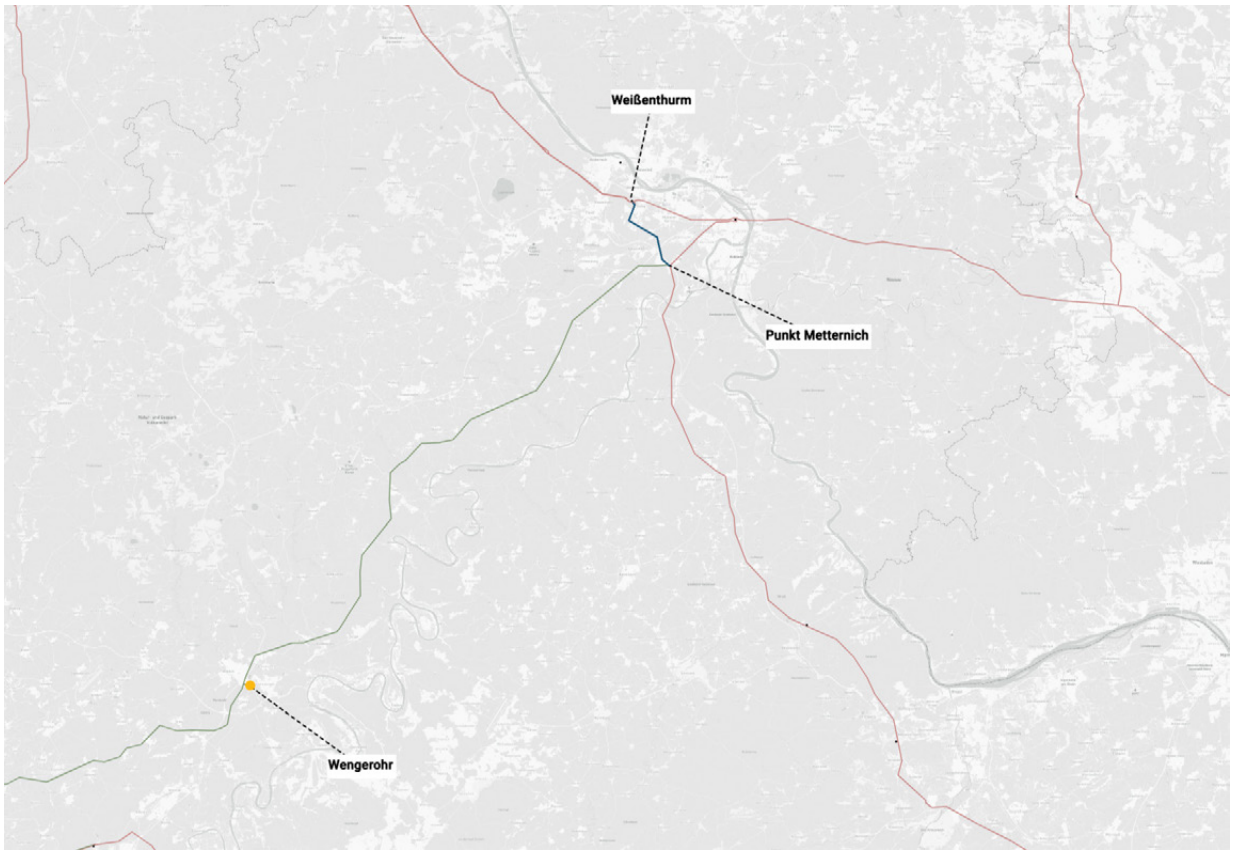
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P615 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmals identifiziert und von der Bundesnetzagentur 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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierten On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P615
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P625
Netzausbau: Streumen - Suchraum Flugplatz Großenhain - Suchraum Dresdner Norden - Schmölln

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

50hertz | Elia Group

Zubaunetz Onshore AC

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Anbindung von zwei neu zu errichtenden 380/110-kV-Umspannwerken (Neubau-UW). Dadurch wird die Versorgungssicherheit der Stadt Dresden erhöht und die Integration von neuen Industrieansiedlungen in Sachsen ermöglicht. Das Projekt besteht aus der folgenden Maßnahme:

- M625: Streumen - Suchraum Flugplatz Großenhain - Suchraum Dresdner Norden - Schmölln

Im Rahmen des Projektes werden folgende Suchräume definiert:

- Suchraum der Gemeinde Großenhain (kurz: Suchraum Flugplatz Großenhain)
- Suchraum der Gemeinden Moritzburg/Radeburg/Ottendorf-Okrilla/Stadtbezirk Klotzsche (kurz: Suchraum Dresdner Norden)

Mit dem regionalen Verteilnetzbetreiber sind neue 380/110-kV-Netzschnittstellen an den oben genannten Standorten geplant. Über die geplante 380-kV-Leitung Streumen - Suchraum Flugplatz Großenhain - Suchraum Dresdner Norden - Schmölln werden die beiden geplanten 380/110-kV-Neubau-UW mit dem 380-kV-Bestandsnetz von 50Hertz verbunden. Die 110-kV-Schaltanlagen an den beiden neuen Standorten werden Teil des 110-kV-Verteilnetzes und werden daher vom regionalen Verteilnetzbetreiber errichtet und betrieben.

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario / Maßnahmen	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
M625	✓	✓	✓	✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M625 Leitung

Streumen - Suchraum Flugplatz Großenhain - Suchraum Dresdner Norden - Schmölln

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Sachsen

Ausführung:

Netzausbau	**92 km**
davon Neubau in neuer Trasse	92 km

Geplante Inbetriebnahme: 2035

Beschreibung der Maßnahme

Vom UW Streumen über das geplante UW im Suchraum Flugplatz Großenhain über das geplante UW im Suchraum Dresdner Norden bis zum UW Schmölln ist eine neue 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung (4.000 A) in neuer Trasse zu errichten (Netzausbau). Hierzu sind die 380-kV-Anlagen in Streumen und Schmölln für den Anschluss der neuen Leitung neu zu errichten (Ersatzneubau).

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Für die im Raum Sachsen bereits bestehende Industrie mit deren geplanten zukünftigem Leistungszuwachs und für die zukünftig erwartete Ansiedlung neuer industrieller Großverbraucher wird vorrangig die Erzeugungsleistung aus dem nördlichen Bereich (EE-Überschussgebiet) in den südlichen Bereich der 50Hertz-Regelzone transportiert und dort genutzt. Dazu ist die regionale 380-kV-Netzstruktur in Sachsen für die Anbindung an das vorhandene 380-kV-Übertragungsnetz

auszubauen.

Netzplanerische Begründung

Der regionale Verteilnetzbetreiber verzeichnet seit einigen Jahren einen Anstieg des Leistungsbedarfes der Stadt Dresden. Dieser wird sowohl durch den Anstieg der Last im öffentlichen und privaten Bereich (Bevölkerungswachstum) als auch durch die industrielle Lastentwicklung geprägt. Die Prognosen des Verteilnetzbetreibers zeigen insbesondere im Norden Dresdens einen erheblichen Lastanstieg bis 2030. Auch nach 2030 wird die Bezugsleistung im Raum Dresden voraussichtlich weiter zunehmen. Mit Blick auf den prognostizierten Lastanstieg sind die vorhandenen 380/110-kV-Netzschnittstellen zwischen dem regionalen Verteilnetzbetreiber und 50Hertz nicht mehr ausreichend. Dabei sind sowohl die Umspannkapazität im UW Dresden/Süd, als auch die vorhandene 110-kV-Netzstruktur und dessen Übertragungskapazität in Richtung des Dresdner Nordens perspektivisch nicht mehr ausreichend, um den künftigen Bedarf der Stadt inklusive der Verschiebung des Lastschwerpunktes in Richtung Norden zu decken. Daher ist durch die Errichtung eines 380/110-kV-Neubau-UW im Dresdner Norden, dem zukünftigen Lastschwerpunkt, die vertikale Übertragungskapazität zum Verteilnetz zu erhöhen.

Am Standort nördlich der Stadt Großenhain (ehem. Flugplatz) wird seitens des Freistaates Sachsen eine größere industrielle Ansiedlung bis ca. 2030 erwartet. Darüber hinaus wird eingeschätzt, dass auch nach 2030 im Raum Großenhain weitere potenzielle Flächen erschlossen werden und perspektivisch mit einer weiteren Lastentwicklung zu rechnen ist. Daher ist auch im Raum Großenhain die Errichtung eines 380/110-kV-Neubau-UWs erforderlich, um die vertikale Übertragungskapazität zum Verteilnetz für die Last der industriellen Ansiedlungen zu ermöglichen.

Als technisch-volkswirtschaftlich geeignetes Gesamtkonzept ist vorgesehen, die beiden oben genannten zukünftigen Lastschwerpunkte im Dresdner Norden und im Raum Großenhain durch den Neubau einer 380-kV-Leitung zwischen Streumen und Schmölln erschließen zu können. Dabei werden die beiden 380/110-kV-Neubau-UW in die neu zu errichtende 380-kV-Leitung jeweils mit einer 380-kV-Doppeleinschleifung redundant eingebunden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahme M625 hat sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2037, A 2045, B 2037 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Zum Projekt sind keine anderen Netzoptimierungen oder -verstärkungen möglich, die wirtschaftliche oder netztechnische Alternativen darstellen. Der gemäß Szenariorahmen erwartete starke Lastzuwachs in den Regionen Dresden und Großenhain kann netztechnisch und wirtschaftlich vorteilhaft, da aktuell die regionalen Großverbraucher im 110-kV-Netz angeschlossen sind und deren perspektivische Laststeigerungen nicht über diese Spannungsebene bereitgestellt werden können, nur durch die Einbindung in das 380-kV-Netz gedeckt werden.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Anderweitige Planungsmöglichkeiten kommen nicht in Betracht. Diese würden dem NOVA-Prinzip widersprechen, da keine anderweitigen parallelen Trassen im Suchraum Dresdner Norden und Großenhain existieren, die die Übertragungs- und Versorgungsaufgaben übernehmen könnten.

Eine bedarfsgerechte Erhöhung der Umspannkapazität ist am bestehenden UW Dresden/Süd allein nicht möglich. Ein Neubau-Umspannwerk entlang der bestehenden 380-kV-Freileitung Schmölln - Dresden/Süd - Freiberg/Nord - Röhrsdorf und entsprechender Ausbau des regionalen 110-kV-Verteilnetzes aus dem Dresdner Norden durch dicht besiedeltes Stadtgebiet und über die Elbe bis zu einem potenziellen Neubau-Umspannwerk ist technisch-wirtschaftlich nicht darstellbar.

Das Projekt bietet zudem die Synergie zusätzlich zum Dresdner Norden auch den Standort Flugplatz Großenhain redundant in das 380-kV-Übertragungsnetz einzubinden.

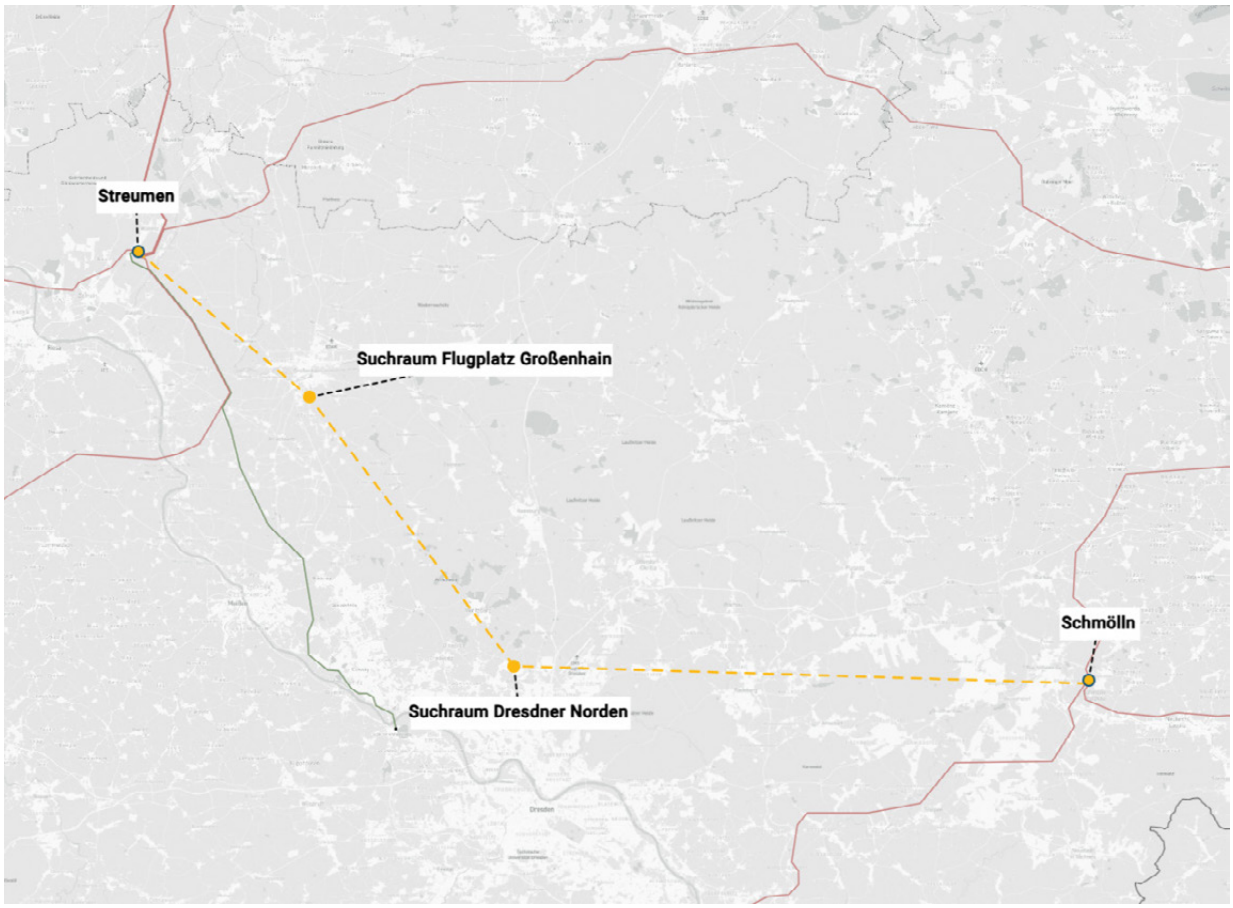
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmals ausgewiesen und von der Bundesnetzagentur 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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierte On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P625
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P628
Netzverstärkung: Lubmin - Iven/West - Altentreptow/Nord - Altentreptow/Süd - Gransee - Malchow

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

50hertz | Elia Group

Zubaunetz Onshore AC

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg und Berlin und beinhaltet die folgende Maßnahme:

- M628a: Lubmin - Iven/West - Altentreptow/Nord - Altentreptow/Süd - Gransee - Malchow

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario / Maßnahmen	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
M628a	✓	✓	✓	✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M628a Lubmin - Iven/West - Altentreptow/Nord - Altentreptow/Süd - Gransee - Malchow

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Berlin Brandenburg Mecklenburg-Vorpommern

Ausführung:

Netzverstärkung	**192.4 km**
davon Ersatzneubau	192.4 km

Geplante Inbetriebnahme: 2037

Beschreibung der Maßnahme

Vom bestehenden Umspannwerk (UW) Lubmin über das neu zu errichtende UW Iven/West über die bestehenden UW Altentreptow/Nord, Altentreptow/Süd und Gransee bis zum bestehenden UW Malchow ist vorzugsweise im bestehenden 380-kV-Trassenraum eine neue 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung (4.000 A) zu errichten (Ersatzneubau). Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung orientiert sich die Planung an der Bestandstrasse. Die 380-kV-Anlagen Lubmin, Altentreptow/Nord, Altentreptow/Süd, Gransee und Malchow sind entsprechend zu verstärken.

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Aufgrund der günstigen regionalen Bedingungen geht der Ausbau erneuerbarer Energien in Mecklenburg-Vorpommern stetig weiter voran. Dies betrifft insbesondere den Zubau an Photovoltaik, Onshore- und Offshore-Windleistung.

Netzplanerische Begründung

Die bestehende 380-kV-Leitung besitzt für die zu erwartenden Übertragungsaufgaben eine zu geringe Übertragungskapazität. Aus vorangegangenen Netzentwicklungsplänen hatte sich für den Nordraum der 50Hertz-Regelzone bereits der Bedarf ergeben, drei der vier bestehenden Nord-Süd-Verbindungen des Übertragungsnetzes zu verstärken (siehe Projekte 50HzT-003, 50HzT-P34, P359 und P450), wodurch diese Verbindungen bereits auf die maximale Übertragungskapazität angehoben werden. In den Szenarien des NEP zeigt sich ein deutlich darüber hinausgehender Übertragungsbedarf. Dieser erfordert eine Stromtragfähigkeitserhöhung der vierten Nord-Süd-Verbindung Lubmin - Iven/West - Altentreptow/Nord - Altentreptow/Süd - Gransee - Malchow. Ohne diese Maßnahme kommt es zu unzulässig hohen Leitungsbelastungen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative

Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahme M628a hat sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2037, A 2045, B 2037 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt. Mit anderen Maßnahmen, insbesondere Netzoptimierungen, kann die bestehende Nord-Süd-Verbindung nicht ausreichend entlastet werden.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

An den Umspannwerken (UW) Lubmin, Iven/West, Altentreptow/Nord, Altentreptow/Süd, Gransee und Malchow besteht eine regionale Versorgungsaufgabe. Zudem werden an diesen UW erneuerbare Energien in das Netz integriert, sodass diese UW auch weiterhin in das Übertragungsnetz eingebunden werden müssen. Demzufolge existiert zur hier gegenständlichen Netzverstärkung keine technisch und wirtschaftlich sinnvolle Variante mit alternativen Netzverknüpfungspunkten.

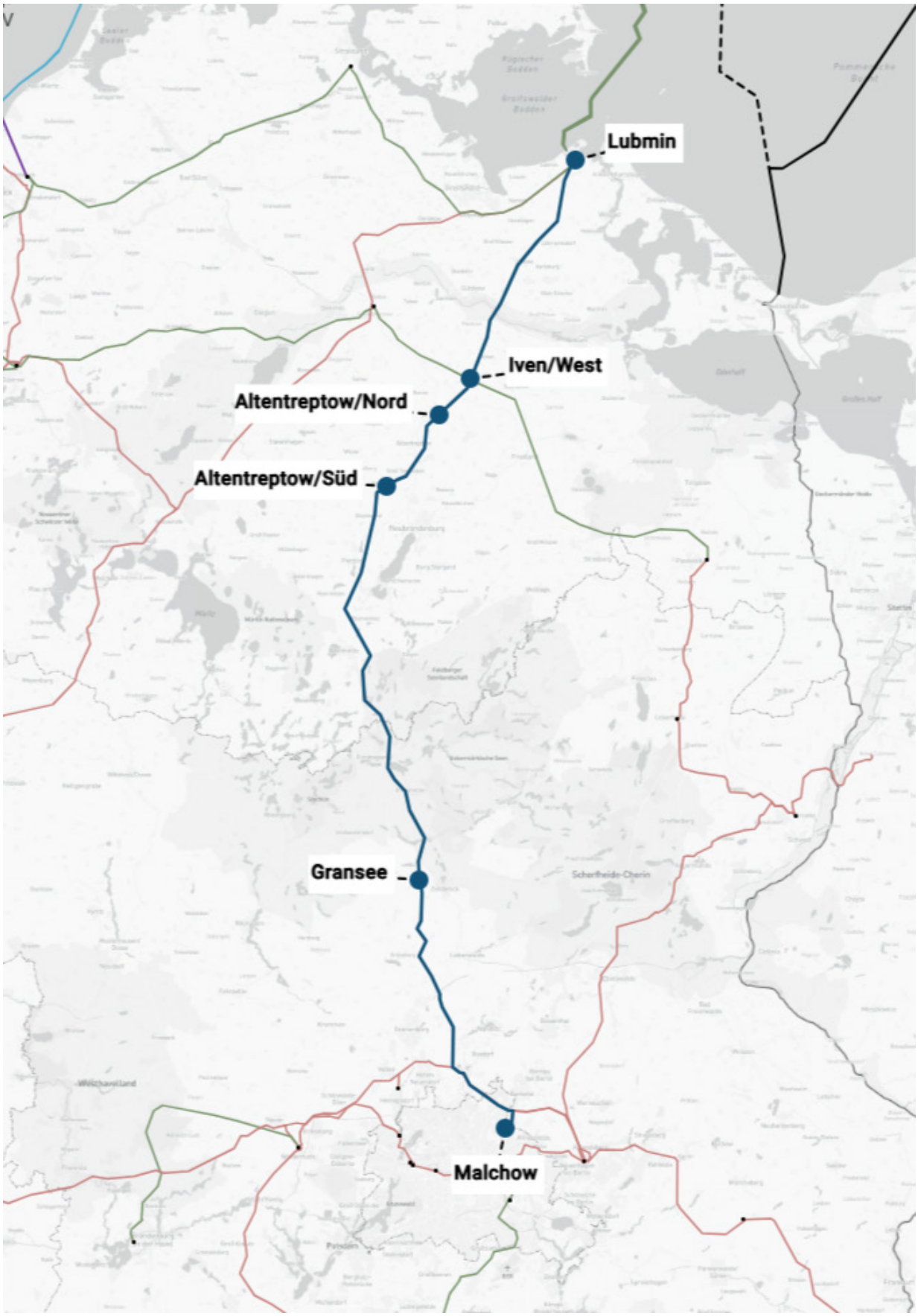
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmals ausgewiesen und von der Bundesnetzagentur 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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierte On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P628
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P631
Netzverstärkung: Marke - Suchraum Hohenthurm - Lauchstädt

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

50hertz | Elia Group

Zubaunetz **Onshore** **AC**

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Sachsen-Anhalt und beinhaltet die folgenden Maßnahmen:

- M631a: Marke – Suchraum Hohenthurm
- M631b: Suchraum Hohenthurm – Lauchstädt

Im Rahmen des Projektes wird folgender Suchraum definiert:

- Suchraum der Einheitsgemeinde Landsberg (kurz: Suchraum Hohenthurm)

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario / Maßnahmen	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
M631a		✓		✓
M631b				✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

2 Maßnahmen

M631a Marke - Suchraum Hohenthurm

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Sachsen-Anhalt

Ausführung:

Netzverstärkung	**28 km**
davon Ersatzneubau	28 km

Geplante Inbetriebnahme: 2045

Beschreibung der Maßnahme

Vom bestehenden Umspannwerk (UW) Marke bis zur neu zu errichtenden Schaltanlage im Suchraum der Einheitsgemeinde Landsberg (kurz: Suchraum Hohenthurm) ist vorzugsweise im bestehenden 380-kV-Trassenraum eine neue 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung (4.000 A) zu errichten (Ersatzneubau). Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung orientiert sich die Planung an der Bestandstrasse. Die 380-kV-Anlage in Marke ist für die Anbindung der neuen 380-kV-Leitung entsprechend zu erweitern bzw. zu verstärken.

M631b Suchraum Hohenthurm - Lauchstädt

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Sachsen-Anhalt

Ausführung:

Netzverstärkung	**23 km**
davon Ersatzneubau	23 km

Geplante Inbetriebnahme: 2045

Beschreibung der Maßnahme

Von der neu zu errichtenden Schaltanlage im Suchraum Hohenthurm bis zum bestehenden UW Lauchstädt ist vorzugsweise im bestehenden 380-kV-Trassenraum eine neue 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung (4.000 A) zu errichten (Ersatzneubau). Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung orientiert sich die Planung an der Bestandstrasse. Die 380-kV-Anlage in Lauchstädt ist für die Anbindung der neuen 380-kV-Leitung entsprechend zu verstärken.

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Aufgrund der günstigen regionalen Bedingungen geht der Ausbau erneuerbarer Energien in Sachsen-Anhalt stetig weiter voran. Dies betrifft insbesondere den Zubau an Photovoltaik und Onshore-Windleistung. Gleichzeitig wird für die Region ein signifikanter Anstieg der Last erwartet.

Netzplanerische Begründung

Die bestehende 380-kV-Leitung besitzt für die zu erwartenden Übertragungsaufgaben eine zu geringe Übertragungskapazität. In den Szenarien des NEP zeigt sich ein deutlich darüber hinausgehender Übertragungsbedarf. Dieser erfordert eine Stromtragfähigkeitserhöhung der 380-kV-Leitung Lauchstädt – Suchraum Hohenthurm – Marke. Ohne diese Maßnahme kommt es zu unzulässig hohen Leitungsbelastungen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

- Die Maßnahme M631a hat sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2045 und B 2045 als erforderlich erwiesen.
- Die Maßnahme M631b hat sich für das Ergebnisnetz im Szenario B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt. Mit anderen Maßnahmen, insbesondere Netzoptimierungen, kann die bestehende 380-kV-Leitung nicht ausreichend entlastet werden.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

An den Umspannwerken (UW) Lauchstädt und Marke besteht eine regionale Versorgungsaufgabe. Zudem werden an diesen UW erneuerbare Energien in das Netz integriert, sodass diese UW auch weiterhin in das Übertragungsnetz eingebunden werden müssen. Demzufolge existiert zur hier gegenständlichen Netzverstärkung keine technisch und wirtschaftlich sinnvolle Variante mit alternativen Netzverknüpfungspunkten.

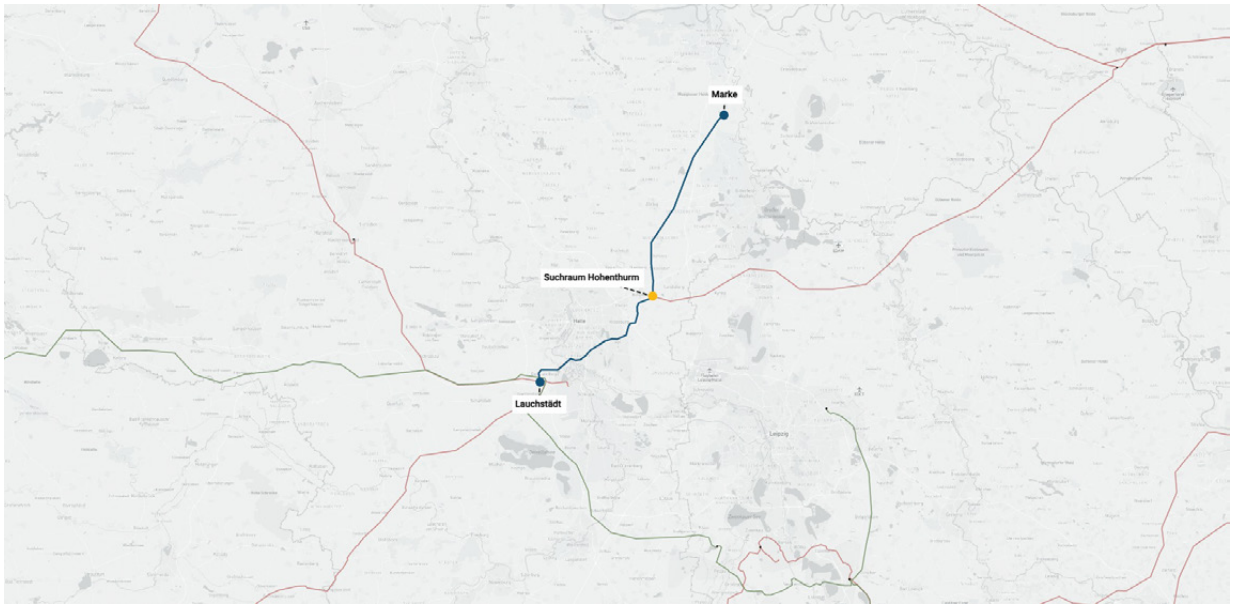
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmals ausgewiesen und von der Bundesnetzagentur 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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierte On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P631
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P634
Netzverstärkung: Klostermansfeld - Querfurt

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

50hertz | Elia Group

Zubaunetz **Onshore** **AC**

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Sachsen-Anhalt und beinhaltet die folgende Maßnahme:

- M634a: Klostermansfeld - Querfurt (System 3 und 4)

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
Maßnahmen				
M634a	✓	✓	✓	✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M634a Klostermansfeld - Querfurt (System 3 und 4)

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Sachsen-Anhalt

Ausführung:

Netzverstärkung	**22 km**
davon Parallelneubau	22 km
Geplante Inbetriebnahme:	2037

Beschreibung der Maßnahme

Vom bestehenden Umspannwerk (UW) Klostermansfeld über die neu zu errichtende Schaltanlage in Querfurt ist vorzugsweise im bestehenden 380-kV-Trassenraum zusätzlich eine 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung (4.000 A) als Parallelneubau zu errichten (Netzverstärkung). Hierbei orientiert sich die Planung der neuen Leitung an der Bestandstrasse. Die 380-kV-Anlagen Klostermansfeld und Querfurt sind zu erweitern.

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Aufgrund der günstigen regionalen Bedingungen geht der Ausbau erneuerbarer Energien in Sachsen-Anhalt stetig weiter voran. Dies betrifft insbesondere den Zubau an Photovoltaik und Onshore-Windleistung. Gleichzeitig wird für die Region ein Anstieg der Last erwartet.

Netzplanerische Begründung

Die bestehende 380-kV-Leitung besitzt für die zu erwartenden Übertragungsaufgaben eine zu geringe Übertragungskapazität. In den Szenarien des NEP zeigt sich ein deutlich darüber hinausgehender Übertragungsbedarf. Da für die bestehende 380-kV-Leitung bereits eine Netzverstärkung vorgesehen ist (vgl. P124), hat diese Leitung nach Umsetzung der entsprechenden Maßnahmen ihre maximale Übertragungskapazität erreicht. Dennoch treten im NEP auf der 380-kV-Leitung Klostermansfeld - Querfurt unzulässig hohe Leitungsauslastungen im (n-1)-Fall auf. Um den Überlastungen auf der bereits verstärkten 380-kV-Leitung zu begegnen, ist ein Parallelneubau von zwei 380-kV-Stromkreisen zwischen Klostermansfeld und Querfurt erforderlich. Ohne diese Maßnahme kommt es zu unzulässig hohen Leitungsbelastungen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen

Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahme M634a hat sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2037, A 2045, B 2037 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt. Mit anderen Maßnahmen, insbesondere Netzoptimierungen, können die bestehenden 380-kV-Leitungen in der Region nicht ausreichend entlastet werden. Die Potenziale der AC-Netzverstärkungen der bestehenden Leitung sind ausgeschöpft.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Als Alternative zum hier gegenständlichen Parallelneubau von zwei 380-kV-Stromkreisen kommt nur ein Neubau in neuer Trasse in Betracht. Hierbei wäre jedoch mit deutlich größeren Distanzen und damit einhergehend deutlich größeren Eingriffen in die Landschaft zu rechnen. Damit existiert zur hier vorgeschlagenen Netzverstärkung keine technisch und wirtschaftlich sinnvolle Variante mit alternativen Netzverknüpfungspunkten.

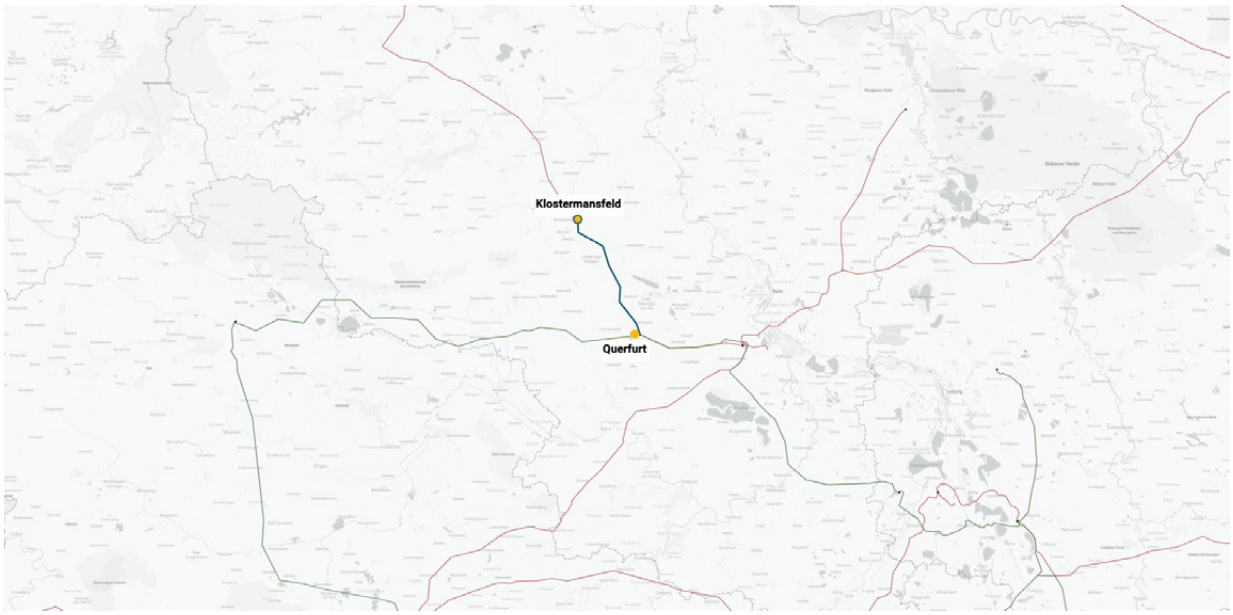
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmals ausgewiesen und von der Bundesnetzagentur 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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierte On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P634
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P635
Netzausbau: Suchraum Grabowhöfe - Suchraum Kyritz - Suchraum Jerichow - Suchraum Zerbst - Marke

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

50hertz | Elia Group

Zubaunetz **Onshore** **AC**

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg und Sachsen-Anhalt und beinhaltet die folgende Maßnahme:

- M635a: Suchraum Grabowhöfe - Suchraum Kyritz - Suchraum Jerichow - Suchraum Zerbst - Marke

Im Rahmen des Projektes werden folgende Suchräume definiert:

- Suchraum der Gemeinde Grabowhöfe (kurz: Suchraum Grabowhöfe)
- Suchraum der Gemeinden Kyritz/Wusterhausen-Dosse (kurz: Suchraum Kyritz)
- Suchraum Einheitsgemeinde Stadt Jerichow (kurz: Suchraum Jerichow)
- Suchraum Stadt Zerbst/Anhalt (kurz: Suchraum Zerbst)

Mit den regionalen Verteilnetzbetreibern sind neue 380/110-kV-Netzschnittstellen im Suchraum Grabowhöfe, Suchraum Kyritz und Suchraum Zerbst geplant.

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
Maßnahmen				
M635a	✓		✓	

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M635a Suchraum Grabowhöfe - Suchraum Kyritz - Suchraum Jerichow - Suchraum Zerbst - Marke

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Brandenburg Mecklenburg-Vorpommern Sachsen-Anhalt

Ausführung:

Netzausbau	**280 km**
davon Neubau in neuer Trasse	280 km

Geplante Inbetriebnahme: 2045

Beschreibung der Maßnahme

Vom neu zu errichtenden Umspannwerk (UW) im Suchraum Grabowhöfe über die neu zu errichtenden UW im Suchraum Kyritz sowie im Suchraum Jerichow und Suchraum Zerbst bis zum bestehenden UW Marke ist im Rahmen dieser Maßnahme eine neue 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung (4.000 A) zu errichten (Netzausbau). Die 380-kV-Anlage Marke ist zu erweitern. Darüber hinaus werden die Netzverknüpfungspunkte Grabowhöfe, Jerichow und Zerbst in bestehende 380-kV-Leitungen eingebunden.

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Aufgrund der günstigen regionalen Bedingungen geht der Ausbau erneuerbarer Energien in Mecklenburg-Vorpommern stetig weiter voran. Dies betrifft insbesondere den Zubau an Photovoltaik, Onshore- und Offshore-Windleistung.

Netzplanerische Begründung

Aus vorangegangenen Netzentwicklungsplänen hatte sich für den Nordraum der 50Hertz-Regelzone bereits der Bedarf ergeben, drei der vier bestehenden Nord-Süd-Verbindungen des Übertragungsnetzes zu verstärken (siehe 50HzT-003, 50HzT-P34, P124, P359, P450), wodurch diese Verbindungen bereits auf die maximale Übertragungskapazität angehoben werden. In den Szenarien des NEP zeigt sich ein deutlich darüber hinausgehender Übertragungsbedarf. In der Folge ist ebenfalls eine Stromtragfähigkeitserhöhung der vierten Nord-Süd-Verbindung erforderlich (vgl. P628). Nachdem alle vier Nord-Süd-Verbindungen gemäß NOVA-Prinzip mittels Netzverstärkungen ihre maximale Übertragungskapazität erreicht haben, zeigt sich, dass die bestehenden 380-kV-Leitungen im Nordraum der 50Hertz-Regelzone für die zu erwartenden Übertragungsaufgaben eine zu geringe Übertragungskapazität besitzen. Aus diesem Grund ist eine zusätzliche Nord-Süd-Verbindung vom neu zu errichtenden UW im Suchraum Grabowhöfe über die neu zu errichtenden UW im Suchraum Kyritz, Suchraum Jerichow und Suchraum Zerbst bis zum bestehenden UW Marke erforderlich. Ohne diese Maßnahme kommt es zu unzulässig hohen Leitungsbelastungen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahme M635a hat sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2045 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt. Mit anderen Maßnahmen, insbesondere Netzoptimierungen, können die bestehenden vier Nord-Süd-Verbindungen nicht ausreichend entlastet werden. Die Potenziale der AC-Netzverstärkungen der bestehenden vier Nord-Süd-Verbindungen sind ausgeschöpft.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Alternative Netzverknüpfungspunkte (NVP) zu den vorgeschlagenen NVP wären Putlitz/Süd für Suchraum Grabowhöfe, ein neu zu errichtendes UW auf der Leitung Wolmirstedt - Wustermark / Teufelsbruch für Suchraum Jerichow sowie ein alternativer Standort auf der Leitung Förderstedt - Jessen/Nord für Suchraum Zerbst.

Das UW Putlitz/Süd erweist sich gegenüber Suchraum Grabowhöfe als weniger geeignet, da es auf Grund seiner Lage (weiter südlich auf der Nord-Süd-Trasse Siedenbrünzow - Wolmirstedt) das nördliche Teilstück zwischen Suchraum Grabowhöfe und Putlitz/Süd nicht entlastet. Zudem vergleichmäßigt die geplante Anlage im Suchraum Grabowhöfe den Leistungsfluss auf den Stromkreisen Siedenbrünzow - Güstrow, Güstrow - Putlitz/Süd und Siedenbrünzow - Putlitz/Süd.

Der Suchraum Zerbst beinhaltet ein gemeinsam mit dem regionalen Verteilnetzbetreiber geplantes 380/110-kV-UW, das zur Aufnahme von EE-Leistung aus dem Verteilnetz und Weitertransport über das Übertragungsnetz dient. Deswegen wäre ein alternativer NVP auf der Leitung Förderstedt - Jessen/Nord keine sinnvolle Alternative zum vorgeschlagenen Suchraum Zerbst.

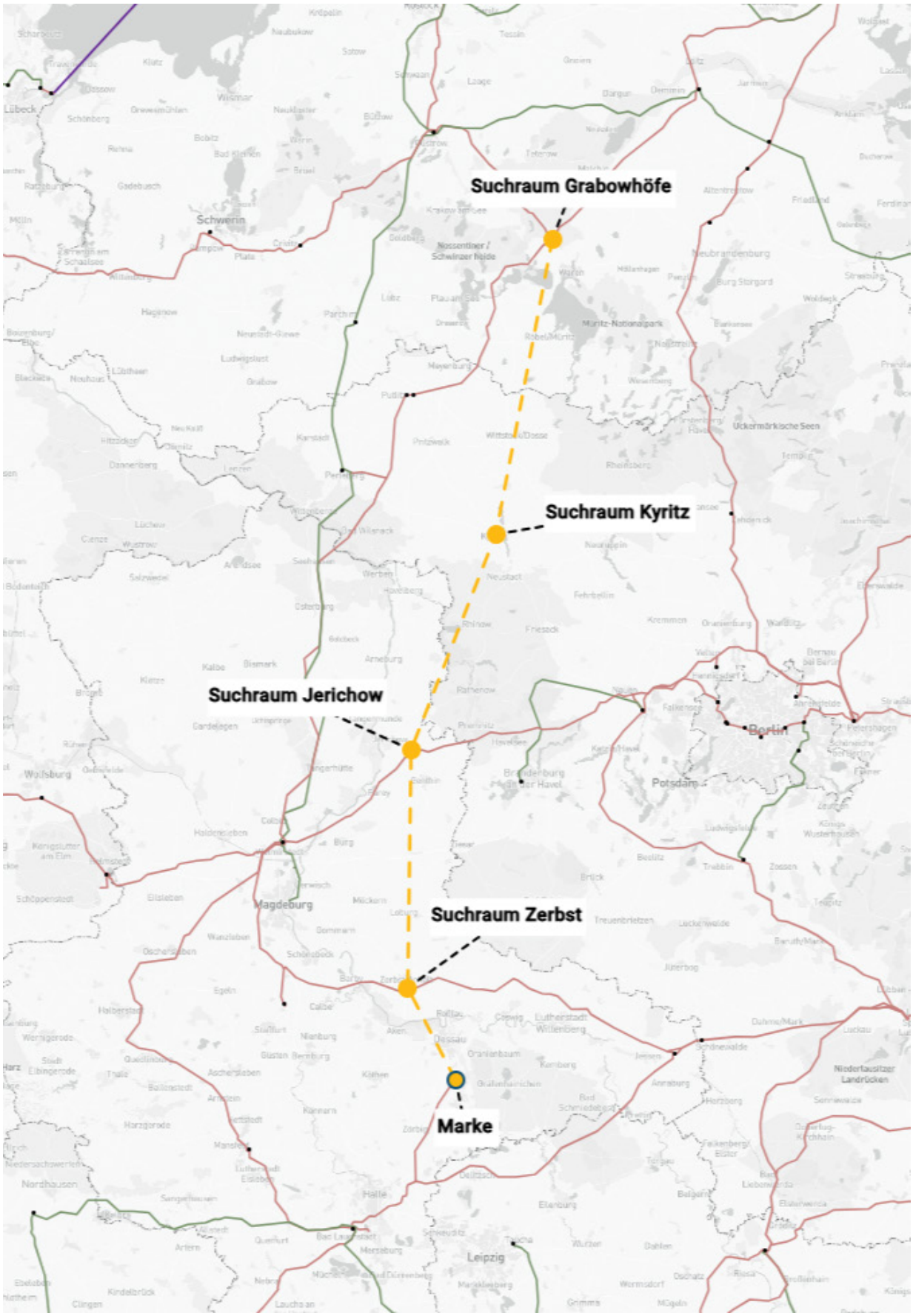
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmals ausgewiesen und von der Bundesnetzagentur 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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierte On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P635

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P636
Netzverstärkung und -ausbau: Suchraum Delitzsch - Suchraum Taucha - Eula

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

50hertz | Elia Group

Zubaunetz Onshore AC

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Sachsen und beinhaltet die folgende Maßnahme:

- M636a: Suchraum Delitzsch - Suchraum Taucha - Eula

Im Rahmen des Projektes werden folgende Suchräume definiert:

- Suchraum Stadt Delitzsch/Wiedemar/Schönwolkau (kurz: Suchraum Delitzsch)
- Suchraum Stadt Taucha/Jesewitz/Machern/Borsdorf/Stadt Leipzig (kurz: Suchraum Taucha)

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario / Maßnahmen	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
M636a		✓		✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M636a Suchraum Delitzsch - Suchraum Taucha - Eula

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Sachsen

Ausführung:

Netzausbau	**29.9 km**
davon Neubau in neuer Trasse	29.9 km
Netzverstärkung	**27.8 km**
davon Ersatzneubau	27.8 km

Geplante Inbetriebnahme: 2045

Beschreibung der Maßnahme

Von dem geplanten Umspannwerk (UW) im Suchraum Delitzsch bis zum Suchraum Taucha wird eine neue 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung (4.000 A) errichtet (Netzausbau). Das bestehende 220/110-kV-UW Taucha wird im Suchraum Taucha als 380/110-kV-UW neu errichtet (Ersatzneubau). Die beiden neuen 380-kV-Stromkreise werden mittels Doppeleinschleifung im neu zu errichtenden UW im Suchraum Taucha eingebunden (siehe Begleitdokument Punktmaßnahmen). Vom Suchraum Taucha bis zum UW Eula wird die bestehende 220-kV-Leitung durch eine neue 380-kV-Leitung ersetzt (Ersatzneubau). Hierzu wird das 380/110-kV-UW Eula neu errichtet (Ersatzneubau). Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung orientiert sich die Planung an der Bestandstrasse.

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Aufgrund der günstigen regionalen Bedingungen geht der Ausbau erneuerbarer Energien in Sachsen stetig weiter voran. Dies betrifft insbesondere den Zubau an Photovoltaik und Onshore-Windleistung. Gleichzeitig wird für die Region ein signifikanter Anstieg der Last erwartet.

Netzplanerische Begründung

Die bestehenden 380-kV-Leitungen in der Region besitzen für die zu erwartenden Übertragungsaufgaben eine zu geringe Übertragungskapazität. In den Szenarien des NEP zeigt sich ein deutlich darüber hinausgehender Übertragungsbedarf. Da für die bestehenden 380-kV-Leitungen

in der Region bereits Netzverstärkungen vorgesehen sind, haben diese nach Umsetzung der entsprechenden Maßnahmen ihre maximale Übertragungskapazität erreicht. Dennoch treten im NEP auf den entsprechenden Leitungen unzulässig hohe Leitungsauslastungen im (n-1)-Fall auf. Um den Überlastungen auf den bereits verstärkten 380-kV-Leitungen zu begegnen, ist ein 380-kV-Netzausbau bzw. eine 380-kV-Netzverstärkung vom Suchraum Delitzsch über den Suchraum Taucha bis nach Eula erforderlich. Ohne diese Maßnahme kommt es zu unzulässig hohen Leitungsbelastungen.

Neben dem Beitrag des Projektes zur horizontalen Übertragungsaufgabe wird durch das neue 380-kV-UW im Suchraum Taucha sowie die geplante beidseitige 380-kV-Anbindung des UWs die Versorgungssicherheit für die Stadt Leipzig deutlich erhöht.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahme M636a hat sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2045 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt. Mit anderen Maßnahmen, insbesondere Netzoptimierungen, können die bestehenden 380-kV-Leitungen in der Region nicht ausreichend entlastet werden. Die Potenziale der AC-Netzverstärkungen sind in der Region ausgeschöpft.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Als Alternative wäre prinzipiell auch der 380-kV-Netzausbau vom Suchraum Delitzsch nach Streumen zu nennen. Da dieser 380-kV-Leitungsausbau jedoch elektrisch weniger wirksam ist und zudem die Eingriffe in die Landschaft aufgrund der längeren Trassenlänge größer sind, wurde diese Alternative verworfen. Zudem dient die Einbindung des neu zu errichtenden UWs im Suchraum Taucha der Erhöhung der Versorgungssicherheit der Stadt Leipzig.

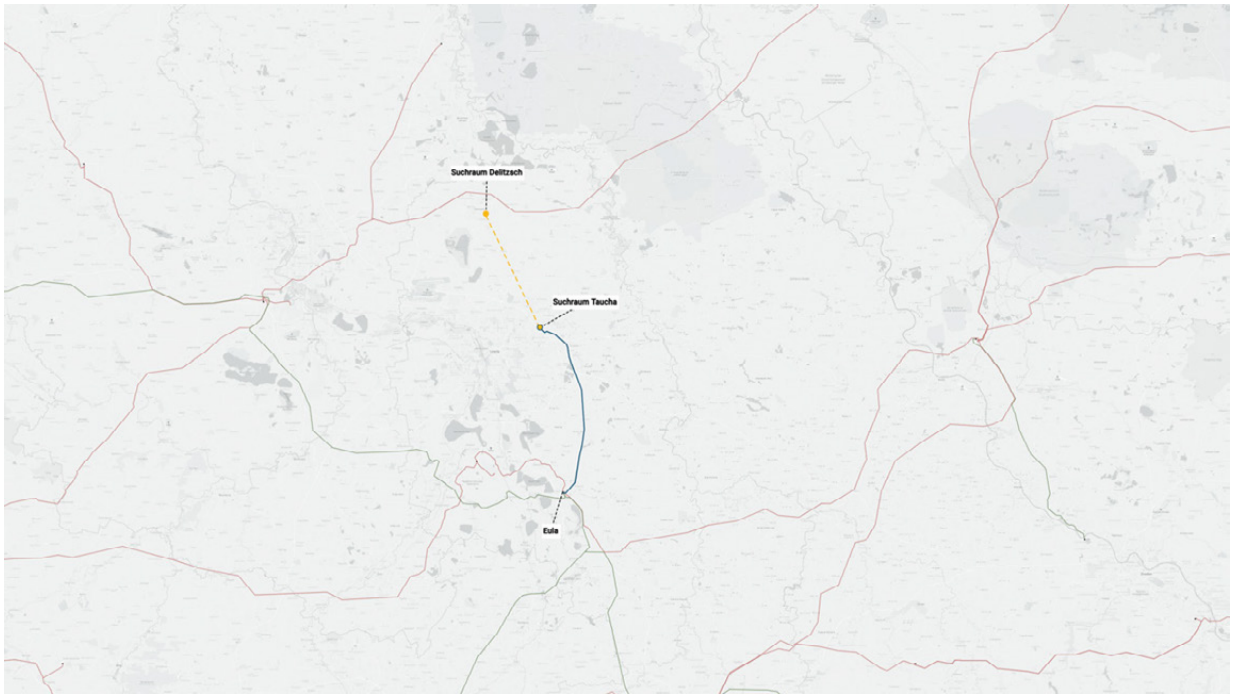
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmals ausgewiesen und von der Bundesnetzagentur 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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierte On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P636
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P637
Netzausbau: Leistungsflusssteuerung Iven/West

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

50hertz | Elia Group

Zubaunetz Onshore AC

Projektbeschreibung

Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist die Leistungsflusssteuerung zur Beeinflussung der Belastung der 380-kV-Leitung Iven - Altentreptow/Nord - Altentreptow/Süd bzw. Iven - Pasewalk sowie zur Vergleichmäßigung der Leistungsflüsse in der Region. Durch den Einsatz leistungsflusssteuernder Betriebsmittel kann der Leistungsfluss auf den betreffenden Stromkreisen reduziert und auf andere, weniger belastete Stromkreise verteilt werden. Das Projekt umfasst die folgende Maßnahme:

- M637a: Leistungsflusssteuerung Iven/West

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario / Maßnahmen	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
M637a	✓	✓	✓	✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M637a Leistungsflusssteuerung Iven/West

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Mecklenburg-Vorpommern

Geplante Inbetriebnahme: 2032

Beschreibung der Maßnahme

In der neu zu errichtenden 380-kV-Anlage Iven/West sind leistungsflusssteuernde Betriebsmittel zu errichten. Hierbei ist eine flexible Verschaltung vorgesehen, sodass sowohl ein Betrieb in den 380-kV-Stromkreisen Iven - Altentreptow/Nord - Altentreptow/Süd als auch in den Stromkreisen Iven - Pasewalk ermöglicht wird.

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Aufgrund der günstigen regionalen Bedingungen geht der Ausbau erneuerbarer Energien in Mecklenburg-Vorpommern stetig weiter voran. Dies betrifft insbesondere den Zubau an Photovoltaik, Onshore- und Offshore-Windleistung.

Netzplanerische Begründung

Die bestehende 380-kV-Leitung Lubmin - Iven/West - Altentreptow/Nord - Altentreptow/Süd - Gransee - Malchow besitzt für die zu erwartenden Übertragungsaufgaben eine zu geringe Übertragungskapazität. Aus vorangegangenen Netzentwicklungsplänen hatte sich für den Nordraum der 50Hertz-Regelzone bereits der Bedarf ergeben, drei der vier bestehenden Nord-Süd-Verbindungen des Übertragungsnetzes zu verstärken (siehe 50HzT-003, 50HzT-P34, P124, P359, P450), wodurch diese Verbindungen bereits auf die maximale Übertragungskapazität angehoben werden. In den Szenarien des NEP zeigt sich ein deutlich darüber hinausgehender Übertragungsbedarf. Dieser erfordert u.a. eine Stromtragfähigkeitserhöhung der vierten Nord-Süd-Verbindung Lubmin - Iven/West - Altentreptow/Nord - Altentreptow/Süd - Gransee - Malchow (vgl. P628). Um in der Zwischenzeit bis zur Realisierung des Projektes P628 die unzulässig hohen Leitungsbelastungen zu reduzieren, ist im Zuge dieses Projektes eine Leistungsflusssteuerung in Iven/West vorgesehen. Mittels dieser Leistungsflusssteuerung kann eine Vergleichmäßigung der Leistungsflüsse auf den Nord-Süd-Transportachsen im Norden der 50Hertz-Regelzone erzielt werden. Zudem wird durch das Umspannwerk-Konzept eine flexible Verschaltung der leistungsflusssteuernden Betriebsmittel sowohl in Nord-Süd- als auch in Ost-West-Richtung ermöglicht. Hieraus ergibt sich eine wichtige Flexibilität, um auf veränderte Leistungsflusssituationen in der Region reagieren zu können.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahme M637a hat sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2037, A 2045, B 2037 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt. Mit der Leistungsflusssteuerung in Iven/West wird eine Vergleichmäßigung der Leistungsflüsse auf den Nord-Süd-Transportachsen im Norden der 50Hertz-Regelzone ermöglicht und somit eine bestmögliche Ausnutzung des bestehenden Übertragungsnetzes erzielt.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die neu zu errichtende 380-kV-Anlage Iven/West ist für die hier gegenständliche Maßnahme aus netztechnischer Sicht der optimale Standort, da in Iven/West sowohl 380-kV-Stromkreise in Nord-Süd- als auch in Ost-West-Richtung zusammengeführt werden. Daraus ergibt sich eine hohe Flexibilität in der Leistungsflusssteuerung, wodurch eine langfristige Nutzung der eingesetzten leistungsflusssteuernden Betriebsmittel sichergestellt ist.

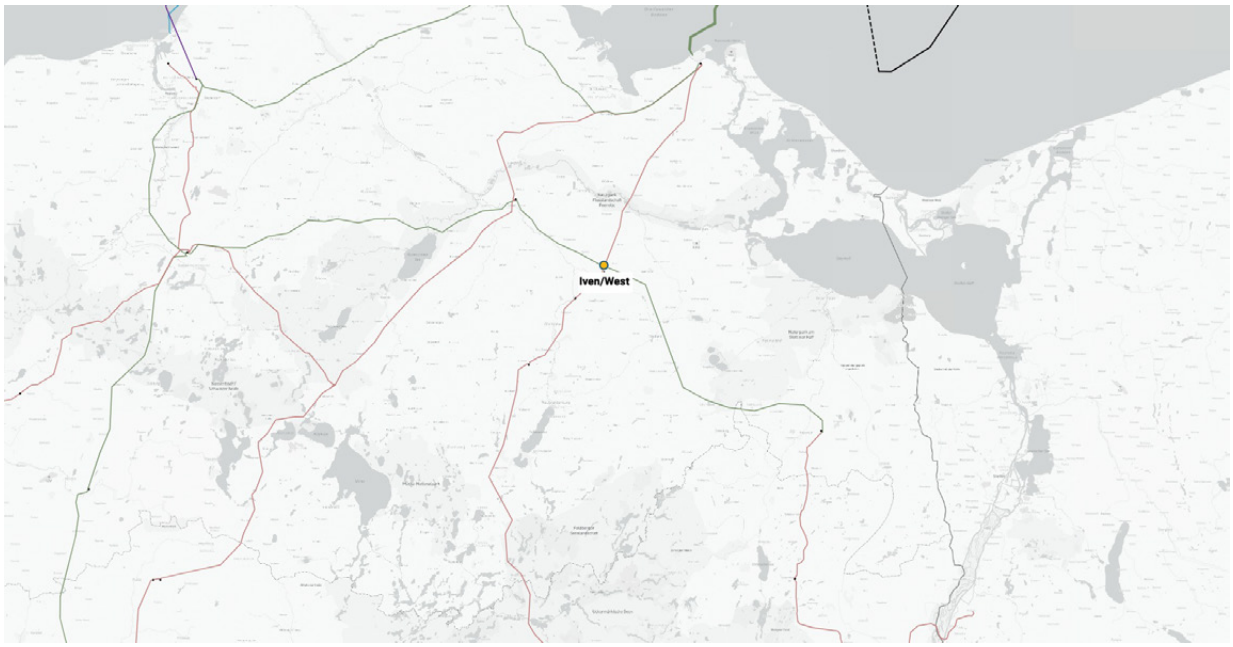
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmals ausgewiesen und von der Bundesnetzagentur 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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierte On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P637
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P639
Netzausbau: Leistungsflusssteuerung Eisenach

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

50hertz | Elia Group

Zubaunetz **Onshore** **AC**

Projektbeschreibung

Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist die Leistungsflusssteuerung zur Beeinflussung der Belastung der 380-kV-Leitung zwischen Mecklar und Vieselbach sowie zur Vergleichmäßigung der Leistungsflüsse in der Region und auf den Kuppelleitungen zwischen TenneT und 50Hertz. Durch den Einsatz leistungsflusssteuernder Betriebsmittel kann der Leistungsfluss auf den betreffenden Stromkreisen reduziert und auf andere, weniger belastete Stromkreise verteilt werden. Das Projekt umfasst die folgende Maßnahme:

- M639a: Leistungsflusssteuerung Eisenach

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario / Maßnahmen	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
M639a	✓	✓	✓	✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M639a Leistungsflusssteuerung Eisenach

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Thüringen

Geplante Inbetriebnahme: 2033

Beschreibung der Maßnahme

Im bestehenden Umspannwerk (UW) Eisenach sind leistungsflusssteuernde Betriebsmittel zu errichten. Hierbei ist zudem das 380-kV-UW Eisenach neu zu errichten (Ersatzneubau) und in die beiden bestehenden 380-kV-Stromkreise Mecklar - Vieselbach mittels Doppeleinschleifung einzubinden (siehe Begleitdokument Punktmaßnahmen).

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Aufgrund der günstigen regionalen Bedingungen geht der Ausbau erneuerbarer Energien in Thüringen stetig weiter voran. Dies betrifft insbesondere den Zubau an Photovoltaik und Onshore-Windleistung.

Netzplanerische Begründung

Die bestehende 380-kV-Leitung Mecklar - Vieselbach sowie weitere 380-kV-Leitungen in der Region besitzen für die zu erwartenden Übertragungsaufgaben eine zu geringe Übertragungskapazität. Im Zuge dieses Projektes ist eine Leistungsflusssteuerung im UW Eisenach vorgesehen. Mittels dieser Leistungsflusssteuerung wird eine Vergleichmäßigung der Leistungsflüsse in der Region auf den West-Ost- sowie Nord-Süd-Transportachsen in den Regelzonen von TenneT und 50Hertz erzielt. Hieraus ergibt sich eine wichtige Flexibilität, um auf veränderte Leistungsflusssituationen in der Region reagieren zu können.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-

Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahme M639a hat sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2037, A 2045, B 2037 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt. Mit der Leistungsflusssteuerung im UW Eisenach wird eine Vergleichmäßigung der Leistungsflüsse auf den West-Ost- sowie Nord-Süd-Transportachsen in den Regelzonen von TenneT und 50Hertz ermöglicht und somit eine bestmögliche Ausnutzung des bestehenden Übertragungsnetzes erzielt.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Das UW Eisenach ist für die hier gegenständliche Maßnahme aus netztechnischer Sicht der optimale Standort. Durch die Errichtung der Leistungsflusssteuerung im UW Eisenach können auftretende Überlastungen auf der Kuppelleitung Mecklar - Vieselbach gezielt behoben werden.

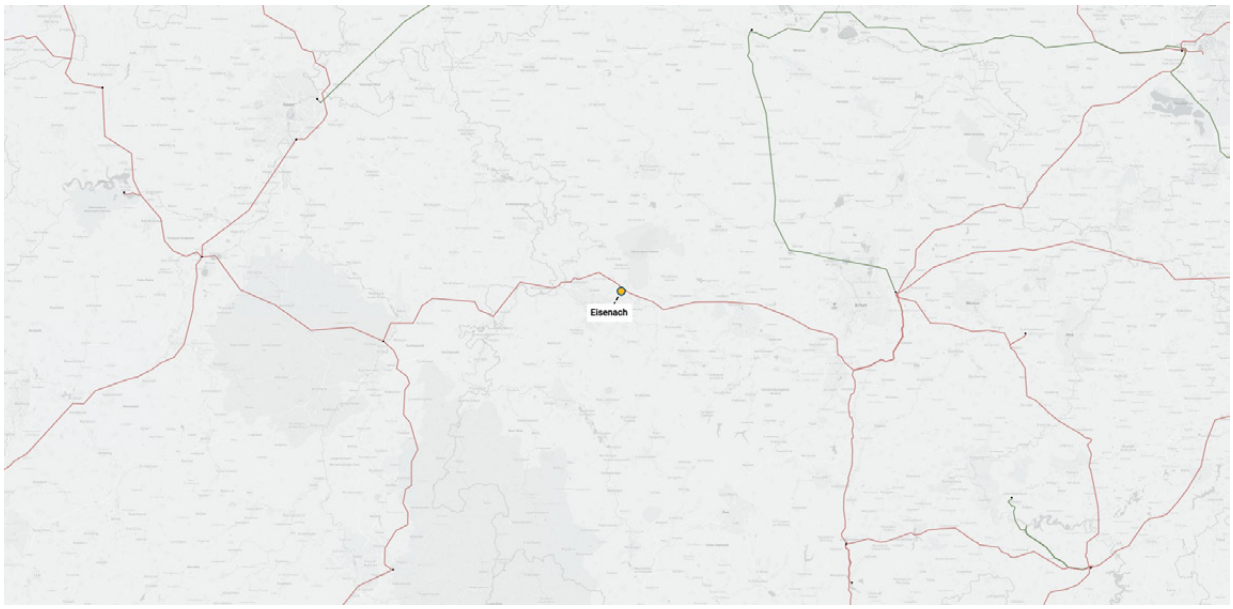
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmals ausgewiesen und von der Bundesnetzagentur 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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierte On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P639
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P640
Bornholm Energy Island
DC-Netzausbau: Offshore-Interkonnektor Bornholm Energy Island (BEI)

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

50hertz | Elia Group

Zubaunetz **Onshore** **DC**

Weitere Informationen

TYNDP-Nr: 1106

Projektbeschreibung

Mit dem hybriden Offshore-Interkonnektor Bornholm Energy Island (BEI) wird eine insgesamt über 400 Kilometer lange Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ bzw. DC) durch die Ostsee von der dänischen Insel Seeland über die dänische Insel Bornholm und weiter nach Mecklenburg-Vorpommern geplant. Auf der Insel Bornholm selbst soll ein Sammelpunkt (Hub) einschließlich Umspannwerk und Konverteranlagen zur Aufnahme und Verteilung von Offshore-Windenergie nach Deutschland oder Dänemark errichtet werden. Hierbei wird das Projekt BEI in erster Linie Offshore-Windenergie aus geplanten dänischen Offshore-Windparks (OWP) in der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) vor der Insel Bornholm mit einer Gesamtleistung von 3.000 MW integrieren. Das Projekt integriert Offshore-Windenergie und stellt grenzüberschreitende Kapazitäten für den europäischen Stromhandel zur Verfügung.

Der hybride Offshore-Interkonnektor BEI trägt durch seine hohe Übertragungs- bzw. Austauschkapazität und die Integration von Erneuerbaren Energien zur Versorgungssicherheit, zu günstigen Strompreisen sowie zum europäischen Green Deal und damit zur Erreichung der nationalen Klimaziele in beiden Ländern bei.

Die Umsetzung des Projekts erfolgt durch folgende Maßnahmen:

- M901a: HGÜ-Verbindung von Bornholm nach Mecklenburg-Vorpommern
- M901b: BEI grid infrastructure on Bornholm (Hub)
- M901c: HGÜ-Verbindung von Seeland nach Bornholm (nicht Bestandteil des deutschen Netzentwicklungsplans)

Im Rahmen dieses Projektes wird folgender Suchraum definiert:

- Suchraum der Gemeinden Brünzow/Kemnitz (kurz: Suchraum Kemnitz)

50Hertz wird Vorhabenträger der Maßnahme M901a und anteiliger Vorhabenträger der Maßnahme M901b.

Am 26.07.2022 unterzeichneten die Staaten Dänemark und Deutschland ein Memorandum of Understanding (MoU), welches die Eckpunkte des Projekts, inkl. der Kosten-, Nutzen-, Zielmengenteilung der Erneuerbaren Energien, festlegt und das Kooperationsprojekt unterstützt. Auf Grundlage des MoU wurde am 01.06.2023 ein Regierungsabkommen zwischen beiden Ländern unterzeichnet, welches eine rechtlich verbindliche Grundlage zur Realisierung schafft.

Der Bedarf des Projekts BEI wurde im europäischen Ten Year Network Development Plan (TYNDP 2022 & TYNDP 2024) als Projekt 1106 ausgewiesen.

Langfristig können an dem geplanten Hub Interkonnektoren zu anderen Ostsee-Anrainerstaaten errichtet sowie Offshore-Windenergie aus zusätzlichen OWP angebunden werden.

Maßnahmen des geplanten Projektes

2 Maßnahmen

M901a
Leitung

BEI: HGÜ-Verbindung von Bornholm nach Mecklenburg-Vorpommern

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: AWZ/Küstenmeer Ostsee Mecklenburg-Vorpommern

Ausführung:

Netzausbau	**193 km**
davon Neubau in neuer Trasse (mit MR)	193 km

Geplante Inbetriebnahme: 2034

Beschreibung der Maßnahme

Vom neu zu errichtenden Umspannwerk (UW) im Suchraum Kemnitz in Mecklenburg-Vorpommern (Deutschland) nach Bornholm (Dänemark) ist die Errichtung einer 525-kV-HGÜ-Verbindung mit einer Kapazität von 2.000 MW geplant (Netzausbau).

M901b BEI: BEI grid infrastructure on Bornholm

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Mecklenburg-Vorpommern

Geplante Inbetriebnahme: 2034

Beschreibung der Maßnahme

Auf der Insel Bornholm (Dänemark) ist die Errichtung eines 380-kV-AC-Umspannwerks sowie von 525-kV-Konverteranlagen geplant.

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Mit BEI sollen Synergien aus der unterschiedlichen Erzeugungs- und Nachfragesituation zwischen Deutschland und Dänemark erschlossen werden. Durch die knappen Flächen, die für den Ausbau der Offshore-Windenergie in der AWZ der deutschen Ostsee zur Verfügung stehen, bietet dieses Projekt die direkte Möglichkeit, signifikante Mengen an Offshore-Windenergie aus einer benachbarten AWZ zu erschließen.

Netzplanerische Begründung

Der Betrieb des Projekts führt insbesondere unter Berücksichtigung von Klimafolgekosten zu einer Steigerung des volkswirtschaftlichen Nutzens, welche auf den folgenden wesentlichen Effekten basiert:

- Durch die Einspeisung der Offshore-Windenergie können mehrere Hundert Tonnen Kohlenstoffdioxid pro Jahr aus dem bestehenden Erzeugungsmix verdrängt werden.
- Die Umsetzung des Projekts in Form eines hybriden Interkonnektors ermöglicht eine effiziente und hohe Auslastung der Netzinfrastruktur und einen geringeren Eingriff in die Umwelt im Vergleich zur getrennten Realisierung radialer Netzanbindungen von Windenergie auf See sowie eines Interkonnektors. Damit wird zudem die Versorgungssicherheit beider Länder optimiert und die Netzregelung bei fluktuierender Windenergie optimiert.

- 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 bezogen auf die Erzeugungskapazität eines Landes zu erreichen. Als Interkonnektor trägt das Projekt somit zu günstigem Strom und Preisstabilität bei.

Der hybride Offshore-Interkonnektor wird mit der HGÜ-Technologie realisiert und ist für eine Übertragungskapazität von 2.000 MW ausgelegt. Die Errichtung in HGÜ-Technologie ist erforderlich, weil das nordische (Dänemark: DK2) und das kontinental-europäische (Deutschland) Elektrizitätssystem zueinander asynchron betrieben werden und Übertragungsverluste über lange Distanzen reduziert werden können. Das bedeutet, dass zwingend Konverteranlagen auf dänischer sowie deutscher Seite erforderlich sind.

Das Gemeinschaftsprojekt soll zudem den Weg in eine Zukunft ebnen, in der die Offshore-Windenergie nicht mehr von einzelnen Ländern allein über radiale Verbindungen integriert wird. Langfristig beinhaltet die Vision von BEI daher auch, weitere HGÜ-Verbindungen zu anderen Ostsee-Anrainerstaaten sowie Offshore-Windenergie aus zusätzlichen OWP in den Hub zu integrieren. Das Projekt könnte somit als wichtiger Baustein und Eckpfeiler für eine zukünftige Vernetzung in der Ostsee dienen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

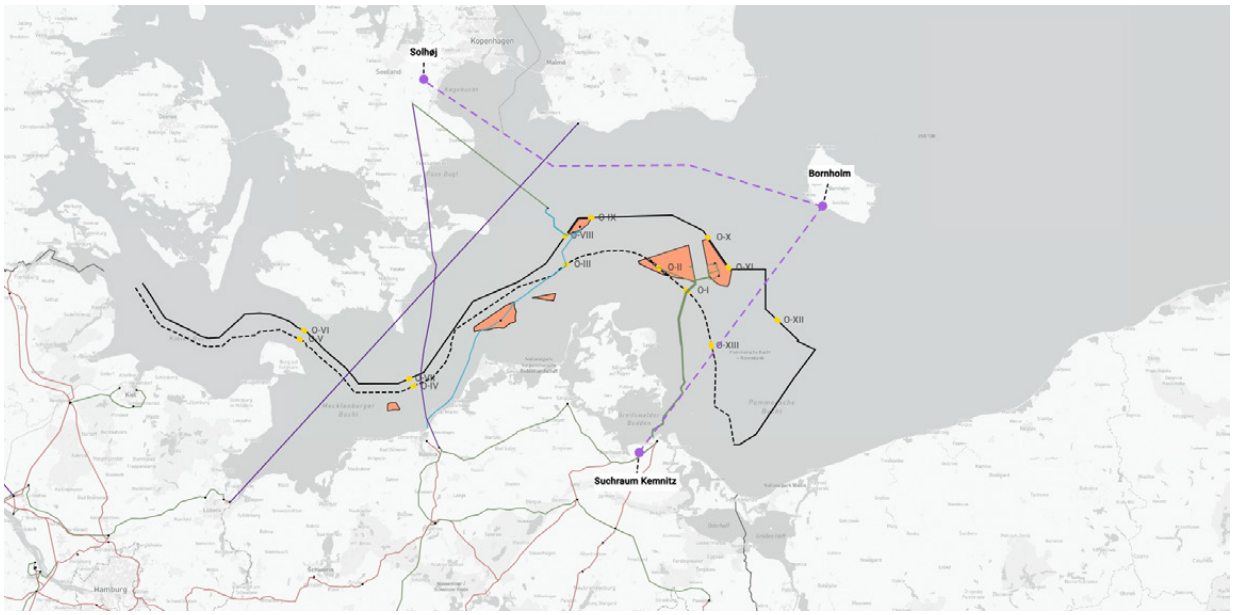
Der Netzverknüpfungspunkt im Suchraum Kemnitz stellt aufgrund seiner netztechnischen Eignung und den planungsrechtlich günstigen Voraussetzungen in Bezug auf die see- und landseitige Leitungstrasse inkl. Anlandung den technisch und wirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunkt für das Vorhaben dar.

Der alternativ betrachtete Netzverknüpfungspunkt Lüdershagen kommt wegen verschiedener Nachteile nicht in Betracht. Grund für die mangelnde Eignung ist insbesondere der hierfür erforderliche zusätzliche Ausbau des 380-kV-Übertragungsnetzes, welcher im NEP 2037/2045 (2023) erstmals ausgewiesen wird und erst nach der Inbetriebnahme von BEI abgeschlossen sein wird. Darüber hinaus würden aus einer mit der Alternative in Verbindung stehenden Trasse über die Insel Rügen die Gesamtkosten und Umwelteingriffe signifikant ansteigen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt BEI wurde mit dem NEP 2037/2045 (2023) erstmals identifiziert, im Szenariorahmen ausgewiesen und durch die BNetzA bestätigt. Darüber hinaus wurde im 2. Entwurf des NEP 2035 (2021) im Kapitel 3 (Offshore-Netzausbaubedarf) über die gemeinsamen Voruntersuchungen mit dem dänischen Übertragungsnetzbetreiber Energinet zum BEI-Projekt informiert. Das Projekt wird von der Europäischen Kommission als Vorhaben von gemeinsamem Interesse (Projects of Common Interest – PCI) unter der Nummer 5.2 der ersten PCI/PMI-Liste der Europäischen Union geführt. Das Projekt erhält Fördermittel aus dem EU-Förderprogramm Connecting Europe Facility (CEF).

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P640
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P642
Baltic WindConnector (BWC)
DC-Netzausbau: Baltic WindConnector

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

50hertz | Elia Group

Zubaunetz **Onshore** **DC**

Weitere Informationen

TYNDP-Nr: 1211

Projektbeschreibung

50Hertz und die ÜNB der baltischen Staaten beabsichtigen die gemeinsame Errichtung der hybriden Offshore-Verbindungsleitung Baltic WindConnector (BWC). Der BWC ist ein geplanter hybrider Interkonnektor, der neben der Bereitstellung zusätzlicher grenzüberschreitender Handelskapazitäten Offshore-Winderzeugungsleistung von mind. 2 GW in Baltischen Gewässern integrieren soll.

Dafür wird eine ca. 600 km lange (abhängig von der konkreten Ausgestaltung des Projektes) Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ bzw. DC) durch die Ostsee aus dem Baltikum nach Mecklenburg-Vorpommern geplant. Auf der Insel Saaremaa soll ein Onshore Sammelpunkt (Hub) einschließlich Umspannwerk und Konverteranlage zur Aufnahme und Verteilung von Offshore-Windenergie nach Deutschland oder ins Baltikum errichtet werden. Hierbei wird das Projekt BWC in erster Linie Offshore-Windenergie aus geplanten estnischen, lettischen oder litauischen Offshore-Windparks (OWP) mit einer Gesamtleistung von mindestens 2.000 MW integrieren. Das Projekt integriert Offshore-Windenergie und stellt grenzüberschreitende Kapazitäten für den europäischen Stromhandel zur Verfügung.

Der hybride Offshore-Interkonnektor BWC trägt durch seine hohe Übertragungs- bzw. Austauschkapazität und die Integration von Erneuerbaren Energien zur Versorgungssicherheit, zu günstigen Strompreisen sowie zum europäischen Green Deal und damit zur Erreichung der nationalen Klimaziele in allen beteiligten Ländern bei.

Das Projekt beinhaltet die folgende Maßnahme:

- M642 HGÜ-Verbindung Baltic WindConnector

Im Rahmen des Projektes wird folgender Suchraum definiert:

- Suchraum der Gemeinden Brünzow/Kemnitz (kurz: Suchraum Kemnitz)

Der Bedarf des Projekts BWC wurde im europäischen Ten Year Network Development Plan (TYNDP 2024) als Projekt 1211 ausgewiesen.

Die Kooperation baut auf einem gemeinsamen Letter of Intent auf, den die ÜNB AST, Elering, Litgrid und 50Hertz im Mai 2023 unterschrieben hatten. Vor diesem Hintergrund kooperiert 50Hertz intensiv mit den Übertragungsnetzbetreibern (TSOs) aller drei baltischen Staaten, um die Möglichkeit einer regionalen Projektlösung zu prüfen, die alle baltischen Länder einbezieht. Im Rahmen der aktuellen Projektphase soll daher die optimale Konfiguration ermittelt werden, um die Vorteile des Projekts für Deutschland, die baltischen Staaten und die EU insgesamt zu maximieren. Derzeit sind mehrere Konfigurationen möglich, etwa eine regionale Lösung mit Deutschland und allen drei baltischen Staaten, die die baltischen Staaten über hybride Interkonnektoren mit Deutschland und Kontinentaleuropa verbinden. Dementsprechend ist es denkbar, dass sich der Onshore Netzverknüpfungspunkt im Baltikum noch nach Lettland oder Litauen verlegt.

Im Oktober 2024 gaben die Baltischen Staaten bekannt, gemeinsam an einem Energy Hub-Projekt arbeiten zu wollen, welches eine gemeinsame Vision des gesamten Baltikums für nachhaltiges Wachstum und Energiesicherheit verkörpern soll (

Baltic States agreed to work on Joint Energy Hub Project - Lietuvos Respublikos energetikos ministerija

).

Darüber hinaus stellte die erfolgreiche Synchronisation von Lettland, Estland und Litauen in das kontinentaleuropäische Verbundnetz im Frühjahr 2025 ein Meilenstein für den Ostseeraum und Europa dar. Der BWC würde den nächsten Schritt zur Anbindung des Baltikums in das europäische Verbundnetz bedeuten und dieses weiter stärken.

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M642 HGÜ-Verbindung Baltic WindConnector

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Mecklenburg-Vorpommern

Ausführung:

Netzausbau	**600 km**
davon Neubau in neuer Trasse (mit MR)	600 km
Geplante Inbetriebnahme:	2037

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen der technischen Lösung sollen jeweils ein 2 GW Konverter auf Saaremaa sowie ein 2 GW Konverter in Mecklenburg-Vorpommern errichtet und via Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) angebunden werden. Der Netzverknüpfungspunkt ist das neu zu errichtende Umspannwerk (UW) im Suchraum Kemnitz. Die Übertragungskapazität von Deutschland nach Estland beträgt 700 MW und von Estland nach Deutschland 2.000 MW und berücksichtigt die maximale Regelreserve der Baltischen Staaten (700 MW).

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Mit dem BWC sollen Synergien aus der unterschiedlichen Erzeugungs- und Nachfragesituation zwischen Deutschland und dem Baltikum erschlossen werden. Durch die knappen Flächen, die für den Ausbau der Offshore-Windenergie in der AWZ der deutschen Ostsee zur Verfügung stehen, bietet dieses Projekt die direkte Möglichkeit, signifikante Mengen an Offshore-Windenergie aus einer ausländischen Ostsee AWZ zu erschließen. Aufgrund der niedrigeren erwarteten Leistungsdichte für Offshore Windparks im Baltikum und aufgrund der unterschiedlichen Windprofile in der Ostsee, werden zudem hohe Volllaststunden sowie eine geringe Korrelation zur Offshore-Windenergie in der Nordsee erwartet.

Netzplanerische Begründung

Der Betrieb des Projekts führt insbesondere unter Berücksichtigung von Klimafolgekosten zu einer Steigerung des volkswirtschaftlichen Nutzens, welche auf den folgenden wesentlichen Effekten basiert:

- Durch die Einspeisung der Offshore-Windenergie können mehrere hundert Tonnen Kohlenstoffdioxid pro Jahr aus dem bestehenden Erzeugungsmix verdrängt werden.

- Die Umsetzung des Projekts in Form eines hybriden Interkonnektors ermöglicht eine effiziente und hohe Auslastung der Netzinfrastruktur und einen geringeren Eingriff in die Umwelt im Vergleich zur getrennten Realisierung radialer Netzanbindungen von Windenergie auf See sowie eines zusätzlichen Interkonnektors. Damit wird zudem die Versorgungssicherheit beider Länder optimiert und die Netzregelung bei fluktuierender Windenergie optimiert.
- 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 bezogen auf die Erzeugungskapazität eines Landes zu erreichen. Als Interkonnektor trägt das Projekt somit zu günstigem Strom und Preisstabilität bei.

Der hybride Offshore-Interkonnektor wird in HGÜ-Technologie realisiert und ist für eine Übertragungskapazität von 2.000 MW ausgelegt. Die Errichtung in HGÜ-Technologie ist erforderlich, weil Übertragungsverluste über lange Distanzen reduziert werden können. Das bedeutet, dass zwingend Konverteranlagen auf baltischer sowie deutscher Seite erforderlich sind.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wurde im NEP 2037/2045 (2025) erstmalig identifiziert.

Kosten-Nutzen-Analyse

Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse auf Basis des Szenarios A 2045: TYNDP-Nr. P1211 Baltic WindConnector (EE-DE)

	SEW in M€	Vermiedener CO_2-Ausstoß in kt/Jahr	Integration Erneuerbare in GWh/Jahr	Vermiedene Netzverluste in GWh	Vermiedener Redispatch in GWh	Vermiedene Klimafolgekosten in M€/Jahr
Marktsimulation	552,7	280,0	7.860,0			66,9
innerdeutscher Redispatch	-66,0	-5,5	-235,0	-270,0	-640,0	-2,2
Gesamt	**486,7**	**274,6**	**7.625,0**	**-270,0**	**-640,0**	**64,7**

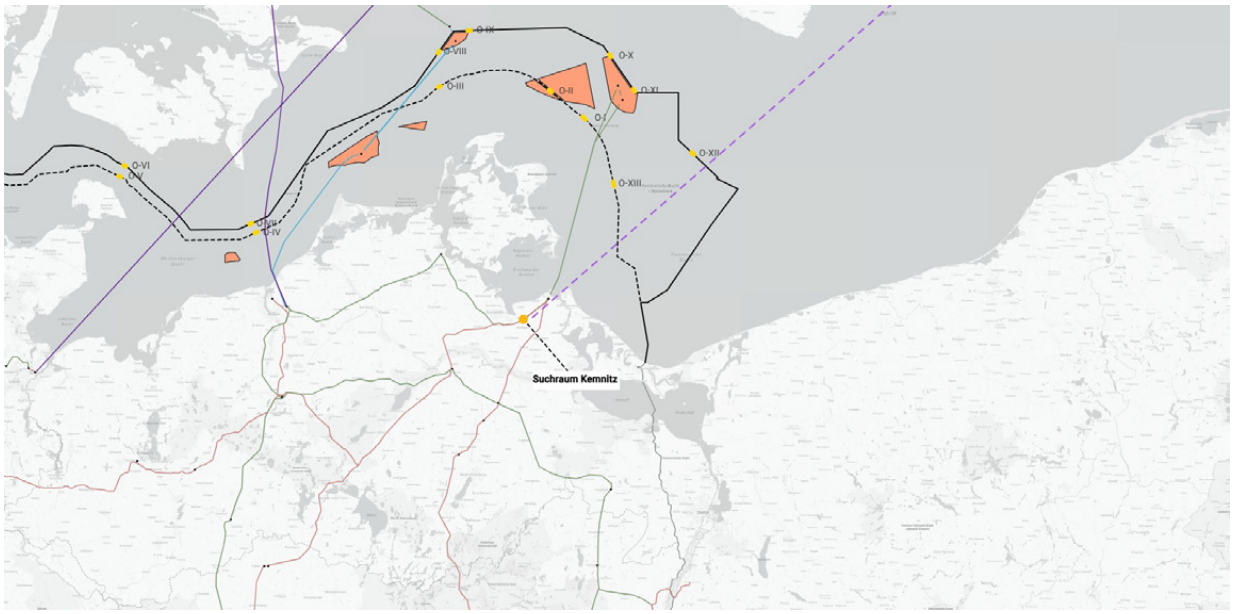
SEW: Socio-Economic Welfare. Positives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung des SEW
CO_2: Positives Vorzeichen bedeutet eine Reduktion des CO_2-Ausstoßes
Integration Erneuerbare: Positives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der EE-Intergration
Netzverluste: positives Vorzeichen bedeutet eine Reduktion der Netzverluste
Redispatch-Menge (RD-Menge): negatives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der notwendigen Redispatchmenge
Klimafolgekosten: positives Vorzeichen bedeutet eine Reduktion der Klimafolgekosten

Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse auf Basis des Szenarios B 2045: TYNDP-Nr. P1211 Baltic WindConnector (EE-DE)

	SEW in M€	Vermiedener CO_2-Ausstoß in kt/Jahr	Integration Erneuerbare in GWh/Jahr	Vermiedene Netzverluste in GWh	Vermiedener Redispatch in GWh	Vermiedene Klimafolgekosten in M€/Jahr
Marktsimulation	598,6	240,0	8.890,0			56,3
innerdeutscher Redispatch	-81,0	-58,0	300,0	-574,0	-800,0	-23,8
Gesamt	**517,6**	**182,0**	**9.190,0**	**-574,0**	**-800,0**	**32,5**

SEW: Socio-Economic Welfare. Positives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung des SEW
CO_2: Positives Vorzeichen bedeutet eine Reduktion des CO_2-Ausstoßes
Integration Erneuerbare: Positives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der EE-Intergration
Netzverluste: positives Vorzeichen bedeutet eine Reduktion der Netzverluste
Redispatch-Menge (RD-Menge): negatives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der notwendigen Redispatchmenge
Klimafolgekosten: positives Vorzeichen bedeutet eine Reduktion der Klimafolgekosten

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P642
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P650
Netzausbau: Suchraum Salzwedel - Suchraum Osterburg

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

50hertz | Elia Group

Zubaunetz **Onshore** **AC**

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Integration erneuerbarer Energien in Sachsen-Anhalt und beinhaltet die folgende Maßnahme:

- M650a: Suchraum Salzwedel - Suchraum Osterburg

Im Rahmen des Projektes werden folgende Suchräume definiert:

- Suchraum der Stadt Salzwedel, Gemeinden Wallstawe/Apenburg-Winterfeld (kurz: Suchraum Salzwedel)
- Suchraum der Stadt Osterburg, Gemeinden Goldbeck, Rochau, Bismark und Stendal (kurz: Suchraum Osterburg)

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario / Maßnahmen	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
M650a	✓	✓	✓	✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M650a Suchraum Salzwedel - Suchraum Osterburg

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Sachsen-Anhalt

Ausführung:

Netzausbau	**52 km**
davon Neubau in neuer Trasse	52 km

Geplante Inbetriebnahme: 2037

Beschreibung der Maßnahme

Vom neu zu errichtenden Umspannwerk (UW) im Suchraum Salzwedel bis zum neu zu errichtenden UW im Suchraum Osterburg ist eine neue 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung (4.000 A) zu errichten (Netzausbau).

Mit dem regionalen Verteilnetzbetreiber ist eine neue 380/110-kV-Netzschnittstelle an dem oben genannten Standort geplant. Über die geplante 380-kV-Leitung Suchraum Salzwedel - Suchraum Osterburg wird das neue 380/110-kV-UW mit dem 380-kV-Bestandsnetz von 50Hertz verbunden. Die 110-kV-Schaltanlage an dem neuen Standort im Suchraum Salzwedel wird Teil des 110-kV-Verteilnetzes und daher vom regionalen Verteilnetzbetreiber errichtet und betrieben. Die 110-kV-Schaltanlage wird über die geplante 380/110-kV-Umspannung von 50Hertz mit dem Übertragungsnetz verbunden.

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Aufgrund der günstigen regionalen Bedingungen geht der Ausbau erneuerbarer Energien in Sachsen-Anhalt stetig weiter voran. Dies betrifft insbesondere den Zubau an Photovoltaik und Onshore-Windleistung.

Netzplanerische Begründung

Das neu zu errichtende UW im Suchraum Salzwedel dient zur Aufnahme von EE-Leistung aus dem unterlagerten 110-kV-Netz des regionalen Verteilnetzbetreibers. Dessen 110-kV-Teilnetze sind bereits aktuell durch hohe EE-Einspeisungen teilweise unzulässig ausgelastet, so dass große Mengen durch

Einspeisemanagement abgeregelt werden müssen. Eine zusätzliche 380-/110-kV-Netzschnittstelle ermöglicht daher die Leistungseinspeisung weiterer zu erwartender Wind- und PV-Anlagen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahme M650a hat sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2037, A 2045, B 2037 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Durch eine Erweiterung des bestehenden Verteilnetzes in der Region ist die erforderliche Integration erneuerbarer Energien in der Region rund um den Suchraum Salzwedel nicht möglich. Daher ist der Ausbau des Übertragungsnetzes erforderlich, um in der genannten Region eine zusätzliche Übergabestelle zum Verteilnetzbetreiber zu schaffen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Alternativer Netzverknüpfungspunkt für das genannte Projekt ist das neu geplante UW im Suchraum Erxleben. Dabei hat sich der Anschluss im Suchraum Osterburg gegenüber dem Suchraum Erxleben aufgrund der geringeren Distanz als vorteilhaft erwiesen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

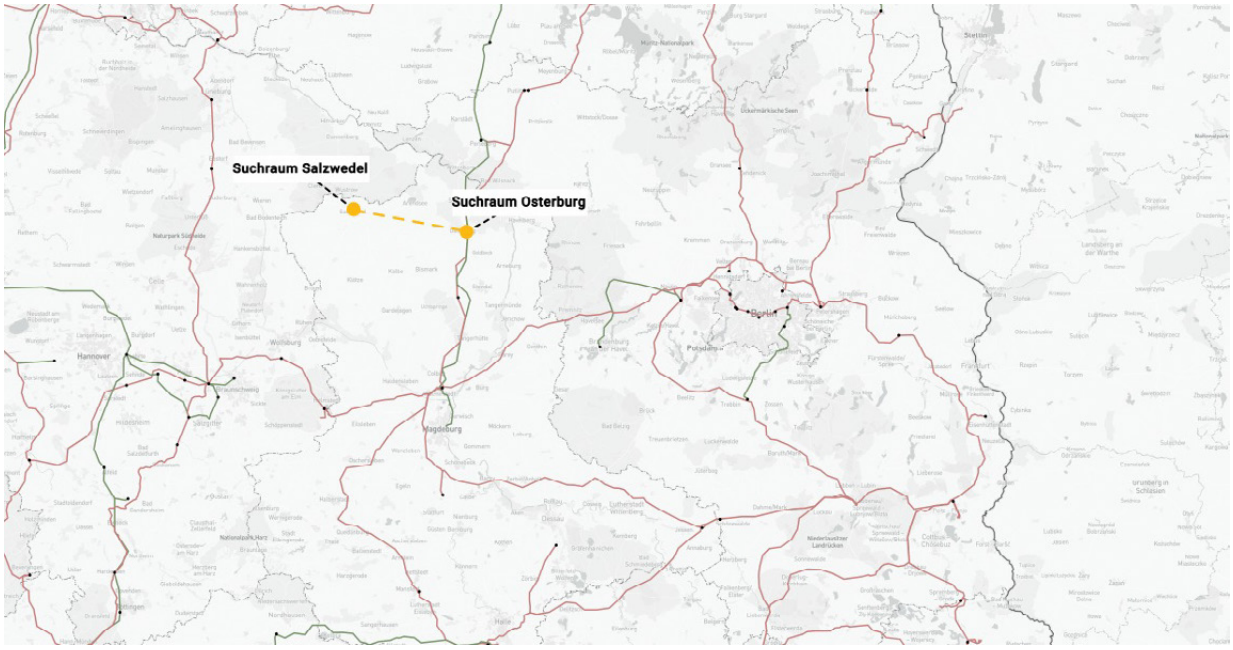
Das Projekt wurde im NEP 2037/2045 (2025) erstmalig identifiziert.

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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten

Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierte On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P650
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P651
Netzausbau: Leistungsflusssteuerung Gransee

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

50hertz | Elia Group

Zubaunetz **Onshore** **AC**

Projektbeschreibung

Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist die Leistungsflusssteuerung zur Vergleichmäßigung der Leistungsflüsse in der Region. Durch den Einsatz leistungsflusssteuernder Betriebsmittel kann der Leistungsfluss auf den betreffenden Stromkreisen reduziert und auf andere, weniger belastete Stromkreise verteilt werden. Das Projekt umfasst die folgende Maßnahme:

- M651a: Leistungsflusssteuerung Gransee

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
Maßnahmen				
M651a		✓		✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M651a Gransee: Leistungsflusssteuerung

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Brandenburg

Geplante Inbetriebnahme: 2045

Beschreibung der Maßnahme

In dem bestehenden Umspannwerk (UW) Gransee sind leistungsflusssteuernde Betriebsmittel zu errichten. Dazu ist das UW Gransee entsprechend zu erweitern.

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Aufgrund der günstigen regionalen Bedingungen geht der Ausbau erneuerbarer Energien in Brandenburg stetig weiter voran. Dies betrifft insbesondere den Zubau an Photovoltaik und Onshore-Windleistung.

Netzplanerische Begründung

Die 380-kV-Leitungen von Iven/West Richtung Pasewalk bzw. Richtung Altentreptow besitzen - trotz der geplanten Netzverstärkungen P628, P637 und P654 - für die zu erwartenden Übertragungsaufgaben eine zu geringe Übertragungskapazität. Um die unzulässig hohen Leitungsbelastungen zu reduzieren, ist im Zuge dieses Projektes eine Leistungsflusssteuerung im UW Gransee vorgesehen. Mittels dieser Leistungsflusssteuerung kann im Zusammenspiel mit der ebenfalls geplanten Leistungflusssteuerung in Iven/West (vgl. P637) eine Vergleichmäßigung der Leistungsflüsse auf den Nord-Süd-Transportachsen im Norden der 50Hertz-Regelzone erzielt werden. Hieraus ergibt sich eine wichtige Flexibilität, um auf veränderte Leistungsflusssituationen in der Region reagieren zu können.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend

vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahme M651a hat sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2045 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt. Mit der Leistungsflusssteuerung im UW Gransee wird eine Vergleichmäßigung der Leistungsflüsse auf den Nord-Süd-Transportachsen im Norden der 50Hertz-Regelzone ermöglicht und somit eine bestmögliche Ausnutzung des bestehenden Übertragungsnetzes erzielt.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Das UW Gransee ist für die hier gegenständliche Maßnahme der aus netztechnischer Sicht optimale Standort, da durch die leistungsflusssteuernden Betriebsmittel im UW Gransee die 380-kV-Stromkreise in Nord-Süd-Richtung gezielt entlastet werden können. Daraus ergibt sich eine hohe Effektivität in der Leistungsflusssteuerung, wodurch eine langfristige Nutzung der eingesetzten leistungsflusssteuernden Betriebsmittel sichergestellt ist.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wird im NEP 2037/2045 (2025) erstmalig 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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierte On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P651
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P652
Netzverstärkung: Lubmin - Suchraum Kemnitz - Siedenbrünzow

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

50hertz | Elia Group

Zubaunetz Onshore AC

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Mecklenburg-Vorpommern und beinhaltet die folgende Maßnahme:

- M652a: Lubmin - Suchraum Kemnitz - Siedenbrünzow

Im Rahmen des Projektes wird folgender Suchraum definiert:

- Suchraum der Gemeinden Brünzow/Kemnitz (kurz: Suchraum Kemnitz)

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario / Maßnahmen	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
M652a		✓		✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M652a Lubmin - Suchraum Kemnitz- Siedenbrünzow

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Mecklenburg-Vorpommern

Ausführung:

Netzverstärkung	**60 km**
davon Ersatzneubau	60 km
Geplante Inbetriebnahme:	2045

Beschreibung der Maßnahme

Vom bestehenden Umspannwerk (UW) Lubmin über die neu zu errichtende Schaltanlage im Suchraum Kemnitz bis zum bestehenden UW Siedenbrünzow ist vorzugsweise im bestehenden 380-kV-Trassenraum eine neue 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung (4.000 A) zu errichten (Ersatzneubau). Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung orientiert sich die Planung an der Bestandstrasse. Die 380-kV-Anlagen Lubmin und Siedenbrünzow sind entsprechend zu verstärken.

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Aufgrund der günstigen regionalen Bedingungen geht der Ausbau erneuerbarer Energien in Mecklenburg-Vorpommern stetig weiter voran. Dies betrifft insbesondere den Zubau an Photovoltaik, Onshore- und Offshore-Windleistung.

Netzplanerische Begründung

Die bestehende 380-kV-Leitung besitzt für die zu erwartenden Übertragungsaufgaben eine zu geringe Übertragungskapazität. In den Szenarien des NEP zeigt sich ein deutlich darüber hinausgehender Übertragungsbedarf. Dieser erfordert eine Stromtragfähigkeitserhöhung der 380-kV-Leitung Lubmin - Suchraum Kemnitz - Siedenbrünzow. Ohne diese Maßnahme kommt es zu unzulässig hohen Leitungsbelastungen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen

Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahme M652a hat sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2045 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt. Mit anderen Maßnahmen, insbesondere Netzoptimierungen, kann die bestehende Nord-Süd-Verbindung nicht ausreichend entlastet werden.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

An den NVP Lubmin, Suchraum Kemnitz und Siedenbrünzow besteht eine regionale Versorgungsaufgabe. Zudem werden an diesen UW erneuerbare Energien in das Netz integriert, sodass diese UW auch weiterhin in das Übertragungsnetz eingebunden werden müssen. Demzufolge existiert zur hier gegenständlichen Netzverstärkung keine technisch und wirtschaftlich sinnvolle Variante mit alternativen Netzverknüpfungspunkten.

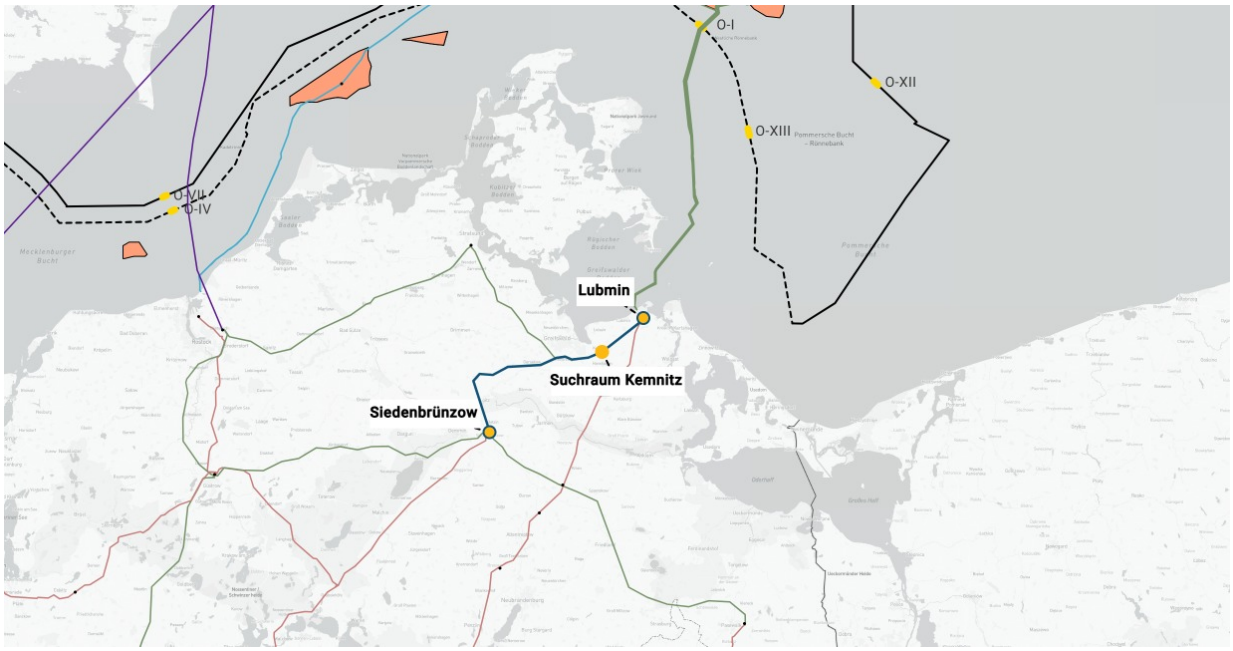
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wird im NEP 2037/2045 (2025) erstmalig 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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierte On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P652
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P654
Netzverstärkung: Bertikow - Vierraden

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

50hertz | Elia Group

Zubaunetz **Onshore** **AC**

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Brandenburg. Dazu soll die Stromtragfähigkeit der bestehenden 380-kV-Leitung Bertikow - Vierraden erhöht werden. Das Projekt beinhaltet demnach folgende Maßnahme:

- M654a: Bertikow - Vierraden

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario / Maßnahmen	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
M654a	✓	✓	✓	✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M654a Bertikow - Vierraden

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Brandenburg

Geplante Inbetriebnahme: 2037

Beschreibung der Maßnahme

Vom bestehenden Umspannwerk (UW) Bertikow bis zum bestehenden UW Vierraden wird im Rahmen dieser Maßnahme eine Stromtragfähigkeitserhöhung vorgenommen. Betroffen von dieser Stromtragfähigkeitserhöhung ist die bestehende 380-kV-Leitung Bertikow – Vierraden. Im Rahmen des Projektes 50HzT-003 wurde die 380-kV-Leitung für eine Stromtragfähigkeit von 2.720 A geplant und genehmigt. Das bestehende Leiterseil verfügt hinsichtlich der Stromtragfähigkeit über technische Reserven, welche im Rahmen dieser Maßnahme gehoben werden (Netzoptimierung). Dazu sind umfangreiche Untersuchungen bspw. zur Beeinflussung von Infrastrukturen Dritter und der Einhaltung von Bodenabständen erforderlich und in der Folge ggf. auch primärtechnische Anpassungen.

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Aufgrund der günstigen regionalen Bedingungen geht der Ausbau erneuerbarer Energien in Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern stetig weiter voran. Dies betrifft insbesondere den Zubau an Photovoltaik, Onshore- und Offshore-Windleistung.

Netzplanerische Begründung

Aus vorangegangenen Netzentwicklungsplänen hatte sich für den Nordraum der 50Hertz-Regelzone bereits der Bedarf ergeben, die 220-kV-Leitung Neuenhagen – Vierraden – Bertikow auf 380 kV umzustellen (vgl. 50HzT-003). Die bestehende 380-kV-Leitung Neuenhagen – Vierraden (vgl. 50HzT-003) besitzt für die zu erwartenden Übertragungsaufgaben jedoch eine zu geringe Übertragungskapazität. In den Szenarien des NEP zeigt sich ein deutlich darüber hinausgehender Übertragungsbedarf. Dieser erfordert eine weitere Stromtragfähigkeitserhöhung. Ohne diese Maßnahme kommt es zu unzulässig hohen Leitungsbelastungen. Das bestehende Leiterseil verfügt hinsichtlich der Stromtragfähigkeit über technische Reserven, welche im Rahmen dieser Maßnahme gehoben werden (Netzoptimierung). Diese technischen Reserven sollen im Rahmen des Projektes P654 ausgeschöpft werden, um auf diese Weise die bestehende Infrastruktur bestmöglich auszunutzen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative

Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahme M654a hat sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2037, A 2045, B 2037 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt. Im Zuge dieser Maßnahme soll daher eine Netzoptimierung vorgenommenen werden, um die Nord-Süd-Verbindung weiter zu entlasten.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

An den UW Bertikow und Vierraden besteht eine regionale Versorgungsaufgabe. Zudem werden an diesen UW erneuerbare Energien in das Netz integriert, sodass diese UW auch weiterhin in das Übertragungsnetz eingebunden werden müssen. Demzufolge existiert zur hier gegenständlichen Netzoptimierung keine technisch und wirtschaftlich sinnvolle Variante mit alternativen Netzverknüpfungspunkten.

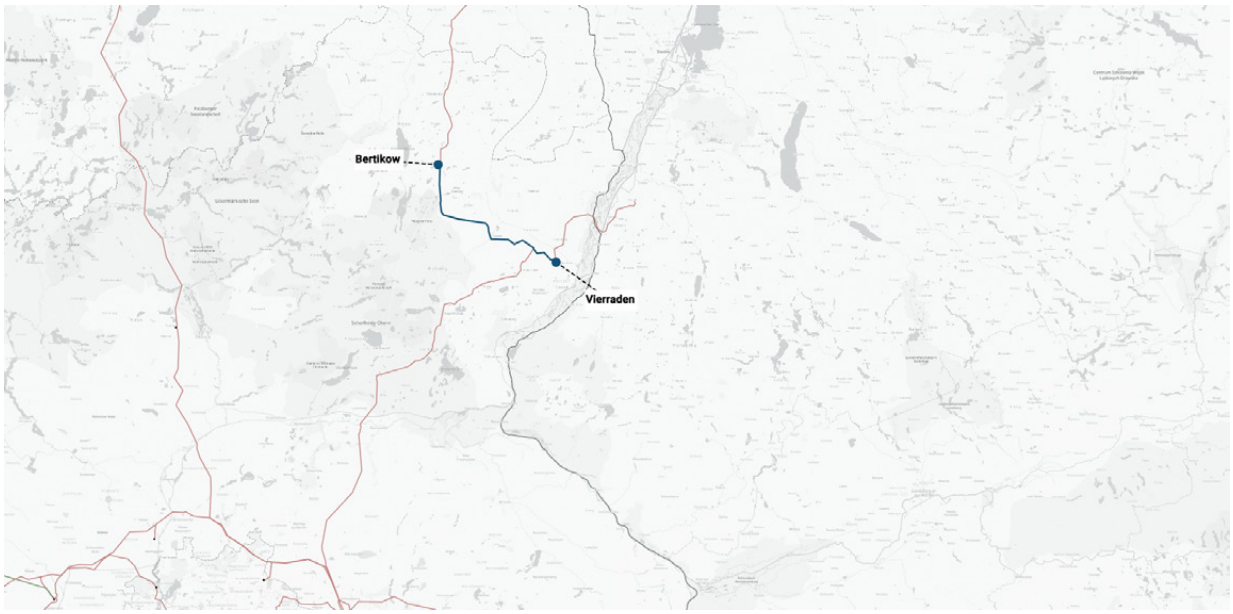
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wird im NEP 2037/2045 (2023) erstmalig 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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierte On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P654
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P655
Netzverstärkung: Thyrow - Suchraum Großbeeren

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

50hertz | Elia Group

Zubaunetz **Onshore** **AC**

Projektbeschreibung

Dieses Projekt dient der Erhöhung der Versorgungssicherheit der Stadt Berlin und enthält die folgende Maßnahme:

- M655a Thyrow - Suchraum Großbeeren (3. und 4. System)

Im Rahmen des Projektes wird folgender Suchraum definiert:

- Suchraum der Gemeinden Großbeeren/Blankenfelde-Mahlow (kurz: "Suchraum Großbeeren ")

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
Maßnahmen				
M655a	✓	✓	✓	✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M655a Thyrow - Suchraum Großbeeren (3. und 4. System)

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Brandenburg

Ausführung:

Netzverstärkung	**18 km**
davon Parallelneubau	18 km
Geplante Inbetriebnahme:	2035

Beschreibung der Maßnahme

Zwischen den UW Thyrow und dem neu zu errichtenden Umspannwerk (UW) im Suchraum Großbeeren wird vorzugsweise im Trassenraum der geplanten 380-kV-Leitung Thyrow - Suchraum Großbeeren (vgl. 50HzT-P531), eine neue 380-kV-Leitung (4.000 A) mit zwei Stromkreisen auf einer Länge von ca. 18 km als Parallelneubau errichtet. Demnach werden nach Realisierung der Projekte 50HzT-P531 und P655 zwischen Thyrow und dem neu geplanten UW im Suchraum Großbeeren in Summe vier 380-kV-Stromkreise betrieben. Das UW Thyrow und das neu geplante UW im Suchraum Großbeeren sind im Zuge der oben genannten 380-kV-Netzverstärkung zu erweitern.

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Aufgrund der Ballungsdichte bezogen auf Last und Einwohnerzahl hat 50Hertz in Berlin eine besondere Versorgungsaufgabe mit sehr hohen Sicherheits- und Zuverlässigkeitsanforderungen an die Netzvorhaltung und den Netzbetrieb.

Für Berlin ist in den nächsten Jahren von einem hohen Lastanstieg auszugehen. Dieser resultiert vorrangig durch die Umstellung der zentralen und dezentralen Wärmeerzeugung auf elektrische Energie bspw. für die Fernwärmeversorgung (Power to Heat) oder durch Wärmepumpen. Ebenso ist die Reduzierung des Kraftwerkeinsatzes von gasbefeuerten Anlagen angestrebt. Darüber hinaus steigt der Bedarf an elektrischer Energie in Berlin sehr stark durch die Umstellung auf Elektromobilität und den Ausbau der Digitalisierung. Gleichsam wird nur durch neue Netzverknüpfungspunkte und zusätzliche Leitungskapazitäten ein Wirtschaftswachstum in Berlin gewährleistet.

Mit dem Bevölkerungswachstum Berlins steigt auch der Leistungsbezug an den Netzschnittstellen. Des Weiteren wird zum Erreichen der energiepolitischen Ziele in Deutschland, insbesondere in Berlin durch die Klimaschutzvereinbarung des Landes mit Vattenfall Europe von 2009, eine deutliche Reduzierung der CO2-Emissionswerte angestrebt. Das heißt, die bestehenden Kohlekraftwerke werden vorzugsweise durch Gas- und Dampf-Kraftwerke oder als Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen mit

geringerer als der heute bestehenden elektrischen Erzeugungsleistung ersetzt oder zum Teil sogar gänzlich vom Netz genommen. Die genannte Bevölkerungsentwicklung in Kombination mit der Veränderung der Erzeugung von elektrischer Energie führt zu neuen Rahmenbedingungen, die eine Verstärkung und einen Ausbau des Übertragungsnetzes inkl. der 380/110-kV- und 220/110-kV-Netzschnittstellen in der Region erforderlich machen.

Netzplanerische Begründung

Zur Stützung des zentralen Netzbereiches dienen u.a. das in Realisierung befindliche UW Berlin/Südost und das im Suchraum Großbeeren sowie am Standort Lichterfelde geplante Neubau-UW. Diese UW dienen sowohl als südliche Stützung Berlins als auch zur Lastverlagerung aus dem Zentrum Berlins in die äußere Netzstruktur und damit zur Entlastung der 380-kV-Diagonale.

Die hoch prognostizierte Lastentwicklung Berlins bilanziert sich nunmehr auch auf die Standorte Berlin/Südost und Wuhlheide. Hinzu kommt eine Erhöhung des Leistungsbezugs in Brandenburg südlich von Berlin.

Die geplante Netzverstärkung P531-M531a ist alleine nicht ausreichend, damit es bei Nichtverfügbarkeiten von Betriebsmitteln, z. B. in der Kombination von (planmäßiger) Wartung/Instandhaltung mit Ausfällen, bzw. bei nicht auszuschließenden Mehrfachausfällen zu Unterbrechungen in der Stromversorgung in der Hauptstadt Berlin kommen kann. Insofern ist es erforderlich, das 3. und 4. System separat als zusätzliche 380-kV-Leitung zu errichten und nicht auf einem Mehrsystemgestänge.

Aufgrund der massiven Auswirkungen von Kaskadeneffekten als Folge von Fehlern im Höchstspannungsnetz, die sich unmittelbar auf die Netz- und Versorgungssicherheit in den nachgelagerten Verteilnetzen auswirken können, sind besonders hohe Anforderungen an die Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit des Übertragungsnetzes in Bereichen hoher Bevölkerungs- und Infrastrukturdichte zu stellen.

Durch die zusätzliche 380-kV-Leitung Thyrow - Suchraum Großbeeren, inklusive der Erweiterung der Standorte, wird die Versorgungssicherheit maßgeblich erhöht und gleichzeitig wird dem Mehrbedarf an elektrischer Energie für das Verteilnetz in Berlin, insbesondere der Standorte Berlin/Südost und Wuhlheide, Rechnung getragen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit

installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahme M655a hat sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2037, A 2045, B 2037 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt. Mit anderen Maßnahmen, insbesondere Netzoptimierungen, können die bestehenden 380-kV-Leitungen in der Region nicht ausreichend entlastet werden.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Als Alternative zu der hier aufgezeigten Lösung in Form des Parallelneubaus (P655-M655a) wurde geprüft, ob beide Maßnahmen (P655-M655a und 50HzT-P531-M531a) auf dem Abschnitt Thyrow - Suchraum Großbeeren kombiniert in Form eines Mehrfachgestänges umgesetzt werden können. Die Prüfung der Umsetzbarkeit der beiden Maßnahmen auf einem Mehrfachgestänge umfasste neben genehmigungsrechtlichen Fragen insbesondere auch eine Prüfung der Systemstabilität sowie der Versorgungssicherheit im Havariefall. Im Ergebnis zeigte sich, dass eine Umsetzung der beiden Maßnahmen (P655-M655a und 50HzT-P531-M531a) auf einem Mehrfachgestänge aus Gründen der Versorgungssicherheit im Havariefall nicht umsetzbar ist. Daher wird diese Variante nicht weiter verfolgt. Es existiert zu der hier vorgeschlagenen Netzverstärkung keine technisch und wirtschaftlich sinnvolle Variante mit alternativen Netzverknüpfungspunkten, da an allen betroffenen UWs Versorgungsaufgaben bestehen.

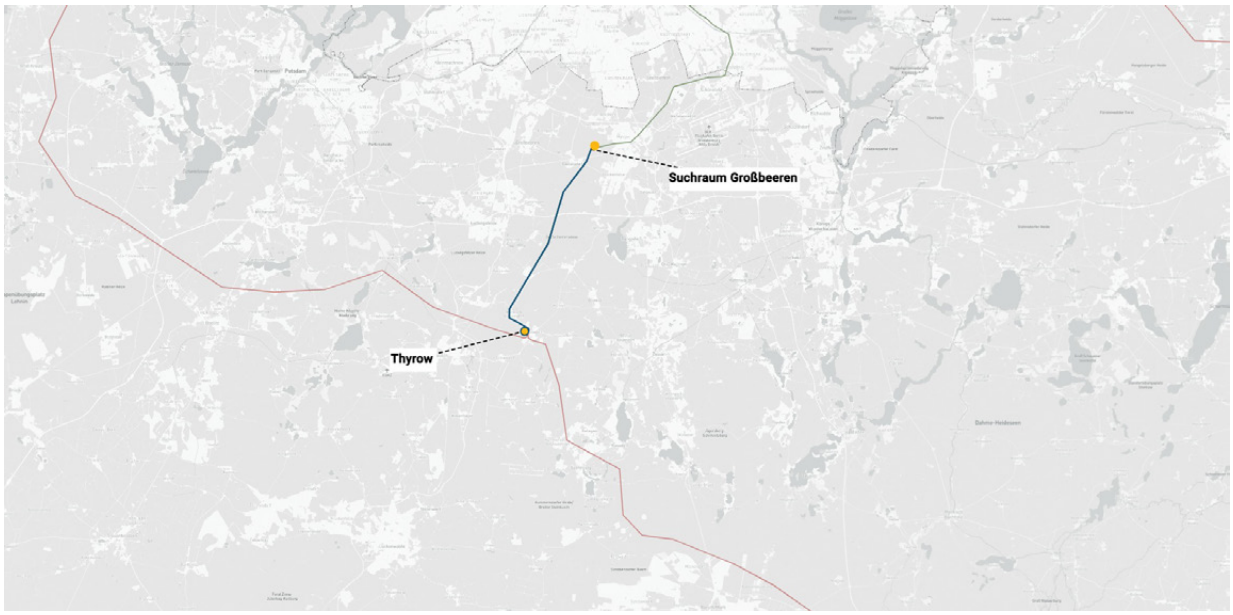
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wurde im NEP 2037/2045 (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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierte On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P655
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P656
Netzausbau: Suchraum Ludwigslust - Suchraum Brunow

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

50hertz | Elia Group

Zubaunetz **Onshore** **AC**

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Integration erneuerbarer Energien in Mecklenburg-Vorpommern und beinhaltet die folgende Maßnahme:

- M656a: Suchraum Ludwigslust - Suchraum Brunow

Im Rahmen des Projektes werden folgende Suchräume definiert:

- Suchraum der Gemeinden Karstädt/Ludwigslust/Göhlen/Picher (kurz: Suchraum Ludwigslust)
- Suchraum der Gemeinden Brunow/Ziegendorf/Berge (kurz: Suchraum Brunow)

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario / Maßnahmen	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
M656a	✓	✓	✓	✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M656a Suchraum Ludwigslust - Suchraum Brunow

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Mecklenburg-Vorpommern

Ausführung:

Netzausbau	**30 km**
davon Neubau in neuer Trasse	30 km

Geplante Inbetriebnahme: 2037

Beschreibung der Maßnahme

Vom neu zu errichtenden Umspannwerk (UW) im Suchraum Ludwigslust bis zum neu zu errichtenden UW im Suchraum Brunow ist eine neue 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung (4.000 A) zu errichten (Netzausbau).

Mit dem regionalen Verteilnetzbetreiber ist eine neue 380/110-kV-Netzschnittstelle an dem oben genannten Standort geplant. Über die geplante 380-kV-Leitung Suchraum Ludwigslust - Suchraum Brunow wird das neue 380/110-kV-UW mit dem 380-kV-Bestandsnetz von 50Hertz verbunden. Die 110-kV-Schaltanlage an dem neuen Standort im Suchraum Ludwigslust wird Teil des 110-kV-Verteilnetzes und daher vom regionalen Verteilnetzbetreiber errichtet und betrieben. Die 110-kV-Schaltanlage wird über die geplante 380/110-kV-Umspannung von 50Hertz mit dem Übertragungsnetz verbunden.

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Aufgrund der günstigen regionalen Bedingungen geht der Ausbau erneuerbarer Energien in Mecklenburg-Vorpommern stetig weiter voran. Dies betrifft insbesondere den Zubau an Photovoltaik und Onshore-Windleistung.

Netzplanerische Begründung

Das neu zu errichtende UW im Suchraum Ludwigslust dient zur Aufnahme von EE-Leistung aus dem unterlagerten 110-kV-Netz des regionalen Verteilnetzbetreibers. Dessen 110-kV-Teilnetze sind bereits

aktuell durch hohe EE-Einspeisungen teilweise unzulässig ausgelastet, so dass große Mengen durch Einspeisemanagement abgeregelt werden müssen. Eine zusätzliche 380-/110-kV-Netzschnittstelle ermöglicht daher die Leistungseinspeisung weiterer zu erwartender Wind- und PV-Anlagen.

Durch Leistungsflusssteuerende Maßnahmen im Höchstspannungsnetz (P223 Ma224b; 50HzT-P357 M566) kann es zu Lastflussverlagerungen vom Höchstspannungs- in das Verteilnetz kommen. Diese Transitflüsse reduzieren die Integrierbarkeit weiterer EE-Einspeisung im 110-kV-Netz. Vermieden werden können die Transitflüsse, durch Aufteilung der 110-kV-Netze in 110-kV-Teilnetze. Damit die Versorgungssicherheit der neuen Teilnetze sichergestellt werden kann, ist das neu zu errichtende UW im Suchraum Ludwigslust notwendig.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahme M656a hat sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2037, A 2045, B 2037 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Durch eine Erweiterung des bestehenden Verteilnetzes in der Region ist die erforderliche Integration erneuerbarer Energien in der Region rund um den Suchraum Ludwigslust nicht möglich. Daher ist der Ausbau des Übertragungsnetzes erforderlich, um in der genannten Region eine zusätzliche Übergabestelle zum Verteilnetzbetreiber zu schaffen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Alternative Netzverknüpfungspunkte für das genannte Projekt sind die UW Görries bzw. Parchim/Süd. Dabei hat sich der Anschluss im Suchraum Brunow aufgrund der räumlichen Nähe gegenüber dem UW Görries als vorteilhaft erwiesen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wurde im NEP 2037/2045 (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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierte On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P656
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P675
Netzverstärkung und -ausbau zwischen Suchraum Markt Triefenstein und Großgartach

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TenneT TRANSNET BW

Zubaunetz Onshore AC

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen dem nördlichen Baden-Württemberg und Bayern (M854) sowie innerhalb des nördlichen Baden-Württembergs (M855) und enthält folgende Maßnahmen:

- M854: Suchraum Markt Triefenstein - Höpfingen
- M855: Höpfingen – Hüffenhardt - Großgartach

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario / Maßnahmen	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
M854	✓	✓	✓	✓
M855	✓	✓	✓	✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

2 Maßnahmen

M854 Suchraum Markt Triefenstein - Höpfingen

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT TransnetBW

Bundesländer: Baden-Württemberg Bayern

Ausführung:

Netzausbau	**33 km**
davon Neubau in neuer Trasse	33 km

Geplante Inbetriebnahme: 2037

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen der Maßnahme ist zwischen Baden-Württemberg und Bayern der Neubau einer 380-kV-Doppelleitung von Suchraum Markt Triefenstein (Suchraum Gemeinden Marktheidenfeld/ Kreuzwertheim/ Triefenstein/ Erlenbach) nach Höpfingen notwendig (Netzausbau). Darüber hinaus sind Netzverstärkungsmaßnahmen in den betroffenen Schaltanlagen erforderlich.

M855 Höpfingen - Hüffenhardt - Großgartach

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Bundesländer: Baden-Württemberg

Ausführung:

Netzverstärkung	**64 km**
davon Parallelneubau	64 km

Geplante Inbetriebnahme: 2037

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen der Maßnahme ist innerhalb Baden-Württembergs der Parallelneubau einer 380-kV-Doppelleitung von Höpfingen über Hüffenhardt nach Großgartach vorgesehen (Netzverstärkung). Darüber hinaus sind Netzverstärkungsmaßnahmen in den betroffenen Schaltanlagen erforderlich.

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Bei hohen Nord-Süd- und Süd-Nord-Leistungsflüssen kommt es sowohl westlich als auch östlich des Großraum Frankfurts zu starken Überlastungen auf bestehenden Transportachsen. Betroffen sind mehrere westlich und östlich des Odenwalds vorbeiführende Leitungen in und nach Hessen, Rheinland-Pfalz, Bayern und Baden-Württemberg. Für den Norden Baden-Württembergs (zum Beispiel Neckar-Odenwald- und Main-Tauber-Kreis) wird außerdem ein starker Zubau erneuerbarer Energien erwartet.

Netzplanerische Begründung

Zur Auflösung dieser Überlastungen sind mehrere Projekte in und zwischen den betroffenen Bundesländern notwendig. Eines dieser Projekte stellt das Projekt P481 dar, in dessen Rahmen eine bestehende 220-kV-Leitung östlich des Odenwalds vom Raum Frankfurt a.M. bis in den Raum Nürnberg in 380-kV neu gebaut wird. Durch die Spannungsumstellung ergibt sich die Möglichkeit einer Vernetzung mit dem Übertragungsnetz in Baden-Württemberg. Hierdurch kann eine neue Nord-Süd-Transportachse östlich des Odenwalds von und nach Baden-Württemberg geschaffen werden. Bislang existiert im Nordosten Baden-Württembergs zwischen TenneT und TransnetBW nur eine einzige Verbindung im Drehstromnetz von Grafenrheinfeld nach Höpfingen beziehungsweise Kupferzell. Diese ist ebenfalls stark überlastet. Eine weitere Verstärkung nach der Umsetzung des Projekts P48 wäre technisch möglich, jedoch nicht ausreichend. Vor dem Hintergrund betrieblicher Belange und eines möglichen Ausfalls ist diese zudem äußerst kritisch zu betrachten und stünde der Anforderung einer robusten Systemauslegung entgegen. Auch westlich des Odenwalds ist eine Kapazitätserhöhung auf bestehenden Trassen in Richtung Baden-Württemberg nicht oder nur noch sehr eingeschränkt möglich. Daher ist der Neubau einer weiteren Verbindung notwendig. Das Vorhaben ermöglich darüber hinaus auch die Aufnahme der zunehmenden Einspeisung erneuerbarer Energie im nördlichen Baden-Württemberg.

Die Anlagen in Suchraum Markt Triefenstein und Höpfingen sind hierfür sehr gut geeignet, da durch das Projekt P481 auch in Suchraum Markt Triefenstein ein vermaschter 380-kV-Knoten vorliegt und Höpfingen der nächstgelegene Knoten für eine Nord-Süd-Verbindung darstellt. Der Abschnitt innerhalb Baden-Württembergs (M855) kann südlich von Höpfingen über Hüffenhardt bis Großgartach als Parallelneubau zu Bestandsleitungen ausgeführt werden. Die Möglichkeit der Bündelung von Genehmigungsverfahren mit den Projekten P302 und P303 wird geprüft.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung

mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt.

Die Maßnahmen M854 und M855 haben sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2037, A 2045, B 2037 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Netzverknüpfungspunkte Suchraum Markt Triefenstein und Höpfingen haben sich in Untersuchungen aus den oben beschriebenen Gründen als am besten geeignete, bestehende Anlagen herausgestellt. Weitere Alternativen würden den Neubau von Anlagen und/oder deutlich längere Parallelneubauten bedingen. Die Vorzugsvariante ist daher der durch das Projekt 675 beschriebene Ausbau.

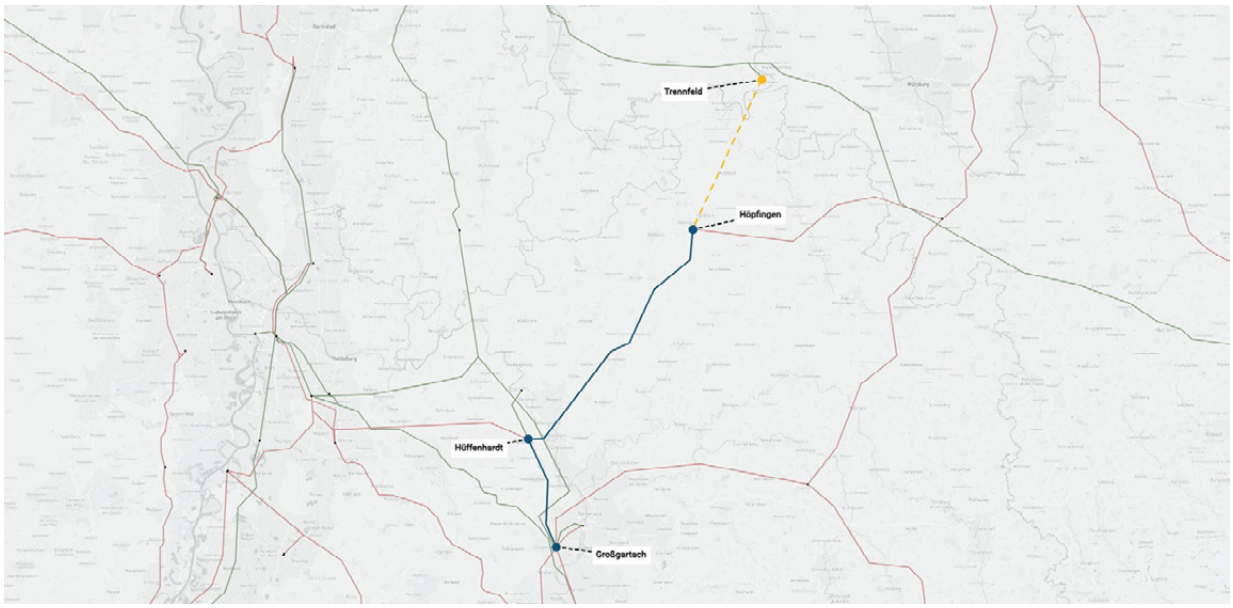
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P675 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmals ausgewiesen und von der Bundesnetzagentur 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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierte On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P675
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P676
Netzverstärkung Stuttgart Westumfahrung

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

amprion verbindet TRANSNET BW

Zubaunetz Onshore AC

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität im Großraum Stuttgart und enthält folgende Maßnahmen:

- M858: Großgartach - Hoheneck - Suchraum Hochberg – Punkt Rommelsbach
- M859: Punkt Rommelsbach - Suchraum LK Esslingen/Reutlingen

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
Maßnahmen				
M858		✓		
M859		✓		

Maßnahmen des geplanten Projektes

2 Maßnahmen

M858 Großgartach - Hoheneck - Suchraum Hochberg – Punkt Rommelsbach

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion TransnetBW

Bundesländer: Baden-Württemberg

Ausführung:

Netzverstärkung	**72 km**
davon Ersatzneubau	72 km

Geplante Inbetriebnahme: 2037

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen der Maßnahme wird ab Großgartach ein zusätzlicher Stromkreis auf den durch das Projekt P51 errichteten Leitungsanlagen aufgelegt. Ab Hoheneck erfolgt ein Ersatzneubau bestehender 220- und 380-kV-Leitungsanlagen in 380-kV bis zum Punkt Rommelsbach (Netzverstärkung). Zur Versorgung des unterlagerten Verteilnetzes erfolgt eine Einschleifung in das neue Umspannwerk im Suchraum Hochberg (Gemeinden Böblingen, Ehningen, Sindelfingen, Aidlingen, Grafenau). Im Rahmen der Maßnahme sind auch Netzverstärkungsmaßnahmen in den betroffenen Schaltanlagen Großgartach und Hoheneck erforderlich.

M859 Punkt Rommelsbach - Suchraum LK Esslingen/Reutlingen

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Bundesländer: Baden-Württemberg

Ausführung:

Netzverstärkung	**2.3 km**
davon Zu-/Umbeseilung	2.3 km

Geplante Inbetriebnahme: 2037

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen der Maßnahme erfolgt eine HTL-Umbeseilung zwischen Punkt Rommelsbach und Punkt Reicheneck (Netzverstärkung). Desweiteren erfolgt eine Einführung des Stromkreises in das UW Metzingen, das aufgrund weiterer Anforderungen im Suchraum LK Esslingen/Reutlingen

ersatzneugebaut wird.

Der Suchraum LK Esslingen/Reutlingen umfasst die Gemeinden Reutlingen, Riederich, Bempflingen.

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Der betroffene Netzbereich erstreckt sich von Heilbronn über den Großraum Stuttgart bis südlich davon zum Rand der Schwäbischen Alb. Durch diesen Netzbereich führen zwei Hauptachsen des Übertragungsnetzes. Eine der Achsen kommt von Nordosten aus Bayern, die andere von Nordwesten aus Hessen. Sie führen östlich und westlich um den Großraum Stuttgart herum (Ost-/Westumfahrung) und spreizen sich dann in Richtung Süden in die Schweiz auf sowie in Richtung südliches Bayern und Österreich. Diese Achsen stellen wichtige Transitrouten für den Austausch mit den Alpenländern dar. Sie sind aber insbesondere wichtig für die Versorgung des Mittleren Neckarraums. Dieser ist aufgrund der Bevölkerungsdichte und der Industrie geprägt durch eine sehr hohe Last der Großstadt Stuttgart und der umliegenden Gebiete, die sich zukünftig vervielfachen wird. Gleichzeitig ist der Zubau erneuerbarer Energien aufgrund der geringen Flächenverfügbarkeit im Verhältnis zur Last gering und derzeit noch vorhandene CO2-intensive Kraftwerke werden außer Betrieb genommen. Eine starke Anbindung an Regionen mit Erzeugungsüberschüssen ist daher unabdingbar.

Netzplanerische Begründung

Die eingangs genannten Gründe bedingen eine Verstärkung der Netzstruktur in diesem Bereich, um Überlastungen im Übertragungsnetz zu vermeiden. Hierfür bestehen gute Voraussetzungen, da in diesem Bereich noch 220-kV- und 380-kV-Strukturen existieren, die zwar den erwarteten Übertragungsbedarfen aufgrund von Alter oder Bauart nicht mehr gerecht werden, jedoch verstärkt werden können.

Die Verbindung von Großgartach bis Suchraum Hochberg entlastet die zwei Stromkreise der ersten Achse zwischen Großgartach und Pulverdingen. Die Verbindung von Suchraum Hochberg bis Suchraum LK Esslingen/Reutlingen bringt dem Mittleren Neckarraum eine zusätzliche südliche Absicherung und macht einen Leistungsfluss zwischen den zwei sonst südlich getrennten Achsen möglich. Von Hoheneck bis Herbertingen entsteht ein zusätzlicher leistungsstarker Stromkreis, der dabei hilft, die Leistung der zweiten Achse Richtung Süden abzutransportieren. Das geplante UW im Suchraum Hochberg bildet den Schnittpunkt zur ersten Achse. Das UW im Suchraum LK Esslingen/Reutlingen stellt einen Ersatzneubau des bestehenden UW Metzingen dar, der sich aufgrund weiterer Anforderungen aus dem unterlagerten Netz ergibt.

Durch die Maßnahme werden westlich um Stuttgart zwei leistungsstarke Stromkreise geschaffen, die Transit- aber auch Versorgungsaufgaben übernehmen und die zukünftige Anbindung des mittleren Neckarraums stärken.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahmen M858 und M859 haben sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Zu den Maßnahmen 858 und 859 gibt es keine sinnvollen alternativen Netzverknüpfungspunkte, da bereits bestehende 220-kV- und 380-kV-Trassen genutzt werden. Alternative Maßnahmen würden Parallelneubauten bedingen und sind daher hinsichtlich des NOVA-Kriteriums nicht vorzugswürdig.

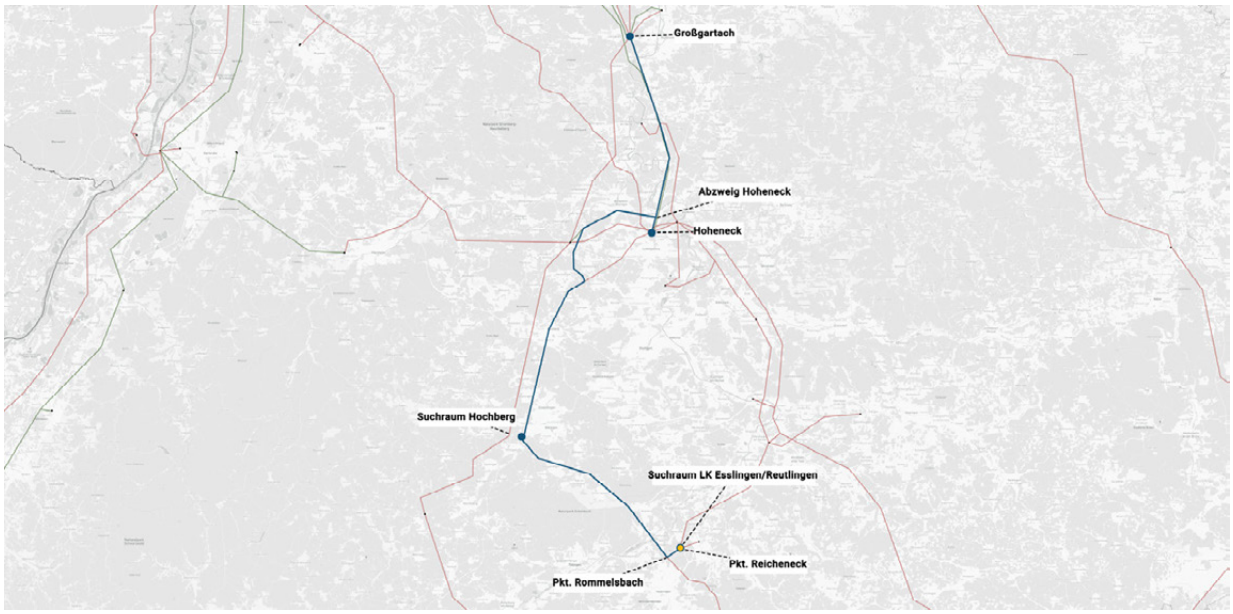
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P676 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmals ausgewiesen und von der Bundesnetzagentur 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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierte On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P676
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P677
Netzverstärkung zwischen Rheinau und Hüffenhardt (Ad-hoc-Maßnahme)

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TRANSNET BW

Zubaunetz Onshore AC Ad-hoc

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität im Nordwesten von Baden-Württemberg. Das Projekt befindet sich teils im Start- und teils im Zubaunetz (siehe P677 und TNG-P677).

- M861: Neurott – Hüffenhardt (Ad-hoc-Maßnahme)

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario / Maßnahmen	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
M861	✓	✓	✓	✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M861 Neurott - Hüffenhardt (ad-hoc)

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Bundesländer: Baden-Württemberg

Ausführung:

Netzverstärkung	**39.3 km**
davon Zu-/Umbeseilung	39.3 km

Geplante Inbetriebnahme: 2030

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen der Maßnahme ist eine HTLS-Zubeseilung eines zusätzlichen 380-kV-Stromkreises von Neurott nach Hüffenhardt geplant (Netzverstärkung). Darüber hinaus sind Netzverstärkungsmaßnahmen in den betroffenen Schaltanlagen erforderlich. Es handelt sich um eine Ad-hoc-Maßnahme, die sich in den zusätzlichen Untersuchungen im NEP 2037/2045 (2023) als kurzfristig umsetzbar und nützlich erwiesen hat, sich aber auch langfristig notwendig zeigt. Es bestehen Abhängigkeiten zu den Projekten TNG-P47 und der Auflösung des bestehenden Dreibeins Hüffenhardt - Neurott - Wiesloch (Vgl. P179 380/110-kV Transformator Wiesloch). Die finale Umsetzung der Maßnahme ist daher abhängig vom Umsetzungszeitpunkt dieser Projekte.

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Bei der Verbindung Rheinau - Neurott - Hüffenhardt handelt es sich um ein Teilstück einer westlich vom Großraum Frankfurt verlaufenden Transportachse zwischen Rheinland-Pfalz und dem Zentrum Baden-Württembergs. Sie ist in diesem Teil bislang nur schwach ausgebaut. Insbesondere bei Nord-Süd-Leistungsflüssen kommt es sowohl westlich als auch östlich des Großraum Frankfurts zu Überlastungen auf bestehenden Transportachsen in Nord-Süd-Richtung. Betroffen ist in Baden-Württemberg der gesamte Bereich von der Grenze zu Hessen und Bayern bis in die Mitte Baden-Württembergs.

Netzplanerische Begründung

Zwischen den betroffenen Anlagen Rheinau und Neurott besteht heute keine direkte Verbindung. Die Anlagen Neurott und Hüffenhardt sind nur mit einem Stromkreis verbunden. Aufgrund freier Gestängeplätze kann auf beiden Abschnitten ein zusätzlicher 380-kV-Stromkreis aufgelegt werden. Zwischen Neurott und Hüffenhardt kann dies kurzfristig als Ad-hoc Maßnahme realisiert werden. Hierdurch können auch schon vor 2037 prognostizierte hohe Transite durch das unterlagerte Hochspannungsnetz reduziert werden, welche bei Ausfall des aktuellen Stromkreises auftreten. Zwischen Rheinau und Neurott liegt bereits auf dem überwiegenden Teil der Strecke ein 380-kV-fähiger Stromkreis auf. Die Maßnahme M860 kann daher mit verhältnismäßig geringem Aufwand

durch Spannungsumstellung und Neubau der Einführungen in die betroffenen Umspannwerke realisiert werden. Aufgrund paralleler Netzausbauprojekte kann diese Maßnahme jedoch nicht kurzfristig als ad-hoc Maßnahme vollständig umgesetzt werden.

Durch Umsetzung beider Maßnahmen wird die Verbindung in den Nordwesten Baden-Würtembergs deutlich verstärkt. Dies trägt zur Reduktion von Überlastungen auf umliegenden Stromkreisen der Region bei, welche insbesondere bei hohen Nord-Süd-Leistungsflüssen auftreten.

Die Maßnahme ist außerdem notwendig, um die zunehmende Einspeisung erneuerbarer Energie im Nordwesten Baden-Württembergs (z. B. Raum Rhein-Neckar) aufnehmen zu können.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahme M861 hat sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2037, A 2045, B 2037 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Zu den Maßnahmen 860 und 861 gibt es keine sinnvollen alternativen Netzverknüpfungspunkte, da bestehende Leitungsanlagen genutzt werden.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P677 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmals ausgewiesen und von der Bundesnetzagentur bestätigt. Die Maßnahme M861 wurde als ad-hoc Maßnahme 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 4. Die darauffolgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P677
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P678
DC-Interkonnektor Deutschland - Schweiz

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TRANSNET BW

Zubaunetz Onshore DC

Weitere Informationen

TYNDP-Nr: 1058

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Deutschland und der Schweiz und enthält folgende Maßnahmen:

- M862: Jettingen – Mettlen (CH)
- M862_b: Jettingen - Mettlen (CH) (Erweiterung um 1 GW)

Maßnahmen des geplanten Projektes

2 Maßnahmen

M862 Jettingen - Mettlen (CH)

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Bundesländer: Baden-Württemberg

Ausführung:

Netzausbau	**114 km**
davon Neubau in neuer Trasse (mit MR)	114 km
Geplante Inbetriebnahme:	2037

Beschreibung der Maßnahme

Die Maßnahme umfasst die Errichtung einer HGÜ-Verbindung mit einer Nennleistung von 1 GW zwischen der Gemeinde Jettingen und Mettlen (Eschenbach, Kanton Luzern) in der Schweiz (Netzausbau). Die finalen Netzverknüpfungspunkte sowie der Grenzübergabepunkt sind von der Prüfung der Trassenrealisierbarkeit und den laufenden Untersuchungen von TransnetBW und dem Schweizer Übertragungsnetzbetreiber Swissgrid abhängig. Zur Anbindung der HGÜ in das deutsche AC-Netz sind die Errichtung einer DC-Konverterstation mit 1 GW Leistung (Netzausbau) sowie Netzverstärkungsmaßnahmen zur Anbindung an das AC-Netz notwendig.

M862_b Jettingen - Mettlen (CH) (Erweiterung um 1 GW)

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Bundesländer: Baden-Württemberg

Ausführung:

Netzausbau	**114 km**
davon Neubau in neuer Trasse (mit MR)	114 km
Geplante Inbetriebnahme:	2037

Beschreibung der Maßnahme

Die Maßnahme umfasst die Erweiterung der HGÜ-Verbindung der P678 M862 zwischen der Gemeinde Jettingen und Mettlen (Eschenbach, Kanton Luzern) in der Schweiz um 1 GW. Inklusive der Maßnahme P678 M862 steigt die Übertragungsleistung damit auf 2 GW.

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Der Süden Deutschlands stellt sowohl heute als auch zukünftig einerseits ein Lastzentrum innerhalb Deutschlands dar und wird andererseits, hinsichtlich des Ausbaus erneuerbarer Energien, geprägt von einer hohen installierten Leistung aus Photovoltaikanlagen. Der Ausbau des Stromnetzes zu angrenzenden Marktgebieten muss jedoch primär in einem gesamtdeutschen Kontext gesehen

werden. In Zeiten hoher Sonneneinstrahlung im Süden, als auch in Zeiten eines hohen Windaufkommens im Norden Deutschlands, ist insbesondere der Export in Richtung der Alpen, zu den dort vorhandenen großen Pumpspeicherkraftwerken, wegweisend für die Umsetzung der Energiewende. Parallel dazu wird für Deutschland in Stunden mit hoher Last und einer schwachen Einspeisung aus Erneuerbaren Energien ein langfristig steigender Importbedarf prognostiziert.

Netzplanerische Begründung

Der Zusammenschluss der Stromnetze der europäischen Länder über Interkonnektoren zum europäischen Verbundnetz bietet viele Vorteile. Mit fortschreitendem Ausbau der dargebotsabhängigen Erneuerbaren Energien stechen insbesondere zwei Aspekte hervor, die zur Optimierung des europäischen Gesamtsystems beitragen.

- Zum einen wird die Integration Erneuerbarer Energien erhöht. In Stunden starker Einspeisung aus Erneuerbaren Energien kann deren teilweise Abregelung verhindert werden, indem Überschüsse über den Interkonnektor in angrenzende Marktgebiete transportiert werden und dort entweder direkt genutzt oder als Strom oder Wasserstoff in Speichern gespeichert werden können. Die großen Wasserspeicher der Alpen spielen hierbei eine zentrale Rolle.
- Zum anderen steigert die Vernetzung die Versorgungssicherheit. Auf Grundlage der regional unterschiedlichen Zusammensetzung und Auftreten der Erneuerbaren Erzeugung wird eine Erhöhung der gesichert verfügbaren Leistung erzielt. In diesem Fall wird wird eine PV-dominierte Region mit einer Wasserkraft-dominierten Region vernetzt. Beide Aspekte ermöglichen außerdem die Verringerung von teurer vorzuhaltener konventioneller Reservekraftwerkskapazität.

Der Ausbau der Interkonnektorkapazität zur Stärkung des europäischen Binnenmarktes ist erklärtes Ziel der Europäischen Union.

Eine Erdverkabelung ist möglich. Aufgrund der deutlichen Kostenreduktion, sowie angesichts der politischen Signale aus dem Koalitionsvertrag von CDU, CSU und SPD auf Bundesebene und der Empfehlung im Bericht zum Energiewende-Monitoring, wird jedoch eine Umsetzung als Freileitung präferiert.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP

eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkteln Verbindung mit dem Anschluss einer HGÜ von Norddeutschland am selben Netzverknüpfungspunkt besteht die Möglichkeit zur Reduktion der Kosten und des Raumbedarfs für die eingesetzten Konverter durch die Umsetzung als Multi-Terminal-Konverter. Die mögliche Umsetzung dieser Ausgestaltung ist abhängig von der gewählten Technologie der beiden Verbindungen, welche zwischen allen beteiligten Partnern abgesprochen sein muss.

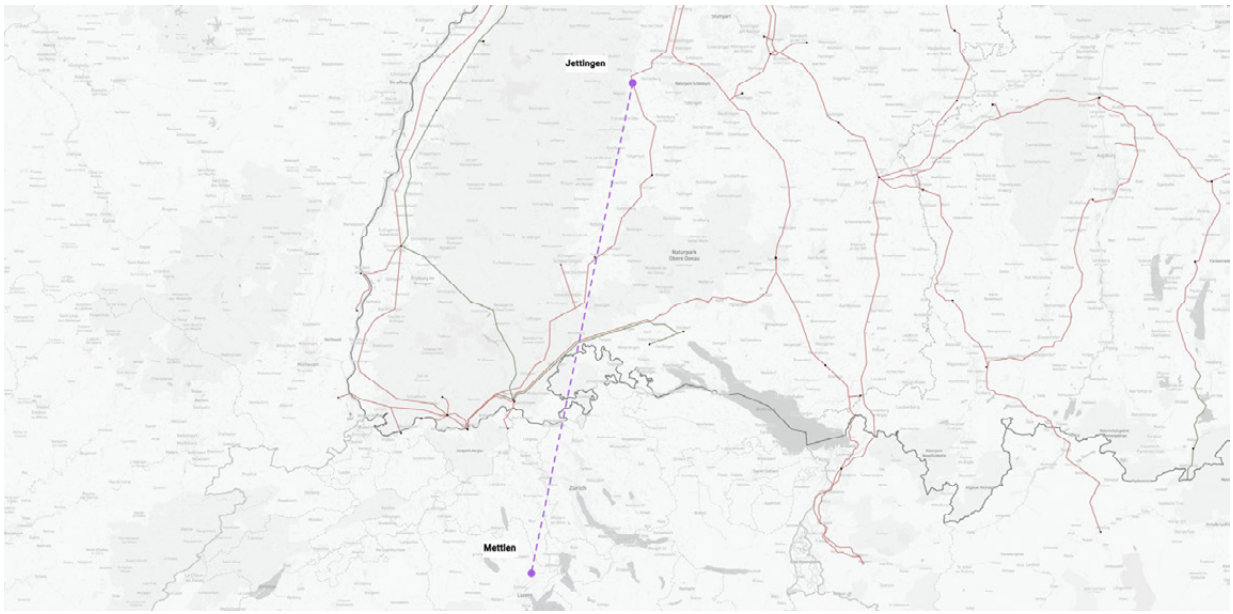
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P678 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmals mit einer Übertragungsleistung von 1 GW ausgewiesen und von der Bundesnetzagentur bestätigt. Es ist als P1058 im TYNDP 2024 enthalten. Im Rahmen des NEP 2037/2045 (2025) wird durch die Maßnahme M862_b eine Erhöhung der Übertragungsleistung auf 2 GW geprüft.

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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierte On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P678
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P680
Leistungsflusssteuerung Höpfingen (Ad-hoc-Maßnahme)

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TRANSNET BW

Zubaunetz Onshore AC Ad-hoc

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Steuerung der Leistungsflüsse im nördlichen Baden-Württemberg.

- M917: Leistungsflusssteuerung in Höpfingen (Ad-hoc-Maßnahme)

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
Maßnahmen				
M917	✓	✓	✓	✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M917 Leistungsflusssteuerung Höpfingen

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Bundesländer: Baden-Württemberg

Geplante Inbetriebnahme: 2030

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen der Maßnahme ist die Errichtung von leistungsflusssteuernden Betriebsmitteln in der Schaltanlage Höpfingen vorgesehen (Netzverstärkung). Sie ermöglichen die Steuerung der Leistungsflüsse im Übertragungsnetz und können diese hinsichtlich der Vermeidung von Überlastungen überregional positiv beeinflussen. Die Schaltanlage Höpfingen ist hierfür zu verstärken.

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Bei starken Nord-Süd-Leistungsflüssen kommt es auf der Achse von Grafenrheinfeld nach Baden-Württemberg sowie auf weiteren Stromkreisen im Bereich des nördlichen Baden-Württembergs und der angrenzenden Bundesländer zu Überlastungen. Die Schaltanlage Höpfingen ist mit nur einem Stromkreis mit jener in Grafenrheinfeld verbunden und befindet sich weit im Norden Baden-Württembergs. Daher eignet sie sich sehr gut, den Leistungsfluss auf dieser Achse und in der Grenzregion zu optimieren.

Netzplanerische Begründung

Die Wirkung der Ad-hoc-Maßnahme wurde im NEP 2037/2045 (2023) anhand eines Szenarios für 2030 geprüft. Mit den bis 2030 umsetzbaren Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen verblieben in diesem im Netz erhebliche Engpässe und damit ein erhebliches Redispatch-Volumen, das durch kurzfristig umsetzbare Ad-hoc-Maßnahmen entsprechend reduziert werden kann. Die leistungsflusssteuernden Betriebsmitteln am Standort Höpfingen haben einen hohen Nutzen zur Verringerung des Redispatch-Volumens im Szenario für 2030 gezeigt. Sie dienen aber auch in den Zielnetzen für 2037 und 2045 der Steuerung und Optimierung der Leistungsflüsse im AC-Höchstspannungsnetz. Dadurch reduzieren sie mittel- und langfristig den ansonsten zusätzlich erforderlichen Bedarf an Netzverstärkungs- oder Netzausbaumaßnahmen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahme M917 hat sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2037, A 2045, B 2037 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Die Maßnahme wurde unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung in das umgebende Transportnetz entwickelt. Dabei hat sich die hier beschriebene Maßnahme als notwendig und gleichzeitig wirksam bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen.

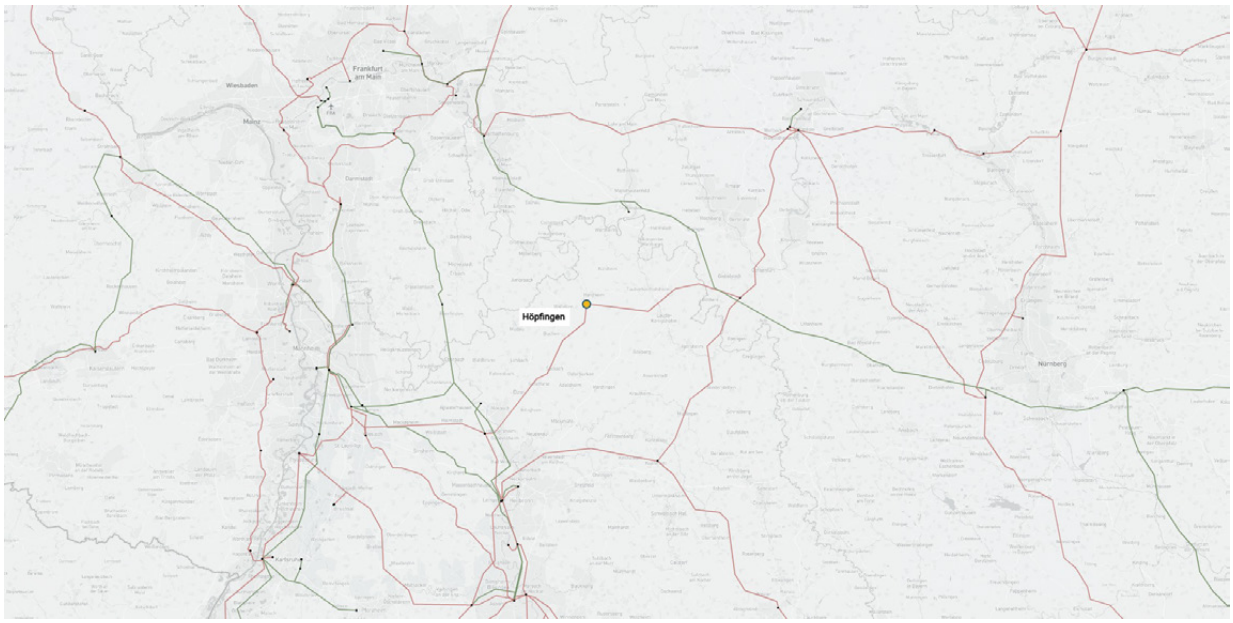
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P680 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmals als Ad-hoc-Maßnahme identifiziert und von der Bundesnetzagentur 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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierte On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P680
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P681
Leistungsflusssteuerung Rotensohl

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TRANSNET BW

Zubaunetz Onshore AC

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Steuerung der Leistungsflüsse im östlichen Baden-Württemberg und enthält folgende Maßnahme:

- M919: Leistungsflusssteuerung in Rotensohl

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
Maßnahmen				
M919	✓	✓	✓	✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M919 Leistungsflusssteuerung Rotensohl

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Bundesländer: Baden-Württemberg

Geplante Inbetriebnahme: 2036

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen der Maßnahme ist die Errichtung von Querregeltransformatoren in der Schaltanlage Rotensohl vorgesehen (Netzverstärkung). Sie ermöglichen die Steuerung der Leistungsflüsse im Übertragungsnetz und können diese hinsichtlich der Vermeidung von Überlastungen überregional positiv beeinflussen. Die Schaltanlage ist zu verstärken, um die Betriebsmittel situativ in verschiedene Stromkreise verschalten zu können. Unabhängig vom Projekt P681 muss die Schaltanlage ersatzneugebaut werden (Vgl. P490 und dort skizzierter Suchraum).

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Im ländlichen Raum in Süddeutschland findet ein starker Zubau von Windenergie- und insbesondere Photovoltaikanlagen statt. Dadurch ergibt sich, trotz ebenfalls bedeutendem Zubau an Batteriespeichern und je Situation, der Bedarf an einem Transport von Leistung in oder aus dieser Region heraus. Zusätzlich sind Transportachsen durch steigende überregionale Leistungsflüsse überlastet. Nach Umsetzung des Projekts P490 treffen am Standort Rotensohl mehrere Transportachsen aufeinander. Über die Steuerung des Leistungsflusses auf den eingehenden Stromkreisen kann dessen Verteilung gesteuert werden, wodurch Überalastungen und kostenintensive Redispatchmaßnahmen verringert werden. Aus diesem Grund eignet sich die Schaltanlage sehr gut zur Optimierung der Leistungsflüsse.

Netzplanerische Begründung

Im Netzentwicklungsplan 2037/2045 (2023) zeigte sich durch die Errichtung von leistungsflussteuernden Betriebsmitteln am Standort Goldshöfe ein hoher Nutzen zur Verringerung des Redispatch-Volumens. Dies traf sowohl auf auf Basis eines Szenarios 2030 zu, als auch mittel- und langfristig in Verbindung mit einer weiteren Vernetzung des Standortes durch die Projekte P304 und P490. Im Zuge weiterer Nachoptimierungen erfolgte nach dem vorigen Netzentwicklungsplan eine Veränderung des Netzverknüpfungspunktes von P490 von Goldshöfe nach Rotensohl (siehe P490). Hierdurch ergibt sich auch für das Projekt P681 eine Verschiebung der Leistungsflussteuerung an den Standort Rotensohl. Aufgrund der schon heute existierenden Vernetzung des Standortes Rotensohl, mit je zwei Stromkreisen in nördliche wie südliche Richtung, entfällt die anteilige Umsetzung von P681 als ad-hoc Maßnahme (M918). Stattdessen ergibt sich der Nutzen nur bei zeitgleicher Errichtung aller leistungsflussteuernden Betriebsmittel, welches zudem erst nach dem Ersatzneubau des UW Rotensohl möglich ist. Der hohe Nutzen zur Verringerung des Redispatch-Volumens zeigt sich im vorliegenden Netzentwicklungsplan auch am Standort Rotensohl. Dadurch reduzieren sie mittel- und

langfristig den ansonsten zusätzlich erforderlichen Bedarf an Netzverstärkungs- oder Netzausbaumaßnahmen. Insbesondere mit Blick auf ihren langfristigen Einsatz, unterschiedliche Leistungsflusssituationen und die zusätzliche Vermaschung nach Osten durch das Projekt P490 ist es sinnvoll, die Schaltanlage derart zu verstärken, dass eine flexible Verschaltungsmöglichkeit in verschiedene Stromkreise gegeben ist.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahme M919 hat sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2037, A 2045, B 2037 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Die Maßnahme wurde unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten wie zum Beispiel die Anbindung in das umgebende Transportnetz entwickelt. Dabei hat sich die hier beschriebene Maßnahme als notwendig und gleichzeitig wirksam bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen.

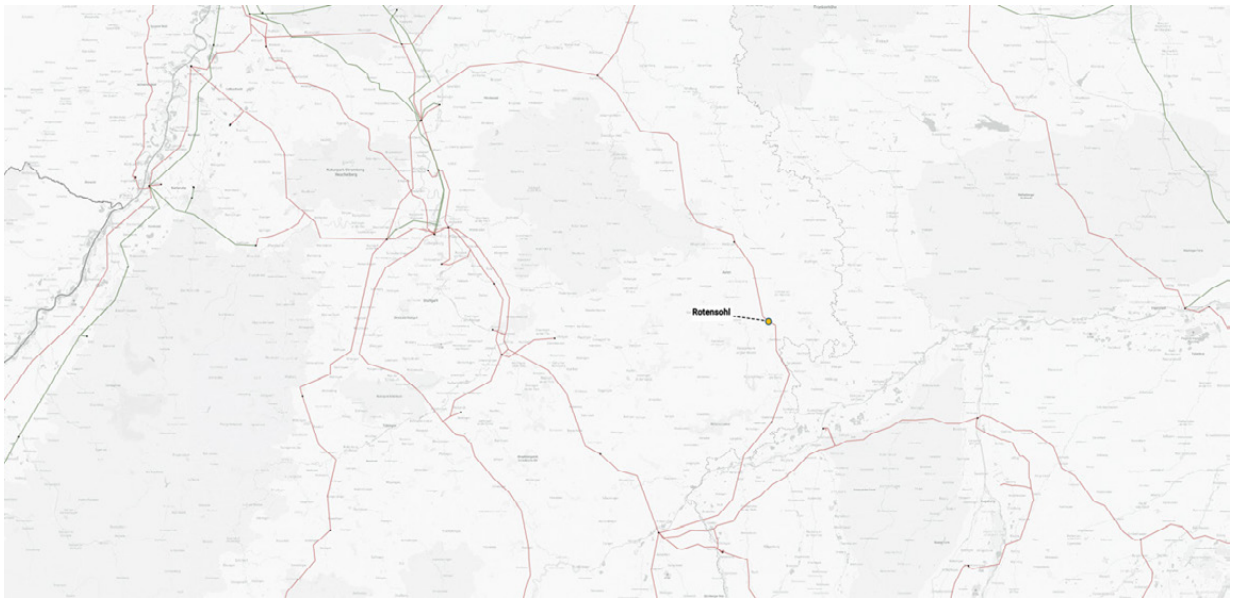
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P681 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmals ausgewiesen und von der Bundesnetzagentur 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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierte On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P681
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P700
UK-DE Hybrid Interconnector Scotland-Germany Phase I/II

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TenneT

Zubaunetz **Onshore** **DC**

Weitere Informationen

TYNDP-Nr: 1192, 1193

Projektbeschreibung

Zwischen Großbritannien und Deutschland ist vom Drittinvestor WindGrid ein hybrider Interkonnektor in Gleichstrom-Technologie geplant. Für den landseitigen Anschluss in Deutschland ist seitens des für den Netzanschluss zuständigen Übertragungsnetzbetreibers TenneT das in Planung befindliche Umspannwerk Grevenkop benannt worden.

HansaLink ist ein Hybrid-Interkonnektor zwischen dem Vereinigten Königreich und Deutschland, welcher in Phase I zunächst einen britischen Windpark mit 2 GW Offshore-Wind von schottischen Gewässern in beide Länder integrieren wird. In Phase II wird ein zusätzlicher britischer Windpark mit 2 GW Offshore-Wind integriert, wobei die Übertragungskapazität der Anlandführungen des Interkonnektors stets 2 GW beträgt. Das Projekt wird es den Ländern ermöglichen, Strom aus Erneuerbaren Energien effizient zu nutzen, die Versorgungssicherheit zu erhöhen und die Reduzierung der CO2-Emissionen voranzutreiben.

Das Projekt beinhaltet folgende Maßnahmen:

- M700a UK-DE Hybrid Interconnector Scotland-Germany Phase I
- M700b UK-DE Hybrid Interconnector Scotland-Germany Phase II

Weitere Infos zum Projekt

https://www.hansalink.com

Maßnahmen des geplanten Projektes

2 Maßnahmen

M700a UK-DE Hybrid Interconnector Scotland-Germany Phase I

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: AWZ/Küstenmeer Nordsee

Ausführung:

Netzausbau	**900 km**
davon Neubau Verbindung zwischen Konverter (mit MR)	900 km

Geplante Inbetriebnahme: 2033

Beschreibung der Maßnahme

Vom geplanten Netzverknüpfungspunkt in Steinburg (Gemeinde Sommerland) in Schleswig-Holstein nach Großbritannien ist die Errichtung einer ca. 900 km langen Gleichstromverbindung mit einer Kapazität von 2 GW geplant. Dabei werden in schottischen Gewässern 2 GW Offshore-Wind integriert. Hierzu sind in Summe zwei Onshore-Konverterstationen mit einer Nennleistung von 2 GW zu errichten, welche sich in Schottland bzw. Deutschland befinden Zudem ist in schottischen Gewässern ein 2 GW Offshore-Konverter geplant, welcher der Integration der Offshore-Windenergie dient. Der HGÜ-Seekabel-/Landtrassenverlauf hat eine indikative Streckenlänge von ca. 900 km und wird nach Festlegung des Standorts der Offshore-Plattform zur Anbindung des Offshore-Windparks und der Konverterstationen festgelegt.

M700b UK-DE Hybrid Interconnector Scotland-Germany Phase II

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: Schleswig-Holstein

Geplante Inbetriebnahme: 2035

Beschreibung der Maßnahme

In einer späteren zweiten Phase soll das Projekt um weitere 2 GW Offshore-Wind erweitert werden.

Begründung des geplanten Projekts

Hintergrund des geplanten Projekts

Das Projekt ist mit der Nummer 1192/1193 in den TYNDP 2024 aufgenommen worden. In diesem Zusammenhang hat die Bundesnetzagentur im genehmigten Szenariorahmen die Aufnahme in den NEP 2037/2045 (2025) vorgesehen.

Im NEP 2037/2045 (2025) führen die Übertragungsnetzbetreiber eine Kosten-Nutzen-Analyse (CBA) für das Projekt durch, deren Ergebnisse mit dem zweiten Entwurf veröffentlicht werden.

Die von WindGrid durchgeführte Analyse zeigt, dass das Projekt eine positive Kosten-Nutzen-Analyse erzielt und mehrere Vorteile für die sozioökonomische Wohlfahrt bietet, darunter eine verbesserte Versorgungssicherheit, eine verstärkte Integration Erneuerbarer Energien und eine Reduktion der CO2-Emissionen.

Da das Projekt von einem Drittinvestor geplant wird, sind die technischen Details des Projekts sowie die Kosten den ÜNB nicht bekannt. Die Kosten des Projekts wurden von den ÜNB nicht in den Gesamtkosten der Szenarien des NEP 2037 (2025) berücksichtigt, da diese nicht bei den deutschen ÜNB anfallen und insofern nicht von den deutschen Netzkunden zu tragen sind.

Kosten-Nutzen-Analyse

Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse auf Basis des Szenarios A 2037:
TYNDP-Nr. P1192 Hybrid Interconnector Scotland-Germany Phase I (UK-DE)

	SEW in M€	Vermiedener CO_2-Ausstoß in kt/Jahr	Integration Erneuerbare in GWh/Jahr	Vermiedene Netzverluste in GWh	Vermiedener Redispatch in GWh	Vermiedene Klimafolgekosten in M€/Jahr
Marktsimulation	514,3	1.440,0	2.610,0			313,1
innerdeutscher Redispatch	-58,6	-42,0	-245,0	-68,6	-478,5	-15,5
Gesamt	**455,7**	**1.398,0**	**2.365,0**	**-68,6**	**-478,5**	**297,6**

SEW: Socio-Economic Welfare. Positives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung des SEW
CO_2: Positives Vorzeichen bedeutet eine Reduktion des CO_2-Ausstoßes
Integration Erneuerbare: Positives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der EE-Intergration
Netzverluste: positives Vorzeichen bedeutet eine Reduktion der Netzverluste
Redispatch-Menge (RD-Menge): negatives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der notwendigen Redispatchmenge
Klimafolgekosten: positives Vorzeichen bedeutet eine Reduktion der Klimafolgekosten

Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse auf Basis des Szenarios B 2037:
TYNDP-Nr. P1192 Hybrid Interconnector Scotland-Germany Phase I (UK-DE)

	SEW in M€	Vermiedener CO_2-Ausstoß in kt/Jahr	Integration Erneuerbare in GWh/Jahr	Vermiedene Netzverluste in GWh	Vermiedener Redispatch in GWh	Vermiedene Klimafolgekosten in M€/Jahr
Marktsimulation	461,4	1.090,0	2.870,0			236,6
innerdeutscher Redispatch	-104,0	-66,5	-91,0	-124,9	-1.305,0	-24,6
Gesamt	**357,4**	**1.023,5**	**2.779,0**	**-124,9**	**-1.305,0**	**212,0**

SEW: Socio-Economic Welfare. Positives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung des SEW
CO_2: Positives Vorzeichen bedeutet eine Reduktion des CO_2-Ausstoßes
Integration Erneuerbare: Positives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der EE-Intergration
Netzverluste: positives Vorzeichen bedeutet eine Reduktion der Netzverluste
Redispatch-Menge (RD-Menge): negatives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der notwendigen Redispatchmenge
Klimafolgekosten: positives Vorzeichen bedeutet eine Reduktion der Klimafolgekosten

Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse auf Basis des Szenarios A 2045:
TYNDP-Nr. P1192 Hybrid Interconnector Scotland-Germany Phase I (UK-DE)

	SEW in M€	Vermiedener CO_2-Ausstoß in kt/Jahr	Integration Erneuerbare in GWh/Jahr	Vermiedene Netzverluste in GWh	Vermiedener Redispatch in GWh	Vermiedene Klimafolgekosten in M€/Jahr
Marktsimulation	412,0	150,0	4.410,0			35,0
innerdeutscher Redispatch	-106,0	-12,0	-266,0	-140,1	-965,0	-4,9
Gesamt	**306,0**	**138,0**	**4.144,0**	**-140,1**	**-965,0**	**30,1**

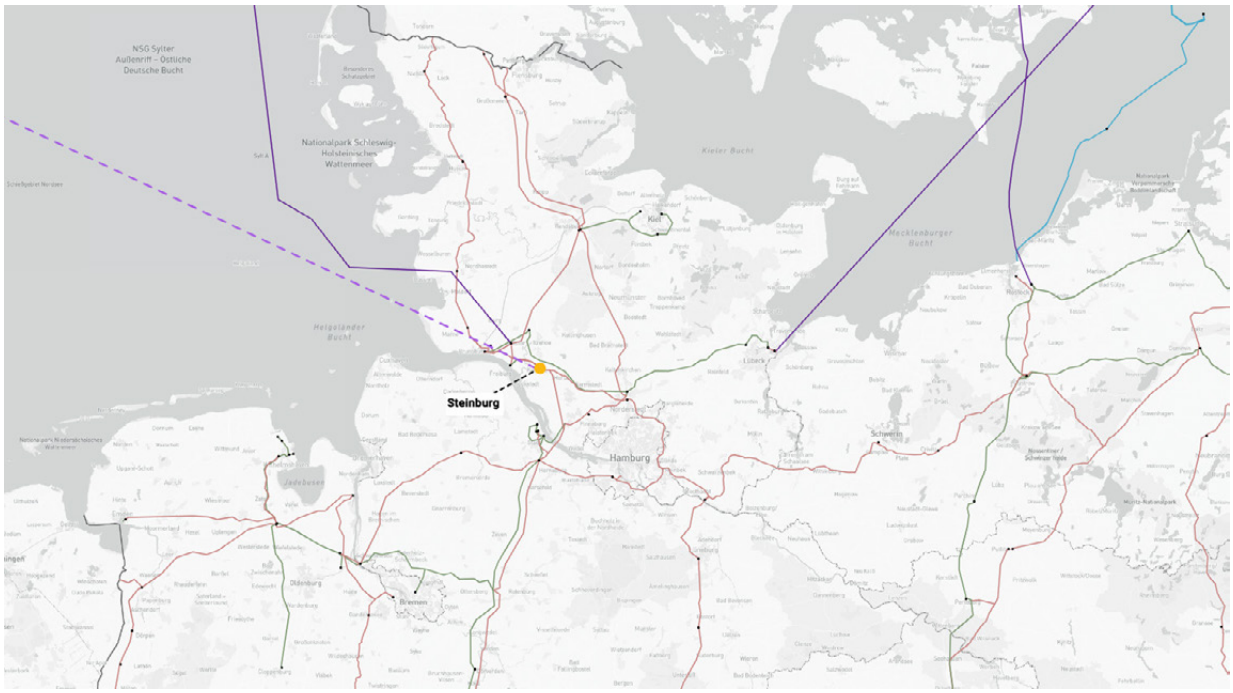
SEW: Socio-Economic Welfare. Positives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung des SEW
CO_2: Positives Vorzeichen bedeutet eine Reduktion des CO_2-Ausstoßes
Integration Erneuerbare: Positives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der EE-Intergration
Netzverluste: positives Vorzeichen bedeutet eine Reduktion der Netzverluste
Redispatch-Menge (RD-Menge): negatives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der notwendigen Redispatchmenge
Klimafolgekosten: positives Vorzeichen bedeutet eine Reduktion der Klimafolgekosten

Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse auf Basis des Szenarios B 2045:
TYNDP-Nr. P1192 Hybrid Interconnector Scotland-Germany Phase I (UK-DE)

	SEW in M€	Vermiedener CO_2-Ausstoß in kt/Jahr	Integration Erneuerbare in GWh/Jahr	Vermiedene Netzverluste in GWh	Vermiedener Redispatch in GWh	Vermiedene Klimafolgekosten in M€/Jahr
Marktsimulation	462,5	130,0	5.320,0			30,5
innerdeutscher Redispatch	-73,0	-9,7	-127,0	-255,0	-710,0	-4,0
Gesamt	**389,5**	**120,3**	**5.193,0**	**-255,0**	**-710,0**	**26,5**

SEW: Socio-Economic Welfare. Positives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung des SEW
CO_2: Positives Vorzeichen bedeutet eine Reduktion des CO_2-Ausstoßes
Integration Erneuerbare: Positives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der EE-Intergration
Netzverluste: positives Vorzeichen bedeutet eine Reduktion der Netzverluste
Redispatch-Menge (RD-Menge): negatives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der notwendigen Redispatchmenge
Klimafolgekosten: positives Vorzeichen bedeutet eine Reduktion der Klimafolgekosten

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P700
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P701
Netzausbau Arpe - Punkt Limburg

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

amprion verbindet

Zubaunetz **Onshore** **AC**

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Transportkapazität zwischen Arpe im Sauerland und dem Punkt Limburg. Zur Realisierung sind folgende Maßnahmen notwendig:

- M1101: Netzausbau Arpe – Punkt Limburg
- M1101SA: Doppeleinschleifung Arpe

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
Maßnahmen				
M1101	✓		✓	
M1101SA	✓	✓	✓	✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

2 Maßnahmen

M1101 Netzausbau Arpe - Punkt Limburg

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Hessen Nordrhein-Westfalen

Ausführung:

Netzausbau	**120 km**
davon Neubau in neuer Trasse	120 km

Geplante Inbetriebnahme: 2037

Beschreibung der Maßnahme

Es erfolgt ein Leitungsneubau von zwei 380-kV-Stromkeisen zwischen den Anlagen Arpe und dem Punkt Limburg (Netzausbau). Hierfür muss die Anlage Arpe erweitert werden. Am Punkt Limburg wird die hier beschriebene Leitung mit dem geplanten Projekt P509 (Limburg – Bommersheim - Eschborn – Kriftel) so verbunden, dass in Limburg über die bereits für P509 erforderlichen zwei 380-kV-Schaltfelder keine zusätzliche Erweiterung der Anlage erforderlich ist. Da zwischen den Stationen bislang keine Direktverbindung in Form einer -380- bzw. 220-kV Infrastruktur vorhanden ist, ist zu prüfen, inwieweit ein Neubau in neuer Trasse oder ggf. in Teilabschnitten ein Ersatz- bzw. Parallelneubau im Trassenraum der Bestandstrassen der umgebenden 220-/380- oder 110-kV Leitungsinfrastruktur möglich ist.

M1101SA Doppeleinschleifung Arpe

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Nordrhein-Westfalen

Ausführung:

Netzausbau	**2 km**
davon Neubau in neuer Trasse	2 km

Geplante Inbetriebnahme: 2037

Beschreibung der Maßnahme

Die Anlage Arpe ist zur Symmetrierung der Lastflüsse von einer Einfach- auf eine Doppeleinschleifung auszubauen. Gleichzeitig dient die Doppeleinschleifung dazu, diese noch vor der Fertigstellung von Arpe – Limburg nach dem erweiterten n-1-Kriterium in das Übertragungsnetz einzubinden. Dies ist

nach den Netzplanungsgrundsätzen der 4 ÜNB ab der Inbetriebnahme eines dritten 380-/110-kV-Transformators erforderlich. Hierfür ist eine Erweiterung der Anlage Arpe sowie ein Leitungsneubau mit zwei 380-kV-Stromkreisen vom Pkt. Arpe bis zur UA Arpe erforderlich.

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Das Sauerland ist charakterisiert durch eine Vielzahl von regenerativen Energiequellen. Bei hoher regenerativer Einspeisung aus diesen Anlagen übersteigt die erzeugte Leistung den Bedarf der Region wesentlich. Der Frankfurter Raum stellt wiederum ein Ballungszentrum dar. Dieser ist durch eine Vielzahl an Rechenzentren und einem hohen Verbrauch an elektrischer Energie geprägt.

Netzplanerische Begründung

Das Projekt dient im Zusammenspiel mit dem Projekt P509 dem Transport von regenerativer Erzeugung in den Frankfurter Raum und der Reduktion von strukturellen Nord-Süd-Netzengpässen zwischen Nordrhein-Westfalen und dem Frankfurter Raum.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

- Die Maßnahme M1101 hat sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2037 und B 2037 als erforderlich erwiesen.
- Die Maßnahme M1101SA hat sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2037, A 2045, B 2037 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell

berücksichtigt. Im Zuge dessen konnten keine Optimierungs- bzw. Verstärkungsmaßnahmen mit der gleichen Redispatch-reduzierenden Wirkung identifiziert werden. Daher ist ein Ausbau in neuer Trasse notwendig.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Ein alternativer Netzverknüpfungspunkt (NVP) wäre anstelle des Punkts Limburg die Station Limburg. Dies wurde jedoch aufgrund der nicht möglichen Erweiterungsmöglichkeit der Station Limburg verworfen. Ein NVP in Eschborn oder Bommersheim wurde aufgrund des notwendigen Leitungsneubaus gegenüber dem Projekt P509 verworfen.

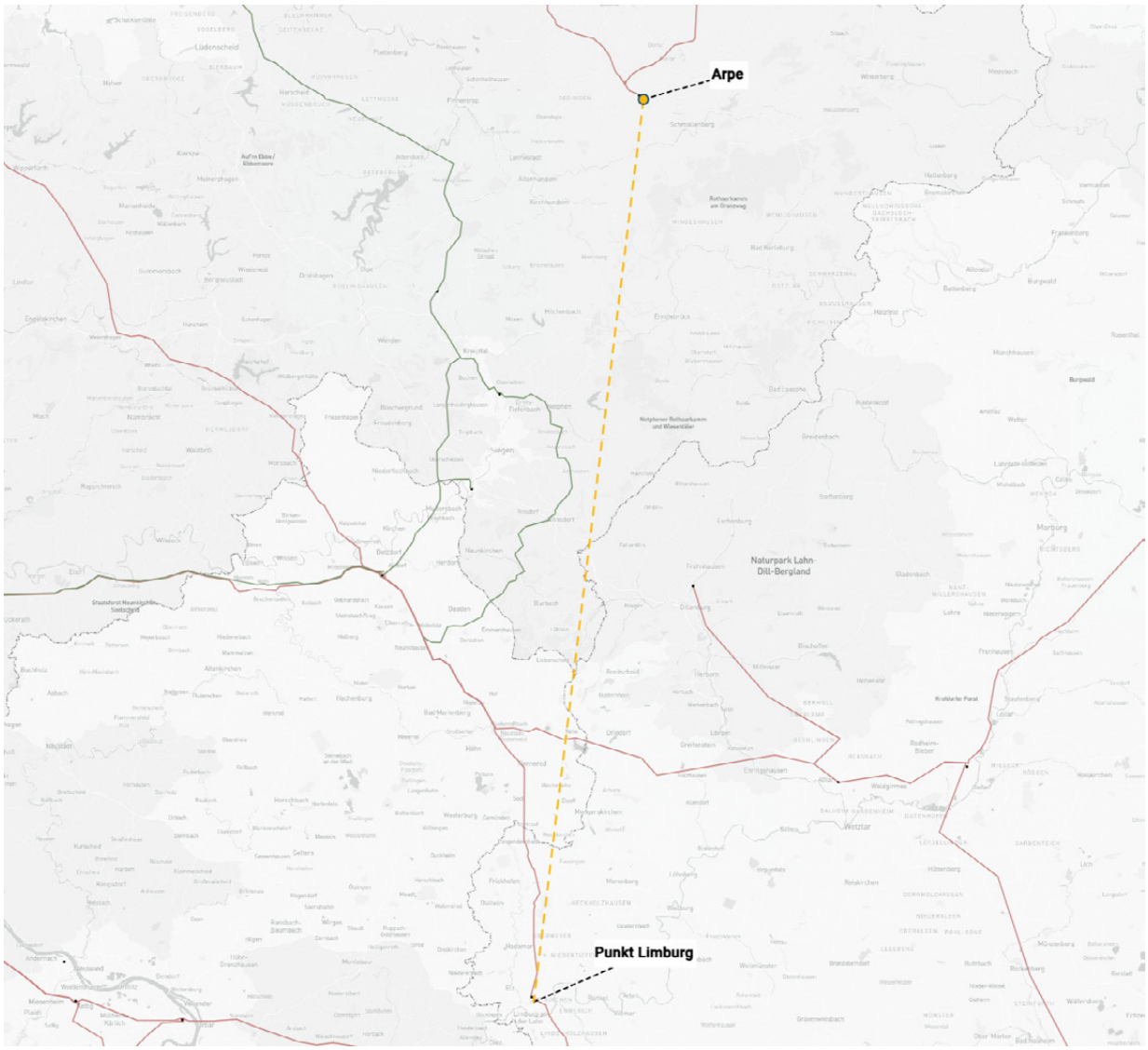
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P701 wurde im NEP 2037/2045 (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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierte On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P701
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P702
Netzverstärkung Kriftel - Bischofsheim

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

amprion verbindet

Zubaunetz Onshore AC

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Transportkapazität im Frankfurter Raum zwischen Kriftel und Bischofsheim. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M1102: Netzverstärkung Kriftel - Bischofsheim

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
Maßnahmen				
M1102	✓	✓	✓	✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M1102 Zubeseilung Kriftel - Bischofsheim

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Hessen

Ausführung:

Netzverstärkung	**18.8 km**
davon Zu-/Umbeseilung	18.8 km

Geplante Inbetriebnahme: 2037

Beschreibung der Maßnahme

Zwischen den Bestandsanlagen Kriftel und Bischofsheim ist eine Netzverstärkung durch Zubeseilung vorzunehmen. Hierzu wird auf dem bestehenden Gestänge ein zusätzlicher 380-kV-Stromkreis aufgelegt (Netzverstärkung).

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Das Rhein-Main-Gebiet zeichnet sich aufgrund der ansässigen Industrie und der hohen Bevölkerungsdichte durch eine hohe Last aus. Diese wird sich in den Zieljahren aufgrund der Ansiedlung und Vergrößerung von Rechenzentren sowie der Dekarbonisierungsbestrebungen der Industrie stark erhöhen. Darum ist die Region besonders nach dem sukzessiven Ausstieg aus der Braun- und Steinkohleverstromung zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit zunehmend auf Energietransporte aus anderen Regionen angewiesen. Dies gilt ungeachtet des dort voranschreitenden Ausbaus erneuerbarer Energien. Die daraus resultierende Netzinfrastruktur kann zukünftig durch Verstärkungen, Ausbau und Umstrukturierungen für eine Erweiterung sowohl der Nord-Süd- als auch der Ost-West-Transportkapazität genutzt werden.

Netzplanerische Begründung

Die Zubeseilung zwischen Kriftel und Bischofsheim erhöht die Übertragungskapazität im Frankfurter Raum. Die beschriebene Maßnahme beseitigt Überlastungen und dient dabei insbesondere dem Abtransport von Strom aus erneuerbaren Energien und gewährleistet eine langfristig sichere Versorgung des Rhein-Main-Gebiets.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind Onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahme M1102 hat sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2037, A 2045, B 2037 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Gemäß dem NOVA-Prinzip wird durch die Verstärkung der bestehenden Leitung eine Netzausbaumaßnahme vermieden. Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternativ zu der beschriebenen Maßnahme M1102 könnte eine 380-kV-Leitung zwischen der Anlage Kriftel und der Anlage Bischofsheim als Neubau in bestehender Trasse vorgenommen werden. Diese Planungsalternative ist im Vergleich mit der vorgeschlagenen Maßnahme M1102 im Hinblick auf das NOVA-Prinzip nicht vorzugswürdig und wurde daher verworfen.

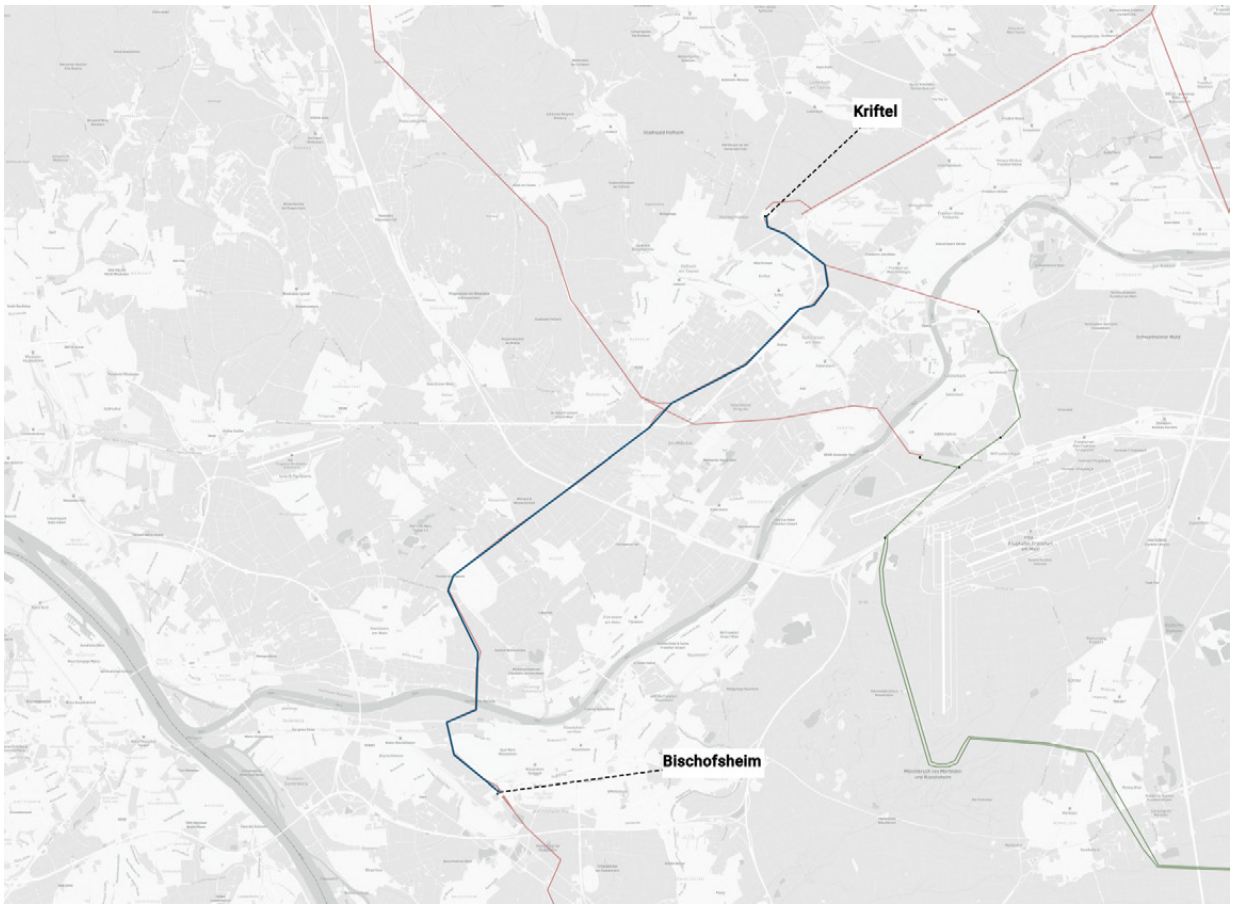
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P702 wurde im NEP 2037/2045 (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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierten On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P702
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P703
Leistungsflusssteuerung in der Pfalz

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

amprion verbindet

Zubaunetz **Onshore** **AC**

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Steuerung der Leistungsflüsse zwischen der östlichen Pfalz und Baden-Württemberg. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M1103: Leistungsflusssteuerung in der Pfalz

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario / Maßnahmen	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
M1103	✓	✓	✓	✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M1103 Leistungsflusssteuerung in der Pfalz

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Rheinland-Pfalz

Geplante Inbetriebnahme: 2037

Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen der Maßnahme ist die Errichtung von leistungsflusssteuernden Betriebsmitteln in der Schaltanlage Maximiliansau vorgesehen (Netzoptimierung). Sie ermöglichen die Steuerung der Leistungsflüsse im Übertragungsnetz und können diese hinsichtlich der Vermeidung von Überlastungen überregional positiv beeinflussen. Die Schaltanlage Maximiliansau ist hierfür zu verstärken.

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Leitungsachse von der östlichen Pfalz nach Baden-Württemberg ist heute durch hohe Lastschwerpunkte geprägt. Der fortschreitende Zubau erneuerbarer Energien führt perspektivisch zu erhöhten Rückspeisungen und damit zu stärkeren bidirektionalen Lastflüssen. Gleichzeitig fungiert die Region als zentrale Transportachse zu den Pumpspeicherkraftwerken in den Alpen. Darüber hinaus stellt sie eine wichtige Verbindung für den nationalen und grenzüberschreitenden Stromhandel dar.

Netzplanerische Begründung

Eine Steuerbarkeit der Transite zwischen der östlichen Pfalz und Baden-Württemberg reduziert strukturelle Netzengpässe insbesondere auf den Leitungen zwischen Lambsheim und Weingarten sowie großräumig auf den Nord-Süd-Transitachsen zwischen Rheinland-Pfalz und Baden-Württemberg. Darüber hinaus trägt die Maßnahme zur Integration von erneuerbaren Energien im Süden Deutschlands bei.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige

Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind Onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahme M1103 hat sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2037, A 2045, B 2037 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Gemäß dem NOVA-Prinzip wird durch die Optimierung der bestehenden Leitung eine Netzausbaumaßnahme vermieden. Die Maßnahme M1103 erfolgt zusätzlich zur Verstärkungsmaßnahme im Projekt P310. Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Eine weitere Verstärkung der bestehenden Leitung über die Maßnahme M485 hinaus ist nicht möglich aufgrund der Systemgrenze von 4000 A. Alternativ zu der beschriebenen Maßnahme M1103 könnte eine Netzerweiterung zwischen den Anlagen Lambsheim und Maximiliansau als Neubau in neuer Trasse vorgenommen werden. Diese Planungsalternative ist im Vergleich mit der vorgeschlagenen Maßnahme M1103 im Hinblick auf das NOVA-Prinzip nicht vorzugswürdig und wurde daher verworfen.

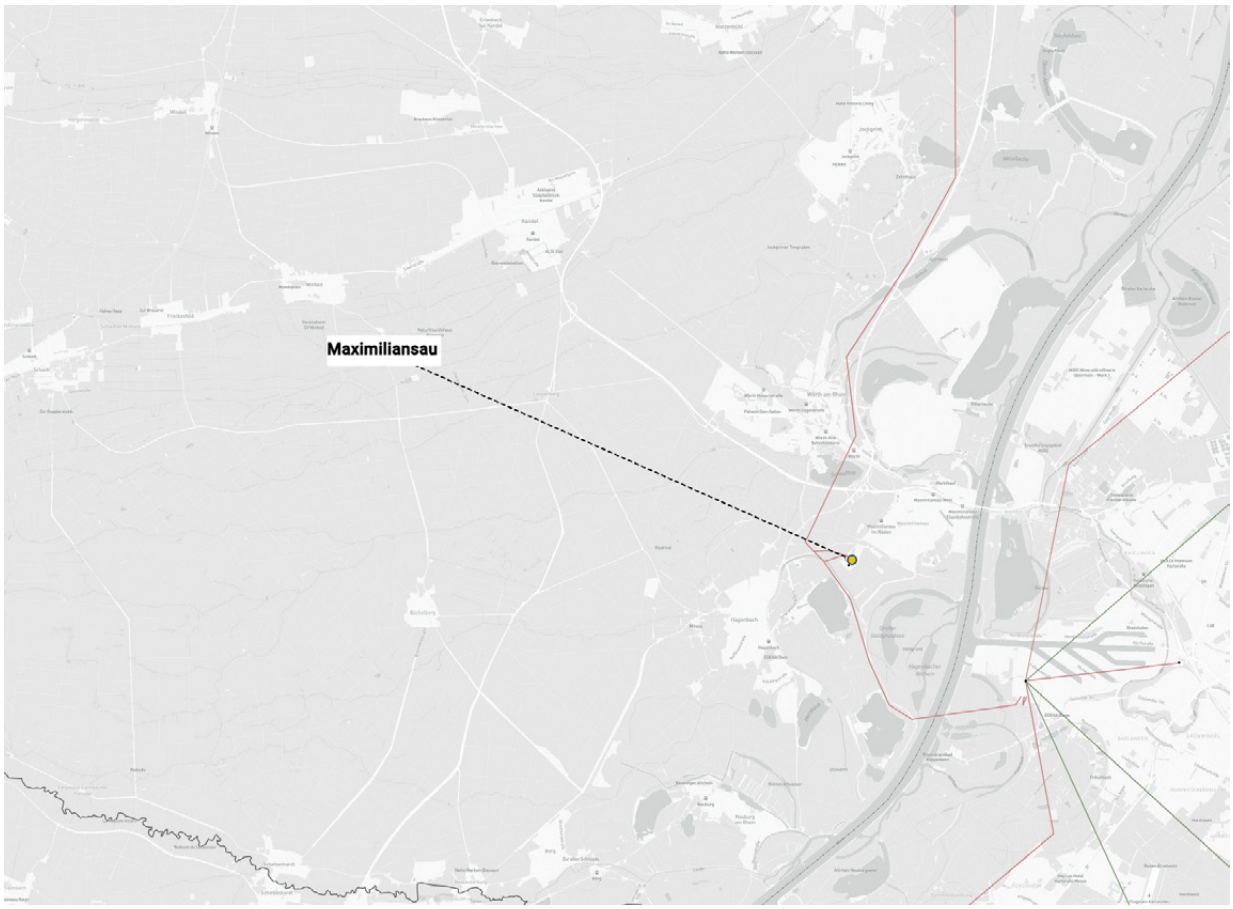
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P703 wurde im NEP 2037/2045 (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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierten On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P703
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P704
Netzausbau Wengerohr - Bekond

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

amprion verbindet

Zubaunetz Onshore AC

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Transportkapazität zwischen Wengerohr und Bekond. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M1104: Netzausbau Wengerohr – Bekond

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
Maßnahmen				
M1104		✓		✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M1104 Netzausbau Wengerohr - Bekond

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Rheinland-Pfalz

Ausführung:

Netzausbau	**21 km**
davon Neubau in neuer Trasse	21 km

Geplante Inbetriebnahme: 2045

Beschreibung der Maßnahme

Es erfolgt ein Leitungsneubau in neuer Trasse von zwei 380-kV-Stromkeisen mit einer Übertragungsfähigkeit von jeweils 4.000 A zwischen den Anlagen Wengerohr und einer neu zu errichtenden Anlage Bekond. Dort ist eine Zusammenführung der Stromkreise aus Wengerohr, Uchtelfangen und Aach möglich. Hierfür muss die Anlage Wengerohr um eine zusätzliche Sammelschiene sowie zwei Schaltfelder erweitert werden. In der neu zu errichtenden Anlage Bekond wird das Verteilnetz zur Aufnahme von überschüssiger erneuerbarer Energie in das Übertragungsnetz angeschlossen.

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Szenarien zeigen eine zunehmende Einspeisung erneuerbarer Energien im Nord-Westen von Rheinland-Pfalz, welche in die angrenzenden Lastschwerpunkte übertragen werden muss. Prägend für die Region sind zudem die Transportaufgaben in das laststarke Rheinland und Saarland. Darüber hinaus nehmen die grenzüberschreitenden Leistungsflüsse in die Nachbarländer Luxemburg und Frankreich zu und beeinflussen die Region maßgeblich.

Netzplanerische Begründung

Es ist zu erwarten, dass sich sowohl die grenzüberschreitenden Leistungsflüsse mit Frankreich als auch die Lastsituationen im Rheinland, im Saarland sowie im Raum Bürstadt weiter ausprägen werden. Das hier beschriebene Projekt führt zu einer Verstärkung der Transportachse im Nord-Westen von Rheinland-Pfalz. Dies sorgt für eine Entlastung der Stromkreise mit ähnlicher Transportaufgabe. Dies betrifft insbesondere Stromkreise im Nord-Westen von Rheinland-Pfalz sowie die Stromkreise zwischen Bürstadt und Weißenthurm im Osten des Bundeslandes.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative

Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahme M1104 hat sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2045 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenentwicklung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Aufgrund der übergeordneten Transitaufgabe sowie überschüssiger Leistung erneuerbarer Energien in der Region hat sich jedoch ein 380-kV-Netzausbau als vorzugswürdig ergeben. Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme erwiesen. Alternativ zum beschriebenen NVP in der neu zu gründenden Station Bekond könnte als Netzverknüpfungspunkt am Punkt Schweich die Leitung BL. 4553 genutzt werden. Diese Alternative wäre insbesondere dann geeignet, wenn die Anlage Bekond am Standort nicht realisierbar wäre.

Bisherige Bestätigung des Projekts

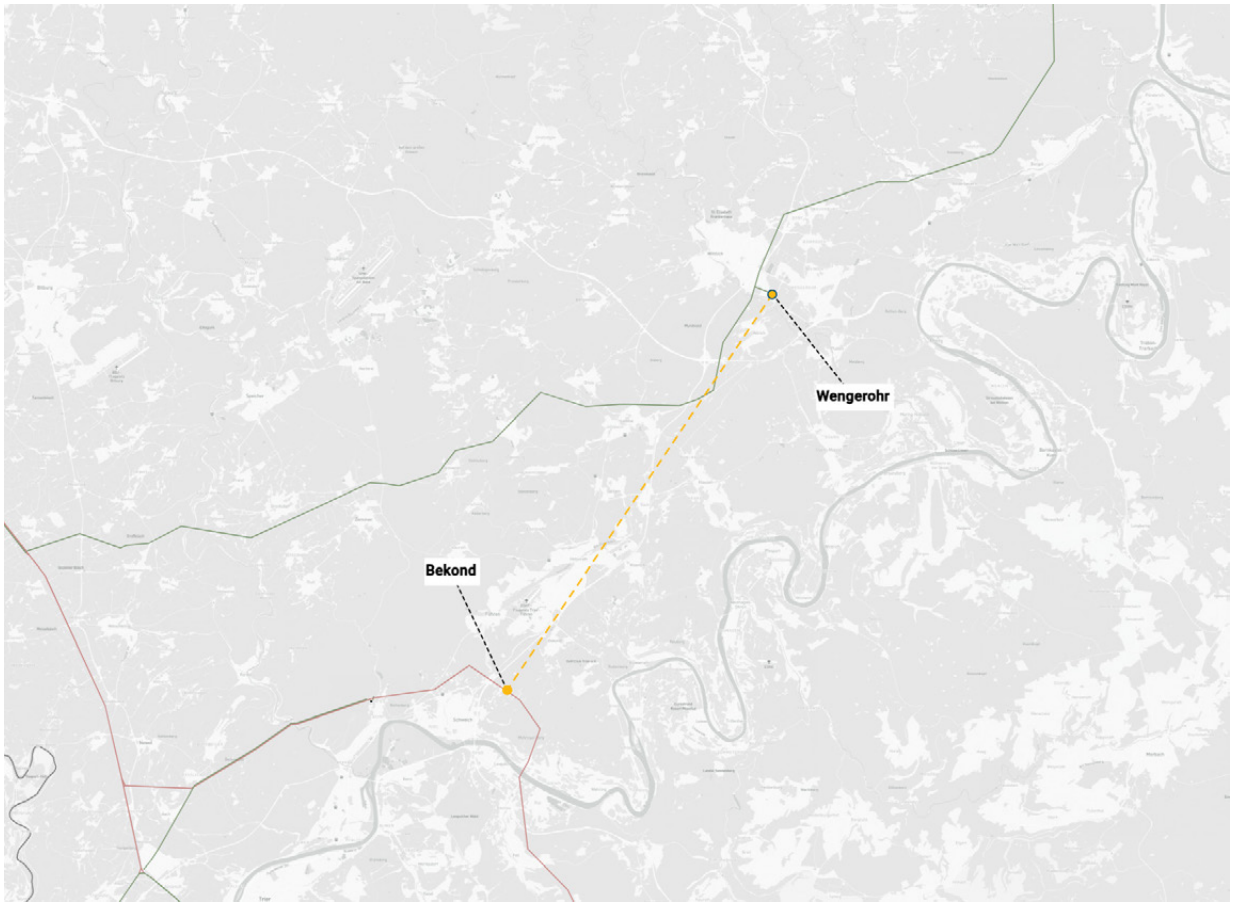
Das Projekt P704 wurde im NEP 2037/2045 (2025) erstmalig identifiziert.

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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten

Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierte On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P704
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P705
Netzausbau Meckenheim - Dahlem/Wallenthal

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

amprion verbindet

Zubaunetz Onshore AC

Projektbeschreibung

Das Projekt dient dem besseren Abtransport der Leistung aus erneuerbaren Energien aus der Region Eifel sowie zur besseren Integration des zweiten Belgien-Interkonnektors (P313) in das deutsche AC-Höchstspannungsnetz. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M1105: Netzausbau Meckenheim – Dahlem/Wallenthal

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario / Maßnahmen	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
M1105	✓		✓	

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M1105 Netzausbau Meckenheim - Dahlem/Wallenthal

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Nordrhein-Westfalen

Ausführung:

Netzausbau	**36 km**
davon Neubau in neuer Trasse	36 km

Geplante Inbetriebnahme: 2045

Beschreibung der Maßnahme

Zwischen der Station Wallenthal (siehe P407 M982) und der Station Meckenheim ist der Neubau einer 380-kV-Leitung vorgesehen (Netzausbau). Alternativ zur Anbindung der Station Wallenthal ist eine Verlängerung der Leitung bis zur Station Dahlem möglich. Die Leitung sollte mit dem zweiten Interkonnektor nach Belgien (P313) in einer Station kombiniert werden, um eine Synergie mit der Verbindung aus Belgien herstellen zu können. Zur Bündelung mit einer vorhandenen Freileitung ist voraussichtlich auch eine Einbindung des Punktes Kleinbüllesheim zu prüfen.

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Region Eifel ist charakterisiert durch eine Vielzahl von regenerativen Energiequellen (Onshore-Windenergie und Photovoltaik). Bei hoher regenerativer Einspeisung aus diesen Anlagen übersteigt die erzeugte Leistung den Bedarf der dortigen Lasten bereits heute um ein Vielfaches. Zukünftig ist mit der Flächenausweisung nach WindBG mit einem weiteren Ausbau von erneuerbaren Energien in diesem Netzbereich zu rechnen. Des Weiteren entsteht mit dem zweiten Interkonnektor nach Belgien eine potenzielle Einspeisung oder Entnahme von bis zu 2 GW (P313) in die oder aus der Region, was die bestehende Infrastruktur zusätzlich belastet.

Netzplanerische Begründung

Durch die zwei zusätzlichen Stromkreise zwischen Meckenheim und Wallenthal/Dahlem werden Überlastungen auf der Leitungsachse zwischen Oberzier und Niederstedem reduziert. Zusätzlich wird das Risiko für Fehlerfälle bei betriebsbedingten Freischaltungen auf der Achse durch die zusätzliche Verbindung reduziert. Die zusätzliche Querverbindung in Ost-West-Richtung führt darüber hinaus zu einer stärken Vermaschung und damit generellen Stärkung des Netzes.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative

Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind Onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahme M1105 hat sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2045 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Planung wurde das NOVA-Prinzip generell berücksichtigt. Da keine bestehende 220- oder 380-kV-Infrastruktur auf der zu errichtenden Ost-West-Achse existiert, kommt nur ein Neubau infrage. Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen, da keine Alternativen mit der gleichen Redispatch-reduzierenden Wirkung identifiziert werden konnten.

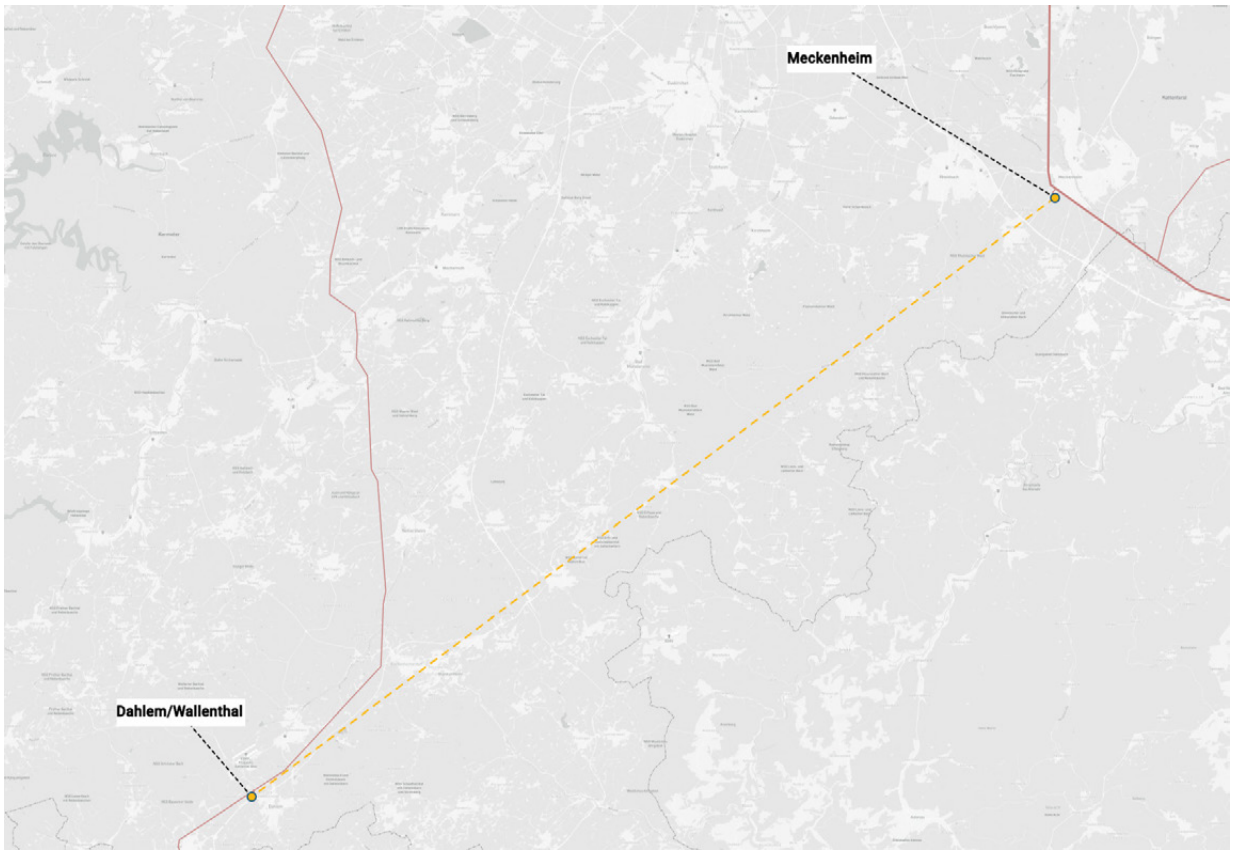
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P705 wurde im NEP 2037/2045 (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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierten On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P705
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P706
Netzausbau Schafberg - Kusenhorst

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

amprion verbindet

Zubaunetz **Onshore** **AC**

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Transportkapazität zwischen Schafberg und Kusenhorst. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M1106: Netzausbau Schafberg - Kusenhorst

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
Maßnahmen				
M1106	✓			

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M1106 Netzausbau Schafberg - Kusenhorst

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Nordrhein-Westfalen

Ausführung:

Netzausbau	**120 km**
davon Neubau in neuer Trasse	120 km

Geplante Inbetriebnahme: 2045

Beschreibung der Maßnahme

Zwischen den Stationen Schafberg und Kusenhorst ist die Nord-Süd-Transportkapazität durch einen Leitungsneubau von zwei 380-kV-Stromkreisen zu erhöhen (Netzausbau). Hierfür müssen beide Anlagen verstärkt werden (Netzverstärkung). Da zwischen den Stationen keine Direktverbindung in Form einer 380- bzw. 220-kV Infrastruktur vorhanden ist, ist zu prüfen, inwieweit ein Ersatz- bzw. Parallelneubau im Trassenraum der Bestandstrassen der umgebenden 110-/220-/380-kV Leitungsinfrastruktur möglich bzw. ein Neubau in neuer Trasse erforderlich ist.

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Der Raum Tecklenburger Land/Osnabrück ist durch eine hohe Dichte an Onshore-Erzeugungsanlagen aus erneuerbaren Energien geprägt. Des Weiteren speisen die Offshore-Systeme BalWin1 und BalWin2 ein. Aus dem nördlichen Niedersachsen erfolgt ebenfalls ein Transport von Leistung erneuerbarer Energien in dieses Netzgebiet. Bei hoher Erzeugung aus erneuerbaren Energien übersteigt die Einspeise- die Entnahmeleistung in diesem Raum deutlich. Überschüssige Leistung wird in den Ballungsraum Ruhrgebiet geführt, wodurch sich Netzüberlastungen auf den abführenden Stromkreisen ergeben.

Netzplanerische Begründung

Durch das Projekt wird die Übertragungsleistung von Erneuerbaren Energien aus dem Osnabrücker Raum in das lastgeprägte Ruhrgebiet erhöht. Es werden Engpässe auf parallelen Achsen (bspw. Merzen – Hanekenfähr, Wehrendorf – Gütersloh und Westerkappeln - Gersteinwerk) reduziert und des Weiteren strukturelle Nord-Süd-Engpässe zwischen Niedersachsen und dem Ruhrgebiet entlastet.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen

Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahme M1106 hat sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Es ist zwischen den Anlagen keine durchgängige 220- bzw. 380-kV-fähige Infrastruktur vorhanden, welche verstärkt oder optimiert werden kann. Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen, da keine Alternativen mit der gleichen Redispatch-reduzierenden Wirkung identifiziert werden konnten.

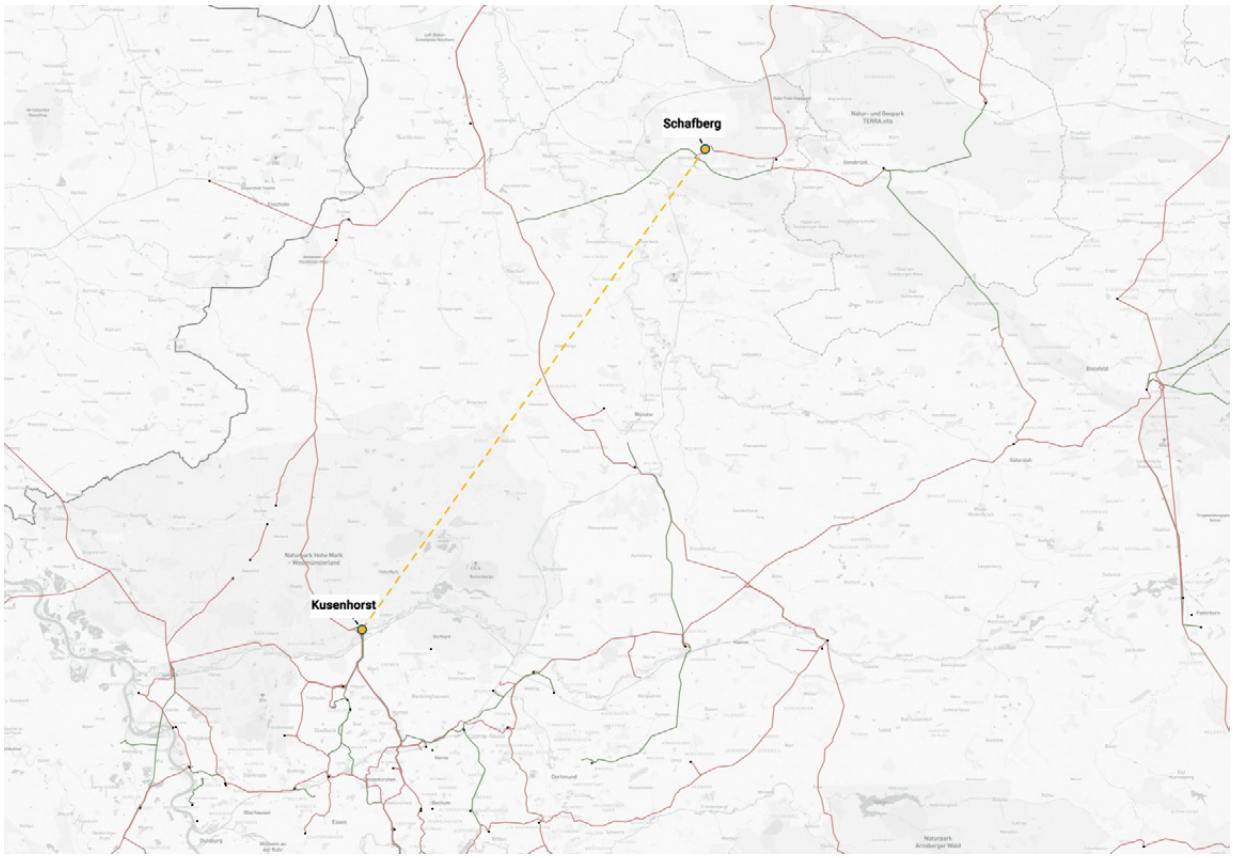
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P706 wurde im NEP 2037/2045 (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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierten On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P706
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P707
Netzausbau Müschede/Wennigloh - Seckel

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

amprion verbindet

Zubaunetz Onshore AC

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Transportkapazität zwischen den geplanten Anlagen Spreiberg (Gemarkung Müschede oder Wennigloh) und Seckel. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M1107: Netzausbau Müschede/Wennigloh – Seckel

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario / Maßnahmen	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
M1107		✓		✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M1107 Netzausbau Müschede/Wennigloh - Seckel

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Nordrhein-Westfalen

Ausführung:

Netzausbau	**45 km**
davon Neubau in neuer Trasse	45 km
Geplante Inbetriebnahme:	2045

Beschreibung der Maßnahme

Es wird eine neue 380-kV-Verbindung durch Neubau zwischen den Anlagen Müschede/Wennigloh (vorzugsweise Gemeinde Arnsberg, Gemarkung Müschede mit dem Standort Spreiberg) und Seckel errichtet (Netzausbau). Dabei sind zwei 380-kV-Stromkreise zwischen den Anlagen zu errichten und in die Stationen einzubinden. Zur Einbindung in die Stationen sind pro Station jeweils zwei 380-kV-Schaltfelder zu errichten. Der Neubau soll vorzugsweise in einer Bestandstrasse des unterlagerten Verteilnetzbetreibers geschehen. In Abschnitten, wo dies nicht möglich ist, muss ein Neubau in neuer Trasse erfolgen.

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Das Sauerland ist charakterisiert durch eine Vielzahl von regenerativen Onshore-Energiequellen. Bei hoher regenerativer Einspeisung aus diesen Anlagen übersteigt die erzeugte Leistung den Bedarf der Region wesentlich. Des Weiteren bildet das Sauerland eine wesentliche Nord-Süd-Achse bei der Übertragung elektrischer Energie zu den Lastzentren im Frankfurter Raum.

Netzplanerische Begründung

Durch die geplante Maßnahme wird die Ost-West-Transportkapazität im Sauerland erhöht, sodass ein struktureller Engpass zwischen Twistetal und Fehl-Ritzhausen erheblich entlastet wird. Des Weiteren folgt eine Auflösung von Engpässen zwischen Lippborg und Spreiberg. Die Einbindung erfolgt in der unter der Punktmaßnahme M659 aufgeführten neu zu errichtenden Anlage Seckel. Die Einbindung der Leitung erhöht zudem unmittelbar die Versorgungssicherheit und die betrieblichen Freiheitsgrade bezüglich Freischaltungen des unterlagerten Netzbetreibers.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen

Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahme M1107 hat sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2045 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Da keine Bestandsinfrastruktur im Höchstspannungsnetz zwischen den Netzverknüpfungspunkten Müschede/Wennigloh und Seckel vorhanden ist, ist entsprechend auch keine Verstärkung/ Optimierung des Bestands möglich. Es wird jedoch geprüft, ob in Teilen ein 380-kV-Parallelneubau durchgeführt werden kann. Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. der Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Zudem bestehen aufgrund der nicht gegebenen Erweiterungsmöglichkeiten der nördlich bzgl. südlich gelegenen Anlagen keine alternativen Stationen zur Einbindung.

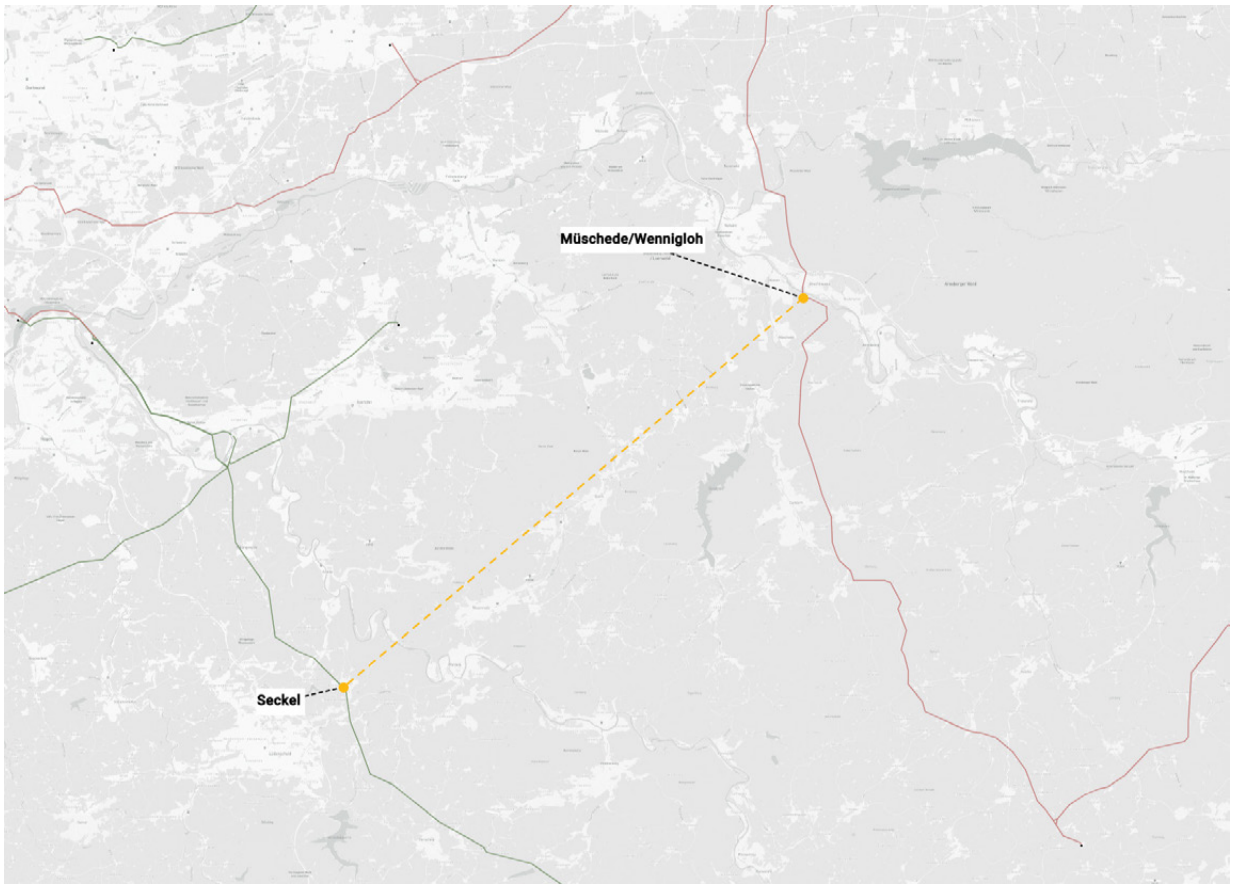
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P707 wurde im NEP 2037/2045 (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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierten On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P707
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P709
Netzausbau und -verstärkung Kusenhorst – Eiberg - Selbeck

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

amprion verbindet

Zubaunetz Onshore AC

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Transportkapazität zwischen Kusenhorst, Eiberg und Selbeck. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M1109: Netzausbau und -verstärkung Kusenhorst – Eiberg – Selbeck

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario / Maßnahmen	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
M1109		✓		✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M1109 Netzausbau und -verstärkung Kusenhorst – Eiberg – Selbeck

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Nordrhein-Westfalen

Ausführung:

Netzverstärkung	**70 km**
davon Zu-/Umbeseilung	12 km
davon Ersatzneubau	58 km

Geplante Inbetriebnahme: 2045

Beschreibung der Maßnahme

Die Leitungen zwischen den Stationen Kusenhorst, Eiberg und Selbeck sollen teilweise verstärkt und teilweise neu gebaut werden. Es ist sowohl ein Leitungsneubau, soweit möglich in 380-/220kV-(und ggf. 110-kV)-Bestandstrassen (Netzausbau), als auch eine Verstärkung von 380-kV-Bestandsleitungen mit zwei 380-kV-Stromkeisen (Netzverstärkung) zwischen den Anlagen Kusenhorst und Eiberg vorgesehen. Die Verbindung von Eiberg nach Selbeck mit zwei Stromkreisen erfolgt über den Neubau in einer bestehenden 110-kV-Trasse des lokalen Verteilnetzbetreibers (Netzausbau). In Selbeck werden beide Stromkreise in die Station eingebunden. Die Anlagen Kusenhorst, Selbeck und Eiberg sind zu erweitern (Netzverstärkung).

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Region Rhein-Ruhr ist durch eine hohe Dichte an Industriekunden und damit durch eine entsprechend hohe Nachfrage nach elektrischer Energie geprägt. Historisch erfolgt hier deshalb ein starker Ausbau konventioneller Erzeugungsanlagen. Im Zuge der Energiewende erfolgt nun der Ausbau der erneuerbaren Energien – etwa durch den perspektivischen Anschluss von Offshore-Windenergie am Netzverknüpfungspunkt Kusenhorst – bei gleichzeitig schrittweiser Außerbetriebnahme der genannten konventionellen Kraftwerke. Die Netzinfrastruktur muss durch gezielte Verstärkungen und Umstrukturierungen so weiterentwickelt werden, dass sowohl die Nord-Süd- als auch die Ost-West-Transportaufgaben zukünftig erfüllt werden können.

Netzplanerische Begründung

Die bestehende Übertragungsnetzstruktur ist für die zukünftigen Transport- und Versorgungsaufgaben nicht mehr ausreichend dimensioniert. Zudem wird im Rheinland in den kommenden Jahren Erzeugungsleistung außer Betrieb genommen. Die Netzerweiterung zwischen Kusenhorst–Eiberg–Selbeck erhöht die Übertragungskapazität für Nord-Süd-Transite und entlastet die 380-kV-Stromkreise mit vergleichbarer Transportaufgabe im Ruhrgebiet und im Rheinland. Gleichzeitig werden durch die neue Netztopologie die Ost-West-Transite im Ruhrgebiet reduziert. Mit

der neu zu errichtenden Leitung wird die Versorgung des Raums Essen/Bochum künftig sichergestellt. Zugleich wird die Offshore-Windenergie optimal ins Rheinland übertragen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahme M1109 hat sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2045 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Es erfolgt deshalb in weiten Teilen die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur durch Maßnahmen in bestehenden Höchst- und Hochspannungstrassen. Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Die Maßnahmen werden unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternativ zu den beschriebenen Maßnahmen könnte eine 380-kV-Leitung mit zwei Stromkreisen zwischen Kusenhorst und Selbeck als Neubau in neuer Trasse vorgenommen werden. Diese Planungsalternative ist im Vergleich mit der vorgeschlagenen Maßnahme M1109 im Hinblick auf das NOVA-Prinzip nicht vorzugswürdig und wurde daher verworfen.

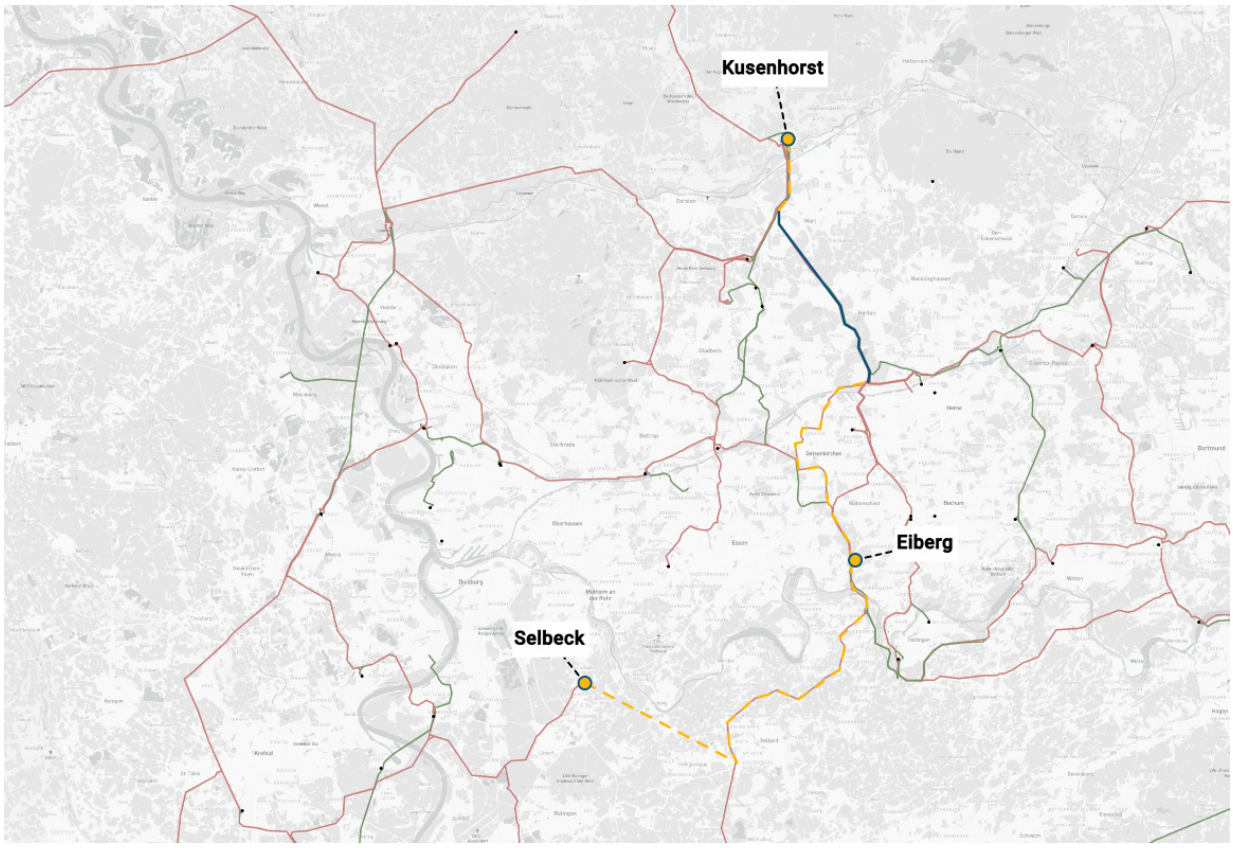
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P709 wurde im NEP 2037/2045 (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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierten On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P709
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P710
Netzausbau und -verstärkung Buchloe/Waal- Bidingen / Bernbach - Leupolz

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

amprion verbindet

Zubaunetz Onshore AC

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Transportkapazität zwischen Buchloe/Waal und Leupolz sowie der Anbindung des Verteilnetzes über zusätzliche Transformatoren im Suchraum Bidingen / Bernbach. Zur Realisierung sind folgende Maßnahmen notwendig:

- M1110: Netzverstärkung Buchloe/Waal – Bidingen / Bernbach – Leupolz

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
Maßnahmen				
M1110		✓		

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M1110 Netzverstärkung Buchloe/Waal – Bidingen / Bernbach – Leupolz

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Bayern

Ausführung:

Netzverstärkung	**54.7 km**
davon Zu-/Umbeseilung	54.7 km

Geplante Inbetriebnahme: 2045

Beschreibung der Maßnahme

Zwischen der neu zu errichtenden Anlage Buchloe/Waal (siehe P606), der neu zu errichtenden Anlage Suchraum Bidingen / Bernbach (siehe P710 M1110SA) und der Anlage Leupolz ist eine Netzverstärkung durch Zubeseilung vorzunehmen. Hierzu wird auf dem bestehenden Gestänge ein zusätzlicher 380-kV-Stromkreis aufgelegt (Netzverstärkung).

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Süddeutschland ist charakterisiert durch eine hohe installierte Leistung aus PV-Anlagen, die trotz der hohen Last zu Zeiten hoher Einspeisung zu einem Überschuss führen. Des Weiteren ist Süddeutschland die Verbindung zu den großen Pumpspeicherkraftwerken in den Alpen, die für die Umsetzung der Energiewende unerlässlich sind. Durch eine Verstärkung des Übertragungsnetzes kann sowohl die überschüssige Leistung aus den erneuerbaren Energiequellen abtransportiert, sichere Leistung zur Versorgung der Lasten zur Verfügung gestellt als auch die Flexibilisierungsmöglichkeiten der Pumpspeicherkraftwerke in den Alpen genutzt werden.

Netzplanerische Begründung

Aufgrund des zukünftigen Zubaus von erneuerbaren Energien im betroffenen Netzbereich ist durch Amprion und den zuständigen Verteilnetzbetreiber vorgesehen, den heute im Stich angebundenen Transformator in Bidingen durch eine Schaltanlage mit zwei Transformatoren zu ersetzen. Dies dient der Aufnahme von überschüssiger erneuerbarer Energie in das Höchstspannungsnetz. Für die versorgungssichere Anbindung der neu zu errichtenden Umspannanlage ist die Zubeseilung eines zweiten Stromkreises auf der bestehenden Leitung erforderlich.

Des Weiteren ermöglicht die zusätzliche Transportkapazität den Anschluss mehrerer angefragter Batteriespeicheranlagen in Bayerisch-Schwaben. Zusätzlich wird ein Engpass behoben, der insbesondere bei Freischaltungen in Bayerisch-Schwaben sowie in den benachbarten Netzgebieten

der TransnetBW, Austrian Power Grid und Tennet auftritt.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahme M1110 hat sich für das Ergebnisnetz im Szenario B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Gemäß dem NOVA-Prinzip wird durch die Verstärkung der bestehenden Leitung eine Netzausbaumaßnahme vermieden. Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen.

Alternativ zu der beschriebenen Maßnahme M1110 könnte eine 380-kV-Leitung zwischen der geplanten Anlage Buchloe/Waal und der Anlage Leupolz als Neubau in bestehender Trasse vorgenommen werden. Diese Planungsalternative ist im Vergleich mit der vorgeschlagenen Maßnahme M1110 im Hinblick auf das NOVA-Prinzip nicht vorzugswürdig und wurde daher verworfen.

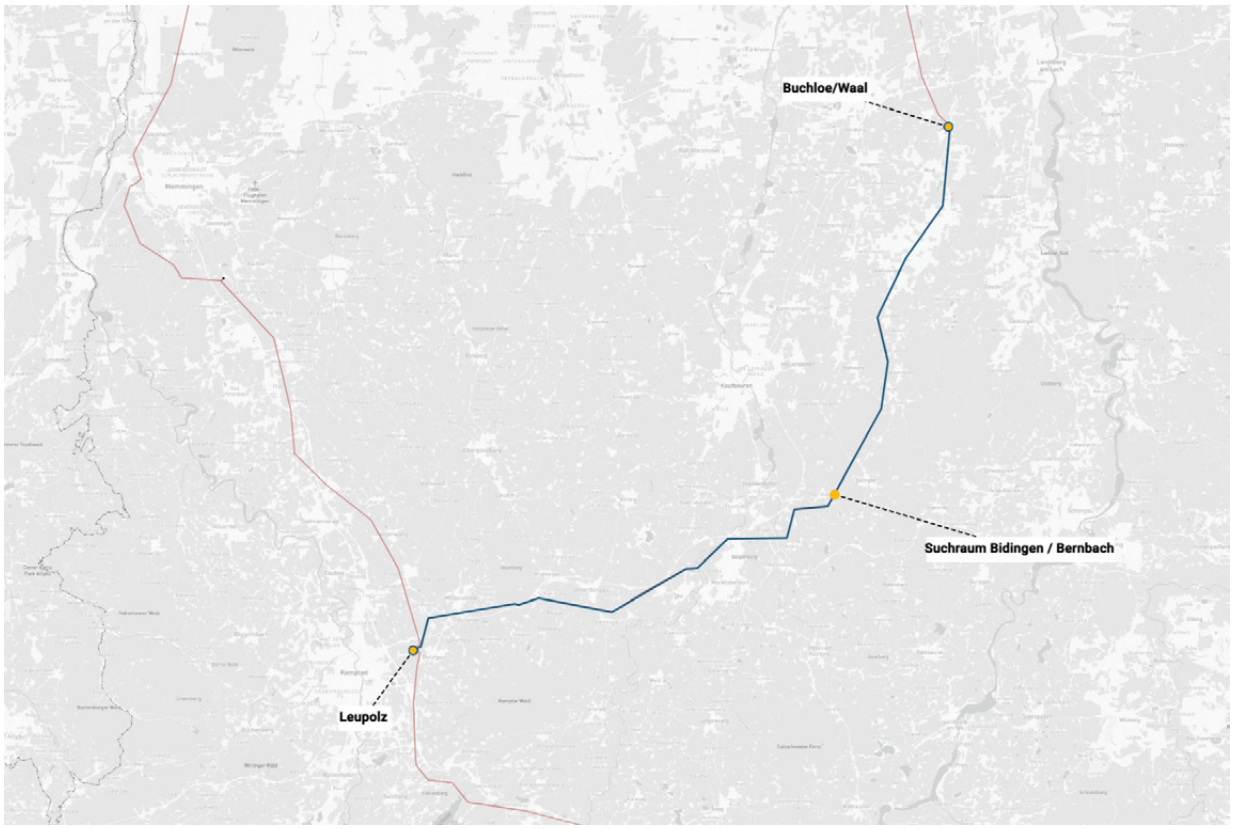
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P710 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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierten On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P710
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P711
Netzverstärkung Oberzier - Niederstedem

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

amprion verbindet

Zubaunetz Onshore AC

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Transportkapazität zwischen Oberzier und Niederstedem. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M1111a: Netzverstärkung Oberzier– Wallenthal
- M1111b: Netzverstärkung Wallenthal – Dahlem
- M1111c: Netzverstärkung Dahlem – Niederstedem

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario / Maßnahmen	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
M1111a			✓	✓
M1111b			✓	✓
M1111c				✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

3 Maßnahmen

M1111a Netzverstärkung Oberzier - Wallenthal

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Nordrhein-Westfalen

Ausführung:

Netzverstärkung	**37 km**
davon Zu-/Umbeseilung	37 km

Geplante Inbetriebnahme: 2037

Beschreibung der Maßnahme

Die Stromkreise zwischen Oberzier bis Wallenthal (siehe P407 M982) sollen verstärkt werden, um die Transportkapazität zu erhöhen. Dies soll durch den Austausch mit Hochtemperaturleiterseilen (HTLS) auf den bestehenden Leitungen erreicht werden (Netzverstärkung). Hierdurch kann die Verstärkung oder teilweise der Neubau von Masten erforderlich werden.

M1111b Netzverstärkung Wallenthal - Dahlem

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Nordrhein-Westfalen

Ausführung:

Netzverstärkung	**23 km**
davon Zu-/Umbeseilung	23 km

Geplante Inbetriebnahme: 2037

Beschreibung der Maßnahme

Die Stromkreise zwischen Wallenthal (siehe P407 M982) bis Dahlem sollen verstärkt werden, um die Transportkapazität zu erhöhen. Dies soll durch den Austausch mit Hochtemperaturleiterseilen (HTLS) auf den bestehenden Leitungen erreicht werden (Netzverstärkung). Hierdurch kann die Verstärkung oder teilweise der Neubau von Masten erforderlich werden.

M1111c Netzverstärkung Dahlem - Niederstedem

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Nordrhein-Westfalen Rheinland-Pfalz

Ausführung:

Netzverstärkung	**58 km**
davon Zu-/Umbeseilung	58 km
Geplante Inbetriebnahme:	2037

Beschreibung der Maßnahme

Die Stromkreise zwischen Dahlem bis Niederstedem sollen verstärkt werden, um die Transportkapazität zu erhöhen. Dies soll durch den Austausch mit Hochtemperaturleiterseilen (HTLS) auf den bestehenden Leitungen erreicht werden (Netzverstärkung). Hierdurch kann die Verstärkung oder teilweise der Neubau von Masten erforderlich werden.

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die zwei bestehenden 380-kV-Stromkreise zwischen Oberzier und Dahlem übernehmen eine wichtige Nord-Süd-Transportaufgabe zwischen dem Rhein- und Saarland. Darüber hinaus nehmen die grenzüberschreitenden Leistungsflüsse in die Nachbarländer Luxemburg und Frankreich zu, welche die betroffenen Stromkreise maßgeblich beeinflussen. Die Region Eifel ist außerdem charakterisiert durch eine Vielzahl von regenerativen Energiequellen (Wind Onshore und PV). Bei hoher regenerativer Einspeisung aus diesen Anlagen übersteigt die erzeugte Leistung den Bedarf der dortigen Lasten bereits heute um ein Vielfaches. Zukünftig ist mit einem weiteren Ausbau von erneuerbaren Energien in diesem Netzbereich zu rechnen.

Netzplanerische Begründung

Die Netzerweiterung zwischen Oberzier und Niederstedem erhöht die Übertragungskapazität auf dieser Achse. Es ist zu erwarten, dass sowohl die grenzüberschreitenden Leistungsflüsse mit Frankreich und Luxemburg als auch die Lastsituationen im Rheinland und Saarland sich weiter ausprägen werden. Die beschriebenen Maßnahmen wirken Überlastungen der heutigen 380-kV-Leitung zwischen Oberzier und Niederstedem entgegen und erhöhen die Transportkapazität der Achse signifikant.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative

Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

- Die Maßnahmen M1111a und M1111b haben sich für das Ergebnisnetz im Szenario B 2037 und B 2045 als erforderlich erwiesen.
- Die Maßnahme M1111c hat sich für das Ergebnisnetz im Szenario B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Gemäß dem NOVA-Prinzip wird durch die Verstärkung der bestehenden Leitung eine Netzausbaumaßnahme vermieden. Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen.

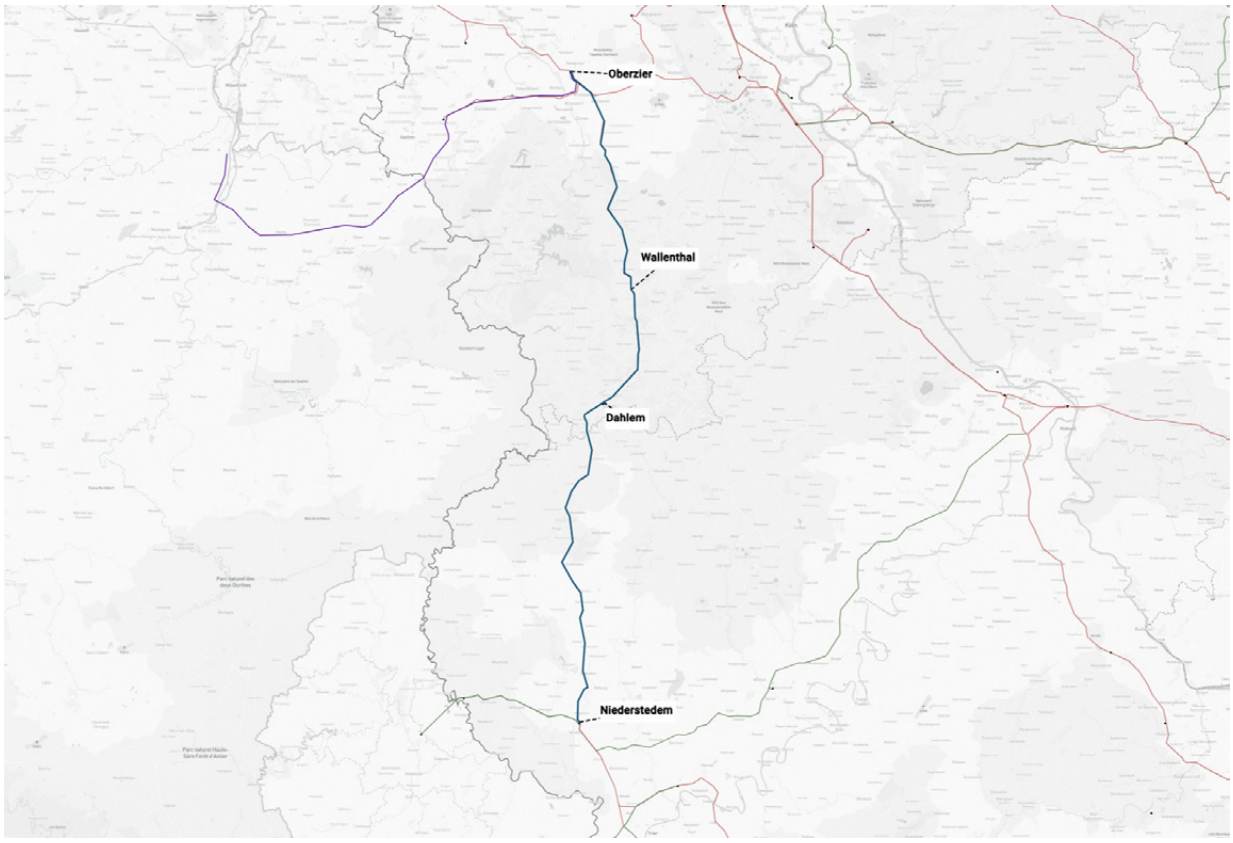
Bisherige Bestätigung des Projekts

Die Maßnahme M1111c (Netzverstärkung Dahlem - Niederstedem), welche ein Teil dieses neu vorgeschlagenen Projektes ist, wurde im NEP 2030 (2017) und NEP 2030 (2019) bereits als Projekt P325 identifiziert. Das Projekt P711 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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierten On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P711
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P712
Netzverstärkung Uchtelfangen - Mittelbexbach

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

amprion verbindet

Zubaunetz Onshore AC

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Transportkapazität zwischen Uchtelfangen und Mittelbexbach. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M1112 Netzverstärkung Uchtelfangen – Mittelbexbach

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
Maßnahmen				
M1112		✓		

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M1112 Netzverstärkung Uchtelfangen - Mittelbexbach

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Saarland

Ausführung:

Netzverstärkung	**20 km**
davon Zu-/Umbeseilung	20 km
Geplante Inbetriebnahme:	2045

Beschreibung der Maßnahme

Die Stromkreise der bestehenden Leitung zwischen Uchtelfangen und Mittelbexbach werden für eine erhöhte Stromtragfähigkeit verstärkt (Netzverstärkung). Dies kann durch den Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen (HTLS) auf der bestehenden Leitung oder, wenn dies nicht möglich ist, durch den Neubau in bestehender Trasse erfolgen. Im Falle einer HTLS-Umbeseilung kann die Verstärkung oder der Neubau der Masten erforderlich werden. Die Schaltfelder in der Anlage Mittelbexbach müssen für die erhöhe Stromtragfähigkeit ertüchtigt werden. In der Anlage Uchtelfangen sind keine weiteren Maßnahmen notwendig

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Region bildet eine Transitachse zwischen der Kuppelleitung nach Frankreich sowie dem Lastschwerpunkt der Rhein-Main-Region, geprägt durch Industrie und Rechenzentren. Die eher lastgeprägte Region Saarland wird derzeit aus der 380-kV- und der 220-kV-Spannungsebene versorgt. Größere Kraftwerkseinheiten waren in der Vergangenheit im 220-kV-Netz angeschlossen, werden zukünftig aufgrund des Ausstiegs aus der Kohlverstromung jedoch abgeschaltet. Durch eine fortlaufende Dekarbonisierung lokaler Industrien sowie der hochlaufenden Elektrifizierung im Verteilnetz ist eine weitere Lastzunahme im Saarland zu erwarten. Durch die Kuppelleitung nach Frankreich ist das 380-kV-Netz in der Region durch größere Transitaufgaben gekennzeichnet.

Netzplanerische Begründung

Die Verstärkung der in Ost-West-Richtung verlaufenden 380-kV-Leitung verringert Überlastungen auf der bestehenden Trasse. Diese sind durch den ansteigenden Transportbedarf aufgrund der ansteigenden Lasten und der Transite mit Frankreich zu begründen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative

Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahme M1112 hat sich für das Ergebnisnetz im Szenario B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Gemäß dem NOVA-Prinzip wird durch die Verstärkung der bestehenden Leitung eine Netzausbaumaßnahme vermieden. Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen.

Alternativ zu der beschriebenen Maßnahme M1112 könnte eine 380-kV-Leitung zwischen der Anlage Uchtelfangen und der Anlage Mittelbexbach als Neubau in neuer Trasse vorgenommen werden. Diese Planungsalternative ist im Vergleich mit der vorgeschlagenen Maßnahme M1112 im Hinblick auf das NOVA-Prinzip nicht vorzugswürdig und wurde daher verworfen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

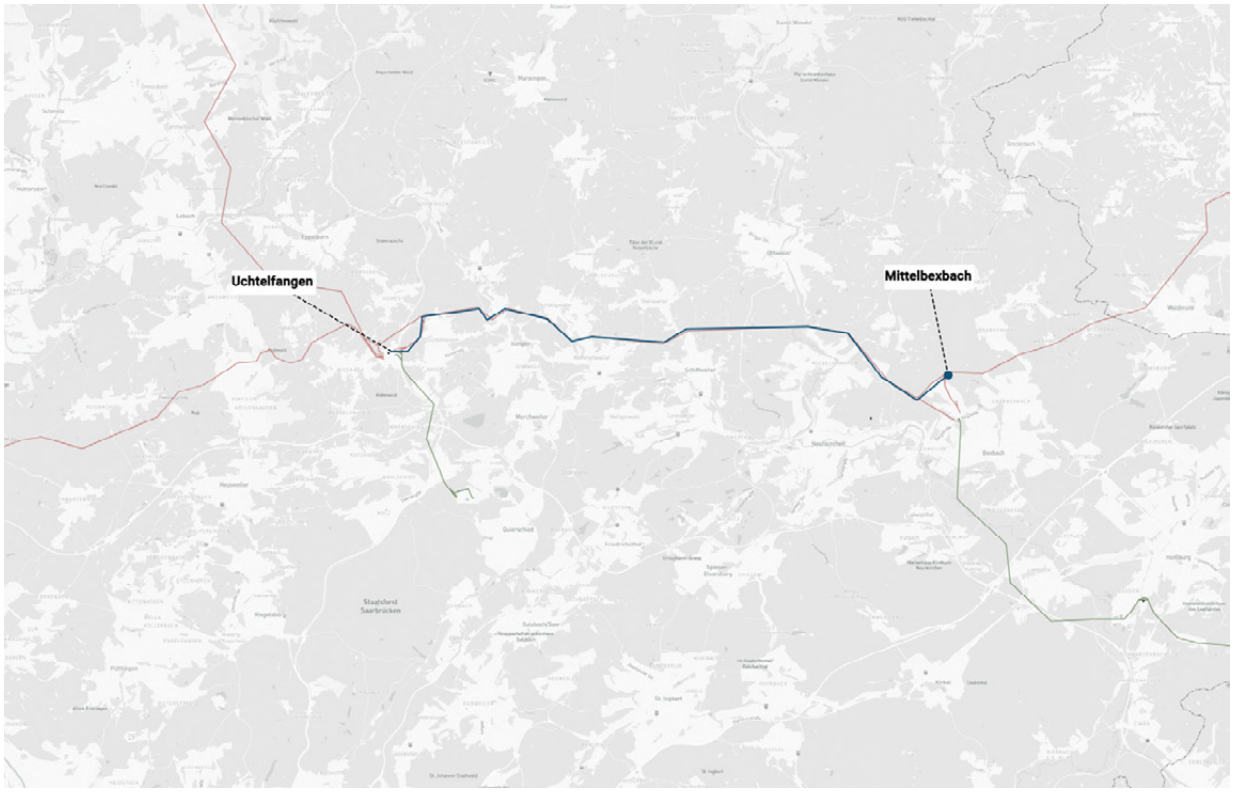
Dieses Projekt ist ein Teilstück des im NEP 2037/2045 (2023) identifizierten Projektes P604. Die Länge der Umbeseilung ist hierbei von 110 km auf 20 km reduziert worden. Das Projekt P712 wurde im NEP 2037/2045 (2025) erstmalig identifiziert.

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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der

Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierten On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P712
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P713
Netzausbau und -verstärkung Meitingen - Suchraum Nordheim / Auchsesheim / Asbach-Bäumenheim / Mertingen

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

amprion verbindet

Zubaunetz Onshore AC

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Anbindung des neuen Abspannpunkts "Suchraum Nordheim / Auchsesheim / Asbach-Bäumenheim / Mertingen" an das Übertragungsnetz und damit der Erhöhung der Transportkapazität zwischen Meitingen und Donauwörth durch Verlagerung des Lastflusses vom Verteilnetz in das Übertragungsnetz.

Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M1113: Meitingen – Suchraum Nordheim / Auchsesheim / Asbach-Bäumenheim / Mertingen

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario / Maßnahmen	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
M1113	✓	✓	✓	✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M1113 Netzausbau Meitingen – Suchraum Nordheim / Auchsesheim / Asbach-Bäumenheim / Mertingen

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Bayern

Ausführung:

Netzausbau	**24 km**
davon Neubau in neuer Trasse	24 km

Geplante Inbetriebnahme: 2037

Beschreibung der Maßnahme

Es erfolgt ein Leitungsneubau mit zwei 380-kV-Stromkeisen zwischen der Anlage Meitingen und dem Suchraum Nordheim / Auchsesheim / Asbach-Bäumenheim / Mertingen (Netzausbau). Hierfür muss die Anlage Meitingen erweitert werden.

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Region Bayrisch-Schwaben ist charakterisiert durch eine hohe installierte Leistung aus PV-Anlagen, die bei hoher Sonneneinstrahlung und der in der Region vergleichsweise geringen Last zu einem Überschuss führen. Analysen im Rahmen des Netzausbauplans des zuständigen Verteilnetzbetreibers und Amprions haben ergeben, dass das bestehende 110-kV-Netz zur Aufnahme dieser erneuerbaren Energie nicht ausreichend ist. Der Bau einer neuen Station und Abtransport der Leistung über eine neue Höchstspannungsleitung hat sich dabei als wirtschaftlicher als ein reiner 110-kV-Netzausbau erwiesen. Durch eine Verstärkung des Übertragungsnetzes kann sowohl die überschüssige Leistung aus den erneuerbaren Energiequellen abtransportiert als auch eine sichere Versorgung der Lasten sichergestellt werden.

Netzplanerische Begründung

Aufgrund des zukünftigen Zubaus von erneuerbaren Energien im betroffenen Netzbereich ist durch Amprion und den zuständigen Verteilnetzbetreiber eine zusätzliche Anlage mit bis zu drei Transformatoren zur Aufnahme von überschüssiger erneuerbarer Energie in das Höchstspannungsnetz vorgesehen. Für die Anbindung der neu zu errichtenden Umspannanlage ist ein Leitungsneubau erforderlich. Der Leitungsneubau ergänzt die Netzstruktur des zuständigen

Verteilnetzbetreibers in Hinsicht einer leistungsstarken Hochspannungsnetzstruktur und schafft Grundlage für die Integration von erneuerbaren Energiequellen aus dem zubaustarken räumlichen Bereich „Donau-Ries“ und minimiert gleichzeitig den Hochspannungsnetzausbau des zuständigen Verteilnetzbetreibers.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahme M1113 hat sich für das Ergebnisnetz im Szenario A 2037, A 2045, B 2037 und B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Gemäß dem NOVA-Prinzip wurde eine Verstärkung des bestehenden 110-kV-Netz durch den Verteilnetzbetreiber im Rahmen des Netzausbauplans und durch Amprion geprüft. Aufgrund der hohen überschüssigen PV-Leistung in der Region hat sich jedoch ein 380-kV-Netzausbau als vorzugswürdig ergeben. Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen.

Alternativ zu der beschriebenen Maßnahme M1113 könnte die Errichtung einer 380/110-kV-Anlage entlang der bestehenden Leitung zwischen Meitingen und Gundelfingen erfolgen, zusammen mit einem Ausbau des 110-kV-Netzes in Richtung Donauwörth. Aufgrund der hohen benötigten Übertragungskapazität hat sich diese Variante jedoch als nachteilig erwiesen. Durch den Bau der 380-kV-Leitung wird ein weiträumiges Gebiet erschlossen, welches bisher keine Anbindung an das Übertragungsnetz hat. Der 380-kV-Ausbau weist dabei eine deutlich höhere Resilienz gegenüber veränderlichen Rahmenbedingungen auf.

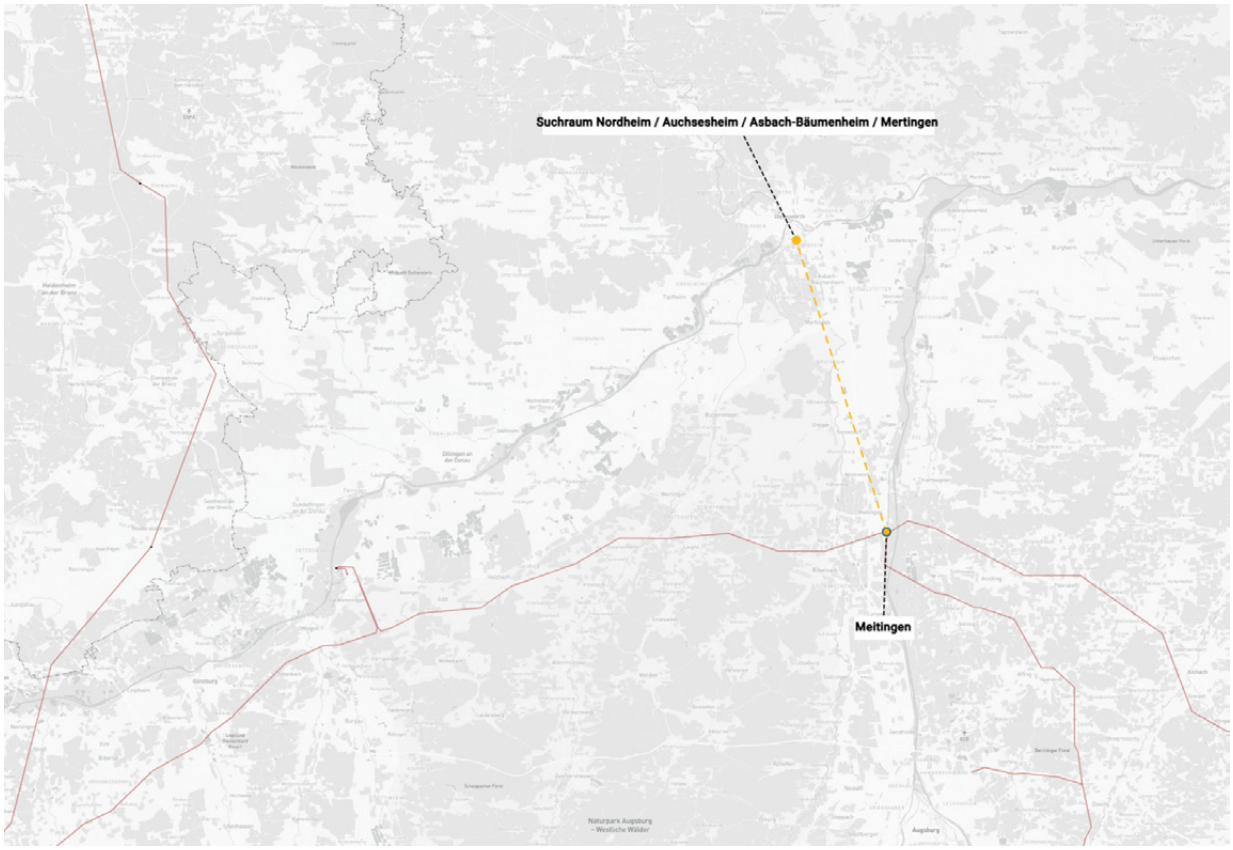
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P713 wurde im NEP 2037/2045 (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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierten On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P713
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P714
Netzverstärkung im Frankfurter Raum

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

amprion verbindet

Zubaunetz **Onshore** **AC**

Projektbeschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität im süd-westlichen Teil des Frankfurter Raums. Zur Realisierung sind folgende Maßnahmen notwendig:

- M1114a: Netzverstärkung Kriftel – Marxheim
- M1114b: Netzverstärkung Marxheim – Punkt Rüsselsheim – Bischofsheim
- M1114c: Netzverstärkung Bischofsheim – Rüsselsheim – Schwanheim
- M1114d: Netzverstärkung Bischofsheim – Pfungstadt – Ried
- M1114e: Netzverstärkung Pfungstadt – Urberach

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
Maßnahmen				
M1114a		✓		
M1114b		✓		
M1114c		✓		
M1114d		✓		
M1114e		✓		

Maßnahmen des geplanten Projektes

5 Maßnahmen

M1114a Netzverstärkung Kriftel – Marxheim

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Hessen

Ausführung:

Netzverstärkung	**13 km**
davon Zu-/Umbeseilung	13 km

Geplante Inbetriebnahme: 2045

Beschreibung der Maßnahme

Der Stromkreis zwischen Kriftel und Marxheim soll verstärkt werden, um die Transportkapazität zu erhöhen. Dies soll durch den Austausch mit Hochtemperaturleiterseilen (HTLS) auf der bestehenden Leitung erreicht werden (Netzverstärkung). Hierdurch kann die Verstärkung oder teilweise der Neubau von Masten erforderlich werden.

M1114b Netzverstärkung Marxheim – Punkt Rüsselsheim – Bischofsheim

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Hessen

Ausführung:

Netzverstärkung	**12 km**
davon Zu-/Umbeseilung	12 km

Geplante Inbetriebnahme: 2045

Beschreibung der Maßnahme

Der Stromkreis zwischen Marxheim über Punkt Rüsselsheim bis Bischofsheim soll verstärkt werden, um die Transportkapazität zu erhöhen. Dies soll durch den Austausch mit Hochtemperaturleiterseilen (HTLS) auf der bestehenden Leitung erreicht werden (Netzverstärkung). Hierdurch kann die Verstärkung oder teilweise der Neubau von Masten erforderlich werden.

M1114c Netzverstärkung Bischofsheim – Rüsselsheim – Schwanheim

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Hessen

Ausführung:

Netzverstärkung	**22.4 km**
davon Zu-/Umbeseilung	22.4 km

Geplante Inbetriebnahme: 2045

Beschreibung der Maßnahme

Der Stromkreis zwischen Bischofsheim über Rüsselsheim bis Schwanheim soll verstärkt werden, um die Transportkapazität zu erhöhen. Des Weiteren soll die Leitung zwischen Kriftel und Schwanheim verstärkt werden. Dies soll durch den Austausch mit Hochtemperaturleiterseilen (HTLS) auf der bestehenden Leitung erreicht werden (Netzverstärkung). Hierdurch kann die Verstärkung oder teilweise der Neubau von Masten erforderlich werden.

M1114d Netzverstärkung Bischofsheim – Pfungstadt – Ried

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Hessen

Ausführung:

Netzverstärkung	**67.6 km**
davon Zu-/Umbeseilung	67.6 km

Geplante Inbetriebnahme: 2045

Beschreibung der Maßnahme

Der Stromkreis von Bischofsheim über Pfungstadt sowie dem Dreibein bei Pfungstadt bis Ried soll verstärkt werden, um die Transportkapazität zu erhöhen. Dies soll durch den Austausch mit Hochtemperaturleiterseilen (HTLS) auf der bestehenden Leitung erreicht werden (Netzverstärkung). Hierdurch kann die Verstärkung oder teilweise der Neubau von Masten erforderlich werden.

M1114e Netzverstärkung Pfungstadt – Urberach

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Hessen

Ausführung:

Netzverstärkung	**34.4 km**
davon Zu-/Umbeseilung	34.4 km

Geplante Inbetriebnahme: 2045

Beschreibung der Maßnahme

Der Stromkreis zwischen Pfungstadt und Urberach soll verstärkt werden, um die Transportkapazität zu erhöhen. Dies soll durch den Austausch mit Hochtemperaturleiterseilen (HTLS) auf der bestehenden Leitung erreicht werden (Netzverstärkung). Hierdurch kann die Verstärkung oder teilweise der Neubau von Masten erforderlich werden.

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Das Rhein-Main-Gebiet zeichnet sich aufgrund der ansässigen Industrie und der hohen Bevölkerungsdichte durch eine hohe Last aus. Für diese wird in den Zieljahren aufgrund der Ansiedlung und Vergrößerung von Rechenzentren sowie der Dekarbonisierungsbestrebungen der Industrie eine starke Erhöhung angenommen. Aus diesem Grund ist die Region besonders nach dem sukzessiven Ausstieg aus der Braun- und Steinkohleverstromung zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit zunehmend auf Energietransporte aus anderen Regionen angewiesen. Dies gilt ungeachtet des dort voranschreitenden Ausbaus der erneuerbaren Energien. Die daraus resultierende Netzinfrastruktur kann zukünftig durch Verstärkungen, Ausbau und Umstrukturierungen für eine Erweiterung sowohl der Nord-Süd- als auch der Ost-West-Transportkapazität genutzt werden.

Netzplanerische Begründung

Aufgrund der steigenden Lastnachfrage im Raum Frankfurt durch Dekarbonisierungsprozesse und dem Ausbau der Rechenzentren reicht die Übertragungskapazität der bestehenden bzw. der bisher geplanten Stromkreise nicht aus, sodass eine Umbeseilung auf Hochtemperaturleiterseile (HTLS) und damit eine Ausweitung der Übertragungskapazität notwendig ist. Die beschriebene Maßnahme beseitigt Überlastungen und gewährleistet eine langfristig sichere Versorgung des Rhein-Main-Gebiets.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Die Maßnahmen M1114a, M1114b, M1114c, M1114d und M1114e haben sich für das Ergebnisnetz im Szenario B 2045 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Gemäß dem NOVA-Prinzip wird durch die Verstärkung der bestehenden Leitungen eine Netzausbaumaßnahme vermieden. Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen.

Alternativ zu den beschriebenen Maßnahmen könnten 380-kV-Leitung zwischen den Anlagen als Neubau in neuer Trasse vorgenommen werden. Diese Planungsalternative ist im Vergleich mit den vorgeschlagenen Maßnahmen im Hinblick auf das NOVA-Prinzip nicht vorzugswürdig und wurde daher verworfen.

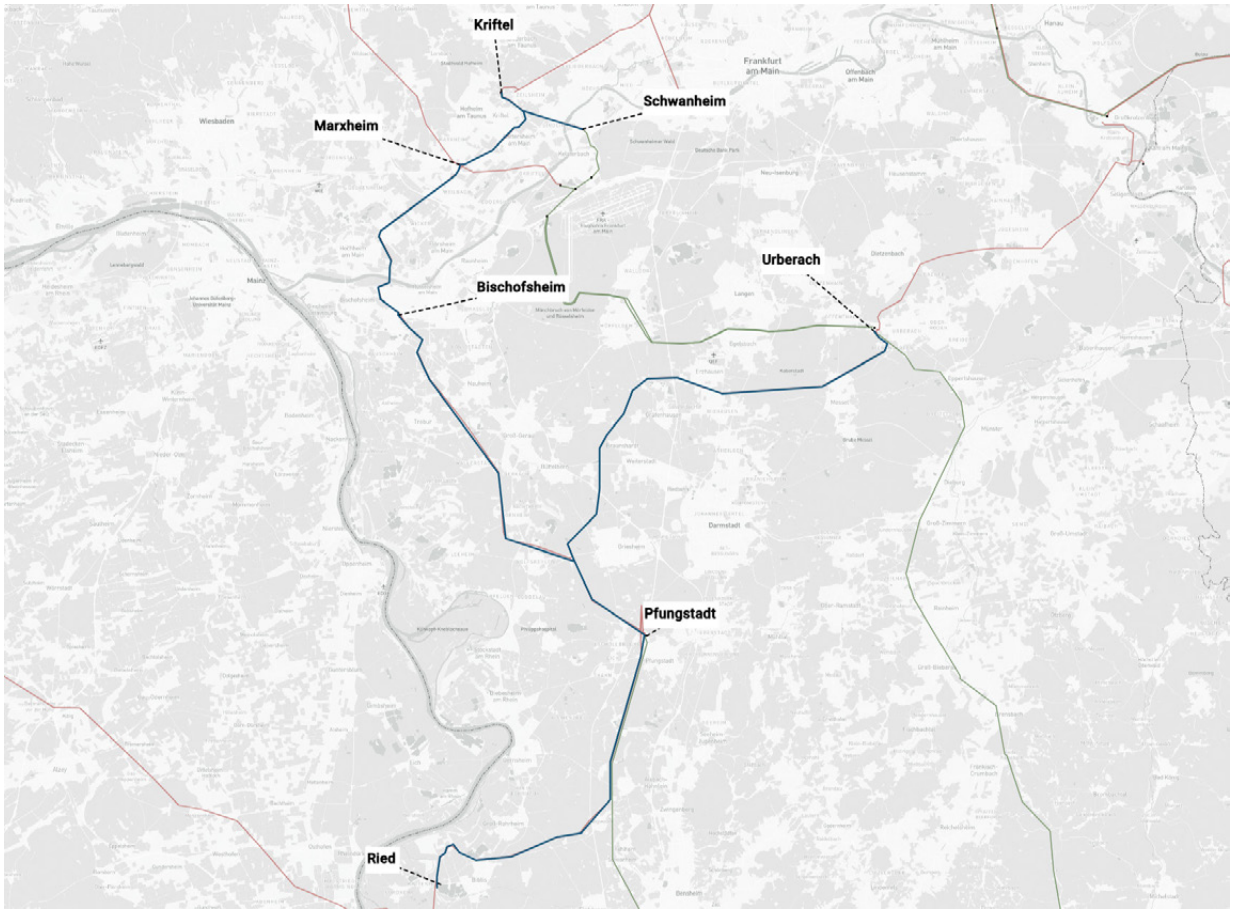
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P714 wurde im NEP 2037/2045 (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 im Kapitel Einführung im Überblick dargestellt. Im Kapitel Szenariorahmen werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert, im folgenden Kapitel die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation. Darauffolgend werden berücksichtigte Technologie und Innovationen dargelegt. Die Kapitel Onshore-Netz und Offshore-Netz leiten die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des kombinierten On- und Offshorenetzes her.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P714
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

P715
TYSDAN Hybrid Interconnector

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

amprion verbindet

Zubaunetz **Onshore** **DC**

Weitere Informationen

TYNDP-Nr: 1214

Projektbeschreibung

Das Projekt kombiniert die Netzanbindung von zwei Offshore-Windparks (2 x 2 GW) in der dänischen ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ), die jeweils nach Dänemark und Deutschland angebunden sind, mit einer grenzüberschreitenden Handelskapazität von 2 GW zwischen Dänemark und Deutschland in einem Multiterminal-HGÜ-System (Hybrider Interkonnektor). In der dänischen AWZ umfasst das Projekt zwei Multiterminal-Konverterplattformen, die über eine DC-Schaltstation auf einer zusätzlichen Plattform seeseitig verbunden werden. Eine Konverterplattform wird mit Anbindung an das dänische Festland und die andere Konverterplattform mit Anbindung an das deutsche Festland geplant. Das Projekt wird mit der Technologie der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ bzw. DC) realisiert und für eine Übertragungsleistung von jeweils 2 GW an das deutsche und dänische Festland ausgelegt. Die Kostenteilung des Gesamtprojektes ist Bestandteil laufender Verhandlungen der zuständigen Ministerien, weswegen im Folgenden lediglich die Maßnahmen zum Anschluss an das deutsche Marktgebiet beschrieben werden. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme zur Anbindung an das deutsche Marktgebiet notwendig:

- M1115: Lippe - AWZ Dänemark

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M1115 Lippe - AWZ Dänemark

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: AWZ/Küstenmeer Nordsee Niedersachsen Nordrhein-Westfalen Schleswig-Holstein

Ausführung:

Netzausbau	**240 km**
davon Neubau in neuer Trasse (mit MR)	240 km
Netzverstärkung	**470 km**
davon Leerrohrnutzung (mit MR)	470 km

Geplante Inbetriebnahme: 2039-2040

Beschreibung der Maßnahme

Die HGÜ-Verbindung ist zwischen dem NVP Lippe in Nordrhein-Westfalen und einer Offshore-Konverterplattform in der dänischen AWZ geplant. Seeseitig als auch landseitig erfolgt die Umsetzung der Verbindung als DC-Kabelsystem. Für die HGÜ-Verbindung mit einer Übertragungskapazität von 2 GW ist der Neubau von einer Konverterstation nahe der Umspannanlage Lippe erforderlich (Netzausbau). Für den Anschluss zwischen der Konverterstation und der Umspannanlage Lippe ist ein 380-kV-Leitungsneubau erforderlich. Die UA Lippe ist entsprechend um die erforderlichen Schaltfelder zu erweitern. Die Grenzkorridore sowohl zur dänischen AWZ also auch zur deutschen Küste, die landseitige und seeseitige Führung des DC-Kabelsystems und die Netzverknüpfungspunkte sind maßgeblich von der Prüfung der Trassenrealisierbarkeit und dem Untersuchungsergebnis der laufenden Abstimmungen zwischen dem dänischen ÜNB Energinet und Amprion abhängig. Aufgrund des ausgedehnten Planungshorizonts bis zur geplanten Inbetriebnahme im Jahr 2040 können hierzu zum Zeitpunkt der Veröffentlichung noch keine genaueren Angaben gemacht werden. Beschleunigend kann die Nutzung der mit Korridor B/BBPlG Nr. 48 (Nord)/49 (Süd) bestätigten Leerrohrverbindung zwischen Heide und Hamm-Uentrop über den Großteil der zu überbrückenden Distanz wirken.

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Nordsee-Region zwischen Deutschland und Dänemark ist durch einen erwartbaren Zubau von Offshore-Windenergieanlagen geprägt. In den deutschen Lastzentren wird parallel dazu der Anstieg des Bedarfes an CO2-armer Energie erwartet. An die Umspannanlage (UA) Lippe ist bislang das Kohlekraftwerk Datteln (1 GW) angeschlossen. Dort befindet sich mit einem Umrichter auch eine Verknüpfung zum regionalen Bahnstromnetz mit entsprechend langfristiger Nachfrage zu hohen Volllaststunden. Zugleich befindet sich neben der UA Datteln eine Großansiedlungsfläche des nordrhein-westfälischen Landesentwicklungsplanes in Entwicklung. In der dänischen Nordsee besteht ein erhebliches Potenzial für Offshore-Windleistung, die über die bestehende Netzinfrastruktur ohne zusätzliche Maßnahmen nur begrenzt in Richtung deutscher Verbrauchsschwerpunkte abtransportiert werden kann. Das Projekt integriert zwei dänische Offshore-Windparks (4 GW) in ein hybrides Interkonnektor-System, das sowohl Anbindung als auch grenzüberschreitenden Handel kombiniert. Dadurch kann durch Offshore-Wind erzeugter Strom effizient in Verbrauchszentren transportiert und Marktgebiete besser gekoppelt werden.

Netzplanerische Begründung

Der hybride Interkonnektor stellt zusätzliche, steuerbare Marktkapazität für den europäischen Markt bereit, erhöht die Versorgungssicherheit in beiden Ländern, verringert Abregelungen und integriert zusätzliche Offshore-Windkapazität aus der dänischen AWZ. Der grenzüberschreitende Austausch mit Netzanbindung im Amprion-Gebiet liefert zusätzliche Flexibilitätsoptionen und ermöglicht, Offshore-Windleistung aus der dänischen Nordsee direkt in deutsche Lastzentren zu transportieren und alternative Netzverstärkungsmaßnahmen an Land vermeidet. Der positive volkswirtschaftliche Nutzen wurde bilateral mit dem dänischen ÜNB Energinet sowie in europäischen Planungsprozessen (ONDP, TYNDP 2024, OTC 2025) nachgewiesen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Prüfung nach NOVA

Das NOVA-Prinzip wurde bei der Maßnahmenermittlung berücksichtigt. Eine Verstärkung bestehender Infrastruktur ist für die grenzüberschreitende HGÜ-Seekabelverbindung mit

seeseitigen Multiterminal-Plattformen nicht möglich; der teilweise Neubau in einer neuen Trasse ist erforderlich, bereits geplante Trassen werden berücksichtigt und genutzt, sofern die Möglichkeit besteht.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Der deutsche Netzverknüpfungspunkt wird im Amprion-Netzgebiet festgelegt. Alternative Netzverknüpfungspunkte wurden unter Berücksichtigung der Einbindung ins umgebende Übertragungsnetz, Trassenrealisierbarkeit, räumlicher Inanspruchnahme und volkswirtschaftlicher Kosten geprüft. Vorbehaltlich der laufenden Abstimmungen mit Energinet und den Ergebnissen der Trassenprüfung hat sich die Anbindung im Amprion-Gebiet als wirksam und verhältnismäßig erwiesen. Finale Festlegungen erfolgen nach Abschluss der laufenden Untersuchungen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P715 wird im NEP 2037/2045 (2025) erstmalig betrachtet.

Kosten-Nutzen-Analyse

Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse auf Basis des Szenarios A 2045: TYNDP-Nr. P1214 Hybrid Interconnector (DK-DE)

	SEW in M€	Vermiedener CO_2-Ausstoß in kt/Jahr	Integration Erneuerbare in GWh/Jahr	Vermiedene Netzverluste in GWh	Vermiedener Redispatch in GWh	Vermiedene Klimafolgekosten in M€/Jahr
Marktsimulation	383,7	200,0	4.710,0			47,9
innerdeutscher Redispatch	-18,0	-2,2	46,0	105,0	-82,0	-0,9
Gesamt	**365,7**	**197,8**	**4.756,0**	**105,0**	**-82,0**	**47,0**

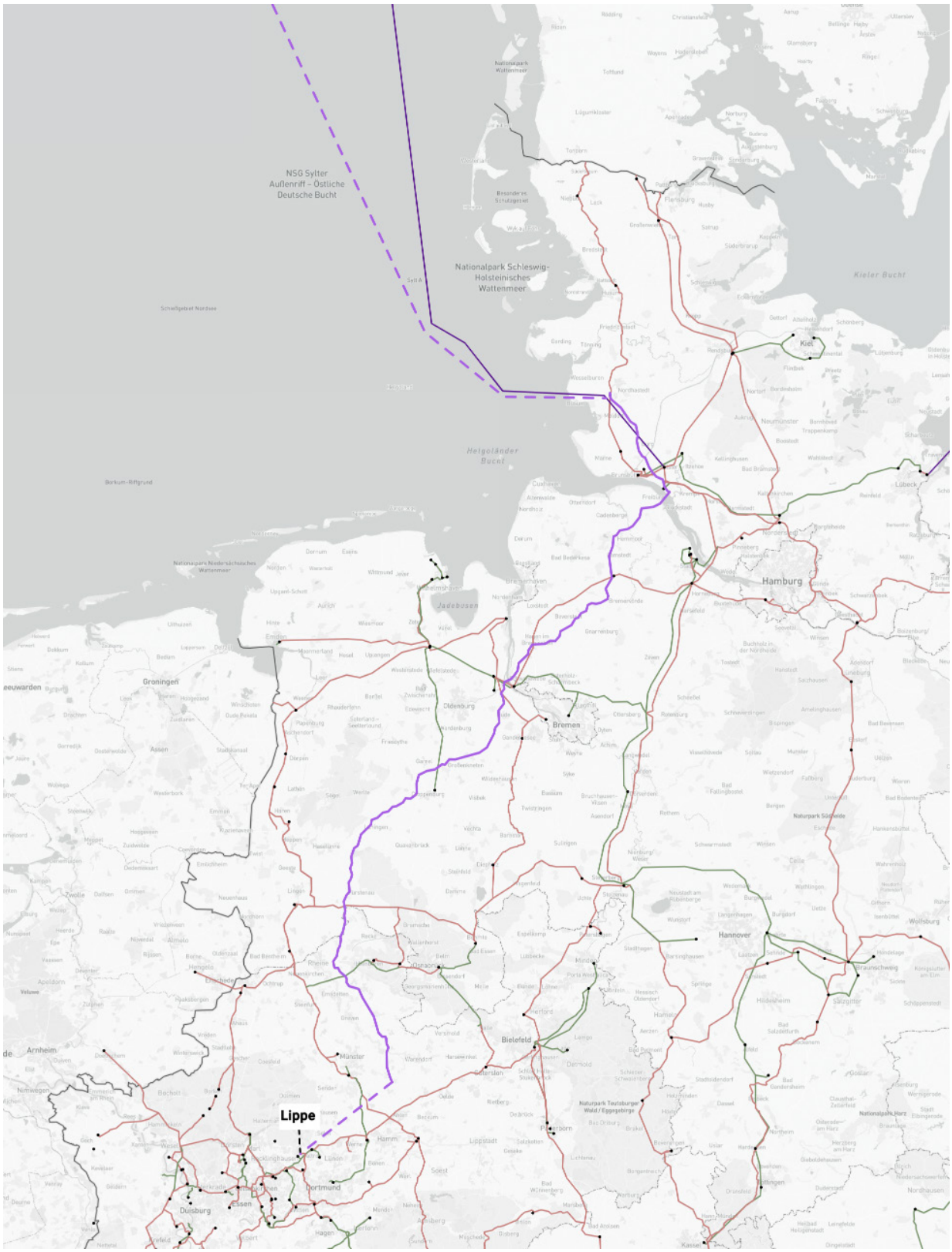
SEW: Socio-Economic Welfare. Positives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung des SEW
CO_2: Positives Vorzeichen bedeutet eine Reduktion des CO_2-Ausstoßes
Integration Erneuerbare: Positives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der EE-Intergration
Netzverluste: positives Vorzeichen bedeutet eine Reduktion der Netzverluste
Redispatch-Menge (RD-Menge): negatives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der notwendigen Redispatchmenge
Klimafolgekosten: positives Vorzeichen bedeutet eine Reduktion der Klimafolgekosten

Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse auf Basis des Szenarios B 2045: TYNDP-Nr. P1214 Hybrid Interconnector (DK-DE)

	SEW in M€	Vermiedener CO_2-Ausstoß in kt/Jahr	Integration Erneuerbare in GWh/Jahr	Vermiedene Netzverluste in GWh	Vermiedener Redispatch in GWh	Vermiedene Klimafolgekosten in M€/Jahr
Marktsimulation	435,8	170,0	5.800,0			39,6
innerdeutscher Redispatch	-50,0	0,1	-47,0	-353,0	-384,0	0,0
Gesamt	**385,8**	**170,1**	**5.753,0**	**-353,0**	**-384,0**	**39,6**

SEW: Socio-Economic Welfare. Positives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung des SEW
CO_2: Positives Vorzeichen bedeutet eine Reduktion des CO_2-Ausstoßes
Integration Erneuerbare: Positives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der EE-Intergration
Netzverluste: positives Vorzeichen bedeutet eine Reduktion der Netzverluste
Redispatch-Menge (RD-Menge): negatives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der notwendigen Redispatchmenge
Klimafolgekosten: positives Vorzeichen bedeutet eine Reduktion der Klimafolgekosten

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P715
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

Projektsteckbriefe Onshore

Projektsteckbriefe Offshore

Projektsteckbriefe Offshore-Netz

Legende Steckbriefe Start-Offshorenetz und Zubau-Offshorenetz

	Grenze der ausschließlichen Wirtschaftszone
	Grenze des Küstenmeeres
	Grenzkorridor
	Offshore-Windpark-Gebiet
	Offshore-Windpark-Fläche
	Konverterplattform
	Umspannplattform
	Netzverknüpfungspunkt
	DC-Netzausbau
	AC-Netzausbau
N/O-0	Nummer des Offshore-Windpark-Gebiets (Nordsee/Ostsee)
I–XV	Nummer des Grenzkorridors
x	Die Termine für die AC-Anschlüsse können zu diesem Zeitpunkt noch nicht im NEP angegeben werden. Da sie aber dennoch aufgeführt werden sollen, zeigt das „x“ an, in welchem Szenario der jeweilige AC-Anschluss enthalten ist.

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

NOR-1-1
DolWin5
DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-1-1

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TenneT

Startnetz Offshore DC

Projektbeschreibung

Die Notwendigkeit des Projekts wurde in vorangegangenen NEP nachgewiesen und wird mit Vorliegen der vollständigen Genehmigungen / des Planfeststellungsbeschlusses nicht mehr in Form eines Projektsteckbriefes dargestellt. Aktuelle Informationen finden Sie auf den Internetseiten des zuständigen Übertragungsnetzbetreibers.

Weitere Infos zum Projekt

https://www.tennet.eu/de/projekte/dolwin5

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M3 HGÜ-Verbindung NOR-1-1 (DolWin5)

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: AWZ/Küstenmeer Nordsee Niedersachsen

Ausführung:

Netzausbau	**130 km**
davon Neubau in neuer Trasse (ohne MR)	130 km

Geplante Inbetriebnahme: 2025

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

NOR-3-2
DolWin4
DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-3-2

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

amprion verbindet

Startnetz Offshore DC

Weitere Informationen

BBP-Nr: 78

Projektbeschreibung

Die Notwendigkeit des Projekts wurde in vorangegangenen NEP nachgewiesen und wird mit Vorliegen der vollständigen Genehmigungen / des Planfeststellungsbeschlusses nicht mehr in Form eines Projektsteckbriefes dargestellt. Aktuelle Informationen finden Sie auf den Internetseiten des zuständigen Übertragungsnetzbetreibers.

Weitere Infos zum Projekt

https://offshore.amprion.net/Projekte/DolWin4-BorWin4/

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M14 HGÜ-Verbindung NOR-3-2 (DolWin4)

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: AWZ/Küstenmeer Nordsee Niedersachsen

Ausführung:

Netzausbau	**213 km**
davon Neubau in neuer Trasse (ohne MR)	213 km

Geplante Inbetriebnahme: 2028

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

NOR-3-3
DolWin6
DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-3-3

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TenneT

Startnetz Offshore DC

Projektbeschreibung

Die Notwendigkeit des Projekts wurde in vorangegangenen NEP nachgewiesen und wird mit Vorliegen der vollständigen Genehmigungen / des Planfeststellungsbeschlusses nicht mehr in Form eines Projektsteckbriefes dargestellt. Aktuelle Informationen finden Sie auf den Internetseiten des zuständigen Übertragungsnetzbetreibers.

Weitere Infos zum Projekt

https://www.tennet.eu/de/projekte/dolwin6

Maßnahmen des geplanten Projektes

3 Maßnahmen

M121 AC-Anschluss Fläche N-3.8

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: AWZ/Küstenmeer Nordsee

Ausführung:

Netzausbau	**10 km**
davon Neubau in neuer Trasse	10 km

Geplante Inbetriebnahme: 2026

M122 AC-Anschluss Fläche N-3.8

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: AWZ/Küstenmeer Nordsee

Ausführung:

Netzausbau	**10 km**
davon Neubau in neuer Trasse	10 km

Geplante Inbetriebnahme: 2026

M125 AC-Anschluss Fläche N-3.7

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: AWZ/Küstenmeer Nordsee

Ausführung:

Netzausbau	**10 km**
davon Neubau in neuer Trasse	10 km

Geplante Inbetriebnahme: 2026

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

NOR-6-3
BorWin4
DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-6-3

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

amprion verbindet

Startnetz Offshore DC

Weitere Informationen

BBP-Nr: 79

Projektbeschreibung

Die Notwendigkeit des Projekts wurde in vorangegangenen NEP nachgewiesen und wird mit Vorliegen der vollständigen Genehmigungen / des Planfeststellungsbeschlusses nicht mehr in Form eines Projektsteckbriefes dargestellt. Aktuelle Informationen finden Sie auf den Internetseiten des zuständigen Übertragungsnetzbetreibers.

Weitere Infos zum Projekt

https://offshore.amprion.net/Projekte/DolWin4-BorWin4/

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M29 HGÜ-Verbindung NOR-6-3 (BorWin4)

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: AWZ/Küstenmeer Nordsee Niedersachsen

Ausführung:

Netzausbau	**278 km**
davon Neubau in neuer Trasse (ohne MR)	278 km

Geplante Inbetriebnahme: 2028

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

NOR-7-1
BorWin5
DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-7-1

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TenneT

Startnetz Offshore DC

Projektbeschreibung

Die Notwendigkeit des Projekts wurde in vorangegangenen NEP nachgewiesen und wird mit Vorliegen der vollständigen Genehmigungen / des Planfeststellungsbeschlusses nicht mehr in Form eines Projektsteckbriefes dargestellt. Aktuelle Informationen finden Sie auf den Internetseiten des zuständigen Übertragungsnetzbetreibers.

Weitere Infos zum Projekt

https://www.tennet.eu/de/projekte/borwin5

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M31 HGÜ-Verbindung NOR-7-1 (BorWin5)

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: AWZ/Küstenmeer Nordsee Niedersachsen

Ausführung:

Netzausbau	**225 km**
davon Neubau in neuer Trasse (ohne MR)	225 km

Geplante Inbetriebnahme: 2025

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

NOR-7-2
BorWin6
DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-7-2

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TenneT

Startnetz Offshore DC

Projektbeschreibung

Die Notwendigkeit des Projekts wurde in vorangegangenen NEP nachgewiesen und wird mit Vorliegen der vollständigen Genehmigungen / des Planfeststellungsbeschlusses nicht mehr in Form eines Projektsteckbriefes dargestellt. Aktuelle Informationen finden Sie auf den Internetseiten des zuständigen Übertragungsnetzbetreibers.

Weitere Infos zum Projekt

https://www.tennet.eu/de/projekte/borwin6

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M32 HGÜ-Verbindung NOR-7-2 (BorWin6)

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: AWZ/Küstenmeer Nordsee Schleswig-Holstein

Ausführung:

Netzausbau	**233 km**
davon Neubau in neuer Trasse (ohne MR)	233 km

Geplante Inbetriebnahme: 2027

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

NOR-9-1
BalWin1
DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-9-1

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

amprion verbindet

Startnetz **Offshore** **DC**

Projektbeschreibung

Ziel des Offshore-Netzanbindungssystems (ONAS) NOR-9-1 (BalWin1) ist die Anbindung eines Offshore-Windparks (OWP) in der Fläche N-9.1 (2000 MW) in Zone 3 der Nordsee mit einer installierten Leistung von insgesamt 2.000 MW über den Grenzkorridor N-II und die Insel Norderney an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) Wehrendorf in Niedersachsen.

Das ONAS wird mit der Technologie der Hochspannungsgleichstrom-Übertragung (HGÜ bzw. DC) realisiert und ist gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des Flächenentwicklungsplans 2025 (FEP) für eine Übertragungsleistung von 2.000 MW ausgelegt. ONAS mit Inbetriebnahme bis einschließlich 2032 werden gemäß FEP als Direktanbindungskonzept auf 66-kV-Spannungsebene umgesetzt. Ab dem Jahr 2033 erfolgt die Umsetzung des Direktanbindungskonzepts auf 132-kV-Spannungsebene. Bei diesem Konzept werden die AC-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Konverterplattform des Übertragungsnetzbetreibers verbunden. Für die erforderlichen AC-Kabelsysteme in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese im Eigentum des OWP-Vorhabenträgers befinden.

Die Umsetzung des gesamten Projekts erfolgt, bedingt durch das vorgesehene Direktanbindungskonzept, durch eine Maßnahme. Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform und dem genannten NVP sowie der landseitigen Konverterstation und der Anbindungsleitung in das bestehende 380-kV-AC-Netz. Hierbei wird das DC-Kabelsystem von der Konverterplattform in der ausschließlichen Wirtschaftszone über den Grenzkorridor durch das Küstenmeer und mit Inselquerung zum NVP geführt.

Die Fläche N-9.1 für Offshore-Windenergie im Gebiet N-9, die durch das ONAS NOR-9-1 angeschlossen wird, wurde gemäß FEP zentral voruntersucht und die zu installierende Erzeugungsleistung im Jahr 2024 von der Bundesnetzagentur (BNetzA) ausgeschrieben.

Weitere Infos zum Projekt

https://offshore.amprion.net/Projekte/BalWin1-BalWin2/

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M243 HGÜ-Verbindung NOR-9-1 (BalWin1)

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: AWZ/Küstenmeer Nordsee Niedersachsen

Ausführung:

Netzausbau	**363 km**
davon Neubau in neuer Trasse (mit MR)	363 km

Geplante Inbetriebnahme: 2030

Begründung des geplanten Projekts

Hintergrund des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen im Gebiet N-9 erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in DC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von 2.000 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume. Durch die Führung des DC-Kabelsystems über den Grenzkorridor N-II gemäß FEP ergibt sich eine Anlandung im nordwestlichen Niedersachsen. Es wird Wehrendorf als NVP gewählt, weil dies die nächstgelegene Umspannanlage ist, an der zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme des ONAS NOR-9-1 freie Kapazität zur Verfügung steht und die nicht bereits für den Anschluss eines anderen ONAS vorgesehen ist.

Unabhängig von der Wahl von Wehrendorf als NVP sind zusätzliche Netzausbaumaßnahmen aus der Region nördliches Nordrhein-Westfalen in Richtung der Lastschwerpunkte im Ruhrgebiet notwendig.

Die Schaltanlage am landseitigen Konverterstandort wird mit zwei 380-kV-Stromkreisen an die Station Wehrendorf angebunden, damit die Offshore-Leistung direkt im NVP Wehrendorf eingespeist wird. Hierfür erfolgt ein teilweiser Ersatzneubau der Freileitung Bl. 4584 Wehrendorf - Merzen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des FEP um. Der NEP führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen unterschiedliche Szenarien und demzufolge verschiedene Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen möglich sind. Aufgrund der Überführung in das Startnetz erfolgte im aktuellen NEP keine erneute Überprüfung.

Prüfung nach NOVA

Die im NEP erfolgende Prüfung nach dem NOVA-Prinzip ist für Offshore-Maßnahmen im NEP bisher nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

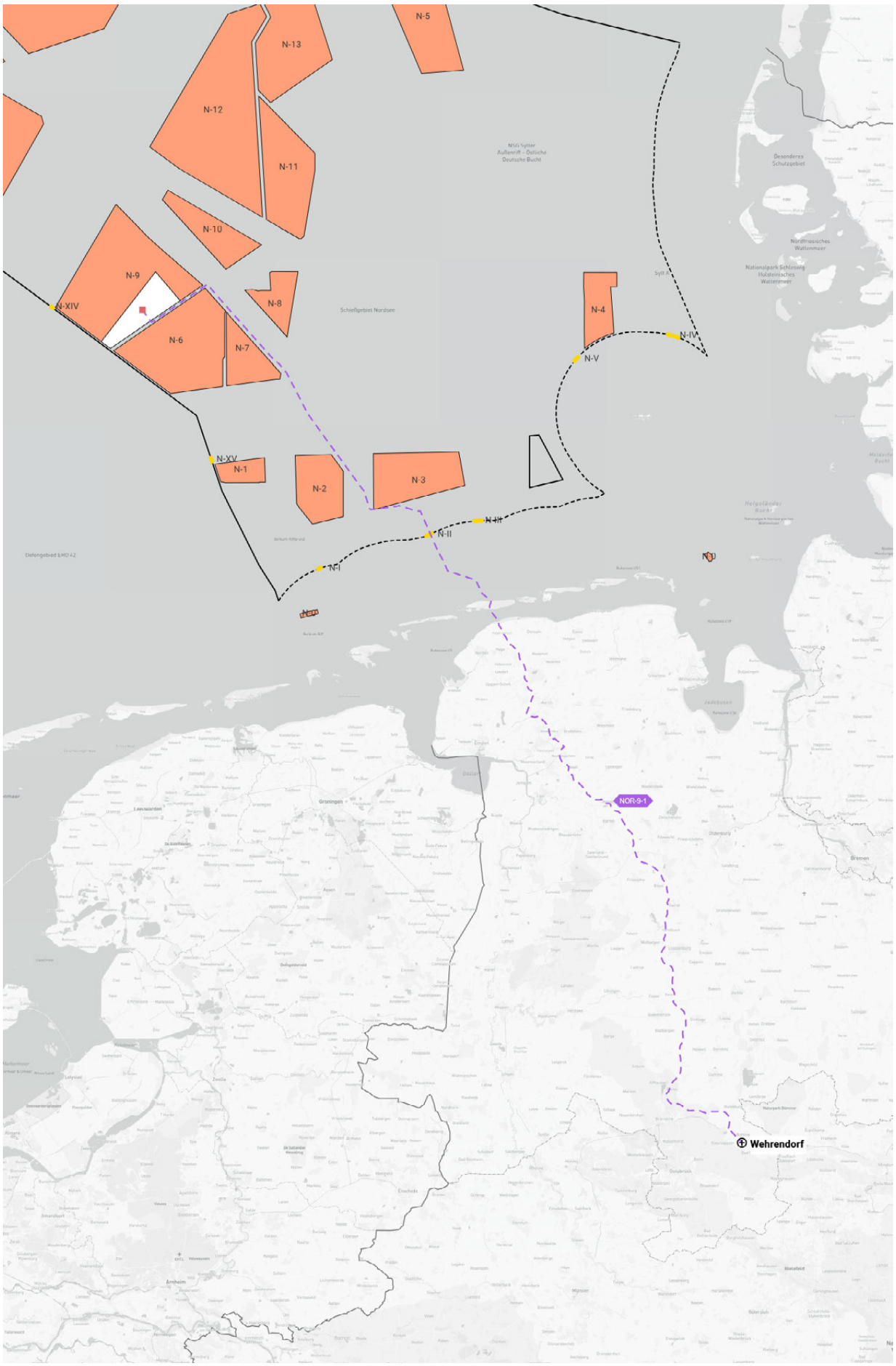
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Weiter nördlich gelegene NVP, welche nicht bereits für die Anbindung anderer ONAS vorgesehen sind, sind zum Zeitpunkt der geplanten Inbetriebnahme bereits hoch ausgelastet oder kommen aufgrund baulicher sowie netztechnischer Restriktionen nicht in Betracht. Weiter südlich gelegene NVP hätten eine längere landseitige Kabeltrasse zur Folge. Daher ist mit Blick auf eine kosteneffiziente Anbindung und einen möglichst geringen Trassenraum der gewählte NVP Wehrendorf vorzuziehen. In den Netzanalysen wurde das ONAS in die Umspannanlage Wehrendorf eingebunden. Dieser NVP ist aus elektrotechnischer Sicht gut geeignet.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das ONAS NOR-9-1 wurde im Offshore-Netzentwicklungsplan erstmals identifiziert und im NEP 2030 (2019) von der Bundesnetzagentur mit NVP Unterweser unter dem Vorbehalt bestätigt, dass die potenziellen Flächen, die durch das entsprechende ONAS erschlossen werden sollen, in einer Fortschreibung des FEP als Flächen festgelegt werden. Das Projekt wurde im NEP 2035 (2021) erstmals von der Bundesnetzagentur ohne Vorbehalt mit dem NVP Unterweser bestätigt. Auf Grundlage der Stellungnahme der Bundesnetzagentur vom 06.04.2022 wurde der NVP im FEP 2023 nach Wehrendorf verschoben, welcher bereits zuvor als NVP für das ONAS NOR-12-1 von der Bundesnetzagentur bestätigt wurde. Das ONAS NOR-9-1 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erneut durch die BNetzA bestätigt.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht NOR-9-1
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

NOR-9-2
BalWin3
DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-9-2

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TenneT

Startnetz Offshore DC

Projektbeschreibung

Ziel des Offshore-Netzanbindungssystems (ONAS) NOR-9-2 (BalWin3) ist die Anbindung eines Offshore-Windparks (OWP) in der Fläche N-9.2 (2.000 MW) in Zone 3 der Nordsee mit einer installierten Leistung von insgesamt 2.000 MW über den Grenzkorridor N-III und die Insel Baltrum an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) Sengwarden (ehemaliger Arbeitstitel "Wilhelmshaven 2") in Niedersachsen.

Das ONAS wird mit der Technologie der Hochspannungsgleichstrom-Übertragung (HGÜ bzw. DC) realisiert und ist gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des Flächenentwicklungsplans (FEP) für eine Übertragungsleistung von 2.000 MW ausgelegt. ONAS mit Inbetriebnahme bis einschließlich 2032 werden gemäß FEP als Direktanbindungskonzept auf 66-kV-Spannungsebene umgesetzt. Ab dem Jahr 2033 erfolgt die Umsetzung des Direktanbindungskonzepts auf 132-kV-Spannungsebene. Bei diesem Konzept werden die AC-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Konverterplattform des Übertragungsnetzbetreibers verbunden. Für die erforderlichen AC-Kabelsysteme in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese im Eigentum des OWP-Vorhabenträgers befinden.

Die Umsetzung des gesamten Projekts erfolgt, bedingt durch das vorgesehene Direktanbindungskonzept, durch eine Maßnahme. Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform und dem genannten NVP sowie der landseitigen Konverterstation und der Anbindungsleitung in das bestehende 380-kV-AC-Netz. Hierbei wird das DC-Kabelsystem von der Konverterplattform in der

ausschließlichen Wirtschaftszone über den Grenzkorridor durch das Küstenmeer und nach erfolgter Inselquerung zum NVP geführt.

Der Anschluss des ONAS NOR-9-2 an den NVP Sengwarden steht im Zusammenhang mit den landseitigen Maßnahmen P175 M385 Netzausbau zwischen Sengwarden und Fedderwarden bzw. P175 M466 Netzverstärkung zwischen Sengwarden und Conneforde und DC21 HGÜ-Verbindung zwischen Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen.

Die Fläche N-9.2 für Offshore-Windenergie im Gebiet N-9, die durch das ONAS NOR-9-2 angeschlossen wird, hat im Rahmen der Offshore-Auktionen im Jahr 2024 einen Zuschlag erhalten.

Weitere Infos zum Projekt

https://www.tennet.eu/de/projekte/balwin3-lanwin4

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M236 HGÜ-Verbindung NOR-9-2 (BalWin3)

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: AWZ/Küstenmeer Nordsee Niedersachsen

Ausführung:

Netzausbau	**242 km**
davon Neubau in neuer Trasse (mit MR)	242 km

Geplante Inbetriebnahme: 2031

Begründung des geplanten Projekts

Hintergrund des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen im Gebiet N-9 erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in DC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von 2.000 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume.

Durch die Führung des DC-Kabelsystems durch den Grenzkorridor N-III gemäß FEP ergibt sich eine Anlandung im nordwestlichen Niedersachsen. Es wird Sengwarden als NVP gewählt, weil es das nächstgelegene Umspannwerk ist, an dem zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme des ONAS NOR-9-2 freie Kapazität zur Verfügung steht. Unabhängig von der Wahl von Sengwarden als NVP sind Netzverstärkungs- bzw. Netzausbaumaßnahmen von Sengwarden über Fedderwarden nach Conneforde notwendig.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des FEP um. Der NEP führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen unterschiedliche Szenarien und demzufolge verschiedene Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen möglich sind.

Aufgrund der Überführung in das Startnetz erfolgte im aktuellen NEP keine erneute Überprüfung.

Prüfung nach NOVA

Die im NEP erfolgende Prüfung nach dem NOVA-Prinzip ist für Offshore-Maßnahmen im NEP bisher nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Der alternative NVP Unterweser an den bereits die ONAS NOR-9-3 und NOR-12-1 angeschlossen werden sollen, scheidet aufgrund der limitierten Platzverhältnisse für die Errichtung einer weiteren Konverterstation und aufgrund der Überlastung des landseitigen Netzes in Folge der weiteren Konzentration der Einspeisung aus Offshore-Windenergie an dieser Schaltanlage durch einen dritten Anschluss eines ONAS aus.

Der alternative NVP Großenmeer ist zum Zeitpunkt der geplanten Fertigstellung in 2031 nicht verfügbar, da in 2031 bereits ein anderes 2 GW ONAS am NVP Großenmeer angeschlossen wird.

Der alternative NVP Suchraum Werderland ist zum Zeitpunkt der geplanten Fertigstellung in 2031 aufgrund der längeren landseitigen Kabeltrasse ebenfalls nicht möglich.

Aus räumlichen Gründen bietet sich der Anschluss an den NVP Emden/Ost an. Der Anschluss am NVP Emden/Ost ist ebenfalls nicht möglich, da am dortigen Umspannwerk der Anschluss

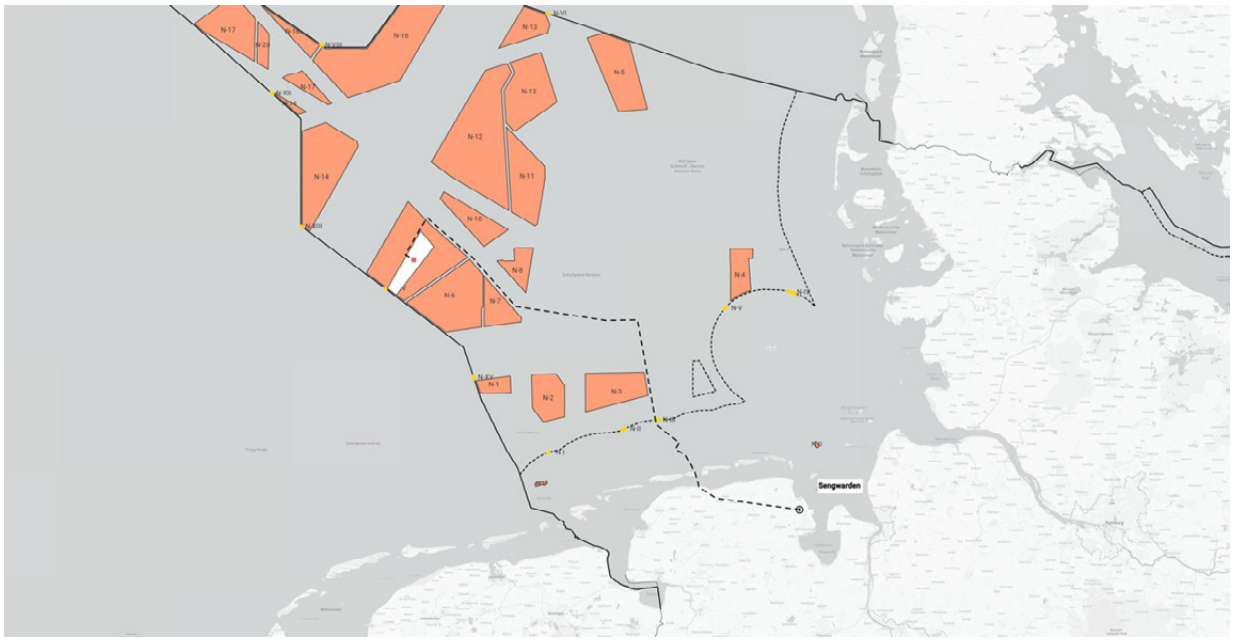
von bereits drei ONAS mit jeweils 900 MW Übertragungsleistung erfolgt. Der zusätzliche Anschluss von 2.000 MW in dieser Schaltanlage würde das UCTE-Kriterium verletzen, laut dem der Ausfall von gekuppelten Sammelschienen nicht zu einem Erzeugungsausfall von mehr als 3.000 MW führen darf. Eine bauliche Entkopplung der Sammelschienen ist am NVP Emden/Ost räumlich nicht möglich.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das ONAS NOR-9-2 wurde im NEP 2035 (2021) erstmals identifiziert und durch die BNetzA mit einer geplanten Fertigstellung im Jahr 2030 und einer Führung über den Grenzkorridor N-II und Querung der Insel Norderney bestätigt. Im Rahmen des Fortschreibungsprozesses des FEP 2023 wurde die geplante Fertigstellung aufgrund der verfügbaren Marktkapazitäten auf das Jahr 2031 verschoben und der Trassenverlauf in Richtung Grenzkorridor N-III und Querung der Insel Baltrum geändert.

Das Projekt ist Bestandteil der beiden Rahmenvereinbarungen für die Herstellung der see- und landseitigen Konverterstationen inklusive der Technologie zur Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) sowie der erforderlichen HGÜ-Kabelsysteme, welche TenneT im Frühjahr 2023 vergeben hat.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht NOR-9-2
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

NOR-9-3
BalWin4
DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-9-3

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TenneT

Startnetz Offshore DC

Projektbeschreibung

Ziel des Offshore-Netzanbindungssystems (ONAS) NOR-9-3 (BalWin4) ist die Anbindung von Offshore-Windparks (OWP) in den Flächen N-9.3 (1.500 MW) sowie N-10.2 (500 MW) in Zone 3 der Nordsee mit einer installierten Leistung von insgesamt 2.000 MW über den Grenzkorridor N-III und die Insel Baltrum an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) Unterweser in Niedersachsen.

Das ONAS wird mit der Technologie der Hochspannungsgleichstrom-Übertragung (HGÜ bzw. DC) realisiert und ist gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des Flächenentwicklungsplans (FEP) für eine Übertragungsleistung von 2.000 MW ausgelegt. ONAS mit Inbetriebnahme bis einschließlich 2032 werden gemäß FEP als Direktanbindungskonzept auf 66-kV-Spannungsebene umgesetzt. Ab dem Jahr 2033 erfolgt die Umsetzung des Direktanbindungskonzepts auf 132-kV-Spannungsebene. Bei diesem Konzept werden die AC-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Konverterplattform des Übertragungsnetzbetreibers verbunden. Für die erforderlichen AC-Kabelsysteme in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese im Eigentum des OWP-Vorhabenträgers befinden.

Die Umsetzung des gesamten Projekts erfolgt, bedingt durch das vorgesehene Direktanbindungskonzept, durch eine Maßnahme. Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform und dem genannten NVP sowie der landseitigen Konverterstation und der Anbindungsleitung in das bestehende 380-kV-AC-Netz. Hierbei wird das DC-Kabelsystem von der Konverterplattform in der ausschließlichen Wirtschaftszone über den Grenzkorridor durch das Küstenmeer und nach erfolgter Inselquerung zum NVP geführt.

Der Anschluss des ONAS NOR-9-3 an den NVP Unterweser steht im Zusammenhang mit den landseitigen Maßnahmen P22 Netzverstärkung zwischen Conneforde und Unterweser und zwischen Elsfleth/West und Ganderkesee sowie P119 Netzverstärkung zwischen Conneforde, Elsfleth/West und Samtgemeinde Sottrum.

Die Fläche N-9.3 für Offshore-Windenergie im Gebiet N-9, die durch das ONAS NOR-9-3 angeschlossen wird, hat im Rahmen der Offshore-Auktionen im Jahr 2024 einen Zuschlag erhalten. Für die Fläche N-10.2 für Offshore-Windenergie im Gebiet N-10, die durch das ONAS NOR-9-3 angeschlossen wird, wurde im Rahmen der Offshore-Auktionen im Jahr 2025 kein Gebot abgegeben. Gemäß § 14 Abs. 2 Satz 4 WindSeeG wird die Fläche N-10.2 nach den Vorgaben der Ausschreibungen für nicht zentral voruntersuchte Flächen zum Gebotstermin 01.06.2026 erneut ausgeschrieben.

Weitere Infos zum Projekt

https://www.tennet.eu/de/projekte/balwin4-lanwin1

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M234 HGÜ-Verbindung NOR-9-3 (BalWin4)

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: AWZ/Küstenmeer Nordsee Niedersachsen

Ausführung:

Netzausbau	**275 km**
davon Neubau in neuer Trasse (mit MR)	275 km

Geplante Inbetriebnahme: 2029

Begründung des geplanten Projekts

Hintergrund des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen in den Gebieten N-9 und N-10 erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in DC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von 2.000 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter

optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume.

Durch die Führung des DC-Kabelsystems durch den Grenzkorridor N-III gemäß FEP ergibt sich eine Anlandung im nordwestlichen Niedersachsen. Es wird Unterweser als NVP gewählt, weil es das nächstgelegene Umspannwerk ist, an dem zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme des ONAS NOR-9-3 freie Kapazität zur Verfügung steht. Unabhängig von der Wahl von Unterweser als NVP sind Netzverstärkungs- bzw. Netzausbaumaßnahmen von Conneforde über Unterweser nach Ganderkesee und von Conneforde über Elsfleth/West nach Samtgemeinde Sottrum notwendig.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des FEP um. Der NEP führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen unterschiedliche Szenarien und demzufolge verschiedene Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen möglich sind.

Aufgrund der Überführung in das Startnetz erfolgte im aktuellen NEP keine erneute Überprüfung.

Prüfung nach NOVA

Die im NEP erfolgende Prüfung nach dem NOVA-Prinzip ist für Offshore-Maßnahmen im NEP bisher nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Als alternativer NVP würde das Umspannwerk Sengwarden in Betracht kommen, an dem bereits die ONAS NOR-9-2 und NOR-11-2 vorgesehen sind. Bei einem Anschluss von weiteren 2 GW aus Offshore-Windenergie wäre die eingespeiste Leistung über die AC-Netzinfrastruktur zu transportieren, wodurch insbesondere ab dem Umspannwerk Conneforde Netzengpässe zu erwarten sind.

Der alternative NVP Großenmeer ist zum Zeitpunkt der geplanten Fertigstellung in 2029 noch nicht verfügbar.

Der alternative NVP Suchraum Werderland ist zum Zeitpunkt der geplanten Fertigstellung in 2029 aufgrund der längeren landseitigen Kabeltrasse ebenfalls nicht möglich.

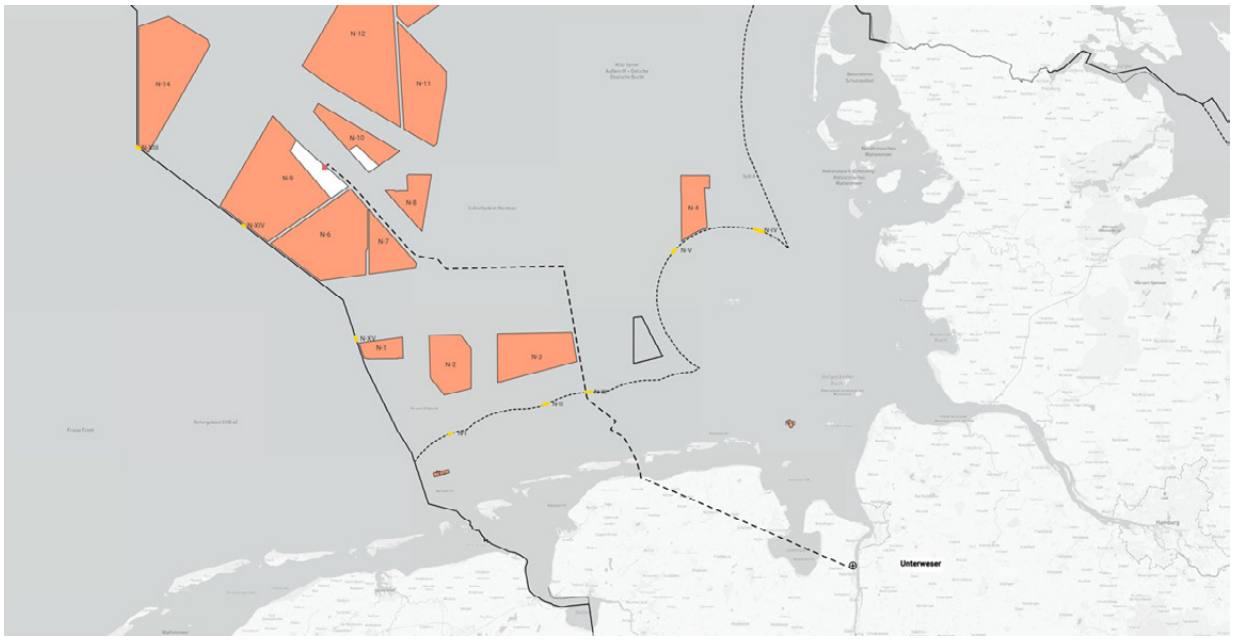
Aus räumlichen Gründen bietet sich der Anschluss an den NVP Emden/Ost an. Der Anschluss am NVP Emden/Ost ist ebenfalls nicht möglich, da am dortigen Umspannwerk der Anschluss von bereits drei ONAS mit jeweils 900 MW Übertragungsleistung erfolgt. Der zusätzliche Anschluss von 2.000 MW in dieser Schaltanlage würde das UCTE-Kriterium verletzen, laut dem der Ausfall von gekuppelten Sammelschienen nicht zu einem Erzeugungsausfall von mehr als 3.000 MW führen darf. Eine bauliche Entkopplung der Sammelschienen ist am NVP Emden/Ost räumlich nicht möglich.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das ONAS NOR-9-3 wurde im NEP 2037/2045 (2023) aufgrund der erstmaligen Festlegung des ONAS NOR-9-3 im FEP 2023 in Folge der Leistungsverdichtung auf den Flächen in den Gebieten N-9 bis N-13 erstmals identifiziert.

Das Projekt ist Bestandteil der beiden Rahmenvereinbarungen für die Herstellung der see- und landseitigen Konverterstationen inklusive der Technologie zur Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) sowie der erforderlichen HGÜ-Kabelsysteme, welche TenneT im Frühjahr 2023 vergeben hat.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht NOR-9-3
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

NOR-9-4
BalWin5
DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-9-4

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TenneT

Startnetz Offshore DC

Projektbeschreibung

Ziel des Offshore-Netzanbindungssystems (ONAS) NOR-9-4 (BalWin5) ist die Anbindung von Offshore-Windparks (OWP) in den Flächen N-9.4 (1.000 MW bis 1.200 MW) sowie N-9.5 (1.000 MW bis 1.200 MW) in Zone 3 der Nordsee mit einer installierten Leistung von insgesamt bis zu 2.400 MW über den Grenzkorridor N-III und die Insel Langeoog an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) im Suchraum Werderland (Suchraum der Stadtbezirke Bremen-Mitte/-Nord/-West). Zur Verbesserung der Lesbarkeit wird im weiteren Verlauf der Suchraum der Stadtbezirke Bremen-Mitte/-Nord/-West wie folgt abgekürzt: Suchraum Werderland.

Das ONAS wird mit der Technologie der Hochspannungsgleichstrom-Übertragung (HGÜ bzw. DC) realisiert und ist gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des Flächenentwicklungsplans (FEP) für eine Übertragungsleistung von 2.000 MW ausgelegt. ONAS mit Inbetriebnahme bis einschließlich 2032 werden gemäß FEP als Direktanbindungskonzept auf 66-kV-Spannungsebene umgesetzt. Ab dem Jahr 2033 erfolgt die Umsetzung des Direktanbindungskonzepts auf 132-kV-Spannungsebene. Bei diesem Konzept werden die AC-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Konverterplattform des Übertragungsnetzbetreibers verbunden. Für die erforderlichen AC-Kabelsysteme in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese im Eigentum des OWP-Vorhabenträgers befinden.

Die Umsetzung des gesamten Projekts erfolgt, bedingt durch das vorgesehene Direktanbindungskonzept, durch eine Maßnahme. Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform und dem genannten NVP sowie der landseitigen Konverterstation und der Anbindungsleitung in das

bestehende 380-kV-AC-Netz. Hierbei wird das DC-Kabelsystem von der Konverterplattform in der ausschließlichen Wirtschaftszone über den Grenzkorridor durch das Küstenmeer und nach erfolgter Inselquerung zum NVP geführt.

Der Anschluss des ONAS NOR-9-4 an den NVP Suchraum Werderland steht im Zusammenhang mit dem landseitigen Projekt P119 Netzverstärkung zwischen Conneforde, Elsfleth/West und Bötersen.

Die Fläche N-9.4 für Offshore-Windenergie im Gebiet N-9, die durch das ONAS NOR-9-4 angeschlossen wird, hat im Rahmen der Offshore-Auktionen im Jahr 2025 einen Zuschlag erhalten. Die Fläche N-9.5 für Offshore-Windenergie im Gebiet N-9, die durch das ONAS NOR-9-4 angeschlossen wird, wird gemäß FEP zentral voruntersucht und die zu installierende Erzeugungsleistung im Jahr 2028 von der Bundesnetzagentur (BNetzA) ausgeschrieben. Für die Flächen N-9.4 und N-9.5 soll gemäß FEP die tatsächlich installierte Leistung 20 % über die zugewiesene Netzanbindungskapazität hinausgehen.

Weitere Infos zum Projekt

https://www.tennet.eu/de/projekte/balwin5

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M263 HGÜ-Verbindung NOR-9-4 (BalWin5)

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: AWZ/Küstenmeer Nordsee Bremen Niedersachsen

Ausführung:

Netzausbau	**321 km**
davon Neubau in neuer Trasse (mit MR)	321 km

Geplante Inbetriebnahme: 2032

Begründung des geplanten Projekts

Hintergrund des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen im Gebiet N-9 erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in DC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von 2.000 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume.

Durch die wahrscheinliche Führung des DC-Kabelsystems durch den Grenzkorridor N-III ergibt sich eine Anlandung im nordwestlichen Niedersachsen. Es wird der Suchraum Werderland als NVP gewählt, weil eine Zunahme der Last im nachgelagerten Verteilernetz bereits beantragt worden ist. Unabhängig von der Wahl des Suchraums Werderland als NVP sind Netzverstärkungs- bzw. Netzausbaumaßnahmen von Conneforde über Elsfleth/West nach Bötersen notwendig.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des FEP um. Der NEP führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen unterschiedliche Szenarien und demzufolge verschiedene Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen möglich sind.

Aufgrund der Überführung in das Startnetz erfolgte im aktuellen NEP keine erneute Überprüfung.

Prüfung nach NOVA

Die im NEP erfolgende Prüfung nach dem NOVA-Prinzip ist für Offshore-Maßnahmen im NEP bisher nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Zum Zeitpunkt der geplanten Fertigstellung des ONAS in 2032 sind keine alternativen NVP in Niedersachsen verfügbar.

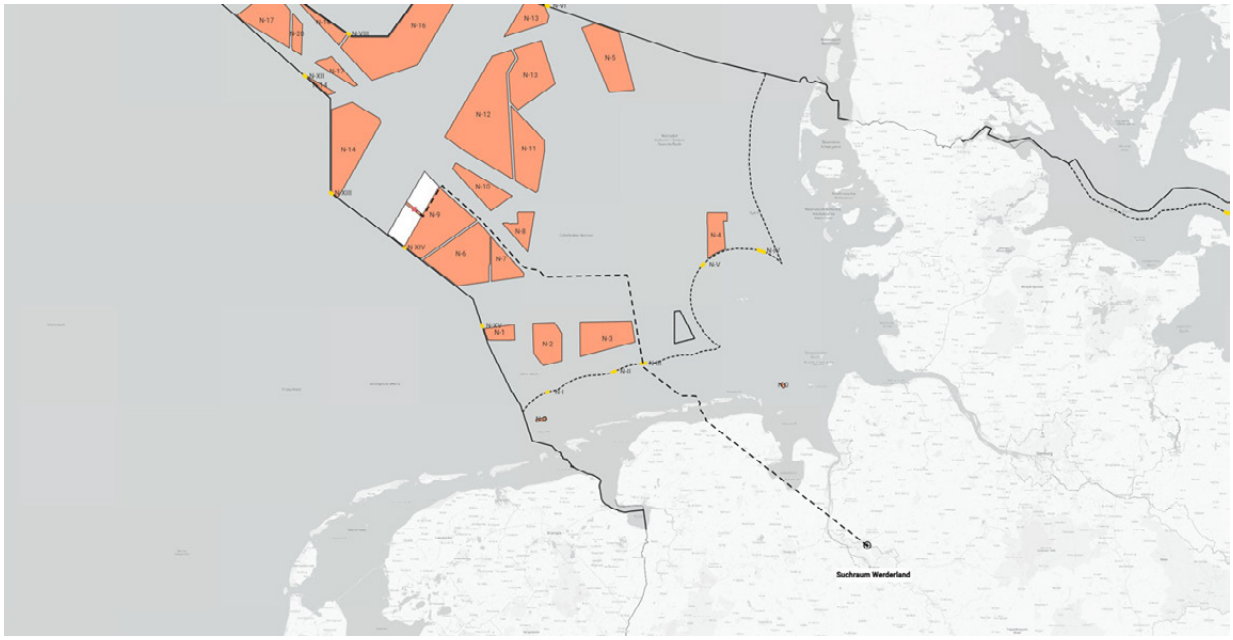
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das ONAS NOR-9-4 wurde im NEP 2037/2045 (2023) unter der Bezeichnung NOR-14-1 erstmals identifiziert und durch die BNetzA bestätigt.

Das ONAS ist von der Entscheidung des BSH vom 15.05.2025 bezüglich der bedingten Festlegung zur Umgehung des Artillerieschießgebiets (ASG) im Rahmen des FEP 2025 betroffen. Nach abschließender

Bewertung der zeitlichen Auswirkungen zur Umgehung des ASG verschiebt sich in der Folge auch die Inbetriebnahme des ONAS NOR-9-4 gegenüber der bisherigen Festlegung im FEP um vier Quartale auf Q3/2033.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht NOR-9-4
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

NOR-10-1
BalWin2
DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-10-1

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

amprion
verbindet

Startnetz **Offshore** **DC**

Projektbeschreibung

Ziel des Offshore-Netzanbindungssystems (ONAS) NOR-10-1 (BalWin2) ist die Anbindung eines Offshore-Windparks (OWP) in der Fläche N-10.1 (2000 MW) in Zone 3 der Nordsee mit einer installierten Leistung von insgesamt 2.000 MW über den Grenzkorridor N-II und die Insel Norderney an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) Westerkappeln in Nordrhein-Westfalen.

Das ONAS wird mit der Technologie der Hochspannungsgleichstrom-Übertragung (HGÜ bzw. DC) realisiert und ist gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des Flächenentwicklungsplans 2025 (FEP) für eine Übertragungsleistung von 2.000 MW ausgelegt. ONAS mit Inbetriebnahme bis einschließlich 2032 werden gemäß FEP als Direktanbindungskonzept auf 66-kV-Spannungsebene umgesetzt. Ab dem Jahr 2033 erfolgt die Umsetzung des Direktanbindungskonzepts auf 132-kV-Spannungsebene. Bei diesem Konzept werden die AC-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Konverterplattform des Übertragungsnetzbetreibers verbunden. Für die erforderlichen AC-Kabelsysteme in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese im Eigentum des OWP-Vorhabenträgers befinden.

Die Umsetzung des gesamten Projekts erfolgt, bedingt durch das vorgesehene Direktanbindungskonzept, durch eine Maßnahme. Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform und dem genannten NVP sowie der landseitigen Konverterstation und der Anbindungsleitung in das bestehende 380-kV-AC-Netz. Zur Anbindung an das Übertragungsnetz erfolgt der Ausbau einer Schaltanlage am landseitigen Konverterstandort. Die Schaltanlage wird in die Bestandsfreileitung Westerkappeln - Ibbenbüren eingebunden, um die Offshore-Leistung zum NVP Westerkappeln

weiterzuleiten.Hierbei wird das DC-Kabelsystem von der Konverterplattform in der ausschließlichen Wirtschaftszone über den Grenzkorridor durch das Küstenmeer und mit Inselquerung zum NVP geführt.

Die Fläche N-10.1 für Offshore-Windenergie im Gebiet N-10, die durch das ONAS NOR-10-1 angeschlossen wird, wurde gemäß FEP zentral voruntersucht und die zu installierende Erzeugungsleistung im Jahr 2025 von der Bundesnetzagentur (BNetzA) ausgeschrieben.

Weitere Infos zum Projekt

https://offshore.amprion.net/Projekte/BalWin1-BalWin2/

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M39 HGÜ-Verbindung NOR-10-1 (BalWin2)

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: AWZ/Küstenmeer Nordsee Niedersachsen Nordrhein-Westfalen

Ausführung:

Netzausbau	**371 km**
davon Neubau in neuer Trasse (mit MR)	371 km

Geplante Inbetriebnahme: 2031

Begründung des geplanten Projekts

Hintergrund des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen im Gebiet N-10 erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in DC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von 2.000 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume. Durch die Führung des DC-Kabelsystems über den Grenzkorridor N-II gemäß FEP ergibt sich eine Anlandung im nordwestlichen Niedersachsen. Es wird Westerkappeln als NVP gewählt, weil dies die nächstgelegene Umspannanlage ist, an der zum Zeitpunkt der ursprünglich geplanten Inbetriebnahme des ONAS NOR-10-1 freie

Kapazität zur Verfügung steht und die nicht bereits für den Anschluss eines anderen ONAS vorgesehen ist. Zur Anbindung an das Übertragungsnetz erfolgt der Ausbau einer Schaltanlage am landseitigen Konverterstandort. Die Schaltanlage wird in die Bestandsfreileitung Westerkappeln - Ibbenbüren eingebunden, um die Offshore-Leistung zum NVP Westerkappeln weiterzuleiten.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des FEP um. Der NEP führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen unterschiedliche Szenarien und demzufolge verschiedene Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen möglich sind. Aufgrund der Überführung in das Startnetz erfolgte im aktuellen NEP keine erneute Überprüfung.

Prüfung nach NOVA

Die im NEP erfolgende Prüfung nach dem NOVA-Prinzip ist für Offshore-Maßnahmen im NEP bisher nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

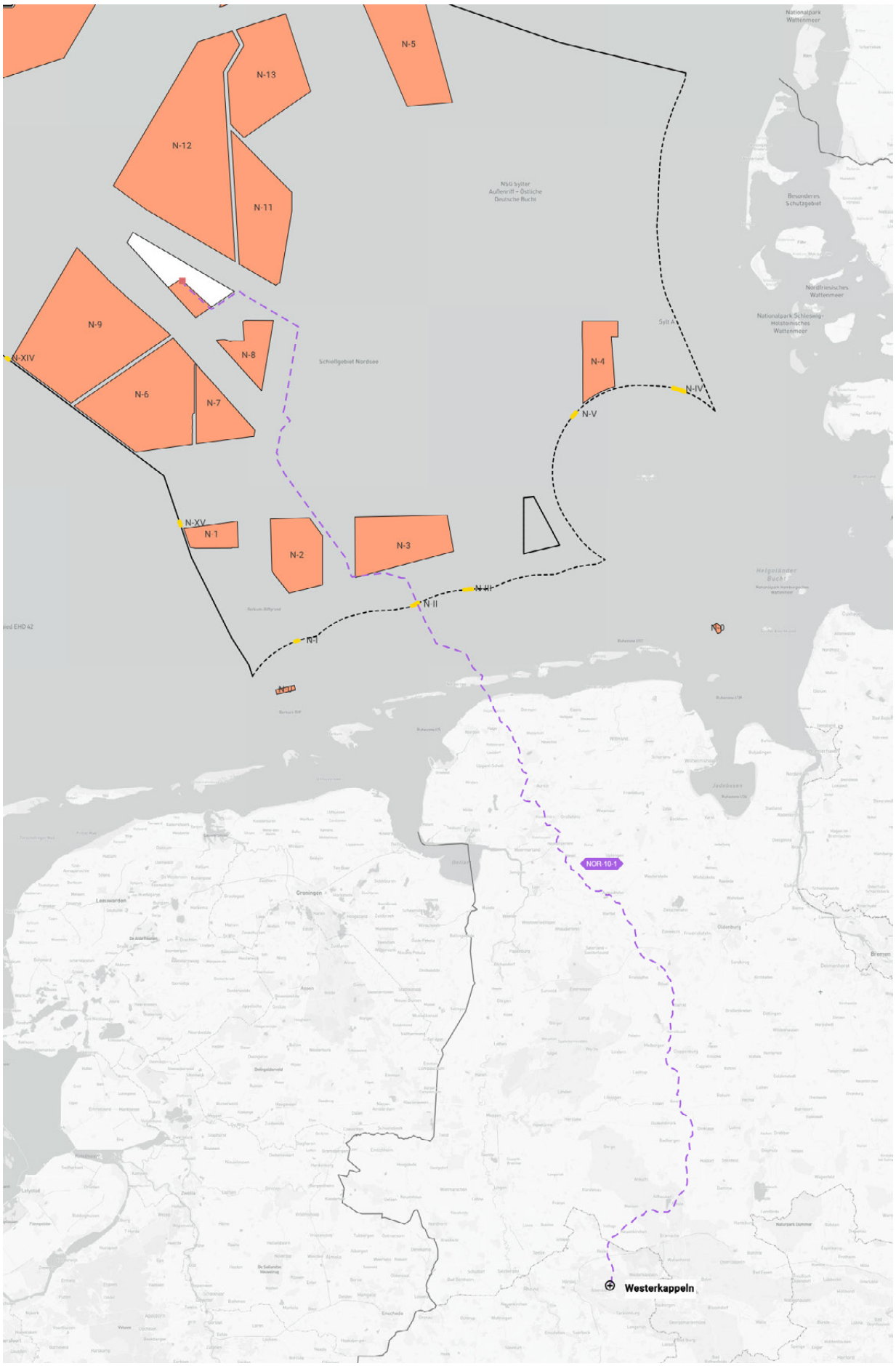
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Weiter nördlich gelegene NVP, welche nicht bereits für die Anbindung anderer ONAS vorgesehen sind, sind zum Zeitpunkt der geplanten Inbetriebnahme bereits hoch ausgelastet oder kommen aufgrund baulicher sowie netztechnischer Restriktionen nicht in Betracht. Weiter südlich gelegene NVP hätten eine längere landseitige Kabeltrasse. Daher ist mit Blick auf eine kosteneffiziente Anbindung und einem möglichst geringen Trassenraum der gewählte NVP vorzuziehen. In den Netzanalysen wurde das ONAS in die Umspannanlage Westerkappeln eingebunden.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das ONAS NOR-10-1 wurde im Offshore-Netzentwicklungsplan 2013 erstmals identifiziert und im NEP 2030 (2019) von der Bundesnetzagentur mit NVP Unterweser unter dem Vorbehalt bestätigt, dass die potenziellen Flächen, die durch das entsprechende ONAS erschlossen werden sollen, in einer Fortschreibung des FEP als Flächen festgelegt werden. Dieser Vorbehalt wurde aufgehoben und im NEP 2035 (2021) durch die Bundesnetzagentur mit dem NVP Unterweser bestätigt. Im Rahmen der Fortschreibung des FEP 2023 wurde der NVP nach Westerkappeln verschoben, welcher bereits zuvor als NVP für das ONAS NOR-11-1 von der Bundesnetzagentur bestätigt wurde. Das ONAS NOR-10-1 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erneut durch die Bundesnetzagentur bestätigt.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht NOR-10-1
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

NOR-11-1
LanWin3
DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-11-1

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

50hertz | Elia Group

Startnetz **Offshore** **DC**

Projektbeschreibung

Ziel des Offshore-Netzanbindungssystem (ONAS) NOR-11-1 (LanWin3) ist die Anbindung eines Offshore-Windparks (OWP) in der Fläche N-11.1 (2.000 MW) in Zone 3 der Nordsee mit einer installierten Leistung von insgesamt 2.000 MW über den Grenzkorridor N-V an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) Hochwöhrden (Gemeinde Wöhrden) in Schleswig-Holstein.

Das ONAS wird mit der Technologie der Hochspannungsgleichstrom-Übertragung (HGÜ bzw. DC) realisiert und ist gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des Flächenentwicklungsplans 2025 (FEP) für eine Übertragungsleistung von 2.000 MW ausgelegt. ONAS mit Inbetriebnahme bis einschließlich 2032 werden gemäß FEP als Direktanbindungskonzept auf 66-kV-Spannungsebene umgesetzt. Ab dem Jahr 2033 erfolgt die Umsetzung des Direktanbindungskonzepts auf 132-kV-Spannungsebene. Bei diesem Konzept werden die AC-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Konverterplattform des Übertragungsnetzbetreibers verbunden. Für die erforderlichen AC-Kabelsysteme in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese im Eigentum des OWP-Vorhabenträgers befinden.

Die Umsetzung des gesamten Projekts erfolgt, bedingt durch das vorgesehene Direktanbindungskonzept, durch eine Maßnahme. Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform und der anteiligen DC-Schaltanlage in Hochwöhrden. Hierbei wird das DC-Kabelsystem von der Konverterplattform in der ausschließlichen Wirtschaftszone über den Grenzkorridor N-V durch das Küstenmeer in den Raum Büsum zum NVP Hochwöhrden geführt.

Das ONAS NOR-11-1 ist Teil eines Multiterminal-(Hub)-Systems in Hochwöhrden. Die Multiterminallösung umfasst das ONAS NOR-11-1, das ONAS NOR-12-2 sowie die HGÜ-Verbindung DC31 von Schleswig-Holstein nach Mecklenburg-Vorpommern. Gegenüber einer Auslegung mit mehreren Konvertern bietet die Multiterminallösung ein Potenzial zur Senkung der Kosten sowie der Rauminanspruchnahme. Die Anbindung des ONAS NOR-11-1 erfolgt an der 525-kV-DC-Schaltanlage in Hochwöhrden.

Im Gebiet N-11 wird insgesamt eine installierte Erzeugungsleistung durch Offshore-Windenergieanlagen in Höhe von ca. 3.500 MW erwartet. Die Erschließung erfolgt durch die geplanten ONAS NOR-11-1 und NOR-11-2.

Der Anschluss des ONAS NOR-11-1 an den NVP Hochwöhrden (Gemeinde Wöhrden) steht im Zusammenhang mit den landseitigen Netzausbaumaßnahmen P476 Netzausbau zwischen Hochwöhrden (Gemeinde Wöhrden) und Stegau (Gemeinde Mehlbek) sowie DC25 HGÜ-Verbindung Heide/West und Polsum und DC31 HGÜ-Verbindung zwischen Hochwöhrden (Gemeinde Wöhrden) und dem NVP Mühlenbek.

Für eine möglichst geringe Rauminanspruchnahme und zur Hebung von Synergien bei der Umsetzung wird das ONAS NOR-11-1 auf einer möglichst langen Strecke, insbesondere im Küstenmeer von Schleswig-Holstein, gemeinsam mit anderen ONAS gebündelt werden.

Die Fläche N-11.1 für Offshore-Windenergie im Gebiet N-11, die durch das ONAS NOR-11-1 angeschlossen wird, wurde gemäß FEP nicht zentral voruntersucht. Der Zuschlag für den OWP auf der Fläche N-11.1 wurde im Juli 2023 durch die Bundesnetzagentur erteilt. Dabei erhielt ein Projekt mit einer Leistung von 2.000 MW den Zuschlag.

Weitere Infos zum Projekt

https://www.50hertz.com/de/Netz/Netzausbau/ProjekteaufSee/LanWin3/

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M233 HGÜ-Verbindung NOR-11-1 (LanWin3)

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: AWZ/Küstenmeer Nordsee Schleswig-Holstein

Ausführung:

Netzausbau	**236 km**
davon Neubau in neuer Trasse (mit MR)	236 km
Geplante Inbetriebnahme:	2032

Begründung des geplanten Projekts

Hintergrund des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen im Gebiet N-11 erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in DC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von 2.000 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume.

Durch die Führung des DC-Kabelsystems durch den Grenzkorridor N-V ergibt sich eine Anlandung in Schleswig-Holstein. Es wird der im Eigentum von 50Hertz befindliche Teil der 525-kV-DC-Schaltanlage in Hochwöhrden (Gemeinde Wöhrden) als NVP gewählt, da das ONAS NOR-11-1 Bestandteil eines Multiterminal-(Hub)-Systems, bestehend aus den ONAS NOR-11-1 und NOR-12-2 sowie der HGÜ-Verbindung DC31 zum Transport der angeschlossenen Leistung aus Offshore- und Onshore-Windenergie zu dem NVP Mühlenbeck in Mecklenburg-Vorpommern, ist.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative NVP betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen NVP sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des FEP um. Der NEP führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen unterschiedliche Szenarien und demzufolge verschiedene Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen möglich sind.

Die Maßnahme M233 hat sich zuletzt im NEP 2037/2045 (2023) für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2037, B 2037, C 2037, A 2045, B 2045 und C 2045 als erforderlich erwiesen. Aufgrund der Überführung in das Startnetz erfolgte im aktuellen NEP keine erneute Überprüfung.

Prüfung nach NOVA

Die im NEP erfolgende Prüfung nach dem NOVA-Prinzip ist für Offshore-Maßnahmen im NEP bisher nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

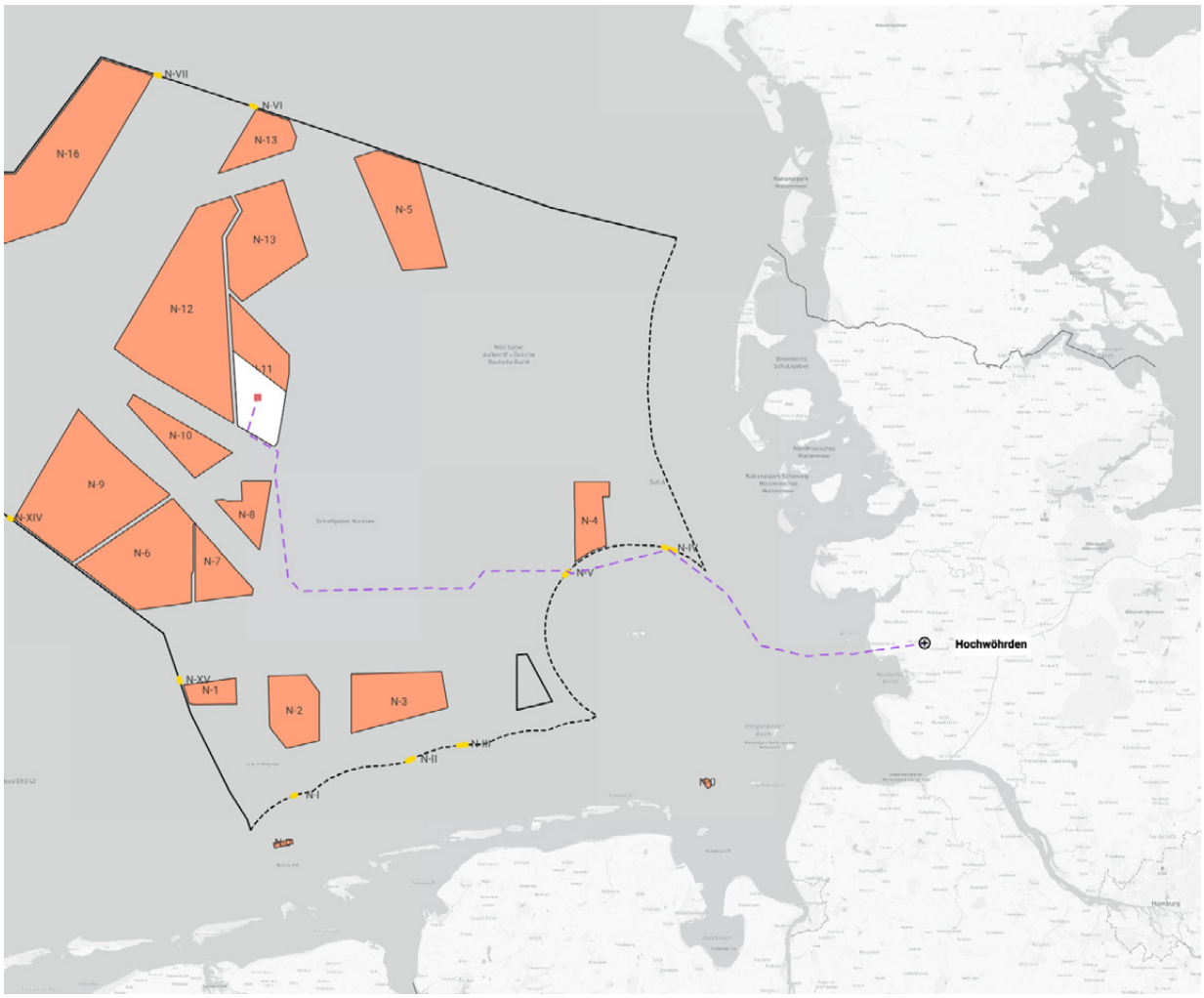
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Für NVP Hochwöhrden bzw. die ONAS NOR-11-1 und NOR-12-2 wurden im NEP 2035 (2021) im Zusammenhang mit der HGÜ-Verbindung DC31 verschiedenste Anbindungskonzepte geprüft. Im Ergebnis zeigte sich die vorgesehene Lösung als Multiterminal-(Hub)-System in Hochwöhrden in Schleswig-Holstein als technisch-wirtschaftlich optimale Gesamtlösung. Alternative NVP für die ONAS wurden in diesem Zusammenhang ebenfalls geprüft und zugunsten der hier dargestellten Multiterminal-(Hub)-System-Lösung verworfen..

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das ONAS NOR-11-1 wurde im NEP 2035 (2021) erstmalig identifiziert und durch die Bundesnetzagentur mit einer geplanten Fertigstellung im Jahr 2033 und mit dem NVP Suchraum Westerkappeln bestätigt. Das ONAS NOR-11-1 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erneut von der Bundesnetzagentur bestätigt. Im Rahmen der Fortschreibung des FEP 2023 wurde der NVP nach Hochwöhrden (ehemals Suchraum Heide) verschoben und die geplante Fertigstellung zunächst auf das Jahr 2030 vorgezogen. Im Rahmen der Fortschreibung des FEP 2025 wurde die geplante Fertigstellung von 2030 in das Jahr 2032 verschoben. Das ONAS ist von der Entscheidung des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie vom 15.05.2025 bezüglich der bedingten Festlegung zur Umgehung des Artillerieschießgebiets im Rahmen des FEP 2025 betroffen.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht NOR-11-1
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

NOR-11-2
LanWin4
DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-11-2

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TenneT

Startnetz Offshore DC

Projektbeschreibung

Ziel des Offshore-Netzanbindungssystems (ONAS) NOR-11-2 (LanWin4) ist die Anbindung von Offshore-Windparks (OWP) in den Flächen N-11.2 (1.500 MW) sowie N-13.1 (500 MW) in Zone 3 der Nordsee mit einer installierten Leistung von insgesamt 2.000 MW über den Grenzkorridor N-III und die Insel Baltrum an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) Sengwarden (ehemaliger Arbeitstitel "Wilhelmshaven 2") in Niedersachsen.

Das ONAS wird mit der Technologie der Hochspannungsgleichstrom-Übertragung (HGÜ bzw. DC) realisiert und ist gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des Flächenentwicklungsplans (FEP) für eine Übertragungsleistung von 2.000 MW ausgelegt. ONAS mit Inbetriebnahme bis einschließlich 2032 werden gemäß FEP als Direktanbindungskonzept auf 66-kV-Spannungsebene umgesetzt. Ab dem Jahr 2033 erfolgt die Umsetzung des Direktanbindungskonzepts auf 132-kV-Spannungsebene. Bei diesem Konzept werden die AC-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Konverterplattform des Übertragungsnetzbetreibers verbunden. Für die erforderlichen AC-Kabelsysteme in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese im Eigentum des OWP-Vorhabenträgers befinden.

Die Umsetzung des gesamten Projekts erfolgt, bedingt durch das vorgesehene Direktanbindungskonzept, durch eine Maßnahme. Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform und dem genannten NVP sowie der landseitigen Konverterstation und der Anbindungsleitung in das bestehende 380-kV-AC-Netz. Hierbei wird das DC-Kabelsystem von der Konverterplattform in der ausschließlichen Wirtschaftszone über den Grenzkorridor durch das Küstenmeer und nach erfolgter

Inselquerung zum NVP geführt.

Der Anschluss des ONAS NOR-11-2 an den NVP Sengwarden steht im Zusammenhang mit den landseitigen Maßnahmen P175 M385 Netzausbau zwischen Sengwarden und Fedderwarden bzw. P175 M466 Netzverstärkung zwischen Sengwarden und Conneforde sowie dem Projekt DC21 HGÜ-Verbindung von Niedersachsen nach Nordrhein-Westfalen.

Die Fläche N-11.2 für Offshore-Windenergie im Gebiet N-11, die durch das ONAS NOR-11-2 angeschlossen wird, hat im Rahmen der Offshore-Auktionen im Jahr 2024 einen Zuschlag erhalten. Die Fläche N-13.1 für Offshore-Windenergie im Gebiet N-13, die durch das ONAS NOR-11-2 angeschlossen wird, wird gemäß FEP zentral voruntersucht und die zu installierende Erzeugungsleistung im Jahr 2026 von der Bundesnetzagentur (BNetzA) ausgeschrieben.

Weitere Infos zum Projekt

https://www.tennet.eu/de/projekte/balwin3-lanwin4

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M248 HGÜ-Verbindung NOR-11-2 (LanWin4)

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: AWZ/Küstenmeer Nordsee Niedersachsen

Ausführung:

Netzausbau	**238 km**
davon Neubau in neuer Trasse (mit MR)	238 km

Geplante Inbetriebnahme: 2031

Begründung des geplanten Projekts

Hintergrund des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen in den Gebieten N-11 und N-13 der Nordsee erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in DC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von 2.000 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume.

Durch die Führung des DC-Kabelsystems durch den Grenzkorridor N-III gemäß FEP ergibt sich eine Anlandung im nordwestlichen Niedersachsen. Es wird Sengwarden als NVP gewählt, weil es das nächstgelegene Umspannwerk ist, an dem zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme des ONAS NOR-11-2 freie Kapazität zur Verfügung steht. Unabhängig von der Wahl von Sengwarden als NVP sind Netzverstärkungs- bzw. Netzausbaumaßnahmen von Sengwarden nach Fedderwarden sowie nach Conneforde notwendig.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des FEP um. Der NEP führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen unterschiedliche Szenarien und demzufolge verschiedene Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen möglich sind.

Aufgrund der Überführung in das Startnetz erfolgte im aktuellen NEP keine erneute Überprüfung.

Prüfung nach NOVA

Die im NEP erfolgende Prüfung nach dem NOVA-Prinzip ist für Offshore-Maßnahmen im NEP bisher nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Der alternative NVP Unterweser an den bereits die ONAS NOR-9-3 und NOR-12-1 angeschlossen werden sollen, scheidet aufgrund der limitierten Platzverhältnisse für die Errichtung einer weiteren Konverterstation und aufgrund der Überlastung des landseitigen Netzes in Folge der weiteren Konzentration der Einspeisung aus Offshore-Windenergie an dieser Schaltanlage durch einen dritten Anschluss eines ONAS aus.

Der alternative NVP Großenmeer ist zum Zeitpunkt der geplanten Fertigstellung in 2031 bereits für die Anbindung des ONAS NOR-13-1 vorgesehen.

Der alternative NVP Suchraum Werderland ist zum Zeitpunkt der geplanten Fertigstellung in 2031 aufgrund der längeren landseitigen Kabeltrasse ebenfalls nicht möglich.

Aus räumlichen Gründen bietet sich der Anschluss an den NVP Emden/Ost an. Der Anschluss am NVP Emden/Ost ist ebenfalls nicht möglich, da am dortigen Umspannwerk der Anschluss von bereits drei ONAS mit jeweils 900 MW Übertragungsleistung erfolgt. Der zusätzliche Anschluss von 2.000 MW in dieser Schaltanlage würde das UCTE-Kriterium verletzen, laut dem der Ausfall von gekuppelten Sammelschienen nicht zu einem Erzeugungsausfall von mehr als 3.000 MW führen darf. Eine bauliche Entkopplung der Sammelschienen ist am NVP Emden/Ost räumlich nicht möglich.

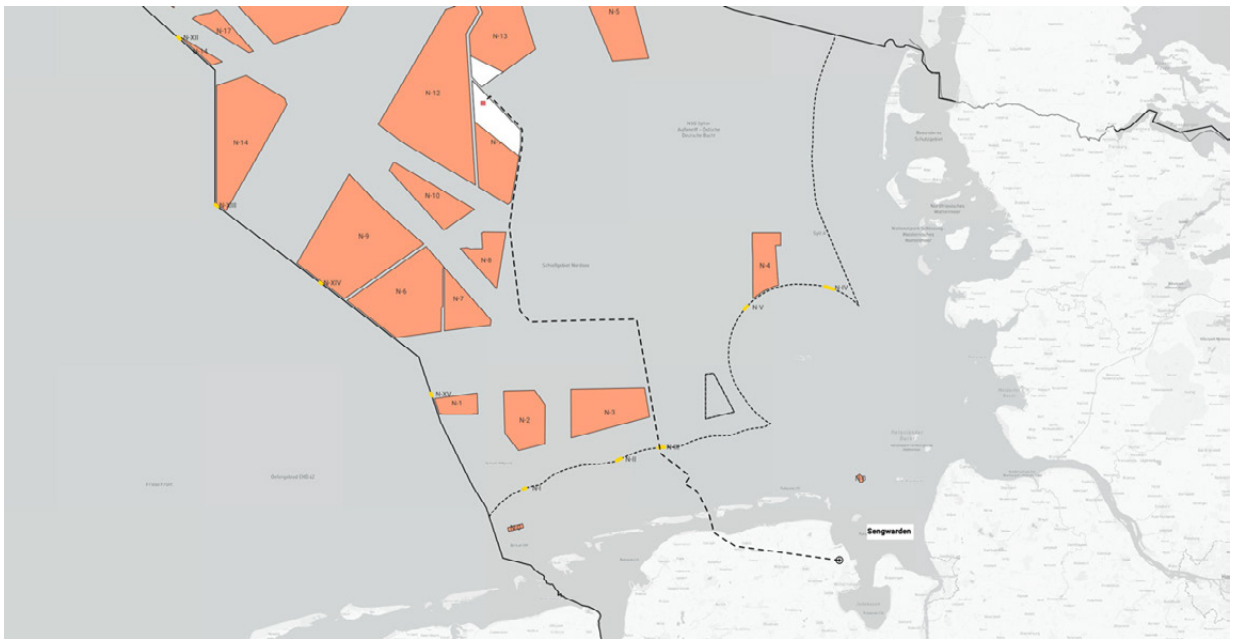
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das ONAS NOR-11-2 wurde im NEP 2035 (2021) erstmals identifiziert und durch die BNetzA mit einer geplanten Fertigstellung im Jahr 2034 und NVP Suchraum Ovelgönne/Rastede/Westerstede/Wiefelstede bestätigt. Im Rahmen der Fortschreibung des FEP 2023 wurde der NVP nach Sengwarden verschoben und die geplante Fertigstellung auf das Jahr 2031 vorgezogen.

Das Projekt ist Bestandteil der beiden Rahmenvereinbarungen für die Herstellung der see- und landseitigen Konverterstationen inklusive der Technologie zur Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) sowie der erforderlichen HGÜ-Kabelsysteme, welche TenneT im Frühjahr 2023 vergeben hat.

Das ONAS ist von der Entscheidung des BSH vom 15.05.2025 bezüglich der bedingten Festlegung zur Umgehung des Artillerieschießgebiets (ASG) im Rahmen des FEP 2025 betroffen. Nach abschließender Bewertung der zeitlichen Auswirkungen zur Umgehung des ASG verschiebt sich die Inbetriebnahme des ONAS NOR-11-2 gegenüber der bisherigen Festlegung im FEP um zwei Quartale auf Q2/2032, vorbehaltlich einer entsprechenden Zustimmung zur Verschiebung des voraussichtlichen Fertigstellungstermins durch die Bundesnetzagentur im Benehmen mit dem BSH.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht NOR-11-2
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

NOR-12-1
LanWin1
DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-12-1

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TenneT

Startnetz Offshore DC

Projektbeschreibung

Ziel des Offshore-Netzanbindungssystems (ONAS) NOR-12-1 (LanWin1) ist die Anbindung eines Offshore-Windparks (OWP) in der Fläche N-12.1 (2.000 MW) in Zone 3 der Nordsee mit einer installierten Leistung von insgesamt 2.000 MW über den Grenzkorridor N-III und die Insel Baltrum an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) Unterweser in Niedersachsen.

Das ONAS wird mit der Technologie der Hochspannungsgleichstrom-Übertragung (HGÜ bzw. DC) realisiert und ist gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des Flächenentwicklungsplans (FEP) für eine Übertragungsleistung von 2.000 MW ausgelegt. ONAS mit Inbetriebnahme bis einschließlich 2032 werden gemäß FEP als Direktanbindungskonzept auf 66-kV-Spannungsebene umgesetzt. Ab dem Jahr 2033 erfolgt die Umsetzung des Direktanbindungskonzepts auf 132-kV-Spannungsebene. Bei diesem Konzept werden die AC-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Konverterplattform des Übertragungsnetzbetreibers verbunden. Für die erforderlichen AC-Kabelsysteme in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese im Eigentum des OWP-Vorhabenträgers befinden.

Die Umsetzung des gesamten Projekts erfolgt, bedingt durch das vorgesehene Direktanbindungskonzept, durch eine Maßnahme. Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform und dem genannten NVP sowie der landseitigen Konverterstation und der Anbindungsleitung in das bestehende 380-kV-AC-Netz. Hierbei wird das DC-Kabelsystem von der Konverterplattform in der ausschließlichen Wirtschaftszone über den Grenzkorridor durch das Küstenmeer und nach erfolgter

Inselquerung zum NVP geführt.

Der Anschluss des ONAS NOR-12-1 an den NVP Unterweser steht im Zusammenhang mit den landseitigen Projekten P22 Netzverstärkung zwischen Conneforde und Unterweser und zwischen Elsfleth/West und Ganderkesee sowie P119 Netzverstärkung zwischen Conneforde, Elsfleth/West und Samtgemeinde Sottrum.

Die Fläche N-12.1 für Offshore-Windenergie im Gebiet N-12, die durch das ONAS NOR-12-1 angeschlossen wird, hat im Rahmen der Offshore-Auktionen im Jahr 2023 einen Zuschlag erhalten.

Weitere Infos zum Projekt

https://www.tennet.eu/de/projekte/balwin4-lanwin1

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M231 HGÜ-Verbindung NOR-12-1 (LanWin1)

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: AWZ/Küstenmeer Nordsee Niedersachsen

Ausführung:

Netzausbau	**288 km**
davon Neubau in neuer Trasse (mit MR)	288 km

Geplante Inbetriebnahme: 2030

Begründung des geplanten Projekts

Hintergrund des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen im Gebiet N-12 erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in DC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von 2.000 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume.

Durch die Führung des DC-Kabelsystems durch den Grenzkorridor N-III gemäß FEP ergibt sich eine Anlandung im nordwestlichen Niedersachsen. Es wird Unterweser als NVP gewählt, weil es das nächstgelegene Umspannwerk ist, an dem zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme des ONAS NOR-12-1 freie Kapazität zur Verfügung steht. Unabhängig von der Wahl von Unterweser als NVP sind Netzverstärkungs- bzw. Netzausbaumaßnahmen von Conneforde über Unterweser nach Ganderkesee und von Conneforde über Elsfleth/West nach Samtgemeinde Sottrum notwendig.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des FEP um. Der NEP führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen unterschiedliche Szenarien und demzufolge verschiedene Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen möglich sind.

Aufgrund der Überführung in das Startnetz erfolgte im aktuellen NEP keine erneute Überprüfung.

Prüfung nach NOVA

Die im NEP erfolgende Prüfung nach dem NOVA-Prinzip ist für Offshore-Maßnahmen im NEP bisher nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Als alternativer NVP würde das Umspannwerk Sengwarden in Betracht kommen, an dem bereits die ONAS NOR-9-2 und NOR-11-2 vorgesehen sind. Bei einem Anschluss von weiteren 2 GW aus Offshore-Windenergie wäre die eingespeiste Leistung über die AC-Netzinfrastruktur zu transportieren, wodurch insbesondere ab dem Umspannwerk Conneforde Netzengpässe zu erwarten sind.

Der alternative NVP Großenmeer ist zum Zeitpunkt der geplanten Fertigstellung in 2030 noch nicht verfügbar.

Der alternative NVP Suchraum Werderland ist zum Zeitpunkt der geplanten Fertigstellung in 2030 aufgrund der längeren landseitigen Kabeltrasse ebenfalls nicht möglich.

Aus räumlichen Gründen bietet sich der Anschluss an den NVP Emden/Ost an. Der Anschluss am NVP Emden/Ost ist ebenfalls nicht möglich, da am dortigen Umspannwerk der Anschluss

von bereits drei ONAS mit jeweils 900 MW Übertragungsleistung erfolgt. Der zusätzliche Anschluss von 2.000 MW in dieser Schaltanlage würde das UCTE-Kriterium verletzen, laut dem der Ausfall von gekuppelten Sammelschienen nicht zu einem Erzeugungsausfall von mehr als 3.000 MW führen darf. Eine bauliche Entkopplung der Sammelschienen ist am NVP Emden/Ost räumlich nicht möglich.

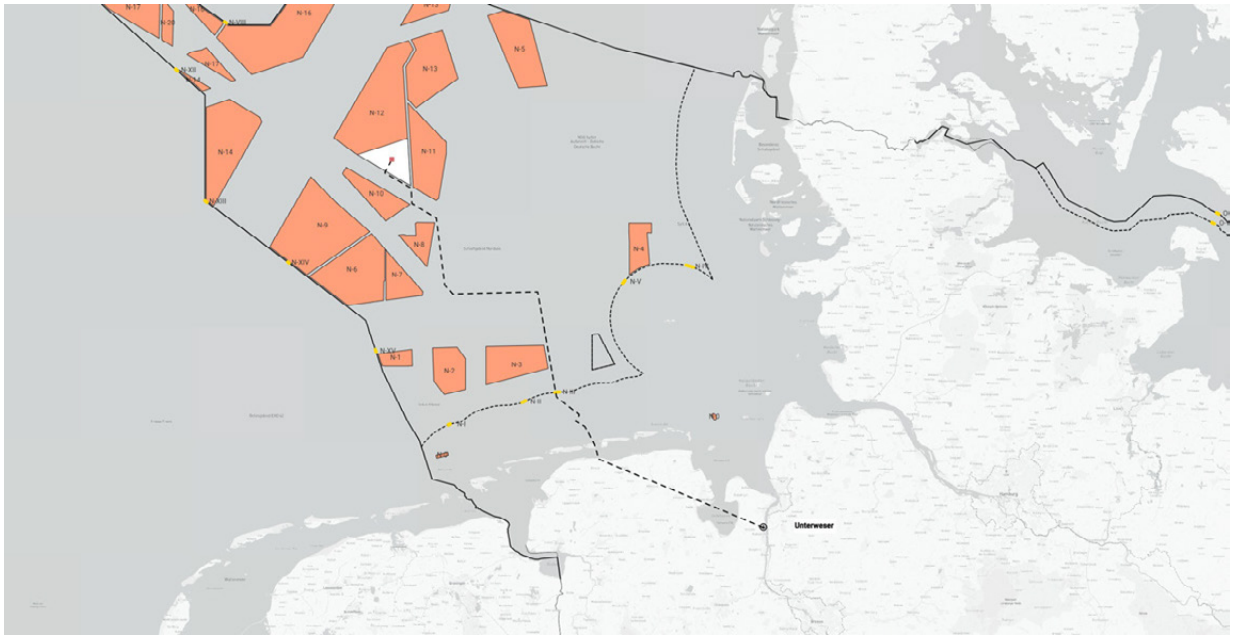
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das ONAS NOR-12-1 wurde im NEP 2035 (2021) durch die BNetzA mit einer geplanten Fertigstellung im Jahr 2031 und NVP Wehrendorf bestätigt. Im Rahmen der Fortschreibung des FEP 2023 wurde der NVP nach Unterweser verschoben und die geplante Fertigstellung auf das Jahr 2030 vorgezogen.

Das Projekt ist Bestandteil der beiden Rahmenvereinbarungen für die Herstellung der see- und landseitigen Konverterstationen inklusive der Technologie zur Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) sowie der erforderlichen HGÜ-Kabelsysteme, welche TenneT im Frühjahr 2023 vergeben hat.

Das ONAS ist von der Entscheidung des BSH vom 15.05.2025 bezüglich der bedingten Festlegung zur Umgehung des Artillerieschießgebiets (ASG) im Rahmen des FEP 2025 betroffen. Nach abschließender Bewertung der zeitlichen Auswirkungen zur Umgehung des ASG verschiebt sich die Inbetriebnahme des ONAS NOR-12-1 gegenüber der bisherigen Festlegung im FEP um ein Quartal auf Q4/2030, vorbehaltlich einer entsprechenden Zustimmung zur Verschiebung des voraussichtlichen Fertigstellungstermins durch die Bundesnetzagentur im Benehmen mit dem BSH.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht NOR-12-1
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

NOR-13-1
LanWin5
DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-13-1

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TenneT

Startnetz Offshore DC

Projektbeschreibung

Ziel des Offshore-Netzanbindungssystem (ONAS) NOR-13-1 (LanWin5) ist die Anbindung von Offshore-Windparks (OWP) in den Flächen N-12.3 (1.000 MW) sowie N-13.2 (1.000 MW) in Zone 3 der Nordsee mit einer installierten Leistung von insgesamt 2.000 MW über den Grenzkorridor N-III und die Insel Baltrum an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) Großenmeer (ehemaliger Arbeitstitel "Suchraum Rastede") in Niedersachsen.

Das ONAS wird mit der Technologie der Hochspannungsgleichstrom-Übertragung (HGÜ bzw. DC) realisiert und ist gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des Flächenentwicklungsplans (FEP) für eine Übertragungsleistung von 2.000 MW ausgelegt. ONAS mit Inbetriebnahme bis einschließlich 2032 werden gemäß FEP als Direktanbindungskonzept auf 66-kV-Spannungsebene umgesetzt. Ab dem Jahr 2033 erfolgt die Umsetzung des Direktanbindungskonzepts auf 132-kV-Spannungsebene. Bei diesem Konzept werden die AC-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Konverterplattform des Übertragungsnetzbetreibers verbunden. Für die erforderlichen AC-Kabelsysteme in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese im Eigentum des OWP-Vorhabenträgers befinden.

Die Umsetzung des gesamten Projekts erfolgt, bedingt durch das vorgesehene Direktanbindungskonzept, durch eine Maßnahme. Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform und der anteiligen DC-Schaltanlage am NVP Großenmeer. Hierbei wird das DC-Kabelsystem von der Konverterplattform in der ausschließlichen Wirtschaftszone über den Grenzkorridor durch das Küstenmeer und nach erfolgter Inselquerung zum NVP geführt.

Das ONAS NOR-13-1 ist Teil eines Multiterminal-(Hub)-Systems am NVP Großenmeer in Niedersachsen. Die Multiterminallösung umfasst das ONAS NOR-13-1, das durch den NEP 2037/2045 (2023) bestätigte zweite ONAS mit NVP Großenmeer sowie die HGÜ-Verbindungen DC34 und DC35. Gegenüber einer Auslegung mit mehreren Konvertern bietet die Multiterminallösung ein Potenzial zur Senkung der Kosten sowie der Rauminanspruchnahme. Die Anbindung des ONAS NOR-13-1 erfolgt an der 525-kV-DC-Schaltanlage am NVP Großenmeer. Der AC-seitige Anschluss der DC-Schaltanlage am NVP Großenmeer erfolgt über den landseitigen Konverter von NOR-13-1.

Der Anschluss des ONAS NOR-13-1 an den NVP Großenmeer steht im Zusammenhang mit den landseitigen Projekten P119 Netzverstärkung zwischen Conneforde, Elsfleth/West und Samtgemeinde Sottrum sowie DC34 HGÜ-Verbindung zwischen Großenmeer und Bürstadt und DC35 HGÜ-Verbindung zwischen Großenmeer und Suchraum Marxheim. Zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme des ONAS NOR-13-1 ist zur Abführung der Leistung mindestens die Fertigstellung der im Rahmen von P119 zu errichtenden 380 kV Schaltanlage in Großenmeer erforderlich, wenn DC34 bis dahin noch nicht in Betrieb sein sollte.

Die Fläche N-12.3 für Offshore-Windenergie im Gebiet N-12, die durch das ONAS NOR-13-1 angeschlossen wird, hat im Rahmen der Offshore-Auktionen im Jahr 2024 einen Zuschlag erhalten. Die Fläche N-13.2 für Offshore-Windenergie im Gebiet N-13, die durch das ONAS NOR-13-1 angeschlossen wird, wird gemäß FEP zentral voruntersucht und die zu installierende Erzeugungsleistung im Jahr 2026 von der Bundesnetzagentur (BNetzA) ausgeschrieben.

Weitere Infos zum Projekt

https://www.tennet.eu/de/projekte/lanwin5

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M242 HGÜ-Verbindung NOR-13-1 (LanWin5)

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: AWZ/Küstenmeer Nordsee Niedersachsen

Ausführung:

Netzausbau	**308 km**
davon Neubau in neuer Trasse (mit MR)	308 km

Geplante Inbetriebnahme: 2031

Begründung des geplanten Projekts

Hintergrund des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen im Gebiet N-13 erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in DC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von 2.000 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume.

Durch die Führung des DC-Kabelsystems durch den Grenzkorridor N-III ergibt sich eine Anlandung im nordwestlichen Niedersachsen. Es wird Großenmeer als NVP gewählt, weil es das nächstgelegene Umspannwerk ist, an dem zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme des ONAS NOR-13-1 freie Kapazität zur Verfügung stehen wird. In Großenmeer ist darüber hinaus eine Multiterminallösung zusammen mit dem durch den NEP 2037/2045 (2023) bestätigte zweite ONAS mit NVP Großenmeer sowie DC34 und DC35 geplant, wodurch ein Abtransport der Offshore-Windenergie in Richtung Süd- und Westdeutschland erfolgt.

Unabhängig von der Wahl von Großenmeer als NVP sind Netzverstärkungs- bzw. Netzausbaumaßnahmen von Conneforde über Elsfleth/West nach Samtgemeinde Sottrum notwendig.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des FEP um. Der NEP führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen unterschiedliche Szenarien und demzufolge verschiedene Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen möglich sind.

Aufgrund der Überführung in das Startnetz erfolgte im aktuellen NEP keine erneute Überprüfung.

Prüfung nach NOVA

Die im NEP erfolgende Prüfung nach dem NOVA-Prinzip ist für Offshore-Maßnahmen im NEP bisher nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Als alternativer NVP würde das Umspannwerk Sengwarden in Betracht kommen, an dem bereits die ONAS NOR-9-2 und NOR-11-2 vorgesehen sind. Bei einem Anschluss von weiteren 2 GW aus Offshore-Windenergie wäre die eingespeiste Leistung über die AC-Netzinfrastruktur zu transportieren, wodurch insbesondere ab dem Umspannwerk Conneforde Netzengpässe zu erwarten sind.

Der alternative NVP Unterweser an den bereits die ONAS NOR-9-3 und NOR-12-1 angeschlossen werden sollen, scheidet aufgrund der limitierten Platzverhältnisse für die Errichtung einer weiteren Konverterstation sowie aufgrund der Überlastung des landseitigen Netzes in Folge der weiteren Konzentration der Einspeisung aus Offshore-Windenergie an dieser Schaltanlage ebenfalls aus.

Der alternative NVP Suchraum Werderland ist zum Zeitpunkt der geplanten Fertigstellung in 2031 aufgrund der längeren landseitigen Kabeltrasse ebenfalls nicht möglich.

Aus räumlichen Gründen bietet sich der Anschluss an den NVP Emden/Ost an. Der Anschluss am NVP Emden/Ost ist ebenfalls nicht möglich, da am dortigen Umspannwerk der Anschluss von bereits drei ONAS mit jeweils 900 MW Übertragungsleistung geplant ist. Der zusätzliche Anschluss von 2.000 MW in dieser Schaltanlage würde das UCTE-Kriterium verletzen, laut dem der Ausfall von gekuppelten Sammelschienen nicht zu einem Erzeugungsausfall von mehr als 3.000 MW führen darf. Eine bauliche Entkopplung der Sammelschienen ist am NVP Emden/Ost räumlich nicht möglich.

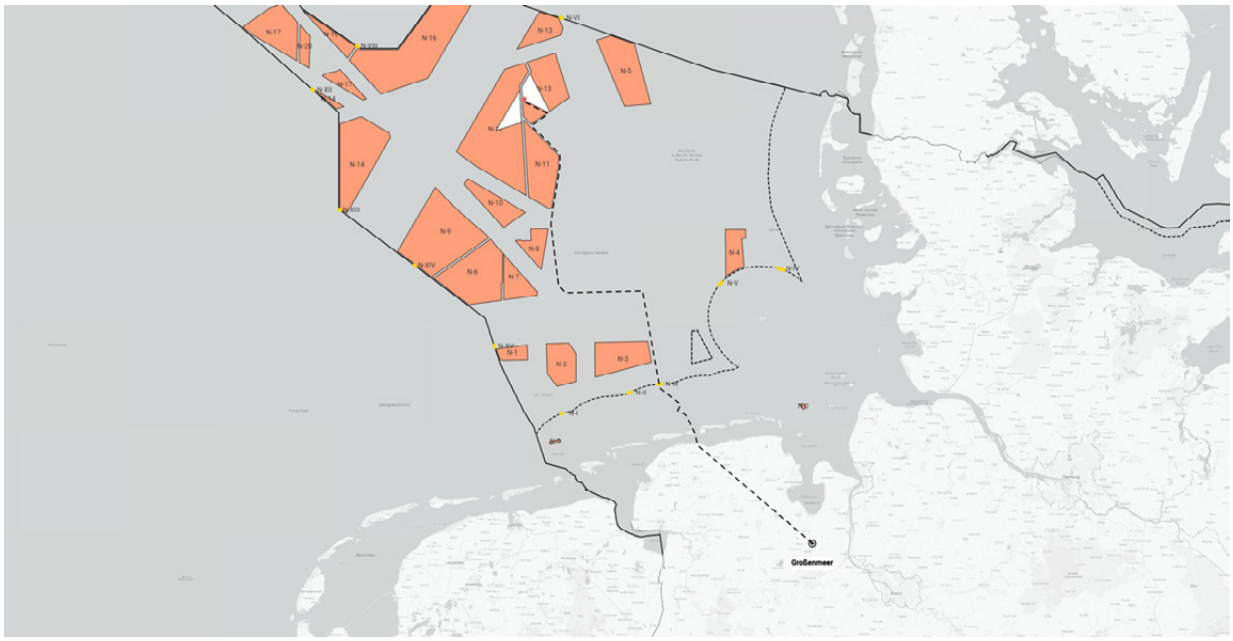
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das ONAS NOR-13-1 wurde im NEP 2035 (2021) erstmals identifiziert und durch die BNetzA mit einer geplanten Fertigstellung im Jahr 2035 und mit NVP Suchraum Zensenbusch bestätigt. Im Rahmen der Fortschreibung des FEP 2023 wurde der NVP in den Suchraum Rastede verschoben und die geplante Fertigstellung auf das Jahr 2031 vorgezogen.

Das Projekt ist Bestandteil der beiden Rahmenvereinbarungen für die Herstellung der see- und landseitigen Konverterstationen inklusive der Technologie zur Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) sowie der erforderlichen HGÜ-Kabelsysteme, welche TenneT im Frühjahr 2023 vergeben hat.

Das ONAS ist von der Entscheidung des BSH vom 15.05.2025 bezüglich der bedingten Festlegung zur Umgehung des Artillerieschießgebiets (ASG) im Rahmen des FEP 2025 betroffen. Nach abschließender Bewertung der zeitlichen Auswirkungen zur Umgehung des ASG verschiebt sich die Inbetriebnahme des ONAS NOR-13-1 gegenüber der bisherigen Festlegung im FEP um vier Quartale auf Q3/2032, vorbehaltlich einer entsprechenden Zustimmung zur Verschiebung des voraussichtlichen Fertigstellungstermins durch die Bundesnetzagentur im Benehmen mit dem BSH.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht NOR-13-1
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

OST-1-4
Ostwind 3
AC-Offshore-Netzanbindungssystem OST-1-4

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

50hertz | Elia Group

Startnetz Offshore AC

Projektbeschreibung

Die Notwendigkeit des Projekts wurde in vorangegangenen NEP nachgewiesen und wird mit Vorliegen der vollständigen Genehmigungen / des Planfeststellungsbeschlusses nicht mehr in Form eines Projektsteckbriefes dargestellt. Aktuelle Informationen finden Sie auf den Internetseiten des zuständigen Übertragungsnetzbetreibers.

Weitere Infos zum Projekt

https://www.50hertz.com/de/Netz/Netzausbau/ProjekteaufSee/Ostwind3/

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M73 AC-Verbindung OST-1-4

Leitung

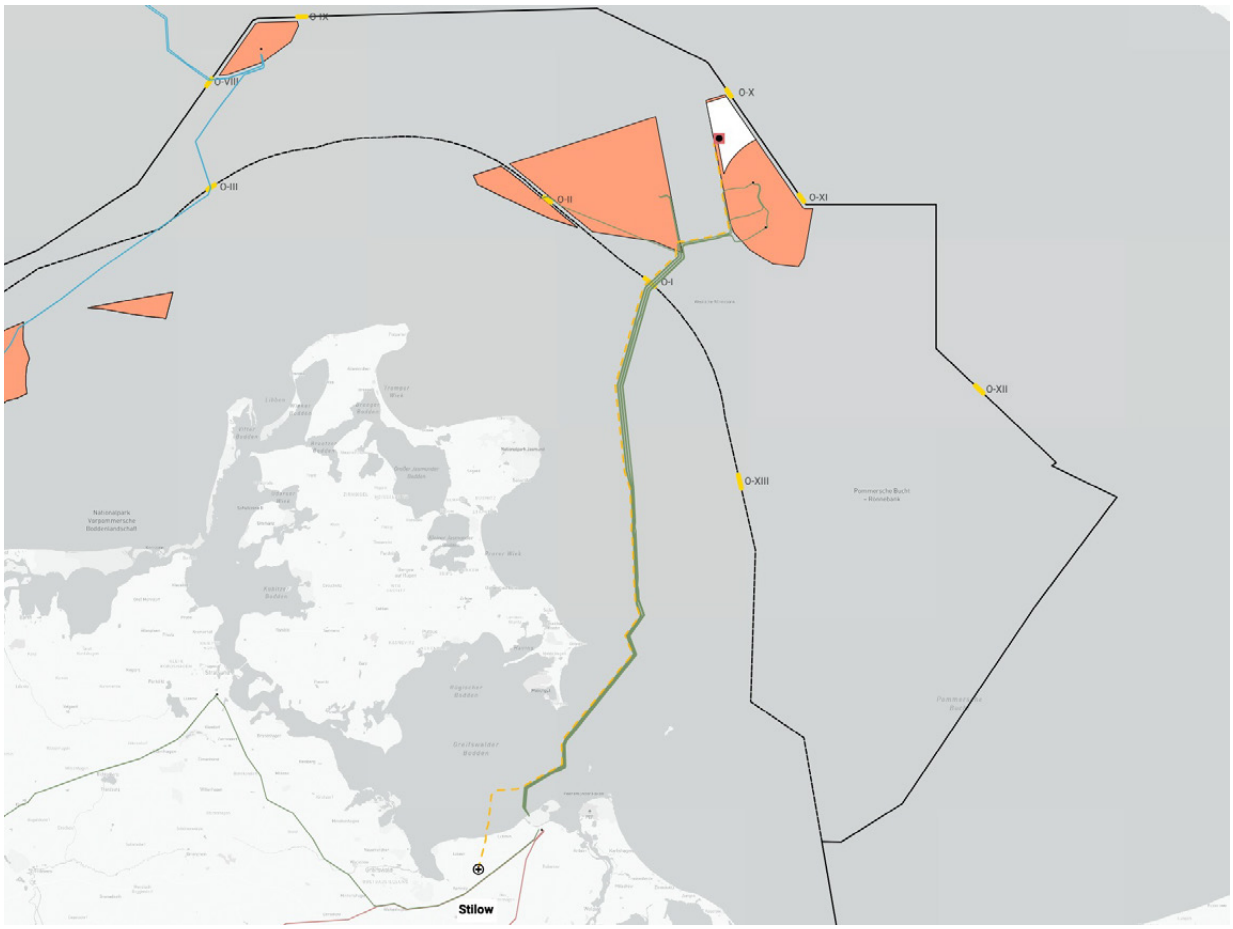
Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: AWZ/Küstenmeer Ostsee Mecklenburg-Vorpommern

Ausführung:

Netzausbau	**105 km**
davon Neubau in neuer Trasse	105 km
Geplante Inbetriebnahme:	2026

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht OST-1-4
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

OST-1-4
Ostwind 3
AC-Offshore-Netzanbindungssystem OST-1-4

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

50hertz | Elia Group

Startnetz Offshore AC

Projektbeschreibung

Die Notwendigkeit des Projekts wurde in vorangegangenen NEP nachgewiesen und wird mit Vorliegen der vollständigen Genehmigungen / des Planfeststellungsbeschlusses nicht mehr in Form eines Projektsteckbriefes dargestellt. Aktuelle Informationen finden Sie auf den Internetseiten des zuständigen Übertragungsnetzbetreibers.

Weitere Infos zum Projekt

https://www.50hertz.com/de/Netz/Netzausbau/ProjekteaufSee/Ostwind3/

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M73 AC-Verbindung OST-1-4

Leitung

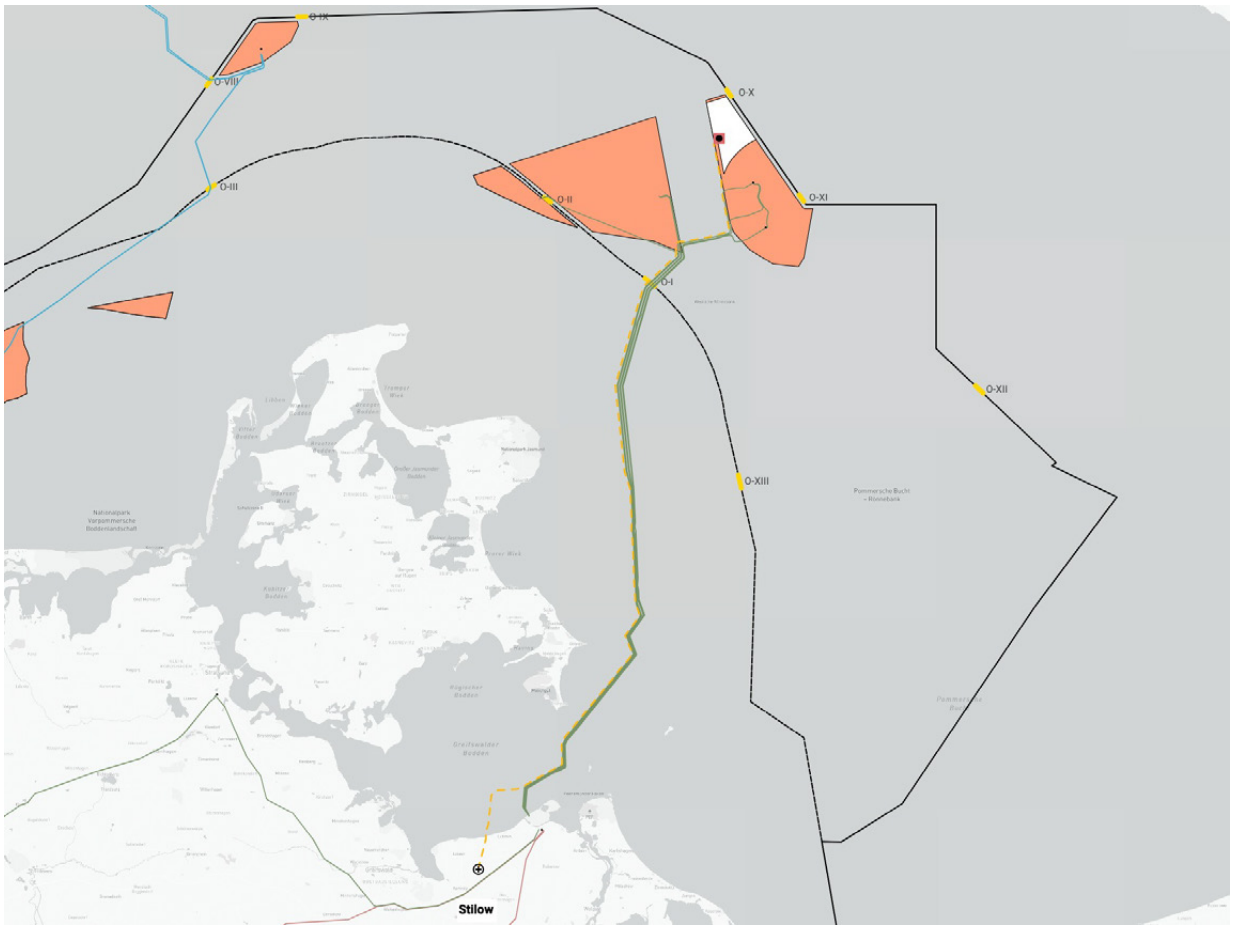
Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: AWZ/Küstenmeer Ostsee Mecklenburg-Vorpommern

Ausführung:

Netzausbau	**105 km**
davon Neubau in neuer Trasse	105 km
Geplante Inbetriebnahme:	2026

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht OST-1-4
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

OST-2-4
Ostwind 4
DC-Offshore-Netzanbindungssystem OST-2-4

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

50hertz | Elia Group

Startnetz **Offshore** **DC**

Projektbeschreibung

Ziel des Offshore-Netzanbindungssystems (ONAS) OST-2-4 (Ostwind 4) ist die Anbindung eines Offshore-Windparks (OWP) in der Fläche O-2.2 in Zone 1 der Ostsee mit einer installierten Leistung von 1.000 MW über den Grenzkorridor O-I an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) Stilow in Mecklenburg-Vorpommern. Der voraussichtliche Fertigstellungstermin ist in 2031.

Das ONAS wird mit der Technologie der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ bzw. DC) realisiert und ist gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des Flächenentwicklungsplan (FEP) für eine Übertragungsleistung von 2.000 MW ausgelegt.

Neben dem Anschluss der aktuell dem Projekt zugewiesenen Fläche O-2.2 mit einer Kapazität von 1.000 MW in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) besteht die Möglichkeit des Anschlusses von weiteren Flächen an OST-2-4 durch das Vorhaben OST-2-4 Plus. Diese Flächen sind noch nicht abschließend festgelegt. Ziel des Vorhabens OST-2-4 Plus ist der Anschluss von Flächen in der dänischen AWZ oder weiterer Flächen im deutschen Küstenmeer an die Konverterplattform von OST-2-4. Für die Umsetzung des Vorhabens OST-2-4 Plus ist der jeweilige OWP-Vorhabensträger verantwortlich. Die Kosten sind ebenso vom jeweiligen OWP-Vorhabensträger zu tragen. Für den Netzentwicklungsplan (NEP) wird OST-2-4 Plus mit 1.000 MW für eine zielgerichtete Auslegung des landseitigen Übertragungsnetzes zugrunde gelegt.

ONAS mit einer Inbetriebnahme bis einschließlich 2032 werden gemäß FEP als Direktanbindungskonzept auf 66-kV-Spannungsebene umgesetzt. Bei diesem Konzept werden die AC-

Kabelstränge des OWP der Fläche O-2.2 mit einer Spannungsebene von 66 kV direkt mit der Offshore-Konverterplattform des Übertragungsnetzbetreibers verbunden. Dies gilt für die AC-Kabelstränge des OWP auf der Fläche O-2.2 sowie für die AC-Kabelstränge des Vorhabens OST-2-4 Plus.

Die Umsetzung des Projekts OST-2-4 erfolgt, bedingt durch das vorgesehene Direktanbindungskonzept, durch eine Maßnahme (M74). Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform und dem genannten NVP sowie der landseitigen Konverterstation und der Anbindungsleitung in das bestehende 380-kV-AC-Netz. Hierbei wird das DC-Kabelsystem von der Konverterplattform in der AWZ über den Grenzkorridor durch das Küstenmeer zum NVP geführt. Die Maßnahme M74 umfasst auch bereits die Einrichtung aller für den Anschluss weiterer Flächen (bis zu weiteren 1.000 MW) notwendigen technischen Voraussetzungen. OST-2-4 Plus stellt ein separates Vorhaben dar, das lediglich den Anschluss von weiteren bis zu 1.000 MW an die Konverterplattform ermöglicht.

Für eine möglichst geringe Rauminanspruchnahme und zur Hebung von Synergien bei der Umsetzung wird das ONAS OST-2-4 auf einer möglichst langen Strecke gemeinsam mit anderen ONAS (OST-1-1 bis OST-1-4, OST-2-1 bis OST-2-3) gebündelt werden.

Die Fläche O-2.2 für Offshore-Windenergie im Gebiet O-2, die durch das ONAS OST-2-4 angeschlossen wird, wurde gemäß FEP nicht-zentral voruntersucht und wurde im Jahr 2023 von der Bundesnetzagentur ausgeschrieben und am 12.07.2023 an die BalticSea OFW O2-2 GmbH & Co. KG bezuschlagt.

Weitere Infos zum Projekt

https://www.50hertz.com/de/Netz/Netzausbau/ProjekteaufSee/Ostwind4

Maßnahmen des geplanten Projektes

2 Maßnahmen

M74 HGÜ-Verbindung OST-2-4

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: AWZ/Küstenmeer Ostsee Mecklenburg-Vorpommern

Ausführung:

Netzausbau	**110 km**
davon Neubau in neuer Trasse (mit MR)	110 km

Geplante Inbetriebnahme: 2031

M174 OST-2-4 Plus

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: AWZ/Küstenmeer Ostsee

Beschreibung der Maßnahme

Anschluss weiterer Flächen für Windenergie auf See an das ONAS OST-2-4

Das Offshore-Netzanbindungssystem (ONAS) OST-2-4 wurde in den Flächenentwicklungsplänen (FEP) mit einer Übertragungsleistung von 2.000 MW festgelegt. In der Folge wurde das Projekt auch im Netzentwicklungsplan Strom (NEP) 2037/2045 (2023) ohne Vorbehalt bestätigt. Nach § 17d Abs. 1 Energiewirtschaftsgesetz ist 50Hertz verpflichtet, die ONAS nach den Vorgaben des FEP und NEP zu errichten und zu betreiben.

Neben dem Anschluss der aktuell dem Projekt zugewiesenen Fläche O-2.2 mit einer Kapazität von 1.000 MW in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) (O-2.2) besteht im Rahmen des Projekts OST-2-4 Plus die Möglichkeit des Anschlusses von weiteren Flächen. Die Herkunft dieser Anschlüsse ist noch nicht verbindlich festgelegt. Im Fokus steht der Anschluss von Flächen in der dänischen AWZ, aber auch der Anschluss von weiteren Flächen im deutschen Küstenmeer ist weiterhin eine Option dieses Projekts. Die Kosten für den Anschluss weiterer Flächen und zugehöriger Windparks an das ONAS OST-2-4 wird von 50Hertz nicht übernommen, sondern ist vom jeweiligen OWP-Entwickler bzw. -Betreiber zu tragen. Nur die festgelegten 1.000 MW des ONAS OST-2-4 sind Bestandteil der gesetzlichen Ausbauziele. Für die Marktsimulation des NEP wird zudem OST-2-4 Plus mit bis zu weiteren 1.000 MW für eine zielgerichtete Auslegung des landseitigen Übertragungsnetzes zugrunde gelegt.

Begründung des geplanten Projekts

Hintergrund des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen im Gebiet O-2 auf der Fläche O-2.2 erzeugte Leistung von 1.000 MW abzuführen.

Die Ausführung dieses Projekts in DC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von 2.000 MW ermöglicht nicht nur einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau, sondern ermöglicht zudem perspektivisch auch den effizienten Anschluss von Leistung aus benachbarten ausländischen AWZ oder neuen Gebieten für Windenergie-Offshore im Küstenmeer von Mecklenburg-Vorpommern. Dadurch ist eine optimale Ausnutzung der zur Verfügung stehenden begrenzten Trassenräume, insbesondere im Greifswalder Bodden, möglich.

Durch die Führung des DC-Kabelsystems durch den Grenzkorridor O-I sowie der parallelen Führung zu bereits bestehenden AC-ONAS ergibt sich eine Anlandung in der Nähe von Lubmin in Mecklenburg-Vorpommern. Es wird der NVP Stilow gewählt, weil es das nächstgelegene Umspannwerk ist, an dem zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme des ONAS OST-2-4 freie Kapazität zur Verfügung stehen wird.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative NVP betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen NVP sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des FEP um. Der NEP führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen unterschiedliche Szenarien und demzufolge verschiedene Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen möglich sind.

Aufgrund der Überführung in das Startnetz erfolgte im aktuellen NEP keine erneute Überprüfung.

Prüfung nach NOVA

Die im NEP erfolgende Prüfung nach dem NOVA-Prinzip ist für Offshore-Maßnahmen im NEP bisher nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

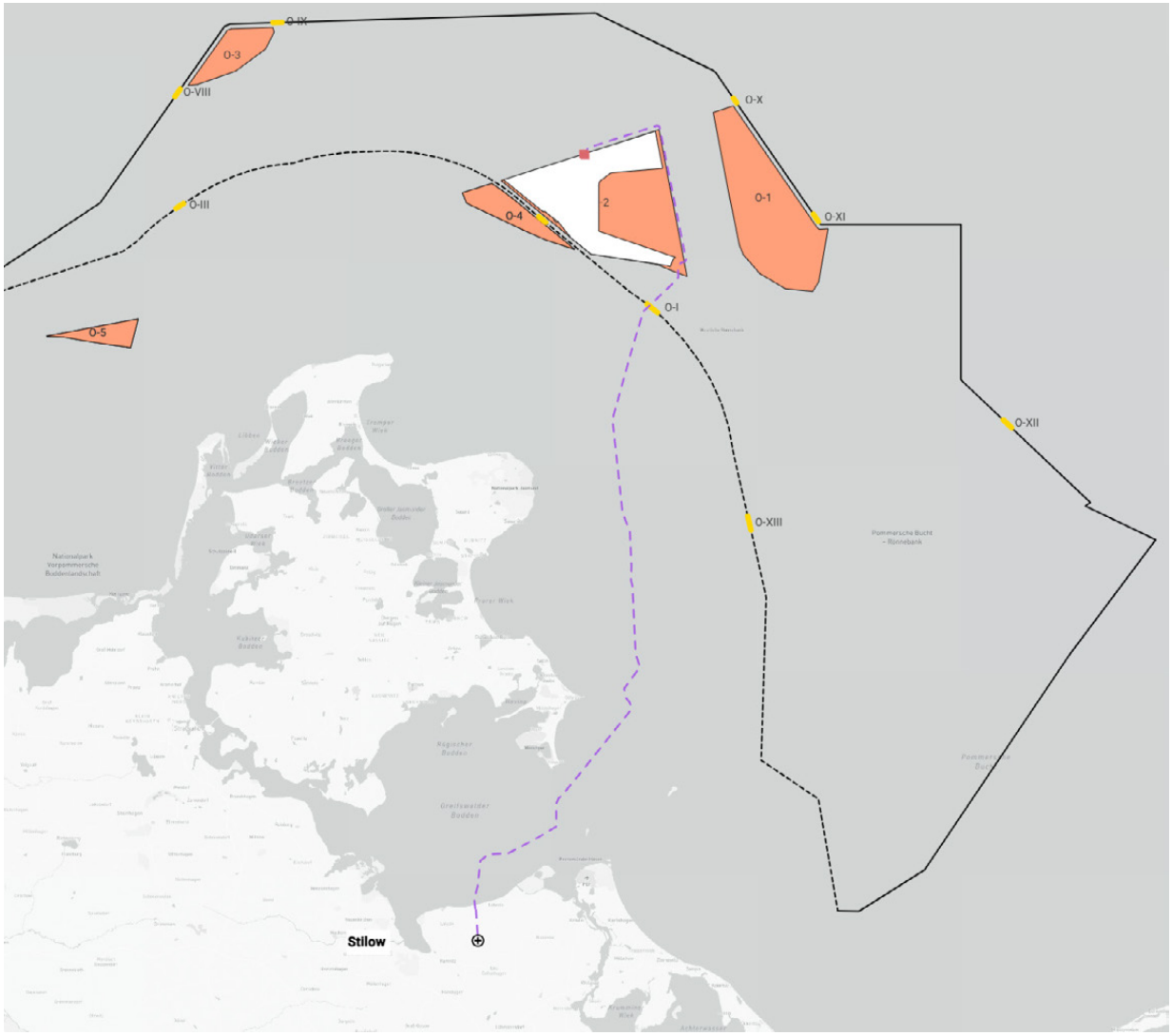
Für die Umsetzung des ONAS in DC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von bis zu 2.000 MW und einer Entfernung von ca. 105 km zur Konverterplattform ist der Raum Lubmin die räumlich nächstgelegene NVP-Alternative. Der Anschluss am NVP Lubmin ist jedoch nicht möglich, da keine freie oder ausbaubare Kapazität am Standort zur Verfügung steht.

Der NVP Lüdershagen bzw. die räumliche Nähe zum NVP kommt für das ONAS in DC-Technologie aufgrund seiner Entfernung von ca. 100 km zwar auch in Betracht, die hierfür notwendige Trassenführung über die Insel Rügen wird jedoch als kritisch bewertet. Darüber hinaus sind weitere Netzverstärkungsmaßnahmen erforderlich, wie z. B. die Verlängerung des Projekts P215 von Gnewitz nach Lüdershagen und/oder nach Lubmin.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das ONAS OST-2-4 wurde im NEP 2035 (2021) erstmals identifiziert und unter dem Vorbehalt durch die Bundesnetzagentur mit einer geplanten Fertigstellung im Jahr 2030 und dem NVP im Suchraum der Gemeinden Brünzow/Kemnitz bestätigt, dass mit der Fortschreibung des FEP die hierfür erforderlichen OWP-Flächen ausgewiesen werden. Der Vorbehalt wurde mit dem FEP 2023 durch die Festlegung der Fläche O-2.2 aufgehoben und für die Inbetriebnahme des ONAS OST-2-4 das Jahr 2030 genannt. Das ONAS OST-2-4 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erneut durch die Bundesnetzagentur bestätigt. Im Rahmen des FEP 2025 wurde die Inbetriebnahme des ONAS OST-2-4 in das Jahr 2031 verschoben. Im FEP 2025 wurden auch Trassen für drei grenzüberschreitende Seekabelsysteme für die Anbindung von Flächen in der dänischen AWZ zur Nutzung der freien Anbindungskapazität des ONAS OST-2-4 festgelegt.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht OST-2-4
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

NOR-5-2
Windader West
DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-5-2

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

amprion verbindet

Zubaunetz Offshore DC

Projektbeschreibung

Für Offshore-Netzanbindungssysteme des Zubaunetzes, bei denen keine konkrete Flächenzuweisung im Flächenentwicklungsplan 2025 zu Grunde liegt, ist von den Übertragungsnetzbetreibern mit Wissen der Bundesnetzagentur und dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie im Rahmen der Offshore-Optimierung eine Flächenkulisse als Planungsgrundlage für den Netzentwicklungsplan erarbeitet worden. Diese stellt eine mögliche Variante zur Erreichung der Ausbauziele von 70 GW dar und ist als Vorschlag zu verstehen. Die tatsächlichen Gebiete und Flächen für die Offshore-Windenergie sowie die Standorte der Konverterplattformen und die Trassenführungen der Offshore-Netzanbindungssysteme werden in einem Fortschreibungsprozess des Flächenentwicklungsplans durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie definiert.

Ziel des Offshore-Netzanbindungssystems (ONAS) NOR-5-2 ist die Anbindung von Offshore-Windparks (OWP) im Nachnutzungsgebiet N-5 (Zone 2) in der Nordsee mit einer installierten Leistung von insgesamt 2.321 MW voraussichtlich über den Grenzkorridor N-III, N-IV oder einen neuen noch zu definierenden Grenzkorridor an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) Niederrhein in Nordrhein-Westfalen.

Das ONAS wird mit der Technologie der Hochspannungsgleichstrom-Übertragung (HGÜ bzw. DC) realisiert und ist gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des Flächenentwicklungsplans 2025 (FEP) für eine Übertragungsleistung von 2.000 MW ausgelegt. ONAS mit Inbetriebnahme bis einschließlich 2032 werden gemäß FEP als Direktanbindungskonzept auf 66-kV-Spannungsebene umgesetzt. Ab dem Jahr 2033 erfolgt die Umsetzung des Direktanbindungskonzepts auf 132-kV-Spannungsebene. Bei diesem Konzept werden die AC-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Konverterplattform des Übertragungsnetzbetreibers verbunden. Für die erforderlichen AC-

Kabelsysteme in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese im Eigentum des OWP-Vorhabenträgers befinden.

Die Umsetzung des gesamten Projekts erfolgt, bedingt durch das vorgesehene Direktanbindungskonzept, durch eine Maßnahme. Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform und dem genannten NVP sowie der landseitigen Konverterstation und der Anbindungsleitung in das bestehende 380-kV-AC-Netz. Hierbei wird das DC-Kabelsystem von der Konverterplattform in der ausschließlichen Wirtschaftszone über den Grenzkorridor durch das Küstenmeer und mit Inselquerung zum NVP geführt.

Als Maßnahme der Offshore-Optimierung wird das ONAS im Szenario C für eine temporäre Höherauslastung auf bis zu 2,1 GW ausgelegt.

Die zu erwartende installierte Erzeugungsleistung durch Offshore-Windenergie im Gebiet N-5, die durch das ONAS NOR-5-2 angeschlossen wird, wird gemäß der Offshore-Optimierung voraussichtlich 2.321 MW betragen.

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario / Maßnahmen	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
M254	✓		✓	

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M254 HGÜ-Verbindung NOR-5-2

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: AWZ/Küstenmeer Nordsee Niedersachsen Nordrhein-Westfalen

Ausführung:

Netzausbau	**508 km**
davon Neubau in neuer Trasse (mit MR)	508 km

Geplante Inbetriebnahme: 2041 - 2042

Begründung des geplanten Projekts

Hintergrund des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen im Gebiet N-5 erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in DC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von 2.000 MW in den Szenarien A und B und einer temporären Höherauslastung auf bis zu 2.100 MW im Szenario C ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume. Durch die voraussichtliche Führung des DC-Kabelsystems über den Grenzkorridor N-III, N-IV oder einen neuen noch zu definierenden Grenzkorridor ergibt sich voraussichtlich eine Anlandung im nördlichen Niedersachsen. Es wird Niederrhein als NVP gewählt, weil es die nächstgelegene Umspannanlage ist, in der zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme des ONAS NOR-5-2 freie Kapazität zur Verfügung steht und die nicht bereits für den Anschluss eines anderen ONAS vorgesehen ist.

Für eine möglichst geringe Rauminanspruchnahme und zur Hebung von Synergien bei der Umsetzung soll das Vorhaben NOR-5-2 auf einer möglichst langen Strecke gemeinsam mit weiteren HGÜ-Maßnahmen des ÜNB Amprion landseitig gebündelt werden. Das ONAS ist hierbei Bestandteil des Energiekorridors Windader West.

Die netztechnische Begründbarkeit lastnaher NVP ergibt sich insbesondere aus einer Zunahme des großindustriellen Energiebedarfs aufgrund von Dekarbonisierungsbestrebungen und Digitalisierung im Rhein-Ruhr-Gebiet bei einer gleichzeitigen Außerbetriebnahme großer fossiler Kraftwerkskapazitäten in dieser Region. Dem gegenüber steht die großdimensionierte Integration von erneuerbaren Energien im nördlichen Übertragungsnetz, die aufgrund geringerer Lasten zu einem zusätzlichen Nord-Süd-Transportbedarf führt. Aus diesem Grund ergibt sich ein bedarfsgerechtes, optimiertes Verhältnis aus küstennaher und lastnaher Offshore-Integration. Der lastnahe Anschluss von ONAS reduziert somit gezielt den Übertragungsnetzausbau ohne zu einer signifikanten Mehrauslastung des Bestandsnetzes zu führen. Die dadurch einsparbaren Engpassvermeidungskosten rechtfertigen somit die längeren, landseitigen Kabeltrassen, die mit lastnahen NVP einhergehen.

Der NVP Niederrhein ist aufgrund der sukzessiven Stilllegung fossiler Kraftwerkskapazitäten, der großindustriellen Dekarbonsierungsbestrebungen im regionalen Umfeld sowie einer guten Integration in das umliegende Übertragungsnetz besonders gut geeignet. Aufgrund steigender installierter Erzeugungsleistungen von OWP in der Nordsee und zur Deckung weit im Innenland liegender Lastzentren ist das ONAS NOR-5-2 mit lastnahem NVP Niederrhein erforderlich. Auf diese Weise wird die Leistungsfähigkeit des Übertragungsnetzes regionenübergreifend effizient genutzt und die Nachfrage an Übertragung von Elektrizität in Nord-Süd-Richtung befriedigt.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie

alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des FEP um. Der NEP führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind Onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Prüfung nach NOVA

Die im NEP erfolgende Prüfung nach dem NOVA-Prinzip ist für Offshore-Maßnahmen im NEP bisher nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Zubau-Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

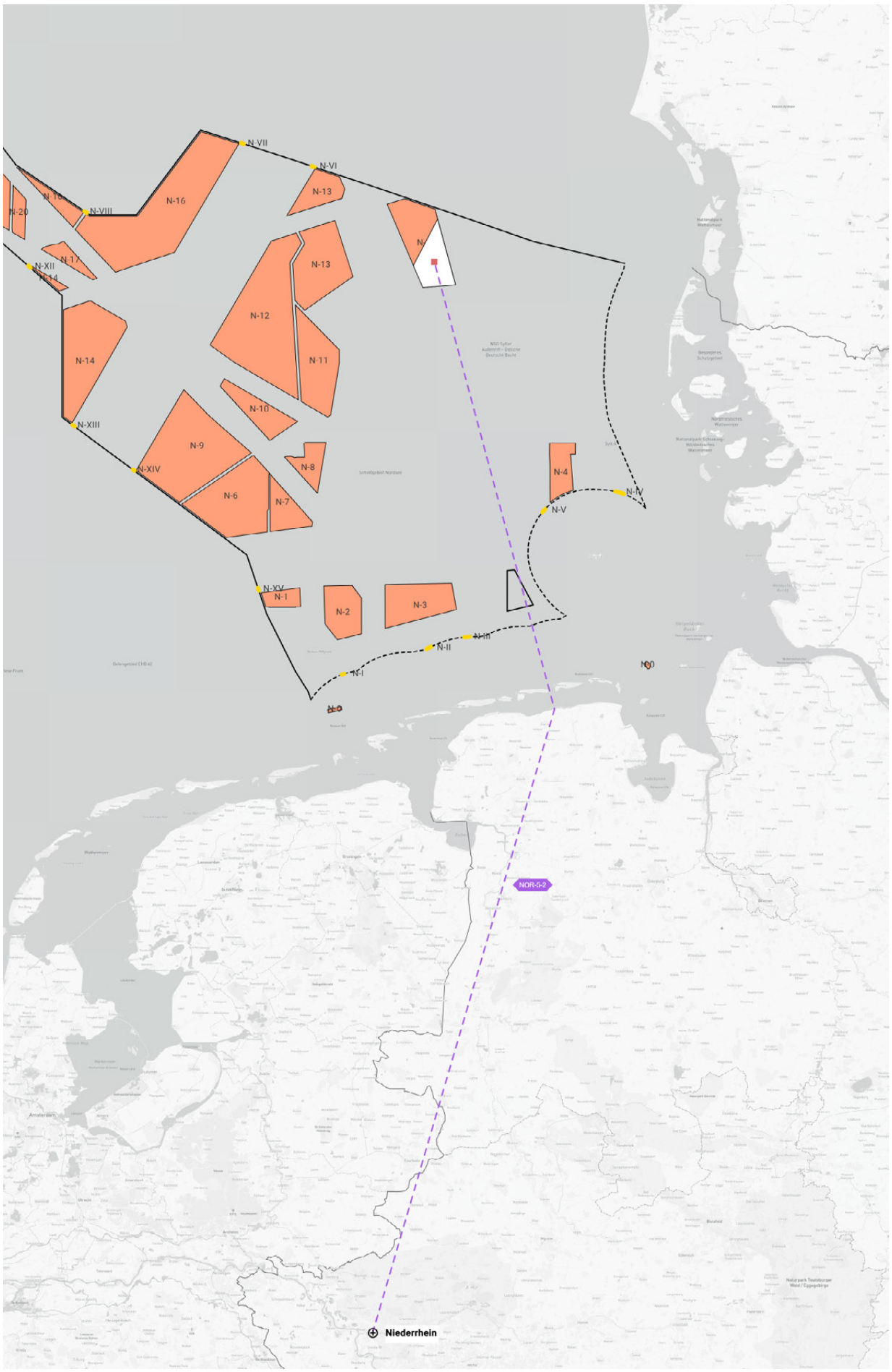
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Gemäß Bestätigung des NEP 2035 (2021) vom 14.01.2022 wurde das ONAS am Standort Zensenbusch eingebunden. Die Realisierbarkeit dieses NVP ist jedoch mangels Grundstücksverfügbarkeit nicht gegeben. Als NVP wird deshalb die ebenfalls im Suchraum Zensenbusch gemäß NEP 2035 (2021) gelegene Umspannanlage Niederrhein gewählt. Für die landseitige Konverterstation wird gegenwärtig die Erweiterung der Umspannanlage Niederrhein ebenso geprüft wie die Errichtung einer Satellitenstation. Der Einfluss der geringfügigen regionalen Verschiebung des NVP innerhalb des im NEP 2035 (2021) angegebenen Suchraums auf den überregionalen Leistungsfluss ist vernachlässigbar.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das ONAS NOR-5-2 mit der Maßnahmennummer M254 wurde im NEP 2037/2045 (2023) unter dem Projektnamen ONAS NOR-21-1 identifiziert und anschließend unter dem Projektnamen NOR-6-4 durch die Bundesnetzagentur bestätigt. Der äquivalente NVP Zensenbusch wurde jedoch bereits im Rahmen des NEP 2035 (2021) als NVP für das ONAS NOR-13-1 mit der Maßnahmennummer M43 bestätigt. Gemäß dem FEP 2025 wurde ein Tausch mit dem ONAS mit NVP Kusenhorst (ehemals NOR-9-5 gemäß Bestätigung des NEP 2037/2045 (2023)) vollzogen. Aufgrund der Anpassungen an den Offshore-Flächen wurde dem ONAS NOR-5-2 das Nachnutzungsgebiet N-5 zur Anbindung zugeordnet.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht NOR-5-2
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

NOR-5-3
Windader West
DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-5-3

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

amprion verbindet

Zubaunetz Offshore DC

Projektbeschreibung

Für Offshore-Netzanbindungssysteme des Zubaunetzes, bei denen keine konkrete Flächenzuweisung im Flächenentwicklungsplan 2025 zu Grunde liegt, ist von den Übertragungsnetzbetreibern mit Wissen der Bundesnetzagentur und dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie im Rahmen der Offshore-Optimierung eine Flächenkulisse als Planungsgrundlage für den Netzentwicklungsplan erarbeitet worden. Diese stellt eine mögliche Variante zur Erreichung der Ausbauziele von 70 GW dar und ist als Vorschlag zu verstehen. Die tatsächlichen Gebiete und Flächen für die Offshore-Windenergie sowie die Standorte der Konverterplattformen und die Trassenführungen der Offshore-Netzanbindungssysteme werden in einem Fortschreibungsprozess des Flächenentwicklungsplans durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie definiert.

Ziel des Offshore-Netzanbindungssystems (ONAS) NOR-5-3 ist die Anbindung von Offshore-Windparks (OWP) im Nachnutzungsgebiet N-5 (Zone 2) in der Nordsee mit einer installierten Leistung von insgesamt ca. 2.321 MW voraussichtlich über den Grenzkorridor N-III, N-IV oder einen neuen noch zu definierenden Grenzkorridor an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) Sechtem in Nordrhein-Westfalen.

Das ONAS wird mit der Technologie der Hochspannungsgleichstrom-Übertragung (HGÜ bzw. DC) realisiert und ist gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des Flächenentwicklungsplans 2025 (FEP) für eine Übertragungsleistung von 2.000 MW ausgelegt. ONAS mit Inbetriebnahme bis einschließlich 2032 werden gemäß FEP als Direktanbindungskonzept auf 66-kV-Spannungsebene umgesetzt. Ab dem Jahr 2033 erfolgt die Umsetzung des Direktanbindungskonzepts auf 132-kV-Spannungsebene. Bei diesem Konzept werden die AC-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Konverterplattform des Übertragungsnetzbetreibers verbunden. Für die erforderlichen AC-Kabelsysteme in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese im Eigentum des

OWP-Vorhabenträgers befinden.

Die Umsetzung des gesamten Projekts erfolgt, bedingt durch das vorgesehene Direktanbindungskonzept, durch eine Maßnahme. Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform und dem genannten NVP sowie der landseitigen Konverterstation und der Anbindungsleitung in das bestehende 380-kV-AC-Netz. Hierbei wird das DC-Kabelsystem von der Konverterplattform in der ausschließlichen Wirtschaftszone über den Grenzkorridor durch das Küstenmeer und mit Inselquerung zum NVP geführt.

Als Maßnahme der Offshore-Optimierung wird das ONAS im Szenario C für eine temporäre Höherauslastung auf bis zu 2,1 GW ausgelegt.

Die zu erwartende installierte Erzeugungsleistung durch Offshore-Windenergie im Gebiet N-5, die durch das ONAS NOR-5-3 angeschlossen wird, wird gemäß der Offshore-Optimierung voraussichtlich 2.321 MW betragen.

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario / Maßnahmen	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
M261		✓		

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M261 HGÜ-Verbindung NOR-5-3

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: AWZ/Küstenmeer Nordsee Niedersachsen Nordrhein-Westfalen

Ausführung:

Netzausbau	**647 km**
davon Neubau in neuer Trasse (mit MR)	647 km

Geplante Inbetriebnahme: 2044

Begründung des geplanten Projekts

Hintergrund des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen im Gebiet N-5 erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in DC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von 2.000 MW in den Szenarien A und B und einer temporären Höherauslastung auf bis zu 2.100 MW im Szenario C ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume. Durch die voraussichtliche Führung des DC-Kabelsystems über den Grenzkorridor N-III, N-IV oder einen neuen noch zu definierenden Grenzkorridor ergibt sich voraussichtlich eine Anlandung im nördlichen Niedersachsen. Es wird Sechtem als NVP gewählt, weil es die nächstgelegene Umspannanlage ist, an der zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme des Netzanbindungssystems NOR-5-3 freie Kapazität zur Verfügung stehen wird und die nicht bereits für den Anschluss eines anderen ONAS vorgesehen ist.

Für eine möglichst geringe Rauminanspruchnahme und zur Hebung von Synergien bei der Umsetzung soll das Vorhaben NOR-5-3 auf einer möglichst langen Strecke gemeinsam mit weiteren HGÜ-Maßnahmen des ÜNB Amprion landseitig gebündelt werden. Das ONAS ist hierbei Bestandteil des Energiekorridors Windader West.

Die netztechnische Begründbarkeit lastnaher NVP ergibt sich insbesondere aus einer Zunahme des großindustriellen Energiebedarfs aufgrund von Dekarbonisierungsbestrebungen und Digitalisierung (signifikante Ansiedelung von Rechenzentren) im Rheinland bei einer gleichzeitigen Außerbetriebnahme großer fossiler Kraftwerkskapazitäten in dieser Region. Dem gegenüber steht die großdimensionierte Integration von erneuerbaren Energien im nördlichen Übertragungsnetz, die aufgrund geringerer Lasten zu einem zusätzlichen Nord-Süd-Transportbedarf führt. Aus diesem Grund ergibt sich ein bedarfsgerechtes, optimiertes Verhältnis aus küstennaher und lastnaher Offshore-Integration. Der lastnahe Anschluss von ONAS reduziert somit gezielt den Übertragungsnetzausbau ohne zu einer signifikanten Mehrauslastung des Bestandsnetzes zu führen. Die dadurch einsparbaren Engpassvermeidungskosten rechtfertigen somit die längeren, landseitigen Kabeltrassen, die mit lastnahen NVP einhergehen.

Sechtem ist als NVP geeignet, da es sich um einen gut in das umliegende Übertragungsnetz integrierten Netzknoten handelt, wodurch eine weiträumige Verteilung der angeschlossenen Erzeugungsleistung möglich wird. Aufgrund steigender installierter Erzeugungsleistungen von OWP in der Nordsee und zur Deckung weit im Innenland liegender Lastzentren ist das ONAS NOR-5-3 mit lastnahem NVP Sechtem erforderlich. Auf diese Weise wird die Leistungsfähigkeit des Übertragungsnetzes regionenübergreifend effizient genutzt und die Nachfrage an Übertragung von Elektrizität in Nord-Süd-Richtung befriedigt.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des FEP um. Der NEP führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Prüfung nach NOVA

Die im NEP erfolgende Prüfung nach dem NOVA-Prinzip ist für Offshore-Maßnahmen im NEP bisher nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Zubau-Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

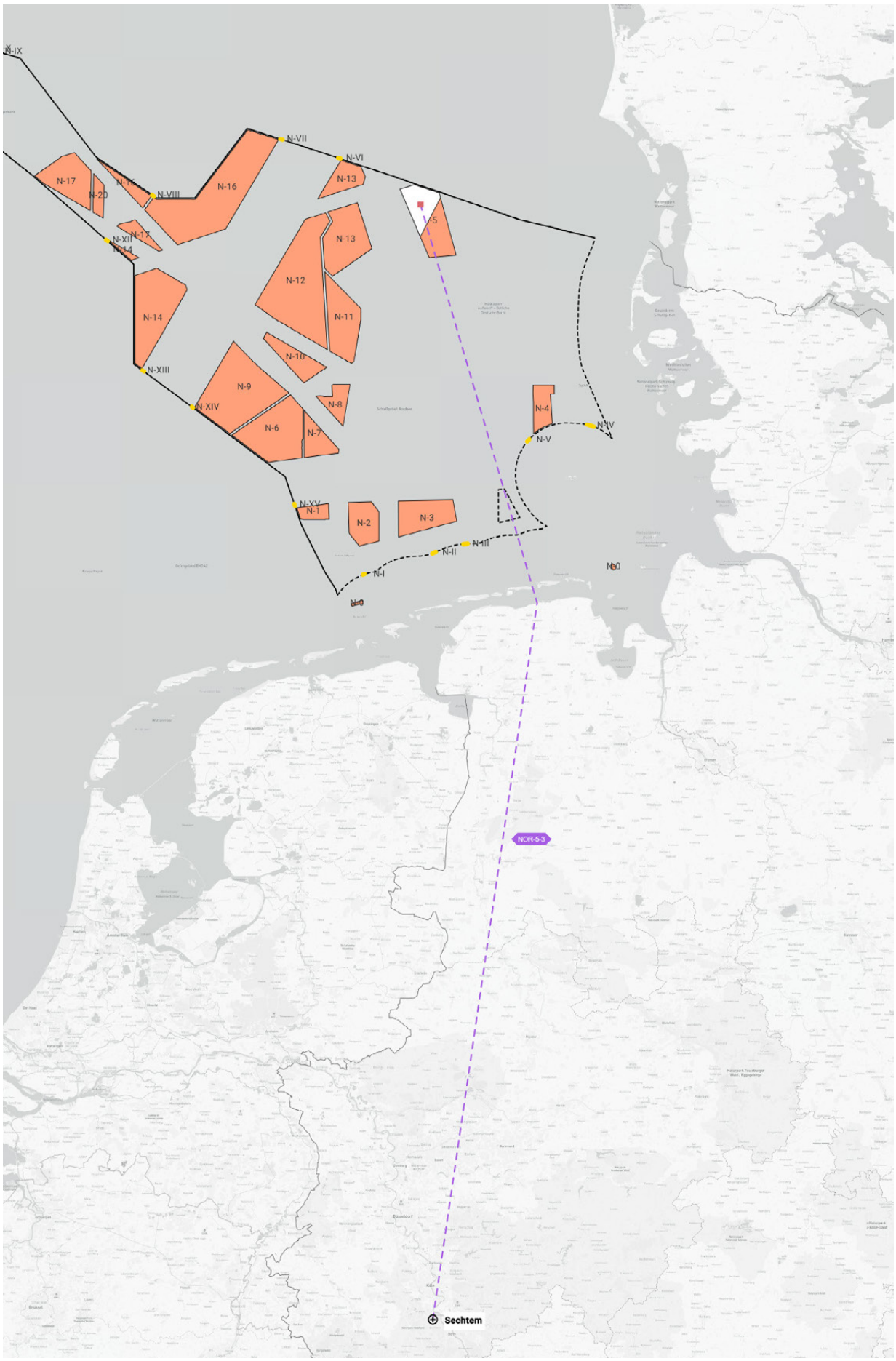
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

In den Netzanalysen hat eine gesamtheitliche Betrachtung geeigneter NVP für die Integration der Offshore-Windenergie stattgefunden. Innerhalb der Amprion Regelzone haben sich NVP im nördlichen Ruhrgebiet, Rheinischen Revier und der Region Rhein-Main übergreifend als besonders geeignet gezeigt. Hierbei wurde das ONAS NOR-5-3 in die Umspannanlage Sechtem im Rheinischen Revier eingebunden. Dabei wird gegenwärtig die Erweiterung der Umspannanlage Sechtem ebenso geprüft wie die Errichtung einer Satellitenstation.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das ONAS NOR-5-3 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmals unter dem Projektnamen ONAS NOR-x-12 identifiziert und anschließend unter dem Projektnamen NOR-x-16 unter dem Vorbehalt durch die Bundesnetzagentur bestätigt, dass mit der Fortschreibung des FEP die hierfür erforderlichen Windparkflächen ausgewiesen werden. Sobald eine Festlegung der erforderlichen Windparkflächen in einer Fortschreibung des FEP erfolgt ist, entfällt der sich ausschließlich auf den seeseitigen Teil des ONAS NOR-5-3 (vom Grenzkorridor bis zur Konverterplattform) beziehende Vorbehalt.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht NOR-5-3
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

NOR-6-4
BorWin7
DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-6-4

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

amprion verbindet

Zubaunetz **Offshore** **DC**

Projektbeschreibung

Ziel des Offshore-Netzanbindungssystems (ONAS) NOR-6-4 (BorWin7) ist die Anbindung eines Offshore-Windparks (OWP) in der Fläche N-6.8 (2000 MW) in Zone 2 der Nordsee mit einer installierten Leistung von insgesamt 2.000 MW über den Grenzkorridor N-II und die Insel Norderney an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) Kusenhorst in Nordrhein-Westfalen.

Das ONAS wird mit der Technologie der Hochspannungsgleichstrom-Übertragung (HGÜ bzw. DC) realisiert und ist gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des Flächenentwicklungsplans 2025 (FEP) für eine Übertragungsleistung von 2.000 MW ausgelegt. ONAS mit Inbetriebnahme bis einschließlich 2032 werden gemäß FEP als Direktanbindungskonzept auf 66-kV-Spannungsebene umgesetzt. Ab dem Jahr 2033 erfolgt die Umsetzung des Direktanbindungskonzepts auf 132-kV-Spannungsebene. Bei diesem Konzept werden die AC-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Konverterplattform des Übertragungsnetzbetreibers verbunden. Für die erforderlichen AC-Kabelsysteme in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese im Eigentum des OWP-Vorhabenträgers befinden.

Die Umsetzung des gesamten Projekts erfolgt, bedingt durch das vorgesehene Direktanbindungskonzept, durch eine Maßnahme. Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform und dem genannten NVP sowie der landseitigen Konverterstation und der Anbindungsleitung in das bestehende 380-kV-AC-Netz. Hierbei wird das DC-Kabelsystem von der Konverterplattform in der ausschließlichen Wirtschaftszone über den Grenzkorridor durch das Küstenmeer und mit

Inselquerung zum NVP geführt.

Die Fläche N-6.8 für Offshore-Windenergie im Gebiet N-6, die durch das ONAS NOR-6-4 angeschlossen wird, wird gemäß FEP zentral voruntersucht und die zu installierende Erzeugungsleistung im Jahr 2027 von der Bundesnetzagentur (BNetzA) ausgeschrieben.

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
Maßnahmen				
M256	✓	✓	✓	✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M256 HGÜ-Verbindung NOR-6-4 (BorWin7)

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: AWZ/Küstenmeer Nordsee Niedersachsen Nordrhein-Westfalen

Ausführung:

Netzausbau	**451 km**
davon Neubau in neuer Trasse (mit MR)	451 km

Geplante Inbetriebnahme: 2034

Begründung des geplanten Projekts

Hintergrund des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen im Gebiet N-6 erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in DC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von 2.000 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume. Durch die Führung des DC-

Kabelsystems über den Grenzkorridor N-II gemäß FEP 2025 ergibt sich eine Anlandung im nordwestlichen Niedersachsen. Es wird Kusenhorst als NVP gewählt, weil dies die nächstgelegene Umspannanlage ist, an der zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme des ONAS NOR-6-4 freie Kapazität zur Verfügung steht und die nicht bereits für den Anschluss eines anderen ONAS vorgesehen ist.

Für eine möglichst geringe Rauminanspruchnahme und zur Hebung von Synergien bei der Umsetzung soll das Vorhaben NOR-6-4 auf einer möglichst langen Strecke gemeinsam mit weiteren HGÜ-Maßnahmen des ÜNB Amprion landseitig gebündelt werden.

Die netztechnische Begründbarkeit lastnaher NVP ergibt sich insbesondere aus einer Zunahme des großindustriellen Energiebedarfs aufgrund von Dekarbonisierungsbestrebungen und Digitalisierung im Rhein-Ruhr-Gebiet bei einer gleichzeitigen Außerbetriebnahme großer fossiler Kraftwerkskapazitäten in dieser Region. Dem gegenüber steht die großdimensionierte Integration von erneuerbaren Energien im nördlichen Übertragungsnetz, die aufgrund geringerer Lasten zu einem zusätzlichen Nord-Süd-Transportbedarf führt. Aus diesem Grund ergibt sich ein bedarfsgerechtes, optimiertes Verhältnis aus küstennaher und lastnaher Offshore-Integration. Der lastnahe Anschluss von ONAS reduziert somit gezielt den Übertragungsnetzausbau ohne zu einer signifikanten Mehrauslastung des Bestandsnetzes zu führen. Die dadurch einsparbaren Engpassvermeidungskosten rechtfertigen somit die längeren, landseitigen Kabeltrassen, die mit lastnahen NVP einhergehen.

Kusenhorst ist als NVP besonders geeignet, da es sich um einen gut in das umliegende Übertragungsnetz integrierten Netzknoten handelt, wodurch eine weiträumige Verteilung der angeschlossenen Erzeugungsleistung möglich wird. Insbesondere vor dem Hintergrund der Außerbetriebnahme großer fossiler Erzeugungskapazitäten und der großindustriellen Dekarbonisierunugsbestrebungen im Umfeld, verfügt der NVP über eine hohe Aufnahmefähigkeit für elektrische Leistung aus regenerativer Erzeugung. Aufgrund steigender installierter Erzeugungsleistungen von OWP in der Nordsee und zur Deckung weit im Innenland liegender Lastzentren ist das ONAS NOR-6-4 mit lastnahem NVP Kusenhorst erforderlich. Auf diese Weise wird die Leistungsfähigkeit des Übertragungsnetzes regionenübergreifend effizient genutzt und die Nachfrage an Übertragung von Elektrizität in Nord-Süd-Richtung befriedigt.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des FEP um. Der NEP führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario

(Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Prüfung nach NOVA

Die im NEP erfolgende Prüfung nach dem NOVA-Prinzip ist für Offshore-Maßnahmen im NEP bisher nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Zubau-Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

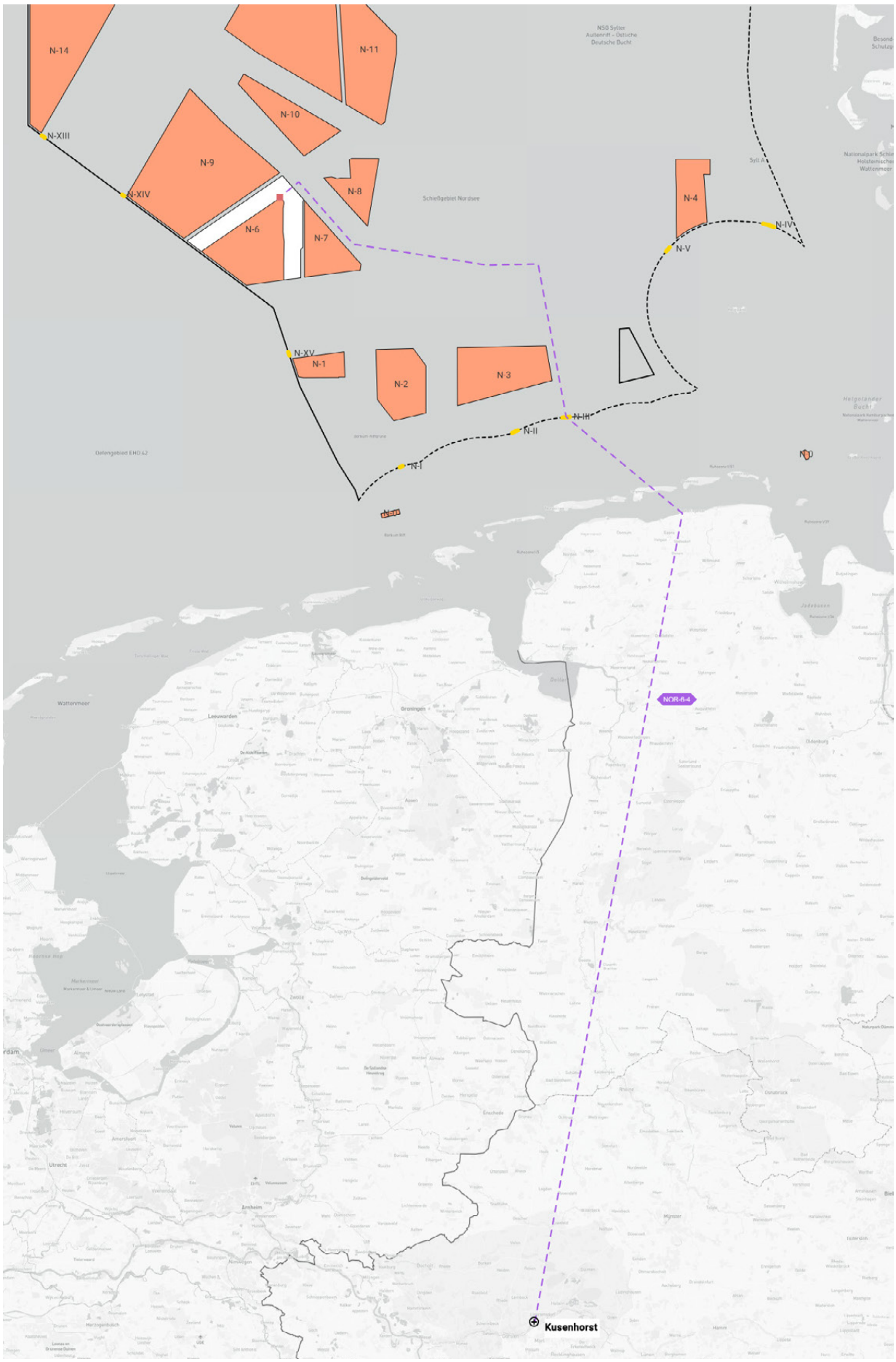
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

In den Netzanalysen hat eine gesamtheitliche Betrachtung geeigneter NVP für die Integration der Offshore-Windenergie stattgefunden. Innerhalb der Amprion Regelzone haben sich NVP im nördlichen Ruhrgebiet, Rheinischen Revier und der Region Rhein-Main übergreifend als besonders geeignet gezeigt. Hierbei wurde das ONAS NOR-6-4 in die Umspannanlage Kusenhorst im nördlichen Ruhrgebiet eingebunden. Dabei wird gegenwärtig die Erweiterung der Umspannanlage Kusenhorst ebenso geprüft wie die Errichtung einer Sattellitenstation.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das ONAS NOR-6-4 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmals unter dem Projektnamen ONAS NOR-15-1 identifiziert und anschließend unter dem Projektnamen NOR-9-5 durch die Bundesnetzagentur bestätigt. Gemäß dem FEP 2025 wurde ein Tausch mit dem ONAS mit NVP Niederrhein (ehemals NOR-6-4 gemäß Bestätigung des NEP 2037/2045 (2023)) vollzogen, wodurch ebenso der Tausch der anzubindenen Offshore-Fläche begründet ist.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht NOR-6-4
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

NOR-12-3
LanWin6
DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-12-3

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

50hertz | Elia Group

Zubaunetz **Offshore** **DC**

Projektbeschreibung

Ziel des Offshore-Netzanbindungssystems (ONAS) NOR-12-3 (LanWin6) ist die Anbindung von Offshore-Windparks (OWP) in den Flächen N-12.4 und N-12.5 (jeweils 1.000 MW) in der Zone 3 der Nordsee mit einer installierten Leistung von insgesamt 2.000 MW über den Grenzkorridor N-V an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) im Suchraum der Gemeinden Pöschendorf/ Hadenfeld/ Kaisborstel/ Agethorst/ Mehlbek in Schleswig-Holstein. Zur Verbesserung der Lesbarkeit wird im weiteren Verlauf der Suchraum der Gemeinden Pöschendorf/ Hadenfeld/ Kaisborstel/ Agethorst/ Mehlbek wie folgt abgekürzt: Suchraum Pöschendorf.

Das ONAS wird mit der Technologie der Hochspannungsgleichstrom-Übertragung (HGÜ bzw. DC) realisiert und ist gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des Flächenentwicklungsplans 2025 (FEP) für eine Übertragungsleistung von 2.000 MW ausgelegt. ONAS mit Inbetriebnahme bis einschließlich 2032 werden gemäß FEP als Direktanbindungskonzept auf 66-kV-Spannungsebene umgesetzt. Ab dem Jahr 2033 erfolgt die Umsetzung des Direktanbindungskonzepts auf 132-kV-Spannungsebene. Bei diesem Konzept werden die AC-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Konverterplattform des Übertragungsnetzbetreibers verbunden. Für die erforderlichen AC-Kabelsysteme in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese im Eigentum des OWP-Vorhabenträgers befinden.

Die Umsetzung des gesamten Projekts erfolgt, bedingt durch das vorgesehene Direktanbindungskonzept, durch eine Maßnahme. Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform

und der anteiligen DC-Schaltanlage am NVP im Suchraum Pöschendorf. Hierbei wird das DC-Kabelsystem von der Konverterplattform in der ausschließlichen Wirtschaftszone über den Grenzkorridor N-V durch das Küstenmeer über den Anlandungspunkt im Raum Büsum zum NVP im Suchraum Pöschendorf geführt.

Es ist geplant das ONAS NOR-12-3 als Teil eines Multiterminal-(Hub)-Systems im Suchraum Pöschendorf zu integrieren. Das Multiterminal-(Hub)-Systems umfasst neben dem ONAS NOR-12-3 das ONAS NOR-12-4 sowie die HGÜ-Verbindung DC32 von Schleswig-Holstein nach Mecklenburg-Vorpommern. Voraussetzung ist die Errichtung einer DC-Konverterstation im Suchraum Pöschendorf mit einer Kapazität von 2 GW als Multiterminal-Lösung. Die Anbindung des ONAS NOR-12-3 erfolgt an der 525-kV-DC-Schaltanlage am NVP im Suchraum Pöschendorf.

Für eine möglichst geringe Rauminanspruchnahme und zur Hebung von Synergien bei der Umsetzung wird das ONAS NOR-12-3 auf einer möglichst langen Strecke, insbesondere im Küstenmeer von Schleswig-Holstein, gemeinsam mit anderen ONAS gebündelt werden.

Die Flächen N-12.4 und N-12.5 für Offshore-Windenergie im Gebiet N-12, die durch das ONAS NOR-12-3 angeschlossen werden, werden gemäß FEP nicht zentral voruntersucht und die zu installierende Erzeugungsleistung wird voraussichtlich im Jahr 2026 von der Bundesnetzagentur ausgeschrieben.

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario / Maßnahmen	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
M262	✓	✓	✓	✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M262 HGÜ-Verbindung NOR-12-3 (LanWin6)

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: AWZ/Küstenmeer Nordsee Schleswig-Holstein

Ausführung:

Netzausbau	**308 km**
davon Neubau in neuer Trasse (mit MR)	308 km
Geplante Inbetriebnahme:	2034

Begründung des geplanten Projekts

Hintergrund des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen im Gebiet N-12 erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in DC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von 2.000 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume.

Durch die wahrscheinliche Führung des DC-Kabelsystems durch den Grenzkorridor N-V ergibt sich eine Anlandung in Schleswig-Holstein. Es wird der im Eigentum von 50Hertz gelegenen Teil der 525-kV-DC-Schaltanlage im Suchraum Pöschendorf als NVP gewählt, da das ONAS NOR-12-3 als Bestandteil eines Multiterminal-(Hub)-Systems im Suchraum Pöschendorf geplant ist. Der NVP im Suchraum Pöschendorf wird zudem zukünftig gut in die geplante AC- und DC-Netzinfrastruktur eingebunden werden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des FEP um. Der NEP führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen unterschiedliche Szenarien und demzufolge verschiedene Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen möglich sind. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Prüfung nach NOVA

Die im NEP erfolgende Prüfung nach dem NOVA-Prinzip ist für Offshore-Maßnahmen im NEP bisher nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

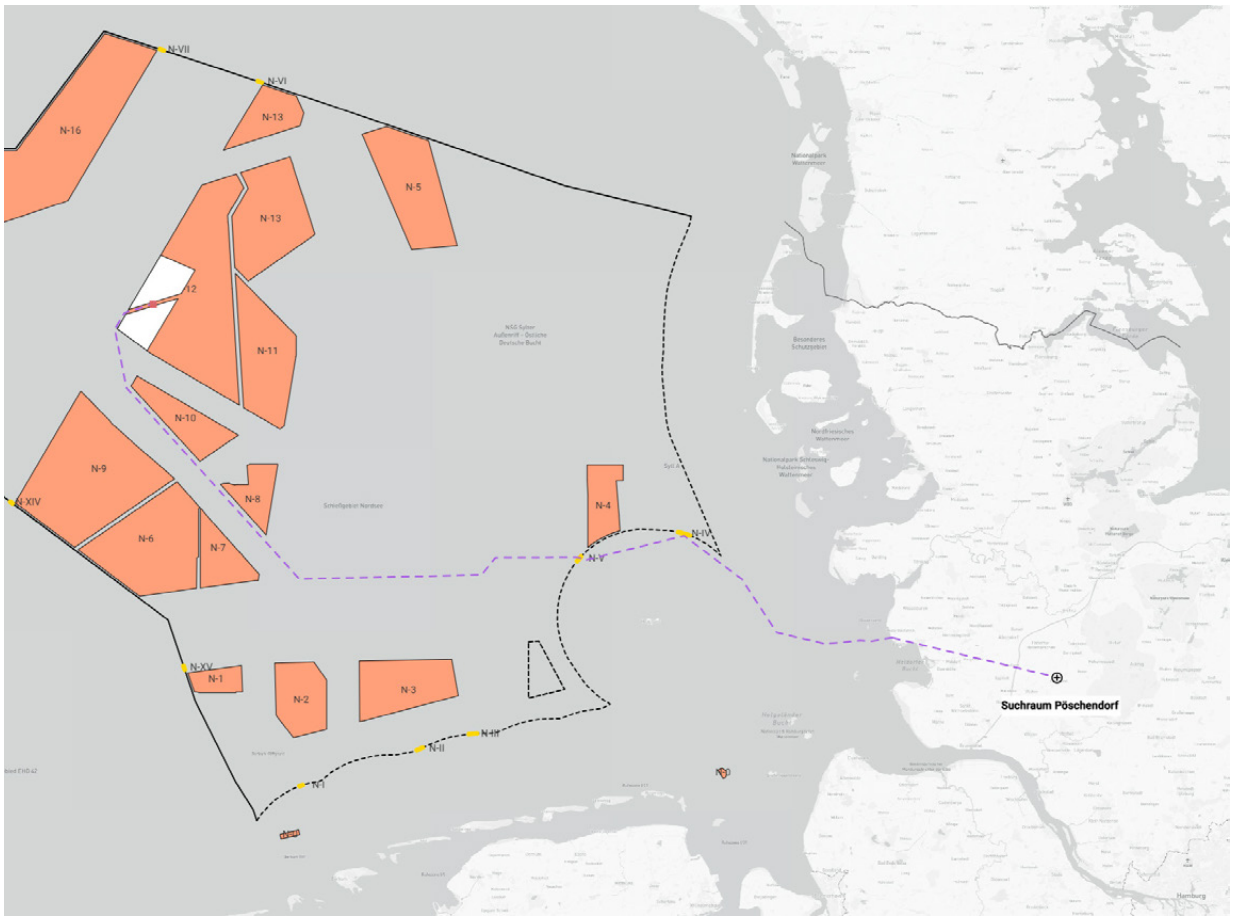
Als alternativer NVP würde das Umspannwerk Hardebek in Betracht kommen. Aufgrund der längeren landseitigen Kabeltrasse wurde für den Zeitpunkt der Inbetriebnahme des ONAS NOR-12-3 der Suchraum Pöschendorf als favorisierter NVP gewählt.

Als weiterer alternativer NVP würde der NVP Hochwöhrden (Gemeinde Wöhrden) in Betracht kommen. Durch den Anschluss der beiden ONAS NOR-11-1 und NOR-12-2 an diesen NVP ist der Anschluss eines weiteren 2 GW ONAS dort allerdings nicht möglich.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das ONAS NOR-12-3 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmals durch die Bundesnetzagentur mit einer geplanten Fertigstellung im Jahr 2033 bestätigt. Im Rahmen der Fortschreibung des FEP 2025 wurde die Inbetriebnahme ebenfalls für das Jahr 2033 festgelegt. Entgegen der im Prozess des NEP 2037/2045 (2023) auf Basis netzplanerischer Ansätze und Kenntnisse erfolgten Planungen haben sich nachträglich aufgrund weitergehender Erkenntnisse insbesondere auf dem Konvertermarkt die planerischen Vorgaben des NEP 2037/2045 (2023) und des FEP 2025 als nicht realisierbar herausgestellt, so dass eine Anpassung des geplanten Fertigstellungstermins vom 3. Quartal 2033 auf das 3. Quartal 2034 erforderlich ist.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht NOR-12-3
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

NOR-12-4
LanWin7
DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-12-4

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TenneT

Zubaunetz **Offshore** **DC**

Projektbeschreibung

Ziel des Offshore-Netzanbindungssystems (ONAS) NOR-12-4 ist die Anbindung eines Offshore-Windparks (OWP) in der Fläche N-12.6 (2.000 MW) in Zone 3 der Nordsee mit einer installierten Leistung von insgesamt 2.000 MW über den Grenzkorridor N-IV oder N-V an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) im Suchraum der Gemeinden Pöschendorf/ Hadenfeld/ Kaisborstel/ Agethorst/ Mehlbek in Schleswig-Holstein. Zur Verbesserung der Lesbarkeit wird im weiteren Verlauf der Suchraum der Gemeinden Pöschendorf/ Hadenfeld/ Kaisborstel/ Agethorst/ Mehlbek wie folgt abgekürzt: Suchraum Pöschendorf.

Das ONAS wird mit der Technologie der Hochspannungsgleichstrom-Übertragung (HGÜ bzw. DC) realisiert und ist gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des Flächenentwicklungsplans (FEP) für eine Übertragungsleistung von 2.000 MW ausgelegt. ONAS mit Inbetriebnahme bis einschließlich 2032 werden gemäß FEP als Direktanbindungskonzept auf 66-kV-Spannungsebene umgesetzt. Ab dem Jahr 2033 erfolgt die Umsetzung des Direktanbindungskonzepts auf 132-kV-Spannungsebene. Bei diesem Konzept werden die AC-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Konverterplattform des Übertragungsnetzbetreibers verbunden. Für die erforderlichen AC-Kabelsysteme in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese im Eigentum des OWP-Vorhabenträgers befinden.

Die Umsetzung des gesamten Projekts erfolgt, bedingt durch das vorgesehene Direktanbindungskonzept, durch eine Maßnahme. Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform

und der anteiligen DC-Schaltanlage sowie der Konverterstation im Suchraum Pöschendorf. Hierbei wird das DC-Kabelsystem von der Konverterplattform in der ausschließlichen Wirtschaftszone über den Grenzkorridor durch das Küstenmeer zum NVP geführt.

Das ONAS NOR-12-4 ist Teil eines Multiterminal-(Hub)-Systems im Suchraum Pöschendorf. Weitere Bestandteile des Multiterminal-(Hub)-Systems sind das ONAS NOR-12-3 sowie die HGÜ-Verbindung DC32 von Schleswig-Holstein nach Mecklenburg-Vorpommern. Voraussetzung ist die Errichtung einer DC-Konverterstation im Suchraum Pöschendorf mit einer Kapazität von 2 GW als Multiterminal-Lösung. Die Anbindung des ONAS NOR-12-4 erfolgt an der 525-kV-DC-Schaltanlage am NVP Suchraum Pöschendorf. Der AC-seitige Anschluss der DC-Schaltanlage im Suchraum Pöschendorf erfolgt über den landseitigen Konverter von NOR-12-4.

Der Anschluss des ONAS NOR-12-4 an den NVP Suchraum Pöschendorf steht im Zusammenhang mit den landseitigen Netzausbauprojekten P476 Netzausbau zwischen Hochwöhrden (Gemeinde Wöhrden) und Stegau (Gemeinde Mehlbek), P478 Netzausbau zwischen Stegau (Gemeinde Mehlbek) und Alfstedt sowie der DC32 HGÜ-Verbindung zwischen dem Suchraum Pöschendorf und dem NVP Mühlenbek.

Die Fläche N-12.6 für Offshore-Windenergie im Gebiet N-12, die durch das ONAS NOR-12-4 angeschlossen wird, wird gemäß FEP zentral voruntersucht und die zu installierende Erzeugungsleistung im Jahr 2029 von der Bundesnetzagentur (BNetzA) ausgeschrieben.

Weitere Infos zum Projekt

https://www.tennet.eu/de/projekte/lanwin7

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario / Maßnahmen	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
M264	✓	✓	✓	✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M264 HGÜ-Verbindung NOR-12-4 (LanWin7)

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: AWZ/Küstenmeer Nordsee Schleswig-Holstein

Ausführung:

Netzausbau	**342 km**
davon Neubau in neuer Trasse (mit MR)	342 km
Geplante Inbetriebnahme:	2034

Begründung des geplanten Projekts

Hintergrund des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen im Gebiet N-12 erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in DC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von 2.000 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume.

Durch die Führung des DC-Kabelsystems durch den Grenzkorridor N-IV oder N-V ergibt sich eine Anlandung in Schleswig-Holstein. Es wird der im Eigentum von TenneT befindliche Teil der 525 kV-DC-Schaltanlage im Suchraum Pöschendorf als NVP gewählt, da das ONAS NOR-12-4 als Bestandteil eines Multiterminal-(Hub)-Systems im Suchraum Pöschendorf geplant ist. Der NVP Suchraum Pöschendorf wird zudem zukünftig gut in die geplante AC- und DC-Netzinfrastruktur eingebunden werden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des FEP um. Der NEP führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen unterschiedliche Szenarien und demzufolge verschiedene Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen möglich sind. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Prüfung nach NOVA

Die im NEP erfolgende Prüfung nach dem NOVA-Prinzip ist für Offshore-Maßnahmen im NEP bisher nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Zubau-Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

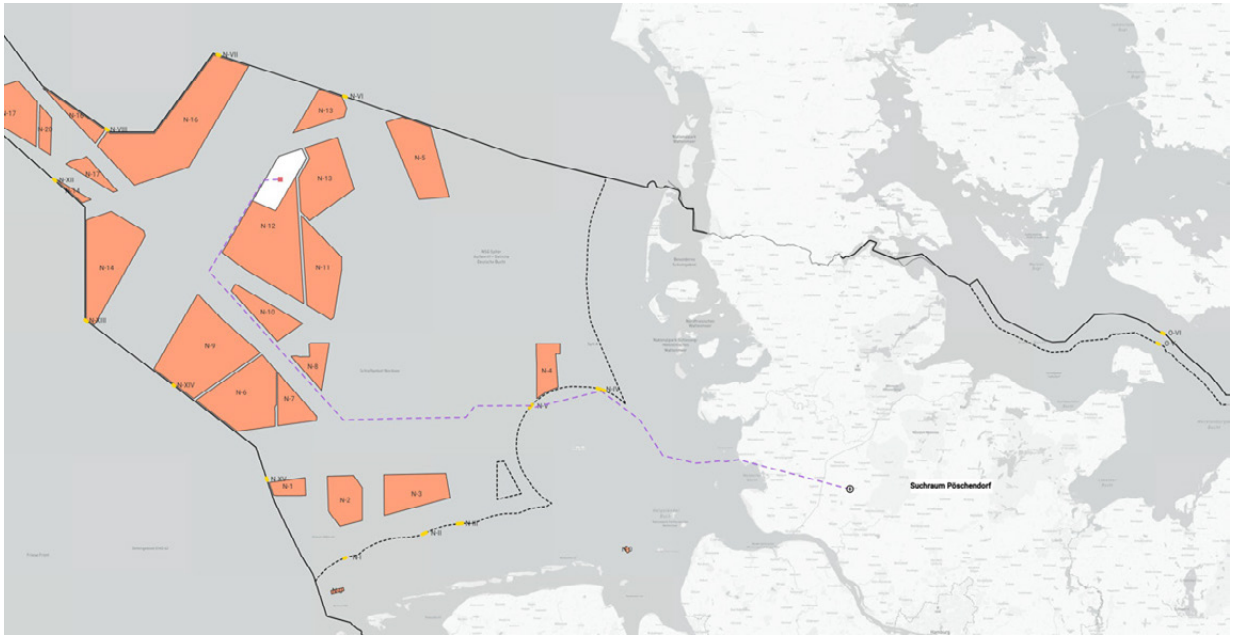
Als alternativer NVP würde das Umspannwerk Hardebek in Betracht kommen. Aufgrund der längeren landseitigen Kabeltrasse wurde für den Zeitpunkt der Inbetriebnahme des ONAS NOR-12-4 der Suchraum Pöschendorf als favorisierter NVP gewählt.

Als weiterer alternativer NVP würde der NVP Hochwöhrden (Gemeinde Wöhrden) in Betracht kommen. Durch den Anschluss der beiden ONAS NOR-11-1 und NOR-12-2 an diesen NVP ist der Anschluss eines weiteren 2 GW ONAS dort allerdings nicht möglich.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das ONAS NOR-12-4 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmals identifiziert und durch die Bundesnetzagentur bestätigt.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht NOR-12-4
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

NOR-13-2
LanWin8
DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-13-2

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

50hertz | Elia Group

Zubaunetz Offshore DC

Projektbeschreibung

Für Offshore-Netzanbindungssysteme des Zubaunetzes, bei denen keine konkrete Flächenzuweisung im Flächenentwicklungsplan 2025 zu Grunde liegt, ist von den Übertragungsnetzbetreibern mit Wissen der Bundesnetzagentur und dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie im Rahmen der Offshore-Optimierung eine Flächenkulisse als Planungsgrundlage für den Netzentwicklungsplan erarbeitet worden. Diese stellt eine mögliche Variante zur Erreichung der Ausbauziele von 70 GW dar und ist als Vorschlag zu verstehen. Die tatsächlichen Gebiete und Flächen für die Offshore-Windenergie sowie die Standorte der Konverterplattformen und die Trassenführungen der Offshore-Netzanbindungssysteme werden in einem Fortschreibungsprozess des Flächenentwicklungsplans durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie definiert.

Ziel des Offshore-Netzanbindungssystems (ONAS) NOR-13-2 (LanWin8) ist die Anbindung von Offshore-Windparks (OWP) im Gebiet N-13 (Zone 3) in der Nordsee mit einer installierten Leistung von insgesamt 2.156 MW über den Grenzkorridor N-V an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) im Suchraum der Ämter Büchen/ Breitenfelde/ Schwarzenbek-Land in Schleswig-Holstein. Zur Verbesserung der Lesbarkeit wird im weiteren Verlauf der Suchraum der Ämter Büchen/ Breitenfelde/ Schwarzenbek-Land wie folgt abgekürzt: Suchraum BBS.

Das ONAS wird mit der Technologie der Hochspannungsgleichstrom-Übertragung (HGÜ bzw. DC) realisiert und ist gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des Flächenentwicklungsplans 2025 (FEP) für eine Übertragungsleistung von 2.000 MW ausgelegt. ONAS mit Inbetriebnahme bis einschließlich 2032 werden gemäß FEP als Direktanbindungskonzept auf 66-kV-Spannungsebene umgesetzt. Ab dem Jahr 2033 erfolgt die Umsetzung des Direktanbindungskonzepts auf 132-kV-Spannungsebene. Bei diesem Konzept werden die AC-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-

Konverterplattform des Übertragungsnetzbetreibers verbunden. Für die erforderlichen AC-Kabelsysteme in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese im Eigentum des OWP-Vorhabenträgers befinden.

Die Umsetzung des gesamten Projekts erfolgt, bedingt durch das vorgesehene Direktanbindungskonzept, durch eine Maßnahme. Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform und der HGÜ-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform und der DC-Schaltanlage im NVP im Suchraum BBS. Hierbei wird das DC-Kabelsystem von der Konverterplattform in der AWZ über den Grenzkorridor N-V durch das Küstenmeer über den Anlandungspunkt im Raum Büsum zum NVP im Suchraum BBS geführt. Nach aktuellem Planungsstand ist das ONAS NOR-13-2 Teil eines Multiterminal-(Hub)-Systems. Die Multiterminallösung umfasst das ONAS NOR-13-2, das ONAS NOR-16-2 sowie die HGÜ-Verbindung DC42 und DC42plus von Mecklenburg-Vorpommern nach Baden-Württemberg und Bayern.

Für eine möglichst geringe Rauminanspruchnahme und zur Hebung von Synergien bei der Umsetzung wird das ONAS NOR-13-2 auf einer möglichst langen Strecke, insbesondere im Küstenmeer von Schleswig-Holstein, gemeinsam mit anderen ONAS gebündelt werden.

Als Maßnahme der Offshore-Optimierung wird das ONAS im Szenario C für eine temporäre Höherauslastung auf bis zu 2,1 GW ausgelegt. Zudem besteht bei dem ONAS grundsätzlich die Möglichkeit einer nationalen oder internationalen Offshore-Vernetzung.

Die Flächen N-13.3 und N-13.4 für Offshore-Windenergie im Gebiet N-13, die durch das ONAS NOR-13-2 angeschlossen werden, werden gemäß FEP zentral voruntersucht. Festlegungen für die zeitliche Realisierung der Flächen N-13.3 und N-13.4 sind für eine Fortschreibung des aktuellen FEP 2025 vorgesehen.

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario / Maßnahmen	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
M268		✓		✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M268 HGÜ-Verbindung NOR-13-2 (LanWin8)

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: AWZ/Küstenmeer Nordsee Schleswig-Holstein

Ausführung:

Netzausbau	**428 km**
davon Neubau in neuer Trasse (mit MR)	428 km
Geplante Inbetriebnahme:	2040 - 2041

Begründung des geplanten Projekts

Hintergrund des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen in den Flächen N-13.3 und N-13.4 innerhalb der Zone 3 der Nordsee erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in DC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von 2.000 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume.

Durch die Führung des DC-Kabelsystems durch den Grenzkorridor N-V ergibt sich eine Anlandung in Schleswig-Holstein. Es wird der Suchraum BBS als NVP gewählt, weil es die nächstgelegene Schaltanlage ist, an der zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme des ONAS NOR-13-2 freie Kapazität zur Verfügung stehen wird. Es ist die technisch, wirtschaftlich und zeitlich optimalste Gesamtlösung.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative NVP betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen NVP sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des FEP um. Der NEP führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen unterschiedliche Szenarien und demzufolge verschiedene Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen möglich sind. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens

aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Prüfung nach NOVA

Die im NEP erfolgende Prüfung nach dem NOVA-Prinzip ist für Offshore-Maßnahmen im NEP bisher nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Zubau-Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

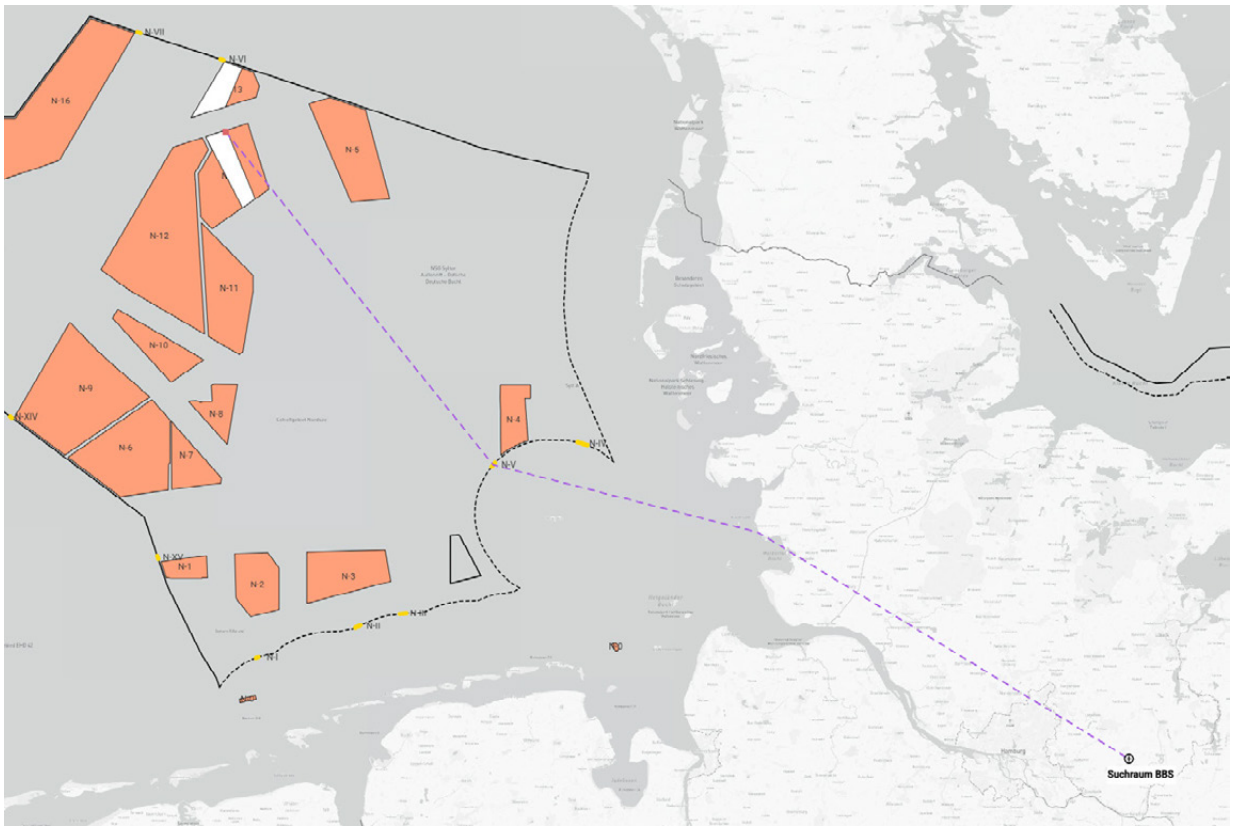
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Der Anschluss eines weiteren ONAS mit einer Übertragungsleistung von 2 GW an die alternativen NVP Hochwöhrden und im Suchraum der Gemeinden Pöschendorf/Hadenfeld/Kaisborstel/Agethorst/Mehlbek ist aufgrund der Aufnahmefähigkeit des Übertragungsnetzes ebenfalls nicht möglich, da dort bereits zwei ONAS mit einer Übertragungsleistung von jeweils 2 GW angeschlossen werden.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das ONAS NOR-13-2 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmals unter dem Projektnamen ONAS NOR-x-9 identifiziert und unter dem Vorbehalt durch die Bundesnetzagentur bestätigt, dass mit der Fortschreibung des FEP die hierfür erforderlichen OWP-Flächen ausgewiesen werden. Mit Zuordnung der anzuschließenden OWP-Flächen N-13.3 und N-13.4 entfällt der sich ausschließlich auf den seeseitigen Teil des ONAS NOR-13-2 (vom Grenzkorridor bis zur Konverterplattform) beziehende Vorbehalt.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht NOR-13-2
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

NOR-14-1
DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-14-1

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TenneT

Zubaunetz Offshore DC

Projektbeschreibung

Für Offshore-Netzanbindungssysteme des Zubaunetzes, bei denen keine konkrete Flächenzuweisung im Flächenentwicklungsplan 2025 zu Grunde liegt, ist von den Übertragungsnetzbetreibern mit Wissen der Bundesnetzagentur und dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie im Rahmen der Offshore-Optimierung eine Flächenkulisse als Planungsgrundlage für den Netzentwicklungsplan erarbeitet worden. Diese stellt eine mögliche Variante zur Erreichung der Ausbauziele von 70 GW dar und ist als Vorschlag zu verstehen. Die tatsächlichen Gebiete und Flächen für die Offshore-Windenergie sowie die Standorte der Konverterplattformen und die Trassenführungen der Offshore-Netzanbindungssysteme werden in einem Fortschreibungsprozess des Flächenentwicklungsplans durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie definiert.

Ziel des Offshore-Netzanbindungssystems (ONAS) NOR-14-1 ist die Anbindung von Offshore-Windparks (OWP) mit einer installierten Leistung von insgesamt 2.261 MW im Gebiet N-14 in der Zone 4 der Nordsee über den Grenzkorridor N-III und die Insel Langeoog an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) Großenmeer (ehemaliger Arbeitstitel "Suchraum Rastede") in Niedersachsen.

Das ONAS wird mit der Technologie der Hochspannungsgleichstrom-Übertragung (HGÜ bzw. DC) realisiert und ist gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des Flächenentwicklungsplans (FEP) für eine Übertragungsleistung von 2.000 MW ausgelegt. ONAS mit Inbetriebnahme bis einschließlich 2032 werden gemäß FEP als Direktanbindungskonzept auf 66-kV-Spannungsebene umgesetzt. Ab dem Jahr 2033 erfolgt die Umsetzung des Direktanbindungskonzepts auf 132-kV-Spannungsebene. Bei diesem Konzept werden die AC-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Konverterplattform des Übertragungsnetzbetreibers verbunden. Für die erforderlichen AC-Kabelsysteme in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese im Eigentum des OWP-Vorhabenträgers befinden.

Die Umsetzung des gesamten Projekts erfolgt, bedingt durch das vorgesehene Direktanbindungskonzept, durch eine Maßnahme. Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform und der anteiligen DC-Schaltanlage am NVP Großenmeer. Hierbei wird das DC-Kabelsystem von der Konverterplattform in der ausschließlichen Wirtschaftszone über den Grenzkorridor durch das Küstenmeer und nach erfolgter Inselquerung zum NVP geführt.

Das ONAS NOR-14-1 ist Teil eines Multiterminal-(Hub)-Systems am NVP Großenmeer in Niedersachsen. Die Multiterminallösung umfasst das ONAS NOR-13-1, das ONAS NOR-14-1 sowie die HGÜ-Verbindungen DC34 und DC35. Gegenüber einer Auslegung mit mehreren Konvertern bietet die Multiterminallösung ein Potenzial zur Senkung der Kosten sowie der Rauminanspruchnahme. Die Anbindung des ONAS NOR-14-1 erfolgt an der 525-kV-DC-Schaltanlage am NVP Großenmeer.

Der Anschluss des ONAS NOR-14-1 an den NVP Großenmeer steht im Zusammenhang mit den landseitigen Projekten P119 Netzverstärkung zwischen Conneforde, Elsfleth/West und Samtgemeinde Sottrum sowie DC34 HGÜ-Verbindung zwischen Großenmeer und Bürstadt und DC35 HGÜ-Verbindung zwischen Großenmeer und Suchraum Marxheim.

Als Maßnahme der Offshore-Optimierung wird das ONAS im Szenario C für eine temporäre Höherauslastung auf bis zu 2,1 GW ausgelegt.

Die zu erwartende installierte Erzeugungsleistung durch Offshore-Windenergie im Gebiet N-14, die durch das ONAS NOR-14-1 angeschlossen wird, wird gemäß der Offshore-Optimierung voraussichtlich 2.261 MW betragen.

Weitere Infos zum Projekt

https://www.tennet.eu/de/uebertragungsnetz/offshore-projekte-deutschland/offshore-ausblick-2050

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario / Maßnahmen	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
M250	✓	✓	✓	

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M250 HGÜ-Verbindung NOR-14-1

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: AWZ/Küstenmeer Nordsee Niedersachsen

Ausführung:

Netzausbau	**310 km**
davon Neubau in neuer Trasse (mit MR)	310 km
Geplante Inbetriebnahme:	2037 - 2038

Begründung des geplanten Projekts

Hintergrund des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen in den neu auszuweisenden Flächen innerhalb der AWZ der Nordsee erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in DC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von 2.000 MW in den Szenarien A und B und einer temporären Höherauslastung auf bis zu 2.100 MW im Szenario C ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume.

Durch die Führung des DC-Kabelsystems durch den Grenzkorridor N-III ergibt sich eine Anlandung in Niedersachsen. Es wird Großenmeer als NVP gewählt, weil es das nächstgelegene Umspannwerk ist, an dem zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme des ONAS NOR-14-1 aufgrund vorhandener Planungen freie Kapazität zur Verfügung stehen wird. In Großenmeer ist darüber hinaus ein Multiterminal-(Hub)-System mit NOR-13-1 sowie DC34 und DC35 geplant, wodurch ein Abtransport der Offshore-Windenergie in Richtung Süd- und Westdeutschland erfolgen sollen, welche bereits im NEP 2035 (2021) bestätigt worden ist. Unabhängig von der Wahl von Großenmeer als NVP sind Netzverstärkungs- bzw. Netzausbaumaßnahmen von Conneforde über Elsfleth/West nach Samtgemeinde Sottrum notwendig.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des FEP um. Der NEP führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen unterschiedliche Szenarien und demzufolge verschiedene Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen möglich sind. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Prüfung nach NOVA

Die im NEP erfolgende Prüfung nach dem NOVA-Prinzip ist für Offshore-Maßnahmen im NEP bisher nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Zubau-Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

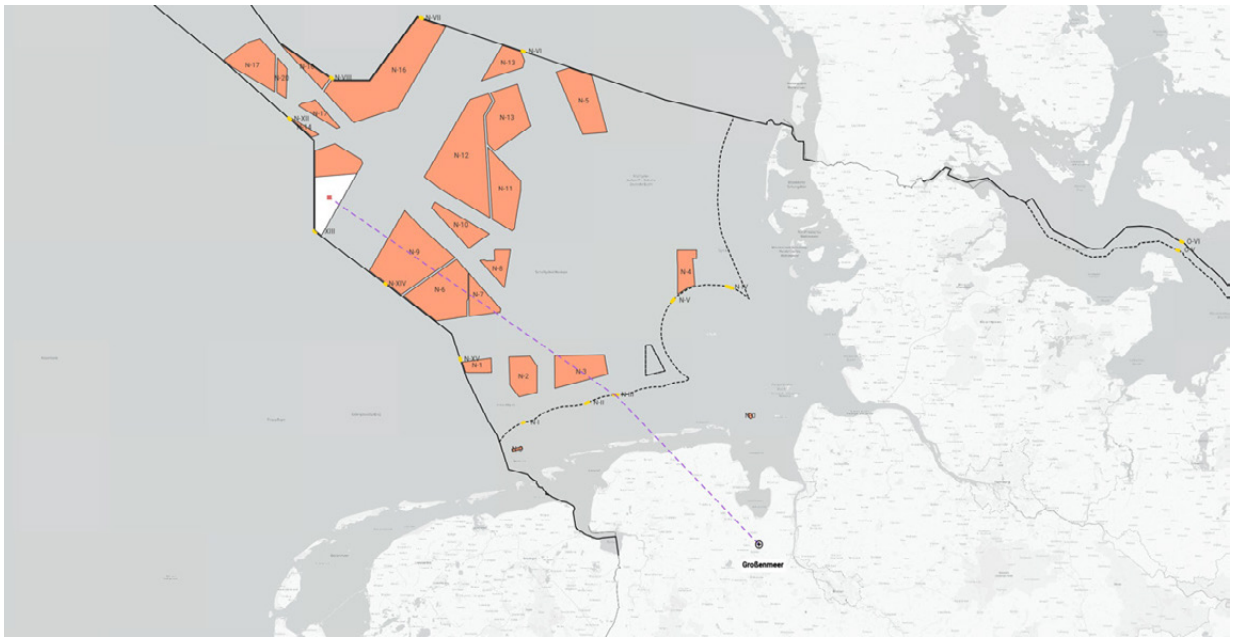
Als alternativer NVP würde der NVP Suchraum Nüttermoor in Betracht kommen, an dem bereits das ONAS NOR-17-2 als Bestandteil eines Multiterminal-(Hub)-Systems vorgesehen ist, sofern das ONAS NOR-19-1 nicht wie geplant ebenfalls an den NVP Suchraum Nüttermoor zu einem späteren Zeitpunkt angeschlossen wird.

Aus räumlichen Gründen bietet sich der Anschluss an die NVP Emden/Ost oder Dörpen/West. An den genannten NVP sind allerdings bereits mehrere ONAS angeschlossen. Bis zur Außerbetriebnahme von ONAS an den genannten NVP mit einer kumulierten Übertragungsleistung von circa 2.000 MW würde der zusätzliche Anschluss eines 2 GW ONAS das UCTE-Kriterium verletzen, laut dem der Ausfall von gekuppelten Sammelschienen nicht zu einem Erzeugungsausfall von mehr als 3.000 MW führen darf. Eine bauliche Entkopplung der Sammelschienen ist an den genannten NVP räumlich nicht möglich.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das ONAS NOR-14-1 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmals unter dem Projektnamen NOR-20-1 identifiziert und unter dem Vorbehalt mit der Bezeichnung NOR-x-10 durch die BNetzA bestätigt, dass mit der Fortschreibung des FEP die hierfür erforderlichen Windparkflächen ausgewiesen werden. Sobald eine Festlegung der erforderlichen Windparkflächen in einer Fortschreibung des FEP erfolgt ist, entfällt der sich ausschließlich auf den seeseitigen Teil des ONAS NOR-14-1 (vom Grenzkorridor bis zur Konverterplattform) beziehende Vorbehalt. Der Suchraum für den NVP Großenmeer wurde im NEP 2035 (2021) von der BNetzA für zwei ONAS bestätigt.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht NOR-14-1
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

NOR-14-2
Windader West
DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-14-2

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

amprion verbindet

Zubaunetz Offshore DC

Projektbeschreibung

Für Offshore-Netzanbindungssysteme des Zubaunetzes, bei denen keine konkrete Flächenzuweisung im Flächenentwicklungsplan 2025 zu Grunde liegt, ist von den Übertragungsnetzbetreibern mit Wissen der Bundesnetzagentur und dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie im Rahmen der Offshore-Optimierung eine Flächenkulisse als Planungsgrundlage für den Netzentwicklungsplan erarbeitet worden. Diese stellt eine mögliche Variante zur Erreichung der Ausbauziele von 70 GW dar und ist als Vorschlag zu verstehen. Die tatsächlichen Gebiete und Flächen für die Offshore-Windenergie sowie die Standorte der Konverterplattformen und die Trassenführungen der Offshore-Netzanbindungssysteme werden in einem Fortschreibungsprozess des Flächenentwicklungsplans durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie definiert.

Ziel des Offshore-Netzanbindungssystems (ONAS) NOR-14-2 ist die Anbindung von Offshore-Windparks (OWP) im Gebiet N-14 (Zone 4) in der Nordsee mit einer installierten Leistung von insgesamt 2.250 MW über den Grenzkorridor N-III und die Insel Langeoog an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) Rommerskirchen in Nordrhein-Westfalen.

Das ONAS wird mit der Technologie der Hochspannungsgleichstrom-Übertragung (HGÜ bzw. DC) realisiert und ist gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des Flächenentwicklungsplans 2025 (FEP) für eine Übertragungsleistung von 2.000 MW ausgelegt. ONAS mit Inbetriebnahme bis einschließlich 2032 werden gemäß FEP als Direktanbindungskonzept auf 66-kV-Spannungsebene umgesetzt. Ab dem Jahr 2033 erfolgt die Umsetzung des Direktanbindungskonzepts auf 132-kV-Spannungsebene. Bei diesem Konzept werden die AC-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Konverterplattform des Übertragungsnetzbetreibers verbunden. Für die erforderlichen AC-Kabelsysteme in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese im Eigentum des

OWP-Vorhabenträgers befinden.

Die Umsetzung des gesamten Projekts erfolgt, bedingt durch das vorgesehene Direktanbindungskonzept, durch eine Maßnahme. Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform und dem genannten NVP sowie der landseitigen Konverterstation und der Anbindungsleitung in das bestehende 380-kV-AC-Netz. Hierbei wird das DC-Kabelsystem von der Konverterplattform in der ausschließlichen Wirtschaftszone über den Grenzkorridor durch das Küstenmeer und mit Inselquerung zum NVP geführt.

Als Maßnahme der Offshore-Optimierung wird das ONAS im Szenario C für eine temporäre Höherauslastung auf bis zu 2,1 GW ausgelegt.

Die zu erwartende installierte Erzeugungsleistung durch Offshore-Windenergie im Gebiet N-14, die durch das ONAS NOR-14-2 angeschlossen wird, wird gemäß der Offshore-Optimierung voraussichtlich 2.250 MW betragen.

Weitere Infos zum Projekt

https://offshore.amprion.net/Projekte/Windader-West/

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario / Maßnahmen	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
M246	✓	✓	✓	✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M246 HGÜ-Verbindung NOR-14-2

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: AWZ/Küstenmeer Nordsee Niedersachsen Nordrhein-Westfalen

Ausführung:

Netzausbau	**633 km**
davon Neubau in neuer Trasse (mit MR)	633 km
Geplante Inbetriebnahme:	2036

Begründung des geplanten Projekts

Hintergrund des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen im Gebiet N-14 erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in DC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von 2.000 MW in den Szenarien A und B und einer temporären Höherauslastung auf bis zu 2.100 MW im Szenario C ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume. Durch die voraussichtliche Führung des DC-Kabelsystems über den Grenzkorridor N-III ergibt sich voraussichtlich eine Anlandung im nordwestlichen Niedersachsen. Es wird Rommerskirchen als NVP gewählt, weil es die nächstgelegene Umspannanlage ist, an der zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme des ONAS NOR-14-2 freie Kapazität zur Verfügung steht und die darüber hinaus die Aufnahmefähigkeit für den Anschluss des ONAS NOR-16-3 besitzt.

Für eine möglichst geringe Rauminanspruchnahme und zur Hebung von Synergien bei der Umsetzung soll das Vorhaben NOR-14-2 auf einer möglichst langen Strecke gemeinsam mit weiteren HGÜ-Maßnahmen des ÜNB Amprion landseitig gebündelt werden. Das ONAS ist hierbei Bestandteil des Energiekorridors Windader West.

Die netztechnische Begründbarkeit lastnaher NVP ergibt sich insbesondere aus einer Zunahme des großindustriellen Energiebedarfs aufgrund von Dekarbonisierungsbestrebungen und Digitalisierung im Rheinland bei einer gleichzeitigen Außerbetriebnahme großer fossiler Kraftwerkskapazitäten in dieser Region. Dem gegenüber steht die großdimensionierte Integration von erneuerbaren Energien im nördlichen Übertragungsnetz, die aufgrund geringerer Lasten zu einem zusätzlichen Nord-Süd-Transportbedarf führt. Aus diesem Grund ergibt sich ein bedarfsgerechtes, optimiertes Verhältnis aus küstennaher und lastnaher Offshore-Integration. Der lastnahe Anschluss von ONAS reduziert somit gezielt den Übertragungsnetzausbau ohne zu einer signifikanten Mehrauslastung des Bestandsnetzes zu führen. Die dadurch einsparbaren Engpassvermeidungskosten rechtfertigen somit die längeren, landseitigen Kabeltrassen, die mit lastnahen NVP einhergehen.

Rommerskirchen ist als NVP besonders geeignet, da es sich um einen gut in das umliegende Übertragungsnetz integrierten Netzknoten handelt, wodurch eine weiträumige Verteilung der angeschlossenen Erzeugungsleistung möglich wird. Insbesondere vor dem Hintergrund der Außerbetriebnahme großer Braunkohleerzeugungskapazitäten, welche heute am Standort Rommerskirchen angeschlossen sind, verfügt der NVP über eine hohe Aufnahmefähigkeit für elektrische Leistung aus regenerativer Erzeugung. Die Integration in die Anlage erfolgt durch eine Satellitenstation im Umfeld. Aufgrund steigender installierter Erzeugungsleistungen von OWP in der Nordsee und zur Deckung weit im Innenland liegender Lastzentren ist das ONAS NOR-14-2 mit

lastnahem NVP Rommerskirchen erforderlich. Auf diese Weise wird die Leistungsfähigkeit des Übertragungsnetzes regionenübergreifend effizient genutzt und die Nachfrage an Übertragung von Elektrizität in Nord-Süd-Richtung befriedigt.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des FEP um. Der NEP führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Prüfung nach NOVA

Die im NEP erfolgende Prüfung nach dem NOVA-Prinzip ist für Offshore-Maßnahmen im NEP bisher nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Zubau-Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

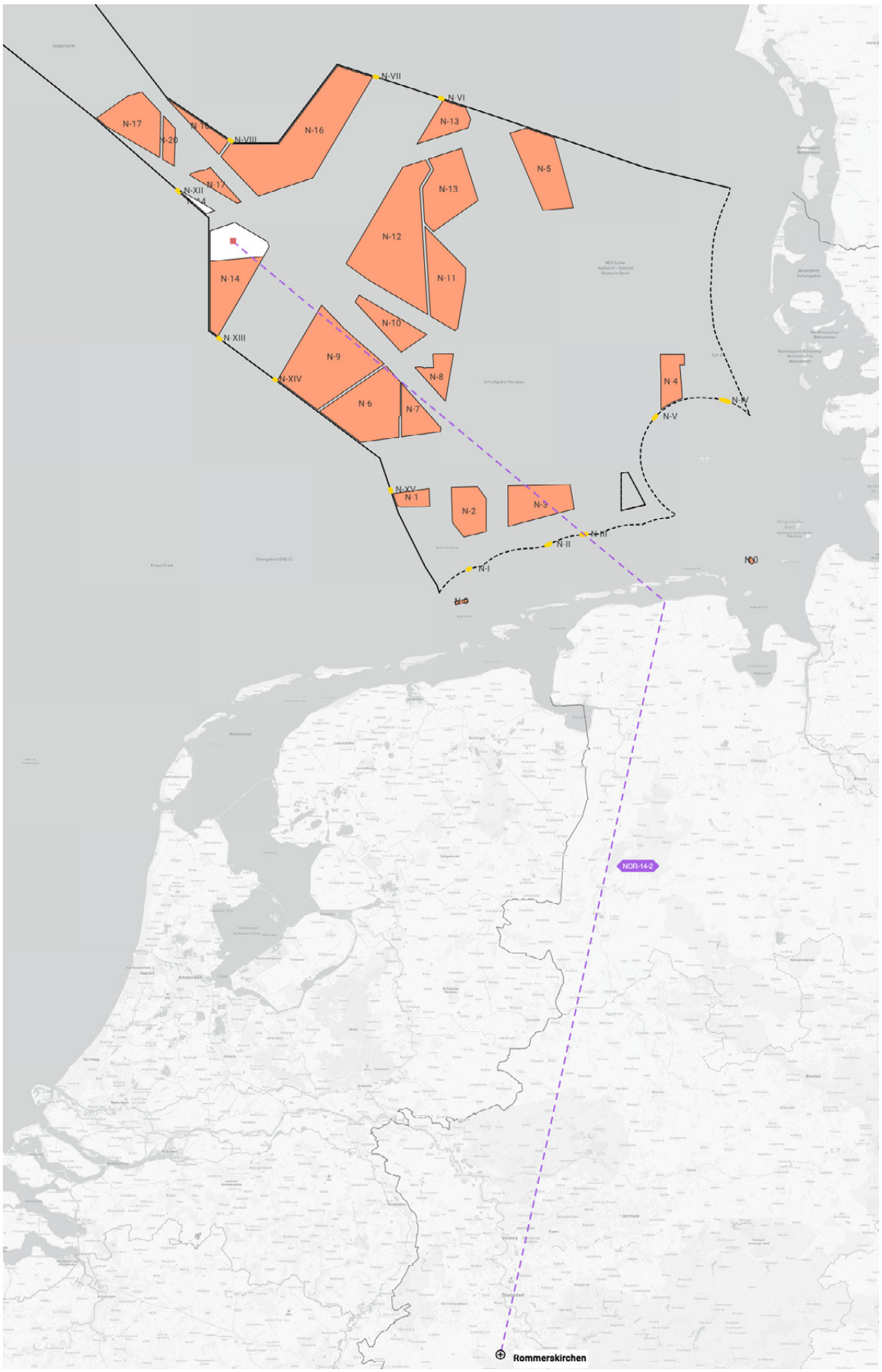
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

In den Netzanalysen hat eine gesamtheitliche Betrachtung geeigneter NVP für die Integration der Offshore-Windenergie stattgefunden. Innerhalb der Amprion Regelzone haben sich NVP im nördlichen Ruhrgebiet, Rheinischen Revier und der Region Rhein-Main übergreifend als besonders geeignet gezeigt. Hierbei wurde das ONAS NOR-14-2 in die Umspannanlage Rommerskirchen im Rheinischen Revier eingebunden.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das ONAS NOR-14-2 wurde im NEP 2035 (2021) erstmals unter dem Projektnamen NOR-x-2 sowie im NEP 2037/2045 (2023) unter dem Projektnamen NOR-17-1 identifiziert und anschließend unter dem Projektnamen NOR-x-1 unter dem Vorbehalt durch die Bundesnetzagentur bestätigt, dass mit der Fortschreibung des FEP die hierfür erforderlichen Windparkflächen ausgewiesen werden. Sobald eine Festlegung der erforderlichen Windparkflächen in einer Fortschreibung des FEP erfolgt ist, entfällt der sich ausschließlich auf den seeseitigen Teil des ONAS NOR-14-2 (vom Grenzkorridor bis zur Konverterplattform) beziehende Vorbehalt.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht NOR-14-2
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

NOR-16-1
DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-16-1

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TenneT

Zubaunetz Offshore DC

Projektbeschreibung

Für Offshore-Netzanbindungssysteme des Zubaunetzes, bei denen keine konkrete Flächenzuweisung im Flächenentwicklungsplan 2025 zu Grunde liegt, ist von den Übertragungsnetzbetreibern mit Wissen der Bundesnetzagentur und dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie im Rahmen der Offshore-Optimierung eine Flächenkulisse als Planungsgrundlage für den Netzentwicklungsplan erarbeitet worden. Diese stellt eine mögliche Variante zur Erreichung der Ausbauziele von 70 GW dar und ist als Vorschlag zu verstehen. Die tatsächlichen Gebiete und Flächen für die Offshore-Windenergie sowie die Standorte der Konverterplattformen und die Trassenführungen der Offshore-Netzanbindungssysteme werden in einem Fortschreibungsprozess des Flächenentwicklungsplans durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie definiert.

Ziel des Offshore-Netzanbindungssystems (ONAS) NOR-16-1 ist die Anbindung von Offshore-Windparks (OWP) mit einer installierten Leistung von insgesamt 2.470 MW im Gebiet N-16 in der Zone 4 der Nordsee über den Grenzkorridor N-IV oder N-V an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) Hardebek in Schleswig-Holstein.

Das ONAS wird mit der Technologie der Hochspannungsgleichstrom-Übertragung (HGÜ bzw. DC) realisiert und ist gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des Flächenentwicklungsplans (FEP) für eine Übertragungsleistung von 2.000 MW ausgelegt. ONAS mit Inbetriebnahme bis einschließlich 2032 werden gemäß FEP als Direktanbindungskonzept auf 66-kV-Spannungsebene umgesetzt. Ab dem Jahr 2033 erfolgt die Umsetzung des Direktanbindungskonzepts auf 132-kV-Spannungsebene. Bei diesem Konzept werden die AC-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Konverterplattform des Übertragungsnetzbetreibers verbunden. Für die erforderlichen AC-Kabelsysteme in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese im Eigentum des OWP-Vorhabenträgers befinden.

Die Umsetzung des gesamten Projekts erfolgt, bedingt durch das vorgesehene Direktanbindungskonzept, durch eine Maßnahme. Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform und dem genannten NVP sowie der landseitigen Konverterstation und der Anbindungsleitung in das bestehende 380-kV-AC-Netz. Hierbei wird das DC-Kabelsystem von der Konverterplattform in der ausschließlichen Wirtschaftszone über den Grenzkorridor durch das Küstenmeer in den Raum Büsum zum NVP Hardebek geführt.

Als Maßnahme der Offshore-Optimierung wird das ONAS im Szenario C für eine temporäre Höherauslastung auf bis zu 2,1 GW ausgelegt.

Das ONAS NOR-16-1 ist für den Anschluss des hybriden Interkonnektors nach Norwegen im Szenario C 2045 vorgesehen.

Die zu erwartende installierte Erzeugungsleistung durch Offshore-Windenergie im Gebiet N-16, die durch das ONAS NOR-16-1 angeschlossen wird, wird gemäß der Offshore-Optimierung voraussichtlich 2.470 MW betragen.

Weitere Infos zum Projekt

https://www.tennet.eu/de/uebertragungsnetz/offshore-projekte-deutschland/offshore-ausblick-2050

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario / Maßnahmen	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
M266	✓	✓	✓	✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M266 HGÜ-Verbindung NOR-16-1

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: AWZ/Küstenmeer Nordsee Schleswig-Holstein

Ausführung:

Netzausbau	**365 km**
davon Neubau in neuer Trasse (mit MR)	365 km
Geplante Inbetriebnahme:	2036

Begründung des geplanten Projekts

Hintergrund des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen in den neu auszuweisenden Flächen innerhalb der AWZ der Nordsee erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in DC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von 2.000 MW in den Szenarien A und B und einer temporären Höherauslastung auf bis zu 2.100 MW im Szenario C ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume.

Durch die Führung des DC-Kabelsystems durch den Grenzkorridor N-IV oder N-V ergibt sich eine Anlandung in Schleswig-Holstein. Es wird Hardebek als NVP gewählt, weil es das nächstgelegene Umspannwerk ist, an dem zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme des ONAS NOR-16-1 freie Kapazität zur Verfügung steht. Zudem zeichnet sich der NVP Hardebek durch eine gute Flächenverfügbarkeit für den Bau einer Konverterstation für den Anschluss eines ONAS aus. Der NVP Hardebek bietet zudem mittelfristig ein Potential für die Errichtung von Elektrolyse-Anlagen.

Derzeit laufen Abstimmung zwischen dem BSH, BfN und ÜNB über einen alternativen Trassenverlauf durch das NSG Sylter Außenriff. Dadurch könnte die voraussichtliche Trassenlänge gegenüber dem aktuellen Stand erheblich reduziert werden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des FEP um. Der NEP führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen unterschiedliche Szenarien und demzufolge verschiedene Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen möglich sind. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Prüfung nach NOVA

Die im NEP erfolgende Prüfung nach dem NOVA-Prinzip ist für Offshore-Maßnahmen im NEP bisher nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Zubau-Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Als alternativer NVP zum Zeitpunkt der geplanten Fertigstellung würde der NVP Sahms/Nord in Betracht kommen. Allerdings ist das Umspannwerk Sahms/Nord für die Anbindung eines ONAS vorgesehen, welches im Jahr 2037 fertiggestellt werden soll.

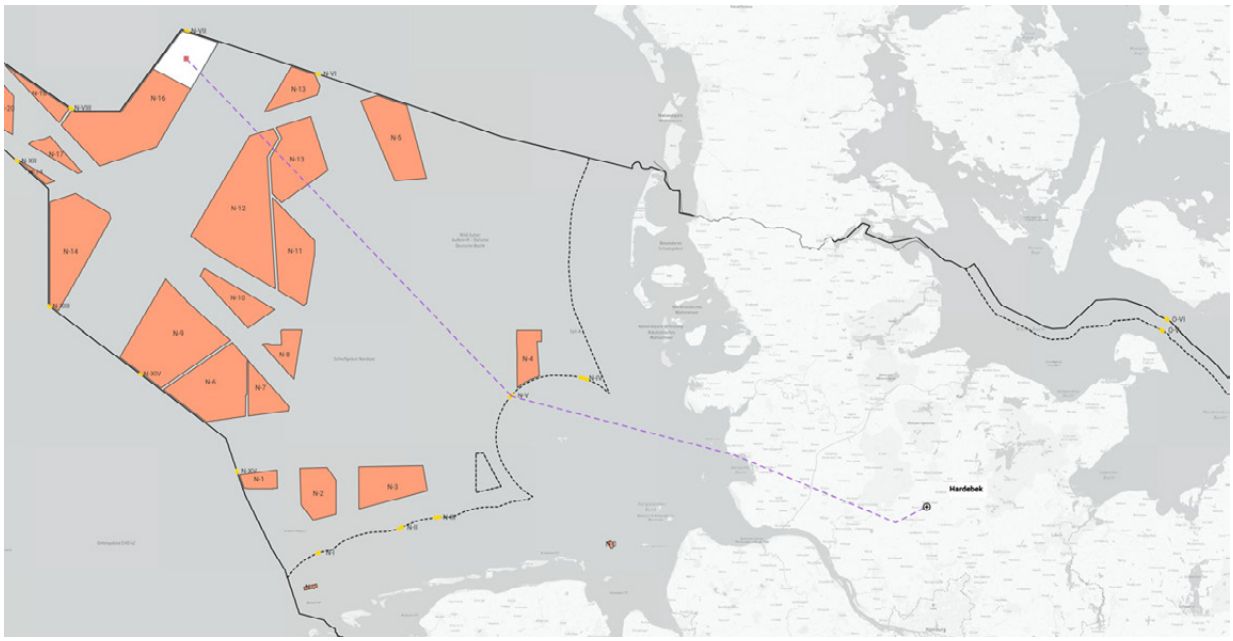
Der Anschluss eines weiteren ONAS mit einer Übertragungsleistung von 2 GW an die alternativen NVP Hochwöhrden (Gemeinde Wöhrden) und im Suchraum Pöschendorf ist aufgrund der Aufnahmefähigkeit des Übertragungsnetzes ebenfalls nicht möglich, da dort bereits jeweils zwei ONAS mit einer Übertragungsleistung von je 2 GW angeschlossen werden.

Der alternative NVP Ulzburg erscheint nach initialer Prüfung der Flächenverfügbarkeit für die Errichtung einer Konverterstation weniger geeignet.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das ONAS NOR-16-1 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmals unter dem Projektnamen NOR-18-1 identifiziert und unter dem Vorbehalt mit der Bezeichnung NOR-x-6 durch die BNetzA bestätigt, dass mit der Fortschreibung des FEP die hierfür erforderlichen Windparkflächen ausgewiesen werden. Sobald eine Festlegung der erforderlichen Windparkflächen in einer Fortschreibung des FEP erfolgt ist, entfällt der sich ausschließlich auf den seeseitigen Teil des ONAS NOR-16-1 (vom Grenzkorridor bis zur Konverterplattform) beziehende Vorbehalt.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht NOR-16-1
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

NOR-16-2
DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-16-2

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

50hertz | Elia Group

Zubaunetz Offshore DC

Projektbeschreibung

Für Offshore-Netzanbindungssysteme des Zubaunetzes, bei denen keine konkrete Flächenzuweisung im Flächenentwicklungsplan 2025 zu Grunde liegt, ist von den Übertragungsnetzbetreibern mit Wissen der Bundesnetzagentur und dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie im Rahmen der Offshore-Optimierung eine Flächenkulisse als Planungsgrundlage für den Netzentwicklungsplan erarbeitet worden. Diese stellt eine mögliche Variante zur Erreichung der Ausbauziele von 70 GW dar und ist als Vorschlag zu verstehen. Die tatsächlichen Gebiete und Flächen für die Offshore-Windenergie sowie die Standorte der Konverterplattformen und die Trassenführungen der Offshore-Netzanbindungssysteme werden in einem Fortschreibungsprozess des Flächenentwicklungsplans durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie definiert.

Ziel des Offshore-Netzanbindungssystems (ONAS) NOR-16-2 ist die Anbindung eines Offshore-Windparks (OWP) in der Fläche N-16.2 in der Zone 4 der Nordsee mit einer installierten Leistung von insgesamt ca. 2.443 MW über den Grenzkorridor N-V an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) im Suchraum der Ämter Büchen/ Breitenfelde/ Schwarzenbek-Land in Schleswig-Holstein. Zur Verbesserung der Lesbarkeit wird im weiteren Verlauf der Suchraum der Ämter Büchen/ Breitenfelde/ Schwarzenbek-Land wie folgt abgekürzt: Suchraum BBS.

Das ONAS wird mit der Technologie der Hochspannungsgleichstrom-Übertragung (HGÜ bzw. DC) realisiert und ist gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des Flächenentwicklungsplans 2025 (FEP) für eine Übertragungsleistung von 2.000 MW ausgelegt. ONAS mit Inbetriebnahme bis einschließlich 2032 werden gemäß FEP als Direktanbindungskonzept auf 66-kV-Spannungsebene umgesetzt. Ab dem Jahr 2033 erfolgt die Umsetzung des Direktanbindungskonzepts auf 132-kV-Spannungsebene. Bei diesem Konzept werden die AC-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Konverterplattform des Übertragungsnetzbetreibers verbunden. Für die erforderlichen AC-Kabelsysteme in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese im Eigentum des

OWP-Vorhabenträgers befinden.

Die Umsetzung des gesamten Projekts erfolgt, bedingt durch das vorgesehene Direktanbindungskonzept, durch eine Maßnahme. Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform und der HGÜ-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform und der DC-Schaltanlage im NVP im Suchraum BBS. Hierbei wird das DC-Kabelsystem von der Konverterplattform in der AWZ über den Grenzkorridor N-V durch das Küstenmeer über den Anlandungspunkt im Raum Büsum zum NVP im Suchraum BBS geführt. Nach aktuellem Planungsstand ist das ONAS NOR-16-2 Teil eines Multiterminal-(Hub)-Systems. Die Multiterminallösung umfasst das ONAS NOR-16-2, das ONAS NOR-13-2 sowie die HGÜ-Verbindung DC42 und DC42plus von Mecklenburg-Vorpommern nach Baden-Württemberg und Bayern.

Für eine möglichst geringe Rauminanspruchnahme und zur Hebung von Synergien bei der Umsetzung wird das ONAS NOR-16-2 auf einer möglichst langen Strecke, insbesondere im Küstenmeer von Schleswig-Holstein, gemeinsam mit anderen ONAS gebündelt werden.

Als Maßnahme der Offshore-Optimierung wird das ONAS im Szenario C für eine temporäre Höherauslastung auf bis zu 2,1 GW ausgelegt. Zudem besteht bei dem ONAS grundsätzlich die Möglichkeit einer nationalen oder internationalen Offshore-Vernetzung.

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario / Maßnahmen	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
M265	✓	✓	✓	✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M265 HGÜ-Verbindung NOR-16-2

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: AWZ/Küstenmeer Nordsee Schleswig-Holstein

Ausführung:

Netzausbau	**438 km**
davon Neubau in neuer Trasse (mit MR)	438 km
Geplante Inbetriebnahme:	2037

Begründung des geplanten Projekts

Hintergrund des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen im Gebiet N-16 erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in DC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von 2.000 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume.

Durch die Führung des DC-Kabelsystems durch den Grenzkorridor N-V ergibt sich eine Anlandung in Schleswig-Holstein. Es wird der Suchraum BBS als NVP gewählt, weil es die nächstgelegene Schaltanlage ist, an der zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme des ONAS NOR-16-2 freie Kapazität zur Verfügung stehen wird. Es ist die technisch, wirtschaftlich und zeitlich optimalste Gesamtlösung.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative NVP betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen NVP sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des FEP um. Der NEP führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen unterschiedliche Szenarien und demzufolge verschiedene Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen möglich sind. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Prüfung nach NOVA

Die im NEP erfolgende Prüfung nach dem NOVA-Prinzip ist für Offshore-Maßnahmen im NEP bisher nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Zubau-Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

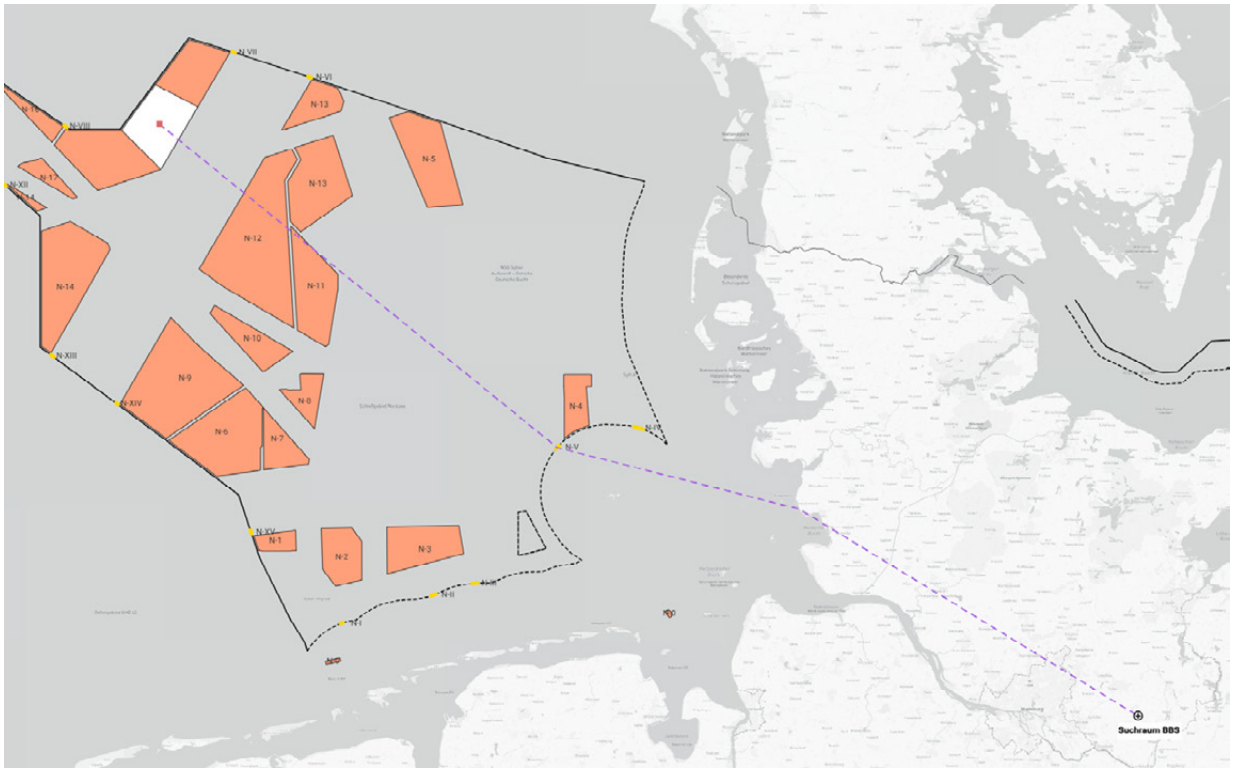
Als alternativer NVP zum Zeitpunkt der geplanten Fertigstellung würde der NVP Hardebek in Betracht kommen. Allerdings ist der NVP Hardebek für die Anbindung eines anderen ONAS vorgesehen, welches ebenfalls im Jahr 2035 fertiggestellt werden soll.

Der Anschluss eines weiteren ONAS mit einer Übertragungsleistung von 2 GW an die alternativen NVP Hochwöhrden und im Suchraum der Gemeinden Pöschendorf/Hadenfeld/Kaisborstel/Agethorst/Mehlbek ist aufgrund der Aufnahmefähigkeit des Übertragungsnetzes ebenfalls nicht möglich, da dort bereits zwei ONAS mit einer Übertragungsleistung von jeweils 2 GW angeschlossen werden.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das ONAS NOR-16-2 wurde im NEP Strom 2037/2045 (2023) unter dem Projektnamen ONAS NOR-x-3 mit einem NVP in Sahms/Nord identifiziert und unter dem Vorbehalt durch die Bundesnetzagentur bestätigt, dass mit der Fortschreibung des FEP die hierfür erforderlichen OWP-Flächen ausgewiesen werden. Sobald eine Festlegung der erforderlichen OWP-Flächen in einer Fortschreibung des FEP erfolgt ist, entfällt der sich ausschließlich auf den seeseitigen Teil des ONAS NOR-16-2 (vom Grenzkorridor bis zur Konverterplattform) beziehende Vorbehalt.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht NOR-16-2
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

NOR-16-3
Windader West
DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-16-3

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

amprion verbindet

Zubaunetz Offshore DC

Projektbeschreibung

Für Offshore-Netzanbindungssysteme des Zubaunetzes, bei denen keine konkrete Flächenzuweisung im Flächenentwicklungsplan 2025 zu Grunde liegt, ist von den Übertragungsnetzbetreibern mit Wissen der Bundesnetzagentur und dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie im Rahmen der Offshore-Optimierung eine Flächenkulisse als Planungsgrundlage für den Netzentwicklungsplan erarbeitet worden. Diese stellt eine mögliche Variante zur Erreichung der Ausbauziele von 70 GW dar und ist als Vorschlag zu verstehen. Die tatsächlichen Gebiete und Flächen für die Offshore-Windenergie sowie die Standorte der Konverterplattformen und die Trassenführungen der Offshore-Netzanbindungssysteme werden in einem Fortschreibungsprozess des Flächenentwicklungsplans durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie definiert.

Ziel des Offshore-Netzanbindungssystems (ONAS) NOR-16-3 ist die Anbindung von Offshore-Windparks (OWP) im Gebiet N-16 (Zone 4) in der Nordsee mit einer installierten Leistung von insgesamt 2.435 MW über den Grenzkorridor N-III und die Insel Langeoog an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) Rommerskirchen in Nordrhein-Westfalen.

Das ONAS wird mit der Technologie der Hochspannungsgleichstrom-Übertragung (HGÜ bzw. DC) realisiert und ist gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des Flächenentwicklungsplans 2025 (FEP) für eine Übertragungsleistung von 2.000 MW ausgelegt. ONAS mit Inbetriebnahme bis einschließlich 2032 werden gemäß FEP als Direktanbindungskonzept auf 66-kV-Spannungsebene umgesetzt. Ab dem Jahr 2033 erfolgt die Umsetzung des Direktanbindungskonzepts auf 132-kV-Spannungsebene. Bei diesem Konzept werden die AC-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Konverterplattform des Übertragungsnetzbetreibers verbunden. Für die erforderlichen AC-Kabelsysteme in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese im Eigentum des

OWP-Vorhabenträgers befinden.

Die Umsetzung des gesamten Projekts erfolgt, bedingt durch das vorgesehene Direktanbindungskonzept, durch eine Maßnahme. Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform und dem genannten NVP sowie der landseitigen Konverterstation und der Anbindungsleitung in das bestehende 380-kV-AC-Netz. Hierbei wird das DC-Kabelsystem von der Konverterplattform in der ausschließlichen Wirtschaftszone über den Grenzkorridor durch das Küstenmeer und mit Inselquerung zum NVP geführt.

Als Maßnahme der Offshore-Optimierung wird das ONAS im Szenario C für eine temporäre Höherauslastung auf bis zu 2,1 GW ausgelegt.

Die zu erwartende installierte Erzeugungsleistung durch Offshore-Windenergie im Gebiet N-16, die durch das ONAS NOR-16-3 angeschlossen wird, wird gemäß der Offshore-Optimierung voraussichtlich 2.435 MW betragen.

Weitere Infos zum Projekt

https://offshore.amprion.net/Projekte/Windader-West/

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario / Maßnahmen	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
M260	✓	✓	✓	

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M260 HGÜ-Verbindung NOR-16-3

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: AWZ/Küstenmeer Nordsee Niedersachsen Nordrhein-Westfalen

Ausführung:

Netzausbau	**644 km**
davon Neubau in neuer Trasse (mit MR)	644 km
Geplante Inbetriebnahme:	2037 - 2038

Begründung des geplanten Projekts

Hintergrund des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen im Gebiet N-16 erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in DC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von 2.000 MW in den Szenarien A und B und einer temporären Höherauslastung auf bis zu 2.100 MW im Szenario C ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume. Durch die voraussichtliche Führung des DC-Kabelsystems über den Grenzkorridor N-III ergibt sich voraussichtlich eine Anlandung im nordwestlichen Niedersachsen. Es wird Rommerskirchen als NVP gewählt, weil es die nächstgelegene Umspannanlage ist, an der zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme des ONAS NOR-16-3 freie Kapazität zur Verfügung steht und die nicht bereits durch den Anschluss des ONAS NOR-14-2 ausgeschöpft ist.

Für eine möglichst geringe Rauminanspruchnahme und zur Hebung von Synergien bei der Umsetzung soll das Vorhaben NOR-16-3 auf einer möglichst langen Strecke gemeinsam mit weiteren HGÜ-Maßnahmen des ÜNB Amprion landseitig gebündelt werden. Das ONAS ist hierbei Bestandteil des Energiekorridors Windader West.

Die netztechnische Begründbarkeit lastnaher NVP ergibt sich insbesondere aus einer Zunahme des großindustriellen Energiebedarfs aufgrund von Dekarbonisierungsbestrebungen und Digitalisierung im Rheinland bei einer gleichzeitigen Außerbetriebnahme großer fossiler Kraftwerkskapazitäten in dieser Region. Dem gegenüber steht die großdimensionierte Integration von erneuerbaren Energien im nördlichen Übertragungsnetz, die aufgrund geringerer Lasten zu einem zusätzlichen Nord-Süd-Transportbedarf führt. Aus diesem Grund ergibt sich ein bedarfsgerechtes, optimiertes Verhältnis aus küstennaher und lastnaher Offshore-Integration. Der lastnahe Anschluss von ONAS reduziert somit gezielt den Übertragungsnetzausbau ohne zu einer signifikanten Mehrauslastung des Bestandsnetzes zu führen. Die dadurch einsparbaren Engpassvermeidungskosten rechtfertigen somit die längeren, landseitigen Kabeltrassen, die mit lastnahen NVP einhergehen.

Rommerskirchen ist als NVP besonders geeignet, da es sich um einen gut in das umliegende Übertragungsnetz integrierten Netzknoten handelt, wodurch eine weiträumige Verteilung der angeschlossenen Erzeugungsleistung möglich wird. Insbesondere vor dem Hintergrund der Außerbetriebnahme großer Braunkohleerzeugungskapazitäten, welche heute am Standort Rommerskirchen angeschlossen sind, verfügt der NVP über eine hohe Aufnahmefähigkeit für elektrische Leistung aus regenerativer Erzeugung. Die Integration in die Anlage erfolgt durch eine Satellitenstation im Umfeld. Aufgrund steigender installierter Erzeugungsleistungen von OWP in der Nordsee und zur Deckung weit im Innenland liegender Lastzentren ist das ONAS NOR-16-3 mit

lastnahem NVP Rommerskirchen erforderlich. Auf diese Weise wird die Leistungsfähigkeit des Übertragungsnetzes regionenübergreifend effizient genutzt und die Nachfrage an Übertragung von Elektrizität in Nord-Süd-Richtung befriedigt.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des FEP um. Der NEP führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Prüfung nach NOVA

Die im NEP erfolgende Prüfung nach dem NOVA-Prinzip ist für Offshore-Maßnahmen im NEP bisher nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Zubau-Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

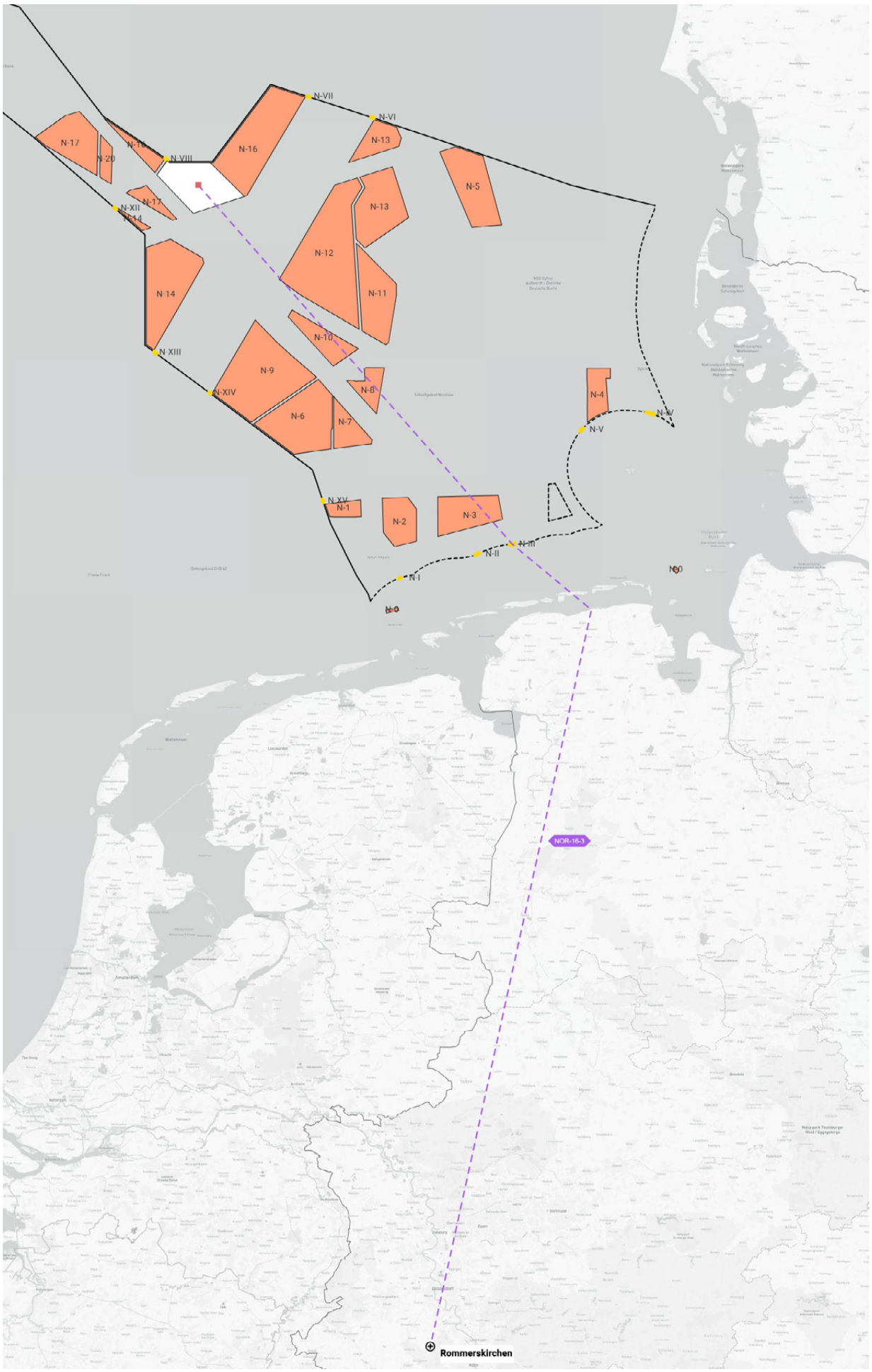
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

In den Netzanalysen hat eine gesamtheitliche Betrachtung geeigneter NVP für die Integration der Offshore-Windenergie stattgefunden. Innerhalb der Amprion Regelzone haben sich NVP im nördlichen Ruhrgebiet, Rheinischen Revier und der Region Rhein-Main übergreifend als besonders geeignet gezeigt. Hierbei wurde das ONAS NOR-16-3 in die Umspannanlage Rommerskirchen im Rheinischen Revier eingebunden.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das ONAS NOR-16-3 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmals unter dem Projektnamen ONAS NOR-x-10 identifiziert und anschließend unter dem Projektnamen NOR-x-14 unter dem Vorbehalt durch die Bundesnetzagentur bestätigt, dass mit der Fortschreibung des FEP die hierfür erforderlichen Windparkflächen ausgewiesen werden. Sobald eine Festlegung der erforderlichen Windparkflächen in einer Fortschreibung des FEP erfolgt ist, entfällt der sich ausschließlich auf den seeseitigen Teil des ONAS NOR-16-3 (vom Grenzkorridor bis zur Konverterplattform) beziehende Vorbehalt.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht NOR-16-3

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

NOR-16-4
Rhein-Main-Link
DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-16-4

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

amprion verbindet

Zubaunetz Offshore DC

Weitere Informationen

BBP-Nr: 82b

Projektbeschreibung

Für Offshore-Netzanbindungssysteme des Zubaunetzes, bei denen keine konkrete Flächenzuweisung im Flächenentwicklungsplan 2025 zu Grunde liegt, ist von den Übertragungsnetzbetreibern mit Wissen der Bundesnetzagentur und dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie im Rahmen der Offshore-Optimierung eine Flächenkulisse als Planungsgrundlage für den Netzentwicklungsplan erarbeitet worden. Diese stellt eine mögliche Variante zur Erreichung der Ausbauziele von 70 GW dar und ist als Vorschlag zu verstehen. Die tatsächlichen Gebiete und Flächen für die Offshore-Windenergie sowie die Standorte der Konverterplattformen und die Trassenführungen der Offshore-Netzanbindungssysteme werden in einem Fortschreibungsprozess des Flächenentwicklungsplans durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie definiert.

Ziel des Offshore-Netzanbindungssystems (ONAS) NOR-16-4 ist die Anbindung von Offshore-Windparks (OWP) im Gebiet N-16 (Zone 4) in der Nordsee mit einer installierten Leistung von insgesamt 2.398 MW über den Grenzkorridor N-III und die Insel Langeoog an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) Kriftel in Hessen.

Das ONAS wird mit der Technologie der Hochspannungsgleichstrom-Übertragung (HGÜ bzw. DC) realisiert und ist gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des Flächenentwicklungsplans

2025 (FEP) für eine Übertragungsleistung von 2.000 MW ausgelegt. ONAS mit Inbetriebnahme bis einschließlich 2032 werden gemäß FEP als Direktanbindungskonzept auf 66-kV-Spannungsebene umgesetzt. Ab dem Jahr 2033 erfolgt die Umsetzung des Direktanbindungskonzepts auf 132-kV-Spannungsebene. Bei diesem Konzept werden die AC-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Konverterplattform des Übertragungsnetzbetreibers verbunden. Für die erforderlichen AC-Kabelsysteme in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese im Eigentum des OWP-Vorhabenträgers befinden.

Die Umsetzung des gesamten Projekts erfolgt, bedingt durch das vorgesehene Direktanbindungskonzept, durch eine Maßnahme. Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform und dem genannten NVP sowie der landseitigen Konverterstation und der Anbindungsleitung in das bestehende 380-kV-AC-Netz. Hierbei wird das DC-Kabelsystem von der Konverterplattform in der ausschließlichen Wirtschaftszone über den Grenzkorridor durch das Küstenmeer und mit Inselquerung zum NVP geführt.

Als Maßnahme der Offshore-Optimierung wird das ONAS im Szenario C für eine temporäre Höherauslastung auf bis zu 2,1 GW ausgelegt.

Die zu erwartende installierte Erzeugungsleistung durch Offshore-Windenergie in den Gebieten N-16 und N-17, die durch das ONAS NOR-16-4 angeschlossen wird, wird gemäß der Offshore-Optimierung voraussichtlich 2.398 MW betragen.

Weitere Infos zum Projekt

https://rhein-main-link.amprion.net/

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario / Maßnahmen	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
M257		✓		✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M257 HGÜ-Verbindung NOR-16-4

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: AWZ/Küstenmeer Nordsee Hessen Niedersachsen Nordrhein-Westfalen

Ausführung:

Netzausbau	**848 km**
davon Neubau in neuer Trasse (mit MR)	848 km
Geplante Inbetriebnahme:	2038 - 2039

Begründung des geplanten Projekts

Hintergrund des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen im Gebiet N-16 erzeugte Leistung abzuführen. Das Vorhaben ist im Bundesbedarfsplan unter der Nummer 82b enthalten, womit dessen Erforderlichkeit gesetzlich festgestellt wurde. Die Ausführung dieses Projekts in DC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von 2.000 MW in den Szenarien A und B und einer temporären Höherauslastung auf bis zu 2.100 MW im Szenario C ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume. Durch die voraussichtliche Führung des DC-Kabelsystems über den Grenzkorridor N-III ergibt sich voraussichtlich eine Anlandung im nordwestlichen Niedersachsen. Es wird Kriftel als NVP gewählt, weil es die nächstgelegene Umspannanlage ist, an der zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme des ONAS NOR-16-4 freie Kapazität zur Verfügung steht und die nicht bereits für den Anschluss eines anderen ONAS vorgesehen ist.

Für eine möglichst geringe Rauminanspruchnahme und zur Hebung von Synergien bei der Umsetzung wird das Projekt NOR-16-4 gemeinsam mit den Maßnahmen DC34 und DC35 sowie dem ONAS NOR-17-1 in einem gemeinsamen Korridor (Rhein-Main-Link) ab Ovelgönne/Rastede/Wiefelstede/Westerstede gebündelt umgesetzt. Für NOR-16-4 wurde gemäß § 12c Abs. 2a EnWG ein Präferenzraum von der Bundesnetzagentur ermittelt sowie im Juni 2024 ein Antrag auf Planfeststellung gem § 19 NABEG für den Absschnitt Ovelgönne/Rastede/Wiefelstede/Westersede bis nach Kriftel gestellt. Für den Abschnitt Küstenmeer wurde im März 2024 eine Anzeige auf Verzicht der Durchführung einer Raumverträglichkeitsprüfung bei einer Querung der Insel Langeoog gestellt. Dem Verzicht wurde im Mai 2024 vom ArL Weser-Ems zugestimmt.

Die netztechnische Begründbarkeit lastnaher NVP ergibt sich insbesondere aus einer Zunahme des großindustriellen Energiebedarfs aufgrund von Dekarbonisierungsbestrebungen und Digitalisierung im Rhein-Main-Gebiet bei einer gleichzeitigen Außerbetriebnahme großer fossiler Kraftwerkskapazitäten in dieser Region. Der Rhein-Main-Link trägt insbesondere dazu bei, die bei den Netzbetreibern zugesagten Leistungsmehrbedarfen durch Rechenzentren abzudecken. Dem gegenüber steht die

großdimensionierte Integration von erneuerbaren Energien im nördlichen Übertragungsnetz, die aufgrund geringerer Lasten zu einem zusätzlichen Nord-Süd-Transportbedarf führt. Aus diesem Grund ergibt sich ein bedarfsgerechtes, optimiertes Verhältnis aus küstennaher und lastnaher Offshore-Integration. Der lastnahe Anschluss von ONAS reduziert somit gezielt den Übertragungsnetzausbau ohne zu einer signifikanten Mehrauslastung des Bestandsnetzes zu führen. Die dadurch einsparbaren Engpassvermeidungskosten rechtfertigen somit die längeren, landseitigen Kabeltrassen, die mit lastnahen NVP einhergehen.

Kriftel ist als NVP besonders geeignet, da es sich um einen gut in das umliegende Übertragungsnetz integrierten Netzknoten handelt, wodurch eine weiträumige Verteilung der angeschlossenen Erzeugungsleistung möglich wird. Aufgrund steigender installierter Erzeugungsleistungen von OWP in der Nordsee und zur Deckung weit im Innenland liegender Lastzentren ist das ONAS NOR-16-4 mit lastnahem NVP Kriftel erforderlich. Auf diese Weise wird die Leistungsfähigkeit des Übertragungsnetzes regionenübergreifend effizient genutzt und die Nachfrage an Übertragung von Elektrizität in Nord-Süd-Richtung befriedigt.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des FEP um. Der NEP führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Prüfung nach NOVA

Die im NEP erfolgende Prüfung nach dem NOVA-Prinzip ist für Offshore-Maßnahmen im NEP bisher nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Zubau-Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

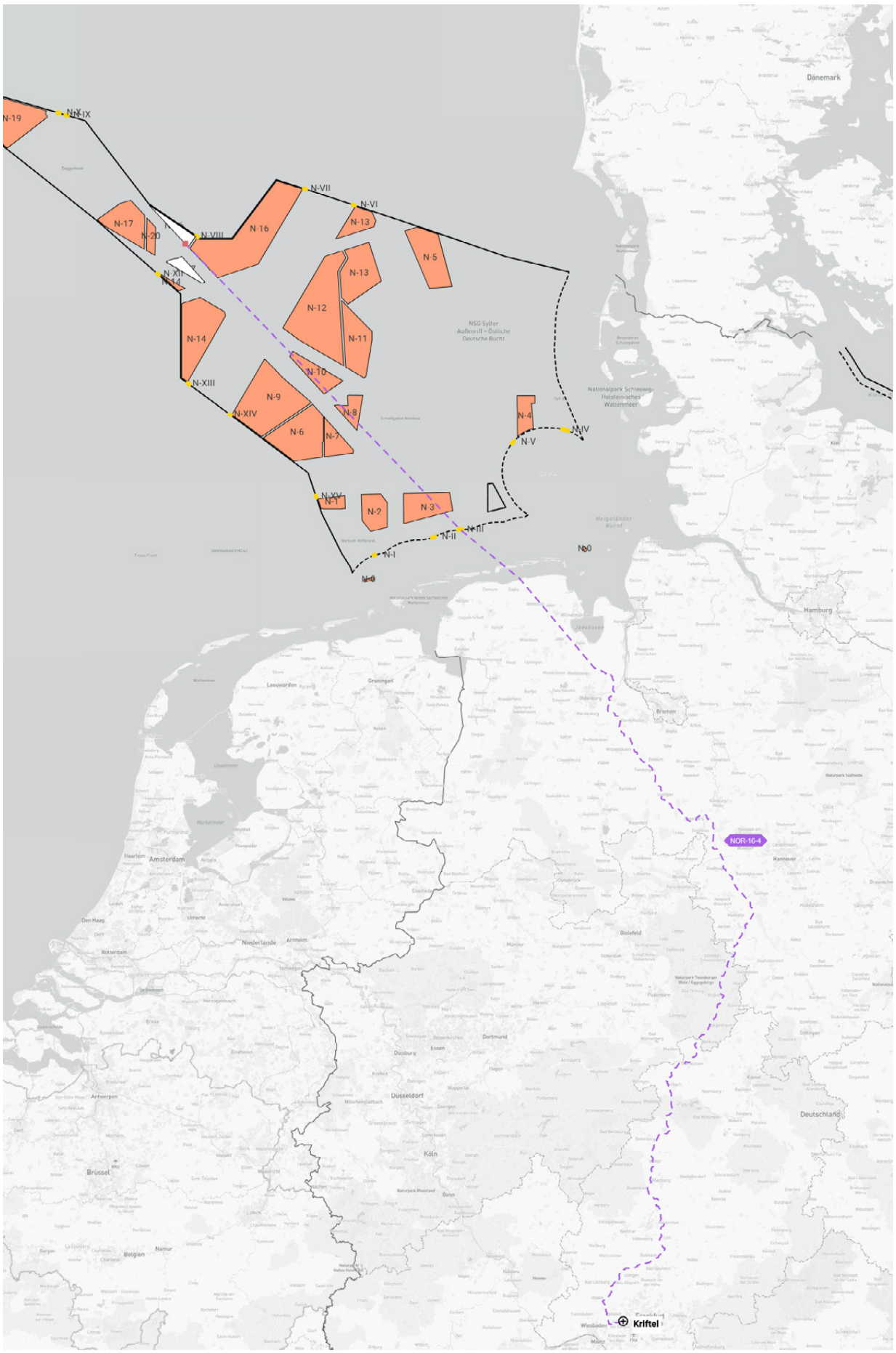
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

In den Netzanalysen hat eine gesamtheitliche Betrachtung geeigneter NVP für die Integration der Offshore-Windenergie stattgefunden. Innerhalb der Amprion Regelzone haben sich NVP im nördlichen Ruhrgebiet, Rheinischen Revier und der Region Rhein-Main übergreifend als besonders geeignet gezeigt. Hierbei wurde das ONAS NOR-16-4 in die Umspannanlage Kriftel im Rhein-Main-Gebiet eingebunden.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das ONAS NOR-16-4 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmals unter dem Projektnamen ONAS NOR-19-3 identifiziert und anschließend unter dem Projektnamen NOR-x-4 unter dem Vorbehalt durch die Bundesnetzagentur bestätigt, dass mit der Fortschreibung des FEP die hierfür erforderlichen Windparkflächen ausgewiesen werden. Sobald eine Festlegung der erforderlichen Windparkflächen in einer Fortschreibung des FEP erfolgt ist, entfällt der sich ausschließlich auf den seeseitigen Teil des ONAS NOR-16-4 (vom Grenzkorridor bis zur Konverterplattform) beziehende Vorbehalt. Das ONAS NOR-16-4 ist vom Grenzkorridor N-III mit Führung über den RaumOvelgönne/Rastede/Wiefelstede/Westerstede bis nach Kriftel als Vorhaben Nr. 82b im Bundesbedarfsplangesetz enthalten. Damit ist die energiewirtschaftliche Notwendigkeit gemäß § 1 Abs. 1 S. 1 BBPlG gesetzlich festgestellt.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht NOR-16-4
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

NOR-17-1
Rhein-Main-Link
DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-17-1

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

amprion verbindet

Zubaunetz Offshore DC

Weitere Informationen

BBP-Nr: 82c

Projektbeschreibung

Für Offshore-Netzanbindungssysteme des Zubaunetzes, bei denen keine konkrete Flächenzuweisung im Flächenentwicklungsplan 2025 zu Grunde liegt, ist von den Übertragungsnetzbetreibern mit Wissen der Bundesnetzagentur und dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie im Rahmen der Offshore-Optimierung eine Flächenkulisse als Planungsgrundlage für den Netzentwicklungsplan erarbeitet worden. Diese stellt eine mögliche Variante zur Erreichung der Ausbauziele von 70 GW dar und ist als Vorschlag zu verstehen. Die tatsächlichen Gebiete und Flächen für die Offshore-Windenergie sowie die Standorte der Konverterplattformen und die Trassenführungen der Offshore-Netzanbindungssysteme werden in einem Fortschreibungsprozess des Flächenentwicklungsplans durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie definiert.

Ziel des Offshore-Netzanbindungssystems (ONAS) NOR-17-1 ist die Anbindung von Offshore-Windparks (OWP) in den Gebieten N-17 und N-20 (Zone 4) in der Nordsee mit einer installierten Leistung von insgesamt 2.151 MW über den Grenzkorridor N-III und die Insel Langeoog an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) Suchraum Ried, der sich in Südhessen über die Kommunen Bürstadt, Biblis, Groß-Rohrheim, Gernsheim und Biebesheim am Rhein erstreckt.

Das ONAS wird mit der Technologie der Hochspannungsgleichstrom-Übertragung (HGÜ bzw. DC) realisiert und ist gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des Flächenentwicklungsplans 2025 (FEP) für eine Übertragungsleistung von 2.000 MW ausgelegt. ONAS mit Inbetriebnahme bis einschließlich 2032 werden gemäß FEP als Direktanbindungskonzept auf 66-kV-Spannungsebene umgesetzt. Ab dem Jahr 2033 erfolgt die Umsetzung des Direktanbindungskonzepts auf 132-kV-Spannungsebene. Bei diesem Konzept werden die AC-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Konverterplattform des Übertragungsnetzbetreibers verbunden. Für die erforderlichen AC-Kabelsysteme in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese im Eigentum des OWP-Vorhabenträgers befinden.

Die Umsetzung des gesamten Projekts erfolgt, bedingt durch das vorgesehene Direktanbindungskonzept, durch eine Maßnahme. Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform und dem genannten NVP sowie der landseitigen Konverterstation und der Anbindungsleitung in das bestehende 380-kV-AC-Netz. Hierbei wird das DC-Kabelsystem von der Konverterplattform in der ausschließlichen Wirtschaftszone über den Grenzkorridor durch das Küstenmeer und mit Inselquerung zum NVP geführt.

Als Maßnahme der Offshore-Optimierung wird das ONAS im Szenario C für eine temporäre Höherauslastung auf bis zu 2,1 GW ausgelegt.

Das ONAS NOR-17-1 ist für den Anschluss des hybriden Interkonnektors nach Norwegen im Szenario A 2045 vorgesehen.

Die zu erwartende installierte Erzeugungsleistung durch Offshore-Windenergie im Gebiet N-17, die durch das ONAS NOR-17-1 angeschlossen wird, wird gemäß der Offshore-Optimierung voraussichtlich 2.151 MW betragen.

Weitere Infos zum Projekt

https://rhein-main-link.amprion.net/

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario / Maßnahmen	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
M258		✓		✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M258 HGÜ-Verbindung NOR-17-1

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: AWZ/Küstenmeer Nordsee Hessen Niedersachsen Nordrhein-Westfalen

Ausführung:

Netzausbau	**916 km**
davon Neubau in neuer Trasse (mit MR)	916 km
Geplante Inbetriebnahme:	2039 - 2040

Begründung des geplanten Projekts

Hintergrund des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen im Gebiet N-17 erzeugte Leistung abzuführen. Das Vorhaben ist im Bundesbedarfsplan unter der Nummer 82b enthalten, womit dessen Erforderlichkeit gesetzlich festgestellt wurde. Die Ausführung dieses Projekts in DC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von 2.000 MW in den Szenarien A und B und einer temporären Höherauslastung auf bis zu 2.100 MW im Szenario C ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume. Durch die voraussichtliche Führung des DC-Kabelsystems über den Grenzkorridor N-III ergibt sich voraussichtlich eine Anlandung im nordwestlichen Niedersachsen. Es wird der Suchraum Ried als NVP gewählt, weil es die nächstgelegene Umspannanlage ist, an der zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme des ONAS NOR-17-1 freie Kapazität zur Verfügung steht und die nicht bereits für den Anschluss eines anderen ONAS vorgesehen ist.

Für eine möglichst geringe Rauminanspruchnahme und zur Hebung von Synergien bei der Umsetzung wird das Projekt NOR-17-1 gemeinsam mit den Maßnahmen DC34 und DC35 sowie dem ONAS NOR-16-4 in einem gemeinsamen Korridor (Rhein-Main-Link) ab Ovelgönne/Rastede/Wiefelstede/Westerstede gebündelt umgesetzt. Für NOR-17-1 wurde gemäß § 12c Abs. 2a EnWG ein Präferenzraum von der Bundesnetzagentur ermittelt sowie im Juni 2024 ein Antrag auf Planfeststellung gem § 19 NABEG für den Absschnitt Ovelgönne/Rastede/Wiefelstede/Westersede bis nach Kriftel gestellt. Für den Abschnitt Küstenmeer wurde im März 2024 eine Anzeige auf Verzicht der Durchführung einer Raumverträglichkeitsprüfung bei einer Querung der Insel Langeoog gestellt. Dem Verzicht wurde im Mai 2024 vom ArL Weser-Ems zugestimmt.

Die netztechnische Begründbarkeit lastnaher NVP ergibt sich insbesondere aus einer Zunahme des großindustriellen Energiebedarfs aufgrund von Dekarbonisierungsbestrebungen und Digitalisierung im

Rhein-Main-Gebiet bei einer gleichzeitigen Außerbetriebnahme großer fossiler Kraftwerkskapazitäten in dieser Region. Der Rhein-Main-Link trägt insbesondere dazu bei, die bei den Netzbetreibern zugesagten Leistungsmehrbedarfen durch Rechenzentren abzudecken. Dem gegenüber steht die großdimensionierte Integration von erneuerbaren Energien im nördlichen Übertragungsnetz, die aufgrund geringerer Lasten zu einem zusätzlichen Nord-Süd-Transportbedarf führt. Aus diesem Grund ergibt sich ein bedarfsgerechtes, optimiertes Verhältnis aus küstennaher und lastnaher Offshore-Integration. Der lastnahe Anschluss von ONAS reduziert somit gezielt den Übertragungsnetzausbau ohne zu einer signifikanten Mehrauslastung des Bestandsnetzes zu führen. Die dadurch einsparbaren Engpassvermeidungskosten rechtfertigen somit die längeren, landseitigen Kabeltrassen, die mit lastnahen NVP einhergehen.

Der NVP Suchraum Ried ist aufgrund der im Untersuchungsraum gelegenen Flächen des in der Vergangenheit stillgelegten Kernkraftwerks Biblis sowie der guten regionalen Vernetzung in die Räume Frankfurt und Mannheim mit hoher Last durch industrielle Großverbraucher aus elektrotechnischer Sicht besonders gut geeignet. Aufgrund steigender installierter Erzeugungsleistungen von OWP in der Nordsee und zur Deckung weit im Innenland liegender Lastzentren ist das ONAS NOR-17-1 mit lastnahem NVP Suchraum Ried erforderlich. Auf diese Weise wird die Leistungsfähigkeit des Übertragungsnetzes regionenübergreifend effizient genutzt und die Nachfrage an Übertragung von Elektrizität in Nord-Süd-Richtung befriedigt.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des FEP um. Der NEP führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Prüfung nach NOVA

Die im NEP erfolgende Prüfung nach dem NOVA-Prinzip ist für Offshore-Maßnahmen im NEP bisher nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Zubau-Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

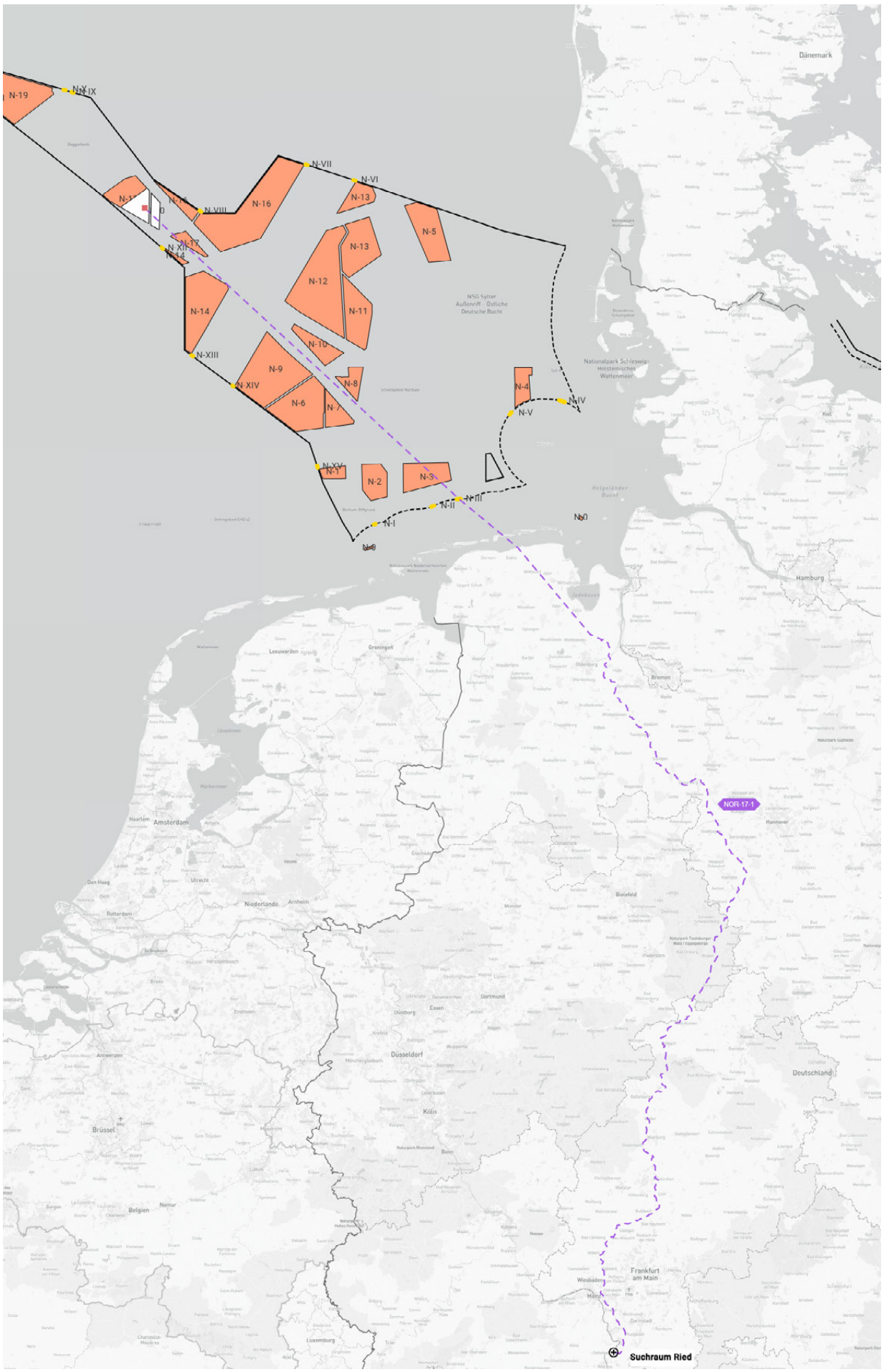
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

In den Netzanalysen hat eine gesamtheitliche Betrachtung geeigneter NVP für die Integration der Offshore-Windenergie stattgefunden. Innerhalb der Amprion Regelzone haben sich NVP im nördlichen Ruhrgebiet, Rheinischen Revier und der Region Rhein-Main übergreifend als besonders geeignet gezeigt. Hierbei wurde das ONAS NOR-17-1 in die neu zu errichtende Umspannanlage im Suchraum Ried im Rhein-Main-Gebiet eingebunden.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das ONAS NOR-17-1 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmals unter dem Projektnamen ONAS NOR-19-2 identifiziert und anschließend unter dem Projektnamen NOR-x-8 unter dem Vorbehalt durch die Bundesnetzagentur bestätigt, dass mit der Fortschreibung des FEP die hierfür erforderlichen Windparkflächen ausgewiesen werden. Sobald eine Festlegung der erforderlichen Windparkflächen in einer Fortschreibung des FEP erfolgt ist, entfällt der sich ausschließlich auf den seeseitigen Teil des ONAS NOR-17-1 (vom Grenzkorridor bis zur Konverterplattform) beziehende Vorbehalt. Das ONAS NOR-17-1 ist vom Grenzkorridor N-III mit Führung über den RaumOvelgönne/Rastede/Wiefelstede/Westerstede bis zum Suchraum Ried als Vorhaben Nr. 82c im Bundesbedarfsplangesetz enthalten. Damit ist die energiewirtschaftliche Notwendigkeit gemäß § 1 Abs. 1 S. 1 BBPlG gesetzlich festgestellt.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht NOR-17-1
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

NOR-17-2
DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-17-2

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TenneT

Zubaunetz Offshore DC

Projektbeschreibung

Für Offshore-Netzanbindungssysteme des Zubaunetzes, bei denen keine konkrete Flächenzuweisung im Flächenentwicklungsplan 2025 zu Grunde liegt, ist von den Übertragungsnetzbetreibern mit Wissen der Bundesnetzagentur und dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie im Rahmen der Offshore-Optimierung eine Flächenkulisse als Planungsgrundlage für den Netzentwicklungsplan erarbeitet worden. Diese stellt eine mögliche Variante zur Erreichung der Ausbauziele von 70 GW dar und ist als Vorschlag zu verstehen. Die tatsächlichen Gebiete und Flächen für die Offshore-Windenergie sowie die Standorte der Konverterplattformen und die Trassenführungen der Offshore-Netzanbindungssysteme werden in einem Fortschreibungsprozess des Flächenentwicklungsplans durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie definiert.

Ziel des Offshore-Netzanbindungssystems (ONAS) NOR-17-2 ist die Anbindung von Offshore-Windparks (OWP) mit einer installierten Leistung von insgesamt 2.140 MW im Gebiet N-17 in der Zone 4 der Nordsee über den Grenzkorridor N-III oder einen anderen noch zu identifizierenden Grenzkorridor und die Insel Langeoog an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) im Suchraum der Stadt Leer (Ostfriesland) sowie der Gemeinden Moormerland und Jemgum in Niedersachsen. Zur Verbesserung der Lesbarkeit wird im weiteren Verlauf der Suchraum der Stadt Leer (Ostfriesland) sowie der Gemeinden Moormerland und Jemgum wie folgt abgekürzt: Suchraum Nüttermoor.

Das ONAS wird mit der Technologie der Hochspannungsgleichstrom-Übertragung (HGÜ bzw. DC) realisiert und ist gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des Flächenentwicklungsplans (FEP) für eine Übertragungsleistung von 2.000 MW ausgelegt. ONAS mit Inbetriebnahme bis einschließlich 2032 werden gemäß FEP als Direktanbindungskonzept auf 66-kV-Spannungsebene umgesetzt. Ab dem Jahr 2033 erfolgt die Umsetzung des Direktanbindungskonzepts auf 132-kV-Spannungsebene. Bei diesem Konzept werden die AC-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Konverterplattform des Übertragungsnetzbetreibers verbunden. Für die erforderlichen AC-

Kabelsysteme in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese im Eigentum des OWP-Vorhabenträgers befinden.

Die Umsetzung des gesamten Projekts erfolgt, bedingt durch das vorgesehene Direktanbindungskonzept, durch eine Maßnahme. Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform und dem genannten NVP sowie der landseitigen Konverterstation und der Anbindungsleitung in das bestehende 380-kV-AC-Netz. Hierbei wird das DC-Kabelsystem von der Konverterplattform in der ausschließlichen Wirtschaftszone über den Grenzkorridor durch das Küstenmeer und nach erfolgter Inselquerung zum NVP geführt.

Der Anschluss des ONAS NOR-17-2 an den NVP Suchraum Nüttermoor steht im Zusammenhang mit dem landseitigen Netzausbauprojekt P470 Netzausbau zwischen Emden/Ost, Nüttermoor und Dörpen/West sowie der HGÜ-Verbindung DC40 zwischen dem Suchraum Nüttermoor und Streumen.

Als Maßnahme der Offshore-Optimierung wird das ONAS im Szenario C für eine temporäre Höherauslastung auf bis zu 2,1 GW ausgelegt.

Das ONAS NOR-17-2 ist für den Anschluss des hybriden Interkonnektors nach Niederlande in den Szenarien A 2045, B 2045 und C 2045 vorgesehen.

Die zu erwartende installierte Erzeugungsleistung durch Offshore-Windenergie im Gebiet N-17, die durch das ONAS NOR-17-2 angeschlossen wird, wird gemäß der Offshore-Optimierung voraussichtlich 2.140 MW betragen.

Weitere Infos zum Projekt

https://www.tennet.eu/de/uebertragungsnetz/offshore-projekte-deutschland/offshore-ausblick-2050

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario / Maßnahmen	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
M267		✓		✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M267 HGÜ-Verbindung NOR-17-2

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: AWZ/Küstenmeer Nordsee Niedersachsen

Ausführung:

Netzausbau	**367 km**
davon Neubau in neuer Trasse (mit MR)	367 km
Geplante Inbetriebnahme:	2039 - 2040

Begründung des geplanten Projekts

Hintergrund des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen in den neu auszuweisenden Flächen innerhalb der AWZ der Nordsee erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in DC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von 2.000 MW in den Szenarien A und B und einer temporären Höherauslastung auf bis zu 2.100 MW im Szenario C ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume.

Durch die Führung des DC-Kabelsystems durch den Grenzkorridor N-III oder einen noch zu identifizierenden Grenzkorridor ergibt sich eine Anlandung im Norden Niedersachsens. Es wird der Suchraum Nüttermoor als NVP gewählt, weil es das nächstgelegene Umspannwerk ist, an dem zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme des ONAS NOR-17-2, gemäß den Planungen zur Errichtung eines Multiterminal-(Hub)-Systems in Verbindung mit der HGÜ-Verbindung DC40 zum Leistungsaustausch zwischen Niedersachsen und Sachsen, freie Kapazität zur Verfügung steht. Aufgrund der vorhandenen Gasinfrastruktur im Raum Nüttermoor besteht zudem die Möglichkeit der perspektivischen Anbindung an ein Wasserstoffnetz. Entsprechende Planungen im Raum Nüttermoor für Elektrolyse-Anlagen im Gigawatt-Bereich bestehen bereits.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des FEP um. Der NEP führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen unterschiedliche Szenarien und demzufolge verschiedene Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen möglich sind. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Prüfung nach NOVA

Die im NEP erfolgende Prüfung nach dem NOVA-Prinzip ist für Offshore-Maßnahmen im NEP bisher nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Zubau-Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

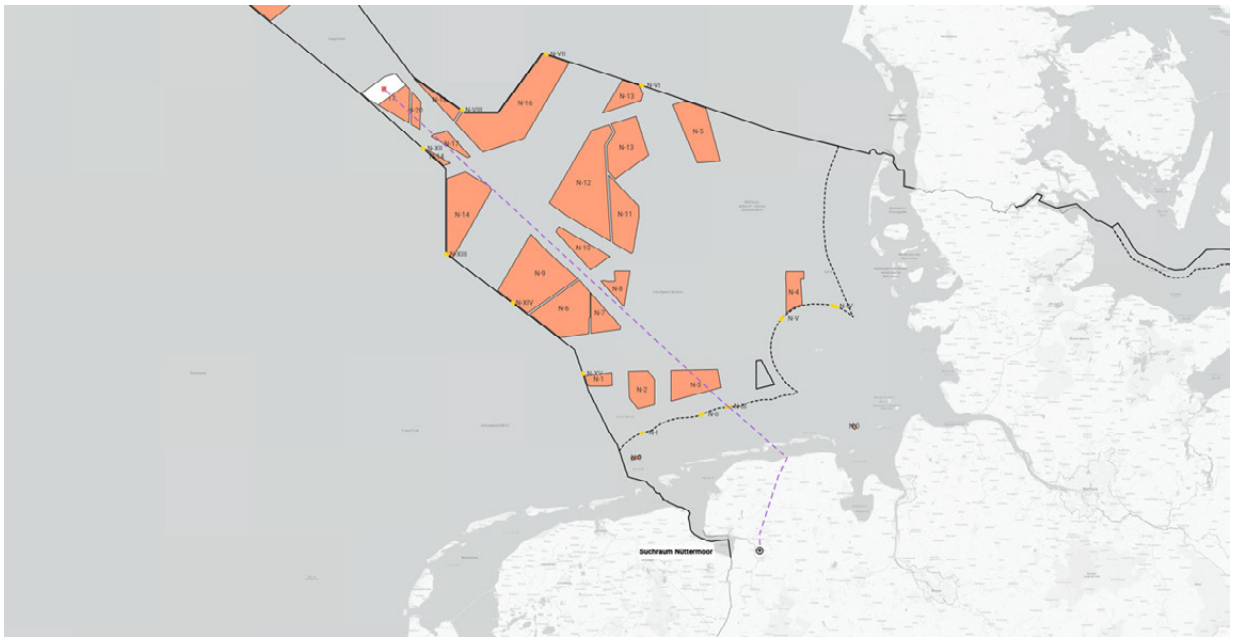
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Aus räumlichen Gründen bietet sich der Anschluss an die NVP Emden/Ost oder Dörpen/West. An den genannten NVP sind allerdings bereits mehrere ONAS angeschlossen. Bis zur Außerbetriebnahme von ONAS an den genannten NVP mit einer kumulierten Übertragungsleistung von circa 2.000 MW würde der zusätzliche Anschluss eines 2 GW ONAS das UCTE-Kriterium verletzen, laut dem der Ausfall von gekuppelten Sammelschienen nicht zu einem Erzeugungsausfall von mehr als 3.000 MW führen darf. Eine bauliche Entkopplung der Sammelschienen ist an den genannten NVP räumlich nicht möglich.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das ONAS NOR-17-2 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmals unter dem Projektnamen NOR-17-2 identifiziert und unter dem Vorbehalt mit der Bezeichnung NOR-x-7 durch die BNetzA bestätigt, dass mit der Fortschreibung des FEP die hierfür erforderlichen Windparkflächen ausgewiesen werden. Sobald eine Festlegung der erforderlichen Windparkflächen in einer Fortschreibung des FEP erfolgt ist, entfällt der sich ausschließlich auf den seeseitigen Teil des ONAS NOR-17-2 (vom Grenzkorridor bis zur Konverterplattform) beziehende Vorbehalt.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht NOR-17-2
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

NOR-19-1
DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-19-1

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

TenneT

Zubaunetz Offshore DC

Projektbeschreibung

Für Offshore-Netzanbindungssysteme des Zubaunetzes, bei denen keine konkrete Flächenzuweisung im Flächenentwicklungsplan 2025 zu Grunde liegt, ist von den Übertragungsnetzbetreibern mit Wissen der Bundesnetzagentur und dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie im Rahmen der Offshore-Optimierung eine Flächenkulisse als Planungsgrundlage für den Netzentwicklungsplan erarbeitet worden. Diese stellt eine mögliche Variante zur Erreichung der Ausbauziele von 70 GW dar und ist als Vorschlag zu verstehen. Die tatsächlichen Gebiete und Flächen für die Offshore-Windenergie sowie die Standorte der Konverterplattformen und die Trassenführungen der Offshore-Netzanbindungssysteme werden in einem Fortschreibungsprozess des Flächenentwicklungsplans durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie definiert.

Ziel des Offshore-Netzanbindungssystems (ONAS) NOR-19-1 ist die Anbindung von Offshore-Windparks (OWP) mit einer installierten Leistung von insgesamt 2.347 MW im Gebiet N-19 in der Zone 5 der Nordsee über einen noch zu identifizierenden Grenzkorridor an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) im Suchraum der Stadt Esens sowie der Gemeinden Stedesdorf/ Werdum in Niedersachsen. Zur Verbesserung der Lesbarkeit wird im weiteren Verlauf der Suchraum der Stadt Esens sowie der Gemeinden Stedesdorf/ Werdum wie folgt abgekürzt: Suchraum Esens.

Das ONAS wird mit der Technologie der Hochspannungsgleichstrom-Übertragung (HGÜ bzw. DC) realisiert und ist gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des Flächenentwicklungsplans (FEP) für eine Übertragungsleistung von 2.000 MW ausgelegt. ONAS mit Inbetriebnahme bis einschließlich 2032 werden gemäß FEP als Direktanbindungskonzept auf 66-kV-Spannungsebene umgesetzt. Ab dem Jahr 2033 erfolgt die Umsetzung des Direktanbindungskonzepts auf 132-kV-Spannungsebene. Bei diesem Konzept werden die AC-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Konverterplattform des Übertragungsnetzbetreibers verbunden. Für die erforderlichen AC-Kabelsysteme in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese im Eigentum des

OWP-Vorhabenträgers befinden.

Die Umsetzung des gesamten Projekts erfolgt, bedingt durch das vorgesehene Direktanbindungskonzept, durch eine Maßnahme. Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform und dem genannten NVP sowie der Anbindungsleitung in das bestehende 380-kV-AC-Netz. Hierbei wird das DC-Kabelsystem von der Konverterplattform in der ausschließlichen Wirtschaftszone über den Grenzkorridor durch das Küstenmeer und mit Inselquerung zum NVP geführt.

Das ONAS NOR-19-1 ist Teil des Multiterminal-Hub-Systems am NVP im Suchraum Esens in Niedersachsen. Die Multiterminallösung umfasst die beiden ONAS NOR-19-1 und NOR-19-2 mit NVP im Suchraum Esens sowie die netztechnisch erforderliche HGÜ-Verbindung DC36 zwischen dem Suchraum Esens und Oberzier. Gegenüber einer Auslegung mit mehreren Konvertern bietet die Multiterminallösung ein Potenzial zur Senkung der Kosten sowie der Rauminanspruchnahme. Die Anbindung des ONAS NOR-19-1 erfolgt an der 525-kV-DC-Schaltanlage am NVP im Suchraum Esens. Der AC-seitige Anschluss der DC-Schaltanlage am NVP im Suchraum Esens erfolgt über den landseitigen Konverter des Projekts NOR-19-1.

Als Maßnahme der Offshore-Optimierung wird das ONAS im Szenario C für eine temporäre Höherauslastung auf bis zu 2,1 GW ausgelegt.

Die zu erwartende installierte Erzeugungsleistung durch Offshore-Windenergie im Gebiet N-19, die durch das ONAS NOR-19-1 angeschlossen wird, wird gemäß der Offshore-Optimierung voraussichtlich 2.347 MW betragen.

Weitere Infos zum Projekt

https://www.tennet.eu/de/uebertragungsnetz/offshore-projekte-deutschland/offshore-ausblick-2050

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
Maßnahmen				
M271		✓		

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M271 HGÜ-Verbindung NOR-19-1

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: AWZ/Küstenmeer Nordsee Niedersachsen

Ausführung:

Netzausbau	**379 km**
davon Neubau in neuer Trasse (mit MR)	379 km
Geplante Inbetriebnahme:	2042

Begründung des geplanten Projekts

Hintergrund des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen in den neu auszuweisenden Flächen innerhalb der AWZ der Nordsee erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in DC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von 2.000 MW in den Szenarien A und B und einer temporären Höherauslastung auf bis zu 2.100 MW im Szenario C ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume.

Durch die voraussichtliche Führung des DC-Kabelsystems über den Grenzkorridor N-III oder einen neuen noch zu definierenden Grenzkorridor ergibt sich voraussichtlich eine Anlandung im nordwestlichen Niedersachsen. Es wird der Suchraum Esens als NVP gewählt, weil es die nächstgelegene Umspannanlage ist, an der zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme des ONAS NOR-19-1 freie Kapazität zur Verfügung steht. Im Suchraum Esens ist darüber hinaus eine Multiterminallösung mit den beiden ONAS NOR-19-1 und NOR-19-2 mit NVP im Suchraum Esens sowie DC36 geplant, wodurch ein Abtransport der Offshore-Windenergie in Richtung der Lastzentren im Rhein-Ruhr-Gebiet erfolgt.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des FEP um. Der NEP führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen unterschiedliche Szenarien und demzufolge verschiedene Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen möglich sind. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Prüfung nach NOVA

Die im NEP erfolgende Prüfung nach dem NOVA-Prinzip ist für Offshore-Maßnahmen im NEP bisher nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Zubau-Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

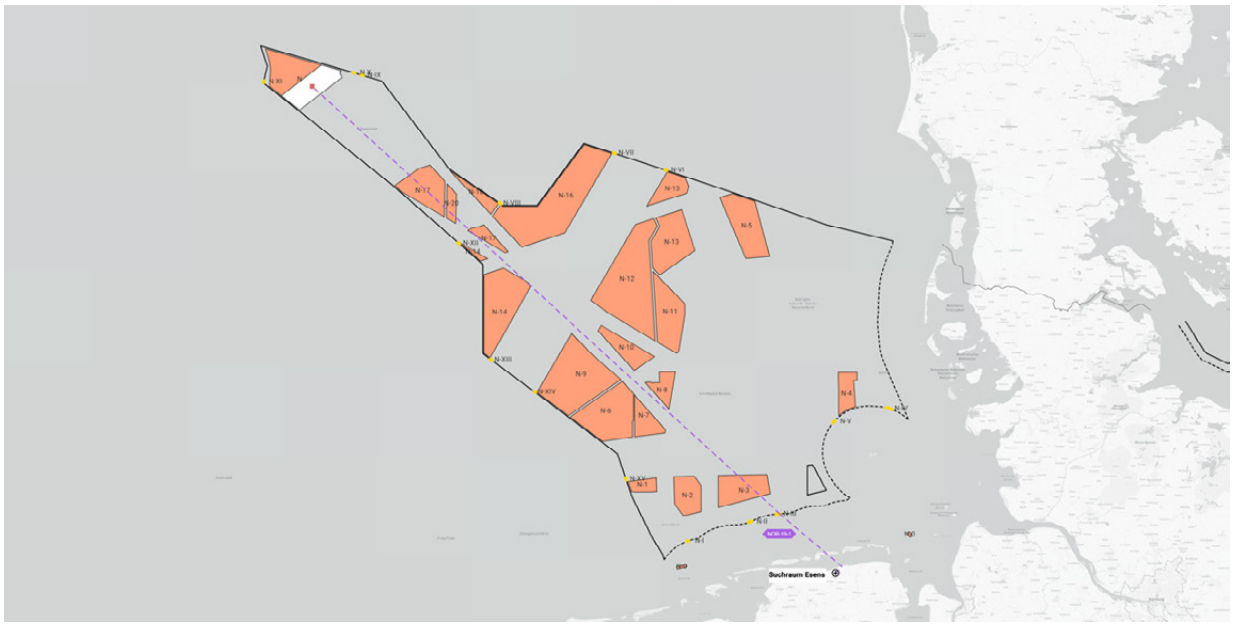
Aus räumlichen Gründen bietet sich der Anschluss an die NVP Emden/Ost oder Dörpen/West. An den genannten NVP sind allerdings bereits mehrere ONAS angeschlossen. Bis zur Außerbetriebnahme von ONAS an den genannten NVP mit einer kumulierten Übertragungsleistung von circa 2.000 MW würde der zusätzliche Anschluss eines 2 GW ONAS das UCTE-Kriterium verletzen, laut dem der Ausfall von gekuppelten Sammelschienen nicht zu einem Erzeugungsausfall von mehr als 3.000 MW führen darf. Eine bauliche Entkopplung der Sammelschienen ist an den genannten NVP räumlich nicht möglich.

In den Netzanalysen hat eine gesamtheitliche Betrachtung geeigneter NVP für die Integration der Offshore-Windenergie stattgefunden. Hierbei wurde das ONAS NOR-19-2 in den Multiterminal-Hub im Suchraum Esens eingebunden.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das ONAS NOR-19-1 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmals unter dem Projektnamen NOR-x-11 identifiziert und unter dem Vorbehalt mit der Bezeichnung NOR-x-15 durch die BNetzA bestätigt, dass mit der Fortschreibung des FEP die hierfür erforderlichen Windparkflächen ausgewiesen werden. Sobald eine Festlegung der erforderlichen Windparkflächen in einer Fortschreibung des FEP erfolgt ist, entfällt der sich ausschließlich auf den seeseitigen Teil des ONAS NOR-19-1 (vom Grenzkorridor bis zur Konverterplattform) beziehende Vorbehalt. Im Rahmen des NEP 2037/2045 (2025) wird das ONAS NOR-19-1 in den Multiterminal-Hub am NVP im Suchraum Esens eingebunden.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht NOR-19-1
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

NOR-19-2
Windader West
DC-Offshore-Netzanbindungssystem NOR-19-2

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

amprion verbindet

Zubaunetz Offshore DC

Projektbeschreibung

Für Offshore-Netzanbindungssysteme des Zubaunetzes, bei denen keine konkrete Flächenzuweisung im Flächenentwicklungsplan 2025 zu Grunde liegt, ist von den Übertragungsnetzbetreibern mit Wissen der Bundesnetzagentur und dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie im Rahmen der Offshore-Optimierung eine Flächenkulisse als Planungsgrundlage für den Netzentwicklungsplan erarbeitet worden. Diese stellt eine mögliche Variante zur Erreichung der Ausbauziele von 70 GW dar und ist als Vorschlag zu verstehen. Die tatsächlichen Gebiete und Flächen für die Offshore-Windenergie sowie die Standorte der Konverterplattformen und die Trassenführungen der Offshore-Netzanbindungssysteme werden in einem Fortschreibungsprozess des Flächenentwicklungsplans durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie definiert.

Ziel des Offshore-Netzanbindungssystems (ONAS) NOR-19-2 ist die Anbindung von Offshore-Windparks (OWP) im Gebiet N-19 (Zone 5) in der Nordsee mit einer installierten Leistung von insgesamt ca. 2.317 MW voraussichtlich über den Grenzkorridor N-III oder einen neuen noch zu definierenden Grenzkorridor an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) im Suchraum der Stadt Esens sowie der Gemeinden Stedesdorf/Werdum in Niedersachsen. Zur Verbesserung der Lesbarkeit wird im weiteren Verlauf der Suchraum der Stadt Esens sowie der Gemeinden Stedesdorf/Werdum wie folgt abgekürzt: Suchraum Esens.

Das ONAS wird mit der Technologie der Hochspannungsgleichstrom-Übertragung (HGÜ bzw. DC) realisiert und ist gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des Flächenentwicklungsplans 2025 (FEP) für eine Übertragungsleistung von 2.000 MW ausgelegt. ONAS mit Inbetriebnahme bis einschließlich 2032 werden gemäß FEP als Direktanbindungskonzept auf 66-kV-Spannungsebene umgesetzt. Ab dem Jahr 2033 erfolgt die Umsetzung des Direktanbindungskonzepts auf 132-kV-

Spannungsebene. Bei diesem Konzept werden die AC-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Konverterplattform des Übertragungsnetzbetreibers verbunden. Für die erforderlichen AC-Kabelsysteme in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese im Eigentum des OWP-Vorhabenträgers befinden.

Die Umsetzung des gesamten Projekts erfolgt, bedingt durch das vorgesehene Direktanbindungskonzept, durch eine Maßnahme. Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform und dem genannten NVP sowie der Anbindungsleitung in das bestehende 380-kV-AC-Netz. Hierbei wird das DC-Kabelsystem von der Konverterplattform in der ausschließlichen Wirtschaftszone über den Grenzkorridor durch das Küstenmeer und mit Inselquerung zum NVP geführt.

Das ONAS NOR-19-2 ist Teil eines Multiterminal-Hub-Systems am NVP im Suchraum Esens in Niedersachsen. Die Multiterminallösung umfasst die beiden ONAS NOR-19-1 und NOR-19-2 mit NVP im Suchraum Esens sowie die netztechnisch erforderliche HGÜ-Verbindung DC36 zwischen dem Suchraum Esens und Oberzier. Gegenüber einer Auslegung mit mehreren Konvertern bietet die Multiterminallösung ein Potenzial zur Senkung der Kosten sowie der Rauminanspruchnahme. Die Anbindung des ONAS NOR-19-2 erfolgt an der 525-kV-DC-Schaltanlage am NVP im Suchraum Esens. Der AC-seitige Anschluss der DC-Schaltanlage am NVP im Suchraum Esens erfolgt über den landseitigen Konverter des Projekts NOR-19-1.

Das ursprüngliche Vorhaben NOR-19-2 mit NVP in Oberzier wurde bisher von Amprion geplant, sodass hier bereits die entsprechenden finanziellen und personellen Kapazitäten gebildet wurden. Durch die von Amprion bereits durchgeführte Raumverträglichkeitsprüfung für Windader West lassen sich außerdem bei der Trassierung Synergieeffekte erzielen. Vor diesem Hintergrund haben sich TenneT und Amprion für das Projekt NOR-19-2 im Rahmen des Netzentwicklungsplans gemäß § 12c Abs. 8 S. 3 EnWG darauf geeinigt, dass die Vorhabenträgerschaft weiterhin bei Amprion liegen soll, um eine zügige und effiziente Durchführung der Maßnahme zu erreichen.

Als Maßnahme der Offshore-Optimierung wird das ONAS im Szenario C für eine temporäre Höherauslastung auf bis zu 2,1 GW ausgelegt.

Die zu erwartende installierte Erzeugungsleistung durch Offshore-Windenergie im Gebiet N-19, die durch das ONAS NOR-19-2 angeschlossen wird, wird gemäß der Offshore-Optimierung voraussichtlich 2.317 MW betragen.

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
Maßnahmen				
M247		✓		

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M247 HGÜ-Verbindung NOR-19-2

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: AWZ/Küstenmeer Nordsee Niedersachsen

Ausführung:

Netzausbau	**395 km**
davon Neubau in neuer Trasse (mit MR)	395 km

Geplante Inbetriebnahme: 2043

Begründung des geplanten Projekts

Hintergrund des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen im Gebiet N-19 erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in DC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von 2.000 MW in den Szenarien A und B und einer temporären Höherauslastung auf bis zu 2.100 MW im Szenario C ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume.

Durch die voraussichtliche Führung des DC-Kabelsystems über den Grenzkorridor N-III oder einen neuen noch zu definierenden Grenzkorridor ergibt sich voraussichtlich eine Anlandung im nordwestlichen Niedersachsen. Es wird der Suchraum Esens als NVP gewählt, weil es die nächstgelegene Umspannanlage ist, an der zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme des ONAS NOR-19-2 freie Kapazität zur Verfügung steht. Im Suchraum Esens ist darüber hinaus eine Multiterminallösung mit den beiden ONAS NOR-19-1 und NOR-19-2 mit NVP im Suchraum Esens sowie DC36 geplant, wodurch ein Abtransport der Offshore-Windenergie in Richtung der Lastzentren im Rhein-Ruhr-Gebiet erfolgt.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang

unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des FEP um. Der NEP führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Prüfung nach NOVA

Die im NEP erfolgende Prüfung nach dem NOVA-Prinzip ist für Offshore-Maßnahmen im NEP bisher nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Zubau-Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

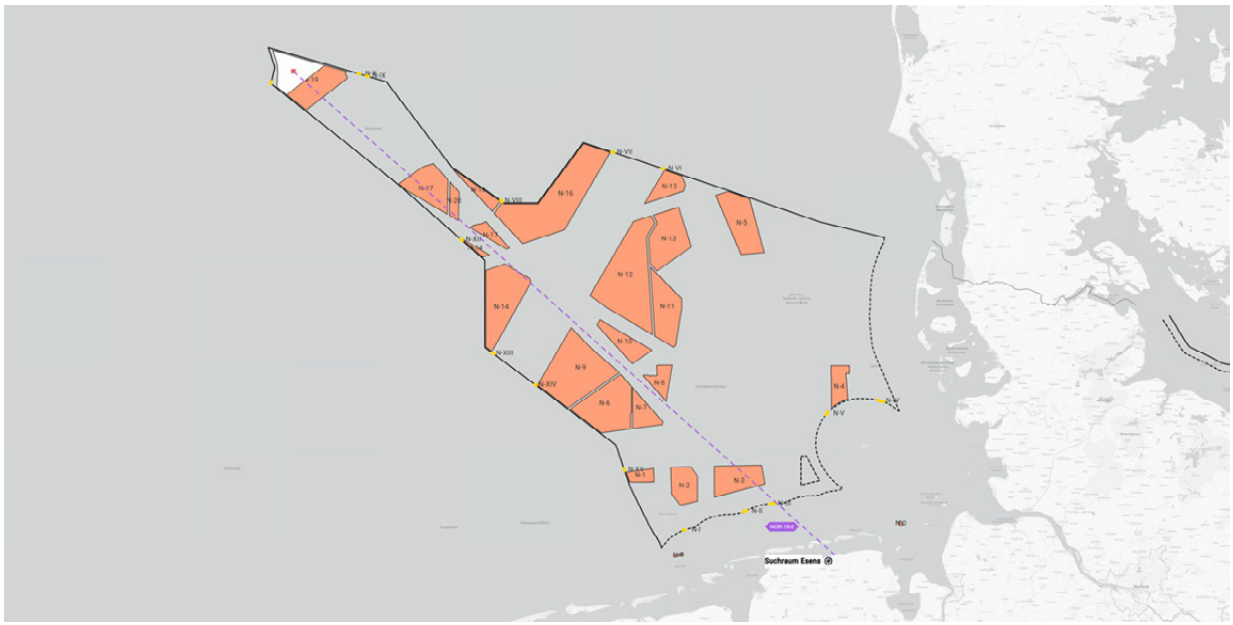
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

In den Netzanalysen hat eine gesamtheitliche Betrachtung geeigneter NVP für die Integration der Offshore-Windenergie stattgefunden. Hierbei wurde das ONAS NOR-19-2 in den Multiterminal-Hub im Suchraum Esens eingebunden. Als alternativer NVP kommt Oberzier in Frage, an dem zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme des ONAS NOR-19-2 freie Kapazität zur Verfügung steht und die nicht bereits für den Anschluss eines anderen ONAS vorgesehen ist.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das ONAS NOR-19-2 wurde im NEP 2035 (2021) erstmals unter dem Projektnamen NOR-x-4 sowie im NEP 2037/2045 (2023) unter dem Projektnamen NOR-19-1 identifiziert und anschließend unter dem Projektnamen NOR-x-5 unter dem Vorbehalt durch die Bundesnetzagentur bestätigt, dass mit der Fortschreibung des FEP die hierfür erforderlichen Windparkflächen ausgewiesen werden. Sobald eine Festlegung der erforderlichen Windparkflächen in einer Fortschreibung des FEP erfolgt ist, entfällt der sich ausschließlich auf den seeseitigen Teil des ONAS NOR-19-2 (vom Grenzkorridor bis zur Konverterplattform) beziehende Vorbehalt. Im Rahmen des NEP 2037/2045 (2025) wird das ONAS NOR-19-2 in den Multiterminal-Hub am NVP im Suchraum Esens eingebunden und über das Projekt DC36 an den NVP Oberzier weitergeführt.

Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht NOR-19-2
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

OST-x-1
AC-Offshore-Netzanbindungssystem OST-x-1

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

50hertz | Elia Group

Zubaunetz **Offshore** **AC**

Projektbeschreibung

Zur Erreichung der Ausbauziele der Offshore-Windenergie von mindestens 70 GW bis 2045 gemäß Windenergie-auf-See-Gesetz sind weitere Offshore-Netzanbindungssysteme (ONAS) aus dem mecklenburgisch-vorpommerschen Küstenmeer der Ostsee erforderlich. Diese gehen über den dargestellten Ausbaupfad für Offshore-Windenergie im aktuellen Flächenentwicklungsplan (FEP) vom 30.01.2025 und über die Festlegungen gemäß des Landesraumentwicklungsprogramms (LEP) Mecklenburg-Vorpommern 2016 hinaus. Die im FEP 2025 definierten Gebiete für Offshore-Windenergie ermöglichen zusammen mit den bereits genehmigten oder im Bau befindlichen Offshore-Windparks (OWP) sowie den im FEP 2023 festgelegten Gebieten für das Jahr 2034 lediglich eine Gesamtleistung von ca. 42,6 GW. Dementsprechend sind für darüberhinausgehende ONAS noch keine konkreten Gebiete für die Windenergieerzeugung auf See zum jetzigen Zeitpunkt bekannt. Folglich können weder Standorte für die Umspannplattform noch Trassenführungen der AC-Verbindung von der Umspannplattform zum landseitigen Netzverknüpfungspunkt (NVP) für dieses ONAS räumlich dargestellt werden. Für die Verortung der Umspannplattform wird daher generell ein sich über die gesamte Zone 1 erstreckender Suchraum betrachtet, durch den der Bedarf weiterer Windenergiegebiete im Küstenmeer voraussichtlich gedeckt wird. Auch für die Trassen sind Suchräume dargestellt. Die Gebiete und Flächen sowie Suchräume für Trassen in der Zone 1 sind im Rahmen der Fortschreibung des LEP Mecklenburg-Vorpommern 2016 zu konkretisieren und festzulegen und bei erneuter Fortschreibung des FEP im selbigen aufzunehmen. Für den Netzentwicklungsplans (NEP) wird exemplarisch ein Bereich im Küstenmeer ausgewählt und dem nächstgelegenen NVP zugeordnet. Da in den 2037er-Szenarien in der Ostsee kein Zubau erfolgt und die OWP-Fläche für das ONAS OST-x-1 noch nicht feststeht, wird die Trassenlänge mit 0 km angenommen.

Ziel des ONAS OST-x-1 ist die Anbindung eines OWP in der Zone 1 der Ostsee bzw. im Küstenmeer von Mecklenburg-Vorpommern an den NVP Gnewitz in Mecklenburg-Vorpommern. Das ONAS wird mit der Technologie der Hochspannungs-Drehstrom-Übertragung (HDÜ bzw. AC) realisiert und ist gemäß der Bestätigung des NEP2037/2045 (2023) für eine Übertragungsleistung von 300 MW ausgelegt. Das ONAS OST-x-1 wird gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des FEP als Direktanbindungskonzept ausgeführt. Bei diesem Konzept werden die AC-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Umspannplattform des Übertragungsnetzbetreibers verbunden. Für die erforderlichen AC-Kabelsysteme in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese im Eigentum des OWP-Vorhabenträgers befinden.

Die Umsetzung des gesamten Projekts erfolgt, bedingt durch das vorgesehene Direktanbindungskonzept, durch eine Maßnahme. Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Umspannplattform, der AC-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Umspannplattform und dem NVP Gnewitz sowie das landseitigen Umspannwerk. Hierbei wird das AC-Kabelsystem von der Umspannplattform im Küstenmeer von Mecklenburg-Vorpommern durch das Küstenmeer zum NVP Gnewitz geführt. In Abhängigkeit der Festlegungen im Rahmen der Fortschreibung des LEP ist ggf. die Anbindungstechnologie und der NVP nochmals zu prüfen und anzupassen.

Für die zu installierende Erzeugungsleistung der noch auszuweisenden Fläche wird 250 MW angenommen.

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario / Maßnahmen	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
M274		✓		✓

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M274 AC-Verbindung OST-x-1

Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: AWZ/Küstenmeer Ostsee Mecklenburg-Vorpommern

Ausführung:

Netzausbau

davon Neubau in neuer Trasse

Geplante Inbetriebnahme: 2039

Begründung des geplanten Projekts

Hintergrund des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen in den neu auszuweisenden Flächen innerhalb der Zone 1 der Ostsee erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in AC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von 300 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume.

Durch die Führung des AC-Kabelsystems durch das Küstenmeer von Mecklenburg-Vorpommern ergibt sich eine Anlandung in Mecklenburg-Vorpommern. Es wird Gnewitz als NVP gewählt, weil es das nächstgelegene Umspannwerk ist und zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme des ONAS OST-x-1 freie Kapazität zur Verfügung steht.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative NVP betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen NVP sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des FEP um. Der NEP führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen unterschiedliche Szenarien und demzufolge verschiedene Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen möglich sind. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Prüfung nach NOVA

Die im NEP erfolgende Prüfung nach dem NOVA-Prinzip ist für Offshore-Maßnahmen im NEP bisher nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Zubau-Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung

von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Aufgrund der noch offenen Festlegungen für die Flächen für Offshore-Windenergie und den zugehörigen Trassen ist die Wahl des nächstgelegenen NVP die derzeit optimalste Lösung. Nach erfolgter konkreter Festlegung der Flächen und Trassen kann eine fundierte Prüfung von NVP und deren Alternativen durchgeführt werden.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das ONAS OST-x-1 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmals unter dem Projektnamen ONAS OST-x-1 mit einem NVP im Suchraum Gnewitz identifiziert und unter dem Vorbehalt durch die Bundesnetzagentur bestätigt, dass mit der Fortschreibung des LEP Mecklenburg-Vorpommern die hierfür erforderlichen OWP-Flächen ausgewiesen werden. Sobald eine Festlegung der erforderlichen OWP-Flächen in einer Fortschreibung des LEP erfolgt ist, entfällt der Vorbehalt.

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

OST-x-2
AC-Offshore-Netzanbindungssystem OST-x-2

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

50hertz | Elia Group

Zubaunetz **Offshore** **AC**

Projektbeschreibung

Zur Erreichung der Ausbauziele der Offshore-Windenergie von mindestens 70 GW bis 2045 gemäß Windenergie-auf-See-Gesetz sind weitere Offshore-Netzanbindungssysteme (ONAS) aus dem mecklenburgisch-vorpommerschen Küstenmeer der Ostsee erforderlich. Diese gehen über den dargestellten Ausbaupfad für Offshore-Windenergie im aktuellen Flächenentwicklungsplan (FEP) vom 30.01.2025 und über die Festlegungen gemäß des Landesraumentwicklungsprogramms (LEP) Mecklenburg-Vorpommern 2016 hinaus. Die im FEP 2025 definierten Gebiete für Offshore-Windenergie ermöglichen zusammen mit den bereits genehmigten oder im Bau befindlichen Offshore-Windparks (OWP) sowie den im FEP 2023 festgelegten Gebieten für das Jahr 2034 lediglich eine Gesamtleistung von ca. 42,6 GW. Dementsprechend sind für darüberhinausgehende ONAS noch keine konkreten Gebiete für die Windenergieerzeugung auf See zum jetzigen Zeitpunkt bekannt. Folglich können weder Standorte für die Umspannplattform noch Trassenführungen der AC-Verbindung von der Umspannplattform zum landseitigen Netzverknüpfungspunkt (NVP) für dieses ONAS räumlich dargestellt werden. Für die Verortung der Umspannplattform wird daher generell ein sich über die gesamte Zone 1 erstreckender Suchraum betrachtet, durch den der Bedarf weiterer Windenergiegebiete im Küstenmeer voraussichtlich gedeckt wird. Auch für die Trassen sind Suchräume dargestellt. Die Gebiete und Flächen sowie Suchräume für Trassen in der Zone 1 sind im Rahmen der Fortschreibung des LEP Mecklenburg-Vorpommern 2016 zu konkretisieren und festzulegen und bei erneuter Fortschreibung des FEP im selbigen aufzunehmen. Für den Netzentwicklungsplan (NEP) wird exemplarisch ein Bereich im Küstenmeer ausgewählt und dem nächstgelegenen NVP zugeordnet. Da in den 2037er-Szenarien in der Ostsee kein Zubau erfolgt und die OWP-Fläche für das ONAS OST-x-2 noch nicht feststeht, wird die Trassenlänge mit 0 km angenommen.

Ziel des ONAS OST-x-2 ist die Anbindung eines OWP in der Zone 1 der Ostsee bzw. im Küstenmeer von Mecklenburg-Vorpommern an den NVP Gnewitz in Mecklenburg-Vorpommern. Das ONAS wird mit der Technologie der Hochspannungs-Drehstrom-Übertragung (HDÜ bzw. AC) realisiert und ist gemäß der Bestätigung des NEP 2037/2045 (2023) für eine Übertragungsleistung von 300 MW ausgelegt. Das ONAS OST-x-2 wird gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des FEP als Direktanbindungskonzept ausgeführt. Bei diesem Konzept werden die AC-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Umspannplattform des Übertragungsnetzbetreibers verbunden. Für die erforderlichen AC-Kabelsysteme in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese im Eigentum des OWP-Vorhabenträgers befinden.

Die Umsetzung des gesamten Projekts erfolgt, bedingt durch das vorgesehene Direktanbindungskonzept, durch eine Maßnahme. Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Umspannplattform, der AC-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Umspannplattform und dem NVP Gnewitz sowie das landseitigen Umspannwerk. Hierbei wird das AC-Kabelsystem von der Umspannplattform im Küstenmeer von Mecklenburg-Vorpommern durch das Küstenmeer zum NVP Gnewitz geführt. In Abhängigkeit der Festlegungen im Rahmen der Fortschreibung des LEP ist ggf. die Anbindungstechnologie und der NVP nochmals zu prüfen und anzupassen.

Für die zu installierende Erzeugungsleistung der noch auszuweisenden Fläche wird 250 MW angenommen.

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario / Maßnahmen	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
M275	✓		✓	

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M275 AC-Verbindung OST-x-2

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: AWZ/Küstenmeer Ostsee

Geplante Inbetriebnahme: 2039

Begründung des geplanten Projekts

Hintergrund des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen in den neu auszuweisenden Flächen innerhalb der Zone 1 der Ostsee erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in AC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von 300 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume.

Durch die Führung des AC-Kabelsystems durch das Küstenmeer von Mecklenburg-Vorpommern ergibt sich eine Anlandung in Mecklenburg-Vorpommern. Es wird Gnewitz als NVP gewählt, weil es das nächstgelegene Umspannwerk ist und zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme des ONAS OST-x-2 freie Kapazität zur Verfügung steht.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative NVP betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen NVP sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des FEP um. Der NEP führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen unterschiedliche Szenarien und demzufolge verschiedene Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen möglich sind. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Prüfung nach NOVA

Die im NEP erfolgende Prüfung nach dem NOVA-Prinzip ist für Offshore-Maßnahmen im NEP bisher nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Zubau-Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Aufgrund der noch offenen Festlegungen für die Flächen für Offshore-Windenergie und den zugehörigen Trassen ist die Wahl des nächstgelegenen NVP die derzeit optimalste Lösung. Nach erfolgter konkreter Festlegung der Flächen und Trassen kann eine fundierte Prüfung von NVP und deren Alternativen durchgeführt werden.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das ONAS OST-x-2 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmals unter dem Projektnamen ONAS OST-x-2 mit einem NVP im Suchraum Gnewitz identifiziert und unter dem Vorbehalt durch die Bundesnetzagentur bestätigt, dass mit der Fortschreibung des LEP Mecklenburg-Vorpommern die hierfür erforderlichen OWP-Flächen ausgewiesen werden. Sobald eine Festlegung der erforderlichen OWP-Flächen in einer Fortschreibung des LEP erfolgt ist, entfällt der Vorbehalt.

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

OST-x-3
AC-Offshore-Netzanbindungssystem OST-x-3

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

50hertz | Elia Group

Zubaunetz **Offshore** **AC**

Projektbeschreibung

Zur Erreichung der Ausbauziele der Offshore-Windenergie von mindestens 70 GW bis 2045 gemäß Windenergie-auf-See-Gesetz sind weitere Offshore-Netzanbindungssysteme (ONAS) aus dem mecklenburgisch-vorpommerschen Küstenmeer der Ostsee erforderlich. Diese gehen über den dargestellten Ausbaupfad für Offshore-Windenergie im aktuellen Flächenentwicklungsplan (FEP) vom 30.01.2025 und über die Festlegungen gemäß des Landesraumentwicklungsprogramms (LEP) Mecklenburg-Vorpommern 2016 hinaus. Die im FEP 2025 definierten Gebiete für Offshore-Windenergie ermöglichen zusammen mit den bereits genehmigten oder im Bau befindlichen Offshore-Windparks (OWP) sowie den im FEP 2023 festgelegten Gebieten für das Jahr 2034 lediglich eine Gesamtleistung von ca. 42,6 GW. Dementsprechend sind für darüberhinausgehende ONAS noch keine konkreten Gebiete für die Windenergieerzeugung auf See zum jetzigen Zeitpunkt bekannt. Folglich können weder Standorte für die Umspannplattform noch Trassenführungen der AC-Verbindung von der Umspannplattform zum landseitigen Netzverknüpfungspunkt (NVP) für dieses ONAS räumlich dargestellt werden. Für die Verortung der Umspannplattform wird daher generell ein sich über die gesamte Zone 1 erstreckender Suchraum betrachtet, durch den der Bedarf weiterer Windenergiegebiete im Küstenmeer voraussichtlich gedeckt wird. Auch für die Trassen sind Suchräume dargestellt. Die Gebiete und Flächen sowie Suchräume für Trassen in der Zone 1 sind im Rahmen der Fortschreibung des LEP Mecklenburg-Vorpommern 2016 zu konkretisieren und festzulegen und bei erneuter Fortschreibung des FEP im selbigen aufzunehmen. Für den Netzentwicklungsplan (NEP) wird exemplarisch ein Bereich im Küstenmeer ausgewählt und dem nächstgelegenen NVP zugeordnet. Da in den 2037er-Szenarien in der Ostsee kein Zubau erfolgt und die OWP-Fläche für das ONAS OST-x-3 noch nicht feststeht, wird die Trassenlänge mit 0 km angenommen.

Ziel des ONAS OST-x-3 ist die Anbindung eines OWP in der Zone 1 der Ostsee an den NVP im Suchraum der Gemeinden Brünzow/Kemnitz in Mecklenburg-Vorpommern. Zur Verbesserung der Lesbarkeit wird im weiteren Verlauf der Suchraum der Gemeinden Brünzow/Kemnitz wie folgt abgekürzt: Suchraum Kemnitz. Das ONAS wird mit der Technologie der Hochspannungs-Drehstrom-Übertragung (HDÜ bzw. AC) realisiert und ist gemäß der Bestätigung des NEP 2037/2045 (2023) für eine Übertragungsleistung von 300 MW ausgelegt. Das ONAS OST-x-3 wird gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des FEP als Direktanbindungskonzept ausgeführt. Bei diesem Konzept werden die AC-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Umspannplattform des Übertragungsnetzbetreibers verbunden. Für die erforderlichen AC-Kabelsysteme in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese im Eigentum des OWP-Vorhabenträgers befinden.

Die Umsetzung des gesamten Projekts erfolgt, bedingt durch das vorgesehene Direktanbindungskonzept, durch eine Maßnahme. Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Umspannplattform, der AC-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Umspannplattform und dem NVP im Suchraum Kemnitz sowie das landseitigen Umspannwerk. Hierbei wird das AC-Kabelsystem von der Umspannplattform im Küstenmeer von Mecklenburg-Vorpommern durch das Küstenmeer zum NVP im Suchraum Kemnitz geführt. In Abhängigkeit der Festlegungen im Rahmen der Fortschreibung des LEP ist ggf. die Anbindungstechnologie und der NVP nochmals zu prüfen und anzupassen.

Für die zu installierende Erzeugungsleistung der noch auszuweisenden Flächen wird 250 MW angenommen.

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario / Maßnahmen	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
M276	✓		✓	

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M276 AC-Verbindung OST-x-3

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: AWZ/Küstenmeer Ostsee

Geplante Inbetriebnahme: 2040

Begründung des geplanten Projekts

Hintergrund des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen in den neu auszuweisenden Flächen innerhalb der Zone 1 der Ostsee erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in AC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von 300 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume.

Durch die Führung des AC-Kabelsystems durch das Küstenmeer von Mecklenburg-Vorpommern ergibt sich eine Anlandung in Mecklenburg-Vorpommern. Es wird der Suchraum Kemnitz als NVP gewählt, weil hier der nächstgelegene Standort eines möglichen Umspannwerks liegt.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative NVP betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen NVP sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des FEP um. Der NEP führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen unterschiedliche Szenarien und demzufolge verschiedene Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen möglich sind. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Prüfung nach NOVA

Die im NEP erfolgende Prüfung nach dem NOVA-Prinzip ist für Offshore-Maßnahmen im NEP bisher nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Zubau-Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Aufgrund der noch offenen Festlegungen für die Flächen für Offshore-Windenergie und den zugehörigen Trassen ist die Wahl des nächstgelegenen NVP die derzeit optimalste Lösung. Nach erfolgter konkreter Festlegung der Flächen und Trassen kann eine fundierte Prüfung von NVP und deren Alternativen durchgeführt werden.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das ONAS OST-x-3 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmals unter dem Projektnamen ONAS OST-x-3 mit einem NVP im Suchraum Brünzow identifiziert und unter dem Vorbehalt durch die Bundesnetzagentur bestätigt, dass mit der Fortschreibung des LEP Mecklenburg-Vorpommern die hierfür erforderlichen OWP-Flächen ausgewiesen werden. Sobald eine Festlegung der erforderlichen OWP-Flächen in einer Fortschreibung des LEP erfolgt ist, entfällt der Vorbehalt.

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

OST-x-4
AC-Offshore-Netzanbindungssystem OST-x-4

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

Basisdaten

50hertz | Elia Group

Zubaunetz **Offshore** **AC**

Projektbeschreibung

Zur Erreichung der Ausbauziele der Offshore-Windenergie von mindestens 70 GW bis 2045 gemäß Windenergie-auf-See-Gesetz sind weitere Offshore-Netzanbindungssysteme (ONAS) aus dem mecklenburgisch-vorpommerschen Küstenmeer der Ostsee erforderlich. Diese gehen über den dargestellten Ausbaupfad für Offshore-Windenergie im aktuellen Flächenentwicklungsplan (FEP) vom 30.01.2025 und über die Festlegungen gemäß des Landesraumentwicklungsprogramms (LEP) Mecklenburg-Vorpommern 2016 hinaus. Die im FEP 2025 definierten Gebiete für Offshore-Windenergie ermöglichen zusammen mit den bereits genehmigten oder im Bau befindlichen Offshore-Windparks (OWP) sowie den im FEP 2023 festgelegten Gebieten für das Jahr 2034 lediglich eine Gesamtleistung von ca. 42,6 GW. Dementsprechend sind für darüberhinausgehende ONAS noch keine konkreten Gebiete für die Windenergieerzeugung auf See zum jetzigen Zeitpunkt bekannt. Folglich können weder Standorte für die Umspannplattform noch Trassenführungen der AC-Verbindung von der Umspannplattform zum landseitigen Netzverknüpfungspunkt (NVP) für dieses ONAS räumlich dargestellt werden. Für die Verortung der Umspannplattform wird daher generell ein sich über die gesamte Zone 1 erstreckender Suchraum betrachtet, durch den der Bedarf weiterer Windenergiegebiete im Küstenmeer voraussichtlich gedeckt wird. Auch für die Trassen sind Suchräume dargestellt. Die Gebiete und Flächen sowie Suchräume für Trassen in der Zone 1 sind im Rahmen der Fortschreibung des LEP Mecklenburg-Vorpommern 2016 zu konkretisieren und festzulegen und bei erneuter Fortschreibung des FEP im selbigen aufzunehmen. Für den Netzentwicklungsplan (NEP) wird exemplarisch ein Bereich im Küstenmeer ausgewählt und dem nächstgelegenen NVP zugeordnet. Da in den 2037er-Szenarien in der Ostsee kein Zubau erfolgt und die OWP-Fläche für das ONAS OST-x-3 noch nicht feststeht, wird die Trassenlänge mit 0 km angenommen.

Ziel des ONAS OST-x-4 ist die Anbindung eines OWP in der Zone 1 der Ostsee bzw. im Küstenmeer von Mecklenburg-Vorpommern an den NVP im Suchraum der Gemeinden Brünzow/Kemnitz in Mecklenburg-Vorpommern. Zur Verbesserung der Lesbarkeit wird im weiteren Verlauf der Suchraum der Gemeinden Brünzow/Kemnitz wie folgt abgekürzt: Suchraum Kemnitz. Das ONAS wird mit der Technologie der Hochspannungs-Drehstrom-Übertragung (HDÜ bzw. AC) realisiert und ist gemäß der Bestätigung des NEP 2037/2045 (2023) für eine Übertragungsleistung von 300 MW ausgelegt. Das ONAS OST-x-4 wird gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des FEP als Direktanbindungskonzept ausgeführt. Bei diesem Konzept werden die AC-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Umspannplattform des Übertragungsnetzbetreibers verbunden. Für die erforderlichen AC-Kabelsysteme in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese im Eigentum des OWP-Vorhabenträgers befinden.

Die Umsetzung des gesamten Projekts erfolgt, bedingt durch das vorgesehene Direktanbindungskonzept, durch eine Maßnahme. Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Umspannplattform, der AC-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Umspannplattform und dem NVP im Suchraum Kemnitz sowie das landseitigen Umspannwerk. Hierbei wird das AC-Kabelsystem von der Umspannplattform im Küstenmeer von Mecklenburg-Vorpommern durch das Küstenmeer zum NVP im Suchraum Kemnitz geführt. In Abhängigkeit der Festlegungen im Rahmen der Fortschreibung des LEP ist ggf. die Anbindungstechnologie und der NVP nochmals zu prüfen und anzupassen.

Für die zu installierende Erzeugungsleistung der noch auszuweisenden Flächen wird 250 MW angenommen.

Erforderlichkeit in den Szenarien

Szenario	A 2037	A 2045	B 2037	B 2045
Maßnahmen				
M277	✓		✓	

Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

M277 AC-Verbindung OST-x-4

Anlage

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: AWZ/Küstenmeer Ostsee

Geplante Inbetriebnahme: 2040

Begründung des geplanten Projekts

Hintergrund des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen in den neu auszuweisenden Flächen innerhalb der Zone 1 der Ostsee erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in AC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von 300 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume.

Durch die Führung des AC-Kabelsystems durch das Küstenmeer von Mecklenburg-Vorpommern ergibt sich eine Anlandung in Mecklenburg-Vorpommern. Es wird der Suchraum Kemnitz als NVP gewählt, weil hier der nächstgelegene Standort eines möglichen Umspannwerks liegt.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative NVP betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen NVP sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des FEP um. Der NEP führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen unterschiedliche Szenarien und demzufolge verschiedene Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen möglich sind. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Prüfung nach NOVA

Die im NEP erfolgende Prüfung nach dem NOVA-Prinzip ist für Offshore-Maßnahmen im NEP bisher nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Zubau-Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Aufgrund der noch offenen Festlegungen für die Flächen für Offshore-Windenergie und den zugehörigen Trassen ist die Wahl des nächstgelegenen NVP die derzeit optimalste Lösung. Nach erfolgter konkreter Festlegung der Flächen und Trassen kann eine fundierte Prüfung von NVP und deren Alternativen durchgeführt werden.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das ONAS OST-x-4 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmals unter dem Projektnamen ONAS OST-x-4 mit einem NVP im Suchraum Brünzow identifiziert und unter dem Vorbehalt durch die Bundesnetzagentur bestätigt, dass mit der Fortschreibung des LEP Mecklenburg-Vorpommern die hierfür erforderlichen OWP-Flächen ausgewiesen werden. Sobald eine Festlegung der erforderlichen OWP-Flächen in einer Fortschreibung des LEP erfolgt ist, entfällt der Vorbehalt.