PROJEKTSTECKBRIEFE ZUBAUNETZ

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

Legende

Leitungsbezogene Maßnahmen

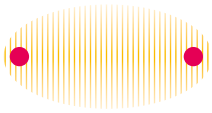
AC-Netzverstärkung



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



AC-Netzausbau



DC-Netzverstärkung



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



DC-Netzausbau



Anlagenbezogene Maßnahmen

Netzverstärkung



Netzausbau



Ausbau von bestehenden Anlagen



Definitionen

Netzausbau

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

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

Netzverstärkung

Als Netzverstärkungsmaßnahmen gelten der Austausch von Betriebsmitteln 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.

DC1: HGÜ-Verbindung von Niedersachsen nach Nordrhein-Westfalen (A-Nord)

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion Nr. BBPlG 2015: 1

Nr. TYNDP 2016: 132.661

Beschreibung des geplanten Projekts

Das netztechnische Ziel des Projekts ist eine Erhöhung der großräumigen Übertragungskapazität aus dem Nordwesten Niedersachsens in das Rheinland. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- DC1: Emden/Ost – Osterath
  Diese HGÜ-Verbindung hat eine Übertragungsleistung von 2 GW. Bei dem Projekt handelt es sich um ein Netzausbauprojekt zur verlustarmen Übertragung hoher Leistungen über große Entfernungen (Netzausbau). Die Verbindung ist bundeslandübergreifend im Sinne des NABEG.

Als Resultat des politischen Diskussionsprozesses hat die Vorhabenträgerschaft für Emden/Ost (DC1) von TenneT zu Amprion gewechselt. Die Vorhabenträgerschaft für das gesamte Projekt liegt damit bei Amprion. Der Wechsel steht im Zusammenhang mit dem Tausch von DC5. Dort hat die Vorhabenträgerschaft im südlichen Teil von Amprion zu TenneT gewechselt.

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

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
DC1	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	300		x	x	x	x	2025	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

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

Netzplanerische Begründung

Der absehbare massive Zubau an Offshore-Windleistung in der Nordsee erfordert einen Netzausbau zur Abführung des Leistungsüberschusses aus dem nordwestlichen Niedersachsen. Ohne die Errichtung und Betriebsbereitschaft der HGÜ-Verbindung bestünden Netzengpässe im angrenzenden 380/220-kV-Netz. Dies hätte zur Folge, dass der vorrangig zu integrierende Strom aus erneuerbaren Energien zum Teil erheblichen Einspeiseeinschränkungen unterworfen wäre. Der weitere Ausbau regenerativer Energieerzeugung im Nordwesten Deutschlands würde zudem behindert. Mit der HGÜ-Verbindung Emden/Ost – Osterath wird die Kapazität des Übertragungsnetzes aus Norddeutschland zu den Lastschwerpunkten im nördlichen Rheinland sowie im Ruhrgebiet wesentlich erhöht. Emden/Ost ist im Offshore-Netzentwicklungsplan als Netzverknüpfungspunkt für eine Offshore-Windenergieleistung von voraussichtlich 2,7 GW vorgesehen.

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

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 für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme DC1 hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA Grundsatz berücksichtigt. Ein Ausbau der bestehenden Netzinfrastruktur erfolgt durch die Maßnahme DC1.

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

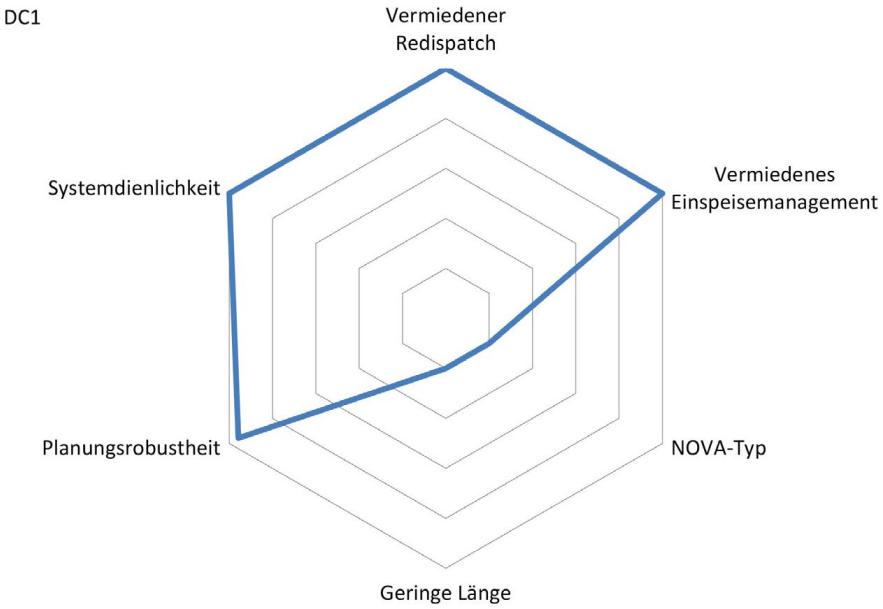
Die Maßnahmen werden unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. 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 wurde im NEP 2012 als Korridor A, Nr. 01 sowie im NEP 2013 und im NEP 2014 als Korridor A, Nr. A01 von der Bundesnetzagentur bestätigt. Es ist Bestandteil des Bundesbedarfsplangesetzes (Vorhaben Nr.1).

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben. Nachfolgend erfolgt eine grafische Darstellung sowie eine textliche Beschreibung der wesentlichen Ergebnisse für das Projekt DC1.



Das Projekt hat einen sehr hohen systemischen Nutzen und trägt signifikant zu einer günstigen, ökologischen und sicheren Energieversorgung bei. Dies zeigt sich auf Basis der großen Mengen an vermiedenem Redispatch und Einspeisemanagement sowie auf Basis vieler behobener Überlastungen im (n-1)-Fall. Durch die HGÜ-Technologie bietet das Projekt darüber hinaus im Rahmen dieser Projektcharakterisierung nicht erfasste Regelfähigkeiten, die das Systemverhalten und die Systemrobustheit erheblich verbessern. Die HGÜ-Verbindungen dienen dem weiträumigen Stromtransport und haben daher aufgabenbedingt eine hohe Leitungslänge. Das Projekt wurde in vorhergehenden Netzentwicklungsplänen bereits sehr häufig als notwendig identifiziert.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

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

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion, TransnetBW Nr. BBPlG 2015: 2

Nr. TYNDP 2016: 254.660 Nr. PCI: 2.9

Beschreibung des geplanten Projekts

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

Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

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

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
DC2	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse und Stromkreisauflage/Umbeseilung		340	x	x	x	x	2021	2: im Raumordnungsverfahren/Bundesfachplanung

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

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

Netzplanerische Begründung

Zur Wahrung der Versorgungssicherheit in den Ballungsräumen in Südwestdeutschland wird unter Anderem zusätzliche Transportkapazität aus der Mitte Deutschlands benötigt, die u. A. durch dieses Projekt realisiert wird. Darüber hinaus erfordert der absehbare massive Zubau an Offshore-Windleistung in der Nordsee ei-

nen Netzausbau zur Abführung des Leistungsüberschusses aus dem nordwestlichen Niedersachsen, welcher durch die Erweiterung in Richtung Nordseeküste realisiert wird (s. DC1).

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

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

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

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 für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Für das Projekt DC2 wird kein Erdkabelvorrang gesetzlich vorgeschrieben.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA Grundsatz berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahme DC2 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen.

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 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 Rauminanspruch-

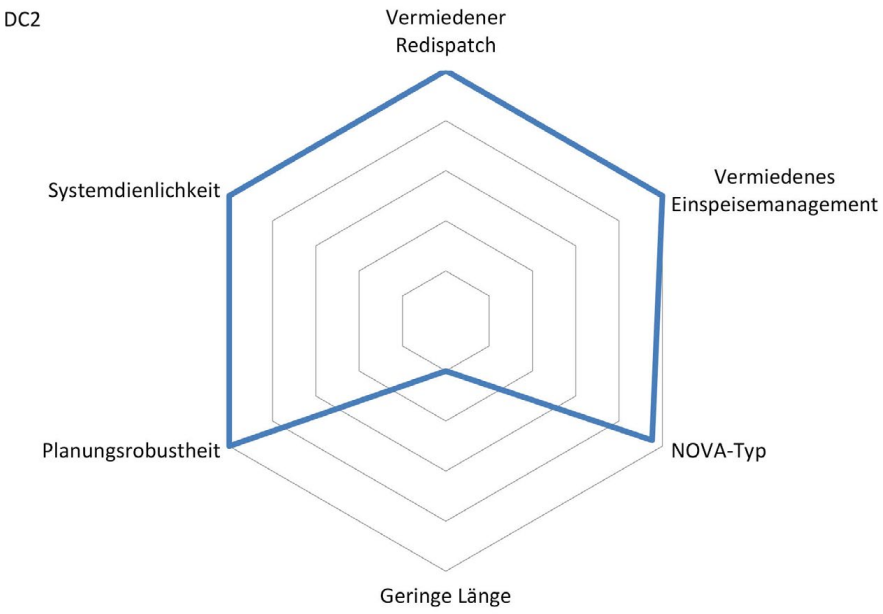
nahme erwiesen. Alternative Netzverknüpfungspunkte für dieses Projekt sind grundsätzlich denkbar, jedoch in Bezug auf die volkswirtschaftlichen Kosten vor dem Hintergrund netzplanerischer Aspekte und die weitere Rauminanspruchnahme wesentlich schlechter.

Bisherige Bestätigung des Projekts

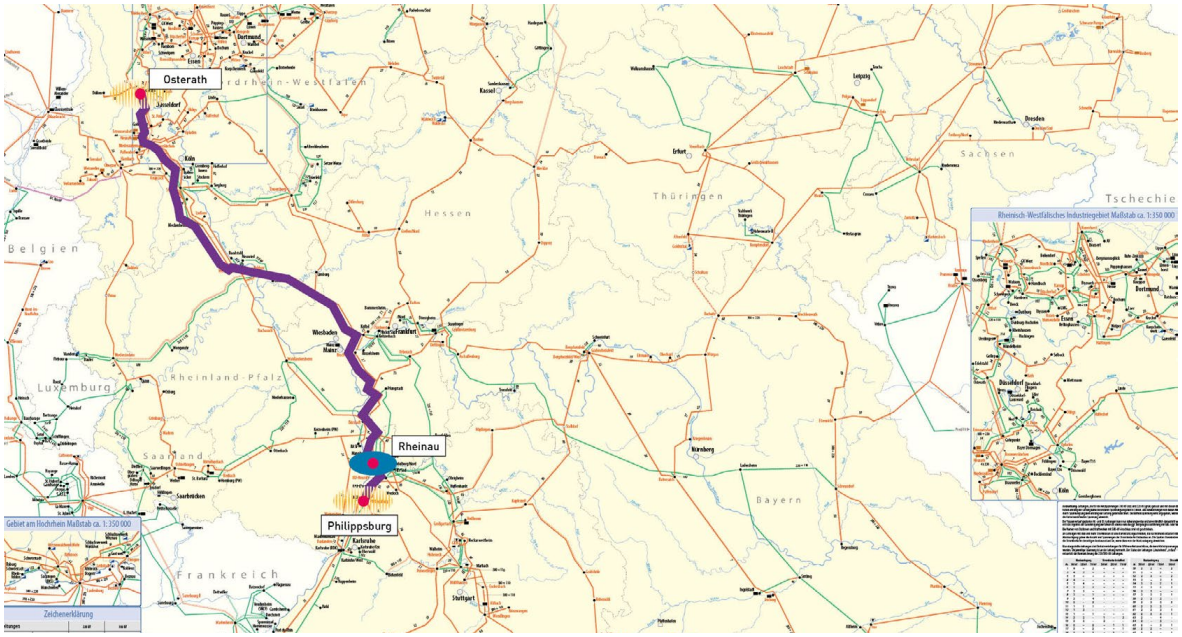
Das Projekt wurde im NEP 2012 als Korridor A, Nr. 02, im NEP 2013 sowie im NEP 2014 als Korridor A, A02 von der Bundesnetzagentur bestätigt. Es ist Bestandteil des Bundesbedarfsplangesetzes (Vorhaben Nr. 2).

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben. Nachfolgend erfolgt eine grafische Darstellung sowie eine textliche Beschreibung der wesentlichen Ergebnisse für das Projekt DC2.



Das Projekt hat einen sehr hohen systemischen Nutzen und trägt signifikant zu einer günstigen, ökologischen und sicheren Energieversorgung bei. Dies zeigt sich auf Basis der großen Mengen an vermiedenem Redispatch und Einspeisemanagement sowie auf Basis vieler behobener Überlastungen im (n-1)-Fall. Durch die HGÜ-Technologie bietet das Projekt darüber hinaus im Rahmen dieser Projektcharakterisierung nicht erfasste Regelfähigkeiten, die das Systemverhalten und die Systemrobustheit erheblich verbessern. Die HGÜ-Verbindungen dienen dem weiträumigen Stromtransport und haben daher aufgabenbedingt eine hohe Leitungslänge. Außerdem besteht das Projekt zu einem überwiegenden Teil aus einer Zu-/Umbeseilung ohne Neubau und es ist aller Voraussicht nach kein neuer Trassenraum erforderlich. Das Projekt wurde in allen Szenarien der vorhergehenden Netzentwicklungspläne als notwendig identifiziert.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

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

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT, TransnetBW Nr. BBPlG 2015: 3

Nr. TYNDP 2016: 235.664 Nr. PCI: 2.10

Beschreibung des geplanten Projekts

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

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

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

Weitere Informationen zum Projekt sind verfügbar unter:
http://www.tennet.eu/de/unser-netz/onshore-projekte-deutschland/suedlink/
https://www.transnetbw.de/de/suedlink

Die Längenangabe in der nachfolgenden Tabelle ist dem BBPlG-Monitoring Stand Quartal 1/2017 entnommen und bildet den Vorschlagskorridor aus dem Antrag zur Bundesfachplanung nach §6 NABEG ab. Die Länge des Korridors am Ende der Bundesfachplanung kann hiervon abweichen.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
DC 3	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	*702*		x	x	x	x	2025	*2: im Raumordnungsverfahren/Bundesfachplanung*

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 zusätzlicher Erzeugungsüberschuss aus der Region. Baden-Württemberg ist dagegen, insbesondere in Folge des Kernenergieausstiegs, zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit auf Energietransporte aus anderen Regionen angewiesen. Gleichzeitig schreitet der Ausbau der erneuerbaren Energien (vor allem Photovoltaik und Windenergie) in Baden-Württemberg weiter voran.

Netzplanerische Begründung

Durch die Verbindung der küstennahen Regionen in Schleswig-Holstein mit dem Ballungsraum rund um Stuttgart wird die Versorgungssicherheit erhöht. Dies erfolgt, indem sowohl starke Nord-Süd- als auch Süd-Nord-Leistungsflüsse ermöglicht werden, ohne das bestehende AC-Netz unzulässig zu belasten. Zusätzlich soll die Austauschkapazität mit Norwegen, Dänemark und Schweden auf bis zu 4,5 GW gesteigert werden.

Mit der HGÜ-Verbindung von Schleswig-Holstein nach Baden-Württemberg wird die Kapazität des Übertragungsnetzes zwischen den betreffenden Regionen wesentlich erhöht und die Energie großräumig und verlustarm nach Süden transportiert.

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

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

Die Schaltanlage in Brunsbüttel ist als Netzverknüpfungspunkt für die Westküstenleitung (siehe P25) vorgesehen. Deren südlicher Abschnitt Brunsbüttel – Süderdonn wurde Ende 2016 bereits realisiert (siehe TTG-P25a im NEP 2025) und der Abschnitt Süderdonn – Heide/West befindet sich bereits in der Errichtung (siehe TTG-P25 dieses NEP). Darüber hinaus ist die Schaltanlage in Büttel – wenige Kilometer entfernt – als Netzverknüpfungspunkt im Offshore-Netzentwicklungsplan vorgesehen und mit drei Offshore-Netzanbindungen bereits in Betrieb. Zwischen diesen beiden Netzverknüpfungspunkten ist eine Verstärkung der vorhandenen Leitung vorgesehen (siehe P26).

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 für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme DC3 hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

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

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.

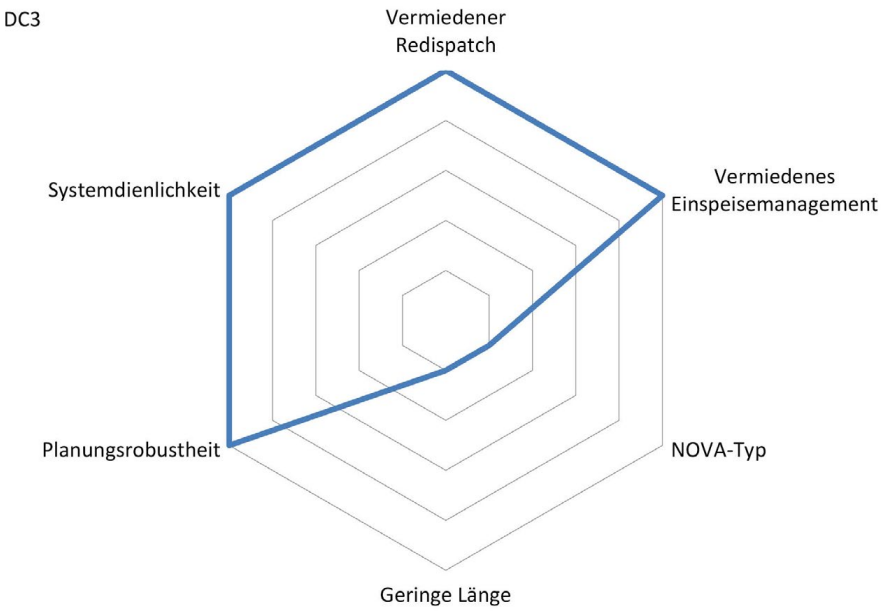
Durch die geplante gemeinsame Führung der Verbindungen DC3 und DC4 in weiten Teilen als paralleles Erdkabel auf einer Stammstrecke wird die Rauminanspruchnahme minimiert. Der alternativ mögliche Ausbau des 380-kV-Höchstspannungsnetzes wäre deutlich umfangreicher und wurde insofern verworfen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

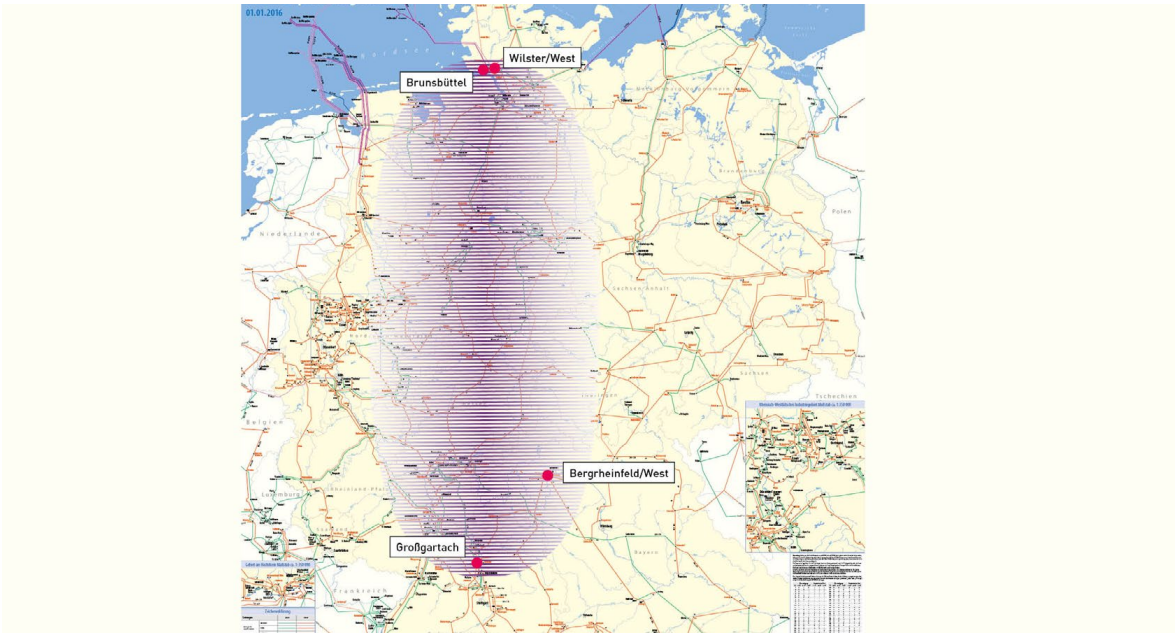
Das Projekt wurde im NEP 2012 als Korridor C, Nr. 05, im NEP 2013 sowie im NEP 2014 als Korridor C, C05 von der Bundesnetzagentur bestätigt und ist Bestandteil des Bundesbedarfsplans (Vorhaben Nr. 3). Die HGÜ-Verbindung DC3 wird von der Europäischen Kommission als innerdeutsches Vorhaben von gemeinsamem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

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben. Nachfolgend erfolgt eine grafische Darstellung sowie eine textliche Beschreibung der wesentlichen Ergebnisse für das Projekt DC3.



Das Projekt hat einen sehr hohen systemischen Nutzen und trägt signifikant zu einer günstigen, ökologischen und sicheren Energieversorgung bei. Dies zeigt sich auf Basis der großen Mengen an vermiedenem Redispatch und Einspeisemanagement sowie auf Basis vieler behobener Überlastungen im (n-1)-Fall. Durch die HGÜ-Technologie bietet das Projekt darüber hinaus im Rahmen dieser Projektcharakterisierung nicht erfasste Regelfähigkeiten, die das Systemverhalten und die Systemrobustheit erheblich verbessern. Die HGÜ-Verbindungen dienen dem weiträumigen Stromtransport und haben daher aufgabenbedingt eine hohe Leitungslänge. Das Projekt wurde in allen Szenarien der vorhergehenden Netzentwicklungspläne als notwendig identifiziert.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

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

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT, TransnetBW Nr. BBPlG 2015: 4

Nr. TYNDP 2016: 235.664 Nr. PCI: 2.10

Beschreibung des geplanten Projekts

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

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

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

Weitere Informationen zum Projekt sind verfügbar unter:
http://www.tennet.eu/de/unser-netz/onshore-projekte-deutschland/suedlink/
https://www.transnetbw.de/de/suedlink

Die Längenangabe in der nachfolgenden Tabelle ist dem BBPlG-Monitoring Stand Quartal 1/2017 entnommen und bildet den Vorschlagskorridor aus dem Antrag zur Bundesfachplanung nach §6 NABEG ab. Die Länge des Korridors am Ende der Bundesfachplanung kann hiervon abweichen.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetrieb-nahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
DC4	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	*556*		x	x	x	x	2025	*2: im Raumordnungs-verfahren/Bundes-fachplanung*

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 der Region. Süddeutschland hingegen ist, insbesondere in Folge des Kernenergieausstiegs, zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit zunehmend auf Energietransporte aus anderen Regionen angewiesen. Dies gilt ungeachtet des dort voranschreitenden Ausbaus der erneuerbaren Energien.

Netzplanerische Begründung

Durch die Verbindung der küstennahen Region in Schleswig-Holstein mit den Verbrauchszentren in Süddeutschland wird die Versorgungssicherheit erhöht. Dies erfolgt, indem sowohl starke Nord-Süd- als auch Süd-Nord-Leistungsflüsse ermöglicht werden, ohne das bestehende AC-Netz unzulässig zu belasten. Zusätzlich soll

die Austauschkapazität mit Norwegen, Dänemark und Schweden auf bis zu 4,5 GW gesteigert werden. Mit der HGÜ-Verbindung von Schleswig-Holstein nach Bayern wird die Kapazität des Übertragungsnetzes zwischen den betreffenden Regionen wesentlich erhöht und die Energie großräumig und verlustarm nach Süden transportiert.

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

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

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 für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden.
Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme DC4 hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

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

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.

Um einen geeigneten Endpunkt für die DC-Verbindung zu finden, wurde im Netzentwicklungsplan der Raum Grafenrheinfeld als Bereich für den Verknüpfungspunkt untersucht. In dieses Gebiet fällt ebenfalls das Umspannwerk Bergrheinfeld/West. Aufgrund der technischen und örtlichen Gegebenheiten wurde Bergrheinfeld/West als Anschlusspunkt für die DC-Verbindung aus Wilster/West festgelegt.

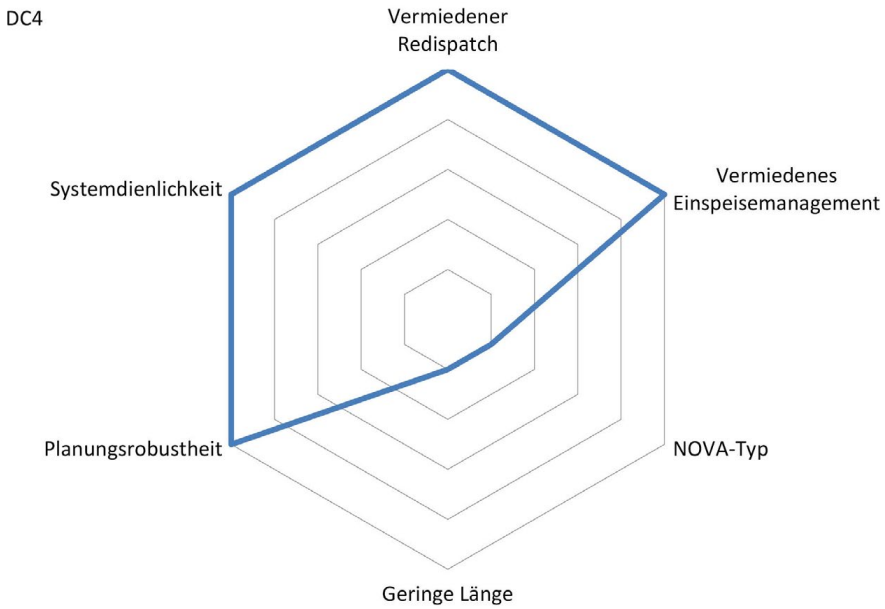
Durch die geplante gemeinsame Führung der Verbindungen DC3 und DC4 in weiten Teilen als paralleles Erdkabel auf einer Stammstrecke wird die Rauminanspruchnahme minimiert. Der alternativ mögliche Ausbau des 380-kV-Höchstspannungsnetzes wäre deutlich umfangreicher und wurde insofern verworfen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

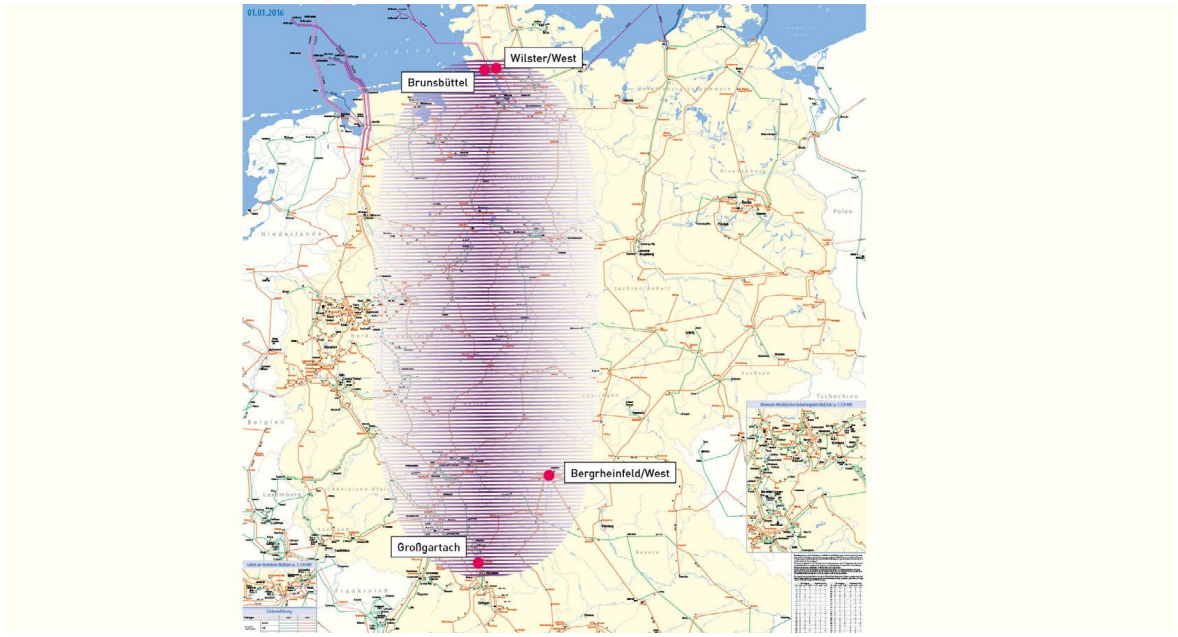
Das Projekt wurde im NEP 2012, im NEP 2013 sowie im NEP 2014 als Korridor C, C06mod von der BNetzA bestätigt und ist Bestandteil des Bundesbedarfsplans (Vorhaben Nr. 4). Die HGÜ-Verbindung DC4 wird von der Europäischen Kommission als innerdeutsches Vorhaben von gemeinsamem Interesse (Projects of Common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

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben. Nachfolgend erfolgt eine grafische Darstellung sowie eine textliche Beschreibung der wesentlichen Ergebnisse für das Projekt DC4.



Das Projekt hat einen sehr hohen systemischen Nutzen und trägt signifikant zu einer günstigen, ökologischen und sicheren Energieversorgung bei. Dies zeigt sich auf Basis der großen Mengen an vermiedenem Redispatch und Einspeisemanagement sowie auf Basis vieler behobener Überlastungen im (n-1)-Fall. Durch die HGÜ-Technologie bietet das Projekt darüber hinaus im Rahmen dieser Projektcharakterisierung nicht erfasste Regelfähigkeiten, die das Systemverhalten und die Systemrobustheit erheblich verbessern. Die HGÜ-Verbindungen dienen dem weiträumigen Stromtransport und haben daher aufgabenbedingt eine hohe Leitungslänge. Das Projekt wurde in allen Szenarien der vorhergehenden Netzentwicklungspläne als notwendig identifiziert.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

DC5: HGÜ-Verbindung Wolmirstedt – Isar (SuedOstLink)

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz, TenneT Nr. BBPlG 2015: 5

Nr. TYNDP 2016: 130.665 Nr. PCI: 3.12

Beschreibung des geplanten Projekts

Die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-Verbindung (HGÜ-Verbindung) DC5 verbindet die Regionen hoher Einspeisung erneuerbarer Energien in Nordostdeutschland, die Lastschwerpunkte im Süden Deutschlands und die heutigen und zukünftigen Speicher in der Alpenregion. Das Projekt hat in der öffentlichen Kommunikation den Titel SuedOstLink und enthält die folgende Maßnahme:

- DC5: Wolmirstedt – Isar
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Bau einer HGÜ-Verbindung mit einer Nennleistung von 2 GW vorgesehen. Die Realisierung der HGÜ-Verbindung erfolgt modular entsprechend der Entwicklung des Übertragungsbedarfs, insbesondere getrieben durch den weiteren Ausbau regenerativer Einspeisung entlang des Ausbaupfads des novellierten Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG). Die Maßnahme DC5 ist in allen Szenarien des NEP 2030 notwendig und stellt eine Transportkapazität von 2 GW zur Verfügung.

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

Die Notwendigkeit der HGÜ-Verbindung von Sachsen-Anhalt nach Bayern zeigt sich seit dem NEP 2012 (dort als Korridor D eingeführt). Mit dem Bundesbedarfsplangesetz 2015 wurden Wolmirstedt und Isar als Anfangs- und Endpunkte festgelegt. Zuvor wurden verschiedene Alternativen geprüft (s. Alternative Planungsmöglichkeiten).

Weitere Informationen zum Projekt sind verfügbar unter:
http://www.50hertz.com/de/Netzausbau/Leitungen-an-Land/SuedOstLink
http://www.tennet.eu/de/unser-netz/onshore-projekte-deutschland/suedostlink/

Die Längenangabe in der nachfolgenden Tabelle ist dem BBPlG-Monitoring Stand Quartal 1/2017 entnommen und bildet den Vorschlagskorridor aus dem Antrag zur Bundesfachplanung nach §6 NABEG ab. Die Länge des Korridors am Ende der Bundesfachplanung kann hiervon abweichen.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
DC5	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	*540*		x	x	x	x	2025	*2: im Raumordnungsverfahren/Bundesfachplanung*

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

DC5 verbindet die nordöstliche Region Deutschlands, die mit über 40 % schon heute den höchsten Erzeugungsanteil erneuerbarer Energien am Endverbrauch aufweist, mit Süddeutschland.

In Nord- und Mitteldeutschland wächst die Einspeisung aus erneuerbaren Energien, insbesondere von Onshore-Windleistung, stetig. Demgegenüber steht in der Region ein stagnierender oder sogar rückläufiger

Verbrauch, der heute schon häufig unterhalb der eingespeisten Energiemengen liegt. Der Ausbau erneuerbarer Energien geht aufgrund der günstigen regionalen Bedingungen weiter voran. Dies betrifft insbesondere den Zuwachs der Onshore-Windleistung und Photovoltaik in Brandenburg, Sachsen-Anhalt und Thüringen sowie den Zubau an Onshore- und Offshore-Windleistung in Mecklenburg-Vorpommern.

Für die B-Szenarien des NEP 2030 zeichnet sich für Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg und Sachsen-Anhalt zusammen eine Zunahme der Leistung aus Windenergieanlagen an Land auf 18,2 GW im Jahr 2030 ab. Ende 2015 waren etwa 13,2 GW installiert.

Im Süden Deutschlands entsteht hingegen durch die Abschaltung der letzten Kernkraftwerke in 2022 eine systematische Unterdeckung des Versorgungsbedarfs in den Folgejahren. Bayern, Baden-Württemberg und Hessen müssen in 2030 gut 40 % ihres Jahresenergieverbrauchs importieren. Im Energiedialog Bayern, der im Februar 2015 abgeschlossen wurde, wurde für Bayern ein Leistungsdefizit in Höhe von 5 GW und ein Importbedarf in Höhe von 40 TWh festgestellt .

Gaskraftwerke und der dezentrale Ausbau erneuerbarer Energien ersetzen die Energieproduktion der stillgelegten Kernkraftwerke in Zukunft nicht vollständig. Süddeutschland ist daher zur Deckung des Strombedarfs und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit auf Energietransporte aus anderen Regionen angewiesen. DC5 erschließt die erneuerbaren Energien im Nordosten für die Lastregionen in Süddeutschland und dient gleichzeitig der Deckung der Höchstlast und damit der Versorgungssicherheit in Bayern.

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

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

Die Netzplanung der Übertragungsnetzbetreiber erfolgt unter der Prämisse eines sicheren und stabilen Netzbetriebs, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Vor diesem Hintergrund hat sich die HGÜ-Verbindung von Sachsen-Anhalt nach Bayern über mehrere Szenarien seit dem NEP 2012 als erforderlich erwiesen.

Netzplanerische Begründung

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

Insbesondere bei weiträumigem Energietransport reduziert der Einsatz der DC-Technologie den Blindleistungsbedarf erheblich. Dazu stellen die HGÜ-Konverter zusätzlich Blindleistung bereit. Hierdurch trägt das Projekt DC5 zur Einhaltung der AC-Spannungsbänder bei und leistet damit einen wichtigen Beitrag zur Spannungsstabilität im AC-Netz. In Wechselwirkung mit den geplanten Verstärkungen der Interkonnektoren an der deutsch-österreichischen Grenze trägt das Projekt zur Stärkung der Verbindung zwischen den Standorten der Windkraftanlagen, der Photovoltaik und der alpinen Speicher bei.

Aktuell werden für den Transport von Windenergie nach Bayern in erheblichem Umfang ausländische Netze in Anspruch genommen. Bei hoher Windeinspeisung treten ungeplante Leistungsflüsse von Nordostdeutschland über das polnische und tschechische Netz (teilweise auch über Österreich) nach Bayern auf. Das Projekt DC5 beseitigt diese weitgehend, speziell im Zusammenspiel mit den Querregeltransformatoren (PST) (50HzT-P128), die gemeinsam mit PSE und ČEPS an der deutsch-polnischen und deutsch-tschechischen Grenze zur Steuerung der Leistungsflüsse eingesetzt werden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern 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 für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030, ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend deren Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme DC5 hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 des NEP-Berichts).

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

Mit anderen Maßnahmen, insbesondere Netzoptimierungen oder Netzverstärkungen bzw. Netzausbau im vorhandenen AC-Netz, kann der mit dem Vorhaben verfolgte Zweck technisch nicht sinnvoll erreicht werden. Die Potenziale der AC-Netzverstärkungen sind bereits weitestgehend ausgeschöpft.

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 Anbindung an die regionalen Versorgungsstrukturen, um die regenerativ erzeugte Energie der HGÜ-Verbindung zuzuführen bzw. wieder in das AC-Netz abzugeben. Gleichzeitig muss die HGÜ- Verbindung zwischen den Punkten eine entlastende Wirkung auf AC-Leitungen auf der Transportachse haben. Auf diese Art wird der zusätzliche Netzausbau zur Integration der HGÜ-Verbindung minimiert.

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

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

Für die HGÜ-Verbindung wurden alternative Standorte untersucht: Als relevante Alternative kann die Verbindung von Lauchstädt nach Meitingen gesehen werden, die bereits im NEP 2012, NEP 2013 und NEP 2014 Ergebnis der Planungen war. Das Ergebnis des zweiten Entwurfs des NEP 2014 war die 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 aus Nordostdeutschland. Aufgrund dessen ist eine Verlagerung des Standorts von Lauchstädt nach Wolmirstedt effektiv.

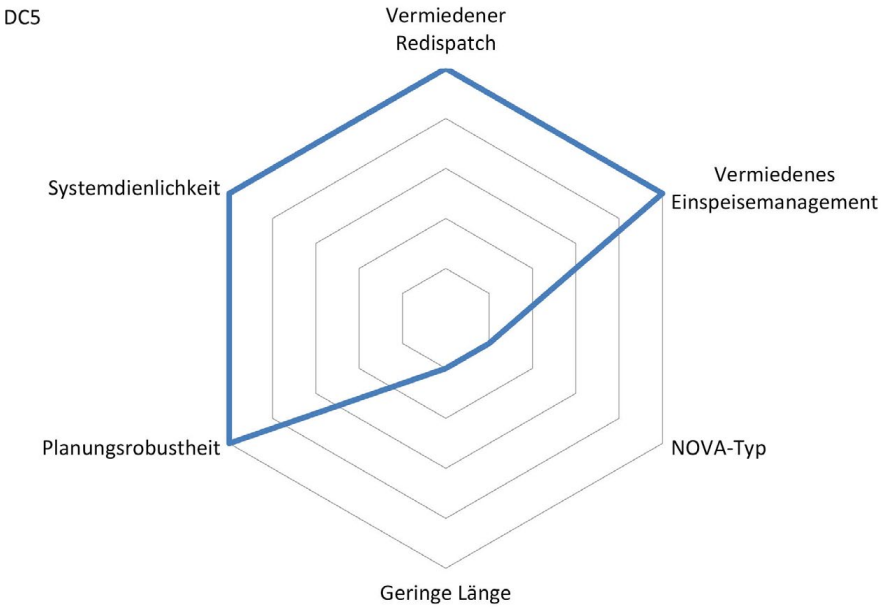
Bisherige Bestätigung des Projekts

Die HGÜ-Verbindung DC5 wurde im NEP 2012, im NEP 2013 sowie im NEP 2014 als Korridor D, D18 – jeweils mit veränderten Netzverknüpfungspunkten von der Bundesnetzagentur bestätigt und ist im Bundesbedarfsplan enthalten (Vorhaben Nr. 5).

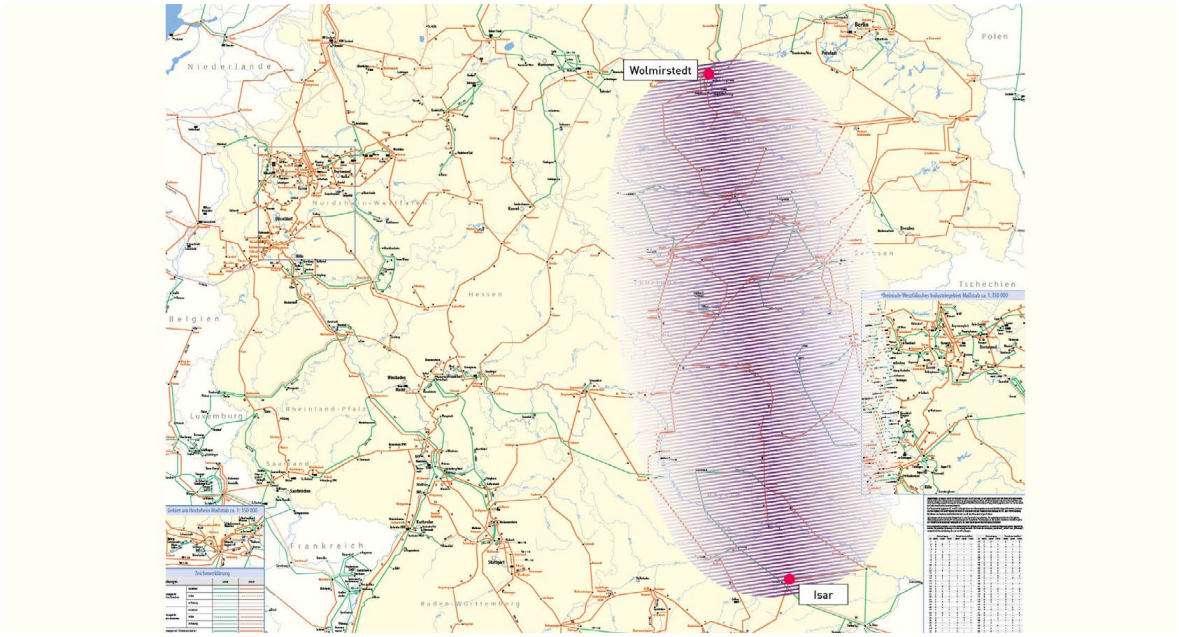
Das Projekt wird von der Europäischen Kommission als Vorhaben von gemeinsamem Interesse (Projects of Common Interest – PCI) unter der Nummer 3.12 der PCI-Liste der Europäischen Union geführt.

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben. Nachfolgend erfolgt eine grafische Darstellung sowie eine textliche Beschreibung der wesentlichen Ergebnisse für das Projekt DC5.



Das Projekt hat einen sehr hohen systemischen Nutzen und trägt signifikant zu einer günstigen, ökologischen und sicheren Energieversorgung bei. Dies zeigt sich auf Basis der großen Mengen an vermiedenem Redispatch und Einspeisemanagement sowie auf Basis vieler behobener Überlastungen im (n-1)-Fall. Durch die HGÜ-Technologie bietet das Projekt darüber hinaus im Rahmen dieser Projektcharakterisierung nicht erfasste Regelfähigkeiten, die das Systemverhalten und die Systemrobustheit erheblich verbessern. Die HGÜ-Verbindungen dienen dem weiträumigen Stromtransport und haben daher aufgabenbedingt eine hohe Leitungslänge. Das Projekt wurde in allen Szenarien der vorhergehenden Netzentwicklungspläne als notwendig identifiziert.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P20: Netzausbau zwischen Emden und Halbemond

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT Nr. BBPlG 2015: 37

Nr. TYNDP 2016: 207.940

Beschreibung des geplanten Projekts

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

- M69: Emden/Ost – Halbemond
  Von Emden/Ost nach Halbemond ist der Neubau einer 380-kV-Leitung vorgesehen (Netzausbau). Hierzu ist eine neue 380-kV-Schaltanlage im Halbemond mit zwei 380/110-kV-Transformatoren zu errichten (Netzausbau) und die 380-kV-Schaltanlage Emden/Ost, die im Rahmen des Projekts P69 errichtet wird, zu erweitern (Netzverstärkung).

Weitere Informationen zum Projekt sind verfügbar unter:
http://www.tennet.eu/de/unser-netz/onshore-projekte-deutschland/halbemond-emdenost/

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M69	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	30		x	x	x	x		

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Aufgrund des prognostizierten Anstiegs erneuerbarer Energien im Raum nordwestliches Niedersachsen insbesondere aus Windenergie onshore sind die bestehende 110-kV-Netzstruktur und die vorhandenen Transformatoren nicht mehr ausreichend, um die Energie abtransportieren zu können. Derzeit wird aus genehmigungsrechtlichen Gründen davon ausgegangen, dass eine Inbetriebnahme des Projekts zum Zeitpunkt der Fertigstellung der für Halbemond geplanten Offshore-Netzanbindung nicht möglich ist. Daher wurde der Offshore-Netzanschluss, der bisher für den NVP Halbemond vorgesehen war, in die Schaltanlage Emden/Ost verschoben (Projekt NOR-1-1 im O-NEP 2030).

Nach Verlegung des Offshore-Netzverknüpfungspunktes von Halbemond nach Emden/Ost sowie unter Berücksichtigung des im NEP 2030 angenommenen Zubaus an Windenergie onshore reduziert sich die Auslastung des Projekts P20 im Vergleich zu vorherigen Netzentwicklungsplänen. Die grundsätzliche Notwendigkeit und der erforderliche Fertigstellungszeitpunkt sind deshalb durch die Bundesnetzagentur erneut zu bestätigen.

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 für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme M69 hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Nach Ansicht der zuständigen Genehmigungsbehörde sowie der niedersächsischen Landesregierung ist das Projekt P20 mit der Maßnahme M69 als 380-kV-Freileitung u.a. wegen Querung mehrerer faktischer Vogelschutzgebiete derzeit nicht genehmigungsfähig. Eine teilweise Erdverkabelung scheidet mangels gesetzlicher Grundlage aus. Aus diesem Grund wurde der bisherige Offshore-Netzverknüpfungspunkt (NOR-1-1) nach Emden/Ost verlegt, um eine rechtzeitige Inbetriebnahme der Offshore-Anschlussleitung sicherstellen zu können.

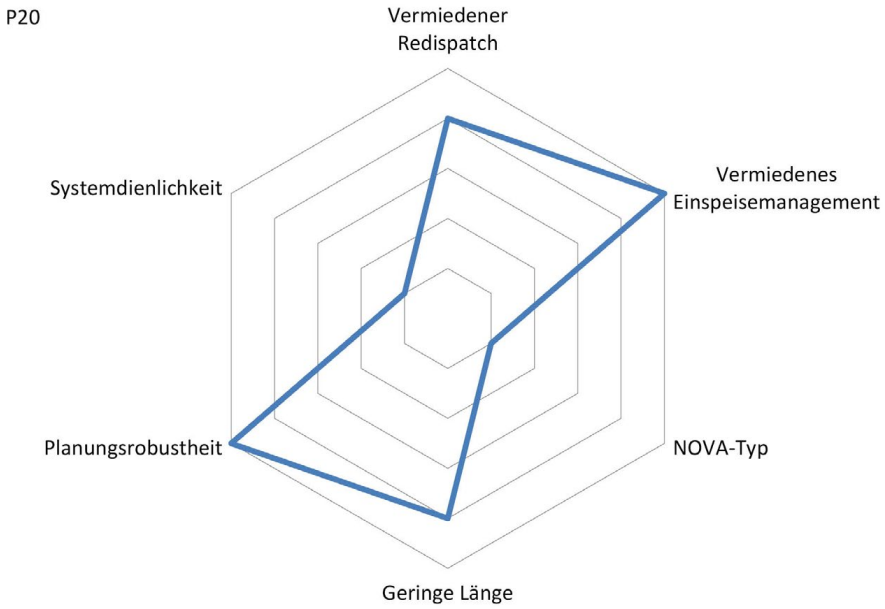
Mit Verlegung des Offshore-Netzverknüpfungspunktes nach Emden/Ost verringert sich der Lastfluss - und damit die Auslastung - zwischen Halbemond und Emden/Ost auf der 380-kV-Ebene. *Daher wurde in den letzten Monaten* vom regionalen Verteilnetzbetreiber Avacon unter Beteiligung von TenneT, der Niedersächsischen Landesregierung sowie der BNetzA untersucht, ob und unter welchen Bedingungen die im 110-kV-Netz auftretenden Überlastungen auch durch einen Ausbau der 110-kV-Infrastruktur beseitigt werden können. *Die Untersuchungen der Avacon kommen zu dem Ergebnis, dass für das im Fokus stehende Untersuchungsjahr 2030 die Notwendigkeit für die Errichtung von bis zu acht parallelen 110-kV-Kabeln zwischen der 110-kV-Schaltanlage Halbemond und der 110-kV-Schaltanlage Emden/Borßum besteht, wenn die 380-kV-Leitung zwischen Halbemond und Emden/Ost nicht errichtet wird. In jedem Fall sind darüber hinaus nördlich von Halbmond und östlich von Emden/Borßum 110-kV-Verstärkungsmaßnahmen vorzusehen. Die Avacon weist u.a. in ihrer Stellungnahme zur Konsultation des NEP 2030 darauf hin, dass der Netzausbau in der 110-kV-Ebene technisch und wirtschaftlich nicht nachhaltig ist.*

Bisherige Bestätigung des Projekts

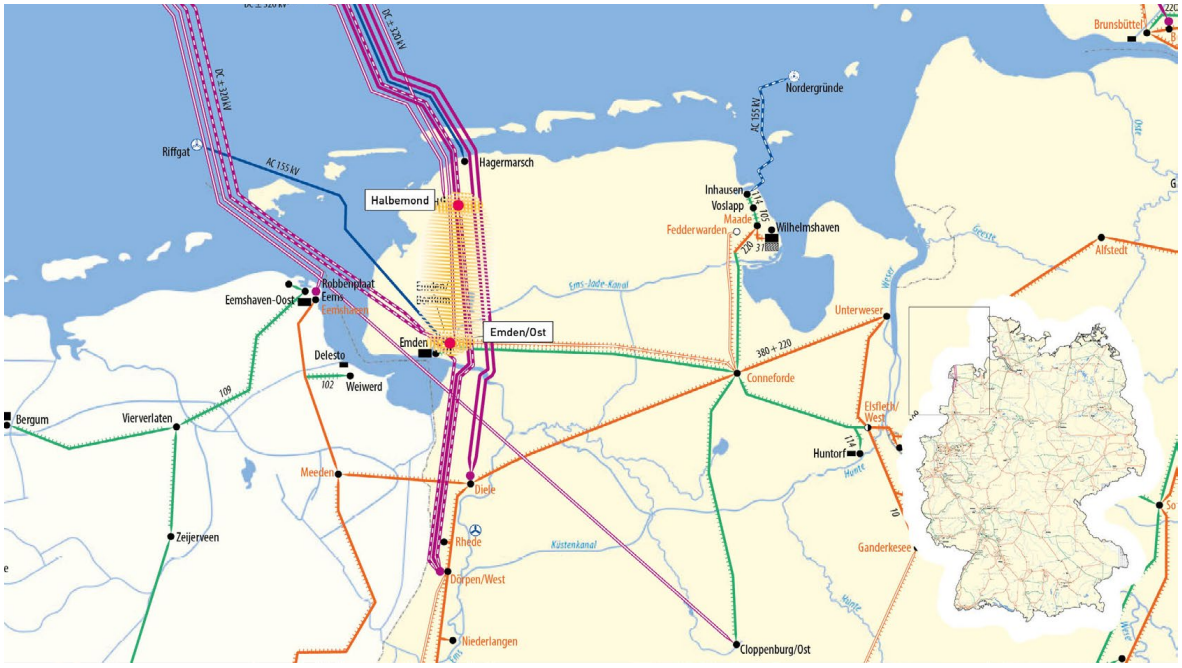
Das Projekt P20 wurde im NEP 2013 sowie im NEP 2014 von der BNetzA bestätigt und ist Teil des Bundesbedarfsplans (Vorhaben Nr. 37).

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben. Nachfolgend erfolgt eine grafische Darstellung sowie eine textliche Beschreibung der wesentlichen Ergebnisse für das Projekt P20.



Das Projekt hat einen sehr hohen systemischen Nutzen und trägt signifikant zu einer günstigen, ökologischen und sicheren Energieversorgung bei. Dies zeigt sich auf Basis der großen Mengen an vermiedenem Redispatch und Einspeisemanagement. Das Projekt hat eine hohe Bedeutung für die regionale Integration erneuerbarer Energien und trägt zur Lösung von Engpässen im 110 kV-Netz bei. Das Projekt wurde in allen Szenarien der vorhergehenden Netzentwicklungspläne als notwendig identifiziert.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P21: Netzverstärkung und -ausbau Conneforde – Cloppenburg – Merzen

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion, TenneT Nr. BBPlG 2015: 6

Nr. TYNDP 2016: 132.666, 132.663

Beschreibung des geplanten Projekts

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

- M51a: Conneforde – Cloppenburg
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist die bestehende 220-kV-Leitung zwischen Conneforde und Cloppenburg/Ost durch eine 380-kV-Leitung mit zwei Stromkreisen abzulösen (Netzverstärkung). Das bestehende Umspannwerk in Conneforde wird verstärkt (Netzverstärkung). Zur Einbindung der Leitung und des unterlagerten Verteilnetzes müssen in Cloppenburg zwei neue Umspannwerke errichtet bzw. ein Umspannwerk neu und das bestehende Umspannwerk Cloppenburg/Ost verstärkt werden (Netzausbau/Netzverstärkung).

- M51b: Cloppenburg – Merzen
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist eine neue 380-kV-Leitung zwischen einem der neu zu errichtenden Umspannwerke in Cloppenburg bzw. dem verstärkten Umspannwerk Cloppenburg/Ost und der neu zu errichtenden Umspannanlage nahe dem „Punkt Merzen“ im Landkreis Osnabrück erforderlich (Netzausbau).

Das Projekt ist in Zusammenhang mit den Projekten *TTG-P157* und P235 zu sehen.

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

Weitere Informationen zum Projekt sind verfügbar unter:
http://www.tennet.eu/de/unser-netz/onshore-projekte-deutschland/conneforde-cloppenburg-merzen/
http://netzausbau.amprion.net/projekte/cloppenburg-merzen/projektbeschreibung

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M51a	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		60	x	x	x	x	*2023*	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M51b	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	55		x	x	x	x	2024	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Region ist bereits heute geprägt durch hohe Einspeisung aus Biomasse sowie aus Onshore-Windenergie. Der Zubau an Onshore-Windenergie wird gemäß den Szenarien perspektivisch die regionale Last übersteigen, so dass mit Rückspeisungen von Leistung in das 380-kV-Netz zu rechnen ist.

Netzplanerische Begründung

Aufgrund des prognostizierten starken Anstiegs vor allem der Onshore- und Offshore-Windenergieleistung im nordwestlichen Niedersachsen ist die vorhandene Netzinfrastruktur aus dem Nordwesten Niedersachsens in Richtung Süden nicht mehr ausreichend, um die überschüssige Leistung abtransportieren zu können.

Am nördlichen Umspannwerk Conneforde laufen mehrere 380-kV-Leitungen aus den Räumen Emden, Wilhelmshaven, Unterweser und Elsfleth zusammen, deren Leistung u.a. mittels des geplanten Projekts in Richtung Süden abzutransportieren ist.

Darüber hinaus ist Cloppenburg im Offshore-Netzentwicklungsplan als Netzverknüpfungspunkt vorgesehen (Projekte NOR-7-1, NOR-3-2 und NOR-6-3 im O-NEP 2030). *Die Ergebnisse einer Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte für zwei dieser drei Offshore-Netzansbindungssysteme sind in Kapitel 4.2.4 des NEP-Berichts dargestellt. Der Bedarf für P21 mit den Maßnahmen M51a und M51b besteht unabhängig von der Anzahl der Offshore-Netzanbindungssysteme in Cloppenburg.* Insbesondere aufgrund der prognostizierten Onshore-Rückspeisung aus dem Verteilnetz im Raum Cloppenburg ist es erforderlich, die Umspannleistung zwischen dem Übertragungsnetz und dem unterlagerten Verteilnetz zu erhöhen. Hierfür sowie für die Integration der Energie aus Offshore-Windenergie sind zwei Umspannwerke in Cloppenburg notwendig.

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 für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Dieses Projekt hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 des NEP-Berichts).

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass die geforderte Stromtragfähigkeit von 3.600 A pro Stromkreis auf der 220-kV-Spannungsebene zwischen den Umspannwerken Conneforde und Cloppenburg/Ost nicht erreicht werden kann. Aus diesem Grund muss die bestehende 220-kV-Leitung als 380-kV-Leitung in bestehender Trasse neu errichtet und von Cloppenburg in Richtung Süden bis Merzen ergänzt werden.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Im Netzentwicklungsplan 2012 war für diese Leitungsverbindung als Endpunkt die südlicher gelegene Anlage Westerkappeln angenommen. Mit dem Netzentwicklungsplan 2013 wird als Endpunkt der Leitung der Bereich Punkt Merzen festgelegt. Grund hierfür ist, dass die Bundesnetzagentur im Umweltbericht zum Bundesbedarfsplan 2012 erhebliche Auswirkungen auf die Schutzgüter Tiere, Pflanzen und biologische



Vielfalt nördlich von Westerkappeln (z. B. Vogelschutzgebiet Düsterdieker Heide) festgestellt hat. Durch eine Verlagerung des Endpunkts der geplanten Leitung von Westerkappeln zum Punkt Merzen werden diese Auswirkungen vermieden. Dies erfordert jedoch die Errichtung einer neuen Anlage in der Nähe des Punktes Merzen. Im Punkt Merzen ist eine Verknüpfung von sechs 380-kV-Bestandstromkreisen (380-kV-Abzweig nach Westerkappeln aus der 380-kV-Verbindung Hanekenfähr – Wehrendorf) mit den neuen Stromkreisen aus Cloppenburg möglich.

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.

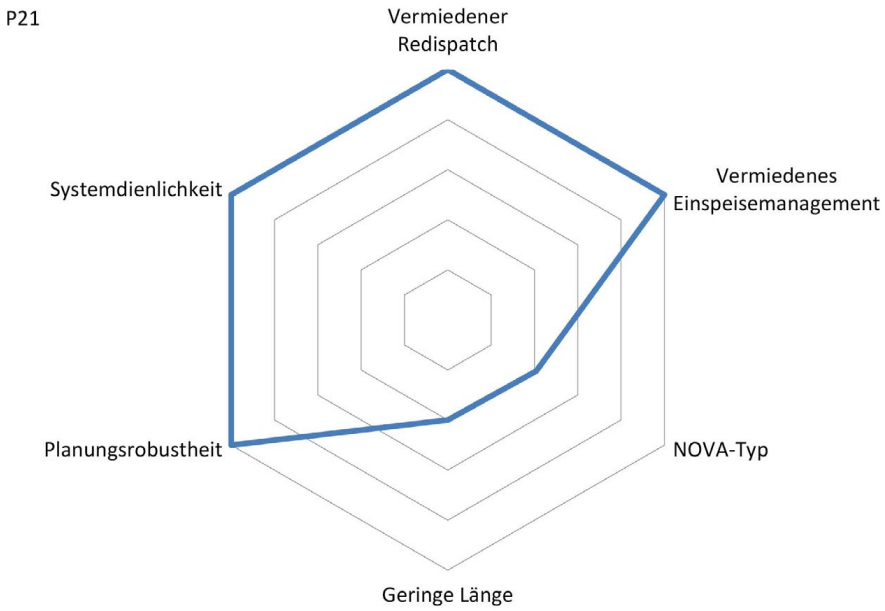
Weitere alternative Einzelmaßnahmen wurden nicht geprüft, da es sich bei dem hier beschriebenen Projekt um einen notwendigen direkten Nord-Süd-Kanal handelt, um die Übertragungsfähigkeit in Richtung Süden zu erhöhen. Weiterhin ist Cloppenburg als Offshore-Netzverknüpfungspunkt vorgesehen. Diese Leistung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

Bisherige Bestätigung des Projekts

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

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben. Nachfolgend erfolgt eine grafische Darstellung sowie eine textliche Beschreibung der wesentlichen Ergebnisse für das Projekt P21.



Das Projekt hat einen sehr hohen systemischen Nutzen und trägt signifikant zu einer günstigen, ökologischen und sicheren Energieversorgung bei. Dies zeigt sich auf Basis der großen Mengen an vermiedenem Redispatch und Einspeisemanagement sowie auf Basis vieler behobener Überlastungen im (n-1)-Fall. Das Projekt hat eine hohe Bedeutung für die regionale Integration erneuerbarer Energien. Das Projekt bzw. die enthaltenen Maßnahmen wurden in allen Szenarien der vorhergehenden Netzentwicklungspläne als notwendig identifiziert.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P22: Netzverstärkung von Conneforde über Unterweser und Elsfleth nach Ganderkesee

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2016: 207.675

Beschreibung des geplanten Projekts

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

- M82: Conneforde nach Unterweser/West
  Die existierende Leitung, auf der ein 220-kV- und ein 380-kV-Stromkreis aufgelegt sind, muss verstärkt werden (Netzverstärkung). Hierfür muss die Leitung mit zwei 380-kV-Stromkreisen neu errichtet werden, da eine Verstärkung mittels Hochtemperaturseilen nicht möglich ist. Weiterhin müssen die betroffenen 380-kV-Schaltanlagen in Conneforde verstärkt werden (Netzverstärkung; *siehe TTG-P157*) sowie die bestehende Schaltanlage Unterweser durch die neu zu errichtenden Schaltanlage Unterweser/West abgelöst werden (Netzverstärkung). Diese Schaltanlage soll nach derzeitigem Planungsstand im Landkreis Wesermarsch errichtet werden.

- M87: Unterweser/West nach Elsfleth/West
  Von Unterweser/West zur neu zu errichtenden Schaltanlage Elsfleth/West (siehe P155) ist die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung notwendig (Netzverstärkung). Hierfür muss die Leitung mit zwei 380-kV-Stromkreisen neu errichtet werden, da eine Verstärkung mittels Hochtemperaturseilen nicht möglich ist.

- M80: Elsfleth/West nach Ganderkesee (über Niedervieland)
  Von Ganderkesee über Niedervieland zur zu errichtenden Schaltanlage Elsfleth/West ist die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung notwendig. Hierfür muss die Leitung mit zwei 380-kV-Stromkreisen neu errichtet werden, da eine Verstärkung mittels Hochtemperaturseilen nicht möglich ist. Weiterhin sind die 380-kV-Schaltanlagen Ganderkesee und Niedervieland zu verstärken (Netzverstärkung).

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetrieb-nahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M82	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		33	x	x	x	x	*2029*	
M87	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		30	x	x	x	x	*2029*	
M80	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		35	x	x	x	x	*2029*	

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Aufgrund des prognostizierten starken Anstiegs erneuerbarer Energien, vor allem Wind onshore und offshore, im Raum nordwestliches Niedersachsen ist die vorhandene Netzstruktur aus dem Raum nordwestliches Niedersachsen in Richtung Süden nicht mehr ausreichend, um die überschüssige Leistung abtransportieren zu können. Ohne die Verstärkung der Leitungen wird die bestehende 380-kV-Leitung Conneforde – Unterweser bei Ausfall eines 380-kV-Stromkreises überlastet.

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 für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahmen M80, M82 und M87 haben sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 des NEP-Berichts).

Im Rahmen des NOVA-Prinzips wurde festgestellt, dass durch FLM die geforderte Stromtragfähigkeit von 3.600 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 müssen die Leitungen in bestehender Trasse neu gebaut werden.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

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.

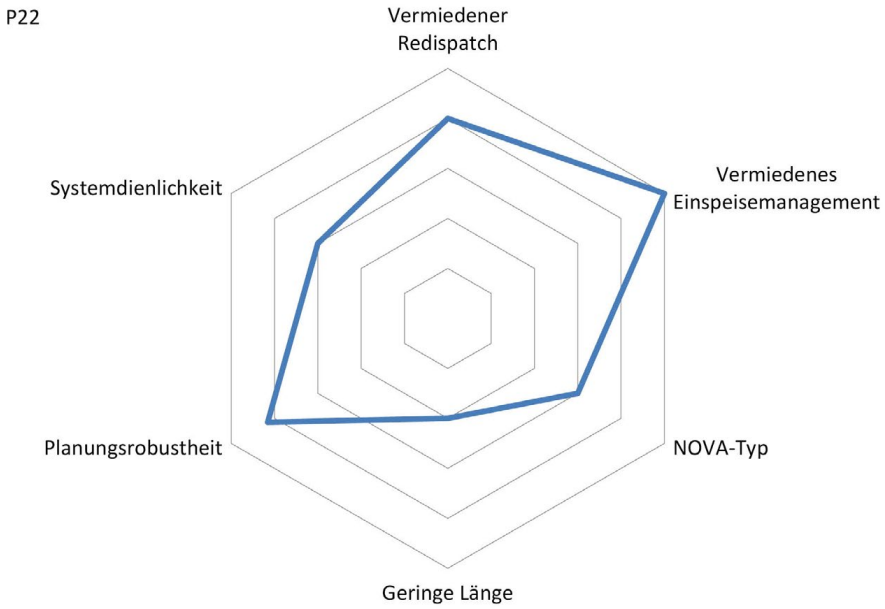
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P22 wurde bereits in den Netzentwicklungsplänen 2012, 2013, 2014 und 2025 identifiziert, aber bisher nicht von der BNetzA bestätigt.

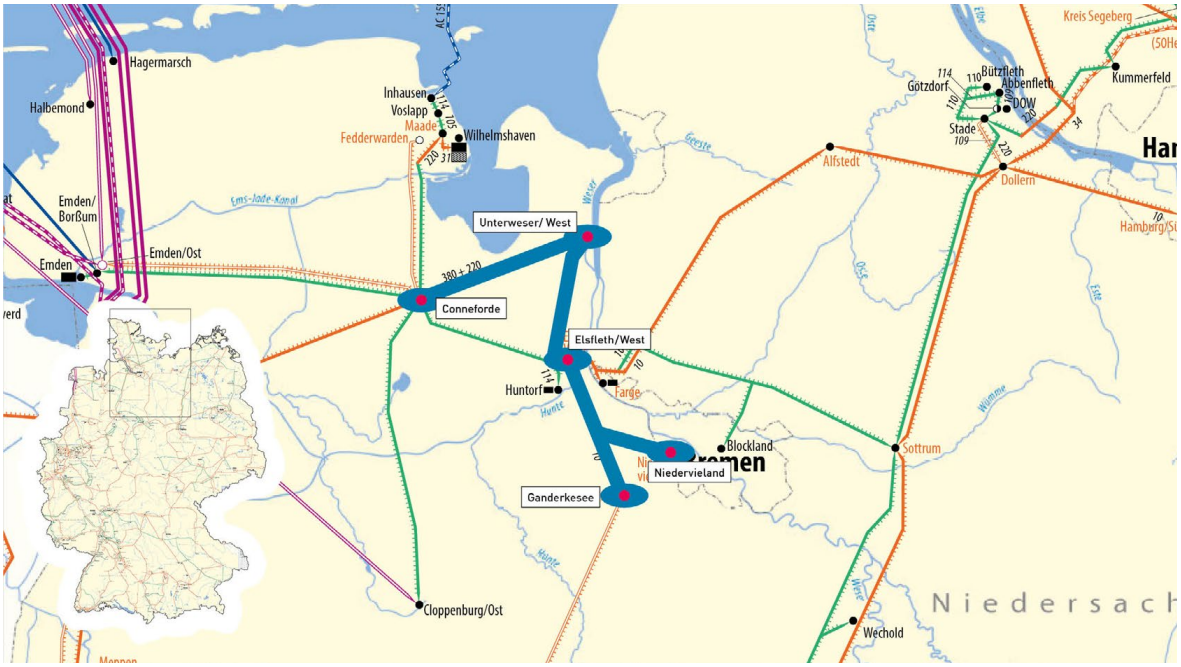


Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben. Nachfolgend erfolgt eine grafische Darstellung sowie eine textliche Beschreibung der wesentlichen Ergebnisse für das Projekt P22.



Das Projekt hat einen sehr hohen systemischen Nutzen und trägt signifikant zu einer günstigen, ökologischen und sicheren Energieversorgung bei. Dies zeigt sich auf Basis der großen Mengen an vermiedenem Redispatch und Einspeisemanagement sowie auf Basis wirksam behobener Überlastungen im (n-1)-Fall. Außerdem wird das Projekt in bestehender Trasse neu errichtet, sodass aller Voraussicht nach kein neuer Trassenraum erforderlich wird. Das Projekt bzw. die enthaltenen Maßnahmen wurden in vorhergehenden Netzentwicklungsplänen bereits sehr häufig als notwendig identifiziert.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P23: Netzverstärkung zwischen Dollern und Elsfleth/West

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT Nr. BBPlG 2015: 38

Nr. TYNDP 2016: 207.676

Beschreibung des geplanten Projekts

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

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

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M20	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		100	x	x	x	x	2026	

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

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

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 für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme M20 hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 des NEP-Berichts).

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass durch FLM die geforderte Stromtragfähigkeit von 3.600 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.

Alternative Netzverknüpfungspunkte

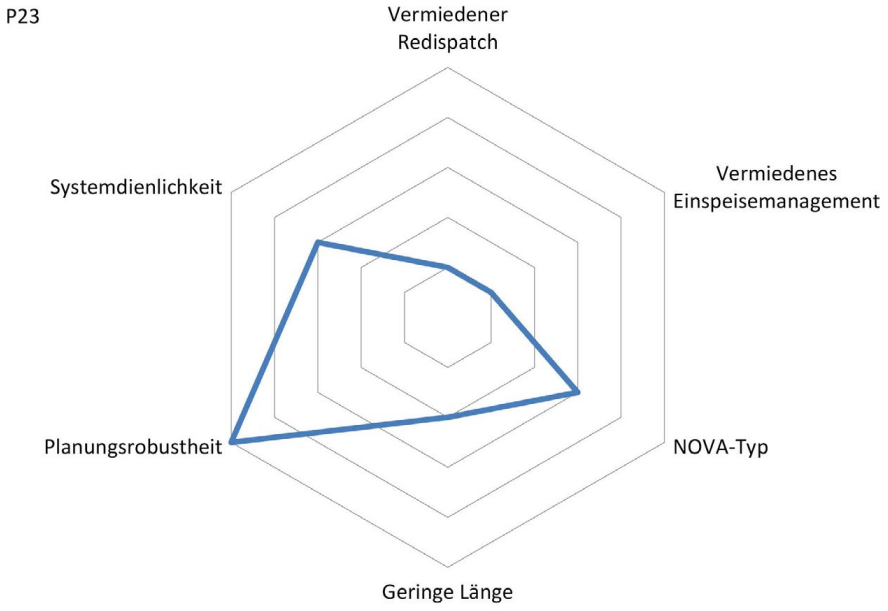
Weitere alternative Einzelmaßnahmen wurden nicht untersucht, da es sich bei der Verbindung um eine bereits existierende Leitung handelt. Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Verstärkung dieser bestehenden Verbindung in Betracht gezogen. Alternative Verbindungen aus dem Raum Stade/Dollern in den Raum nordwestlich von Bremen, mit denen sich die Übertragungsaufgabe sinnvoll erfüllen ließe, bestehen nicht.

Bisherige Bestätigung des Projekts

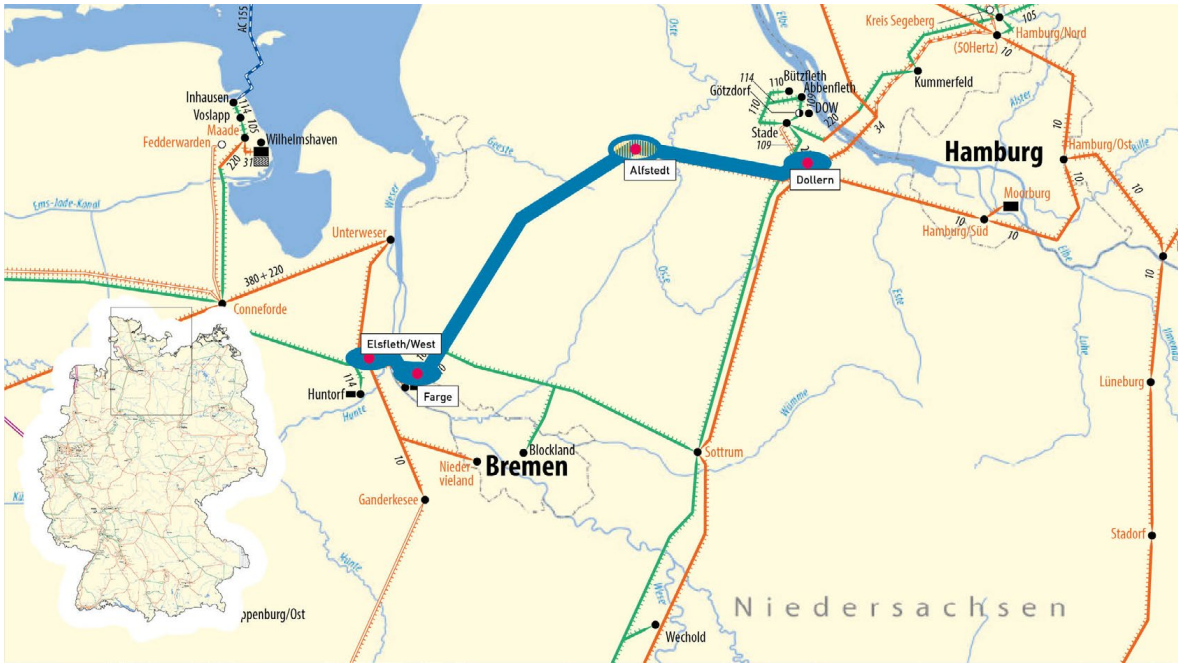
Das Projekt P23 wurde im NEP 2013 sowie im NEP 2014 von der BNetzA bestätigt und ist Teil des Bundesbedarfsplans (Vorhaben Nr. 38).

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben. Nachfolgend erfolgt eine grafische Darstellung sowie eine textliche Beschreibung der wesentlichen Ergebnisse für das Projekt P23.



Das Projekt trägt zu einer günstigen, ökologischen und sicheren Energieversorgung bei. Es vermeidet Redispatch und hebt Überlastungen im (n-1)-Fall auf. Außerdem wird das Projekt in bestehender Trasse neu errichtet, sodass aller Voraussicht nach kein neuer Trassenraum erforderlich wird. Das Projekt wurde in allen Szenarien der vorhergehenden Netzentwicklungspläne als notwendig identifiziert.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

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

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT Nr. BBPlG 2015: 7

Nr. TYNDP 2016: 164.149, 164.677

Beschreibung des geplanten Projekts

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

- M71a: Stade/West – Dollern und M71b: Dollern – Sottrum
  Im Rahmen dieser Maßnahmen ist eine Ablösung der vorhandenen 220-kV-Leitung zwischen Stade/West und Sottrum durch eine neue 380-kV-Leitung mit zwei Stromkreisen vorgesehen (Netzverstärkung). Zusätzlich ist in Stade/West eine neue 380-kV-Schaltanlage zu errichten (Netzausbau) und die 380-kV-Schaltanlage Sottrum zu verstärken (Netzverstärkung). Die neue 380-kV-Leitung wird mit Fertigstellung des Gesamtprojekts an Dollern vorbeigeführt und in Sottrum angeschlossen.

- M72: Sottrum – Grafschaft Hoya (früher Wechold)
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist eine Ablösung der vorhandenen 220-kV-Leitung zwischen Sottrum und Wechold durch eine neue 380-kV-Leitung mit zwei Stromkreisen vorgesehen. Zum Anschluss der Leitung muss die bestehende 380-kV-Schaltanlage Sottrum erweitert (Netzverstärkung) bzw. die bestehende 220-kV-Schaltanlage Wechold komplett neu mit einer Nennspannung von 380 kV errichtet werden (Netzausbau). Der Standort der neuen 380-kV-Schaltanlage, welche die 220-kV-Schaltanlage Wechold ablösen soll, ist noch nicht bekannt. Der Suchraum umfasst die Grafschaft Hoya.

- M73: Grafschaft Hoya (früher Wechold) – Landesbergen
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist eine Ablösung der vorhandenen 220-kV-Leitung zwischen Wechold und Landesbergen durch eine neue 380-kV-Leitung mit zwei Stromkreisen vorgesehen. Zum Anschluss der Leitung ist die bestehende 220-kV-Schaltanlage Wechold komplett neu mit einer Nennspannung von 380 kV zu errichten (Suchraum Grafschaft Hoya; Netzausbau) und die bestehende 380-kV-Schaltanlage Landesbergen zu verstärken (Netzverstärkung).

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

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

Weitere Informationen zum Projekt sind verfügbar unter:
http://www.tennet.eu/de/unser-netz/onshore-projekte-deutschland/stade-landesbergen/

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetrieb-nahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M71a	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		10	x	x	x	x	2021	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach BImSchG
M71b	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		59	x	x	x	x	2022	2: im Raumordnungsverfahren/Bundesfachplanung
M72	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		41	x	x	x	x	2023	2: im Raumordnungsverfahren/Bundesfachplanung
M73	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		50	x	x	x	x	2023	2: im Raumordnungsverfahren/Bundesfachplanung

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

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

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 für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahmen M71-M73 haben sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 des NEP-Berichts).

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass die geforderte Übertragungskapazität auf der 220-kV-Spannungsebene auch durch HTL-Umbeseilung nicht erreicht werden kann. FLM wird bereits heute angewandt. Aus diesem Grund müssen die bestehenden 220-kV-Leitungen durch 380-kV-Leitungen abgelöst werden.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

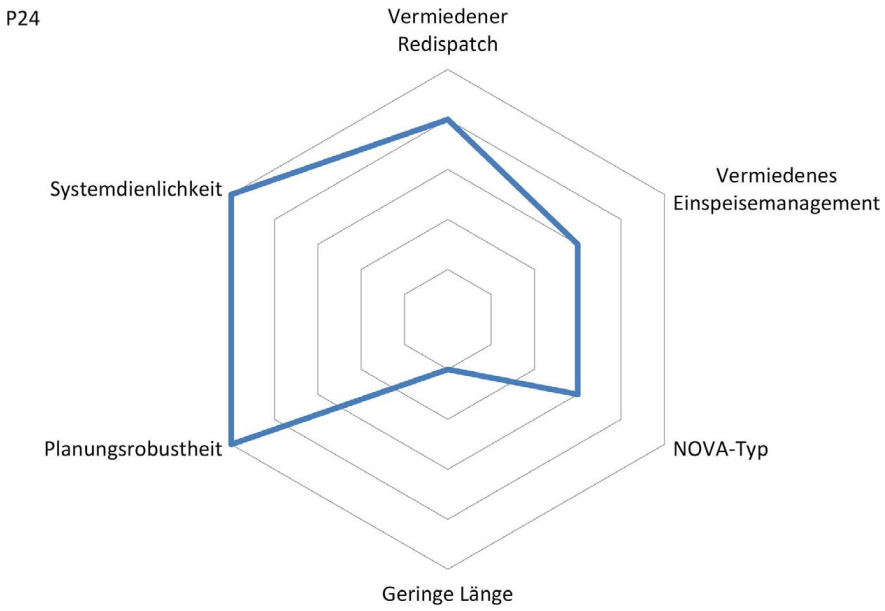
Weitere alternative Einzelmaßnahmen wurden nicht geprüft, da es sich bei dem hier beschriebenen Projekt um einen notwendigen direkten Nord-Süd-Kanal handelt, um die Übertragungsfähigkeit in Richtung Süden zu erhöhen. Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Verstärkung dieser bestehenden Verbindung in Betracht gezogen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

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

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben. Nachfolgend erfolgt eine grafische Darstellung sowie eine textliche Beschreibung der wesentlichen Ergebnisse für das Projekt P24.



Das Projekt hat einen sehr hohen systemischen Nutzen und trägt signifikant zu einer günstigen, ökologischen und sicheren Energieversorgung bei. Dies zeigt sich auf Basis der Mengen an vermiedenem Redispatch und Einspeisemanagement sowie auf Basis vieler behobener Überlastungen im (n-1)-Fall. Außerdem wird das Projekt in bestehender Trasse neu errichtet, sodass aller Voraussicht nach kein neuer Trassenraum erforderlich wird. Das Projekt bzw. die enthaltenen Maßnahmen wurden in allen Szenarien der vorhergehenden Netzentwicklungspläne als notwendig identifiziert.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P25: Netzausbau an der Westküste Schleswig-Holsteins (Westküstenleitung)

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT
Nr. BBPlG 2015: 8
Nr. TYNDP 2016: 258.667, 183.1018
Nr. PCI: 1.3.1, 1.3.2

Beschreibung des geplanten Projekts

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

- M44: Husum/Nord nach Klixbüll/Süd (früher Niebüll/Ost)
  Im Rahmen der Maßnahme ist eine neue 380-kV-Doppelleitung zwischen Husum/Nord und Klixbüll/Süd erforderlich (Netzausbau). Zum Anschluss der Leitung und der notwendigen Transformatoren müssen in Husum/Nord und in Klixbüll/Süd 380-kV-Schaltanlagen neu errichtet werden (Netzausbau).

- M45: Klixbüll/Süd (früher Niebüll/Ost) nach Grenze Dänemark
  Im Rahmen der Maßnahme ist ein Neubau einer 380-kV-Doppelleitung zwischen Klixbüll/Süd und der dänischen Grenze erforderlich (Netzausbau). Zum Anschluss der Leitung und der notwendigen Transformatoren muss in Klixbüll/Süd eine 380-kV-Schaltanlage neu errichtet werden (Netzausbau).

Die ehemaligen Maßnahmen M42 Süderdonn nach Heide/West *und M43 Heide/West nach Husum/Nord* sind bereits planfestgestellt bzw. befinden sich in der Errichtung und wurden deshalb in die Startnetztopologie überführt (siehe TTG-P25). Der Abschnitt von Brunsbüttel nach Süderdonn (siehe TTG-P25a im NEP 2025) ist bereits vollständig errichtet.

Weitere Informationen zum Projekt sind verfügbar unter:
http://www.tennet.eu/de/unser-netz/onshore-projekte-deutschland/westkuestenleitung/

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M44	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	38		x	x	x	x	2019	3: vor oder im Planfeststelungsverfahren/Genehmigung nach BImSchG
M45	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	17		x	x	x	x	2021	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Region ist geprägt durch hohe Einspeisung von Strom aus Onshore-Windenergie. Die Einspeisung aus Windenergie übersteigt bereits heute die regionale Last zu weiten Teilen des Jahres, so dass in erheblichem Umfang Einspeisemanagement-Maßnahmen auf der 110-kV-Ebene erforderlich sind. Der Zubau an Windenergie wird gemäß den Szenarien weiter ansteigen.

Netzplanerische Begründung

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

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreiber 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 für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahmen M44 und M45 haben sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

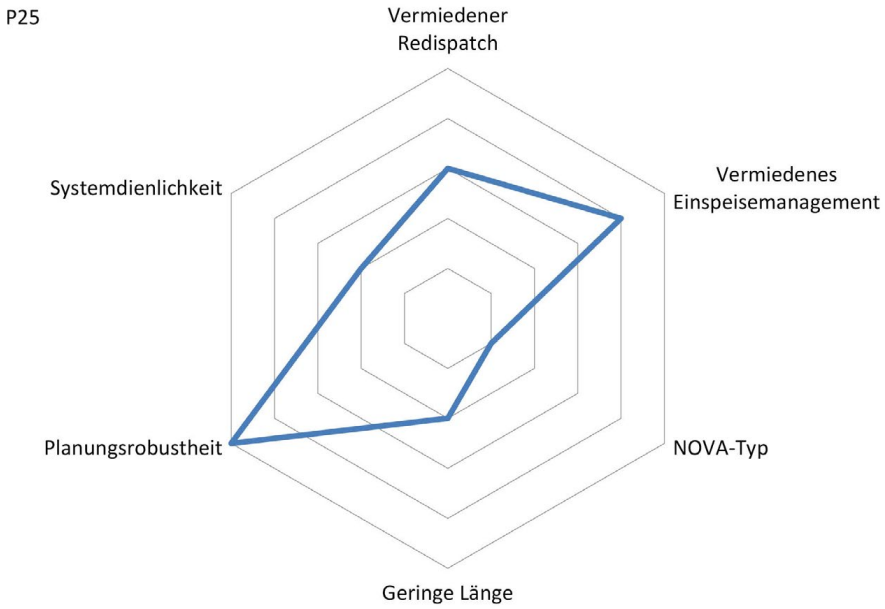
Weitere alternative Einzelmaßnahmen wurden nicht geprüft, da die Ertüchtigung der 110-kV-Netzstruktur nicht mehr bedarfsgerecht ist und sich an der Westküste Schleswig-Holsteins bisher keine Netzstruktur auf der Höchstspannungsnetzebene befindet.

Bisherige Bestätigung des Projekts

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

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben. Nachfolgend erfolgt eine grafische Darstellung sowie eine textliche Beschreibung der wesentlichen Ergebnisse für das Projekt P25.



Das Projekt hat einen hohen systemischen Nutzen und trägt zu einer günstigen, ökologischen und sicheren Energieversorgung bei. Dies zeigt sich auf Basis der Mengen an vermiedenem Redispatch und Einspeisemanagement sowie auf Basis wirksam behobener Überlastungen im (n-1)-Fall. Das Projekt hat eine hohe Bedeutung für die regionale Integration erneuerbarer Energien und trägt zur Lösung von Engpässen im 110 kV-Netz bei. Das Projekt bzw. die enthaltenen Maßnahmen wurden in allen Szenarien der vorhergehenden Netzentwicklungspläne als notwendig identifiziert.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P26: Netzverstärkung zwischen Brunsbüttel, Büttel, Wilster und Dollern

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2016: -

Beschreibung des geplanten Projekts

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

- M76: Büttel – Wilster/West
  Von Büttel nach Wilster/West ist die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung vorgesehen, um die Stromtragfähigkeit der bestehenden Leitung auf 3.600 A zu erhöhen (Netzverstärkung). Eine Verstärkung der Leitung mittels eines Hochtemperaturleiterseils ist nicht möglich. Die Leitung muss in bestehender Trasse neu gebaut werden. Hierzu sind die 380-kV-Schaltanlagen Büttel und Wilster/West zu verstärken (Netzverstärkung).

- M432: Brunsbüttel – Büttel
  Von Brunsbüttel nach Büttel ist die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung vorgesehen, um die Stromtragfähigkeit der bestehenden Leitung auf 3.600 A zu erhöhen (Netzverstärkung). Eine Verstärkung der Leitung mittels eines Hochtemperaturleiterseils ist nicht möglich. Die Leitung muss in bestehender Trasse neu gebaut werden. Hierzu sind die 380-kV-Schaltanlagen Büttel und Brunsbüttel zu verstärken (Netzverstärkung).

- M79: Elbekreuzung
  Das Teilstück der 380-kV-Leitung Hamburg/Nord – Dollern, das beim Bau der 380-kV-Leitung Hamburg/Nord – Dollern (siehe TTG-005) noch nicht auf eine Stromtragfähigkeit von 3.600 A ertüchtigt wird, muss zwischen dem Kreuzungspunkt mit der 380-kV-Leitung Wilster – Dollern und Dollern ertüchtigt werden (Netzverstärkung). Hierzu ist die 380-kV-Schaltanlage in Dollern zu verstärken (Netzverstärkung).

- M89: Wilster/West – Dollern
  Von Wilster/West in Richtung Dollern ist der Neubau der 380-kV-Leitung in bestehender Trasse vorgesehen, um die Stromtragfähigkeit der bestehenden Leitung auf 3.600 A zu erhöhen (Netzverstärkung). Hierzu sind die 380-kV-Schaltanlagen in Wilster/West und Dollern zu verstärken (Netzverstärkung).

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetrieb-nahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M76	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		8	x	x	x	x	2025	
M432	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		3	x	x	x	x	2025	
M79	Leitung	Netzverstärkung: Strom-kreisauflage/Umbeseilung		10	x	x	x	x	2018	4: genehmigt oder im Bau
M89	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		55	x	x	x	x	2018/ 2025	4: genehmigt oder im Bau

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, so dass 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 Offshore-Netzentwicklungsplan (Projekte NOR-4-1, NOR-4-2, NOR-5-1 und NOR-5-2 im O-NEP 2030) sowie die Schaltanlagen Brunsbüttel und Wilster/West jeweils als Netzverknüpfungspunkte für die HGÜ-Verbindungen DC3 und DC4 (zusammen SuedLink) vorgesehen. Die Schaltanlage Wilster/West ist zusätzlich als Netzverknüpfungspunkt für die DC-Verbindung nach Norwegen (NordLink, siehe TTG-P68) vorgesehen. Mit den Maßnahmen M76 und M432 werden die vergleichsweise eng zusammenliegenden Netzverknüpfungspunkte Brunsbüttel, Büttel und Wilster/West unter einander verbunden.

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

Anderweitige Planungsmöglichkeiten sind die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie anderweitige Technologiekonzepte. Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination aus AC-Netz und Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahmen M76, M432, M79 und M89 haben sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 des NEP-Berichts).

Im Rahmen des NOVA-Prinzips wurde festgestellt, dass durch FLM die geforderte Stromtragfähigkeit von 3.600 A 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

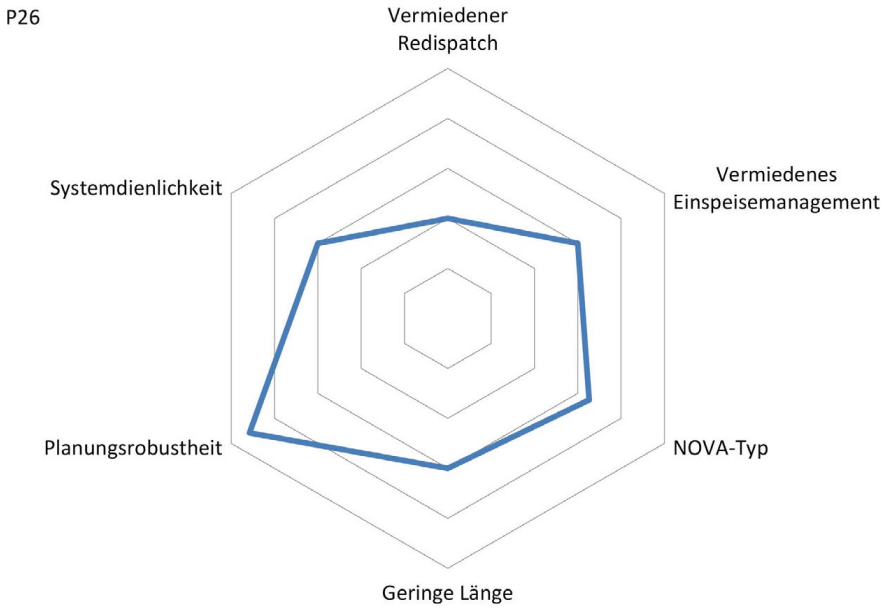
Weitere alternative Einzelmaßnahmen wurden nicht geprüft, da es sich bei der Verbindung um bereits existierende Leitungen handelt. Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Verstärkung dieser bestehenden Verbindungen in Betracht gezogen.

Bisherige Bestätigung des Projekts:

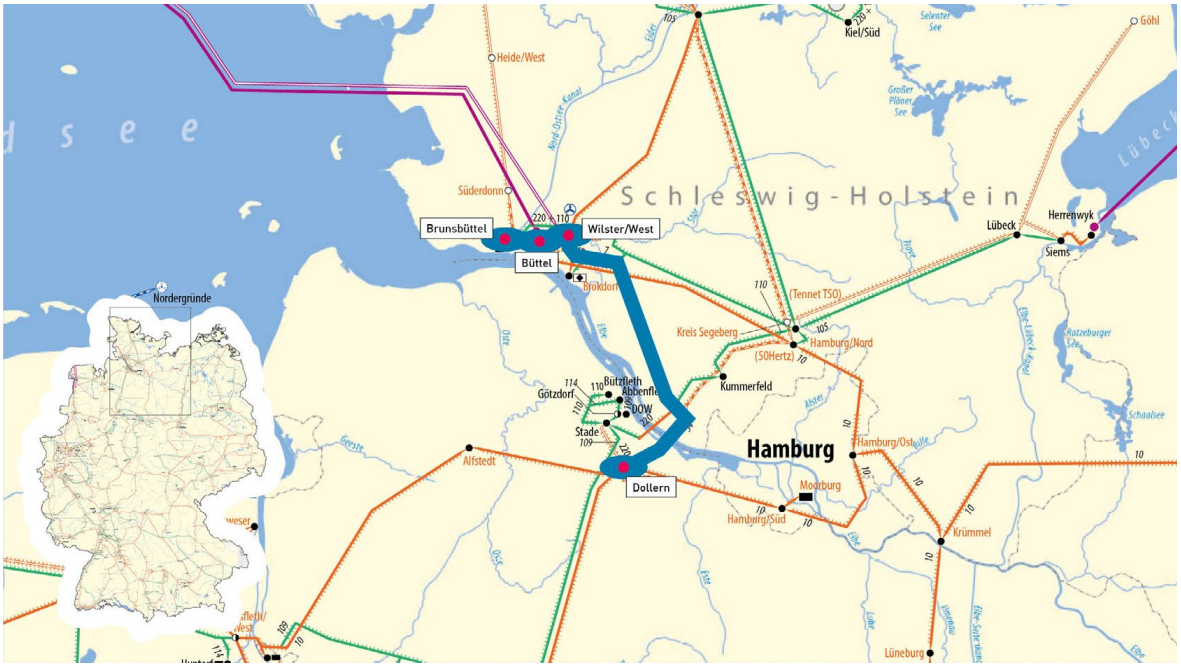
Das Projekt P26 wurde bereits in den Netzentwicklungsplänen 2012, 2013, 2014 und 2025 identifiziert, aber bisher nicht von der BNetzA bestätigt.

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben. Nachfolgend erfolgt eine grafische Darstellung sowie eine textliche Beschreibung der wesentlichen Ergebnisse für das Projekt P26.



Das Projekt trägt zu einer günstigen, ökologischen und sicheren Energieversorgung bei. Es vermeidet Redispatch sowie EE-Einspeisemanagement und hebt Überlastungen im (n-1)-Fall auf. Außerdem wird das Projekt überwiegend in bestehender Trasse neu errichtet, sodass aller Voraussicht nach kein neuer Trassenraum erforderlich wird. Das Projekt bzw. die enthaltenen Maßnahmen wurden in vorhergehenden Netzentwicklungsplänen bereits sehr häufig als notwendig identifiziert.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P27: Netzverstärkung zwischen Landesbergen und Wehrendorf

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion, TenneT Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2016: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Landesbergen und Wehrendorf. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

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

- *M506b: Übergabepunkt TTG/AMP - Wehrendorf*
  Die Maßnahme umfasst eine Umbeseilung des 380-kV-Bestandsstromkreises auf bestehendem Gestänge zur Erhöhung der Stromtragfähigkeit bis zur Regelzonengrenze von Amprion. Wo dies nicht möglich ist, ist ein Neubau in bestehender Trasse erforderlich (Netzverstärkung).

Im Vergleich zum NEP 2025 wurde im NEP 2030 ein zusätzlicher Transportbedarf auf dieser Leitung identifiziert.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M52	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/Umbeseilung		80	x	x	x	x	2023	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M506b	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/Umbeseilung		40	x	x	x	x	bis 2030	

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

Die Verstärkung der in Ost-West-Richtung verlaufenden 380-kV-Leitung verhindert Überlastungen auf der von Landesbergen in südlicher Richtung verlaufenden Leitung Ovenstädt – Bechterdissen. Diese entstehen durch den Abtransport überschüssiger Windenergie aus Offshore- und Onshore-Anlagen von Norden nach Süden.

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 für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Dieses Projekt hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA Grundsatz berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahme M52 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen.

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

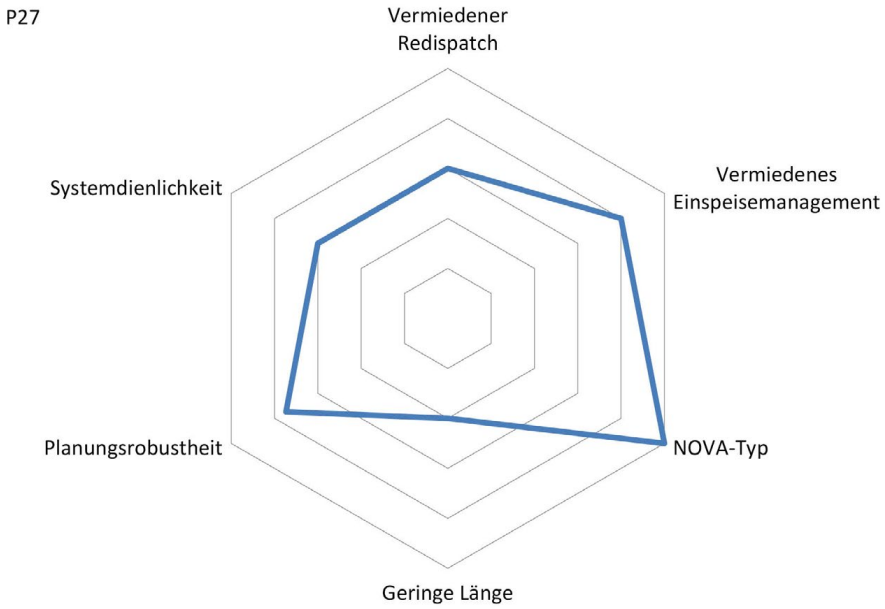
Die Maßnahmen werden unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z.B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen.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

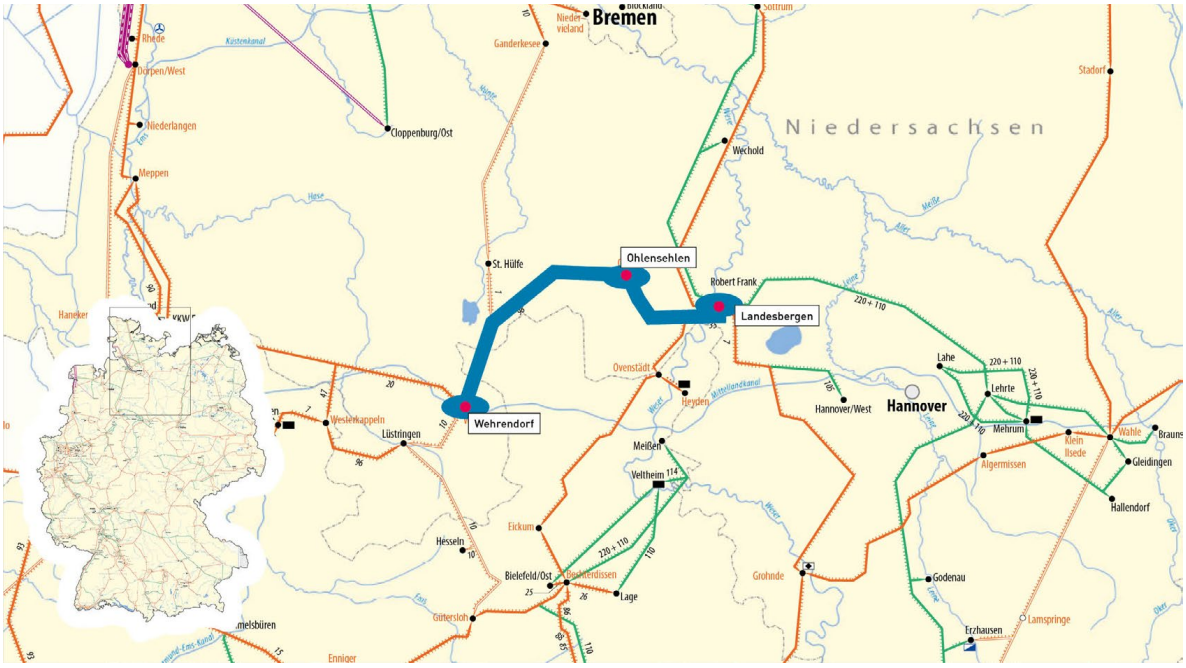
Das Projekt P27 wurde bereits im NEP 2012, im NEP 2013, im NEP 2014 sowie im NEP 2025 identifiziert. Es wurde von der BNetzA bisher jedoch nicht bestätigt.

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben. Nachfolgend erfolgt eine grafische Darstellung sowie eine textliche Beschreibung der wesentlichen Ergebnisse für das Projekt P27.



Das Projekt hat einen hohen systemischen Nutzen und trägt zu einer günstigen, ökologischen und sicheren Energieversorgung bei. Dies zeigt sich auf Basis der Mengen an vermiedenem Redispatch und Einspeisemanagement sowie auf Basis wirksam behobener Überlastungen im (n-1)-Fall. Außerdem besteht das Projekt aus einer Zu-/Umbeseilung ohne Neubau und es ist aller Voraussicht nach kein neuer Trassenraum erforderlich. Das Projekt bzw. die enthaltenen Maßnahmen wurden in vorhergehenden Netzentwicklungsplänen bereits häufig als notwendig identifiziert.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P33: Netzverstärkung Wolmirstedt – Helmstedt – Wahle

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz, TenneT Nr. BBPlG 2015: 10

Nr. TYNDP 2016: 683 (RglP)

Beschreibung des geplanten Projekts

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

- M24a: Wolmirstedt – Helmstedt – Hattorf – Wahle
  Von Wolmirstedt über Helmstedt und Hattorf nach Wahle ist die bestehende 380-kV-Leitung durch *eine Umbeseilung* zu verstärken. *Dafür sind zum Teil Mastverstärkungen notwendig.* Eine Umbeseilung auf HTLS mit einer Stromtragfähigkeit von 3600 A pro Stromkreis ist - vorbehaltlich der Genehmigungsfähigkeit - auf dem 50Hertz-Leitungsabschnitt von Wolmirstedt bis zur Landesgrenze Sachsen-Anhalt/Niedersachsen möglich. Entsprechende Untersuchungen wurden durchgeführt. Auf dem TenneT-Abschnitt ab der Landesgrenze ist der Einsatz von HTL – vorbehaltlich der Genehmigungsfähigkeit – grundsätzlich möglich[18]. Weiterhin sind die 380-kV-Anlagen Wolmirstedt, Helmstedt, Hattorf und Wahle entsprechend zu verstärken (Netzverstärkung). Die 380-kV-Schaltanlagen Helmstedt und Hattorf werden in diesem Zuge in die 380-kV-Leitung voll eingeschleift.

- M24b: Wolmirstedt – Wahle
  Von Wolmirstedt über Helmstedt und Hattorf nach Wahle wird ergänzend zur M24a eine weitere 380-kV-Doppellleitung mit Hochstrombeseilung in bestehendem Trassenraum errichtet (Netzverstärkung). Dabei wird die bestehende Trasse möglichst genutzt. Dabei können geringe Abweichungen von der aktuellen Trasse bei der nachgelagerten Planung entstehen, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen oder bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern.
  Hierzu sind die 380-kV-Anlagen Wolmirstedt, Helmstedt, Hattorf und Wahle zu erweitern und voll einzuschleifen (Netzverstärkung).

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M24a	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/Umbeseilung		111	x	x	x	x	2022	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M24b	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		111	x	x	x	x	*2027-2029*	

18 Weiteres zum Thema Hochtemperaturleiter s. Glossar.

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 Regelzone von 50Hertz, bereits heute hoch belastet.

Netzplanerische Begründung

Die bestehenden Leitungen weisen eine Übertragungsfähigkeit von 1.660 MVA pro Stromkreis auf. Ohne die Netzverstärkung wird die 380-kV-Leitung Wolmirstedt – Helmstedt bei Ausfall eines Stromkreises dieser Leitung unzulässig hoch belastet. Bei Ausfall eines bereits nach Maßnahme 24a verstärkten 380-kV-Stromkreises von Wolmirstedt nach Helmstedt und weiter bis Wahle wird der verbleibende Parallelstromkreis ebenfalls unzulässig hoch belastet. Diese Situation kann durch eine weitere Netzverstärkung als zusätzlicher 380-kV-Neubau in bestehender Trasse zwischen Wolmirstedt und Wahle vermieden werden. Für diesen Fall wurde die Maßnahme 24b identifiziert.

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 für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030, ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahmen M24a und M24b haben sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 des NEP-Berichts). Durch Freileitungsmonitoring auf der bestehenden 380-kV-Leitung Wolmirstedt – Helmstedt können zwar in Starkwindperioden maximal 2.150 MVA pro Stromkreis übertragen werden. In Schwach- bzw. Mittelwindperioden ist die Übertragungskapazität der Leitung Wolmirstedt – Helmstedt für die gemäß Szenariorahmen zu erwartenden Übertragungsaufgaben hingegen weiterhin nicht ausreichend.

Eine Umbeseilung (Netzverstärkung) im 50Hertz-Leitungsabschnitt für die Maßnahme M24a *ist durch Mastverstärkungen möglich und kann als langfristige Netzverstärkung dienen*. In den betreffenden Leitungsabschnitten von M24a in der TenneT-Regelzone ist eine HTL-Umbeseilung – vorbehaltlich der Genehmigungsfähigkeit – grundsätzlich möglich.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

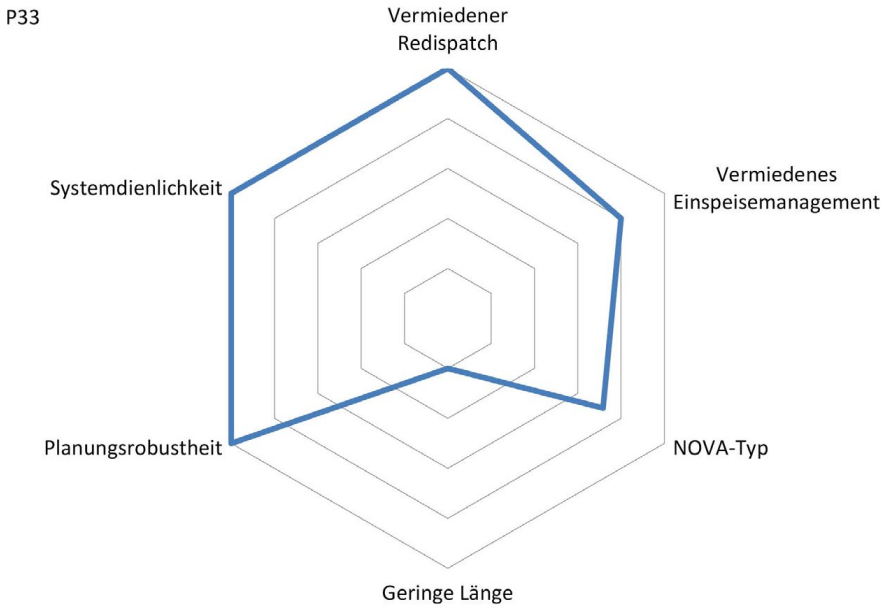
Als Alternative wurden eine zusätzliche 380-kV-Leitung von Stendal/West (50Hertz) nach Wahle (TenneT) sowie eine Verstärkung der südlichen Achse mit Hilfe eines 380-kV-Neubaus auf neuer Trasse zwischen den Standorten Förderstedt und Marke bzw. Klostermansfeld erwogen. Mithilfe einer dieser beiden genannten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

Bisherige Bestätigung des Projekts

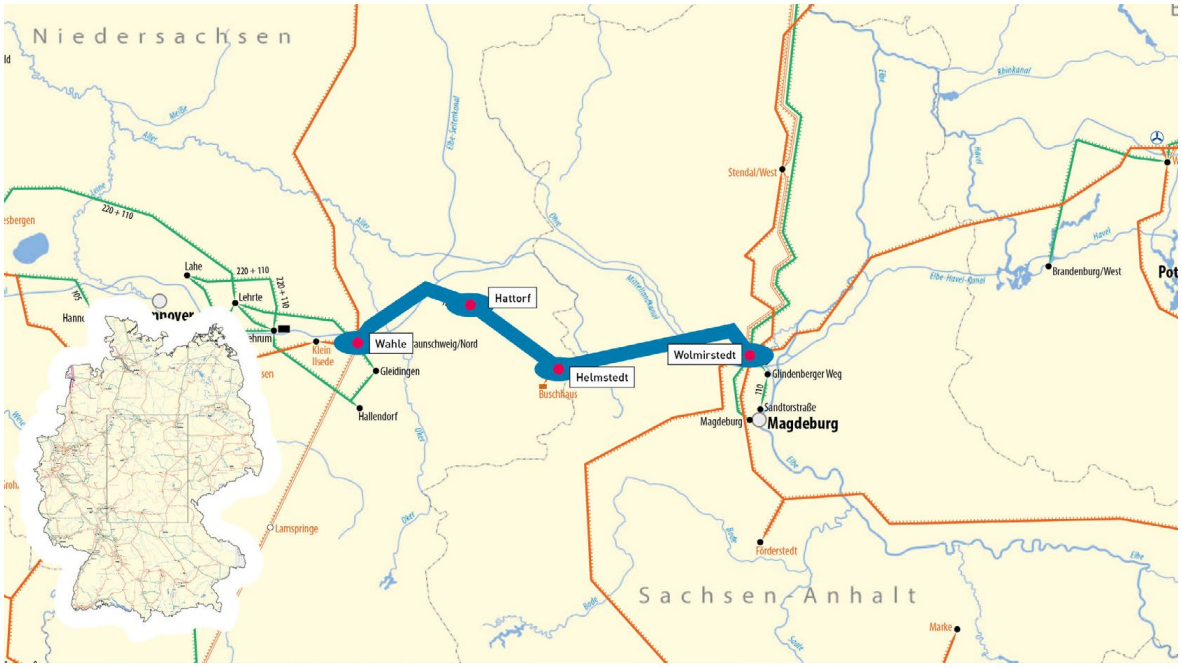
Das Projekt 33 wurde im NEP 2012 und im NEP 2013 mit der Maßnahme 24a von der BNetzA bestätigt. Die Maßnahme 24a wurde in der Bestätigung des NEP 2013 als Beitrag zur industriepolitischen Entwicklung der Region begrüßt. Im NEP 2014 wurde das Projekt mit den Maßnahmen 24a und 24b von der BNetzA bestätigt.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

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben. Nachfolgend erfolgt eine grafische Darstellung sowie eine textliche Beschreibung der wesentlichen Ergebnisse für das Projekt P33.



Das Projekt hat einen sehr hohen systemischen Nutzen und trägt signifikant zu einer günstigen, ökologischen und sicheren Energieversorgung bei. Dies zeigt sich auf Basis der großen Mengen an vermiedenem Redispatch und Einspeisemanagement sowie auf Basis vieler behobener Überlastungen im (n-1)-Fall. Außerdem besteht das Projekt aus einer Zu-/Umbeseilung ohne Neubau, sowie einem Neubau in bestehender Trasse und es ist aller Voraussicht nach kein neuer Trassenraum erforderlich. Das Projekt bzw. die enthaltenen Maßnahmen wurden in allen Szenarien der vorhergehenden Netzentwicklungspläne als notwendig identifiziert.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P34: Netzverstärkung Güstrow – Wolmirstedt

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz Nr. BBPlG 2015: 39

Nr. TYNDP 2016: 200 (RgIP)

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität von Mecklenburg-Vorpommern über Brandenburg nach Sachsen-Anhalt. Zwischen den Umspannwerken Güstrow (Mecklenburg-Vorpommern), Perleberg (Brandenburg) und Wolmirstedt (Sachsen-Anhalt) verläuft eine 220-kV-Freileitung, deren Übertragungsfähigkeit 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. Abweichungen von der aktuellen Trasse sind gemäß Planungsrecht möglich, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen oder bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern. Die bestehende 220-kV-Freileitung wird nach Inbetriebnahme der 380-kV-Freileitung zurückgebaut.

- M22a: Perleberg – Stendal/West – Wolmirstedt
  Von Perleberg über Stendal/West nach Wolmirstedt wird ein 380-kV-Leitungsneubau mit Hochstrombeseilung im bestehenden 220-kV-Trassenraum errichtet. Hierzu sind die 380-kV-Anlagen in den Umspannwerken Perleberg, Stendal/West und Wolmirstedt zu erweitern.

- M22b: Parchim/Süd – Perleberg
  Von Parchim/Süd nach Perleberg wird ein 380-kV-Leitungsneubau mit Hochstrombeseilung im bestehenden 220-kV-Trassenraum errichtet. Hierzu ist die 380-kV-Anlage im Umspannwerk Perleberg zu erweitern.

- M22c: Güstrow – Parchim/Süd
  Von Güstrow nach Parchim/Süd wird ein 380-kV-Leitungsneubau mit Hochstrombeseilung im bestehenden 220-kV-Trassenraum errichtet. Hierzu ist die 380-kV-Anlage im Umspannwerk Güstrow zu erweitern.

Zudem ist im Zusammenhang mit M22b und M22c das für einen späteren 380-kV-Betrieb konzipierte, aktuell mit 220 kV in Betrieb befindliche Umspannwerk Parchim/Süd (BBPIG Nr. 28; 50HzT-P61) von 220 kV auf 380 kV umzustellen, inkl. Einsatz einer 380/110-kV- anstelle der heutigen 220/110-kV-Transformation.

Weitere Informationen zum Projekt sind verfügbar unter:
http://www.50hertz.com/de/Netzausbau/Projekte/380-kV-Freileitung-Perleberg-Wolmirstedt
http://www.50hertz.com/de/Netzausbau/Projekte/380-kV-Freileitung-Guestrow-Parchim-Sued-Perleberg

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetrieb-nahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M22a	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		100	x	x	x	x	2020	3: vor oder im Planfeststellungsver-fahren/Genehmigung nach BImSchG
M22b	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		39	x	x	x	x	2021	3: vor oder im Planfeststellungsver-fahren/Genehmigung nach BImSchG
M22c	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		50	x	x	x	x	2021	3: vor oder im Planfeststellungsver-fahren/Genehmigung nach BImSchG

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Durch die gemäß Szenariorahmen zu erwartenden On- und Offshore-Windeinspeisungen in Mecklenburg- Vorpommern sowie erhöhte Transitleistungsflüsse aus Dänemark wird diese Leitung perspektivisch noch stärker belastet werden. Die 220-kV-Leitung Güstrow – Wolmirstedt besitzt derzeit eine geringe 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. Gemäß Szenariorahmen ist über das Umspannwerk Parchim/Süd zusätzlich eine Leistung aus erneuerbaren Energien (EE) zwischen ca. 340 MW in A 2030 und ca. 410 MW in C 2030 angeschlossen. 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 bei Ausfall eines 220-kV-Stromkreises dieser Leitung bzw. bei Ausfall eines Stromkreises der 380-kV-Leitung Stendal/West – Wolmirstedt unzulässig hoch belastet. Die Notwendigkeit des 380-kV-Neubaus zwischen Güstrow und Wolmirstedt wurde ebenfalls in der „Netzstudie Mecklenburg-Vorpommern“ durch die Universität Rostock untersucht, welche am 31.05.2013 veröffentlicht wurde.

Die unzulässig hohe Leitungsbelastung wird wesentlich durch die über das Umspannwerk Parchim/Süd zusätzlich eingespeiste EE-Leistung verursacht. Daher ist es notwendig, dieses Umspannwerk auf 380 kV umzustellen und in die 380-kV-Leitung Güstrow – Wolmirstedt einzubinden. Zusätzlich ist eine Einschleifung der 380-kV-Neubau-Freileitung in das Umspannwerk Perleberg und eine 380-kV-Doppeleinschleifung in das Umspannwerk Stendal/West erforderlich. Die Umspannwerke Güstrow, Stendal/West und Wolmirstedt werden zudem um 380/110-kV-Transformatoren erweitert (s. Begleitdokument Punktmaßnahmen).

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 für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahmen M22a, M22b, M22c haben sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 des NEP-Berichts).

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

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

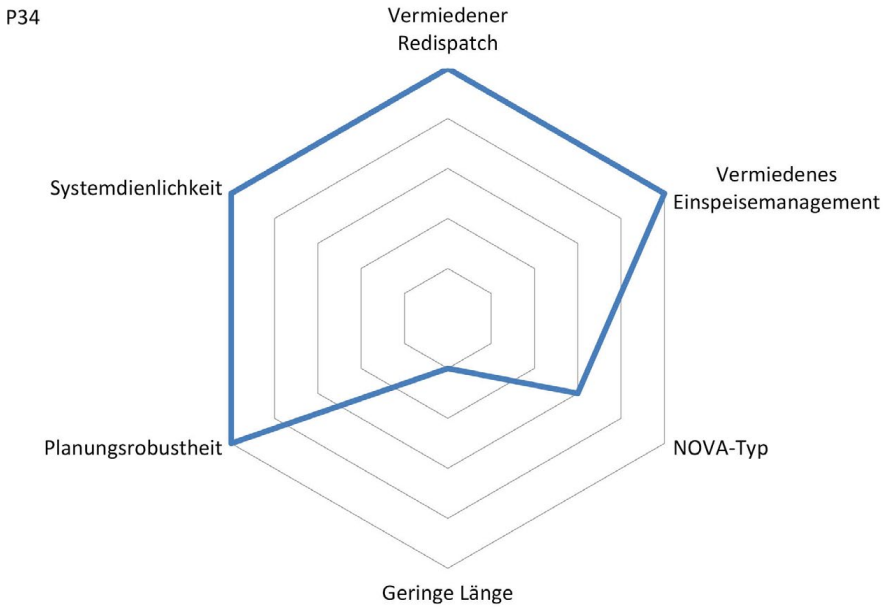
Zu den Maßnahmen 22a, 22b und 22c sind keine anderen Netzoptimierungen oder -verstärkungen zur Beherrschung der erwarteten Leistungsfluss- und Netzsituationen in dieser Netzregion möglich, da in der vorherrschenden Hauptleistungsflussrichtung von Süd nach Nord keine parallelen 220-kV-Verbindungen vorhanden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

Bisherige Bestätigung des Projekts

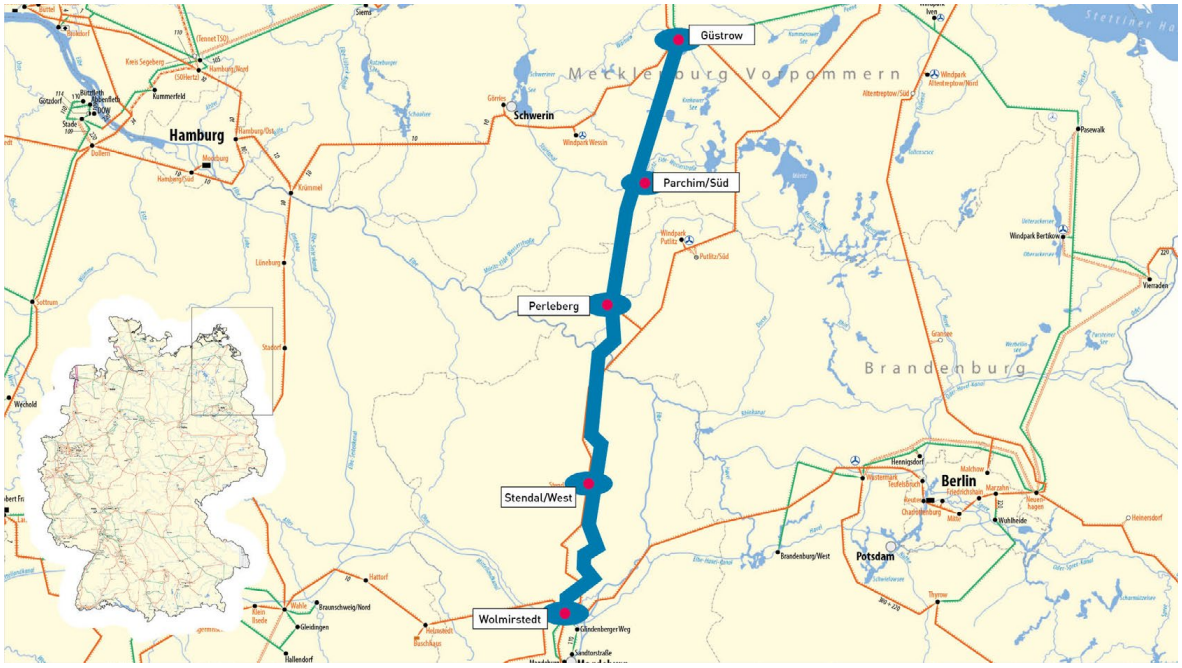
Das Projekt 34 wurde im NEP 2013 von der Bundesnetzagentur bestätigt. Im Rahmen der Bestätigung des NEP 2013 erfolgte die Bewertung des Projekts 34 gemeinsam für beide Maßnahmen (P34 und 50HzT-P61), da diese eng miteinander verknüpft sind sowie eine Trennung in den Begründungen nicht klar möglich ist. Das Projekt 34 wurde im NEP 2014 mit den Maßnahmen M22a, M22b und M22c von der BNetzA bestätigt und ist im Bundesbedarfsplan enthalten (Vorhaben Nr. 39).

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben. Nachfolgend erfolgt eine grafische Darstellung sowie eine textliche Beschreibung der wesentlichen Ergebnisse für das Projekt P34.



Das Projekt hat einen sehr hohen systemischen Nutzen und trägt signifikant zu einer günstigen, ökologischen und sicheren Energieversorgung bei. Dies zeigt sich auf Basis der großen Mengen an vermiedenem Redispatch und Einspeisemanagement sowie auf Basis vieler behobener Überlastungen im (n-1)-Fall. Außerdem wird das Projekt in bestehender Trasse neu errichtet, sodass aller Voraussicht nach kein neuer Trassenraum erforderlich wird. Das Projekt bzw. die enthaltenen Maßnahmen wurden in allen Szenarien der vorhergehenden Netzentwicklungspläne als notwendig identifiziert.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P36: Netzverstärkung Bertikow – Pasewalk

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz Nr. BBPlG 2015: 11

Nr. TYNDP 2016: 199 (RgIP), 45.199

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern. Es schließt nördlich an das Vorhaben 50HzT-003 (Uckermarkleitung) an.

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

Nach Inbetriebnahme der 380-kV-Freileitung ist geplant, die 220-kV-Leitung zurück zu bauen.

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

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M21	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		30	x	x	x	x	2021	2: im Raumordnungsverfahren/Bundesfachplanung
M21 TR1	Anlage	Netzverstärkung: horizontal			x	x	x	x	2021	

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Gemäß Szenariorahmen ist in der Region über das Umspannwerk Pasewalk und das benachbarte, für einen Windparkanschluss geplante neue Umspannwerk Pasewalk/Nord eine Leistung aus erneuerbaren Energien (EE) zwischen ca. 430 MW in A2030 und ca. 440 MW in C 2030 angeschlossen. Zudem werden die bestehenden 220-kV-Leitungen durch die Übertragung von Windenergie aus der Uckermark in Richtung Westen bzw. in Richtung Polen (Kuppelleitung Vierraden – Krajnik; 50HzT-003; EnLAG Nr. 3) zusätzlich belastet. Für die gemäß Szenariorahmen zu erwartenden Onshore-Windeinspeisungen übersteigt der Übertragungsbedarf die Übertragungskapazität der 220-kV-Leitungen deutlich.

Netzplanerische Begründung

Die 220-kV-Leitung Bertikow – Pasewalk besitzt derzeit eine geringe Übertragungskapazität von ca. 410 MVA pro Stromkreis. Ohne den 380-kV-Neubau Bertikow – Pasewalk im bestehenden Trassenraum wird die bestehende 220-kV-Leitung teilweise bereits im Grundlastfluss und bei Ausfall eines Stromkreises 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 für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme M21 hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 des NEP-Berichts). Zur Anwendung einer Netzoptimierung mittels Freileitungsmonitoring ist die bestehende 220-kV-Leitung Bertikow – Pasewalk aufgrund ihrer Spannungsebene sowie der Bauweise jedoch nicht geeignet. Eine Netzverstärkung durch Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen scheidet ebenfalls aufgrund der Spannungsebene bzw. Bauweise und Maststatik aus. Die zu ersetzende 220-kV-Leitung Bertikow – Pasewalk wurde 1958 nach den technischen Normen, Gütevorschriften und Lieferbedingungen (TGL) der ehemaligen DDR errichtet. Konstruktive Veränderungen der bestehenden Masten sind nach aktuellen DIN-Vorschriften durchzuführen. Eine Netzverstärkung durch Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen würde die bestehende Mastkonstruktion nach DIN-Norm einer unzulässigen mechanischen Beanspruchung aussetzen. Aus diesem Grund machen derartige Netzverstärkungen einen Neubau der Masten erforderlich.

Bereits heute werden auf der bestehenden 220-kV-Verbindung Schaltmaßnahmen zur Reduzierung der Leitungsbelastung vorgenommen. Die damit erreichbaren Entlastungen reichen künftig nicht mehr aus, um die Leitung (n-1)-sicher betreiben zu können. Die mit der Netzstrukturänderung einhergehende Erhöhung der Übertragungsspannung von 220 kV auf 380 kV führt in Verbindung mit dem Einsatz von Hochstromleiterseilen zu einer signifikanten Erhöhung der Übertragungsleistung. Das stellt gemäß der Bestätigung des NEP 2013 einen nachhaltigen Ansatz dar.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

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

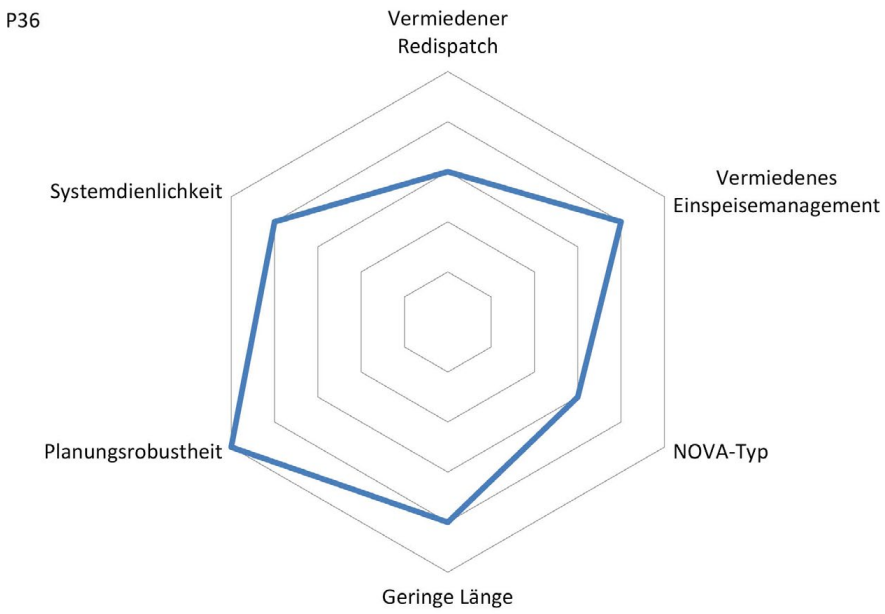


Bisherige Bestätigung des Projekts

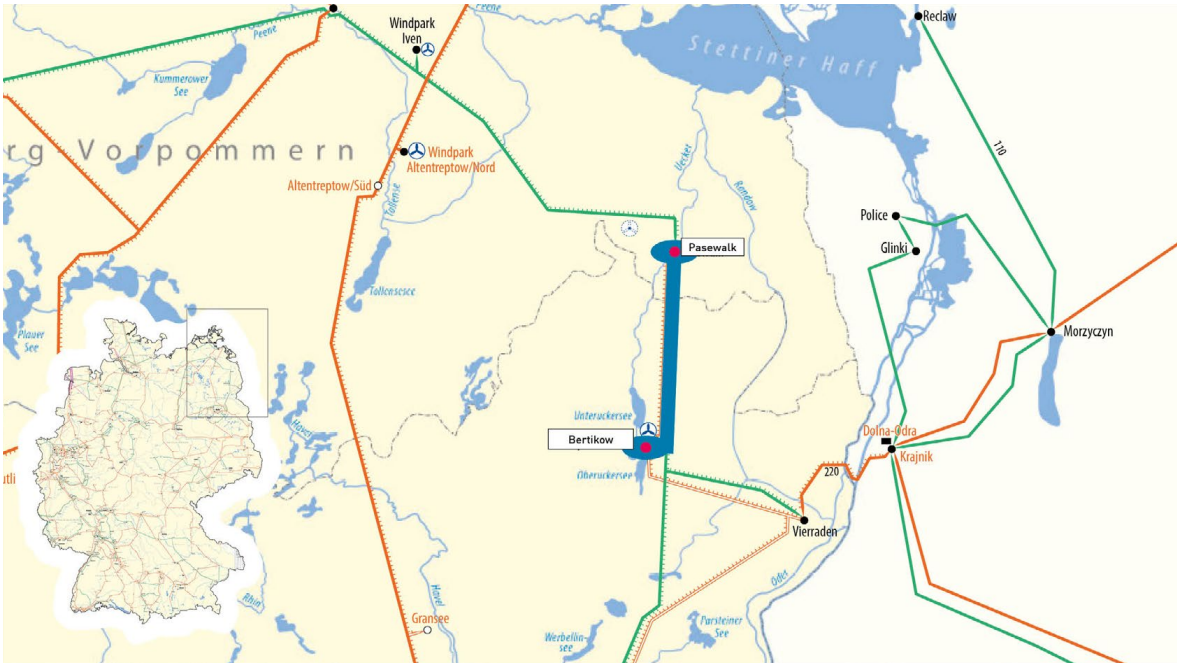
Das Projekt 36 mit der Maßnahme 21 wurde im NEP 2012, NEP 2013 sowie im NEP 2014 von der BNetzA bestätigt und ist im Bundesbedarfsplan enthalten (Vorhaben Nr. 11).

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben. Nachfolgend erfolgt eine grafische Darstellung sowie eine textliche Beschreibung der wesentlichen Ergebnisse für das Projekt P36.



Das Projekt hat einen hohen systemischen Nutzen und trägt zu einer günstigen, ökologischen und sicheren Energieversorgung bei. Dies zeigt sich auf Basis der Mengen an vermiedenem Redispatch und Einspeisemanagement sowie auf Basis vieler behobener Überlastungen im (n-1)-Fall. Außerdem wird das Projekt in bestehender Trasse neu errichtet, sodass aller Voraussicht nach kein neuer Trassenraum erforderlich wird. Das Projekt bzw. die enthaltenen Maßnahmen wurden in allen Szenarien der vorhergehenden Netzentwicklungspläne als notwendig identifiziert.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P37: Vieselbach – Pumpspeicherwerk Talsperre Schmalwasser (Punkt Sonneborn) – Mecklar

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz, TenneT Nr. BBPlG 2015: 12

Nr. TYNDP 2016: 684 (RgIP)

Beschreibung des geplanten Projekts

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

- M25a: Vieselbach – Pumpspeicherwerk Talsperre Schmalwasser (Punkt Sonneborn)
  Von Vieselbach bis zum Punkt Sonneborn (Netzanschlusspunkt des geplanten Pumpspeicherwerks (PSW) Talsperre Schmalwasser (50HzT-021)) ist die bestehende 380-kV-Leitung durch einen Leitungsneubau in vorhandener Trasse zu verstärken. Hierzu ist die 380-kV-Anlage Vieselbach entsprechend zu verstärken.

- M25b: Pumpspeicherwerk Talsperre Schmalwasser (Punkt Sonneborn) – Mecklar
  Vom Punkt Sonneborn über Eisenach bis Mecklar ist die bestehende 380-kV-Leitung im 50Hertz-Gebiet durch einen Leitungsneubau in vorhandener Trasse zu verstärken. Auf dem TenneT-Abschnitt ist – vorbehaltlich der Genehmigungsfähigkeit – eine HTL-Umbeseilung grundsätzlich möglich. Die 380-kV-Anlagen Eisenach und Mecklar sind entsprechend zu verstärken.

Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung wird möglichst die bestehende Trasse genutzt. Dabei können geringe Abweichungen von der aktuellen Trasse bei der nachgelagerten Planung entstehen, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen oder bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern.

Der Verteilungsnetzbetreiber plant im Gebiet Ebenheim einen neuen Umspannwerk-Standort. Dieser befindet sich im Nahbereich des Netzanschlusspunktes des PSW (Sonneborn) im Leitungsabschnitt Pumpspeicherwerk Talsperre Schmalwasser (Punkt Sonneborn) – Mecklar (M25b) und bietet somit eine mögliche, neue Netzschnittstelle zum Verteilungsnetzbetreiber (s. auch Begleitdokument Punktmaßnahmen). 50Hertz geht aus Sicht der Rauminanspruchnahme und Gesamtwirtschaftlichkeit davon aus, dass beide Netzanschlüsse (PSW/Sonneborn und Ebenheim) an einem gemeinsamen Standort realisiert werden.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M25a	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		64	x	x	x	x	2023	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M25b	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse, *Stromkreisauflage/Umbeseilung*		71	x	x	x	x	2023	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

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. Zusätzlich ist geplant, an dieser Leitung das PSW Talsperre Schmalwasser mit einer installierten Leistung von 1.072 MW anzuschließen (s. 50HzT-021). Der erhöhte Transportbedarf zwischen Vieselbach und Mecklar wird dabei nicht allein durch das PSW Talsperre Schmalwasser verursacht. Es kann abhängig vom Betriebszustand auch entlastend auf die 380-kV-Leitung Vieselbach – Mecklar wirken.

Netzplanerische Begründung

Die bestehenden Leitungen weisen eine Übertragungsfähigkeit von 1.660 MVA pro Stromkreis auf. Ohne die Verstärkung der Leitung durch einen Neubau im 50Hertz-Abschnitt bzw. die HTL-Umbeseilung im TenneT-Abschnitt wird die 380-kV-Leitung Vieselbach – Ebenheim – 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 Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahmen M25a und M25b haben sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 des NEP-Berichts).

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

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Im Rahmen des NOVA-Prinzips wurde der Neubau einer 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung in bestehender 220-kV-Trasse als Netzverstärkung zwischen Lauchstädt (bzw. Querfurt) und Wolkramshausen sowie eine Weiterführung in Richtung südliches Niedersachsen mit einem zusätzlichen 380-kV-Neubau von Wolkramshausen (50Hertz) mit Anschluss an die geplante 380-kV-Leitung Wahle – Mecklar (TenneT) als Netzausbau erwogen. Diese Option würde jedoch einen Netzausbau in deutlich höherem Umfang erfordern und nähme eine zusätzliche neue Trasse in Anspruch. Sie wurde verworfen, weil die Trasse hierfür in Richtung südliches Niedersachsen zum Anschluss an die v.g. geplante TenneT-Leitung länger wäre als die Bestandstrasse Vieselbach – Eisenach – Mecklar und somit höhere Investitionskosten verursachen würde.

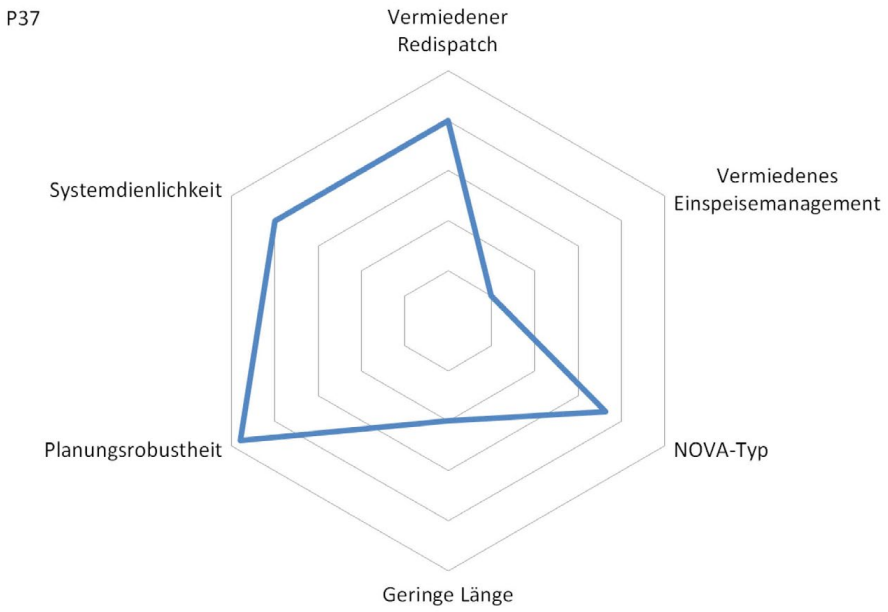
Der Standort für das neu zu errichtende gemeinsame Umspannwerk wird bei Sonneborn/Ebenheim in einem Umkreis von max. 10 km gesucht.

Bisherige Bestätigung des Projekts

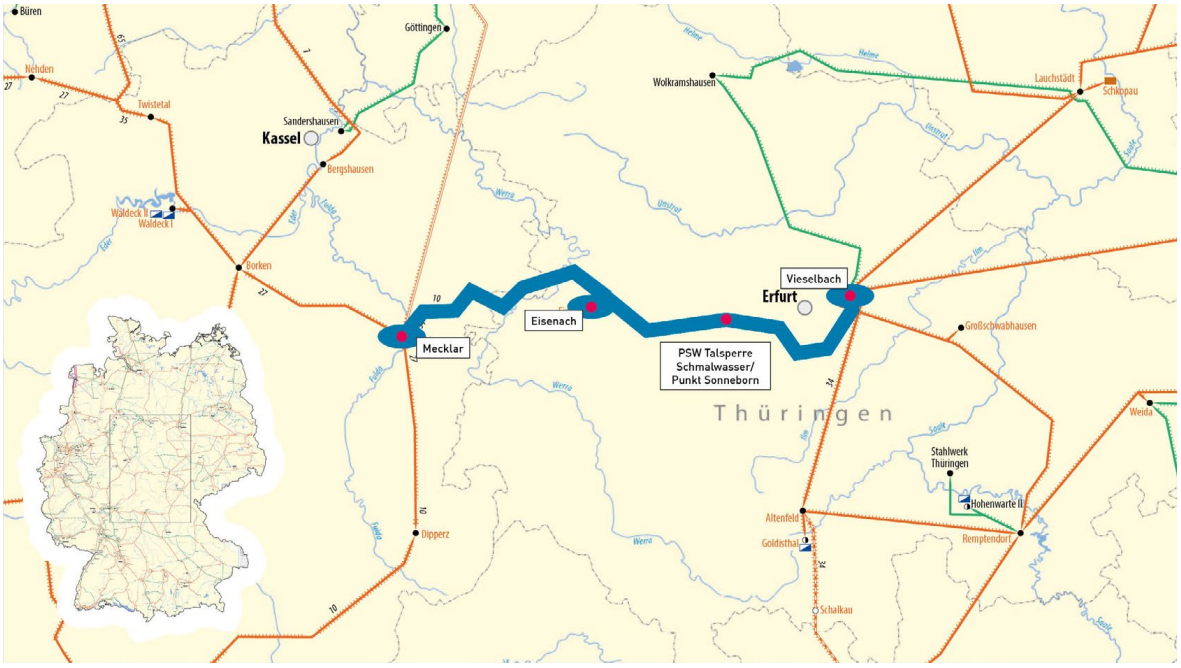
Das Projekt 37 mit den Maßnahmen M25a und M25b wurde im NEP 2012, im NEP 2013 sowie im NEP 2014 von der BNetzA bestätigt und ist im Bundesbedarfsplan enthalten (Vorhaben Nr. 12).

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben. Nachfolgend erfolgt eine grafische Darstellung sowie eine textliche Beschreibung der wesentlichen Ergebnisse für das Projekt P37.



Das Projekt hat einen hohen systemischen Nutzen und trägt zu einer günstigen, ökologischen und sicheren Energieversorgung bei. Dies zeigt sich auf Basis der Menge an vermiedenem Redispatch sowie auf Basis vieler behobener Überlastungen im (n-1)-Fall. Außerdem besteht das Projekt aus einer Zu-/Umbeseilung ohne Neubau sowie einem Neubau in bestehender Trasse, sodass aller Voraussicht nach kein neuer Trassenraum erforderlich wird. Das Projekt bzw. die enthaltenen Maßnahmen wurden in vorhergehenden Netzentwicklungsplänen bereits sehr häufig als notwendig identifiziert. Das Projekt stärkt die zu schwache Verbindung zwischen Thüringen und Hessen und dient zunehmend dem Abtransport von Onshore-Windenergie.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P38: Netzverstärkung Pulgar – Vieselbach

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz Nr. BBPlG 2015: 13

Nr. TYNDP 2016: 130.208

Beschreibung des geplanten Projekts

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

- M27: Pulgar – Vieselbach
  Von Pulgar nach Vieselbach wird die bestehende 380-kV-Freileitung durch einen 380-kV-Leitungsneubau mit Hochstrombeseilung verstärkt. Auf dem Teilabschnitt vom Umspannwerk Pulgar bis Zeitz ist dabei auf rd. 26 km eine Umbeseilung geplant. Hierzu sind die 380-kV-Anlagen in den Umspannwerken Pulgar und Vieselbach entsprechend zu verstärken. Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung wird die bestehende Trasse möglichst genutzt. Dabei können geringe Abweichungen von der aktuellen Trasse bei der nachgelagerten Planung entstehen, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen oder bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M27	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		104	x	x	x	x	2024	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

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 Pulgar – Vieselbach bei entsprechenden Erzeugungs- und Lastsituationen bereits heute sehr hoch belastet. Neben dem Übertragungsbedarf an konventioneller Erzeugungsleistung muss sie die stetig steigende Erzeugungsleistung aus erneuerbaren Energien aufnehmen (s. Begleitdokument Punktmaßnahmen, UW Zeitz, neue 380-kV-Anlage mit 380/110-kV-Transformator).

Netzplanerische Begründung

Die bestehenden Leitungsabschnitte weisen eine Übertragungsfähigkeit von 1.660 bzw. 1.790 MVA pro Stromkreis auf. Am Standort Pulgar ist das Kraftwerk Lippendorf mit einer installierten Bruttonennleistung von 1.840 MW angeschlossen. Die Übertragungskapazität der Leitung Pulgar – Vieselbach ist für die gemäß Szenariorahmen zu erwartenden Übertragungsaufgaben nicht ausreichend. Ohne den Neubau in bestehender Trasse wird die 380-kV-Leitung Pulgar – Vieselbach bei Ausfall eines Stromkreises dieser Leitung unzulässig hoch belastet.

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 für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme M27 hat sich dabei in den Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 des NEP-Berichts). Zur Anwendung des Freileitungsmonitorings als Instrument der Netzoptimierung ist die bestehende 380-kV- Leitung Pulgar – Vieselbach jedoch aufgrund ihrer Bauweise nicht geeignet. Weitere Netzoptimierungen in Form von netzbezogenen Maßnahmen stehen zur Beherrschung der erwarteten Leistungsfluss- und Netzsituationen in dieser Netzregion nur in sehr begrenztem Umfang zur Verfügung:

Eine Reduzierung der Belastung der Verbindung von Pulgar nach Vieselbach durch Topologieänderungen (z.B. Entmaschung in Streumen) führt nahezu direkt proportional zu einem Belastungsanstieg auf den sehr stark belasteten 380-kV-Verbindungen in Richtung Bayern und ist daher keine nachhaltige Lösung. Eine Netzverstärkung durch Umbeseilung mit Hochstrombeseilung bzw. Hochtemperaturleiterseile scheidet ebenfalls aufgrund der Bauweise und Maststatik im Abschnitt zwischen Zeitz und UW Vieselbach aus.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

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

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

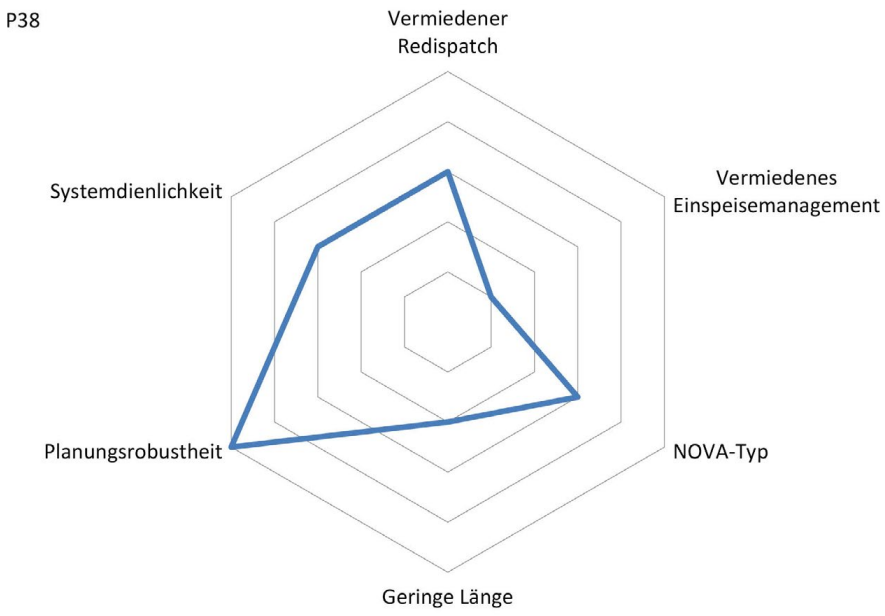
Diese anderweitigen Planungsmöglichkeiten sind somit nicht zielführend. In der Folge werden zusätzliche Netzverstärkungen notwendig (inkl. der Maßnahme 27). Eine weitere anderweitige Planungsmöglichkeit könnte eine zusätzliche Vermaschung durch den Neubau einer 380-kV-Leitung Pulgar – Lauchstädt zum Großteil in bestehender 220-kV-Trasse darstellen. Im Zusammenspiel mit dem Ferntransport des Erzeugungsüberschusses der 50Hertz-Regelzone durch die HGÜ-Verbindung DC5: Wolmirstedt – Isar könnte dadurch die 380-kV-Verbindung von Pulgar nach Vieselbach zusätzlich entlastet werden. In diesem Zusammenhang wäre jedoch der erforderliche zusätzliche Übertragungsbedarf der HGÜ-Verbindung und die entstehende Entlastungswirkung auf die 380-kV-Verbindung Pulgar – Vieselbach zu prüfen. Da die 380-kV-Leitung Pulgar – Lauchstädt teilweise einen Netzausbau erfordert, ist gemäß NOVA-Prinzip die Netzverstärkung Pulgar – Vieselbach zu bevorzugen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

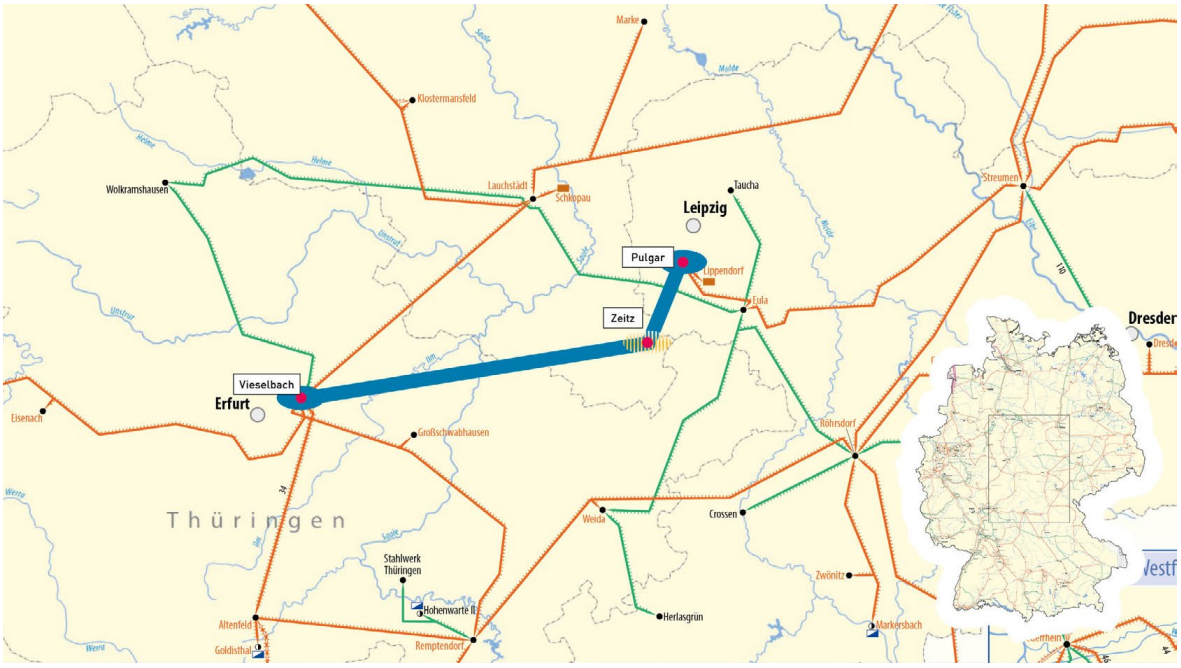
Das Projekt 38 mit der Maßnahme 27 wurde im NEP 2012, NEP 2013 sowie im NEP 2014 von der BNetzA bestätigt und ist Teil des Bundesbedarfsplans (Vorhaben Nr. 13).

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben. Nachfolgend erfolgt eine grafische Darstellung sowie eine textliche Beschreibung der wesentlichen Ergebnisse für das Projekt P38.



Das Projekt trägt zu einer günstigen, ökologischen und sicheren Energieversorgung bei. Es vermeidet Redispatch und hebt Überlastungen im (n-1)-Fall auf. Außerdem wird das Projekt in bestehender Trasse neu errichtet, sodass aller Voraussicht nach kein neuer Trassenraum erforderlich wird. Das Projekt wurde in allen Szenarien der vorhergehenden Netzentwicklungspläne als notwendig identifiziert. Die Übertragungskapazität zwischen Sachsen und Thüringen wird durch das Projekt regional gestärkt. Neben dem Übertragungsbedarf an konventioneller Erzeugungsleistung nimmt sie die stetig steigende Erzeugungsleistung aus erneuerbaren Energien auf.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P39: Netzverstärkung Röhrsdorf – Weida – Remptendorf

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz Nr. BBPlG 2015: 14

Nr. TYNDP 2016: 206 (RgIP)

Beschreibung des geplanten Projekts

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

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

Weitere Informationen zum Projekt sind verfügbar unter:
http://www.50hertz.com/de/Netzausbau/Projekte/Netzverstaerkung-380-kV-Hoechstspannungsleitung-Roehrsdorf-Weida-Remptendorf

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M29	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		103	x	x	x	x	2025	2: im Raumordnungsverfahren/Bundesfachplanung

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

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

Durch die grenznahe Lage und Anbindung an das tschechische Netz sind die Import- und Export-Leistungsflüsse zwischen Deutschland und Tschechien für die P39 von Belang. 50Hertz steht in engem Austausch mit dem tschechischen Netzbetreiber, der ebenfalls Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen bis 2030 und darüber hinaus plant. Diese wurden bei den Netzanalysen im Rahmen des NEP 2030 berücksichtigt.

Netzplanerische Begründung

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

Auch wenn wie gemäß Szenariorahmen in den Szenarien B 2030, C 2030 und B 2035 in der Lausitz sechs Kraftwerksblöcke der Braunkohlekraftwerke mit insgesamt rund 2800 MW ausgeschaltet sind, zeigt sich der Bedarf für die Verbindung in allen vier Szenarien des NEP 2030.

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 für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme M29 hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 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 der Verbindung von Röhrsdorf nach Remptendorf durch Topologieänderungen (z. B. Entmaschung in Röhrsdorf) führt nahezu direkt proportional zum Belastungsanstieg auf der 380-kV-Verbindung Röhrsdorf – Hradec (CZ). Da hierbei die Leistungsflüsse auf dem Interkonnektor zum tschechischen Übertragungsnetzbetreiber ČEPS beeinflusst würden, stellt dies keine nachhaltige Lösung dar. Eine Netzverstärkung durch Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen scheidet ebenfalls aufgrund der Bauweise und Maststatik aus.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

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

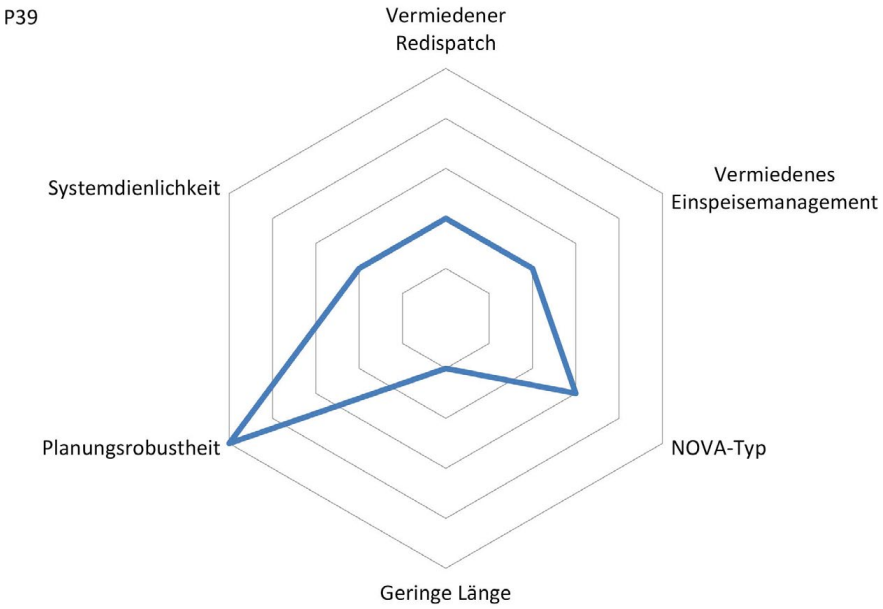
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt 39 mit der Maßnahme 29 wurde im NEP 2012, NEP 2013 sowie im NEP 2014 von der BNetzA bestätigt und ist im Bundesbedarfsplan enthalten (Vorhaben Nr. 14).

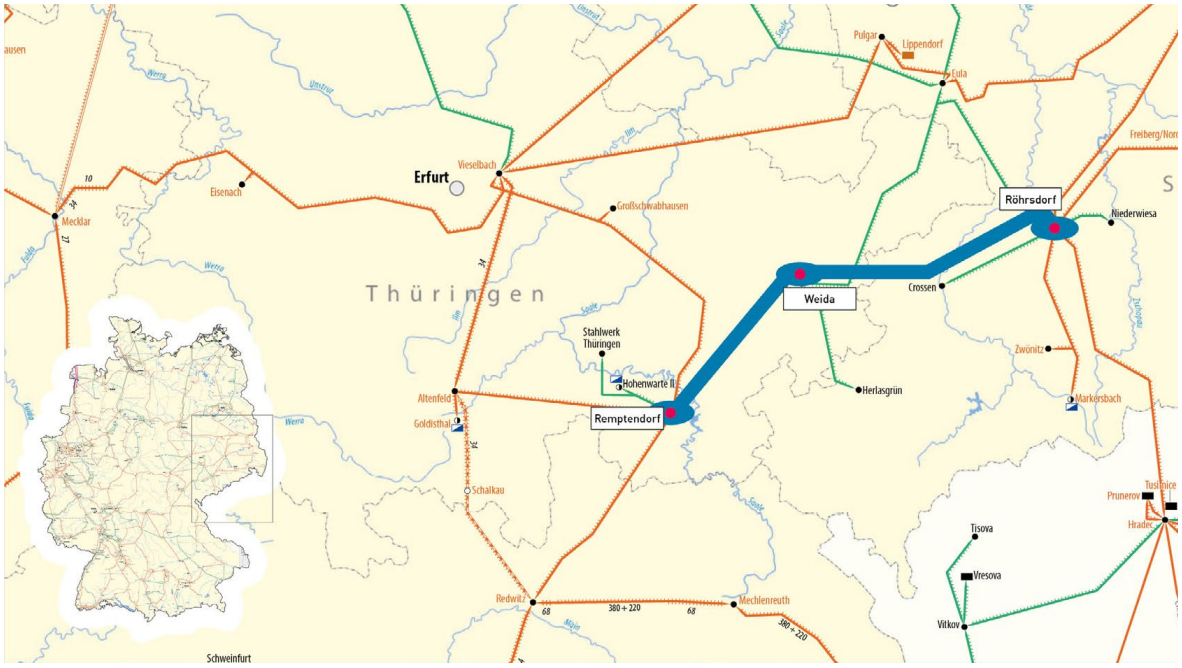


Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben. Nachfolgend erfolgt eine grafische Darstellung sowie eine textliche Beschreibung der wesentlichen Ergebnisse für das Projekt P39.



Das Projekt trägt zu einer günstigen, ökologischen und sicheren Energieversorgung bei. Es vermeidet Redispatch sowie EE-Einspeisemanagement und hebt Überlastungen im (n-1)-Fall auf. Außerdem wird das Projekt in bestehender Trasse neu errichtet, sodass aller Voraussicht nach kein neuer Trassenraum erforderlich wird. Das Projekt wurde in allen Szenarien der vorhergehenden Netzentwicklungspläne als notwendig identifiziert. Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Sachsen und Thüringen. Neben dem Übertragungsbedarf an konventioneller Erzeugungsleistung nimmt sie die stetig steigende Erzeugungsleistung aus erneuerbaren Energien auf. Das grenznahe Projekt dient der Vermeidung von Ringflüssen über Tschechien.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P40: Netzverstärkung Graustein – Bärwalde

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2016: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Sachsen.

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

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M26	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		22	x	x		x	2025	

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die 380-kV-Leitung Graustein – Bärwalde ist bereits heute durch hohe Leistungsflüsse sehr stark belastet. Neben dem Übertragungsbedarf an konventioneller Erzeugungsleistung muss sie die stetig steigende Erzeugungsleistung aus erneuerbaren Energien aufnehmen.

Netzplanerische Begründung

Die bestehende Leitung weist eine Übertragungsfähigkeit von 1.660 MVA pro Stromkreis auf. Die Übertragungskapazität der Leitung Graustein – Bärwalde ist für die gemäß Szenariorahmen zu erwartenden Übertragungsaufgaben nicht ausreichend. Ohne den Neubau in bestehender Trasse wird die 380-kV-Leitung Graustein – Bärwalde bei Ausfall eines Stromkreises dieser Leitung unzulässig hoch belastet.

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 für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme 26 hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 des NEP-Berichts). Zur Anwendung einer Netzoptimierung mittels Freileitungsmonitoring ist die bestehende 380-kV-Leitung aufgrund ihrer Bauweise nicht geeignet.

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

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

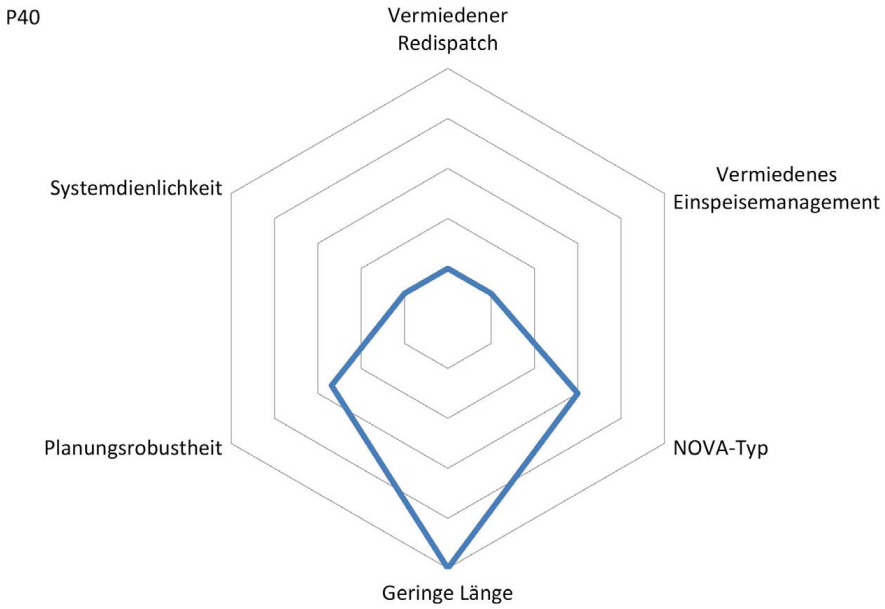
Zu der Maßnahme sind keine anderen Netzoptimierungen oder -verstärkungen zur Beherrschung der erwarteten Leistungsfluss- und Netzsituationen in dieser Netzregion möglich, da in der vorherrschenden Hauptleistungsflussrichtung von Nord nach Süd keine unmittelbar wirksamen parallelen 380-kV-Verbindungen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

Bisherige Bestätigung des Projekts

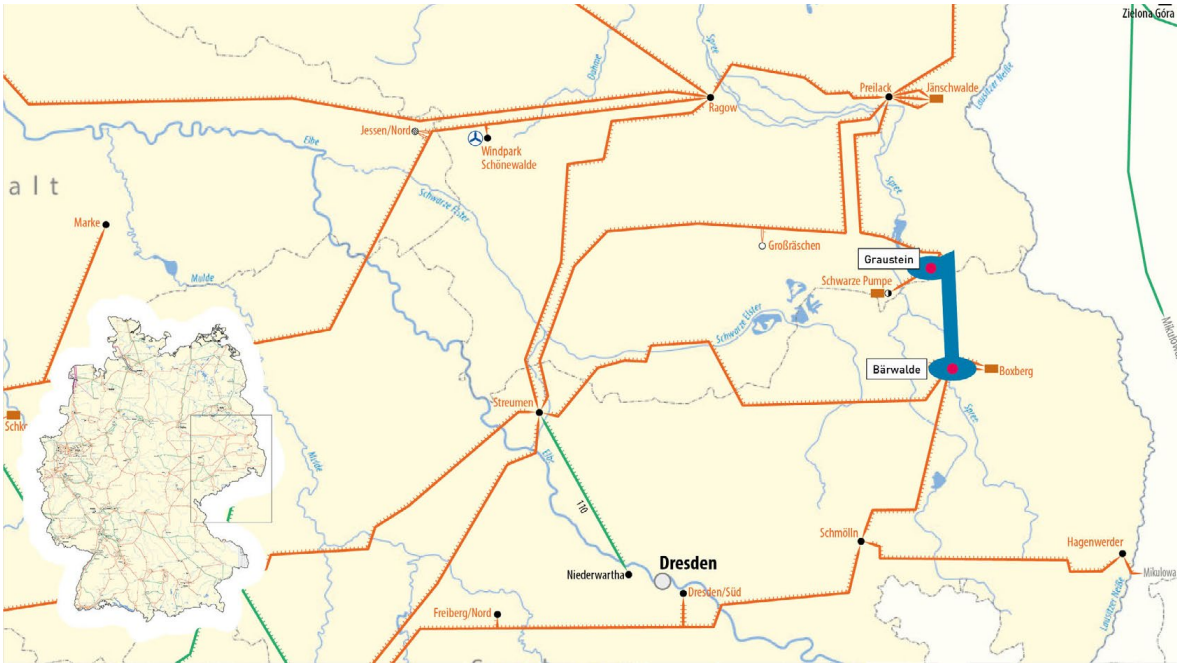
Das Projekt 40 mit der Maßnahme 26 wurde bereits im NEP 2012 und im NEP 2013 als notwendig identifiziert. In der Bestätigung des NEP 2013 wurde das Projekt von der BNetzA als „wirksam und erforderlich“ eingestuft, jedoch noch nicht bestätigt. Im Rahmen des NEP 2014 und des NEP 2025 wurde das Projekt ebenfalls als notwendig identifiziert, jedoch von der BNetzA noch nicht bestätigt.

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben. Nachfolgend erfolgt eine grafische Darstellung sowie eine textliche Beschreibung der wesentlichen Ergebnisse für das Projekt P40.



Das Projekt trägt zu einer günstigen, ökologischen und sicheren Energieversorgung bei. Es vermeidet Redispatch und hebt Überlastungen im (n-1)-Fall auf. Außerdem wird das Projekt in bestehender Trasse neu errichtet, sodass aller Voraussicht nach kein neuer Trassenraum erforderlich wird. Das Projekt wurde in vorhergehenden Netzentwicklungsplänen bereits häufig als notwendig identifiziert.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

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

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT Nr. BBPlG 2015: 17

Nr. TYNDP 2016: 164.685

Beschreibung des geplanten Projekts

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

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

- M74a: Mecklar nach Dipperz
  Von Mecklar nach Dipperz ist eine Netzverstärkung im bestehenden Trassenraum mit zwei zusätzlichen 380-kV-Stromkreisen vorgesehen (Netzverstärkung). Hierzu sind die 380-kV-Schaltanlagen in Mecklar und Dipperz zu verstärken (Netzverstärkung).

- M74b: Dipperz nach Bergrheinfeld/West (früher Grafenrheinfeld)
  Von Dipperz nach Bergrheinfeld/West ist ein Neubau einer 380-kV-Doppelleitung vorgesehen (Netzausbau). Hierzu sind die 380-kV-Schaltanlagen in Dipperz und Bergrheinfeld/West zu verstärken (Netzverstärkung).

Eine Inbetriebnahme von P43 ist unter Best Case-Bedingungen in 2027 möglich, wenn die Bestätigung durch die BNetzA Ende 2017 erfolgt.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetrieb-nahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M74a	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		51	x	x	x	x	*2027*	
M74b	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	80		x	x	x	x	*2027*	

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Aufgrund des prognostizierten starken Anstiegs erneuerbarer Energien im Norden Deutschlands ist die bestehende 380-kV-Netzstruktur nicht mehr ausreichend, um die Energie in Richtung Süden abtransportieren zu können. Das Projekt schließt direkt südlich an die Projekte TTG-006 (Wahle – Mecklar) und P118 (Borken – 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 für eine Kombination aus AC-Netz und Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme M74 hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

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. Im NEP 2014 sowie im NEP 2025 wurde die Leitung als Neubau zwischen Mecklar und Bergrheinfeld/West – ohne Volleinschleifung von Dipperz – geplant.

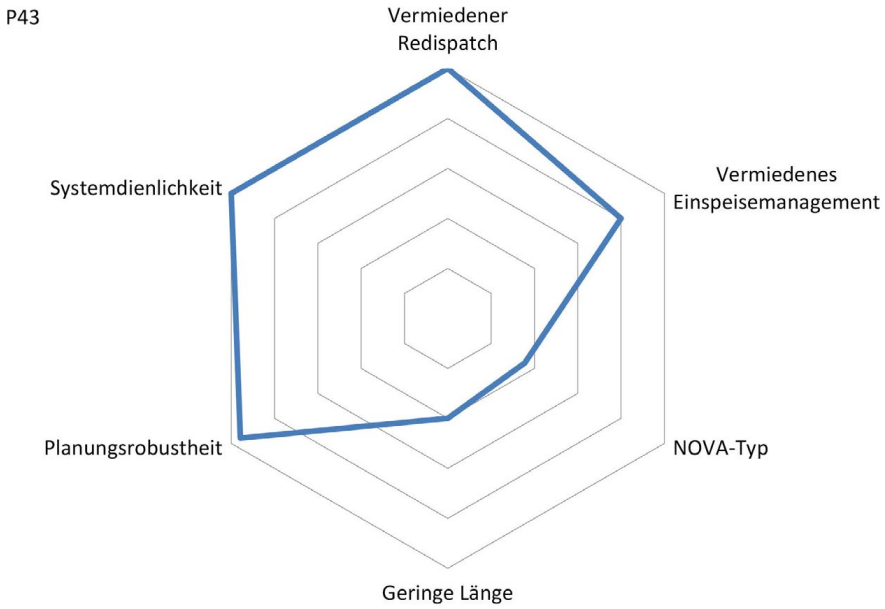
Alternativ zu P43 wurde erstmals im NEP 2025 eine Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitungen von Mecklar über Dipperz nach Urberach untersucht (Neubau in bestehender Trasse; siehe P43mod). Diese Alternative ist ebenfalls grundsätzlich geeignet, die erforderliche Übertragungsaufgabe wahrzunehmen. Mit 164 km ist sie zwar länger als P43 mit 131 km, vermeidet aber die zusätzliche Rauminanspruchnahme durch Neubau in neuer Trasse. *Darüber hinaus zeigen die Netzanalysen anhand des Szenarios B 2030, dass bei Zuschaltung von P43mod an Stelle von P43 verschiedene Be- und Entlastungen auf anderen Leitungen auftreten, die sowohl zu zusätzlichen Netzverstärkungen als auch zum Entfall ansonsten erforderlicher Projekte und Maßnahmen im Zieljahr 2030 führen würden. Siehe hierzu auch den Steckbrief von P43mod.*

Bisherige Bestätigung des Projekts

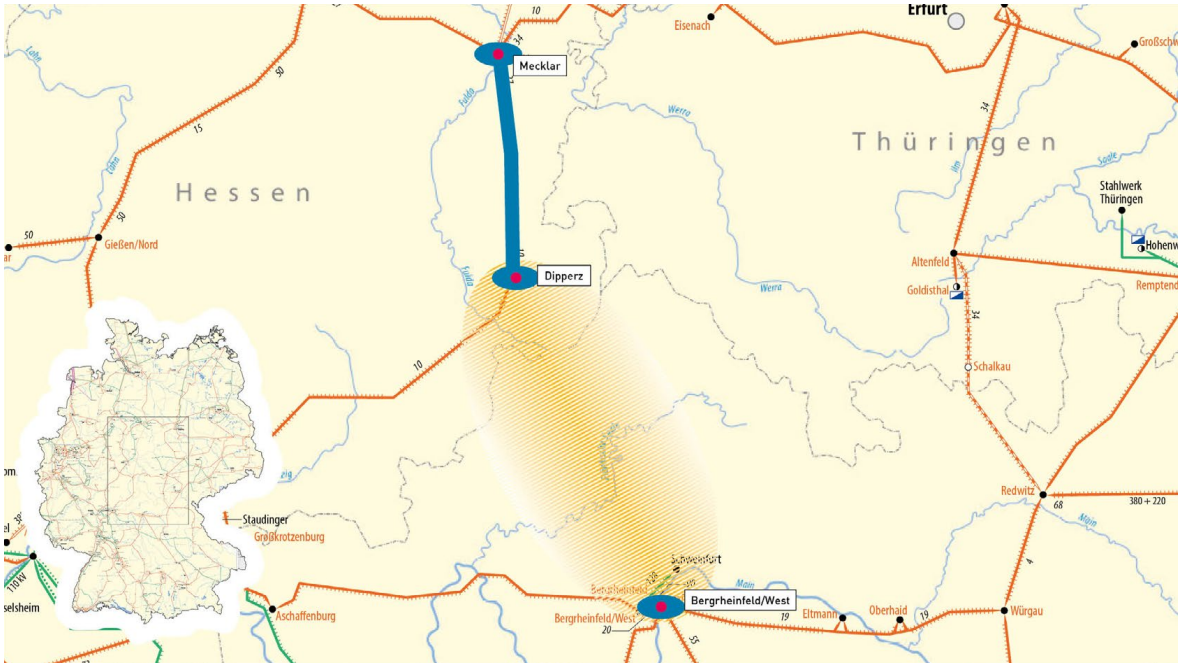
Das Projekt wurde im NEP 2012, im NEP 2013 sowie im NEP 2014 von der BNetzA bestätigt und ist mit der Bezeichnung Mecklar – Grafenrheinfeld Teil des Bundesbedarfsplans (Vorhaben Nr. 17). Die BNetzA hat die Bestätigung im NEP 2014 mit der Maßgabe der Prüfung von Alternativen verbunden. Dem wurde mit P43mod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

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben. Nachfolgend erfolgt eine grafische Darstellung sowie eine textliche Beschreibung der wesentlichen Ergebnisse für das Projekt P43.



Das Projekt hat einen sehr hohen systemischen Nutzen und trägt signifikant zu einer günstigen, ökologischen und sicheren Energieversorgung bei. Dies zeigt sich auf Basis der großen Mengen an vermiedenem Redispatch und Einspeisemanagement sowie auf Basis vieler behobener Überlastungen im (n-1)-Fall. Das Projekt bzw. die enthaltenen Maßnahmen wurden in vorhergehenden Netzentwicklungsplänen bereits sehr häufig als notwendig identifiziert.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P43mod: Netzverstärkung von Mecklar über Dipperz nach Urberach

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion, TenneT Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2016: -

Beschreibung des geplanten Projekts

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

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

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

Eine Inbetriebnahme von P43mod ist unter Best Case-Bedingungen in 2027 möglich, wenn die Bestätigung durch die BNetzA Ende 2017 erfolgt und das Projekt anschließend zeitnah an Stelle von P43 in den Bundesbedarfsplan aufgenommen wird.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetrieb-nahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M74 mod	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		164	(x)	x	(x)	(x)	2027	

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

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

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 für eine Kombination aus AC-Netz und Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme M74mod hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 des NEP-Berichts).

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass die geforderte Stromtragfähigkeit von 3.600 A je Stromkreis mit den beiden vorhandenen 380-kV-Stromkreisen nicht erreicht werden kann. Daher ist ein Neubau von zwei zusätzlichen Stromkreisen in bzw. neben der vorhandenen Trasse erforderlich.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Alternativ zu P43mod ist mit P43 eine zweisystemige 380 kV-Leitung von Mecklar über Dipperz nach Bergrheinfeld/West identifiziert worden. Diese Alternative ist mit 131 km zwar kürzer als P43mod mit 164 km, müsste jedoch auf einem 80 km langen Teilabschnitt als Neubau in neuer Trasse errichtet werden. Die Übertragungsnetzbetreiber wurden von der BNetzA im Zuge der Bestätigung von P43 im NEP 2014 zur Prüfung von Alternativen aufgefordert. Dem sind sie mit P43mod nachgekommen. Darüber hinaus wurde als Alternative eine Netzverstärkung auf der Strecke Mecklar – Dipperz – Aschaffenburg – Raitersaich untersucht. Diese Alternative ist jedoch deutlich länger und wurde deshalb verworfen.

Die Netzanalysen anhand des Szenarios B 2030 zeigen, dass sich im Falle einer Realisierung von P43mod an Stelle von P43 verschiedene Be- und Entlastungen auf anderen Leitungen ergeben, die zusätzliche Netzverstärkungen erfordern, aber auch zum Entfall ansonsten erforderlicher Projekte und Maßnahmen führen würden.

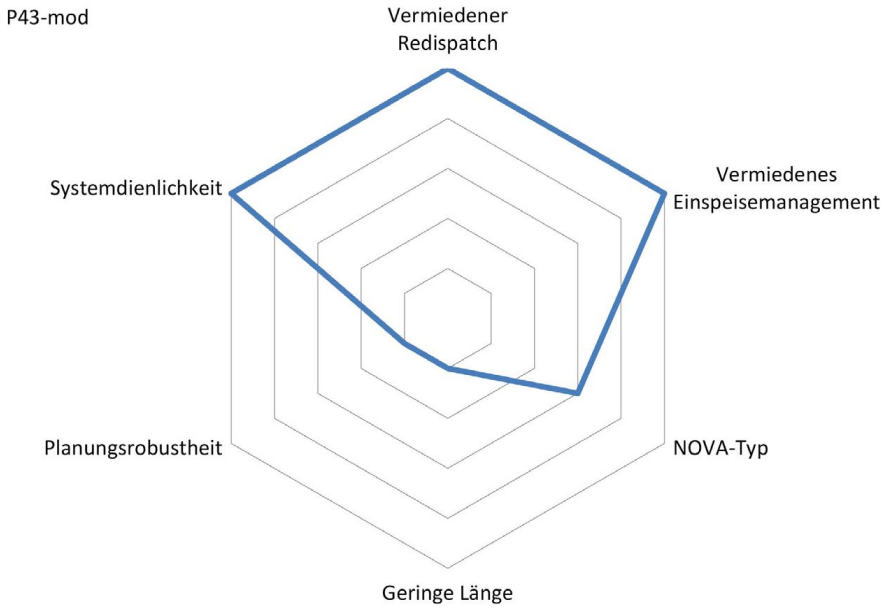
Mit P43mod entstehen Netzengpässe jenseits eines tolerierbaren Bereichs auf den Leitungen Vieselbach - Mecklar und Urberach - Bürstadt/Weinheim - Daxlanden, die auf diesen Leitungen zusätzliche Netzverstärkungen über den bisher im NEP 2030 identifizierten Rahmen hinaus erfordern würden. Für den Bereich von Urberach bis Daxlanden wäre voraussichtlich ein Netzausbau in neuer Trasse über ca. 140 km erforderlich.
Die Netzinfrastruktur in der Region ist in den Zielnetzen des NEP 2030 durch das aktuelle Projektportfolio bereits vollständig ertüchtigt. Im Zieljahr 2030 entfallen könnten mit Realisierung von P43mod dagegen die Projekte P300/P330/P332 (Zu- und Umbeseilung zwischen Grafenrheinfeld und Höpfingen), P316 (Netzausbau und -verstärkung zwischen Karben und Kriftel) sowie die Netzverstärkung zwischen Großkrotzenburg und Urberach (P161), die durch eine direkte elektrische Verbindung zwischen Dipperz und Urberach im Rahmen von P43mod ersetzt würde.

Bisherige Bestätigung des Projekts

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

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben. Nachfolgend erfolgt eine grafische Darstellung sowie eine textliche Beschreibung der wesentlichen Ergebnisse für das Projekt P43mod.



Das Projekt hat einen sehr hohen systemischen Nutzen und trägt signifikant zu einer günstigen, ökologischen und sicheren Energieversorgung bei. Dies zeigt sich auf Basis der großen Mengen an vermiedenem Redispatch und Einspeisemanagement sowie auf Basis vieler behobener Überlastungen im (n-1)-Fall. Außerdem wird das Projekt in bestehender Trasse neu errichtet, sodass aller Voraussicht nach kein neuer Trassenraum erforderlich wird. Das Kriterium der Planungsrobustheit besitzt in diesem Fall keine große Aussagekraft, da das Projekt eine im Laufe des Planungsprozesses entwickelte Alternative zu einem sehr planungsrobusten Projekt darstellt.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P44: Netzverstärkung und -ausbau zwischen Altenfeld und Grafenrheinfeld

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz, TenneT Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2016: 204.686

Beschreibung des geplanten Projekts

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

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

- M28a: Altenfeld – Schalkau – Landesgrenze Thüringen/Bayern (Mast 77)
  Die bereits in der Startnetztopologie enthaltene 380-kV-Leitung von Altenfeld nach Redwitz (50HzT-001, TTG-004) ist vorzugsweise durch Nutzung der für vier Stromkreise im Abschnitt von Altenfeld nach Schalkau planfestgestellten v. g. Südwest-Kuppelleitung (3. Abschnitt Altenfeld – Redwitz) von zwei auf vier Stromkreise mit Hochstrombeseilung zu erweitern (Netzverstärkung). Von Schalkau bis zur Landesgrenze Thüringen/Bayern (Mast 77 in Thüringen) ist die vorhandene Trasse der von Schalkau bis Redwitz bestehenden 380-kV-Doppelleitung Altenfeld – Redwitz für eine Netzverstärkung zu nutzen.

- M28b: Landesgrenze Thüringen/Bayern (Mast 77) – Grafenrheinfeld
  Von der Landesgrenze Thüringen/Bayern (Mast 77) nach Grafenrheinfeld ist ein 380-kV-Netzausbau mit zwei Stromkreisen in neuer Trasse vorgesehen (Netzausbau). Hierzu ist die 380-kV-Schaltanlage Grafenrheinfeld zu verstärken (Netzverstärkung).

Eine Inbetriebnahme von P44 ist frühestens in 2027 möglich, wenn die Bestätigung durch die BNetzA Ende 2017 erfolgt und das Projekt anschließend zeitnah in den Bundesbedarfsplan aufgenommen wird.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M28a	Leitung	*Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse und Stromkreisauflage/Umbeseilung*		*27*	x	x	x	x	2027	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M28b	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	81		x	x	x	x	*2027*	

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 aus-

reichend. Das Netz muss die stetig weiter ansteigende Erzeugungsleistung aus erneuerbaren Energien, aber auch die konventionelle Erzeugungsleistung aufnehmen können. Die Übertragungskapazität der 380-kV-Leitung Remptendorf – Redwitz sowie der 380-kV-Leitung Altenfeld – Redwitz ist für die gemäß Szenariorahmen zu erwartenden Übertragungsaufgaben nicht ausreichend.

Netzplanerische Begründung

Um diesen existierenden Engpass zu beseitigen, sind bereits heute Netzausbaumaßnahmen von Vieselbach über Altenfeld nach Redwitz geplant bzw. bereits realisiert (Südwest-Kuppelleitung im 2. und 3. Abschnitt; 50HzT-001, TTG-004; 2. Abschnitt Vieselbach – Altenfeld in Betrieb, 3. Abschnitt Altenfeld – Redwitz in Bau bzw. mit einem Stromkreis im Probebetrieb; Inbetriebnahme mit beiden Stromkreisen in Q3/2017).

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

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahmen M28a und M28b haben sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 des NEP-Berichts).

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 (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 mit Hochstrombeseilung (3.600 A pro Stromkreis) planfestgestellt und wird mit dieser in der 1. Ausbaustufe in den Abschnitten Vieselbach – Altenfeld – Schalkau vorerst mit zwei von vier planfestgestellten Stromkreisen realisiert. Dennoch ist dies für die weiter ansteigenden Übertragungsaufgaben nicht ausreichend.



Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

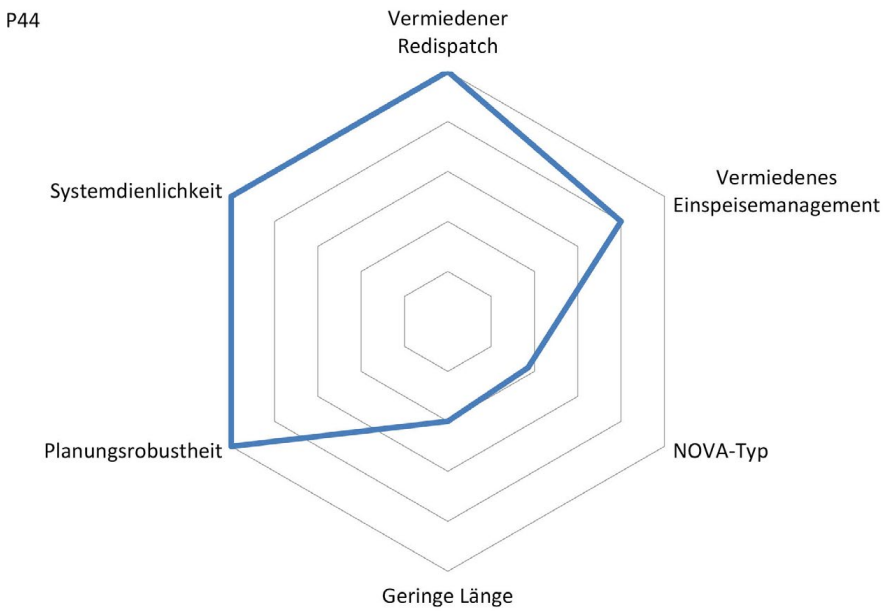
Als Alternative zu Maßnahme 28b wurde *erstmals im NEP 2025* eine Verstärkung durch den Neubau einer zusätzlichen 380-kV-Doppelleitung in der bestehenden Trasse von der Landesgrenze Thüringen/Bayern (Mast 77) über Würgau nach Ludersheim untersucht (siehe P44mod, M28bmod). Diese Alternative ist mit 123 km zwar deutlich länger als M28b mit 81 km, vermeidet aber die zusätzliche Rauminanspruchnahme durch Neubau in neuer Trasse. *Darüber hinaus wurden auf Bitten der BNetzA im NEP 2030 weitere Alternativen zu P44 entlang bestehender Trassen untersucht. Die Netzanalysen anhand des Szenarios B 2030 zeigen, dass sämtliche Alternativen zu P44 einschließlich P44mod Netzengpässe auf mindestens einer weiteren Leitung verursachen und damit einen Netzverstärkungsbedarf über das bisher im NEP 2030 identifizierte Maß hinaus induzieren. Für weitere Details zu den Alternativen sowie deren Auswirkungen siehe den Steckbrief von P44mod.*

Bisherige Bestätigung des Projekts

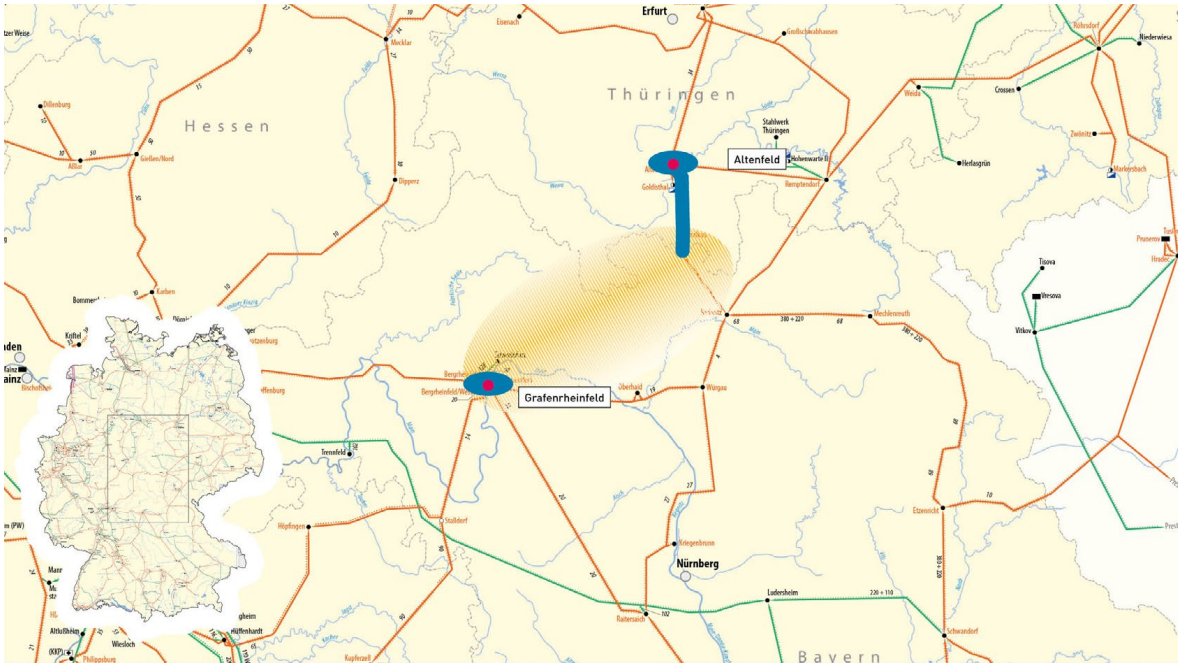
Das Projekt 44 mit den Maßnahmen 28a und 28b wurde im NEP 2012 sowie NEP 2013 nachgewiesen, jedoch noch nicht von der BNetzA bestätigt. Dennoch wird in der Bestätigung des NEP 2013 der künftige Bedarf einer Netzverstärkung oder eines Netzausbaus benannt, so dass bereits heute netzplanerische Vorkehrungen zum Projekt 44 zu treffen sind. Hierbei soll zumindest, wie oben beschrieben, die Teilstrecke Altenfeld – Schalkau – Landesgrenze Thüringen/Bayern (Mast 77) genutzt werden. Diesem Bedarf entspricht die Maßnahme 28a. Im NEP 2014 wurden beide Maßnahmen (M28a: Altenfeld – Schalkau und M28b: Schalkau – Grafenrheinfeld) von der BNetzA als notwendig bestätigt – mit der Maßgabe der Prüfung von Alternativen für die Maßnahme 28b Schalkau – Grafenrheinfeld. Dem wurde mit P44mod M28b *sowie den im Steckbrief von P44mod dargestellten weiteren Alternativen zu P44* entsprochen.

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben. Nachfolgend erfolgt eine grafische Darstellung sowie eine textliche Beschreibung der wesentlichen Ergebnisse für das Projekt P44.



Das Projekt hat einen sehr hohen systemischen Nutzen und trägt signifikant zu einer günstigen, ökologischen und sicheren Energieversorgung bei. Dies zeigt sich auf Basis der großen Mengen an vermiedenem Redispatch und Einspeisemanagement sowie auf Basis vieler behobener Überlastungen im (n-1)-Fall. Das Projekt bzw. die enthaltenen Maßnahmen wurden in allen Szenarien der vorhergehenden Netzentwicklungspläne als notwendig identifiziert.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P44mod: Netzverstärkung von Altenfeld über Würgau nach Ludersheim

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz, TenneT Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2016: (204.686)

Beschreibung des geplanten Projekts

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

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

- M28a: Altenfeld – Schalkau – Landesgrenze Thüringen/Bayern (Mast 77)
  Die bereits in der Startnetztopologie enthaltene 380-kV-Leitung von Altenfeld nach Redwitz (50HzT-001, TTG-004) ist vorzugsweise durch Nutzung der für vier Stromkreise im Abschnitt von Altenfeld nach Schalkau planfestgestellten v. g. Südwest-Kuppelleitung (3. Abschnitt Altenfeld – Redwitz) von zwei auf vier Stromkreise mit Hochstrombeseilung zu erweitern (Netzverstärkung). Von Schalkau bis zur Landesgrenze Thüringen/Bayern (Mast 77 in Thüringen) ist die vorhandene Trasse der von Schalkau bis Redwitz bestehenden 380-kV-Doppelleitung Altenfeld – Redwitz für eine Netzverstärkung zu nutzen.

- M28bmod: Landesgrenze Thüringen/Bayern (Mast 77) – Würgau – Ludersheim
  Von der Landesgrenze Thüringen/Bayern (Mast 77) an der Schaltanlage Redwitz vorbei über Würgau nach Ludersheim ist eine Netzverstärkung im bestehenden Trassenraum mit zwei zusätzlichen Stromkreisen vorgesehen. Hierzu sind die Schaltanlage in Würgau sowie die im Rahmen von P53 neu zu errichtende 380-kV-Schaltanlage in Ludersheim um jeweils zwei zusätzliche Schaltfelder zu verstärken (Netzverstärkung).

Eine Inbetriebnahme von P44mod ist frühestens in 2027 möglich, wenn die Bestätigung durch die BNetzA Ende 2017 erfolgt und das Projekt anschließend zeitnah in den Bundesbedarfsplan aufgenommen wird.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M28a	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse und Stromkreisauflage/ Umbeseilung		27	x	x	x	x	2027	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M28b mod	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		123	(x)	x	(x)	(x)	2027	

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 erwartenden Übertragungsaufgaben nicht ausreichend.

Netzplanerische Begründung

Ohne die Netzverstärkung im bestehenden Trassenraum mit zwei zusätzlichen Stromkreisen zwischen Altenfeld und Ludersheim wird die 380-kV-Leitung Remptendorf – Redwitz bzw. die künftig bestehende 380-kV-Leitung Altenfeld – Redwitz (siehe 50HzT-001; TTG-004) 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 Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP-Berichts führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahmen M28a und M28bmod haben sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 des NEP-Berichts).

Durch Freileitungsmonitoring auf der bestehenden 380-kV-Leitung Remptendorf – Redwitz, als eine Möglichkeit der Netzoptimierung, können zwar in Starkwindperioden maximal 2.075 MVA pro Stromkreis übertragen werden. In Schwach- bzw. Mittelwindperioden ist die Übertragungskapazität der Leitung Remptendorf – Redwitz für die gemäß Szenariorahmen zu erwartenden Übertragungsaufgaben hingegen weiterhin nicht ausreichend.

Andere netzbezogene Maßnahmen hinsichtlich 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 Realisierung des geplanten Netzausbaus von Vieselbach über Altenfeld nach Redwitz führt diese Art der Netzoptimierung nahezu direkt proportional zum Belastungsanstieg auf der 380-kV-Verbindung Altenfeld – Redwitz und ist daher keine nachhaltige Lösung.

Die 380-kV-Leitung von Vieselbach über Altenfeld nach Redwitz ist mit Hochstrombeseilung (3.600 A/Stromkreis) planfestgestellt und wird aktuell mit dieser realisiert. Dennoch ist dies für die weiter ansteigenden Übertragungsaufgaben nicht ausreichend.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Als Alternative zu Maßnahme 28bmod wurde mit P44 M28b ein Neubau einer zweisystemigen 380-kV-Leitung von der Landesgrenze Thüringen/Bayern (Mast 77) nach Grafenrheinfeld untersucht, in den Netzentwicklungsplänen 2012, 2013, 2014 und 2025 identifiziert sowie von der BNetzA im NEP 2014 bestätigt. Diese Alternative ist mit rund 81 km zwar deutlich kürzer als M28bmod mit 123 km, müsste jedoch vollständig als Neubau in neuer Trasse errichtet werden. Die Übertragungsnetzbetreiber wurden von der BNetzA im Zuge der Bestätigung des NEP 2014 zur Prüfung von Alternativen zu P44 M28b aufgefordert. Dem sind sie mit P44mod und M28bmod nachgekommen.

Zum 2. Entwurf des NEP 2030 hat die BNetzA die Übertragungsnetzbetreiber zur Prüfung weiterer Alternativen zu P44 aufgefordert. Anhand des Szenarios B 2030 wurden daher neben P44mod folgende weitere Alternativen als Netzverstärkung mit zwei zusätzlichen Stromkreisen entlang bestehender Trassen untersucht: Altenfeld – Remptendorf – Würgau – Ludersheim sowie Altenfeld – Remptendorf – Mechlenreuth. Beide Alternativen führen an der Schaltanlage Redwitz vorbei. Die folgenden Tabellen geben eine vergleichende Übersicht über die Alternativen:

Tabelle 1: Trasseninanspruchnahme

	P44: Altenfeld – Grafenrheinfeld	P44mod: Altenfeld – Würgau – Ludersheim	Altenfeld – Remptendorf – Würgau – Ludersheim	Altenfeld – Remptendorf – Mechlenreuth
Thüringen	27 km (davon 23 km Zubeseilung und 4 km Neubau in vorhandenem Trassenraum)	27 km (davon 23 km Zubeseilung und 4 km Neubau in vorhandenem Trassenraum)	69 km (Neubau in vorhandenem Trassenraum)	69 km (Neubau in vorhandenem Trassenraum)
Bayern	81 km (Neubau in neuer Trasse)	122 km (Neubau in vorhandenem Trassenraum)	128 km (Neubau in vorhandenem Trassenraum)	86 km (Neubau in vorhandenem Trassenraum)
Gesamt	108 km	149 km	197 km	155 km

Tabelle 2: Auslastungen

	P44mod: Altenfeld – Würgau – Ludersheim	Altenfeld – Remptendorf – Würgau – Ludersheim	Altenfeld – Remptendorf – Mechlenreuth
Auslastung der Alternativvariante	ca. 1/3 geringer als P44	geringer als P44mod	geringer ggü. beiden Varianten
Auslastung Vieselbach – Mecklar	außerhalb des tolerierbaren Bereichs; Verstärkungsbedarf über P37 hinaus (z.B. 3. Stromkreis)	außerhalb des tolerierbaren Bereichs; Verstärkungsbedarf über P37 hinaus (z.B. 3. Stromkreis)	außerhalb des tolerierbaren Bereichs; Verstärkungsbedarf über P37 hinaus (z.B. 3. Stromkreis)
Auslastung weiterer Leitungen	Redwitz - Grafenrheinfeld an der Grenze des tolerierbaren Bereichs	Redwitz - Grafenrheinfeld außerhalb des tolerierbaren Bereichs; zusätzlicher Verstärkungsbedarf erforderlich	alle Leitungen im Raum Nordbayern außerhalb des tolerierbaren Bereichs; zusätzlicher Verstärkungsbedarf erforderlich
Entlastungen bzw. Einsparpotenzial an Netzmaßnahmen	Entlastungen auf einigen bestehenden Leitungen, aber kein Einsparpotenzial an Netzmaßnahmen	kein Einsparpotenzial	kein Einsparpotenzial

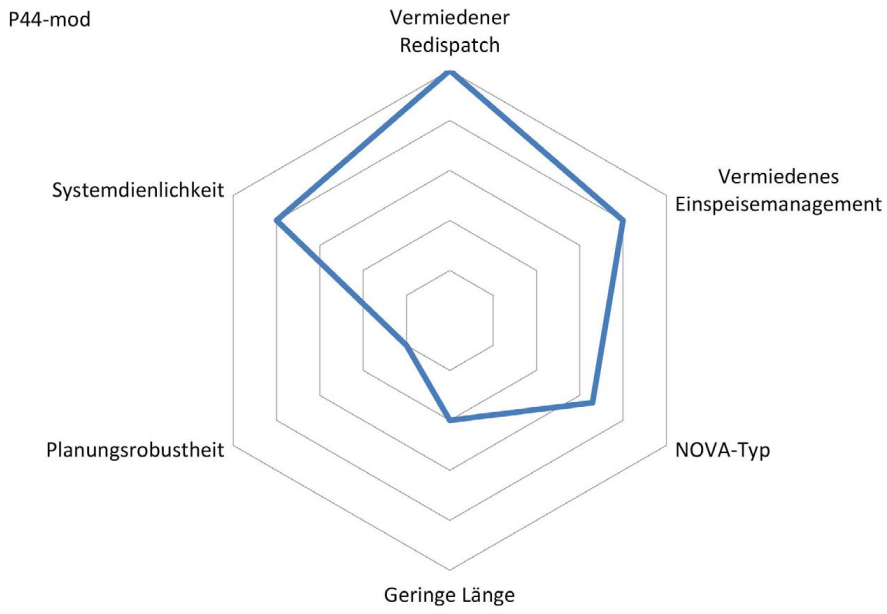
Die Übersichten mit den Ergebnissen der Netzanalysen zeigen, dass die auf Bitten der BNetzA zusätzlich untersuchten Alternativen deutliche Nachteile sowohl zu P44 als auch zu P44mod aufweisen und insofern aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber keine ernsthaft in Betracht kommenden Alternativen darstellen. So wäre in beiden Fällen eine weitere Verstärkung der Verbindung Vieselbach - Mecklar (P37) sowie weiterer Verbindungen die Folge. P44mod ist dagegen eine grundsätzlich mögliche Alternative zu P44, die jedoch sowohl wegen ihrer Länge als auch wegen der zusätzlich induzierten Überlastung auf der Leitung Vieselbach - Mecklar (P37) aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber mit deutlichen Nachteilen behaftet ist.

Bisherige Bestätigung des Projekts

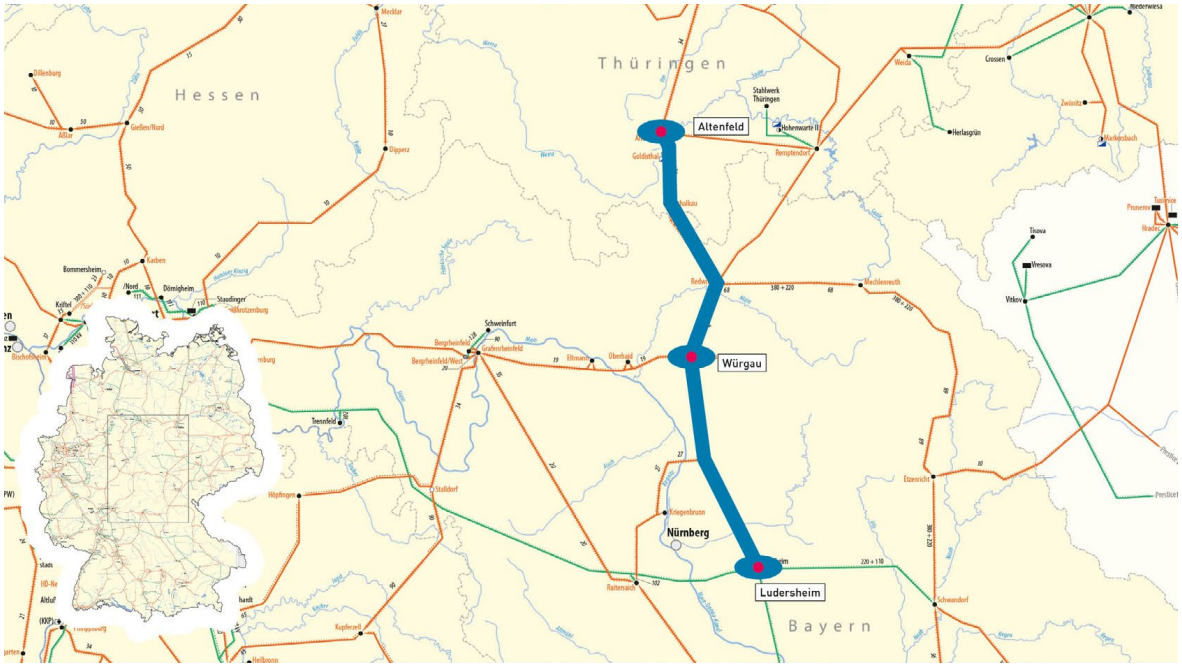
Das Projekt wurde in der Variante P44 mit den Maßnahmen 28a und 28b Altenfeld – Schalkau – Grafenrheinfeld im NEP 2012 sowie im NEP 2013 nachgewiesen, jedoch noch nicht von der BNetzA bestätigt. Dennoch wird in der Bestätigung des NEP 2013 der künftige Bedarf einer Netzverstärkung oder eines Netzausbaus benannt, so dass bereits heute netzplanerische Vorkehrungen zum Projekt 44 zu treffen sind. Hierbei soll zumindest, wie oben beschrieben, die Teilstrecke Altenfeld – Schalkau – Landesgrenze Thüringen /Bayern (Mast 77) genutzt werden. Diesem Bedarf entspricht die Maßnahme 28a. Im NEP 2014 wurden beide Maßnahmen in der Variante Altenfeld – Schalkau – Grafenrheinfeld von der BNetzA bestätigt – unter der Maßgabe der Prüfung von Alternativen für die Maßnahme 28b Schalkau – Grafenrheinfeld. Ab dem NEP 2025 haben die Übertragungsnetzbetreiber den Übergabepunkt der Maßnahmen M28a und M28b bzw. M28bmod auf den Punkt "Landesgrenze Thüringen/Bayern (Mast 77)" verschoben.

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben. Nachfolgend erfolgt eine grafische Darstellung sowie eine textliche Beschreibung der wesentlichen Ergebnisse für das Projekt P44mod.



Das Projekt hat einen sehr hohen systemischen Nutzen und trägt signifikant zu einer günstigen, ökologischen und sicheren Energieversorgung bei. Dies zeigt sich auf Basis der großen Mengen an vermiedenem Redispatch und Einspeisemanagement sowie auf Basis vieler behobener Überlastungen im (n-1)-Fall. Außerdem besteht das Projekt aus einer Zu-/Umbeseilung ohne Neubau sowie einem Neubau in bestehender Trasse, sodass aller Voraussicht nach kein neuer Trassenraum erforderlich wird. Das Kriterium der Planungsrobustheit besitzt in diesem Fall keine Aussagekraft, da das Projekt eine im Laufe des Planungsprozesses entwickelte Alternative zu dem sehr planungsrobusten Projekt P44 darstellt.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P46: Netzverstärkung zwischen Redwitz und Schwandorf (Ostbayernring)

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT Nr. BBPlG 2015: 18

Nr. TYNDP 2016: 206.687

Beschreibung des geplanten Projekts

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

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

Weitere Informationen zum Projekt sind verfügbar unter:
http://www.tennet.eu/de/unser-netz/onshore-projekte-deutschland/ostbayernring/

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M56	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		185	x	x	x	x	2023	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach BImSchG

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

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

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme M56 hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 des NEP-Berichts).

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass weder durch FLM noch durch HTL-Auflage die geforderte Stromtragfähigkeit von 3.600 A erreicht werden kann. Aus diesem Grund muss die Leitung in bestehender Trasse neu gebaut werden.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

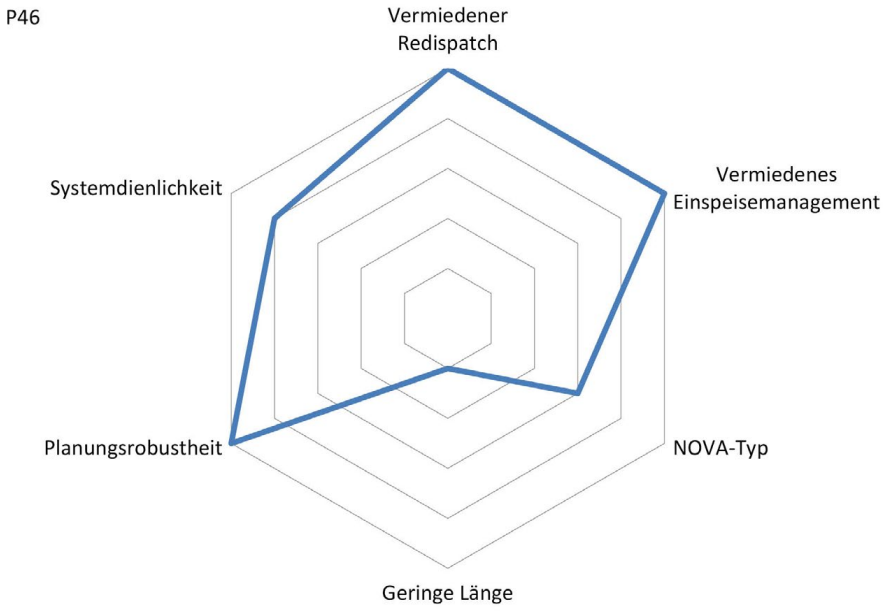
Weitere alternative Einzelmaßnahmen wurden nicht geprüft, da es sich bei der Verbindung um eine bereits existierende Leitung handelt. Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Verstärkung dieser bestehenden Verbindung in Betracht gezogen. Andere bereits existierende Leitungen, mit denen sich die Übertragungsaufgabe sinnvoll erfüllen ließe, gibt es in der Region nicht.

Bisherige Bestätigung des Projekts

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

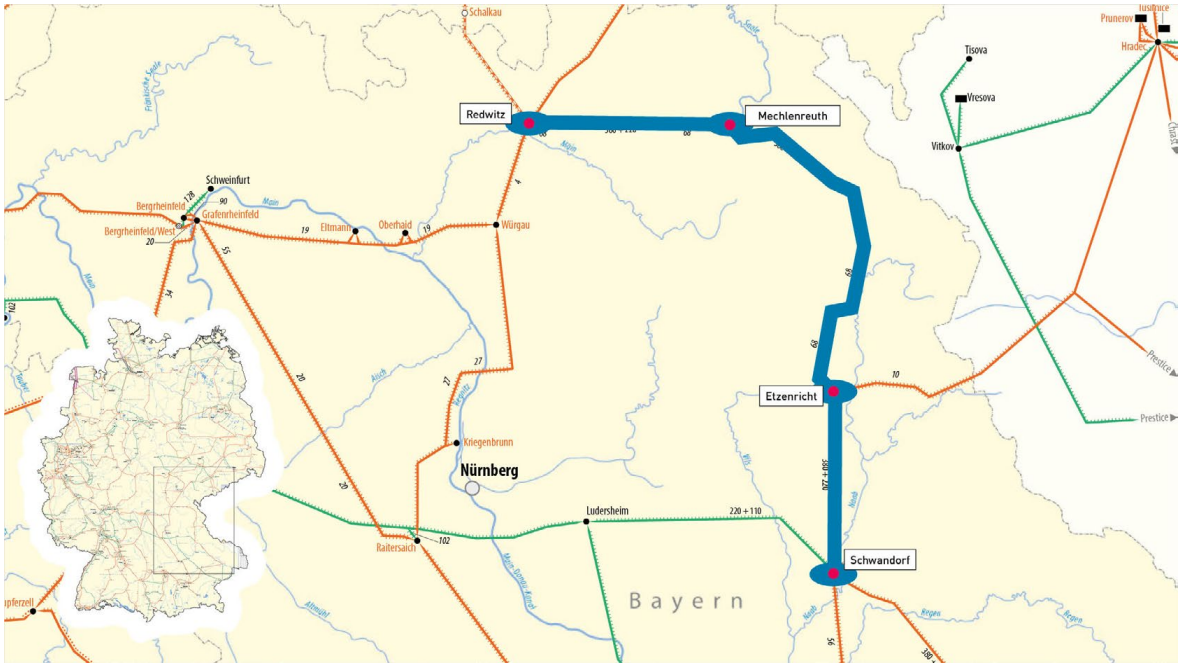
Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben. Nachfolgend erfolgt eine grafische Darstellung sowie eine textliche Beschreibung der wesentlichen Ergebnisse für das Projekt P46.



Das Projekt hat einen sehr hohen systemischen Nutzen und trägt signifikant zu einer günstigen, ökologischen und sicheren Energieversorgung bei. Dies zeigt sich auf Basis der großen Mengen an vermiedenem Redispatch und Einspeisemanagement sowie auf Basis vieler behobener Überlastungen im (n-1)-Fall. Außerdem wird das Projekt

in bestehender Trasse neu errichtet, sodass aller Voraussicht nach kein neuer Trassenraum erforderlich wird. Das Projekt bzw. die enthaltenen Maßnahmen wurden in allen Szenarien der vorhergehenden Netzentwicklungspläne als notwendig identifiziert.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

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

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion, *TransnetBW* Nr. BBPlG 2015: 19

Nr. TYNDP 2016: 134.680

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in der Region Frankfurt – Karlsruhe. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

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

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

- M31: Weinheim – Daxlanden
- M32: Weinheim – G380 (Mannheim)
- M33: G380 (Mannheim) – Altlußheim
- M34: Altlußheim – Daxlanden

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M60	Leitung	Netzverstärkung und -ausbau: Neubau in neuer Trasse, Neubau in bestehender Trasse und Stromkreisauflage/Umbeseilung	7	60	x	x	x	x	2025	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M31	*Leitung*	*Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse*		*74*	*x*	*x*	*x*	*x*	*2022*	*1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren*
M32	*Leitung*	*Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse*		*17*	*x*	*x*	*x*	*x*	*2022*	*1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren*



M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M33	*Leitung*	*Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse*		*22,5*	*x*	*x*	*x*	*x*	*2022*	*1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren*
M34	*Leitung*	*Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse*		*42*	*x*	*x*	*x*	*x*	*2022*	*1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren*

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. *Der Stromkreis der Maßnahme M31 zwischen Weinheim und Daxlanden wird zur Erfüllung der vertikalen Übertragungsaufgabe (vgl. Punktmaßnahme P179 Heidelberg-Nord) im Umspannwerk Rheinau zur Versorgung des nachgelagerten Verteilnetzbetreibers eingebunden. Die Maßnahme M31 erfährt durch die Einbindung in ihrer horizontalen Transportfunktion keine Beeinflussung.*

Netzplanerische Begründung

Die neue Verbindung von Urberach über Weinheim bis Daxlanden reduziert Überlastungen auf der bestehenden Leitung von Urberach nach Bürstadt signifikant. Der beschriebene Netzausbau bedeutet eine deutliche Verstärkung der Nord-Süd-Achse südlich von Frankfurt.

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 für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA Grundsatz berücksichtigt. Eine Optimierung der bestehenden Infrastruktur konnte für eine Teilstrecke der M60 durchgeführt werden. Die Verstärkung durch die Maßnahme M60 erfolgt in den bestehenden Trassenräumen. Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

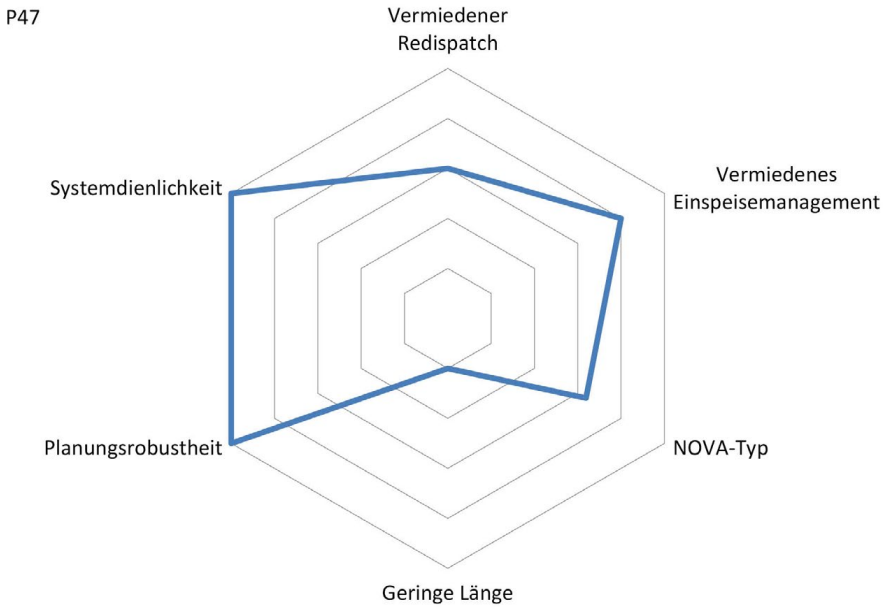
Die Maßnahmen werden unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte, in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. 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 P47 ist in allen vorausgegangenen Netzentwicklungsplänen enthalten. Die Maßnahmen M60, *M31, M32, M33, M34* wurden in den Netzentwicklungsplänen 2012, 2013 und 2014 bestätigt. Das Projekt ist Teil des Bundesbedarfsplans (Vorhaben Nr. 19).

Projektcharakterisierung

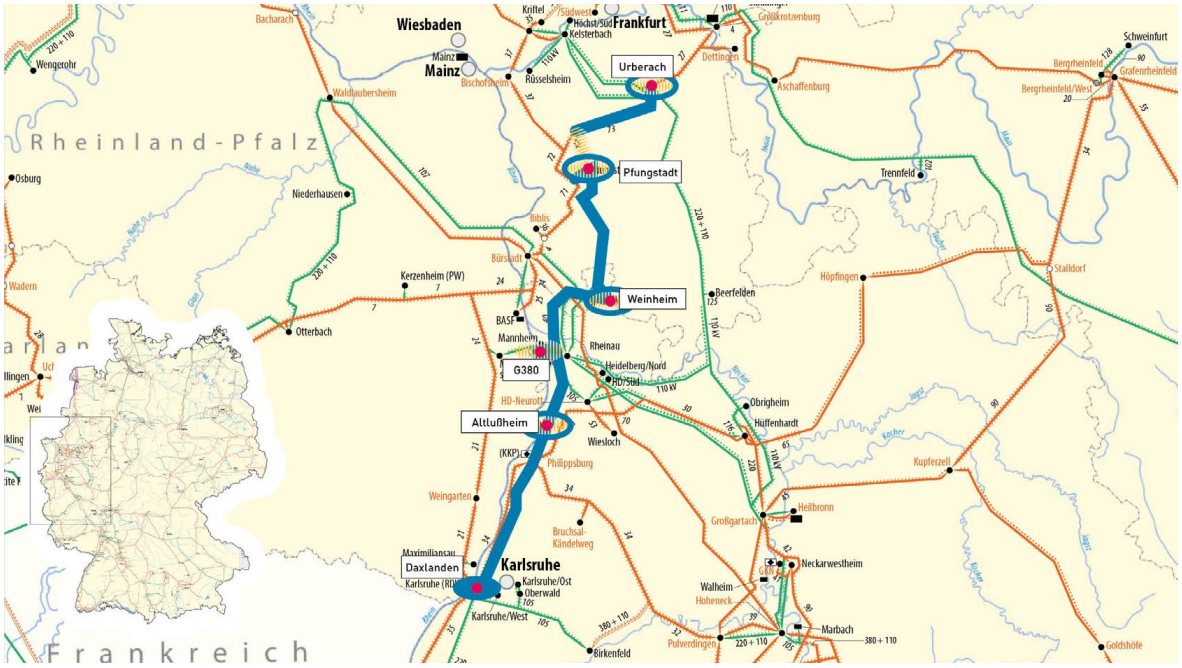
Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben. Nachfolgend erfolgt eine grafische Darstellung sowie eine textliche Beschreibung der wesentlichen Ergebnisse für das Projekt P47.



Das Projekt hat einen sehr hohen systemischen Nutzen und trägt signifikant zu einer günstigen, ökologischen und sicheren Energieversorgung bei. Dies zeigt sich auf Basis der Mengen an vermiedenem Redispatch und Einspeisemanagement sowie auf Basis vieler behobener Überlastungen im (n-1)-Fall. Außerdem wird mit dem Projekt zu einem überwiegenden Teil bestehender Trassenraum genutzt. Das Projekt bzw. die enthaltenen Maßnahmen wurden in allen Szenarien der vorhergehenden Netzentwicklungspläne als notwendig identifiziert.

Anmerkung

Im 1. Entwurf des NEP 2030 war der Abschnitt von Weinheim bis Daxlanden von P47 unter der Bezeichnung TNG-P47l im Startnetz aufgeführt, da einige Maßnahmen, die im Rahmen des Projekts durchgeführt werden müssen, bereits in der Umsetzung sind. Die Kriterien für die Zuordnung der Projekte zum Startnetz befinden sich derzeit in der Diskussion. Aus formalen Gründen wird das Projekt daher im 2. Entwurf des NEP wieder gesamthaft dargestellt. Auf die Einzelbetrachtung des Abschnitts P47l wird verzichtet.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

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

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2016: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in der Region Frankfurt – Karlsruhe. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

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

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M64	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		5	x	x	x	x	2022	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

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

Mit Umsetzung der Maßnahme M60 Urberach – Pfungstadt – Weinheim des Projekts P47 muss die 380-kV-Schaltanlage in Urberach erweitert werden. Außerdem entfällt die Anschlussmöglichkeit an das 220-kV-Netz in Urberach und damit auch der heutige Anschluss der Farbwerke-Höchst Süd an das 220-kV-Netz in Urberach.

Um die Versorgung der Farbwerke Höchst-Süd weiterhin sicherzustellen, muss die Umspannanlage Farbwerke-Höchst Süd an das naheliegende 380-kV-Netz in Kriftel angeschlossen werden.

Die Umstellung der Versorgung der Farbwerke-Höchst Süd aus dem 380-kV-Netz verhindert zusätzlich Überlastungen auf der bestehenden 220-kV-Leitung von Urberach nach Farbwerke-Höchst Süd.

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 bei der Übertragungstechnologie für eine Kombination aus dem AC-Netz mit einer Verstärkung durch Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-Korridore als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 - ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen - vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Dieses Projekt hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA Grundsatz berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahme M64 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen. Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

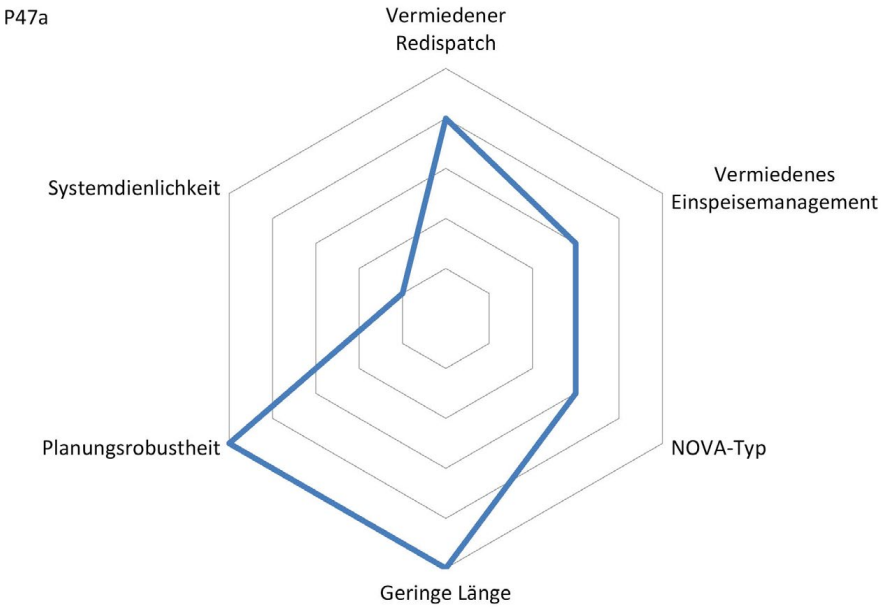
Die Maßnahmen werden unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen.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

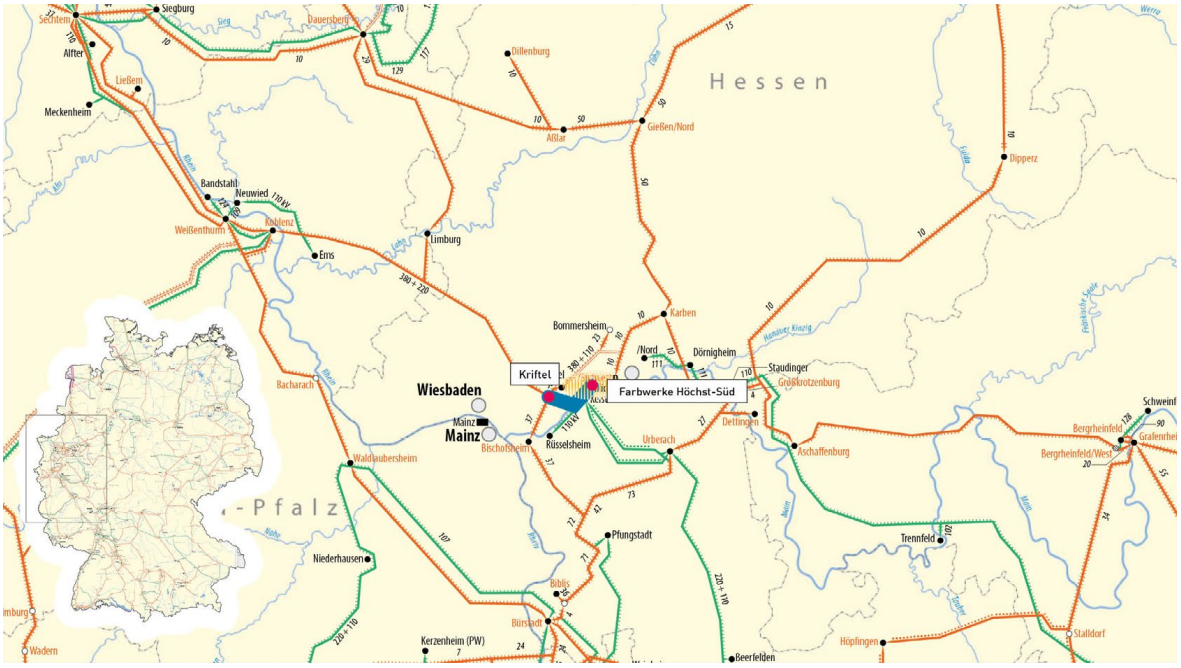
Das Projekt 47a steht im unmittelbarem Zusammenhang mit dem Projekt 47. Die hier beschriebene Maßnahme wurde im NEP 2012 im Projekt P47 unter der Maßnahme M64 beschrieben. Die Maßnahme M64 wurde als Teil des Projekts 47 im NEP 2012 bestätigt.
In den Netzentwicklungsplänen 2013 und 2014 war die Maßnahme ebenfalls unter der Bezeichnung P47 M64 enthalten. Zudem wurde die mögliche Integration der Maßnahme in P42 M53 untersucht.
Im NEP 2025 und im aktuellen NEP wird die Maßnahme unter P47a M64 geführt.

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben. Nachfolgend erfolgt eine grafische Darstellung sowie eine textliche Beschreibung der wesentlichen Ergebnisse für das Projekt P47a.



Das Projekt hat einen hohen systemischen Nutzen und trägt zu einer günstigen, ökologischen und sicheren Energieversorgung bei. Dies zeigt sich auf Basis der Mengen an vermiedenem Redispatch und Einspeisemanagement sowie auf Basis wirksam behobener Überlastungen im (n-1)-Fall. Außerdem wird das Projekt in bestehender Trasse neu errichtet, sodass aller Voraussicht nach kein neuer Trassenraum erforderlich wird. Das Projekt hat eine hohe Bedeutung für die regionale Versorgungsaufgabe. Die Maßnahmen wurde in allen Szenarien der vorhergehenden Netzentwicklungspläne als notwendig identifiziert.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P48: Netzverstärkung im Nordosten von Baden-Württemberg und Bayern

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT, TransnetBW Nr. BBPlG 2015: 20

Nr. TYNDP 2016: 206.990

Beschreibung des geplanten Projekts

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

- M38a: Grafenrheinfeld – Kupferzell
  Im Rahmen der Maßnahme ist eine Stromkreisauflage für einen zusätzlichen 380-kV-Stromkreis Grafenrheinfeld – Kupferzell notwendig (Netzverstärkung). Darüber hinaus sind Netzverstärkungsmaßnahmen in den betroffenen Schaltanlagen Grafenrheinfeld und Kupferzell erforderlich (Netzverstärkung).

- M38b: *Punkt Rittershausen* – Stalldorf – Kupferzell
  Im Rahmen der Maßnahme ist eine Verstärkung durch HTL-Umbeseilung des bestehenden Stromkreises zwischen *dem Punkt Rittershausen,* Stalldorf und Kupferzell vorgesehen (Netzverstärkung). Hierfür ist die Schaltanlage Kupferzell zu verstärken.

- *M39: Kupferzell – Großgartach*
  Zwischen Großgartach und Kupferzell ist ein Leitungsneubau in bestehender Trasse zu realisieren (Netzverstärkung). Darüber hinaus sind Netzverstärkungsmaßnahmen in den betroffenen Anlagen erforderlich. Die Umsetzung der Maßnahmen erfordert auch eine Verstärkung und teilweise einen Neubau der betroffenen Schaltanlagen Großgartach und Kupferzell.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M38a	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/ Umbeseilung		110	x	x	x	x	2022	*2: im Raumordnungsverfahren/Bundesfachplanung*
M38b	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/Umbeseilung		56	x	x	x	x	2030	*1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren*
M39	*Leitung*	*Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse*		*48*	*x*	*x*	*x*	*x*	*2022*	*1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren*

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Netzverstärkung ist notwendig, damit es nicht zu Überlastungen im genannten Bereich kommt. Bei Nord-Süd-Leistungsflüssen kommt es auf der Achse Grafenrheinfeld – Großgartach zu hohen Auslastungen und sogar Überlastungen. Betroffen ist der gesamte Bereich im Nordosten Baden-Württembergs. Weiterhin muss das Transportnetz zwischen Kupferzell und Großgartach verstärkt werden. Die Maßnahme ist u. a. auch notwendig, um die zunehmende Einspeisung erneuerbarer Energie im Nordosten Baden-Württembergs (z. B. Raum Hohenlohe-Franken) aufnehmen zu können. Bei weiter steigender Windeinspeisung im unterlagerten

Netz muss auch der neue Stromkreis Grafenrheinfeld – Kupferzell in Stalldorf eingeschleift werden. Weiterhin sind Netzverstärkungsmaßnahmen in den bestehenden Anlagen notwendig, um die Leistung der Windkraftanlagen im Raum Hohenlohe-Franken ins 380-kV-Netz einzuspeisen. Ohne diese Maßnahmen wird die 380-kV-Leitung Grafenrheinfeld – Kupferzell bei Ausfall eines Stromkreises unzulässig überlastet.

Netzplanerische Begründung

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

Die Netzverstärkung durch eine zusätzliche 380-kV-Stromkreisauflage zwischen Grafenrheinfeld und Kupferzell ist notwendig, damit es bei hohen Nord-Süd-Leistungsflüssen auf der Leitungsachse nicht zu unzulässigen Überlastungen kommt.

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

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 für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahmen M38a M38b *und M39* haben sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 des NEP-Berichts).

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass durch FLM die geforderte Stromtragfähigkeit nicht erreicht werden kann. Durch die Stromkreisauflage sowie die HTL-Umbeseilung werden die Möglichkeiten auf dem vorhandenen Gestänge von Grafenrheinfeld nach Kupferzell genutzt.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

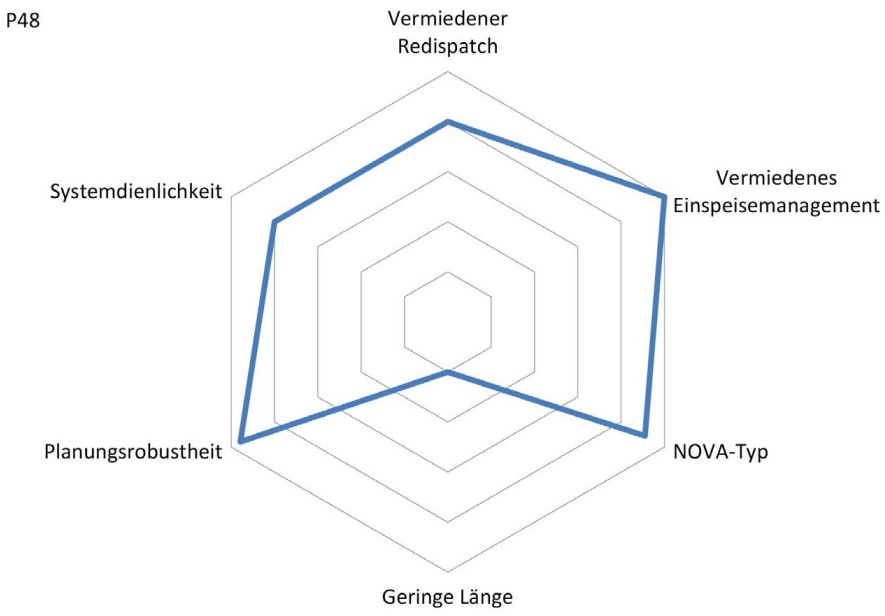
Die Endpunkte der Leitungen liegen aufgrund der bestehenden 380-kV-Leitungsführung bereits vor. Sowohl in Grafenrheinfeld als auch in Kupferzell und Großgartach liegen bereits vermaschte Netzknoten vor, die zur Aufnahme und Weiterverteilung von Leistung gut geeignet sind. Auch die Leistung aus dem Kernkraftwerk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

Bisherige Bestätigung des Projekts

Die Maßnahmen M38a und ***M39*** wurden im NEP 2012, im NEP 2013 sowie im NEP 2014 von der BNetzA bestätigt und sind im Bundesbedarfsplan enthalten (Vorhaben Nr. 20).

Projektcharakterisierung

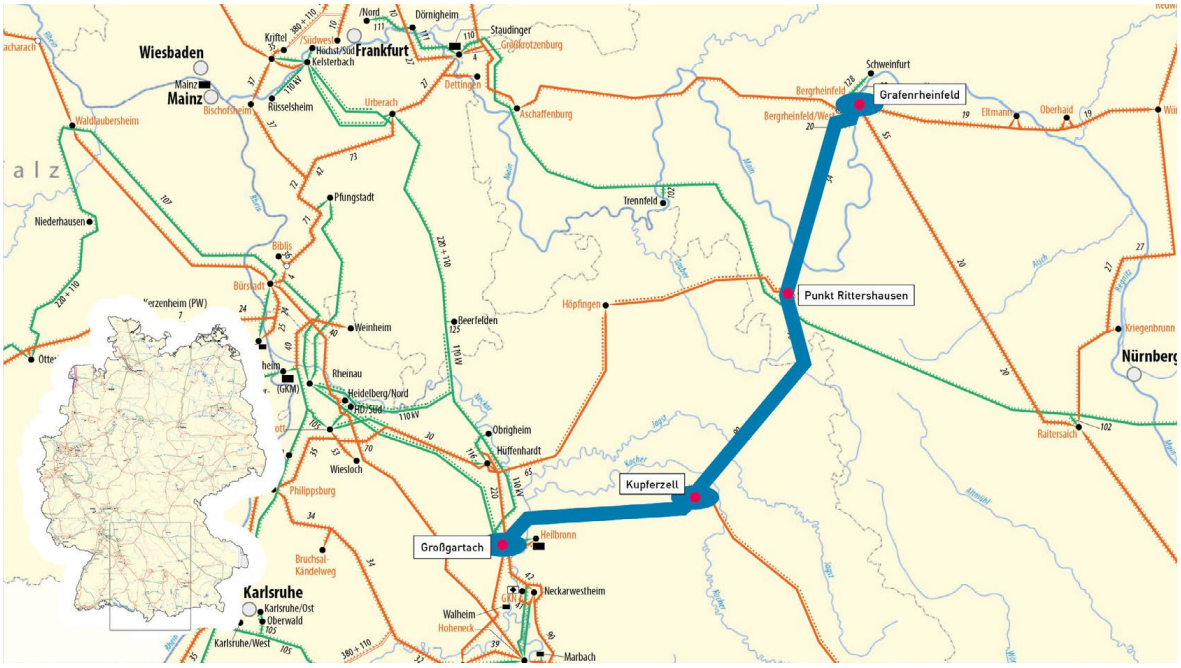
Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben. Nachfolgend erfolgt eine grafische Darstellung sowie eine textliche Beschreibung der wesentlichen Ergebnisse für das Projekt P48.



Das Projekt hat einen sehr hohen systemischen Nutzen und trägt signifikant zu einer günstigen, ökologischen und sicheren Energieversorgung bei. Dies zeigt sich auf Basis der großen Mengen an vermiedenem Redispatch und Einspeisemanagement sowie auf Basis vieler behobener Überlastungen im (n-1)-Fall. Außerdem besteht das Projekt zu einem überwiegenden Teil aus einer Zu-/Umbeseilung ohne Neubau und es ist aller Voraussicht nach kein neuer Trassenraum erforderlich. Das Projekt bzw. die enthaltenen Maßnahmen wurden in vorhergehenden Netzentwicklungsplänen bereits sehr häufig als notwendig identifiziert.

Anmerkung

Im 1. Entwurf des NEP 2030 war der Abschnitt von Kupferzell bis Großgartach von P48 unter der Bezeichnung P48I im Startnetz aufgeführt, da einige Maßnahmen, die im Rahmen des Projekts durchgeführt werden müssen, bereits in der Umsetzung sind. Die Kriterien für die Zuordnung der Projekte zum Startnetz befinden sich derzeit in der Diskussion. Aus formalen Gründen wird das Projekt daher im 2. Entwurf des NEP wieder gesamthaft dargestellt. Auf die Einzelbetrachtung des Abschnitts P48I wird verzichtet.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P49: Netzverstärkung Badische Rheinschiene

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW Nr. BBPlG 2015: 21

Nr. TYNDP 2016: 134.176

Beschreibung des geplanten Projekts

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

- M41a: Daxlanden – Bühl/Kuppenheim – Weier – Eichstetten
  Unter Berücksichtigung des NOVA-Prinzips wird im Zuge dieser Maßnahme ein Neubau in bestehender Trasse mit einer Umstellung von 220 kV auf 380 kV errichtet. Ein Teil der Maßnahmen soll als Pilotstrecke in Form eines Hochtemperaturleiterseiles (HTL- Beseilung) gemäß Energiewirtschaftsgesetz ausgeführt werden.
  Die 220-kV-Leitungen sollen auf 380 kV umgestellt und eine Verstärkung sowie Ausbau der betroffenen Schaltanlagen durchgeführt werden.

Die Umsetzung der Maßnahmen erfordert auch die Verstärkung und den Ausbau der betroffenen Schaltanlagen einschließlich der Umspannung in die unterlagerte Ebene: Daxlanden, Bühl, Kuppenheim, Weier und Eichstetten. Der Umbau dauert mehrere Jahre und muss im laufenden Betrieb erfolgen.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetrieb-nahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M41a	Leitung	Netzverstärkung; Neubau in bestehender Trasse		121	x	x	x	x	2021	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Das Projekt trägt den zukünftigen erhöhten Leistungsflüssen im Südwesten in Richtung Schweiz und Frankreich Rechnung und dient zur Sicherstellung der Versorgung der Rheinebene.

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

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme M41a hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, B 2035 und C 2030 als erforderlich erwiesen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 des NEP-Berichts).

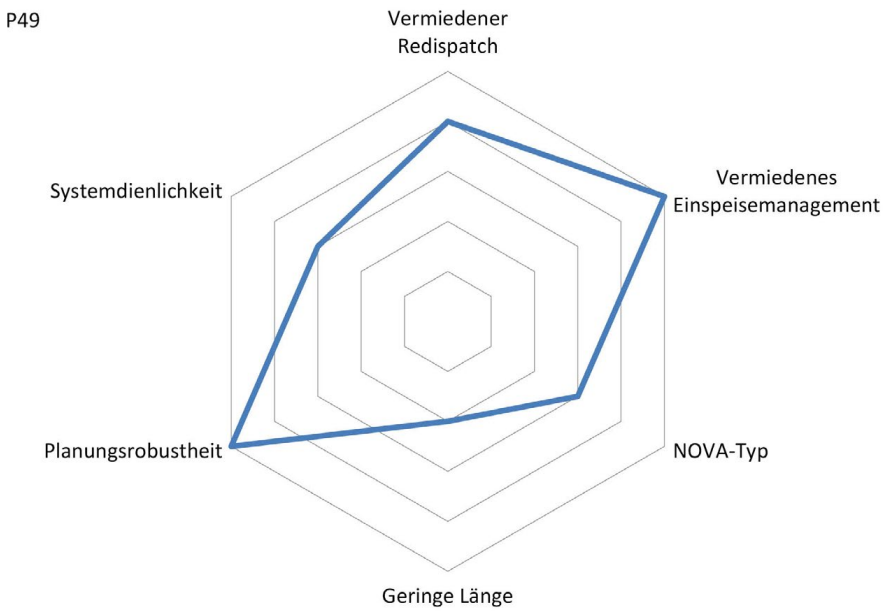
Bei allen Maßnahmen wird das Nova-Prinzip erfüllt.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Die Maßnahme 41a wurde im NEP 2012, im NEP 2013 sowie im NEP 2014 von der Bundesnetzagentur bestätigt und ist im Bundesbedarfsplan (Vorhaben Nr. 21) enthalten. *Das Projekt wurde bei der Bundesnetzagentur beantragt und wird unter BK-4-12-958 geführt.*

Projektcharakterisierung

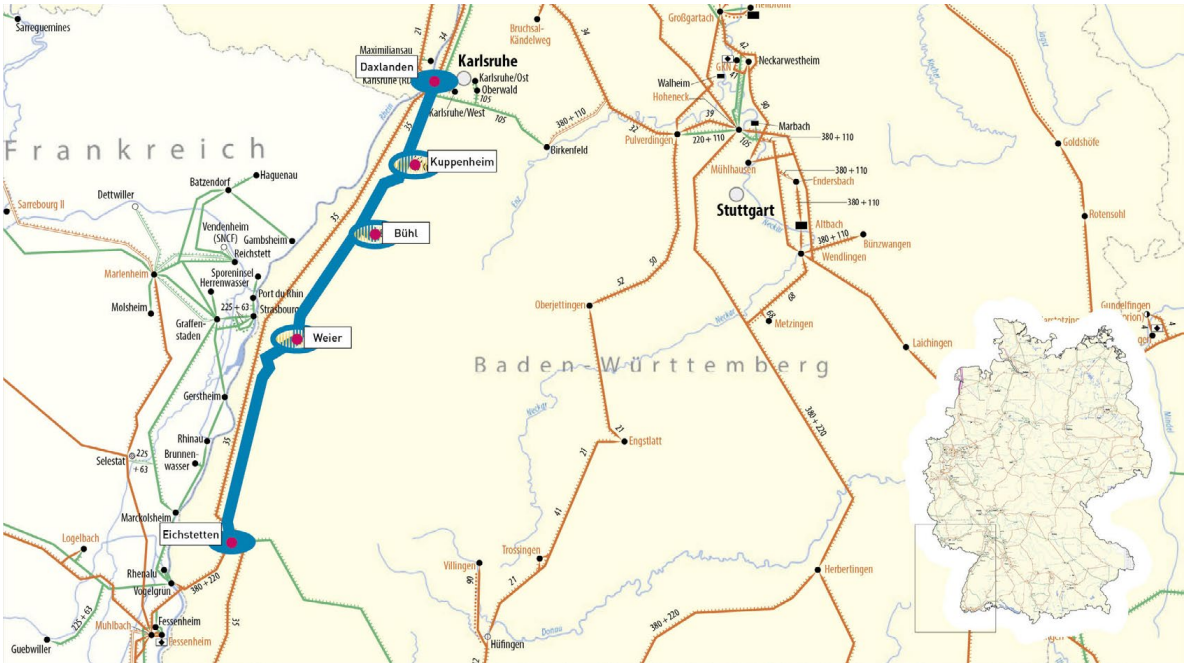
Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben. Nachfolgend erfolgt eine grafische Darstellung sowie eine textliche Beschreibung der wesentlichen Ergebnisse für das Projekt P49.



Das Projekt hat einen sehr hohen systemischen Nutzen und trägt signifikant zu einer günstigen, ökologischen und sicheren Energieversorgung bei. Dies zeigt sich auf Basis der großen Mengen an vermiedenem Redispatch und Einspeisemanagement sowie auf Basis wirksam behobener Überlastungen im (n-1)-Fall. Außerdem wird das Projekt in bestehender Trasse neu errichtet, sodass aller Voraussicht nach kein neuer Trassenraum erforderlich wird. Das Projekt bzw. die enthaltenen Maßnahmen wurden in allen Szenarien der vorhergehenden Netzentwicklungspläne als notwendig identifiziert.

Anmerkung

Im 1. Entwurf des NEP 2030 war das Projekt P49 im Startnetz aufgeführt, da einige Maßnahmen, die im Rahmen des Projekts durchgeführt werden müssen, bereits in der Umsetzung sind. Die Kriterien für die Zuordnung der Projekte zum Startnetz befinden sich derzeit in der Diskussion. Aus formalen Gründen wird das Projekt daher im 2. Entwurf des NEP wieder gesamthaft dargestellt. Auf die Betrachtung von P49 wird verzichtet.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P50: Netzverstärkung Schwäbische Alb

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2016: 1108 (RgIP)

Beschreibung des geplanten Projekts

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

- M41: Oberjettingen – Engstlatt
  Zur weiteren Kapazitätserhöhung ist der Neubau eines weiteren 380-kV-Stromkreises notwendig. Hierzu muss ein Leitungsneubau in bestehender Trasse erfolgen.

- M366: Pulverdingen – Oberjettingen
  Im Rahmen der Maßnahme ist ein neuer Stromkreis notwendig. Nach heutigem Kenntnisstand kann die Maßnahme größtenteils als Umbeseilung realisiert werden. In den betroffenen Schaltanlagen sind Erweiterungen notwendig. Die Umsetzung der Maßnahmen erfordert auch einen Neubau der betroffenen Schaltanlage Oberjettingen.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M366	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/Umbeseilung		45	x	x	x	x	2020	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M41	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		34	x	x	x	x	2020	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Das Projekt erhöht die Übertragungskapazität im Bereich Schwäbische Alb und stärkt die Verbindung in Richtung Süden in die Schweiz. *Bereits heute gibt es hohe Leistungsflüsse im Bereich um Hoheneck. Kurzfristig kann hier eine Verbesserung durch die Ad-hoc-Maßnahme als Lückenschluss zwischen Hoheneck und Pulverdingen, sowie den Maßnahmen M366 und M41 des Projekts P50 zwischen Pulverdingen und Engslatt, erfolgen. Das hat in den kommenden Jahren auch eine Reduzierung des Redispatchbedarfs zur Folge.*

Netzplanerische Begründung

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

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 für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahmen M366 und M41 haben sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, B 2035 und C 2030 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 des NEP-Berichts).

Bei allen Maßnahmen wird das NOVA-Prinzip erfüllt.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

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

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

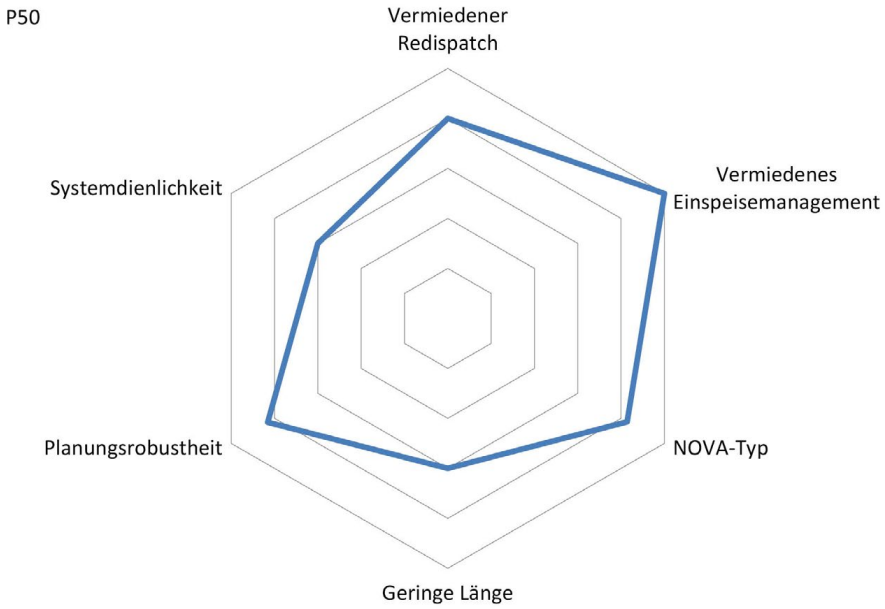
Zu der Maßnahme gibt es keine anderweitigen Planungsmöglichkeiten.

Bisherige Bestätigung des Projekts

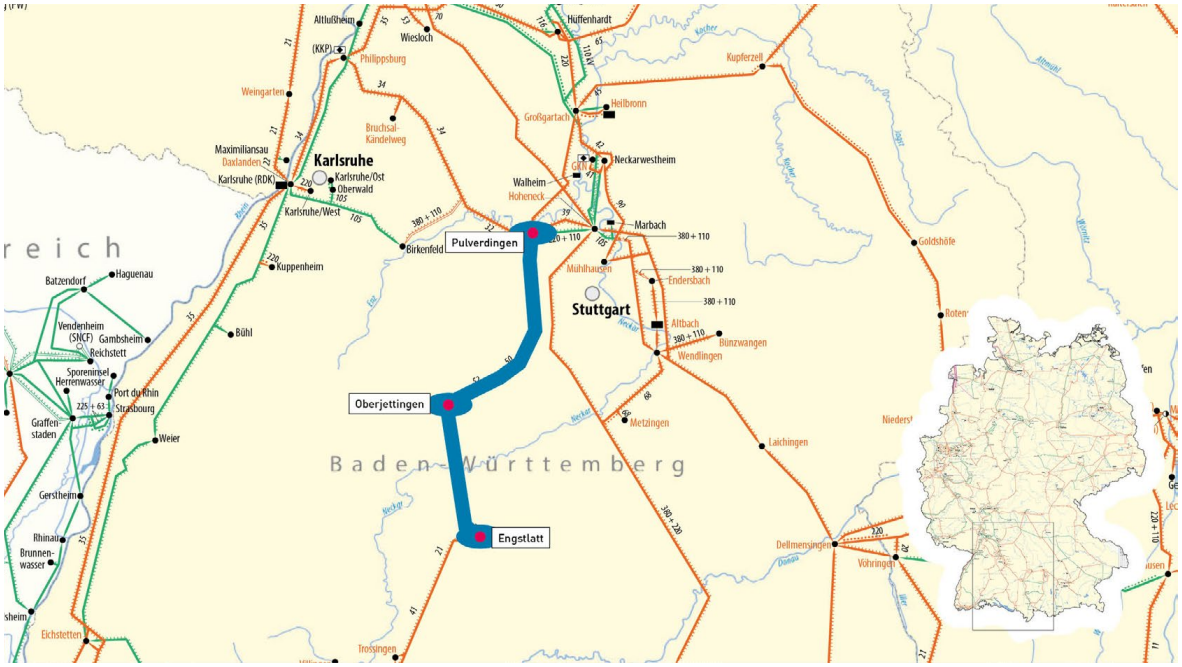
Die Maßnahme M41 wurde bereits im NEP 2012, NEP 2013 sowie NEP 2014 identifiziert. Die Maßnahme M366 wurde bereits im NEP 2014 identifiziert.

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben. Nachfolgend erfolgt eine grafische Darstellung sowie eine textliche Beschreibung der wesentlichen Ergebnisse für das Projekt P50.



Das Projekt hat einen sehr hohen systemischen Nutzen und trägt signifikant zu einer günstigen, ökologischen und sicheren Energieversorgung bei. Dies zeigt sich auf Basis der großen Mengen an vermiedenem Redispatch und Einspeisemanagement sowie auf Basis wirksam behobener Überlastungen im (n-1)-Fall. Außerdem besteht das Projekt zu einem überwiegenden Teil aus einer Zu-/Umbeseilung ohne Neubau und es ist kein neuer Trassenraum erforderlich. Das Projekt bzw. die enthaltenen Maßnahmen wurden in vorhergehenden Netzentwicklungsplänen bereits sehr häufig als notwendig identifiziert.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P51: Netzverstärkung im Mittleren Neckarraum

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2016: 206.682

Beschreibung des geplanten Projekts

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

- M37: Großgartach – Endersbach
  Die Maßnahme ist eine Netzverstärkung (Umbeseilung) der 380-kV-Leitung Großgartach – Endersbach in einer bestehenden Trasse. Netzverstärkungsmaßnahmen in der Schaltanlage Großgartach sind erforderlich.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M37	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/Umbeseilung		32	x	x	x	x	2025	

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Das Projekt erhöht die Übertragungskapazität zwischen dem Bereich Heilbronn und dem Großraum Stuttgart.

Netzplanerische Begründung

Durch Änderung der Netztopologie und Umbeseilung in Teilbereichen lässt sich auf der 380-kV-Leitung Großgartach – Mühlhausen ein weiterer 380-kV-Stromkreis Richtung Endersbach realisieren. Diese Maßnahme vergleichmäßigt die Belastungen auf der Achse von Großgartach in den Raum Stuttgart.

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 für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme M37 hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, B 2035 und C 2030 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 des NEP-Berichts).

Bei dieser Maßnahme wird das NOVA-Prinzip erfüllt.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Zu der Maßnahme gibt es keine anderweitigen Planungsmöglichkeiten.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

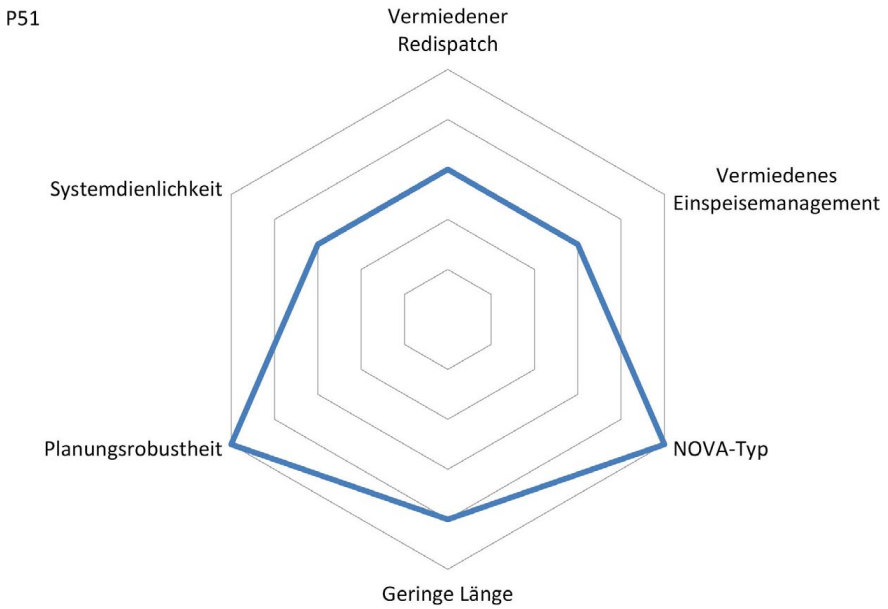
Sowohl in Großgartach als auch in Endersbach liegt bereits ein vermaschter Netzknoten vor, der als Endpunkt geeignet ist.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P51 war im Bundesbedarfsplan 2013 enthalten.

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben. Nachfolgend erfolgt eine grafische Darstellung sowie eine textliche Beschreibung der wesentlichen Ergebnisse für das Projekt P51.



Das Projekt trägt zu einer günstigen, ökologischen und sicheren Energieversorgung bei. Es vermeidet Redispatch sowie EE-Einspeisemanagement und hebt Überlastungen im (n-1)-Fall auf. Außerdem besteht das Projekt aus einer Zu-/Umbeseilung ohne Neubau und es ist kein neuer Trassenraum erforderlich. Das Projekt bzw. die enthaltene Maßnahme wurde in vorhergehenden Netzentwicklungsplänen bereits sehr häufig als notwendig identifiziert.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P52: Netzverstärkung südliches Baden-Württemberg

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion, TransnetBW Nr. BBPlG 2015: 24, 25, 40

Nr. TYNDP 2016: 198.985, 198.986, 198.1043 Nr. PCI: 2.11.2, 2.11.3

Beschreibung des geplanten Projekts

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

- M93 Punkt Rommelsbach – Herbertingen:
  Zwischen dem Punkt Rommelsbach und der Schaltanlage Herbertingen erfolgt ein Leitungsneubau in bestehender Trasse. Hierdurch wird die Übertragungskapazität deutlich erhöht (Netzverstärkung).

- M94b Punkt Neuravensburg – Punkt Bundesgrenze (AT):
  Zwischen dem Punkt Neuravensburg und der Bundesgrenze (AT) wird in bestehender Trasse eine neue Leitung mit deutlich erhöhter Übertragungskapazität errichtet (Netzverstärkung).

- M95 Punkt Wullenstetten – Punkt Niederwangen:
  Zwischen dem Punkt Wullenstetten und dem Punkt Niederwangen wird auf einer bestehenden 380-kV-Leitung eine Spannungsumstellung mit Stromkreisauflage / Umbeseilung erforderlich (Netzverstärkung). Hierdurch wird eine deutlich erhöhte Übertragungskapazität realisiert. Die 380-kV-Schaltanlage Dellmensingen ist zu erweitern (Netzverstärkung).

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M93	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		62	x	x	x	x	2020	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach BImSchG
M94b	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		7	x	x	x	x	2023	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M95	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/Umbeseilung		88	x	x	x	x	2020	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

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 Übertragungskapazität des 380-kV-Netzes in diesem Netzgebiet, insbesondere die der grenzüberschreitenden Leitungen zwischen Deutschland und Österreich, wird durch dieses Projekt wesentlich erweitert. Überlastungen auf den bestehenden Leitungen werden behoben und somit die Verbindung des deutschen mit dem österreichischen Transportnetz gestärkt.

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 für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Dieses Projekt hat sich für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Nach dem NOVA Grundsatz sind diese Maßnahmen entstanden. Die Verstärkung durch die Maßnahmen M93, M94b und M95 erfolgt in den bestehenden Trassenräumen.

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 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. 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

Das Projekt P52 mit den Maßnahmen M93, M95 und M94b wurde von der Bundesnetzagentur in den Netzentwicklungsplänen 2012, 2013 und 2014 bestätigt. Die Maßnahmen M93, M95 und M94b des Projekts werden im Bundesbedarfsplan aufgeführt (Vorhaben Nr. 24, 25, 40).

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben.

Das Projekt kann mit den im Rahmen der Projektcharakterisierung eingesetzten Kriterien nicht bewertet werden, da es grenzüberschreitende Maßnahmen beinhaltet. Der Ausbau der grenzüberschreitenden Leitungen wird im europäischen Ten-Year Network Development Plan abgestimmt, geplant und mit entsprechenden Kriterien bewertet.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P53: Netzverstärkung und -ausbau zwischen Raitersaich, Ludersheim, Sittling und Altheim

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT Nr. BBPlG 2015: 41

Nr. TYNDP 2016: 206.688

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Bayerns zwischen Raitersaich, Ludersheim, Sittling und Altheim und enthält folgende Maßnahmen:

- M54: Raitersaich – Ludersheim
  Von Raitersaich nach Ludersheim ist die Verstärkung der bestehenden 220-kV-Leitung auf 380 kV vorgesehen (Netzverstärkung). Hierzu ist eine 380-kV-Schaltanlage mit zwei 380/110-kV-Transformatoren in Ludersheim neu zu errichten (Netzausbau). In Raitersaich ist die bestehende 380-kV-Schaltanlage zu verstärken (Netzverstärkung).

- M350: Ludersheim – Sittling – Altheim
  Von Ludersheim über Sittling nach Altheim wird eine 380-kV-Leitung in der Trasse der bestehenden 220-kV-Leitung gebaut (Netzverstärkung). In Sittling wird ein 380/220-kV-Transformator in Betrieb genommen (Netzausbau). Im Rahmen dieser Maßnahme ist ein Neubau je einer 380-kV-Schaltanlage in Ludersheim und Sittling vorzusehen (Netzausbau). Das Umspannwerk Altheim ist in diesem Zusammenhang zu erweitern (Netzverstärkung).

- M431: Irsching – Sittling
  Von Irsching nach Sittling ist ein Neubau einer 380-kV-Leitung vorgesehen (Netzausbau). Im Rahmen dieser Maßnahme ist ein Neubau einer 380-kV-Schaltanlage in Sittling vorzusehen (Netzausbau). In Irsching ist die bestehende 380-kV-Schaltanlage zu verstärken (Netzverstärkung). Hierzu ist der Ersatz der zwei 220/110-kV-Transformatoren in Irsching durch zwei neue 380/110-kV-Transformatoren erforderlich (Netzverstärkung).

Bei M54 und M350 wird bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung möglichst die bestehende Trasse genutzt. Dabei sind Abweichungen von der aktuellen Trasse bei der nachgelagerten Planung möglich, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen oder bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M54	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		40	x	x	x	x	2026	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M350	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		119	x	x	x	x	2026	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M431	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	25		x	x	x	x	*2026*	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Aufgrund des prognostizierten starken Anstiegs erneuerbarer Energien ist die bestehende Netzstruktur nicht mehr ausreichend, um die Energie abtransportieren zu können. Ohne die Netzverstärkung werden die Leitungen Irsching – Ottenhofen bei Ausfall eines 380-kV-Stromkreises, sowie die 220-kV-Leitung von Sittling nach Altheim bei Ausfall eines parallelen Stromkreises überlastet. Die Netzverstärkung des Umspannwerks in Irsching und der Neubau 380-kV-Doppelleitung von Irsching nach Sittling sind notwendig, um die Einschränkungen im Betrieb der Kraftwerksblöcke in Irsching zu vermeiden.

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 für eine Kombination aus AC-Netz und Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahmen M54, M350 und M431 haben sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 des NEP-Berichts).

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

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

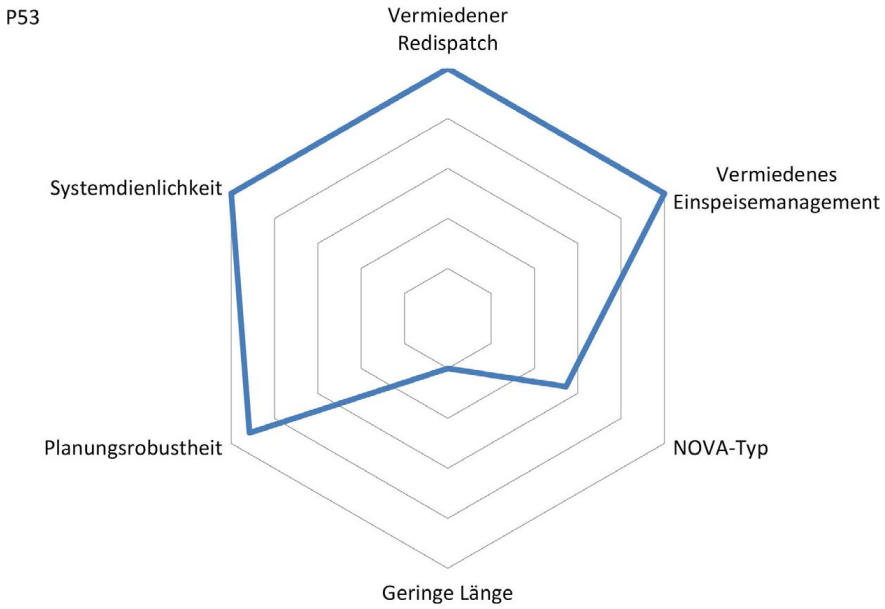
Die Maßnahme M431 sowie der Abschnitt Sittling – Altheim der Maßnahme M350 stellen eine Alternative zum früher verfolgten Projekt P54 (Irsching – Zolling – Ottenhofen) dar, das allerdings im Szenario C 2030 ebenfalls benötigt wird. Weitere alternative Einzelmaßnahmen wurden nicht geprüft, da es sich bei den Maßnahmen M54 und M350 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 wurde bereits in den Netzentwicklungsplänen 2012, 2013, 2014 und 2025 als notwendig identifiziert. Im Rahmen des NEP 2014 wurde das Projekt mit den Maßnahmen M54 und M350 von der BNetzA bestätigt. Es ist Teil des Bundesbedarfsplans (Vorhaben Nr. 41).

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben. Nachfolgend erfolgt eine grafische Darstellung sowie eine textliche Beschreibung der wesentlichen Ergebnisse für das Projekt P53.



Das Projekt hat einen sehr hohen systemischen Nutzen und trägt signifikant zu einer günstigen, ökologischen und sicheren Energieversorgung bei. Dies zeigt sich auf Basis der großen Mengen an vermiedenem Redispatch und Einspeisemanagement sowie auf Basis vieler behobener Überlastungen im (n-1)-Fall. Das Projekt bzw. die enthaltenen Maßnahmen wurden in vorhergehenden Netzentwicklungsplänen bereits sehr häufig als notwendig identifiziert.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P54: Netzverstärkung zwischen Irsching, Zolling und Ottenhofen

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2016: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Bayerns zwischen Irsching, Zolling und Ottenhofen und enthält folgende Maßnahme:

- M81: Irsching – Zolling – Ottenhofen
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Verstärkung der bestehenden Leitung von Irsching über Zolling nach Ottenhofen vorgesehen (Netzverstärkung). Dabei handelt es sich um einen Neubau einer 380-kV-Doppelleitung in der Trasse der bestehenden Leitung, die aktuell mit je einem 220-kV- und einem 380-kV-Stromkreis betrieben wird. Die bestehende 220-kV-Struktur von Irsching über Zolling nach Neufinsing wird nach Inbetriebnahme von P54 zurückgebaut. Die 380-kV-Schaltanlagen in Irsching und Ottenhofen müssen verstärkt und in Zolling muss die bestehende 220-kV-Schaltanlage durch eine neue 380-kV-Schaltanlage abgelöst werden (Netzverstärkung).

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetrieb-nahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M81	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		75				x	2030	

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Aufgrund des prognostizierten starken Anstiegs erneuerbarer Energien im Norden und in der Mitte Deutschlands ist die bestehende 380-kV-Netzstruktur nicht mehr ausreichend, um die Energie in Richtung Süden abtransportieren zu können. Ohne den Neubau in bestehender Trasse wird der 220-kV-Stromkreis Irsching – Ottenhofen bei Ausfall des 380-kV-Stromkreises überlastet. 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 für eine Kombination aus AC-Netz und Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme M81 hat sich dabei nur für das Ergebnisnetz des Szenarios C 2030 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 des NEP-Berichts).

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass durch FLM die geforderte Stromtragfähigkeit nicht erreicht werden kann. Daher ist die Leitung in bestehender Trasse neu zu errichten.

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.

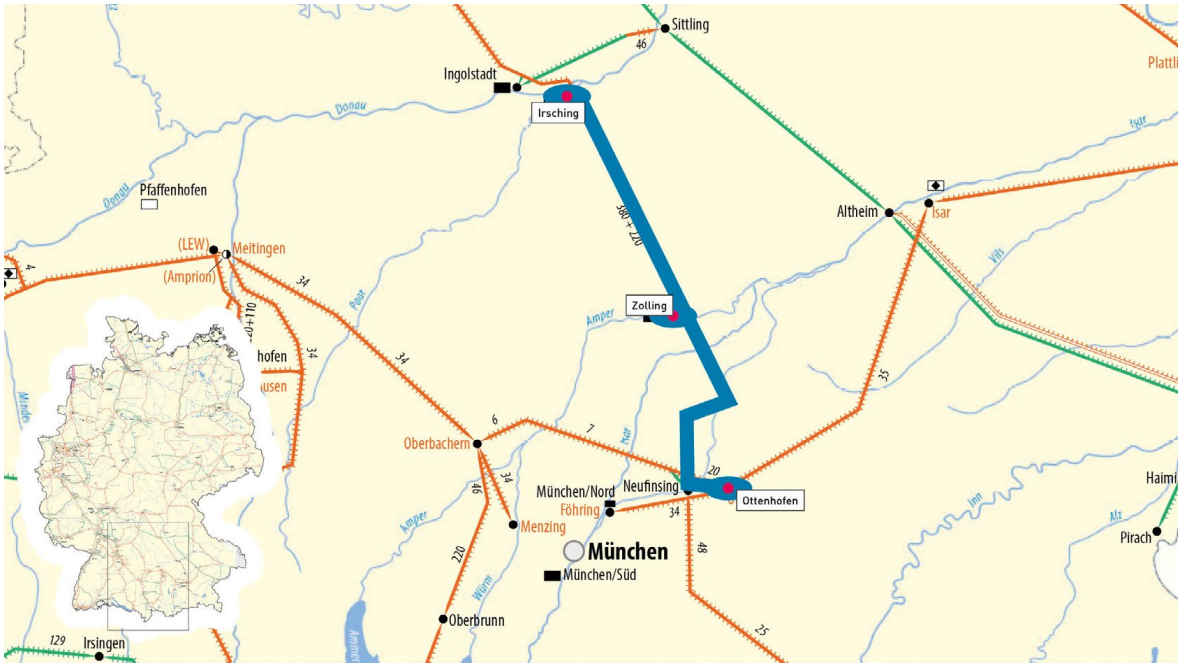
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P54 wurde bereits im NEP 2012 sowie im NEP 2013 identifiziert, von der BNetzA bisher jedoch nicht bestätigt.

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben.

Das Projekt ist nicht im Szenario B 2030 enthalten und wurde daher im Rahmen der Projektcharakterisierung nicht untersucht.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P56: Netzverstärkung Dreibein Brunsbüttel (Erhöhung der Übertragungsfähigkeit im Raum Hamburg)

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz, TenneT Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2016: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das netztechnische Ziel des Projekts ist die Erhöhung der horizontalen Übertragungsfähigkeit zwischen Brunsbüttel und Hamburg in Schleswig-Holstein. Es enthält folgende Maßnahme:

- M503a: 2. Dreibein Brunsbüttel
  Im Rahmen der Maßnahme wird ein zweiter 380-kV-Leitungsabzweig von der Schaltanlage der TenneT an den bestehenden Stromkreis der Doppelleitung Brunsbüttel – Hamburg/Nord (50Hertz) errichtet (Netzverstärkung).

Die Maßnahme steht in Zusammenhang mit der Errichtung des ersten 380-kV-Leitungsabzweigs von der Schaltanlage der TenneT an einen von den beiden bestehenden Stromkreisen der Doppelleitung Brunsbüttel – Hamburg/Nord (50Hertz) (1. Dreibein Brunsbüttel; siehe TTG-013), den Maßnahmen am Standort Hamburg-Nord sowie dem Projekt BK4-08-233 „Betriebsmittelanpassung Raum Hamburg".

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetrieb-nahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M503a	Anlage + Leitung	Netzverstärkung: horizontal		0,1	x	x	x	x	2018-2020	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Verstärkung zwischen den 380-kV-Schaltanlagen von 50Hertz und von TenneT wird notwendig aufgrund des Anstiegs der erneuerbaren Energien in Schleswig-Holstein, insbesondere an der Westküste des Landes. Mit der Inbetriebnahme der geplanten Leitung an der Westküste (siehe P25), und der Offshore-Einspeisung in der 380-kV-Schaltanlage Büttel verschärft sich die Situation und steigt der erforderliche Übertragungskapazitätsbedarf.

Netzplanerische Begründung

In Brunsbüttel existieren derzeit je eine 380-kV-Schaltanlage von 50Hertz und TenneT. Beide sind über eine 380-kV-Kupplung verbunden. Zur Erhöhung der Übertragungskapazität wird ein neuer Leitungsabzweig von der Schaltanlage der TenneT an einen der beiden bestehenden Stromkreise der Doppelleitung Brunsbüttel – Hamburg/Nord (50Hertz) angeschlossen. Die Maßnahme befindet sich bereits in der Umsetzung und wird voraussichtlich bis Ende 2017 fertiggestellt und in Betrieb genommen (s. TTG-013).
Die bestehende direkte 380-kV-Kupplung zwischen den beiden Schaltanlagen stellt weiter den Engpass dar. Aus diesem Grund ist der Anschluss eines zweiten Leitungsabzweigs von der Schaltanlage der TenneT an den anderen Stromkreis der Doppelleitung Brunsbüttel – Hamburg/Nord (50Hertz) und damit eine Erhöhung der Übertragungskapazität 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 für eine Kombination aus AC-Netz und Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.
Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme M503a hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030 und C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 des NEP-Berichts). Engpassbildend ist die bestehende Kupplung. Der Engpass ist nur durch eine Strukturänderung zwischen den beiden Anlagen in Brunsbüttel möglich. Die Anwendung von FLM ist keine Lösung für dieses Projekt.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

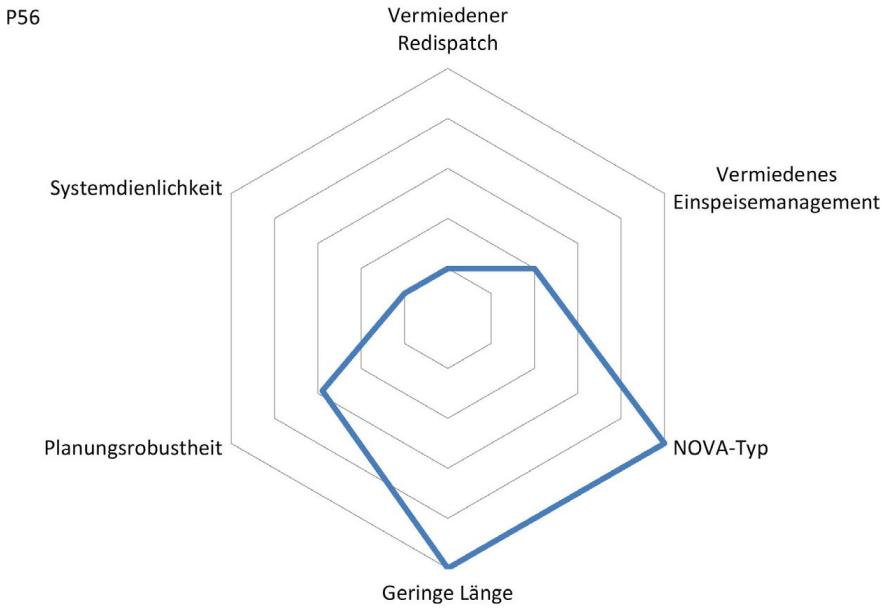
Zur Maßnahme M503a wurden keine anderweitigen Netzverknüpfungspunkte geprüft, da es sich um eine Maßnahme zwischen zwei benachbarten Schaltanlagen handelt, die nur ca. 100 m entfernt sind. Alle alternativen Netzverknüpfungspunkte würden demzufolge keine wirtschaftlich sinnvolle Lösung darstellen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

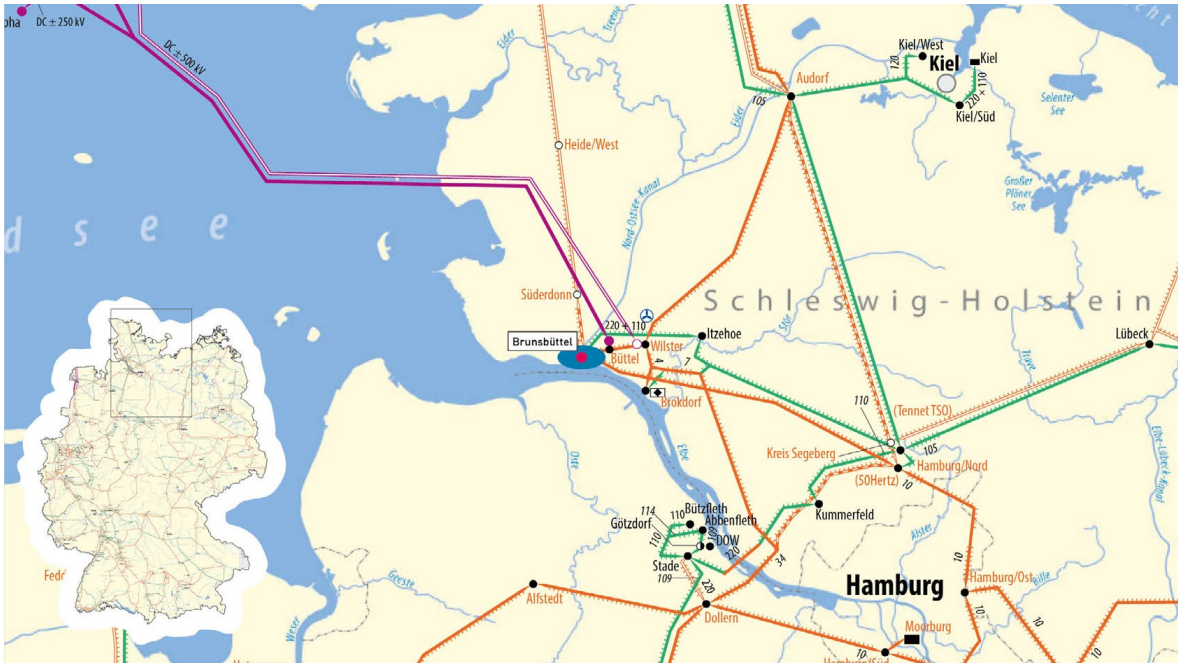
Das Projekt P56 wurde erstmals im NEP 2012 erwähnt.

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben. Nachfolgend erfolgt eine grafische Darstellung sowie eine textliche Beschreibung der wesentlichen Ergebnisse für das Projekt P56.



Das Projekt trägt zu einer günstigen, ökologischen und sicheren Energieversorgung bei. Es vermeidet Redispatch sowie EE-Einspeisemanagement und hebt Überlastungen im (n-1)-Fall auf. Außerdem wird in diesem Projekt ein zusätzliches Dreibein zur Netzverstärkung errichtet und es ist kein neuer Trassenraum erforderlich. Das Projekt wurde in vorhergehenden Netzentwicklungsplänen bereits häufig als notwendig identifiziert.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P64: DC/AC-Netzausbau: Anbindung Offshore-Windpark Kriegers Flak (DK) mit Verbindung Offshore-Windpark Kriegers Flak (DK) – Offshore-Windpark Baltic 2 (Combined Grid Solution); bilaterale Offshore-Anbindung DE – DK

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz | Nr. BBPlG 2015: 29

Nr. TYNDP 2016: 36.141 | Nr. PCI: 4.1

Beschreibung des geplanten Projekts

Ziel des Gemeinschaftsprojekts Kriegers Flak Combined Grid Solution (KF CGS) von 50Hertz und Energinet.DK ist die Errichtung einer grenzüberschreitenden Leitungsverbindung zur Übertragung elektrischer Energie in der Ostsee zwischen Deutschland (DE) und Dänemark (DK). Dabei werden die Offshore-Windparks (OWP) Baltic 1 und 2 (DE) und Kriegers Flak A und B (DK) eingebunden. Die Realisierung dieser Maßnahme führt zu einer Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen den beiden Regelzonen.

Neben der Nutzung der Netzanbindungen der OWP, für die die jeweiligen nationalen Übertragungsnetzbetreiber zuständig sind, umfasst das technische Konzept des „Offshore-Interkonnektors" KF CGS die folgenden Hauptkomponenten:

- Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ)-Kurzkupplung (Back-to-Back-HGÜ) in Bentwisch (DE), bei der die beiden Konverter in einer Konverterhalle installiert werden.
  Seit dem 30. März 2017 liegt der Genehmigungsbescheid nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz für den Bau der Konverteranlage (Back-to-Back-HGÜ) in Bentwisch vor. Mit den Bauarbeiten soll dort demnächst begonnen werden.
- Erweiterung der beiden Offshore-Umspannwerksplattformen Baltic 2 (DE) und Kriegers Flak B (DK), um die nationalen Netzanbindungen der OWP Baltic 1 und 2 (DE) sowie Kriegers Flak A und B (DK) miteinander verbinden zu können. Dazu gehören u. a. ein 220/150-kV-Transformator und gasisolierte Schaltanlagen.
- Drehstrom-Seekabelverbindung zwischen den beiden Umspannwerksplattformen Baltic 2 (DE) und Kriegers Flak E (Erweiterungsmodul, DK) bestehend aus zwei 150-kV-Dreileiter-Seekabeln.
- Filteranlage im Umspannwerk Bjæverskov (DK).

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M107 Offshore	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	8		x	x	x	x	2018	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach BImSchG

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Durch den Einsatz der modernen HVDC-VSC-Technologie (High Voltage Direct Current – Voltage Source Converter) können die beiden getrennt betriebenen (asynchronen) Übertragungsnetze in Deutschland und Dänemark (Ost) miteinander verbunden werden. Durch die netztechnisch notwendige Entkopplung der beiden asynchronen AC-Verbundsysteme in DE und DK über die HGÜ-Kurzkupplung wird das Projekt KF CGS im NEP als DC-Interkonnektor eingeordnet. Die innovative technische Lösung sieht dabei auch eine spätere Erweiterungsmöglichkeit des Offshore-Interkonnektors vor. Eine zusätzliche Verbindung, z. B. nach Schweden, kann bei Bedarf auf der 150-kV-Drehstromebene nachträglich realisiert werden. Neben der Integration der erneuerbaren Energien zur Erreichung der europäischen Klimaschutzziele führt der Betrieb des Offshore-Interkonnektors KF CGS zu einer Steigerung des volkswirtschaftlichen Nutzens, welche auf den folgenden wesentlichen Effekten basiert:

- Europäische Marktintegration, d. h. Beitrag zur Kopplung des skandinavischen und des zentraleuropäischen Stromnetzverbundes, Stromhandel durch Ausnutzung freier Übertragungskapazitäten.
- Erhöhung der Versorgungssicherheit und der Systemstabilität.
- Optimierung der Netzregelung bei fluktuierender Windenergie.

Das Projekt KF CGS wird im Rahmen des European Energy Programme for Recovery (EEPR) durch die Europäische Kommission gefördert und wird als Vorhaben von gemeinsamem Interesse (Project of Common Interest – PCI) gemäß Energie-Infrastruktur-Verordnung 347/2013 unter der Nr. E96 (36.141) geführt

Bisherige Bestätigung des Projekts

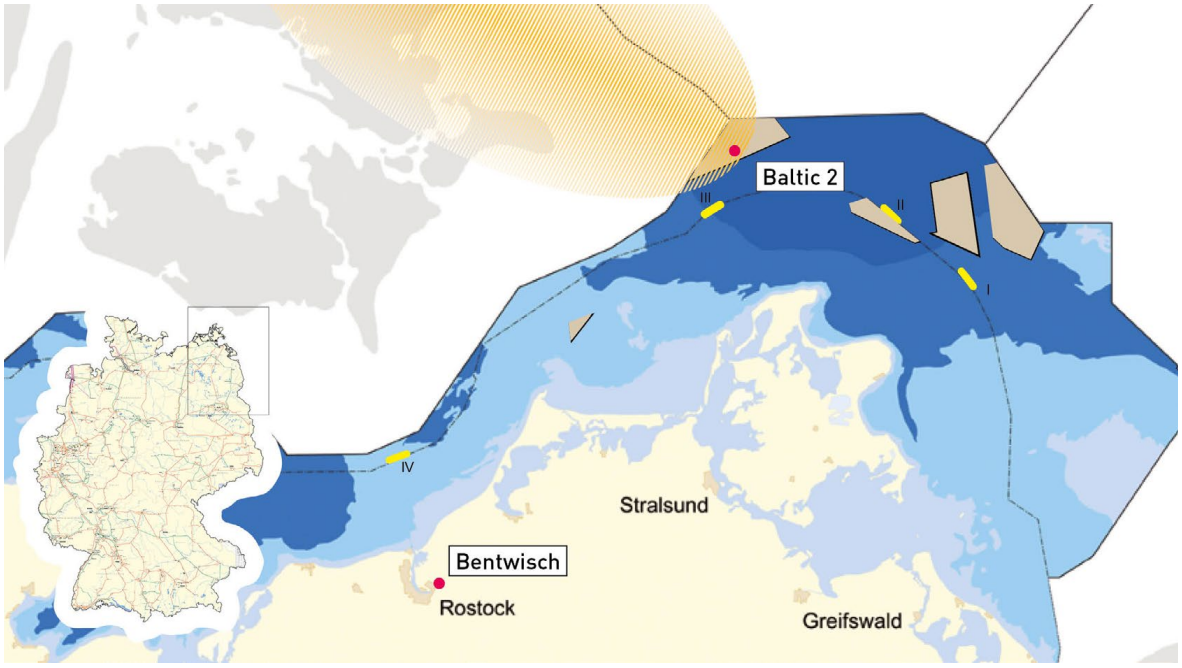
Das Projekt 64 mit der Maßnahme 107 wurde im NEP 2012, im NEP 2013 sowie im NEP 2014 von der BNetzA bestätigt und ist im Bundesbedarfsplan 2013 und Bundesbedarfsplan 2015 enthalten (Vorhaben Nr. 29).

Das Projekt wird von der Europäischen Kommission als Vorhaben von gemeinsamem Interesse (Projects of Common Interest – PCI) unter der Nummer 4.1 der PCI-Liste der Europäischen Union geführt.

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben.

Das Projekt kann mit den im Rahmen der Projektcharakterisierung eingesetzten Kriterien nicht bewertet werden, da es sich um eine Grenzkuppelleitung handelt. Der Ausbau der grenzüberschreitenden Leitungen wird im europäischen Ten-Year Network Development Plan abgestimmt, geplant und mit entsprechenden Kriterien bewertet.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P65: DC-Netzausbau der grenzüberschreitenden Kuppelkapazität zwischen Deutschland, Kreis Düren und Belgien, Lixhe

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion | Nr. BBPlG 2015: 30

Nr. TYNDP 2016: 92.146 | Nr. PCI: 2.2.1

Beschreibung des geplanten Projekts

Bislang besteht keine direkte elektrische Verbindung zwischen Deutschland und Belgien. Mit diesem Projekt wird diese geschaffen. Für die Umsetzung ist folgende Maßnahme auf deutscher Seite erforderlich[19]:

- M98: Oberzier – Punkt Bundesgrenze (BE)
  Zur Umsetzung dieser HGÜ-Verbindung mit einer Übertragungskapazität von 1 GW ist der Neubau einer Konverterstation am Endpunkt Oberzier erforderlich, um die Umrichtung von Drehstrom in Gleichstrom bzw. umgekehrt vorzunehmen. Die Verbindung ist als Erdkabelstrecke zwischen den bestehenden 380-kV-Anlagen in Oberzier im Kreis Düren (Amprion) und Lixhe (Elia, Belgien) geplant (Netzausbau). Die Gesamtlänge der Verbindung beträgt 90 km. Auf deutscher Seite liegt die Kabellänge bei ca. 41 km. Die genaue Trassenlänge wird sich durch das öffentlich-rechtliche Genehmigungsverfahren ergeben. Die 380-kV-Schaltanlage Oberzier ist zu erweitern (Ausbau von bestehenden Anlagen).

Das Projekt ist ein Vorhaben von gemeinsamem Interesse (vgl. Regulation (EU) No. 347/2013). Die Europäische Kommission unterstützt das Projekt mit Fördermitteln aus dem TEN-E-Programm. Zudem ist das Projekt Bestandteil des ENTSO-E Ten Year Network Development Plan 2016.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M98	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	41		x	x	x	x	2020	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Mit den Beschlüssen des deutschen Bundestages im Sommer 2011 zum Ausstieg aus der Kernenergie bis spätestens Ende 2022 und mit dem in Belgien festgelegten Kernenergieausstieg bis zum Jahr 2025 geht ein struktureller Wandel der elektrischen Energieversorgung in beiden Ländern einher. Das gemeinsame Hauptmerkmal liegt hierbei im verstärkten Zubau von erneuerbaren Energien und im Rückbau konventioneller Kraftwerkskapazitäten.

19 Auf belgischer Seite ist der belgische ÜNB Elia für die Umsetzung verantwortlich.

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.

Mit der Realisierung des Projekts wird zusätzliche Marktkapazität für den europäischen Energiemarkt bereitgestellt. Außerdem trägt die neue Verbindung, vor dem Hintergrund der signifikanten Änderungen der Erzeugungsstruktur, zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit bei.

Auf Basis von Marktuntersuchungen wurde ein positiver Einfluss des geplanten Interkonnektors auf den europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt nachgewiesen. Die Analysen haben gezeigt, dass durch das Projekt ein volkswirtschaftlicher Gewinn für diesen entsteht. Zusätzlich wird durch die Maßnahme ein signifikanter Beitrag zur Versorgungsicherheit in Belgien und Deutschland geleistet.

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 für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Dieses Projekt hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Die HGÜ-Technik bietet sich durch ihren steuerbaren bidirektionalen Leistungsfluss bei einem gleichzeitig geringen Landschaftsverbrauch an. Durch die Vielzahl der bereits heute existierenden und sich in Planung befindlichen Leistungsflussgesteuerten Interkonnektoren (DE – NL, NL – BE) würde eine ungesteuerte Lösung sehr schnell zu einer Überlastung führen. Daher bietet sich für dieses Projekt die Ausführung als HGÜ-Verbindung an. 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 der NOVA Grundsatz berücksichtigt. Da bisher keine Verbindung zwischen Deutschland und Belgien existiert, ist der Neubau in neuer Trasse die einzige Alternative. Ein Ausbau der bestehenden Netzinfrastruktur erfolgt durch die Maßnahme M98.
Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Für das Projekt wurden verschiedene Verbindungsalternativen aus technischer sowie genehmigungsrechtlicher Sicht untersucht.

Betrachtet wurden die Varianten:

- Dahlem (DE) – Brume (BE),
- Verlautenheide (DE) – Lixhe (BE) und
- Oberzier (DE) – Lixhe (BE).

Die Varianten wurden hinsichtlich ihrer netztechnischen und genehmigungstechnischen Realisierbarkeit bewertet. Die Variante Verlautenheide (DE) – Lixhe (BE) würde umfangreiche Erweiterungsmaßnahmen im vorgelagerten Netz erfordern. Unter anderem wäre ein Leitungsneubau zwischen den Anlagen Zukunft und Oberzier notwendig, um die HGÜ-Verbindung in das Netz von Amprion einzubinden und die grenzüberschreitende Übertragungskapazität nicht einschränken zu müssen.

Die Variante Dahlem (DE) – Brume (BE) ließe sich nach heutigen Kenntnissen aus technischer Sicht ebenfalls realisieren. Auf belgischer Seite ist der Netzverknüpfungspunkt Brume jedoch nicht ausreichend in das belgische Netz eingebunden, weshalb unter den bestehenden Rahmenbedingungen die Variante Oberzier (DE) – Lixhe (BE) für die Realisierung des Projekts am geeignetsten ist. Bedingt durch die projektspezifischen Randbedingungen wird die Verbindung als Erdkabel umgesetzt. In diesem Projekt entstehen dadurch entscheidende Vorteile bei der Integration in den öffentlichen Raum unter Berücksichtigung der Bündelung mit bestehender Infrastruktur.

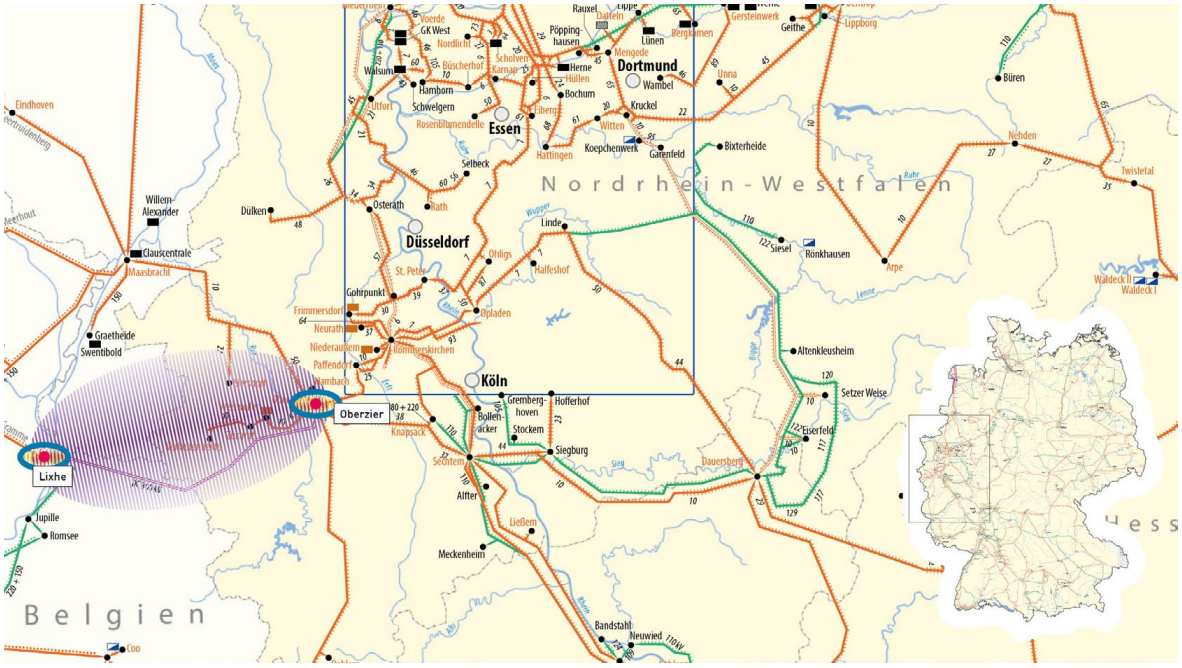
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P65 wurde von der BNetzA in allen vorausgegangenen Netzentwicklungsplänen bestätigt.

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben.

Das Projekt kann mit den im Rahmen der Projektcharakterisierung eingesetzten Kriterien nicht bewertet werden, da es sich um eine Grenzkuppelleitung handelt. Der Ausbau der grenzüberschreitenden Leitungen wird im europäischen Ten-Year Network Development Plan abgestimmt, geplant und mit entsprechenden Kriterien bewertet.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P66: Netzausbau zwischen Wilhelmshaven und Conneforde

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT Nr. BBPlG 2015: 31

Nr. TYNDP 2016: 208.150

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Wilhelmshaven und dem nächstgelegenen Netzknoten Conneforde sowie eines 2015 in Betrieb genommenen Kraftwerksblocks in Wilhelmshaven. Das Projekt enthält folgende Maßnahme:

- M101: Wilhelmshaven (Fedderwarden) – Conneforde
  Von Wilhelmshaven nach Conneforde ist der Neubau einer 380-kV-Leitung mit zwei Stromkreisen vorgesehen (Netzausbau). Hierzu ist die 380-kV-Schaltanlage Conneforde zu verstärken (Netzverstärkung; *siehe TTG-P157*). In Fedderwarden nahe Wilhelmshaven ist eine 380-kV-Schaltanlage neu zu errichten (Netzausbau).

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

Weitere Informationen zum Projekt sind verfügbar unter:
http://www.tennet.eu/de/unser-netz/onshore-projekte-deutschland/wilhelmshaven-conneforde/

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M101	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	*30*		x	x	x	x	2020	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach BImSchG

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Das Projekt dient unter anderem dazu die im Raum Wilhelmshaven anfallende EE-Rückspeisung Richtung Süden abzutransportieren. Weiterhin ist die Maßnahme notwendig für die (n-1)-sichere Anbindung des 2015 in Betrieb genommenen Kraftwerks in Wilhelmshaven. Im Raum Wilhelmshaven ist darüber hinaus im Szenario B 2035 ein Netzverknüpfungspunkt für den Offshore-Netzentwicklungsplan vorgesehen (Wilhelmshaven 2; Projekte NOR-7-2 und NOR-11-1 im O-NEP 2030). Hierfür ist das Projekt ebenfalls notwendig, um den Netzverknüpfungspunkt Wilhelmshaven 2 an das Übertragungsnetz anzuschließen.

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 für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme M101 hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

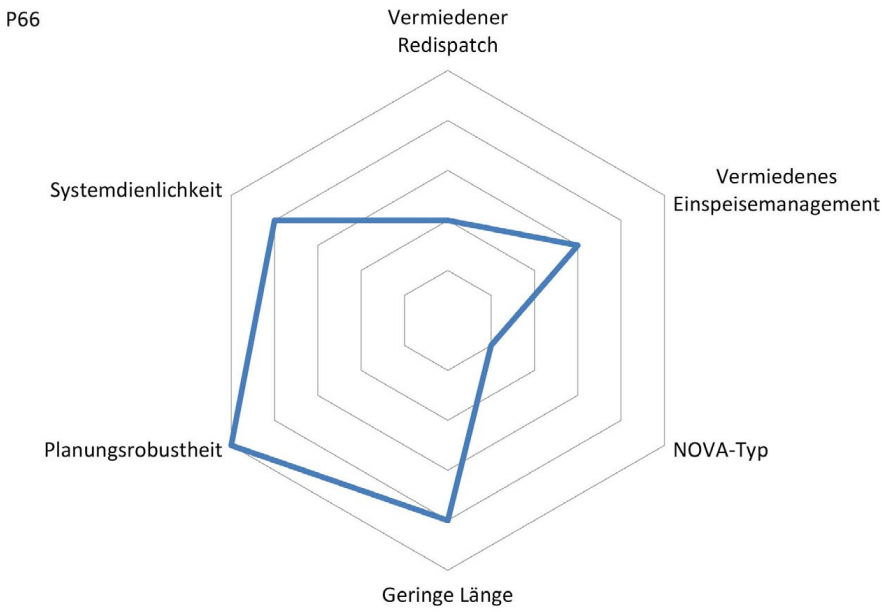
Weitere alternative Einzelmaßnahmen wurden nicht untersucht, da die Leitung Wilhelmshaven (Fedderwarden) – Conneforde die direkteste Verbindung zwischen Wilhelmshaven und den dortigen Kraftwerken sowie dem bestehenden Verbundnetz ist. Das Projekt P66 wird parallel zur bestehenden 220-kV-Leitung entstehen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

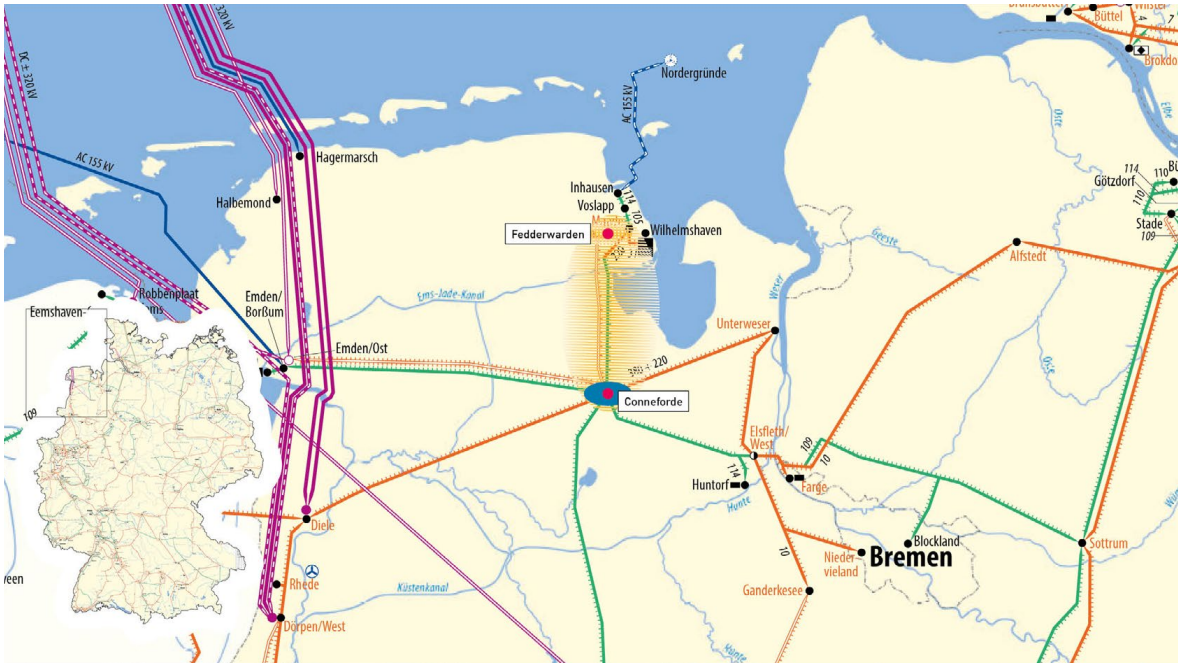
Das Projekt wurde im NEP 2012, im NEP 2013 sowie im NEP 2014 von der BNetzA bestätigt und ist Teil des Bundesbedarfsplans (Vorhaben Nr. 31).

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben. Nachfolgend erfolgt eine grafische Darstellung sowie eine textliche Beschreibung der wesentlichen Ergebnisse für das Projekt P66.



Das Projekt hat einen hohen systemischen Nutzen und trägt zu einer günstigen, ökologischen und sicheren Energieversorgung bei. Es vermeidet Redispatch sowie EE-Einspeisemanagement und hebt viele Überlastungen im (n-1)-Fall auf. Das Projekt hat eine hohe Bedeutung für die regionale Versorgungsaufgabe und wurde in allen Szenarien der vorhergehenden Netzentwicklungspläne als notwendig identifiziert.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P67: Erhöhung der Kuppelkapazität zwischen Deutschland und Österreich

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT | Nr. BBPlG 2015: 32

Nr. TYNDP 2016: 47.212 | Nr. PCI: 3.1.1

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt trägt dazu bei, die Kuppelkapazität zwischen Deutschland und Österreich zu erhöhen. Dazu ist die Netzverstärkung bzw. der Netzausbau zwischen Altheim, Isar, Ottenhofen und St. Peter notwendig. Hierzu gehören folgende Maßnahmen:

- M102: Simbach – Bundesgrenze AT
  Im Rahmen der Maßnahme wird die bestehende 220-kV-Doppelleitung von Simbach über Matzenhof nach St. Peter (Österreich) durch eine 380-kV-Doppelleitung in bestehender Trasse abgelöst (Netzverstärkung). In Simbach muss die bestehende 220-kV-Schaltanlage durch eine neue 380-kV-Schaltanlage inklusive 380/110-kV-Transformatoren ersetzt werden (Netzverstärkung).

- M103a: Altheim – Adlkofen und M103b: Adlkofen – Matzenhof (Abzweig Simbach)
  Im Rahmen der Maßnahmen wird die 220-kV-Doppelleitung von Altheim über Adlkofen nach Matzenhof (Abzweig Simbach) durch eine neue 380-kV-Doppelleitung in bestehender Trasse abgelöst (Netzverstärkung). In Altheim wird eine neue 380-kV-Schaltanlage inklusive 380/110-kV-Transformatoren und einem 380/220-kV-Transformator errichtet (Netzausbau). Die Maßnahme steht im Zusammenhang mit P112 (Netzverstärkung Pleinting – Pirach – St. Peter).

Weitere Informationen zum Projekt sind verfügbar unter:
http://www.tennet.eu/de/unser-netz/onshore-projekte-deutschland/altheim-matzenhof-st-peter/
http://www.tennet.eu/de/unser-netz/onshore-projekte-deutschland/simbach-st-peter/

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M102	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		13	x	x	x	x	*2020*	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach BImSchG
M103a	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		7	x	x	x	x	2021	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach BImSchG
M103b	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		66	x	x	x	x	2021	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach BImSchG

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Zur Erhöhung der Kuppelkapazität wird eine neue 380-kV-Leitung zwischen Bayern und Oberösterreich errichtet. Anschlusspunkt in Österreich ist das Umspannwerk St. Peter. Die Errichtung der 380-kV-Leitung ist ein Projekt in Zusammenarbeit mit Austrian Power Grid (APG). TenneT errichtet den Teilabschnitt bis zur österreichischen Grenze.

Netzplanerische Begründung:

Die Übertragungskapazitäten der bestehenden 220-kV-Leitungen zwischen Österreich und Deutschland sind in zunehmendem Maße ausgeschöpft. Zukünftig wird von einem weiteren Anstieg der Leistungsflüsse ausgegangen. Netzbezogene Maßnahmen, die bei Gefährdung der (n-1)-Sicherheit derzeit eingesetzt werden, reichen zukünftig nicht mehr aus, um die (n-1)-Sicherheit zu gewährleisten. Hintergrund für den Leistungsanstieg ist der zunehmende Ausbau von EEG-Erzeugung in Deutschland, überwiegend Wind- und Solarenergie, sowie die Errichtung von zahlreichen neuen Pumpspeicherkraftwerken in Österreich.

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 für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahmen M102 und M103 haben sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 des NEP-Berichts).

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

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Weitere alternative Einzelmaßnahmen wurden nicht untersucht, da es sich bei der Verbindung von Altheim und Simbach nach St. Peter um eine bereits existierende Grenzkuppelleitung handelt. Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Verstärkung dieser bestehenden Verbindung in Betracht gezogen. Da auch im Projekt P112 die bestehenden 220-kV-Leitungen durch leistungsstärkere 380-kV-Leitungen ersetzt werden, stehen in der Region keine alternativ zu untersuchenden Leitungen bzw. Netzverknüpfungspunkte zur Verfügung.

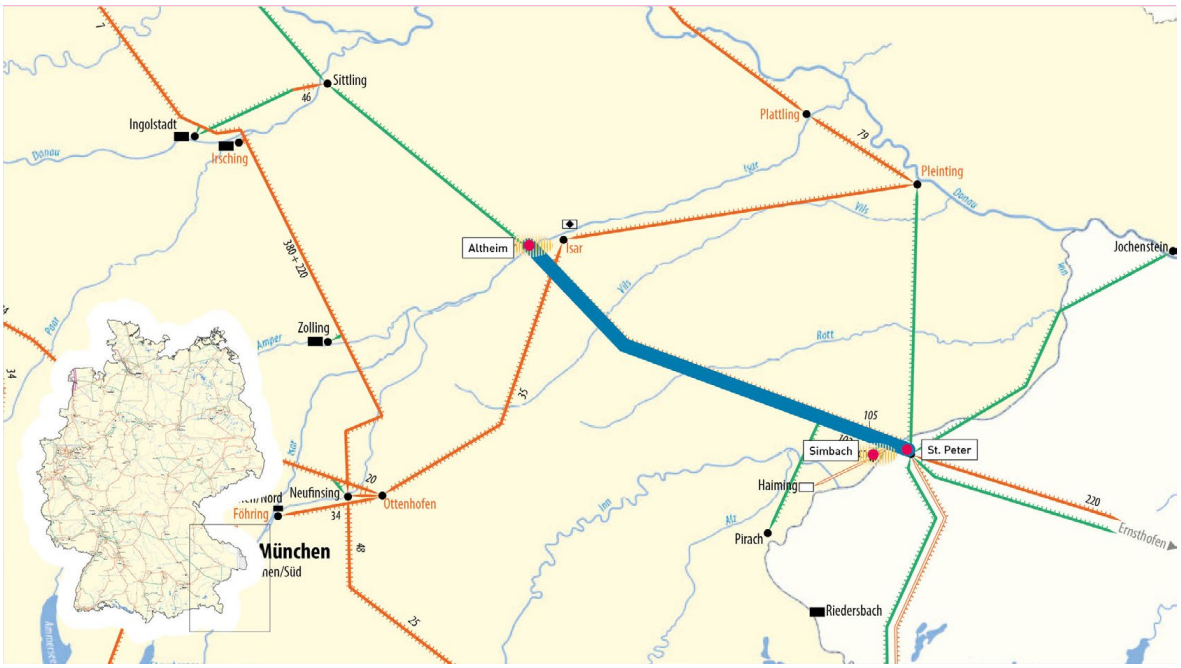
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wurde im NEP 2012, im NEP 2013 sowie im NEP 2014 von der BNetzA bestätigt und ist Teil des Bundesbedarfsplans (Vorhaben Nr. 32). Es wird von der Europäischen Kommission als Vorhaben von gemeinsamem Interesse (Projects of Common Interest – PCI) unter der Nummer 3.1.1 in der PCI-Liste der Europäischen Union geführt.

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben.

Das Projekt kann mit den im Rahmen der Projektcharakterisierung eingesetzten Kriterien nicht bewertet werden, da es sich um eine Grenzkuppelleitung handelt. Der Ausbau der grenzüberschreitenden Leitungen wird im europäischen Ten-Year Network Development Plan abgestimmt, geplant und mit entsprechenden Kriterien bewertet.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P69: Netzverstärkung und -ausbau zwischen Emden/Ost und Conneforde

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT Nr. BBPlG 2015: 34

Nr. TYNDP 2016: 207.939

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient dazu, die neu zu schaffenden Netzverknüpfungspunkte Emden/Ost und Halbemond (siehe P20) mit dem Verbundnetz zu verbinden sowie die Rückspeisung aus Onshore-Windenergie im Raum nordwestliches Niedersachsen abzutransportieren. Zum Projekt gehört folgende Maßnahme:

- M105: Emden/Ost nach Conneforde
  Von Emden/Ost nach Conneforde ist ein Neubau einer 380-kV-Doppelleitung in der Trasse der vorhandenen 220-kV-Leitung erforderlich (Netzverstärkung). Die 380-kV-Schaltanlage in Emden/Ost ist neu zu errichten (Netzausbau) und die 380-kV-Schaltanlage in Conneforde ist zu verstärken (Netzverstärkung). Die bestehende 220-kV-Leitung wird nach Inbetriebnahme der 380-kV-Leitung zeitnah zurückgebaut.

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

Weitere Informationen zum Projekt sind verfügbar unter:
http://www.tennet.eu/de/unser-netz/onshore-projekte-deutschland/emden-conneforde/

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M105	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		60	x	x	x	x	2021	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach BImSchG

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Im Raum Emden/Oldenburg wird ein wesentlicher Anstieg der Einspeiseleistung von Onshore-EEG-Anlagen erwartet. Dadurch wird eine Erhöhung der Transportkapazität im Höchstspannungsnetz zwischen Emden, Conneforde und weiter in die west- bzw. süddeutschen Lastschwerpunkte erforderlich. Für den Abtransport der anfallenden EE-Rückspeisung ist die existierende 220-kV-Leitung Emden/Borssum – Conneforde nicht mehr ausreichend. Daher besteht die Notwendigkeit der Schaffung von zusätzlichen Transportkapazitäten zwischen Emden und Conneforde. Diese werden durch den Neubau einer 380-kV-Doppelleitung realisiert. Weiterhin wird in allen untersuchten Szenarien aufgrund des Zubaus von Offshore-Windenergieanlagen in der westlichen Nordsee die Schaffung weiterer Netzverknüpfungspunkte im nordwestlichen Niedersachsen notwendig.

Mit den Umspannwerken in Diele und Dörpen/West wurden bereits an zwei Standorten Anschlussmöglichkeiten für Konverter-Anlagen zur Einspeisung von Leistungen aus Offshore-Windenergieparks geschaffen. Die Anschlusskapazitäten dieser Anlagen sind jedoch nicht ausreichend für die in den Szenarien angenommene Leistung für Offshore-Windparks. Daher ist die Schaffung eines weiteren Netzverknüpfungspunktes in Emden/Ost (Projekte NOR-8-1, NOR-3-3 und NOR-1-1 im O-NEP 2030) erforderlich.

Bis zur Inbetriebnahme von P69 erfolgt die Abführung des in Emden/Ost eingespeisten Stroms aus Offshore-Windenergie über die bestehende 220-kV-Leitung von Emden/Borssum nach Conneforde. Dabei kann es in Engpasssituationen temporär zu Einspeisemanagement-Maßnahmen kommen.

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 für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme M105 hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 des NEP-Berichts).

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass die geforderte Stromtragfähigkeit von 3.600 A pro Stromkreis auf der 220-kV- Spannungsebene auch durch HTL-Umbeseilung nicht erreicht werden kann. Aus diesem Grund muss die bestehende 220-kV-Leitung durch eine 380-kV-Leitung abgelöst werden.

Da die Leitung nur als Doppelleitung errichtet wird und nicht – wie ursprünglich vorgesehen – als viersystemige Leitung, kann es nach Inbetriebnahme von P69 bis zur Inbetriebnahme von DC 1 temporär zu Engpässen und der Anwendung von Einspeisemanagement kommen. Dies wird zugunsten einer zügigen Realisierung der Leitung in Kauf genommen.

Prüfung anderweitiger Netzverknüpfungspunkte

Als Alternative im Zusammenhang mit P20 wurde die Errichtung einer neuen 380-kV-Leitung zwischen Halbemond und dem Landkreis Wilhelmshaven geprüft, um den Raum Emden (n-1)-sicher in das Verbundnetz einzubinden. Dies wurde allerdings wegen zu erwartender Raumwiderstände nicht weiter verfolgt und wäre wegen des Neubaus in neuer Trasse mit größeren Eingriffen verbunden gewesen. Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Verstärkung der bestehenden Verbindung in Betracht gezogen.

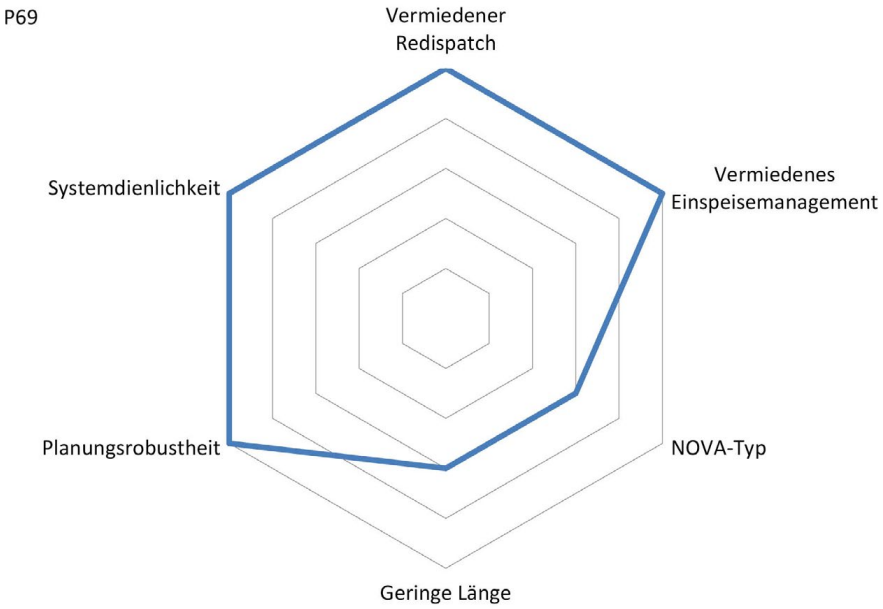
Alternativ zur einer zweisystemigen Leitung wurde im NEP 2014 sowie im NEP 2025 eine viersystemige Leitung von Emden/Ost nach Conneforde geplant. Die Bundesnetzagentur hat im Zuge des NEP 2014 jedoch nur eine zweisystemige Leitung bestätigt. Wegen des bereits fortgeschrittenen Genehmigungsverfahrens würden Beantragung, Genehmigung und Bau einer viersystemigen Leitung zu zusätzlichen Verzögerungen führen, die wegen des Erfordernisses, zeitnah Offshore-Windenergie anzuschließen, zu unvertretbar hohen Kosten an Einspeisemanagement führen würden.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wurde im NEP 2012, im NEP 2013 sowie im NEP 2014 von der BNetzA bestätigt und ist Teil des Bundesbedarfsplans (Vorhaben Nr. 34).

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben. Nachfolgend erfolgt eine grafische Darstellung sowie eine textliche Beschreibung der wesentlichen Ergebnisse für das Projekt P69.



Das Projekt hat einen sehr hohen systemischen Nutzen und trägt signifikant zu einer günstigen, ökologischen und sicheren Energieversorgung bei. Dies zeigt sich auf Basis der großen Mengen an vermiedenem Redispatch und Einspeisemanagement sowie auf Basis vieler behobener Überlastungen im (n-1)-Fall. Außerdem wird das Projekt in bestehender Trasse neu errichtet, sodass aller Voraussicht nach kein neuer Trassenraum erforderlich wird. Das Projekt hat eine hohe Bedeutung für die regionale Versorgungsaufgabe und wurde in allen Szenarien der vorhergehenden Netzentwicklungspläne als notwendig identifiziert.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P70: Netzausbau der 380-kV-Schaltanlage Birkenfeld und deren Anschluss an das 380-kV-Netz

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW Nr. BBPlG 2015: 35

Nr. TYNDP 2016: 175 (RgIP)

Beschreibung des geplanten Projekts

- M106: Birkenfeld – Mast 115A
  Die 380-kV-Schaltanlage Birkenfeld wird von der TransnetBW am Standort der bisherigen 220-kV-Anlage in GIS-Bauweise errichtet. Das Projekt wurde bei der BNetzA beantragt und unter BK-4-12-952 geführt. Die Inbetriebnahme ist in 2019 vorgesehen. Aktuell laufen die Vorbereitungen für das Planfeststellungsverfahren.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M106	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	15		x	x	x	x	2019	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach BImSchG

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

In der Netzregion des Höchstspannungsnetzes zwischen Karlsruhe und Pforzheim gibt es strukturelle Schwachstellen. Ein Leitungsausfall der einzigen 220-kV-Leitung in dieser Region würde die Gefährdung der Versorgung der ganzen Region nach sich ziehen. Die Beseitigung dieser strukturellen Schwachstellen war in der 220-kV-Ebene nicht mehr möglich. Die Versorgung des Raumes muss zukünftig aus der 380-kV-Ebene erfolgen.

Mit dem Bau der Schaltanlage Birkenfeld und dessen Anschluss an das 380-kV-Netz werden diese netzstrukturellen Probleme behoben. Bei diesem Projekt wird die heute in 220 kV betriebene Schaltanlage im Umspannwerk Birkenfeld auf 380 kV umgestellt.

Netzplanerische Begründung

Die Versorgungssicherheit des Netzes im Raum Karlsruhe/Pforzheim kann nur verbessert werden, wenn die 380-kV-Schaltanlage Birkenfeld unabhängig von der schon bestehenden Höchstspannungsleitung versorgt wird. Dies wird durch die Einschleifung der neuen 380-kV-Schaltanlage in die schon heute bestehende 380-kV-Leitung Pulverdingen – Philippsburg erreicht. Hinsichtlich des NOVA-Prinzips handelt es sich um einen Ausbau. Dieser wird allerdings durch Mitführung von 110-kV-Trassen und Nutzung bzw. bei parallelem Neubau durch Auflösung anderer 110-kV-Trassenräume optimiert.

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 für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme M106 hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, B 2035 und C 2030 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Aufgrund des schwach ausgebauten 220-kV-Netzes bieten sich keine anderweitigen in Betracht kommenden Netzverknüpfungspunkte in dieser Spannungsebene an. Die Stromkreisführung auf der vorgeschlagenen Trasse bietet außerdem den Vorteil einer Erhöhung der Systemsicherheit.

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben.

Das Projekt kann mit den im Rahmen der Projektcharakterisierung eingesetzten Kriterien nicht bewertet werden, da es sich um eine Punktmaßnahme ohne überregionale Transportaufgabe handelt.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P72: Netzverstärkung und -ausbau zwischen Kreis Segeberg über Lübeck nach Göhl und Siems (Ostküstenleitung)

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT Nr. BBPlG 2015: 42

Nr. TYNDP 2016: 209.935

Beschreibung des geplanten Projekts

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

- M50: Kreis Segeberg – Lübeck
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Bau einer 380-kV-Leitung mit zwei Systemen in der Trasse der bestehenden 220-kV-Leitung zwischen Lübeck und Hamburg/Nord (Kreis Segeberg) notwendig (Netzverstärkung). Die 220-kV-Leitung wird anschließend zurückgebaut. Im Kreis Segeberg sowie in Lübeck ist der Neubau einer 380-kV-Schaltanlage notwendig (Netzausbau).

- M49: Lübeck – Siems
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist eine Verstärkung der Verbindung zwischen Lübeck und Siems vorgesehen. Die bestehende 380-kV-Schaltanlage Siems wird mit der neu zu errichtenden 380-kV-Schaltanlage in Lübeck durch eine neue 380-kV-Leitung mit zwei Systemen verbunden (Netzverstärkung). Das bestehende 220-kV-Erdkabel wird anschließend zurückgebaut. Die Schaltanlagen in Siems und Lübeck sind zu verstärken (Netzverstärkung).
  Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung wird möglichst die bestehende Trasse genutzt. Dabei sind Abweichungen von der aktuellen Trasse bei der nachgelagerten Planung möglich, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen oder bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern.

- M351: Lübeck – Göhl
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Bau einer neuen 380-kV-Leitung zwischen Lübeck und Göhl vorgesehen (Netzausbau). In Göhl ist eine 380-kV-Schaltanlage neu zu errichten (Netzausbau), die Schaltanlage in Lübeck ist zu verstärken (Netzverstärkung).

Die hier vorgesehene Netzstruktur ist die bereits im NEP 2013 und NEP 2014 beschriebene Netzstruktur. Das UW Siems sowie das UW Göhl werden jeweils durch eine direkte Leitung an das UW Lübeck angeschlossen. Die im NEP 2025 dargestellte Netzstruktur mit der Einschleifung des UW Siems in die Leitung Lübeck – Göhl wird nicht weiterverfolgt.

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

Weitere Informationen zum Projekt sind verfügbar unter:
http://www.tennet.eu/de/unser-netz/onshore-projekte-deutschland/ostkuestenleitung/

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetrieb-nahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M50	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		55	x	x	x	x	2021	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach BImSchG
M49	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		12	x	x	x	x	2022	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach BImSchG
M351	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	65		x	x	x	x	2022	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach BImSchG

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung einschließlich NOVA-Prüfung

Aufgrund des prognostizierten starken Anstiegs erneuerbarer Energien im östlichen Teil Schleswig-Holsteins sind die bestehende 110-kV-Netzstruktur und die vorhandenen Transformatoren nicht mehr ausreichend, um die Energie abtransportieren zu können. Die Ertüchtigung der 110-kV-Netzstruktur ist aufgrund der erwarteten Prognose nicht mehr bedarfsgerecht und nicht zukunftsorientiert. Bei Ausfall des einsystemigen 220-kV-Erdkabels zwischen Siems und Lübeck muss Leistung, die von Schweden über das Baltic Cable am Umspannwerk Herrenwyk in das deutsche Netz eingespeist wird, durch das unterlagerte 110-kV-Netz transportiert werden. Bei umgekehrter Fahrweise des Baltic Cable muss in dieser Situation die Leistung aus dem 110-kV-Netz bereitgestellt werden. Auslösungen aufgrund von Überlastungen im 110-kV-Netz werden heute über eine Reduzierung der Austauschleistung mit Schweden via Baltic Cable mittels EPC (Emergency Power Control) automatisiert vermieden.

Errichtet man den Leitungsabschnitt zwischen Siems und Lübeck mit einer Nennspannung von 380 kV, anstatt die bereits vorhandene 220-kV-Struktur zu verstärken, und eine neue 380-kV-Leitung zwischen Lübeck und Göhl, ist der Leistungstransport für das Baltic Cable selbst im (n-1)-Fall über einen 380-kV-Stromkreis sichergestellt, ohne dass es zu einem massiven Leistungsfluss ins oder aus dem 110-kV-Netz kommt. Darüber hinaus ist die aktuell vorhandene 220-kV-Netzstruktur ohne die im Zuge der von M50 abzulösenden 220-kV-Infrastruktur nicht mehr (n-1)-sicher.

Die Schaltanlage im Kreis Segeberg ist langfristig als Anschluss für eine HGÜ-Verbindung in Richtung Süden (DC10 bzw. alternativ DC16 im Szenario B 2035) und im Offshore-Netzentwicklungsplan als Netzverknüpfungspunkt vorgesehen (Projekt NOR-13-1 im O-NEP 2030).

Derzeit werden die überarbeiteten Raumordnungspläne für die Windenergienutzung in Schleswig-Holstein durch die Landesregierung konsultiert und der Einfluss auf die geplanten Netzausbauprojekte - und hier insbesondere die Ostküstenleitung - überprüft. Eine abschließende Bewertung steht noch aus.

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 für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahmen M49, M50 und M351 haben sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 des NEP-Berichts).

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

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die hier vorgesehene Netzstruktur stellt eine Verbindung von Lübeck nach Siems und von Lübeck nach Göhl dar, was die Einführung von vier Stromkreisen in das Umspannwerk Lübeck erforderlich macht. Unter Berücksichtigung der geplanten Teilerdverkabelung der Strecke Lübeck – Göhl ist diese ursprüngliche Struktur volkswirtschaftlich effizienter als die im NEP 2025 verfolgte faktische Einschleifung des UW Siems in die Leitung Lübeck – Göhl.

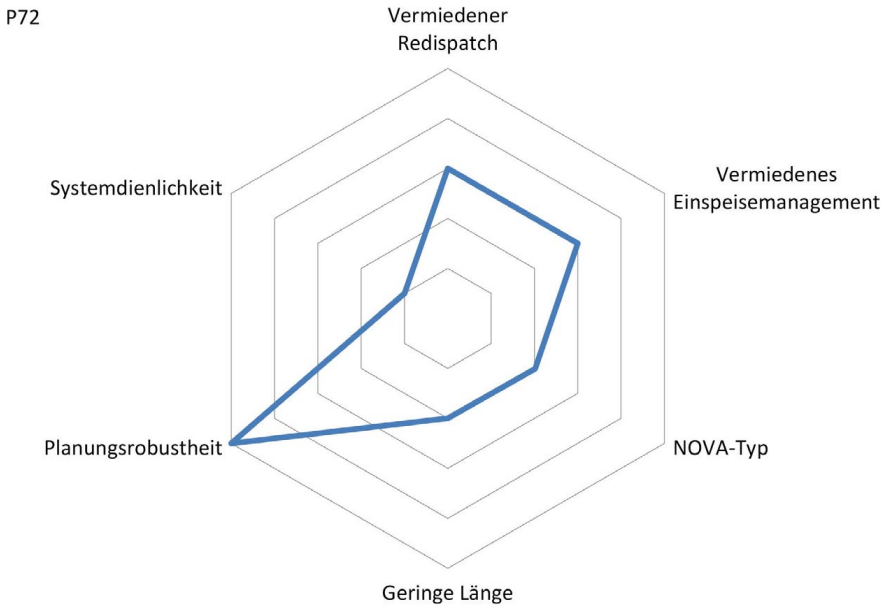
Die Neuerrichtung einer 380-kV-Schaltanlage im Kreis Segeberg – idealerweise auf der Achse der neuen 380-kV-Leitung Audorf – Hamburg/Nord – wird notwendig durch die Umstellung der 220-kV-Leitung Hamburg/Nord – Lübeck auf 380 kV. Die Umstellung der bestehenden 220-kV-Schaltanlage Hamburg/Nord auf 380 kV am gleichen Standort ist aus technischer Sicht nicht machbar. Die bestehende Schaltanlage liegt in einem dicht besiedelten Gebiet, sodass ein Neubau oder Erweiterung auf erhebliche Raumwiderstände treffen würde und insofern nicht realisierbar ist.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wurde im NEP 2013 sowie im NEP 2014 von der Bundesnetzagentur bestätigt und ist Teil des Bundesbedarfsplans (Vorhaben Nr. 42).

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben. Nachfolgend erfolgt eine grafische Darstellung sowie eine textliche Beschreibung der wesentlichen Ergebnisse für das Projekt P72.



Das Projekt trägt zu einer günstigen, ökologischen und sicheren Energieversorgung bei. Es vermeidet Redispatch sowie EE-Einspeisemanagement und hebt Überlastungen im (n-1)-Fall auf. Das Projekt hat eine hohe Bedeutung für die regionale Integration erneuerbarer Energien und trägt zur Lösung von Engpässen im 110 kV-Netz bei. Das Projekt bzw. die enthaltenen Maßnahmen wurden in allen Szenarien der vorhergehenden Netzentwicklungspläne als notwendig identifiziert.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P74: Netzverstärkung und -ausbau in Bayerisch Schwaben

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2016: 47.689

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Bayerisch Schwaben. Zur Realisierung sind folgende Maßnahmen notwendig:

- M96: Vöhringen – Punkt Bundesgrenze (AT)
  Zwischen der 380-kV-Anlage Vöhringen und der der 380-kV-Anlage Leupolz wird auf einer bestehenden 380-kV-Leitung eine Spannungsumstellung mit Stromkreisauflage/Umbeseilung (ca. 74 km) erforderlich und zwischen der Anlage Leupolz und der Grenze zu Österreich (Punkt Bundesgrenze (AT)) wird in bestehender Trasse (ca. 35 km) eine neue Leitung mit deutlich erhöhter Übertragungskapazität errichtet (Netzverstärkung). Hierdurch wird eine deutlich erhöhte Übertragungskapazität realisiert. Die 380-kV-Schaltanlagen Vöhringen und Leupolz sind zu verstärken (Netzverstärkung).

- M97: Woringen/Lachen
  In Woringen/Lachen wird in bestehender 220-kV-Trasse eine neue 380-kV-Leitung mit deutlich erhöhter Übertragungskapazität zum Anschluss einer neuen 380-kV-Schaltanlage mit 380/110-kV-Transformatoren zur Versorgung des Verteilernetzes in der Region errichtet (Netzverstärkung und -ausbau).

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M96	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse, Stromkreisauflage/Umbeseilung		110	x	x	x	x	2023	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M97	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/Umbeseilung		1	x	x	x	x	2020	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

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 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 öster-

reichischen 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.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA Grundsatz berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahmen M96 und M97 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen. Ein Ausbau der bestehenden Netzinfrastruktur erfolgt für Segmente der Maßnahme M97. Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 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. 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.

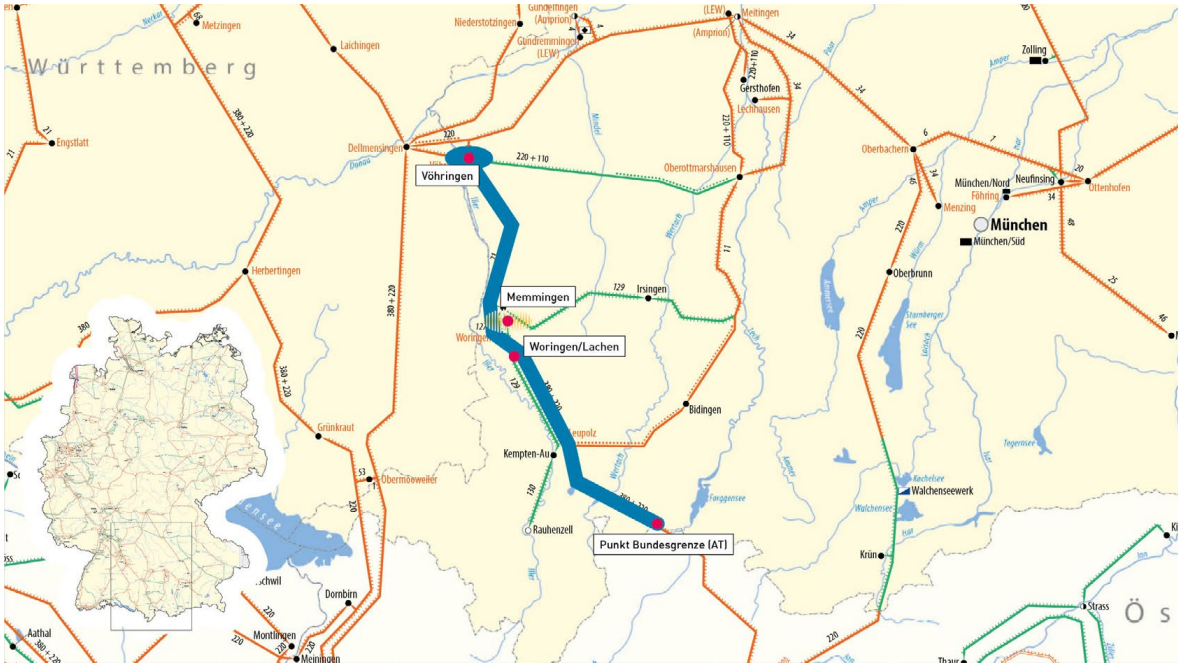
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P74 mit den Maßnahmen M96 und M97 wurde von der Bundesnetzagentur in den Netzentwicklungsplänen 2012 und 2013 bestätigt.

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben.

Das Projekt kann mit den im Rahmen der Projektcharakterisierung eingesetzten Kriterien nicht bewertet werden, da es grenzüberschreitende Maßnahmen beinhaltet. Der Ausbau der grenzüberschreitenden Leitungen wird im europäischen Ten-Year Network Development Plan abgestimmt, geplant und mit entsprechenden Kriterien bewertet.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P84: Netzverstärkung Hamburg/Nord – Hamburg/Ost – Krümmel

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2016: 965 (RgIP), 966 (RgIP)

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Schleswig-Holstein und Hamburg.

- M367: Hamburg/Nord – Hamburg/Ost
  Von Hamburg/Nord nach Hamburg/Ost wird die bestehende 380-kV-Leitung durch eine Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen verstärkt, sofern die aktuell laufende Prüfung für den Einsatz des witterungsabhängigen Freileitungsbetriebs (FLM - Freileitungsmonitoring) kein ausreichendes Potenzial für die notwendige Erhöhung der Übertragungskapazität auf 3.600A bzw. 2.400 MVA/Stromkreis ergibt.

- M368: Hamburg/Ost – Krümmel
  Als Netzverstärkung von Hamburg/Ost nach Krümmel wird anstelle der bestehenden 380-kV-Freileitung ein 380-kV-Leitungsneubau mit vier Stromkreisen (Hochstrombeseilung) in der bestehenden Trasse errichtet. Hierzu sind die 380-kV-Anlagen Hamburg/Ost und Krümmel zu erweitern. Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung wird möglichst die bestehende Trasse genutzt. Dabei können geringe Abweichungen von der aktuellen Trasse bei der nachgelagerten Planung entstehen, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen oder bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern.

Beide Netzverstärkungsmaßnahmen M367 und M368 stehen unter dem Vorbehalt der Wirksamkeit der erstmals identifizierten TenneT-Netzausbaumaßnahme P227 Lübeck – Krümmel.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M367	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/Umbeseilung		31	x	x	x	x	2024	
M368	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		28	x	x		x	*2030*	

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 – Krümmel einen Beitrag zur netztechnisch notwendigen Erhöhung der horizontalen Übertragungsfähigkeit im Nordraum der Regelzone der 50Hertz, insbesondere für den Nord-Süd-Transport erneuerbarer Energien in Schleswig-Holstein, zu leisten. Neben dem Übertragungsbedarf an konventioneller Erzeugungsleistung aus dem Raum Hamburg muss die Verbindung vor allem die stetig steigende Erzeugungsleistung aus erneuerbaren Energien aus dem Raum Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern aufnehmen.

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 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 für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahmen M367 und M368 haben sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030 und C 2030 sowie M367 im Szenario B 2035 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.

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 des NEP-Berichts). Das Potenzial der Netzoptimierung mittels Freileitungsmonitoring wird zur Behebung des Engpasses auf der bestehenden 380-kV-Leitung Hamburg/Nord – Hamburg/Ost untersucht. Dadurch könnte bei Eignung in Starkwindperioden eine erhöhte Leistung von maximal 2.400 MVA pro Stromkreis übertragen werden.

Die bestehende 380-kV-Leitung Hamburg/Ost – Krümmel kann bereits heute maximal 2.400 MVA pro Stromkreis übertragen. Vor dem Hintergrund der geplanten HGÜ-Verbindungen nordwestlich von Hamburg sind diese Übertragungskapazitäten jedoch nicht ausreichend. Zwischen Hamburg/Nord und Hamburg/Ost kann, sofern das Potenzial der Netzoptimierung mittels Freileitungsmonitoring nicht ausreichend wäre, die bestehende Infrastruktur für eine Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen genutzt und so die Inanspruchnahme einer zusätzlichen Trasse vermieden werden (M367). Zwischen Hamburg/Ost und Krümmel kann die bestehende Trasse für eine Netzverstärkung mittels Neubau einer 380-kV-Leitung mit vier Stromkreisen (Hochstrombeseilung) genutzt werden (M368).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

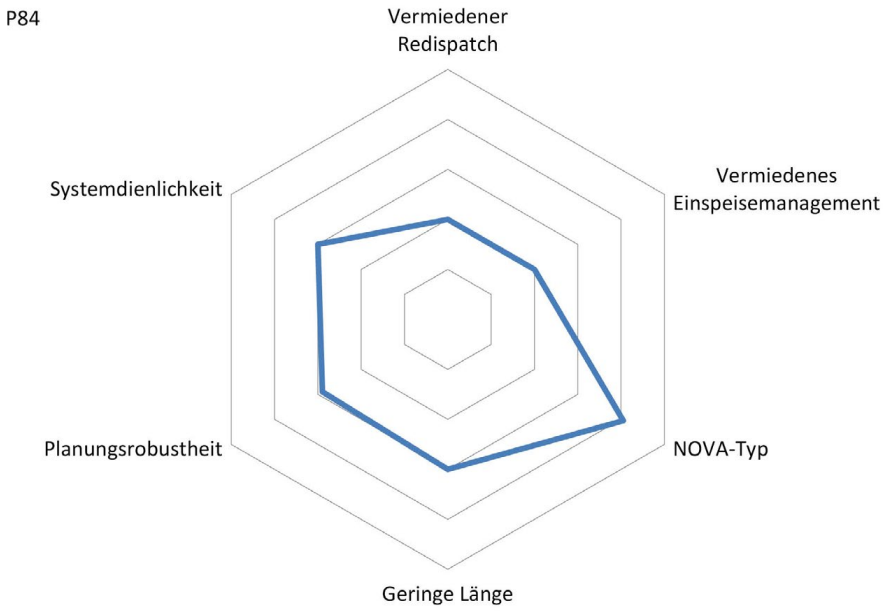
Alternative 380-kV-Neuleitungen wurden aufgrund des daraus resultierenden zusätzlichen Raumbedarfs im Ballungsraum Hamburg nicht erwogen. Den wesentlichen Einfluss auf die 380-kV-Leitungen Hamburg/Nord – Hamburg/Ost – Krümmel besitzen letztlich die geplanten HGÜ-Verbindungen im Großraum Hamburg/Schleswig-Holstein, welche unter anderem die Erzeugungsleistung aus erneuerbaren Energien aus dem Raum Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern in den Süden der Bundesrepublik transportieren sollen. Eine genauere Untersuchung der HGÜ-Standorte im Großraum Hamburg/Schleswig-Holstein und deren resultierende Wirkung auf die 380-kV-Verbindung Hamburg/Nord – Hamburg/Ost – Krümmel sollte daher Gegenstand weiterer Optimierungen sein.

Bisherige Bestätigung des Projekts

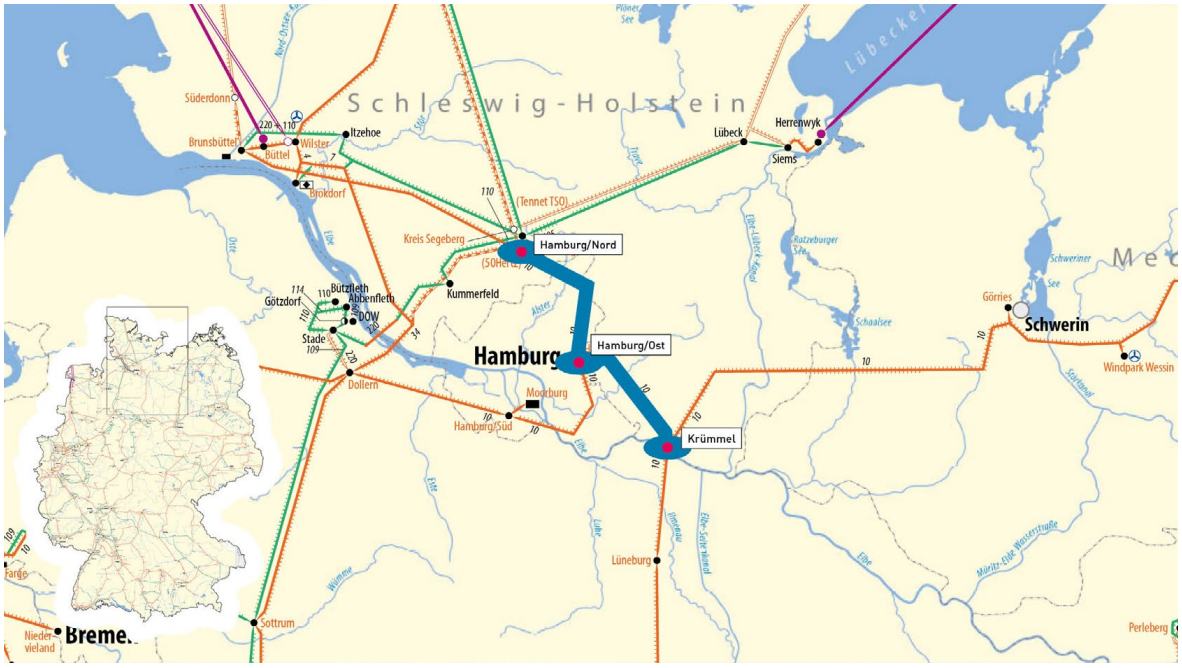
Das Projekt 84 mit der Maßnahme 367 und 368 wurde bereits im NEP 2013, NEP 2014 und NEP 2025 identifiziert, jedoch noch nicht von der BNetzA bestätigt.

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben. Nachfolgend erfolgt eine grafische Darstellung sowie eine textliche Beschreibung der wesentlichen Ergebnisse für das Projekt P84.



Das Projekt trägt zu einer günstigen, ökologischen und sicheren Energieversorgung bei. Es vermeidet Redispatch sowie EE-Einspeisemanagement und hebt Überlastungen im (n-1)-Fall auf. Außerdem besteht das Projekt aus einer Zu-/Umbeseilung und einem Neubau in bestehender Trasse, sodass aller Voraussicht nach kein neuer Trassenraum erforderlich ist. Das Projekt bzw. die enthaltenen Maßnahmen wurden in vorhergehenden Netzentwicklungsplänen bereits häufig als notwendig identifiziert.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

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

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT Nr. BBPlG 2015: 32

Nr. TYNDP 2016: 187.997

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt ist gekoppelt mit dem Projekt 67, das die Kuppelkapazität zwischen Bayern und Österreich erhöhen soll. Das Projekt 112 enthält folgende Maßnahmen:

- M201: Netzverstärkung zwischen Pleinting und St. Peter
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist ein Neubau einer 380-kV-Doppelleitung in der Trasse der vorhandenen 220-kV-Leitung zwischen Pleinting und St. Peter vorgesehen (Netzverstärkung). Die 380-kV-Schaltanlage Pleinting wird mit einer Doppelleitung direkt in St. Peter angeschlossen. In Pleinting müssen die 380-kV-Schaltanlage verstärkt und 380/110-kV-Transformatoren aufgestellt werden (Netzausbau).

- M212: Abzweig Pirach
  Das Umspannwerk Pirach ist derzeit über einen 220-kV-Abzweig an die 220-kV-Leitung Pleinting – St. Peter angeschlossen. Dieser Abzweig wird teilweise auf der bestehenden 220-kV-Leitung Altheim – St. Peter mitgeführt. Durch die Notwendigkeit von M201 entfällt zwangsläufig die Anbindung von Pirach in 220 kV, deswegen muss die Versorgung anderweitig sichergestellt werden. Im Rahmen der hier beschriebenen Maßnahme soll 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 umgestellt werden (Netzverstärkung). In Pirach müssen neben einer 380-kV-Schaltanlage zusätzlich 380/110-kV-Transformatoren neu errichtet werden (Netzausbau). Unabhängig von den Netzerfordernissen wird die Notwendigkeit der Umstellung des Abzweigs Pirach auf 380 kV aus genehmigungsrechtlichen Gründen im Zuge der Errichtung der 380-kV-Leitung Altheim – St. Peter erwartet.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M201	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		47	x	x	x	x	2024	
M212	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		25	x	x	x	x	2024	

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 Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahmen M201 und M212 haben sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 des NEP-Berichts).

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.

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

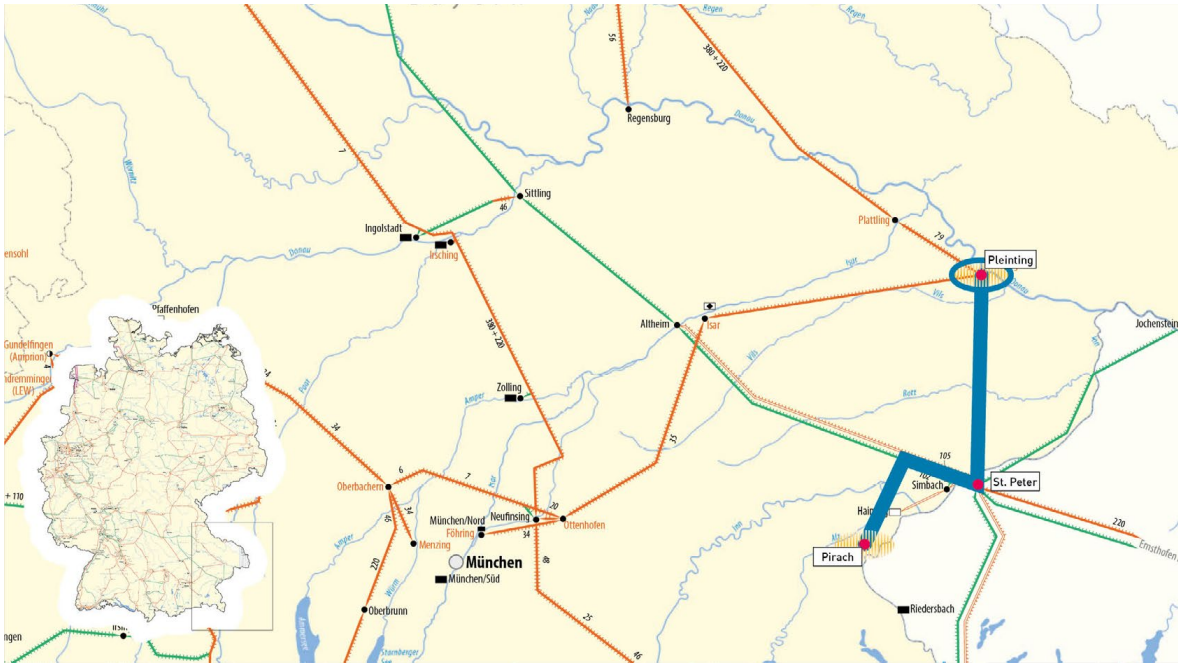
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P112 wurde im NEP 2013 erstmals identifiziert, im NEP 2014 von der Bundesnetzagentur bestätigt und ist Teil des Bundesbedarfsplans (Vorhaben Nr. 32).

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben.

Das Projekt kann mit den im Rahmen der Projektcharakterisierung eingesetzten Kriterien nicht bewertet werden, da es sich um eine Grenzkuppelleitung handelt. Der Ausbau der grenzüberschreitenden Leitungen wird im europäischen Ten-Year Network Development Plan abgestimmt, geplant und mit entsprechenden Kriterien bewertet.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P113: Netzverstärkung zwischen Krümmel und Wahle

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2016: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Krümmel und Wahle und enthält folgende Maßnahmen:

- M202a: Krümmel – Lüneburg – Stadorf
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist eine Verstärkung der vorhandenen 380-kV-Leitung von Krümmel nach Stadorf durch HTL-Umbeseilung vorgesehen (Netzverstärkung). Ziel ist die Erhöhung der Stromtragfähigkeit auf 3.600 A. Darüber hinaus sind die Schaltanlagen in Krümmel, Lüneburg und Stadorf zu verstärken (Netzverstärkung) und voll einzuschleifen.

- M202b: Krümmel – Lüneburg – Stadorf
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist der 380-kV-Neubau in vorhandenem Trassenraum von Krümmel bis Stadorf für einen dritten Stromkreis notwendig (Netzverstärkung). Dieser ist in die Schaltanlagen Lüneburg und Stadorf einzuschleifen. Die Schaltanlagen in Krümmel, Lüneburg und Stadorf sind entsprechend zu verstärken (Netzverstärkung).

- M203: Stadorf – Wahle
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist eine Verstärkung der vorhandenen 380-kV-Leitung von Stadorf nach Wahle durch HTL-Umbeseilung vorgesehen (Netzverstärkung). Ziel ist die Erhöhung der Stromtragfähigkeit auf 3.600 A. Weiterhin ist die Schaltanlage in Wahle zu verstärken (Netzverstärkung).

- M204: Stadorf – Wahle
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist der 380-kV-Neubau in vorhandenem Trassenraum von Stadorf bis Wahle für einen dritten Stromkreis notwendig. (Netzverstärkung). Hierfür ist die Schaltanlage in Wahle entsprechend zu verstärken (Netzverstärkung).

- M519: Ad hoc-Maßnahme Serienkompensation Stadorf - Wahle
  Das Ziel dieser Maßnahme ist die Optimierung bzw. Verbesserung der Nutzung des vorhandenen 380-kV Übertragungsnetzes zwischen Hamburg und Hannover. Ad hoc-Maßnahmen sind notwendig, um bis zur vollständigen Umsetzung der Maßnahmen aus dem NEP Engpässe im Netz zu reduzieren und damit Redispatch-Aufwand zu verringern. Die Wirksamkeit von Ad hoc-Maßnahmen 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.

Um aktuell Leistung aus dem Netzgebiet Schleswig-Holstein/Hamburg in südliche Richtung abzuführen, muss diese über die 380-kV-Leitungen Dollern – Landesbergen, Krümmel – Wahle oder Krümmel – Görries fließen. Wegen der unterschiedlichen Impedanzen (Blindwiderstände) dieser Leitungen verteilt sich die Leistung ungleich auf die Stromkreise. Wegen der relativ hohen Impedanz der Leitung Krümmel – Wahle bleiben thermische Kapazitäten ungenutzt, während die anderen Leitungen bereits heute an ihrer Belastungsgrenze betrieben werden. Der Einbau von je einer Serienkompensationsanlage (TCSC) in die beiden Stromkreise zwischen Stadorf und Wahle verringert die Impedanz der Stromkreise. Hierdurch steigen die Lastflüsse auf dieser Leitung und die Leitung übernimmt eine höhere Transportaufgabe.

Die parallelen Leitungen Krümmel – Görries sowie Dollern – Landesbergen werden entsprechend entlastet. Der Vorteil dieser Lösung besteht darin, dass die gegenüber der westlicher liegenden 380-kV-Leitung Dollern – Landesbergen höhere Auslastbarkeit der Verbindung Krümmel – Stadorf – Wahle nutzbar wird. Hierdurch ergibt sich eine Reduktion des Redispatch-Bedarfs zwischen Schleswig-Holstein und Hessen.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetrieb-nahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M202a	Leitung	Netzverstärkung: Strom-kreisauflage/ Umbeseilung		53	x	x	x	x	2025	
M202b	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		53	x	x	x	x	2030	
M203	Leitung	Netzverstärkung: Strom-kreisauflage/ Umbeseilung		86	x	x	x	x	2025	
M204	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		86	x	x	x	x	2030	
M519	Anlage	Netzverstärkung: horizontal, Serienkompensation			x	x	x	x	2022	1: Vorbereitung Pla-nungs- und Geneh-migungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Die Leitung Krümmel – Lüneburg – Stadorf – Wahle stellt einen wesentlichen Transportkanal in Nord-Süd-Richtung dar. Bei Ausfall eines Stromkreises wird der parallele Stromkreis unzulässig belastet. Die Stromtragfähigkeit ist somit zu erhöhen.

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 für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetzen als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahmen M202, M203, M204 und M519 haben sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 des NEP-Berichts).

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass durch FLM die geforderte Stromtragfähigkeit von 3.600 A nicht erreicht werden kann. Durch den Einsatz von HTL ist es dagegen – vorbehaltlich der Genehmigungsfähigkeit – mittelfristig grundsätzlich möglich, die Freileitung mit 3.600 A zu betreiben. Langfristig sind drei Stromkreise mit 3.600 A erforderlich, was einen Neubau in bestehender Trasse erforderlich macht.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

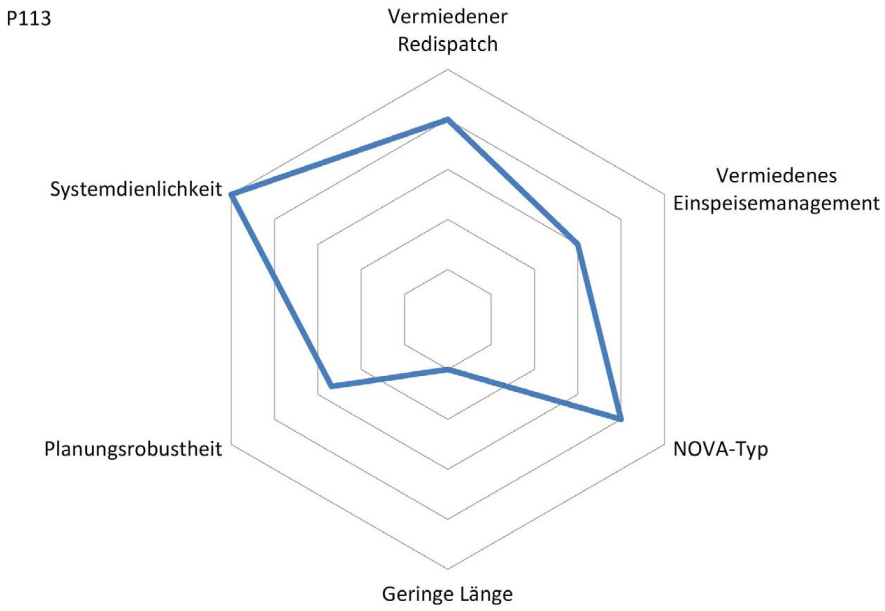
Weitere alternative Einzelmaßnahmen wurden nicht untersucht, da es sich bei der Verbindung um eine bereits existierende Leitung handelt. Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Verstärkung dieser bestehenden Verbindung in Betracht gezogen. In der Region sind keine weiteren Bestandsleitungen zwischen den Räumen östlich von Hamburg und östlich von Hannover vorhanden, deren Ertüchtigung alternativ hätte geprüft werden können. Auf den parallelen Nord-Süd-Achsen Dollern – Landesbergen und Güstrow – Wolmirstedt werden im Rahmen der Projekte P24 und P34 ebenfalls Netzverstärkungen benötigt.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P113 wurde bereits in den Netzentwicklungsplänen 2013 und 2025 in einigen Szenarien identifiziert, aber bisher nicht von der BNetzA bestätigt.

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben. Nachfolgend erfolgt eine grafische Darstellung sowie eine textliche Beschreibung der wesentlichen Ergebnisse für das Projekt P113.



Das Projekt hat einen sehr hohen systemischen Nutzen und trägt signifikant zu einer günstigen, ökologischen und sicheren Energieversorgung bei. Dies zeigt sich auf Basis der Mengen an vermiedenem Redispatch und Einspeisemanagement sowie auf Basis vieler behobener Überlastungen im (n-1)-Fall. Außerdem besteht das Projekt aus einer Zu-/Umbeseilung ohne Neubau, sowie einem Neubau in bestehender Trasse und es ist aller Voraussicht nach kein neuer Trassenraum erforderlich. Das Projekt wurde in vorhergehenden Netzentwicklungsplänen bereits häufig als notwendig identifiziert.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P115: Netzausbau: Schaltanlage Mehrum

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2016: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt enthält folgende Maßnahme:

- M205: Schaltanlage Mehrum
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Errichtung einer neuen 380-kV-Schaltanlage in Mehrum inklusive der Errichtung von zwei 380/220-kV-Verbundkupplern vorgesehen (Netzausbau). Die neue 380-kV-Schaltanlage Mehrum wird in die bestehende 380-kV-Leitung von Grohnde nach Klein Ilsede volleingeschleift. Durch Errichtung einer neuen 380-kV-Schaltanlage Mehrum und der Verbundkuppler kann der vorhandene Engpass in der 220-kV-Netzebene beseitigt werden. Inwieweit die neue 380-kV-Schaltanlage direkt unter der bestehenden 380-kV-Leitung erfolgen kann oder eine kurze Anbindung zwischen der neuen Schaltanlage und der bestehenden 380-kV-Leitung notwendig wird, muss im Einzelnen noch geprüft werden.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetrieb-nahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M205	Anlage	Netzausbau: horizontal			x	x	x	x	2021	

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Bereits aktuell ist das Kraftwerk in Mehrum (690 MW) regelmäßig von Redispatch-Maßnahmen aufgrund hoher Netzlast betroffen. Bei Ausfall eines 220-kV-Stromkreises von Lehrte nach Mehrum kommt es zu unzulässig hoher Belastung des parallelen Stromkreises. Durch die direkte Anbindung des Kraftwerks an die 380-kV-Schaltanlage kann diese Situation deutlich entschärft werden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

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 für eine Kombination aus AC-Netz und Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme M205 hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Die NOVA-Prüfung wurde bei diesem Projekt berücksichtigt. Eine andere Alternative als die Ablösung der vorhandenen 220-kV-Schaltanlage durch eine 380-kV-Schaltanlage besteht nicht.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

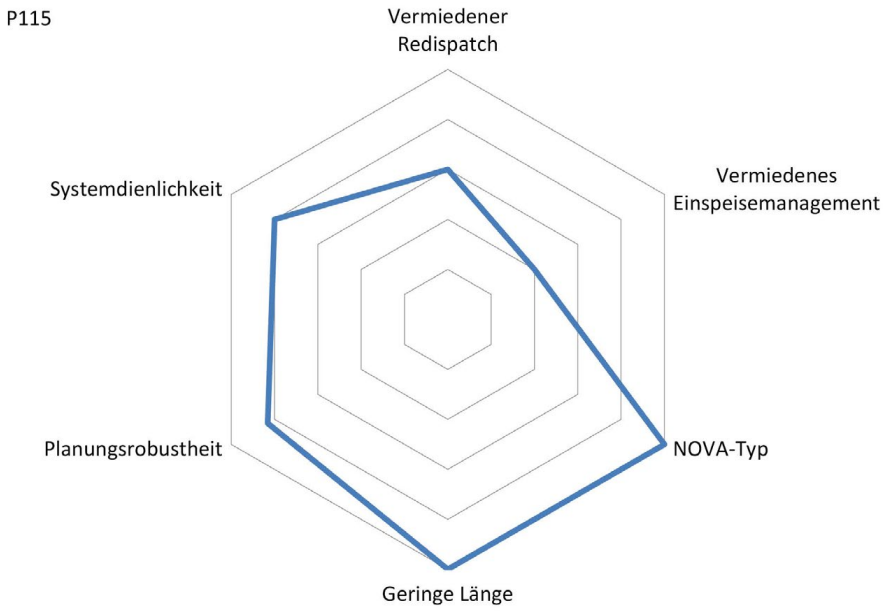
Die dargestellte Maßnahme stellt eine Minimallösung dar. Im Hinblick auf die Erhöhung der Übertragungsfähigkeit des Verbundnetzes und zur Vermaschung der Nord-Süd-Transportkanäle im TenneT-Gebiet wäre ein großflächigerer Umbau der Netzstruktur im Großraum Hannover mit weitgehender Ablösung der 220-kV-Netzstruktur in der Region und Überführung in die 110-kV-Ebene sinnvoll. Dies würde den Um- bzw. Neubau verschiedener Umspannwerke und Schaltanlagen im Großraum Hannover einschließlich Neubau mehrerer 380/110-kV-Transformatoren erfordern. Derzeit wird zusammen mit dem Verteilernetzbetreiber Avacon an einer zukunftsorientierten Lösung gearbeitet, um die Region auch zukünftig sicher versorgen bzw. die in der Region erzeugte Energie sicher abtransportieren zu können.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P115 wurde in den Netzentwicklungsplänen 2013, 2014 und 2025 identifiziert, von der BNetzA bisher aber nicht bestätigt.

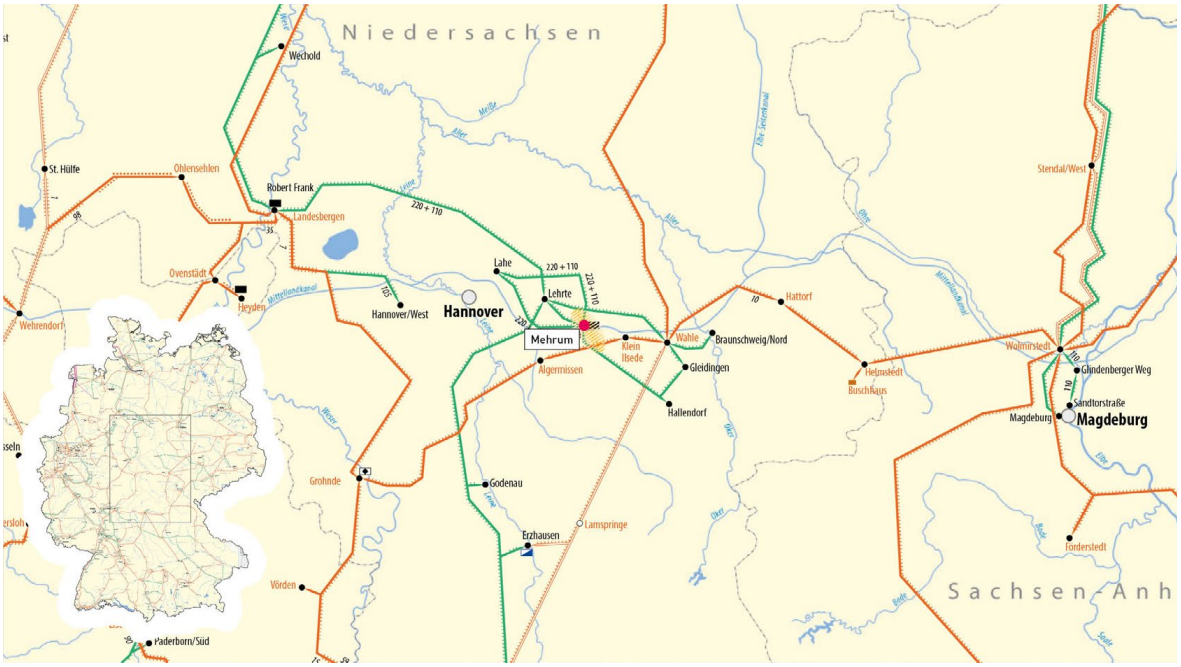
Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben. Nachfolgend erfolgt eine grafische Darstellung sowie eine textliche Beschreibung der wesentlichen Ergebnisse für das Projekt P115.



Das Projekt hat einen hohen systemischen Nutzen und trägt zu einer günstigen, ökologischen und sicheren Energieversorgung bei. Es vermeidet Redispatch sowie EE-Einspeisemanagement und hebt viele Überlastungen im (n-1)-Fall auf. Außerdem handelt es sich bei diesem Projekt um eine Punktmaßnahme, bei der an einer Schalt-

anlage ein Spannungsupgrade auf 380KV durchgeführt wird und somit nur eine minimale Rauminspruchnahme anfällt. Das Projekt hat eine hohe Bedeutung für die regionale Versorgungsaufgabe und wurde in vorhergehenden Netzentwicklungsplänen bereits sehr häufig als notwendig identifiziert.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P116: Netzverstärkung zwischen Sottrum und Landesbergen

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2016: -

Beschreibung des geplanten Projekts

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

- M206: Sottrum – Punkt Landesbergen
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung zwischen Sottrum und Landesbergen vorgesehen, um die Stromtragfähigkeit auf 3.600 A zu erhöhen (Netzverstärkung). Hierfür ist die Schaltanlagen in Sottrum zu verstärken (Netzverstärkung).

Das Projekt steht im Zusammenhang mit der Verstärkung der bestehenden 220-kV-Leitung Stade – Landesbergen (siehe P24).

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M206	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		79	x	x	x	x	2030	

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Die bestehende 380-kV-Leitung von Sottrum nach Landesbergen 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.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 des NEP-Berichts).

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass durch FLM die geforderte Stromtragfähigkeit von 3.600 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.

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 für eine Kombination aus AC-Netz und Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme M206 hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

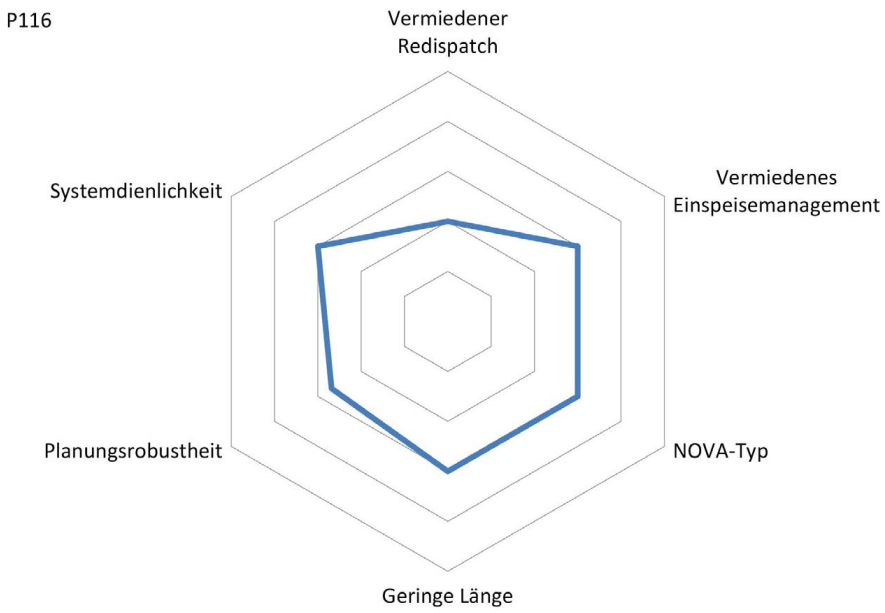
Weitere alternative Einzelmaßnahmen wurden nicht untersucht, da es sich bei der Verbindung um eine bereits existierende Leitung handelt. Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Verstärkung dieser bestehenden Verbindung in Betracht gezogen. Die nahezu parallel verlaufende 220-kV- Leitung Sottrum - Landesbergen wird bereits im Rahmen von P24 (Stade - Dollern - Landesbergen) verstärkt und steht insofern als Alternative nicht mehr zur Verfügung.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P116 wurde bereits im NEP 2013 und im NEP 2014 identifiziert, von der BNetzA bisher jedoch nicht bestätigt.

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben. Nachfolgend erfolgt eine grafische Darstellung sowie eine textliche Beschreibung der wesentlichen Ergebnisse für das Projekt P116.



Das Projekt trägt zu einer günstigen, ökologischen und sicheren Energieversorgung bei. Es vermeidet Redispatch sowie EE-Einspeisemanagement und hebt Überlastungen im (n-1)-Fall auf. Außerdem wird das Projekt in bestehender Trasse neu errichtet, sodass aller Voraussicht nach kein neuer Trassenraum erforderlich wird. Das Projekt wurde in vorhergehenden Netzentwicklungsplänen bereits häufig als notwendig identifiziert.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P118: Netzverstärkung zwischen Borken und Mecklar

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT Nr. BBPlG 2015: 43

Nr. TYNDP 2016: -

Beschreibung des geplanten Projekts

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

- M207: Netzverstärkung zwischen Borken und Mecklar
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung zwischen Borken und Mecklar vorgesehen (Netzverstärkung). Eine Beseilung mit HTL ist – vorbehaltlich der Genehmigungsfähigkeit – auf einem 33 km langen Teilabschnitt grundsätzlich möglich. Nach aktueller Planung sollen auf dem restlichen Teilabschnitt von ca. 8 km Länge die Leitungen M207 Borken – Mecklar und Wahle – Mecklar (Startnetz-Projekt TTG-006) parallel auf einem gemeinsamen Leitungsgestänge geführt werden. Nach diesem Abschnitt werden die beiden Leitungen wieder separat geführt. Darüber hinaus müssen die Schaltanlagen in Borken und Mecklar verstärkt werden (Netzverstärkung).

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M207	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/ Umbeseilung		40	x	x	x	x	2022	

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

An den Netzverknüpfungspunkten Borken und Mecklar verlaufen jeweils wichtige Transportkanäle von Nord nach Süd. Durch das Projekt P118 wird ein besserer Leistungsausgleich zwischen den beiden Trassen gewährleistet. Bei Ausfall eines Stromkreises der Leitung Borken – Mecklar ist der parallele Stromkreis unzulässig belastet. Deshalb muss die Stromtragfähigkeit der Leitung erhöht werden. Dadurch trägt das Projekt zu einem verbesserten Stromtransport für das gesteigerte Aufkommen an erneuerbaren Energien bei und sorgt somit für eine bessere Integration der erneuerbaren Energien.

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 für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme M207 hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 des NEP-Berichts).

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass durch FLM die geforderte Stromtragfähigkeit von 3.600 A nicht erreicht werden kann. Durch den Einsatz von HTL auf einem 33 km langen Teilabschnitt ist es dagegen möglich, die Freileitung mit 3.600 A zu betreiben. Hierfür sind einige bauliche Anpassungen notwendig. Aus genehmigungsrechtlichen Gründen ist nach aktueller Planung für den restlichen Teilabschnitt von ca. 8 km Länge eine parallele Leitungsführung mit der Leitung Wahle – Mecklar (Startnetz-Projekt TTG-006) auf einem Gestänge vorgesehen.

Durch die gemeinsame Führung der beiden Leitungen auf einem Gestänge können außerdem zwei kostenintensive Leitungskreuzungen der beiden Projekte verhindert werden.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

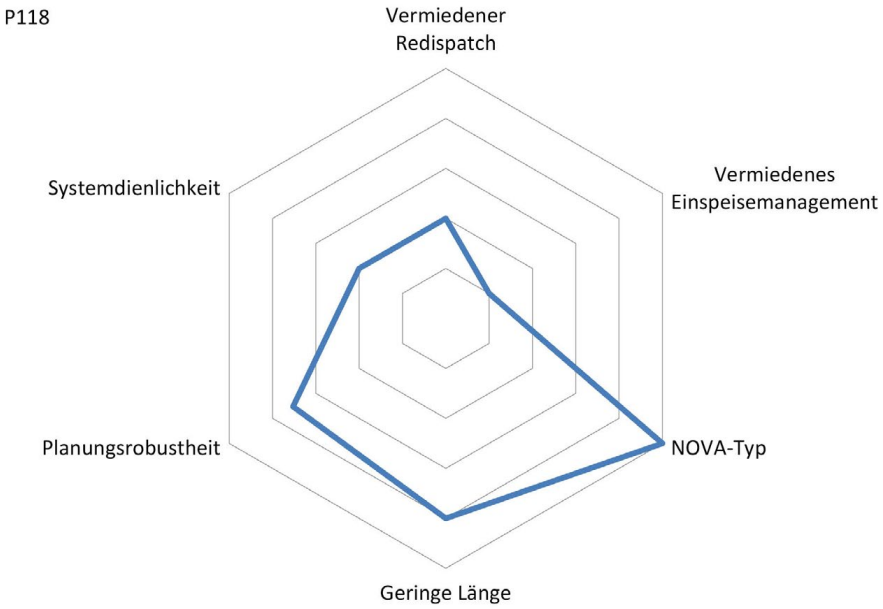
Weitere alternative Einzelmaßnahmen wurden nicht untersucht, da es sich bei der Verbindung um eine bereits existierende Leitung handelt. Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Verstärkung dieser bestehenden Verbindung in Betracht gezogen. Andere bereits existierende Leitungen, mit denen sich die Übertragungsaufgabe sinnvoll erfüllen ließe, gibt es in der Region nicht. Die zu P118 Borken – Mecklar alternative Strecke Borken – Gießen/Nord wird bereits im Rahmen des Projekts P133 verstärkt und steht insofern als Alternative nicht zur Verfügung.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P118 wurde im NEP 2013 erstmals als erforderlich identifiziert und im NEP 2014 von der Bundesnetzagentur bestätigt. Es ist Teil des Bundesbedarfsplans (Vorhaben Nr. 43).

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben. Nachfolgend erfolgt eine grafische Darstellung sowie eine textliche Beschreibung der wesentlichen Ergebnisse für das Projekt P118.



Das Projekt trägt zu einer günstigen, ökologischen und sicheren Energieversorgung bei. Es vermeidet Redispatch und hebt Überlastungen im (n-1)-Fall auf. Außerdem besteht das Projekt aus einer Zu-/Umbeseilung ohne Neubau, sodass aller Voraussicht nach kein neuer Trassenraum erforderlich wird. Das Projekt wurde in vorhergehenden Netzentwicklungsplänen bereits häufig als notwendig identifiziert.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P124: Netzverstärkung: Klostermansfeld – Querfurt

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2016: 1067 (RgIP)

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Sachsen-Anhalt.

- M209b: Klostermansfeld – Querfurt
  Von Klostermansfeld wird zu dem neuen Standort Querfurt (s. Begleitdokument Punktmaßnahmen) die bestehende 380-kV-Freileitung durch einen 380-kV-Leitungsneubau mit Hochstrombeseilung (zwei Stromkreise) in der bestehenden Trasse verstärkt. Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung wird möglichst die bestehende Trasse genutzt. Dabei können geringe Abweichungen von der aktuellen Trasse bei der nachgelagerten Planung entstehen, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen oder bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern. Hierzu ist, neben dem o. g. 380-kV-Anlagen-Neubau Querfurt, die 380-kV-Anlage in Klostermansfeld entsprechend zu erweitern (u. a. siehe Begleitdokument Punktmaßnahmen).

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M209b	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		22	x	x	x	x	2025	

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die 380-kV-Leitung Klostermansfeld – Querfurt besitzt derzeit eine Übertragungskapazität von ca. 1.660 MVA pro Stromkreis. Aufgrund der vorherrschenden Hauptleistungsflussrichtung von Nord nach Süd ist diese 380-kV-Leitung bei entsprechenden Erzeugungs- und Lastsituationen bereits heute hoch belastet. Gemäß Szenariorahmen ist über das Umspannwerk Klostermansfeld sowie über die geplanten Umspannwerke Schwanebeck und Querfurt eine Leistung aus erneuerbaren Energien (EE) von ca. 1.400 MW in B 2030 angeschlossen.

Netzplanerische Begründung

Die Übertragungskapazität der 380-kV-Leitung Klostermansfeld – Querfurt ist für die gemäß Szenariorahmen zu erwartenden Übertragungsaufgaben nicht ausreichend. Ohne die 380-kV-Netzverstärkung in bestehender Trasse wird die 380-kV-Leitung Klostermansfeld – Querfurt 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 Klostermansfeld – Querfurt einen Beitrag zur notwendigen Erhöhung der horizontalen Übertragungsfähigkeit im Raum Sachsen-Anhalt zu leisten. Die 380-kV-Leitung von Klostermansfeld nach Querfurt dient insbesondere dem EE-Ferntransport aus dem Raum Sachsen-Anhalt über Thüringen in den Süden der Bundesrepublik.

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 für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme M209b hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 des NEP-Berichts). Zur Anwendung einer Netzoptimierung mittels Freileitungsmonitoring ist die bestehende 380-kV-Leitung Klostermansfeld – Querfurt jedoch aufgrund ihrer Bauweise nicht geeignet.

Eine Entlastung der 380-kV-Verbindung von Klostermansfeld nach Querfurt durch Topologieänderungen (z. B. Entmaschung in Klostermansfeld) ist nicht möglich. Eine Netzverstärkung durch Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen scheidet ebenfalls aufgrund der Bauweise und Maststatik aus.

Prüfung alternativer Netzausbaumaßnahmen

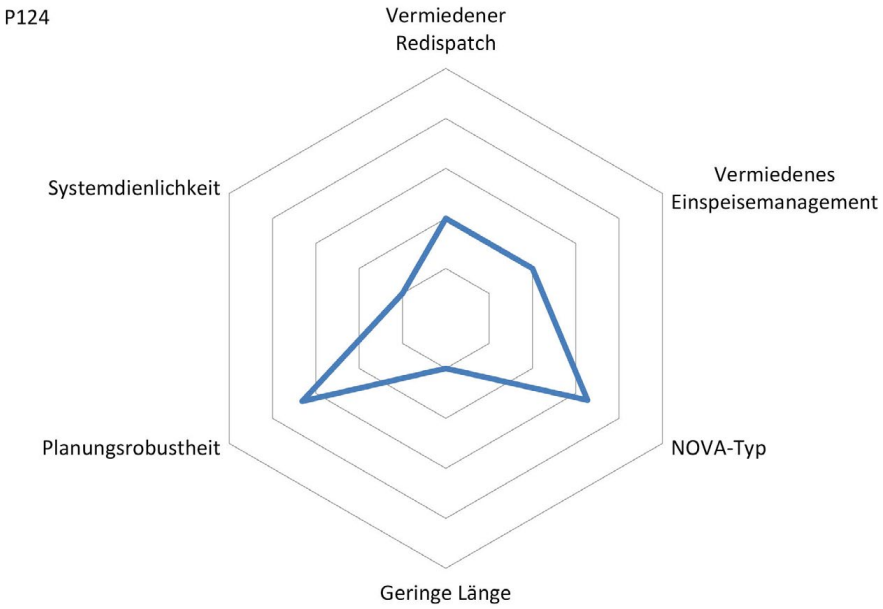
Zu den Maßnahmen sind keine anderen Netzoptimierungen oder -verstärkungen zur Beherrschung der erwarteten Leistungsfluss- und Netzsituationen in dieser Netzregion möglich, da in der vorherrschenden Hauptleistungsflussrichtung von Nord nach Süd keine parallelen 380-kV-Verbindungen vorhanden sind.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt 124 M209b Netzverstärkung Klostermansfeld – Querfurt– Lauchstädt wurde im NEP 2013 als notwendig identifiziert und von der Bundesnetzagentur bestätigt. Das Projekt 124 M209b Netzverstärkung Klostermansfeld – Querfurt– Lauchstädt wurde im NEP 2014 von der BNetzA noch nicht bestätig. Im NEP 2025 wurde das Projekt unter der Bezeichnung P124 Netzverstärkung Wolmirstedt – Klostermansfeld – Querfurt/ Nord ebenfalls als notwendig identifiziert.

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben. Nachfolgend erfolgt eine grafische Darstellung sowie eine textliche Beschreibung der wesentlichen Ergebnisse für das Projekt P124.



Das Projekt trägt zu einer günstigen, ökologischen und sicheren Energieversorgung bei. Es vermeidet Redispatch sowie EE-Einspeisemanagement und hebt Überlastungen im (n-1)-Fall auf. Außerdem wird das Projekt in bestehender Trasse neu errichtet, sodass aller Voraussicht nach kein neuer Trassenraum erforderlich wird. Das Projekt wurde in vorhergehenden Netzentwicklungsplänen bereits häufig als notwendig identifiziert. Das Projekt dient als regionale Verstärkung der Einbindung der Einspeisung aus unterlagerten Netzen.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P127: Horizontale Netzverstärkung: Regionale Maßnahmen in der Regelzone 50Hertz

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2016: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Bei folgenden bestehenden 380-kV-Anlagen in der Regelzone 50Hertz wurde Bedarf an horizontalen Netzverstärkungs- bzw. Netzausbaumaßnahmen (Ausbau von bestehenden Anlagen) identifiziert. Diese werden nachrichtlich in untenstehender Tabelle aufgeführt:

- M393: Lubmin
  1x 380/220-kV-Netzkuppeltransformator, Erhöhung der horizontalen Übertragungskapazität in Mecklenburg-Vorpommern.

- M397: Röhrsdorf
  2x 380/220-kV-Netzkuppeltransformatoren, Umstrukturierung der horizontalen Übertragungskapazität in Sachsen.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M393	Anlage	Netzausbau: horizontal			x	x	x	x	2018	4: genehmigt oder im Bau
M397	Anlage	Netzausbau: horizontal			x	x	x	x	2020-2025	

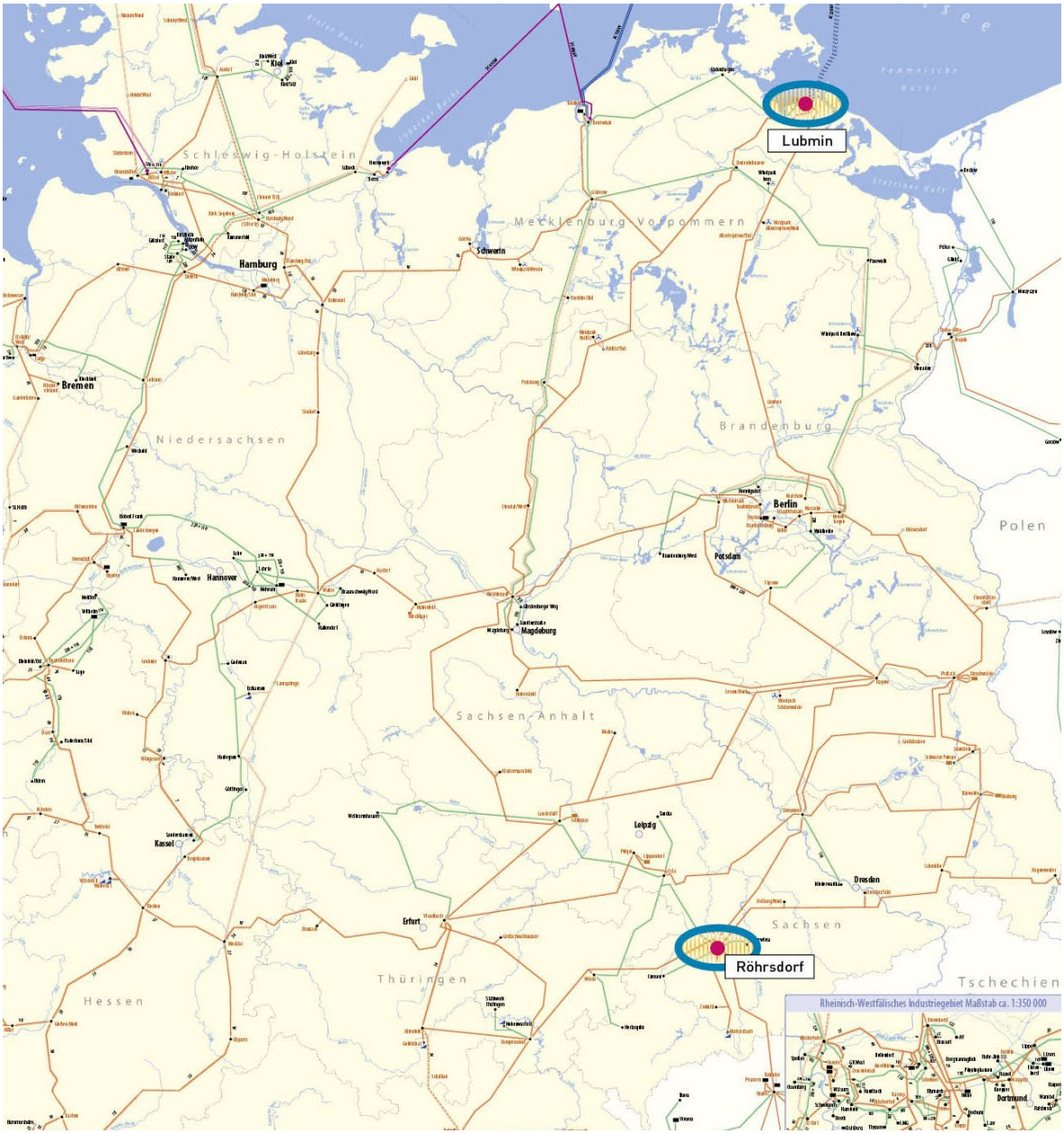
Begründung des geplanten Projekts

Die Projekte der horizontalen Netzverstärkung bzw. des horizontalen Netzausbaus dienen der Umstrukturierung bzw. der Erhöhung der horizontalen Übertragungskapazität.

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben.

Das Projekt kann mit den im Rahmen der Projektcharakterisierung eingesetzten Kriterien nicht bewertet werden, da es sich um Punktmaßnahmen ohne überregionale Transportaufgabe handelt.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P132: Netzverstärkung im östlichen Ruhrgebiet

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2016: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Transportkapazität im östlichen Ruhrgebiet. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M252: Lippe – Mengede
  Im Rahmen der Maßnahme ist eine Verstärkung der Transportkapazität durch einen Wechsel der Beseilung einer bestehenden Leitung erforderlich (Netzverstärkung).

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetrieb-nahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M252	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/Umbeseilung		10	x	x	x	x	bis 2030	

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 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 Netzverstärkung zwischen Lippe und Mengede erhöht die Übertragungskapazität im östlichen Ruhrgebiet. Die hohen Auslastungen auf den bestehenden Leitungen werden hierdurch verringert. Die Netzverstärkung wird zusätzlich zu P30 M61 erforderlich.

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 für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.

Das Projekt hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA Grundsatz berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur kann durch die Maßnahme M252 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen.

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

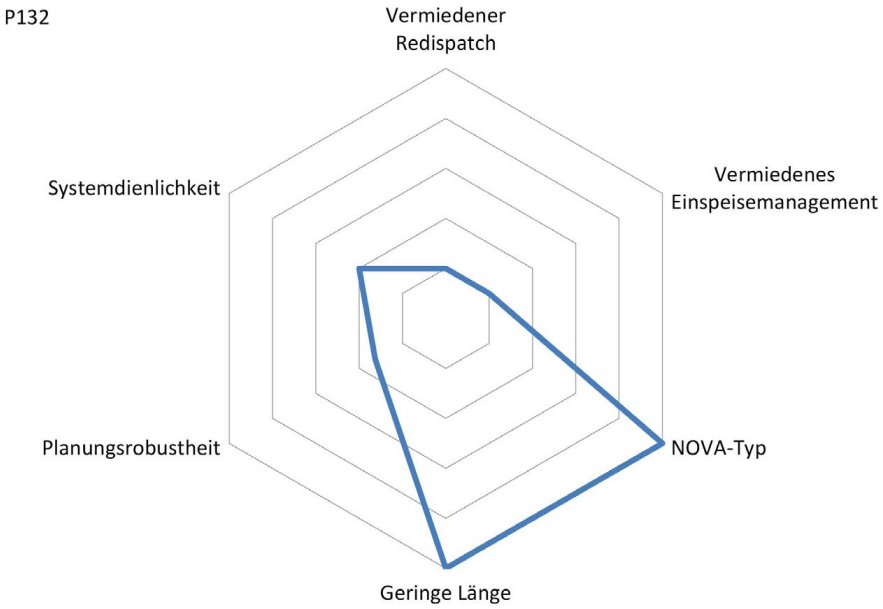
Die Maßnahmen werden unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen.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

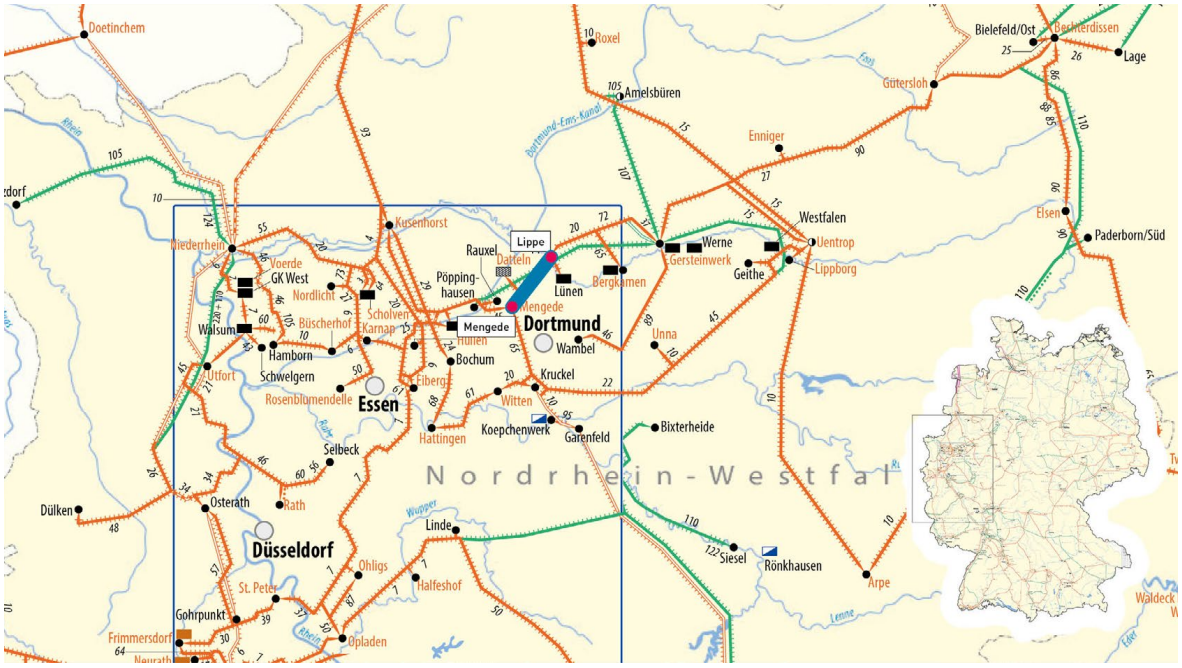
Das Projekt P132 wurde im *NEP 2013* erstmalig identifiziert.

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben. Nachfolgend erfolgt eine grafische Darstellung sowie eine textliche Beschreibung der wesentlichen Ergebnisse für das Projekt P132.



Das Projekt trägt zu einer günstigen, ökologischen und sicheren Energieversorgung bei. Es vermeidet Redispatch und hebt Überlastungen im (n-1)-Fall auf. Außerdem besteht das Projekt aus einer Zu-/Umbeseilung ohne Neubau und es ist aller Voraussicht nach kein neuer Trassenraum erforderlich. Das Projekt hat eine hohe Bedeutung für die regionale Versorgungsaufgabe. Das Projekt wurde in vorhergehenden Netzentwicklungsplänen bereits mehrfach als notwendig identifiziert.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P133: Netzoptimierung und -verstärkung zwischen Borken und Gießen/Nord

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2016: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität und der gezielten Steuerung von Wirkleistungsflüssen innerhalb Hessens und enthält folgende Maßnahmen:

- M253: Borken – Gießen/Nord
  Im Rahmen der Maßnahme ist die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung zwischen Borken und Gießen/Nord vorgesehen (Netzverstärkung). Eine Verstärkung mittels Hochtemperaturleiter ist – vorbehaltlich der Genehmigungsfähigkeit – grundsätzlich möglich. Darüber hinaus müssen die Schaltanlagen in Borken und Gießen/Nord verstärkt werden (Netzverstärkung).

- M253PST Lastflusssteuernde Maßnahme Borken
  Im Rahmen der Maßnahme ist eine Optimierung der Übertragungsleistung der 380-kV-Leitungen in Borken vorgesehen (Netzoptimierung). Hierfür müssen Anlagen zur Lastflusssteuerung wie z.B. drei Phasenschiebertransformatoren (PST) in die Leitung von Borken nach Gießen/Nord installiert werden. Zur Einbindung dieser Anlagen in das Übertragungsnetz muss voraussichtlich ein neues Umspannwerk in Borken errichtet werden (Netzausbau).

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M253	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/ Umbeseilung		73	x	x	x	x	*2025*	
M253 PST	Anlage	Netzverstärkung: horizontal			x	x	x	x	2030	

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 für eine Kombination aus AC-Netz und Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahmen M253 und M253PST haben sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 des NEP-Berichts).

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass durch FLM die geforderte Stromtragfähigkeit von 3.600 A pro Stromkreis nicht erreicht werden kann. Durch den Einsatz von HTL ist es dagegen – vorbehaltlich der Genehmigungsfähigkeit – grundsätzlich möglich, die Freileitung mit 3.600 A zu betreiben.

Zusätzlich wurde festgestellt, dass die Übertragungskapazität zwischen Borken und Gießen/Nord durch einen ungesteuerten Lastfluss überschritten wird. Aus diesem Grund müssen in die 380-kV-Struktur Anlagen zur Lastflusssteuerung integriert werden.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

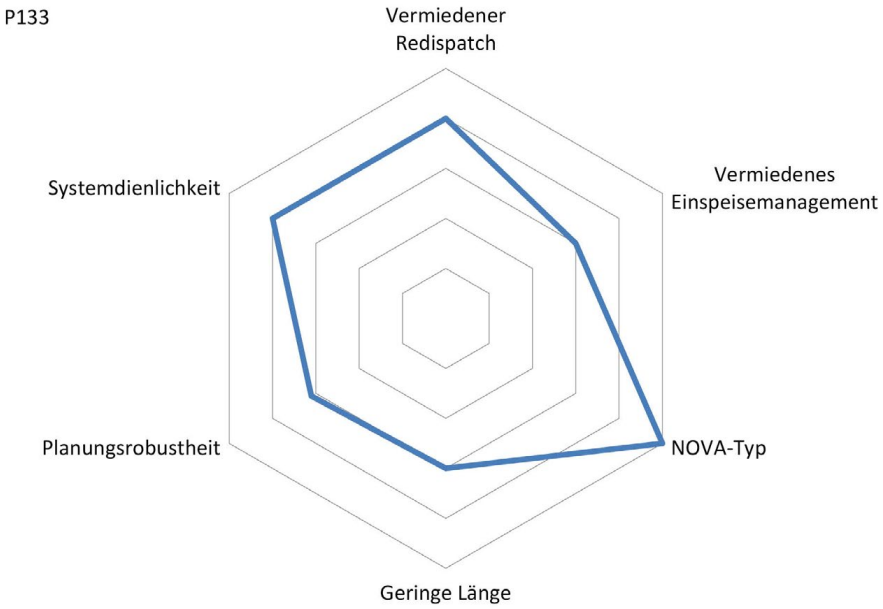
Weitere alternative Einzelmaßnahmen wurden nicht untersucht, da es sich bei der Verbindung um eine bereits existierende Leitung handelt. Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Verstärkung dieser bestehenden Verbindung in Betracht gezogen. Andere bereits existierende Leitungen, mit denen sich die Übertragungsaufgabe sinnvoll erfüllen ließe, gibt es in der Region nicht. Die zu P133 Borken – Gießen alternative Strecke Borken – Mecklar – Bergrheinfeld/West bzw. Borken - Mecklar– Dipperz – Urberach wird bereits im Rahmen der Projekte P118 und P43/P43mod verstärkt und steht insofern als Alternative nicht zur Verfügung.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Die Maßnahme M253 wurde bereits im NEP 2013, im NEP 2014 sowie im NEP 2025 in einigen Szenarien identifiziert. Sie wurde von der Bundesnetzagentur bisher noch nicht bestätigt.Die Maßnahme M253PST wurde im NEP 2030 erstmals identifiziert.

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben. Nachfolgend erfolgt eine grafische Darstellung sowie eine textliche Beschreibung der wesentlichen Ergebnisse für das Projekt P133.



Das Projekt hat einen hohen systemischen Nutzen und trägt zu einer günstigen, ökologischen und sicheren Energieversorgung bei. Dies zeigt sich auf Basis der Mengen an vermiedenem Redispatch und Einspeisemanagement sowie auf Basis vieler behobener Überlastungen im (n-1)-Fall. Außerdem besteht das Projekt aus einer Zu-/Umbeseilung ohne Neubau und es ist aller Voraussicht nach kein neuer Trassenraum erforderlich. Das Projekt bzw. die enthaltenen Maßnahmen wurden in vorhergehenden Netzentwicklungsplänen bereits häufig als notwendig identifiziert.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P135: Netzverstärkung zwischen Bechterdissen und Ovenstädt

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2016: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Nordrhein-Westfalens zwischen Bechterdissen und Ovenstädt und enthält folgende Maßnahme:

- M255: Netzverstärkung zwischen Bechterdissen und Ovenstädt
  Im Rahmen der Maßnahme ist die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung zwischen Bechterdissen und Ovenstädt über Eickum vorgesehen (Netzverstärkung). Eine HTL-Umbeseilung ist – vorbehaltlich der Genehmigungsfähigkeit – möglich. Eickum ist hierbei voll einzuschleifen. Hierfür sind die 380-kV-Schaltanlagen in Bechterdissen, Eickum und Ovenstädt zu verstärken (Netzverstärkung).

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M255	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/Umbeseilung		60	x	x	x	x	2030	

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 für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme M255 hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 des NEP-Berichts).

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass FLM nicht ausreichend ist, um die erforderliche Stromtragfähigkeit von 3.600 A zu erreichen. Eine HTL-Umbeseilung ist ist dagegen – vorbehaltlich der Genehmigungsfähigkeit – grundsätzlich möglich.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

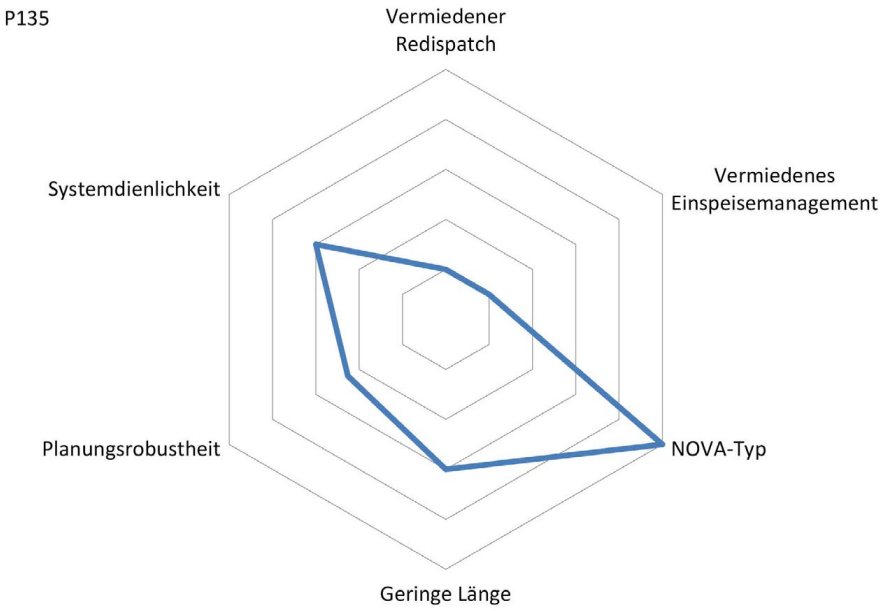
Weitere alternative Einzelmaßnahmen wurden nicht untersucht, da es sich bei der Verbindung um eine bereits existierende Leitung handelt. Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Verstärkung dieser bestehenden Verbindung in Betracht gezogen. Andere bereits existierende Leitungen, mit denen sich die Übertragungsaufgabe sinnvoll erfüllen ließe, gibt es in der Region nicht.

Bisherige Bestätigung des Projekts

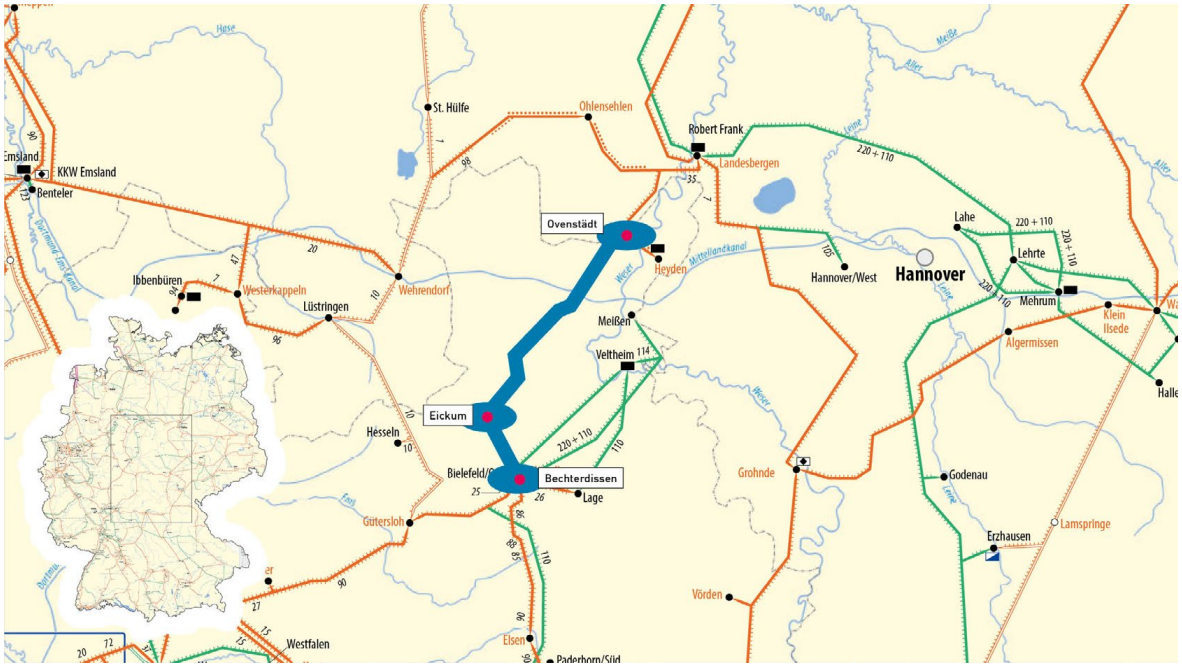
Das Projekt wurde bereits im NEP 2013 sowie im NEP 2025 in einigen Szenarien identifiziert, aber bisher von der BNetzA nicht bestätigt.

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben. Nachfolgend erfolgt eine grafische Darstellung sowie eine textliche Beschreibung der wesentlichen Ergebnisse für das Projekt P135.



Das Projekt trägt zu einer günstigen, ökologischen und sicheren Energieversorgung bei. Es vermeidet Redispatch und hebt Überlastungen im (n-1)-Fall auf. Außerdem besteht das Projekt aus einer Zu-/Umbeseilung ohne Neubau, sodass aller Voraussicht nach kein neuer Trassenraum erforderlich wird. Das Projekt wurde in vorhergehenden Netzentwicklungsplänen bereits mehrfach als notwendig identifiziert.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P150: Netzverstärkung Lauchstädt – Wolkramshausen – Vieselbach

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz Nr. BBPlG 2015: 44

Nr. TYNDP 2016: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Sachsen-Anhalt und Thüringen. Das Projekt wurde im NEP 2014 als P150: Netzverstärkung Lauchstädt – Vieselbach mit der Maßnahme M352: Lauchstädt – Wolkramshausen – Vieselbach ausgewiesen und von der BNetzA bestätigt.

Im NEP 2025 wurde im Ergebnis der Netzanalysen, unter Berücksichtigung der Einbindung des geplanten Umspannwerks Querfurt, u.a. das Projekt P150 modifiziert und der notwendige Bereich für eine Netzverstärkung auf den Abschnitt Querfurt – Wolkramshausen präzisiert (ehemals Abschnitt Lauchstädt – Wolkramshausen der P150/M352 im NEP 2014). Auch im vorliegenden NEP 2030 ist für den Leitungsabschnitt Lauchstädt – Querfurt keine Erhöhung der Übertragungskapazität erforderlich.

Die Weiterführung der Maßnahme von Wolkramshausen über Ebeleben nach Vieselbach ist in P224 beschrieben.

- M352a: Querfurt – Wolkramshausen
  Von Querfurt nach Wolkramshausen wird eine neue 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung in der bestehenden 220-kV-Trasse errichtet. Bei der Ablösung der bestehenden 220-kV- durch die neue 380- kV-Leitung wird möglichst die bestehende Trasse genutzt. Dabei können geringe Abweichungen von der aktuellen Trasse bei der nachgelagerten Planung entstehen, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen oder bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern.

Die geplante 380-kV-Anlage in Querfurt (s. Begleitdokument Punktmaßnahmen) ist zu erweitern und die 220-kV-Anlage Wolkramshausen inkl. 220/110-kV-Transformation am Standort mittels 380-kV-Neubau inkl. 380/110-kV-Transformation auf 380 kV umzustellen (M352 TR1 in Wolkramshausen). Weiterhin ist an den Standorten Querfurt und Wolkramshausen im Kontext des Neubaus von P150 und P224 jeweils ein 380/220-kV-Netzkuppeltransformator zu errichten (M352 TR2). *Der Netzkuppeltransformator in Wolkramshausen wird bauablaufbedingt temporär benötigt, da die Projekte P150 und P224 zeitlich nacheinander realisiert werden und während der Umbauphase die Versorgung des verbleibenden 220-kV-Teilstücks sichergestellt werden muss.*

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M352a	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		71	x	x	x	x	2024	
M352 TR1	Anlage	Netzverstärkung: horizontal und vertikal			x	x	x	x	2024	
M352 TR2	Anlage	Netzverstärkung: horizontal			x	x	x	x	2024	

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Die 220-kV-Leitungen von Eula nach Wolkramshausen besitzen derzeit eine Übertragungskapazität von ca. 410 MVA und die von Wolkramshausen nach Vieselbach von ca. 710 MVA pro 220-kV-Stromkreis. Aufgrund der vorherrschenden Hauptleistungsflussrichtung von Nordost nach Südwest und der Rückspeisung von Leistung aus erneuerbaren Energien (EE) aus den nachgelagerten Verteilungsnetzen sind diese 220-kV-Leitungen im Bereich Wolkramshausen – Vieselbach bei entsprechenden Erzeugungs- und Lastsituationen bereits heute hoch belastet. Gleiches trifft auf die in der Netzregion parallel verlaufende 380-kV-Leitung Lauchstädt – Vieselbach (1. Abschnitt der Südwest-Kupelleitung) zu. Diese ist bereits hochstromfähig und besitzt eine Übertragungsfähigkeit von ca. 2.400 MVA pro Stromkreis. Die bestehenden 380- und 220-kV-Leitungen Lauchstädt – Vieselbach und Eula – Wolkramshausen – Vieselbach besitzen somit für die zu erwartenden Übertragungsaufgaben insgesamt eine zu geringe Übertragungskapazität. Zur Erhöhung der Übertragungskapazität müssen folglich die Spannungsebene der 220-kV-Leitungen auf 380 kV erhöht und die Leitungen von Querfurt nach Wolkramshausen (P150) und von Wolkramshausen nach Vieselbach (siehe auch P224: Netzverstärkung Wolkramshausen – Ebeleben – Vieselbach) neu errichtet werden. Ohne den v. g. Neubau in bestehender Trasse (Netzverstärkung) wird die bestehende 380-kV-Leitung Lauchstädt – Vieselbach bei Ausfall eines 380-kV-Stromkreises dieser Leitung unzulässig hoch belastet.

Das netztechnische Ziel des Projekts ist es, durch die Erhöhung der Übertragungskapazität auf der Achse Lauchstädt – Querfurt – Wolkramshausen – Vieselbach einen Beitrag zur netztechnisch notwendigen Erhöhung der horizontalen Übertragungsfähigkeit in Sachsen-Anhalt und Thüringen zu leisten. Die 380-kV-Leitungen von Querfurt über Wolkramshausen nach Vieselbach dienen insbesondere dem EE-Ferntransport aus Sachsen-Anhalt über Thüringen in den Süden der Bundesrepublik. Zur Sicherung der bestehenden Übertragungs- und Versorgungsaufgaben in Richtung Eula ist am Standort Querfurt ein 380/220-kV-Netzkuppeltransformator erforderlich, so dass über die verbleibende 220-kV-Verbindung Querfurt– Eula eine Besicherung der 220-kV-Netzregion Leipzig/Chemnitz bis zur perspektivischen 380-kV-Netzstrukturänderung erfolgt.

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 für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme 352a hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Zur Maßnahme 352a sind keine anderen Netzoptimierungen oder -verstärkungen zur Beherrschung der erwarteten Leistungsfluss- und Netzsituationen in dieser Netzregion möglich, da in der vorherrschenden Hauptleistungsflussrichtung von Nordost nach Südwest keine weiteren parallelen 380-kV- bzw. 220-kV-Verbindungen vorhanden sind. Eine Reduzierung der Belastung der 380-kV-Verbindung von Lauchstädt nach Vieselbach durch Topologieänderungen führt lediglich zu einer nicht ausreichenden Reduzierung der Leitungsbelastung.

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 des NEP-Berichts). Zur Anwendung einer Netzoptimierung mittels Freileitungsmonitoring 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 bestehenden 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

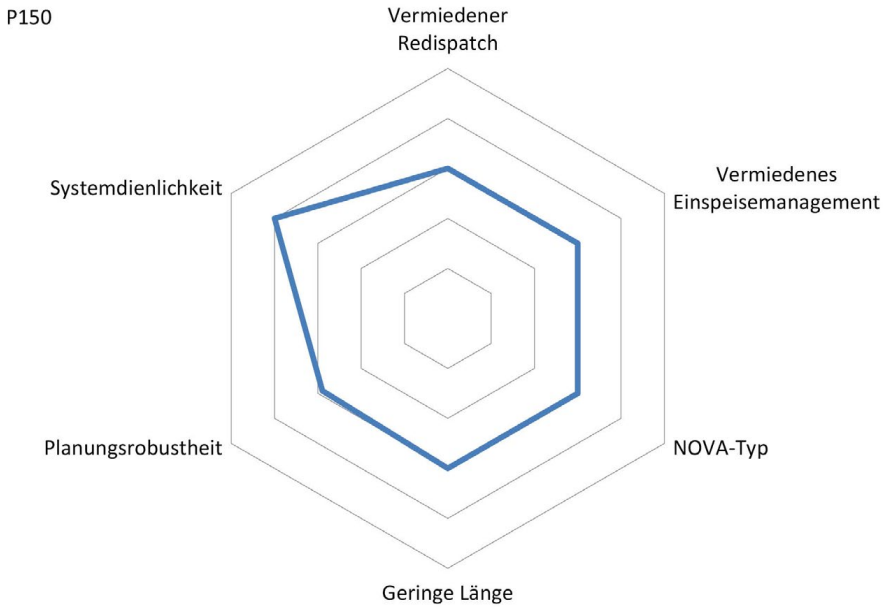
Eine Netzverstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung von Lauchstädt nach Vieselbach mittels Aufrüstung von zwei auf vier Stromkreisen ist aufgrund des Planfeststellungsbeschlusses zu dieser Leitung und der daraus resultierenden Bauweise nicht möglich. Für diese Leitung wurde auf Veranlassung der Deutschen Bahn, im Zuge der Verkehrsprojekte Deutsche Einheit (Neubau einer ICE-Strecke), für die ehemalige 220-kV-Leitung auf einer großen Strecke eine 380-kV-Leitungstrasse räumlich neu eingeordnet, als 380-kV-Doppelleitung planfestgestellt sowie durch 50Hertz errichtet und als 1. Abschnitt der Südwest-Kuppelleitung 2008 in Betrieb genommen. Aus diesen Gründen ist die Nutzung der 220-kV-Trassen Querfurt – Wolkramshausen – Vieselbach in Verbindung mit der regional dort möglichen Netzstrukturänderung insgesamt aus technisch-wirtschaftlicher Sicht als Netzverstärkungsmaßnahme vorzuziehen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt 150 wurde als damalige Gesamtmaßnahme M352 Lauchstädt – Wolkramshausen – Vieselbach im NEP 2014 erstmals identifiziert, und von der BNetzA bestätigt und in den Bundesbedarfsplan aufgenommen (Nr. 44). Im NEP 2025 wurde das Projekt P150 unter dem Titel Netzverstärkung Querfurt/Nord – Wolkramshausen als notwendig identifiziert.

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben. Nachfolgend erfolgt eine grafische Darstellung sowie eine textliche Beschreibung der wesentlichen Ergebnisse für das Projekt P150.



Das Projekt hat einen hohen systemischen Nutzen und trägt zu einer günstigen, ökologischen und sicheren Energieversorgung bei. Es vermeidet Redispatch sowie EE-Einspeisemanagement und hebt viele Überlastungen im (n-1)-Fall auf. Außerdem wird das Projekt in bestehender Trasse neu errichtet, sodass aller Voraussicht nach kein neuer Trassenraum erforderlich wird. Das Projekt bzw. die enthaltenen Maßnahmen wurden in vorhergehenden Netzentwicklungsplänen bereits häufig als notwendig identifiziert.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P151: Netzverstärkung zwischen Borken und Twistetal

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT Nr. BBPlG 2015: 45

Nr. TYNDP 2016: -

Beschreibung des geplanten Projekts

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

- M353: Borken – Twistetal
  Im Rahmen der Maßnahme ist die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung zwischen Borken und Twistetal vorgesehen (Netzverstärkung). Außerdem sind die Schaltanlagen in Borken und Twistetal zu verstärken (Netzverstärkung). Weiterhin ist die Schaltanlage in Waldeck voll einzuschleifen. In Waldeck ist darüber hinaus eine Erweiterung des Pumpspeicherkraftwerks geplant.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetrieb-nahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M353	Leitung	Netzverstärkung: Strom-kreisauflage/Umbeseilung		42	x	x	x	x	2024	

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Die bestehende Leitung ist eine wichtige Nord-Süd-Trasse im TenneT-Höchstspannungsnetz. Bei Ausfall eines Stromkreises ist der parallele Stromkreis unzulässig hoch belastet. Aus diesem Grund muss die Stromtragfähigkeit der Leitung erhöht werden.

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 für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme M353 hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 des NEP-Berichts).

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass durch FLM die erforderliche Stromtragfähigkeit von 3.600 A nicht erreicht werden kann. Der Einsatz von HTL ist dagegen – vorbehaltlich der Genehmigungsfähigkeit – grundsätzlich möglich und kann mit geringem baulichem Aufwand realisiert werden.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

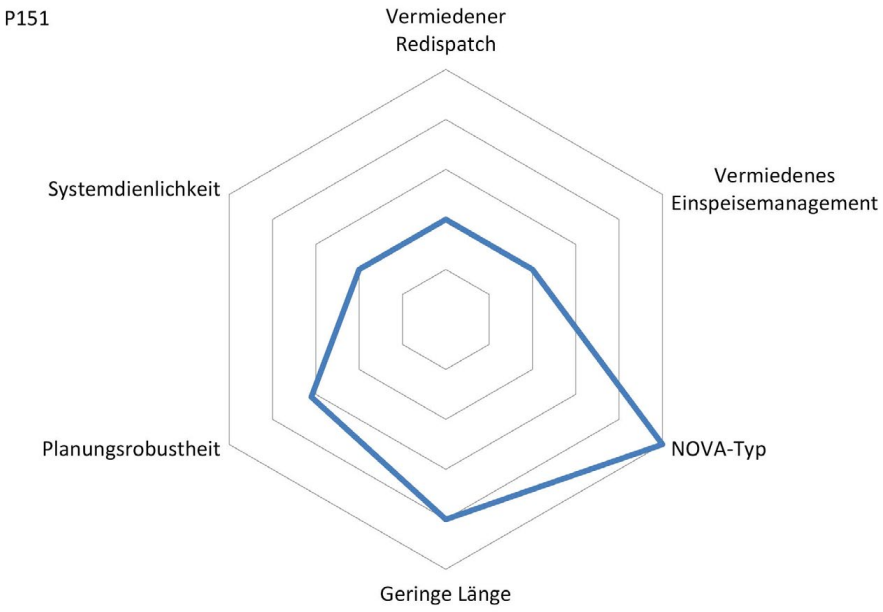
Weitere alternative Einzelmaßnahmen wurden nicht untersucht, da es sich bei der Verbindung um eine bereits existierende Leitung handelt. Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Verstärkung dieser bestehenden Verbindung in Betracht gezogen. Andere bereits existierende Leitungen, mit denen sich die Übertragungsaufgabe sinnvoll erfüllen ließe, gibt es in der Region nicht.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P151 wurde im NEP 2014 von der BNetzA bestätigt und ist Teil des Bundesbedarfsplans (Vorhaben Nr. 45).

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben. Nachfolgend erfolgt eine grafische Darstellung sowie eine textliche Beschreibung der wesentlichen Ergebnisse für das Projekt P151.



Das Projekt trägt zu einer günstigen, ökologischen und sicheren Energieversorgung bei. Es vermeidet Redispatch sowie EE-Einspeisemanagement und hebt Überlastungen im (n-1)-Fall auf. Außerdem besteht das Projekt aus einer Zu-/Umbeseilung ohne Neubau, sodass aller Voraussicht nach kein neuer Trassenraum erforderlich wird. Das Projekt wurde in vorhergehenden Netzentwicklungsplänen bereits häufig als notwendig identifiziert.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P152: Netzverstärkung zwischen Wahle und Mehrum

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2016: -

Beschreibung des geplanten Projekts

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

- M354: Netzverstärkung zwischen Wahle und Klein Ilsede
  Im Rahmen der Maßnahme ist die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung zwischen Wahle und Klein Ilsede vorgesehen (Netzverstärkung). Eine HTL-Umbeseilung ist – vorbehaltlich der Genehmigungsfähigkeit – grundsätzlich möglich. Hierfür sind die Anlagen in Wahle und Klein Ilsede zu verstärken (Netzverstärkung).

- M370a: Netzverstärkung zwischen Klein Ilsede und Mehrum
  Im Rahmen der Maßnahme ist die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung zwischen Klein Ilsede und Mehrum vorgesehen (Netzverstärkung). Eine HTL-Umbeseilung ist – vorbehaltlich der Genehmigungsfähigkeit – grundsätzlich möglich. Hierfür sind die Anlagen in Klein Ilsede und Mehrum zu verstärken (Netzverstärkung).

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M354	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/ Umbeseilung		10		x	x	x	2030	
M370a	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/ Umbeseilung		11		x	x	x	2030	

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Die bestehende 380-kV-Leitung von Wahle nach Mehrum ist eine wichtige Ost-West-Spange im TenneT-Höchstspannungsnetz. Bei Ausfall eines Stromkreises ist der parallele Stromkreis unzulässig belastet. Aus diesem Grund muss die Stromtragfähigkeit der Leitung erhöht werden.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 des NEP-Berichts).

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass durch FLM die geforderte Stromtragfähigkeit von 3.600 A nicht erreicht werden kann. Durch das Austauschen der Leiterseile durch HTL ist es – vorbehaltlich der Genehmigungsfähigkeit – mit relativ geringem baulichen Aufwand möglich, die geforderte Übertragungskapazität zu erreichen.

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 für eine Kombination aus AC-Netz und Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahmen M354 und M370a haben sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

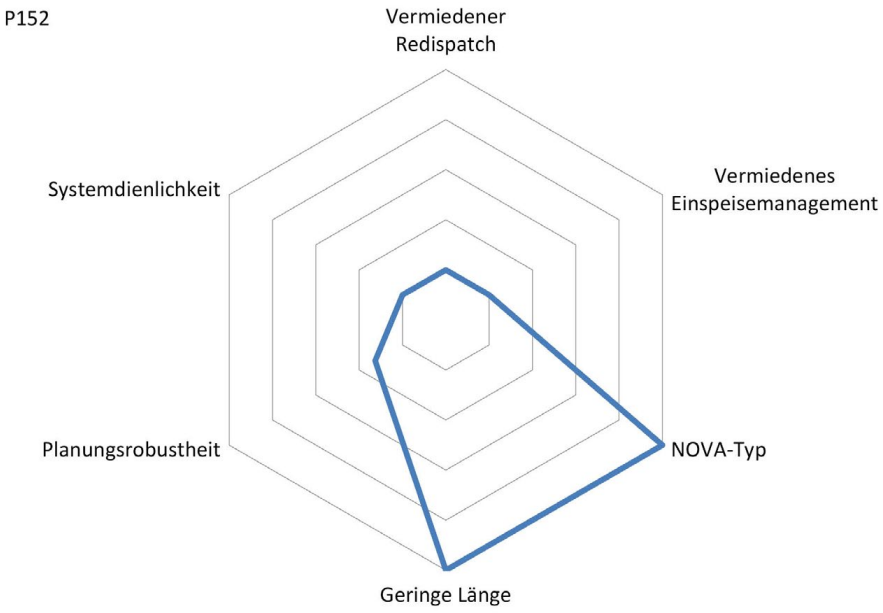
Weitere alternative Einzelmaßnahmen wurden nicht untersucht, da es sich bei der Verbindung um eine bereits existierende Leitung handelt. Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Verstärkung dieser bestehenden Verbindung in Betracht gezogen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

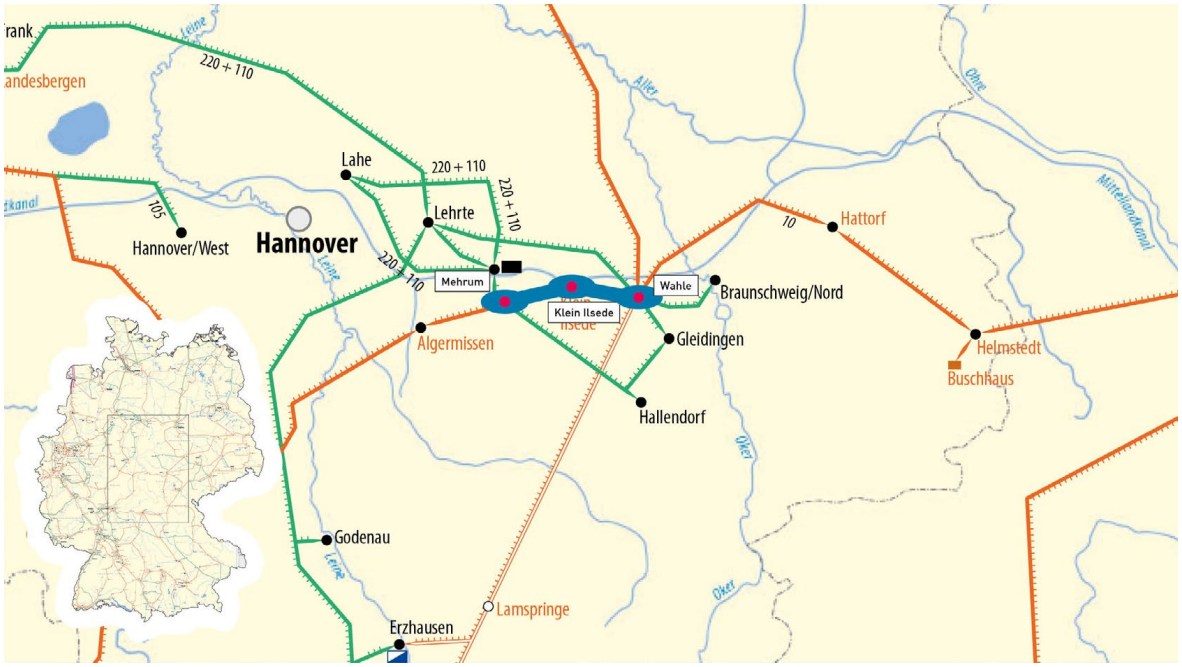
Das Projekt P152 wurde bereits im NEP 2013 sowie im NEP 2014 für die Strecke Wahle – Klein Ilsede – Grohnde in einigen Szenarien als notwendig identifiziert, von der BNetzA jedoch noch nicht bestätigt.

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben. Nachfolgend erfolgt eine grafische Darstellung sowie eine textliche Beschreibung der wesentlichen Ergebnisse für das Projekt P152.



Das Projekt trägt zu einer günstigen, ökologischen und sicheren Energieversorgung bei. Es vermeidet Redispatch und hebt Überlastungen im (n-1)-Fall auf. Außerdem besteht das Projekt aus einer Zu-/Umbeseilung ohne Neubau und es ist aller Voraussicht nach kein neuer Trassenraum erforderlich. Das Projekt bzw. die enthaltenen Maßnahmen wurden in vorhergehenden Netzentwicklungsplänen bereits mehrfach als notwendig identifiziert.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P153: Netzausbau: Umspannwerk Alfstedt

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2016: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Mit der Maßnahme wird die Umspannkapazität im Raum Alfstedt erhöht, um EE-Einspeiseleistung zu integrieren. Das Projekt enthält folgende Maßnahme:

- M355: Umspannwerk Alfstedt
  Um die Umspannkapazität zu erhöhen, wird das Umspannwerk Alfstedt ausgebaut bzw. neu errichtet, um einen dritten 380/110-kV-Transformator aufstellen zu können. Dafür muss die bestehende 380-kV-Schaltanlage ertüchtigt werden.

Das Projekt P153 steht in Verbindung mit dem Leitungsbauprojekt P23, ist jedoch unabhängig von der Umsetzung von P23 erforderlich.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M355	Anlage	Netzausbau: vertikal und horizontal			x	x	x	x	*2022*	

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Die installierte EE-Einspeiseleistung im Raum Alfstedt, überwiegend aus Onshore-Windenergie und Photovoltaik, hat sich in den letzten Jahren stark erhöht. Für die nächsten Jahre gehen alle Szenarien von einem weiteren Anstieg der EE-Einspeisung aus. Hierfür sind die vorhandenen Umspannkapazitäten bereits heute nicht mehr ausreichend.

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 für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme M355 hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Die Prüfung nach NOVA wurde bei diesem Projekt berücksichtigt.

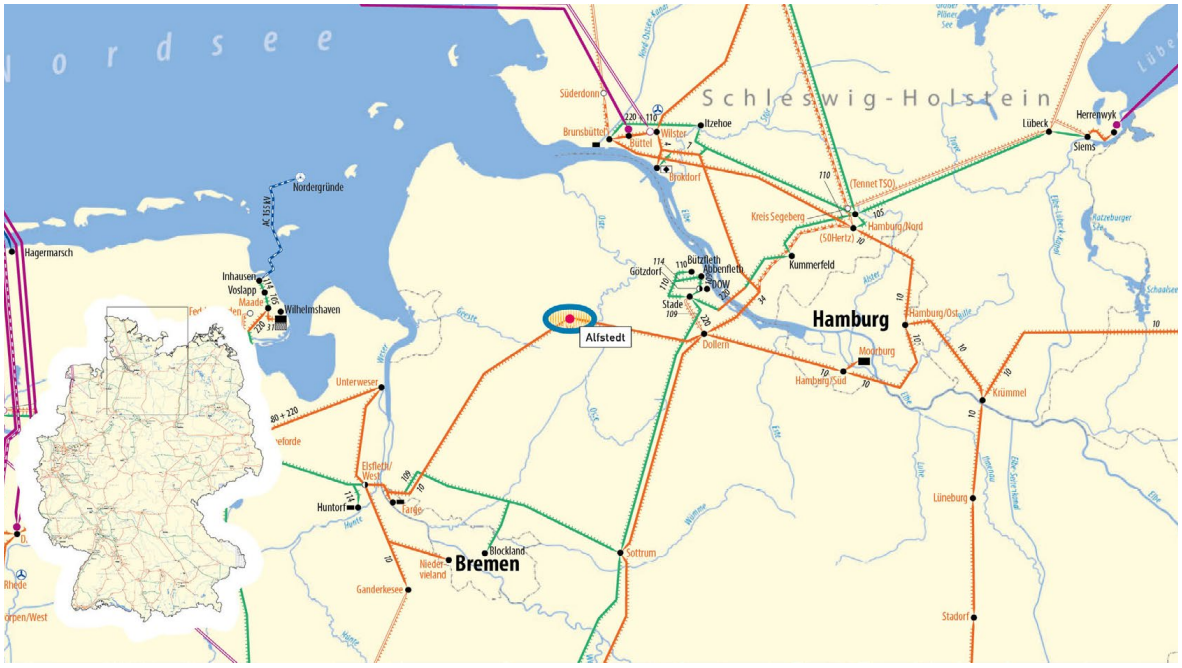
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Weitere alternative Einzelmaßnahmen wurden nicht untersucht, da es sich um ein bestehendes Umspannwerk handelt. Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Verstärkung dieser bestehenden Anlage in Betracht gezogen.

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben.

Das Projekt kann mit den im Rahmen der Projektcharakterisierung eingesetzten Kriterien nicht bewertet werden, da es sich um eine Punktmaßnahme ohne überregionale Transportaufgabe handelt und zur regionalen Integration von erneuerbaren Energien dient.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P154: Netzausbau in Siegburg

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2016: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Transportkapazität im Raum um Siegburg. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M356: 380/220-kV-Transformator Siegburg
  Die Maßnahme beinhaltet den Neubau einer 380-kV-Schaltanlage und Aufstellung eines 380/220-kV Transformators (Netzausbau).

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M356a	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	1		x	x	x	x	2018	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M356 TR1	Anlage	Netzausbau: horizontal			x	x	x	x	2018	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

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 Maßnahme behebt Überlastungen im Übertragungsnetz und dient der Spannungsstützung und der Versorgungssicherheit im 220-kV-Netz in der Region Köln/Bonn.

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 für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA Grundsatz berücksichtigt. Ein Ausbau der bestehenden Netzinfrastruktur erfolgt durch die Maßnahme M356.

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

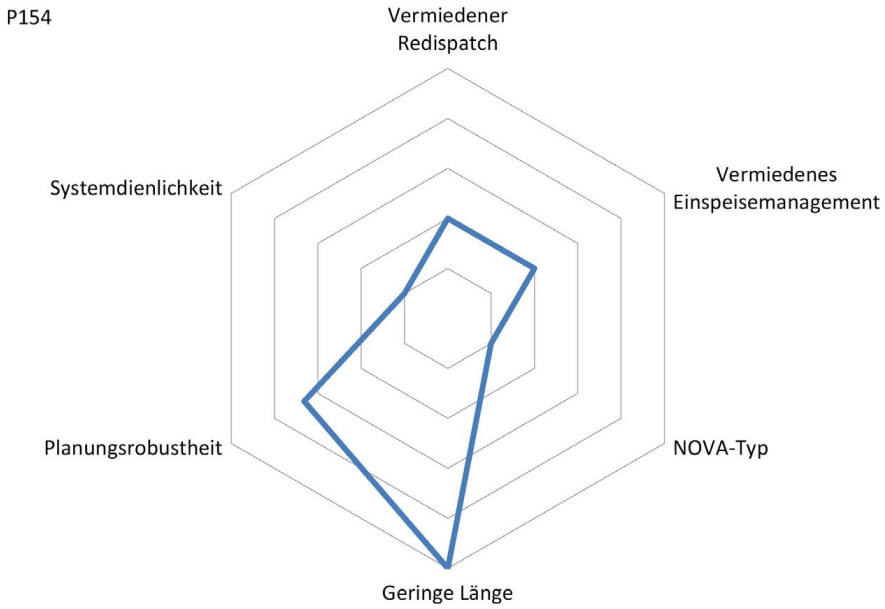
Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternative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

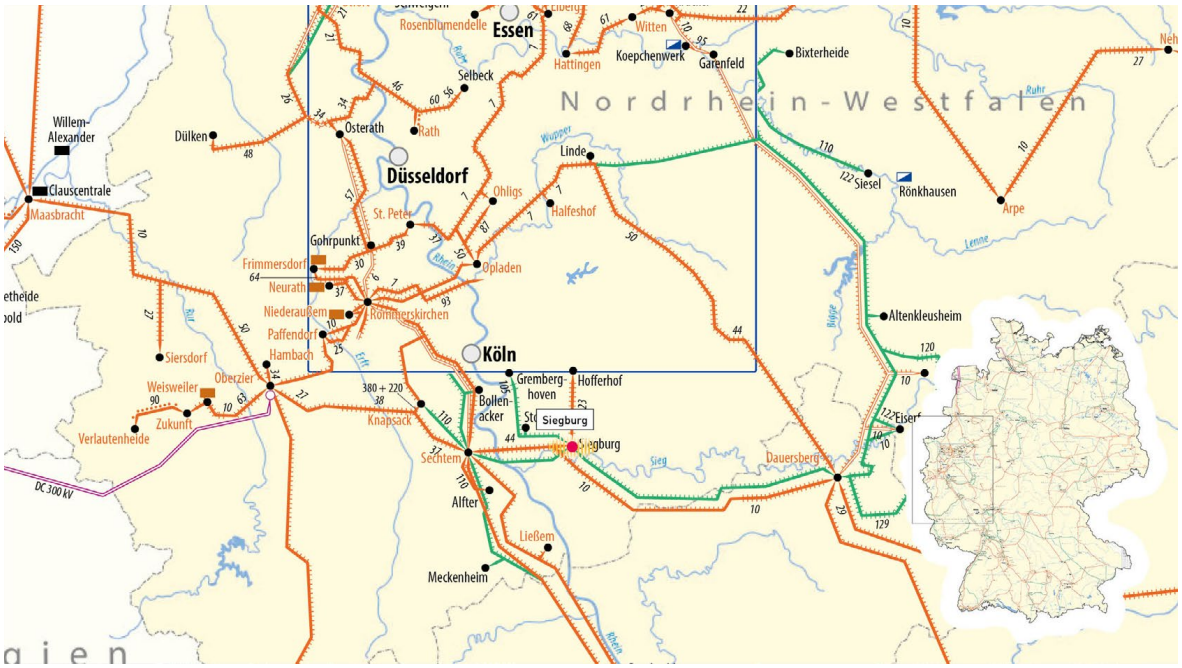
Das Projekt P154 wurde im NEP 2014 erstmalig identifiziert.

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben. Nachfolgend erfolgt eine grafische Darstellung sowie eine textliche Beschreibung der wesentlichen Ergebnisse für das Projekt P154.



Das Projekt trägt zu einer günstigen, ökologischen und sicheren Energieversorgung bei. Es vermeidet Redispatch sowie EE-Einspeisemanagement und hebt Überlastungen im (n-1)-Fall auf. Aufgrund der sehr kurzen Leitungslänge zeichnet sich das Projekt durch eine minimale Rauminanspruchnahme aus. Das Projekt hat eine hohe Bedeutung für die regionale Versorgungsaufgabe und wurde in vorhergehenden Netzentwicklungsplänen bereits häufig als notwendig identifiziert.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P155: Netzausbau: Errichtung einer 380-kV-Schaltanlage in Elsfleth/West

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2016: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen sowie der verbesserten Integration von Einspeiseleistung aus erneuerbaren Energien. Es enthält folgende Maßnahme:

- M357: Schaltanlage Elsfleth/West
  Derzeit bestehen 380-kV-Stromkreise zwischen den Umspannwerken Unterweser und Ganderkesee, Unterweser und Farge sowie Dollern und Niedervieland. In der geplanten 380-kV-Schaltanlage Elsfleth/West werden diese Stromkreise so angeschlossen, dass jeweils zwei parallele Verbindungen Elsfleth/West – Unterweser/West, Elsfleth/West – Ganderkesee und Elsfleth/West – Dollern entstehen (Netzausbau).

Dieses Projekt steht im Zusammenhang mit den Projekten P22 und P23.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M357	Anlage	Netzausbau: horizontal			x	x	x	x	2019	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach BImSchG

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

In die neue 380-kV-Schaltanlage Elsfleth/West sollen die 380-kV-Stromkreise Unterweser – Ganderkesee, Unterweser – Farge und Dollern – Niedervieland eingeführt werden. Durch die Einführung kommt es zu einer Vergleichmäßigung der Leistungsflüsse, die eine höhere Nutzung der 380-kV-Stromkreise 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 Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme M357 hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Die Prüfung nach NOVA wurde bei diesem Projekt berücksichtigt.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Anderweitige Planungsmöglichkeiten kommen nicht in Betracht, da der Nutzen der Maßnahme nur am Schnittpunkt der drei genannten Leitungen erzielt wird.

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben.

Das Projekt kann mit den im Rahmen der Projektcharakterisierung eingesetzten Kriterien nicht bewertet werden, da es sich um eine Punktmaßnahme handelt.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P159: Netzverstärkung Bürstadt – BASF

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2016: -

Beschreibung des geplanten Projekts

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

- M62: Bürstadt – BASF
  Das Projekt beinhaltet den Neubau einer 380-kV-Leitung in bestehender Trasse zwischen den 220-kV-Anlagen Bürstadt und BASF. Bis zur vollständigen Realisierung des Langfristkonzeptes wird diese neu errichtete 380-kV-Leitung zunächst in 220 kV betrieben. Die vollständige Umstellung erfolgt im Rahmen weiterer Maßnahmen. Längerfristig wird weiterer Ausbaubedarf und die Umstellung von 220-kV- auf 380-kV-Betrieb zwischen Bürstadt, BASF, Lambsheim und Daxlanden erforderlich, um die Übertragungsfähigkeit der betroffenen Netzabschnitte an den zunehmenden Bedarf anzupassen (Netzverstärkung).

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M62	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		13		x	x	x	2021	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

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

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 Leitung mit 380 kV möglich. Es ist zu beachten, dass aus betrieblichen Gründen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit der hochsensiblen Produktionsprozesse der BASF ein Kuppeln der 220-kV-Sammelschienen in Bürstadt und BASF W210 nicht zulässig ist.

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 für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme M62 hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA Grundsatz berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahme M62 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen.

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

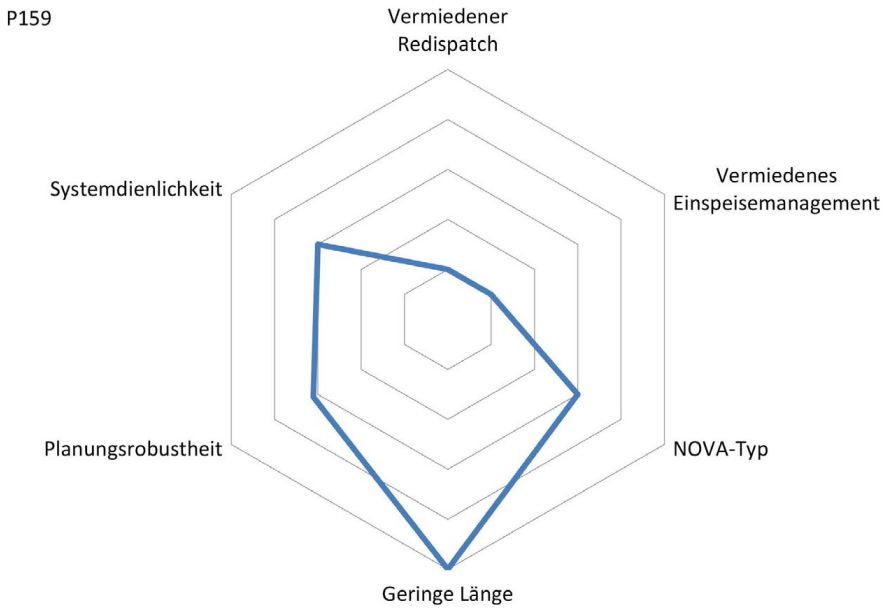
Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternative 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 P159 wurde im NEP 2014 erstmalig identifiziert.

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben. Nachfolgend erfolgt eine grafische Darstellung sowie eine textliche Beschreibung der wesentlichen Ergebnisse für das Projekt P159.



Das Projekt trägt zu einer günstigen, ökologischen und sicheren Energieversorgung bei. Es vermeidet Redispatch und hebt Überlastungen im (n-1)-Fall auf. Außerdem wird das Projekt in bestehender Trasse neu errichtet, sodass aller Voraussicht nach kein neuer Trassenraum erforderlich wird. Das Projekt hat eine hohe Bedeutung für die regionale Versorgungsaufgabe. Das Projekt wurde in vorhergehenden Netzentwicklungsplänen bereits häufig als notwendig identifiziert.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P161: Netzverstärkung südöstlich von Frankfurt

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion, TenneT Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2016: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität im südöstlichen Raum von Frankfurt. Die Kapazitätserhöhung steht im Zusammenhang mit dem Projekt P316, Karben-Kriftel und dem Projekt P47, Urberach – Pfungstadt – Weinheim – Altlußheim – Karlsruhe. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M91: Großkrotzenburg – Urberach
  Zwischen den 380-kV-Anlagen Großkrotzenburg, Dettingen und Urberach wird die Erweiterung einer bestehenden 380-kV-Leitung erforderlich. Durch die Erweiterung wird eine deutlich erhöhte Transportkapazität zwischen Großkrotzenburg und Urberach realisiert (Netzverstärkung). Darüber hinaus müssen die Schaltanlagen in Großkrotzenburg, Dettingen und Urberach erweitert werden (Netzverstärkung).

Um die Transportkapazität optimal auszunutzen, werden im Projekt P323 Phasenschiebertransformatoren in Urberach umgesetzt.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M91	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/Umbeseilung		24	x	x	x	x	2027	

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 Netzerweiterung zwischen Großkrotzenburg und Urberach erhöht die Übertragungskapazität in südwestliche Richtung. Die beschriebene Maßnahme beseitigt Überlastungen der heutigen 380-kV-Leitung Großkrotzenburg – Dettingen – Urberach.

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 für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030, ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Dieses Projekt hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA-Grundsatz berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahme M91 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen.

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 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. 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.

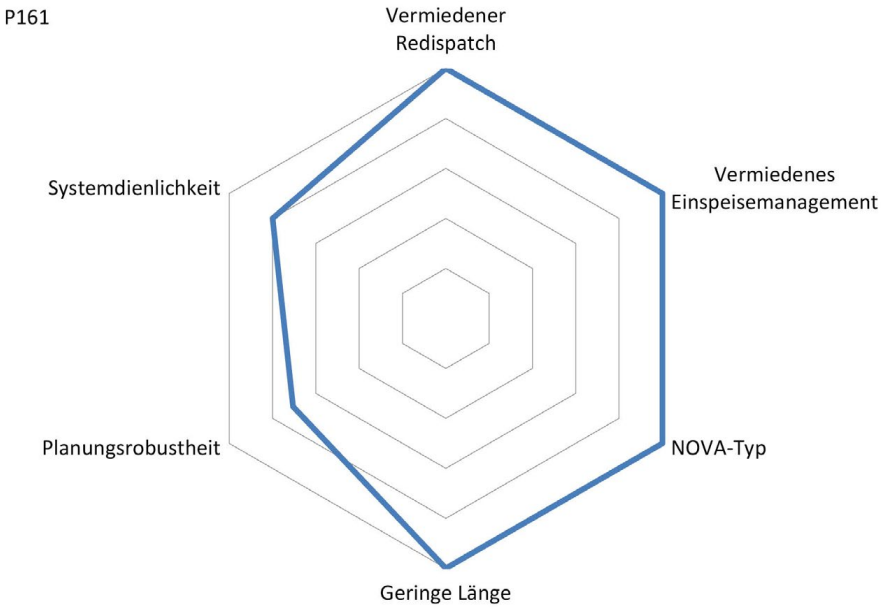
Bei Realisierung des Projekts P43mod als Alternative zu P43 entfällt das Projekt P161 mit der Maßnahme M91, da diese nach aktuellem Planungsstand durch eine direkte elektrische Verbindung zwischen Dipperz und Urberach im Rahmen der Maßnahme M74mod des Projekts P43mod ersetzt würde.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Die notwendige Erhöhung der Übertragungskapazität wurde bereits in den Netzentwicklungsplänen 2012 und 2013 als *P42* und im NEP 2014 sowie im NEP 2025 als P161 identifiziert.

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben. Nachfolgend erfolgt eine grafische Darstellung sowie eine textliche Beschreibung der wesentlichen Ergebnisse für das Projekt P161.



Das Projekt hat einen sehr hohen systemischen Nutzen und trägt signifikant zu einer günstigen, ökologischen und sicheren Energieversorgung bei. Dies zeigt sich auf Basis der großen Mengen an vermiedenem Redispatch und Einspeisemanagement sowie auf Basis vieler behobener Überlastungen im (n-1)-Fall. Außerdem besteht das Projekt aus einer Zu-/Umbeseilung ohne Neubau, sodass aller Voraussicht nach kein neuer Trassenraum erforderlich wird. Das Projekt wurde in vorhergehenden Netzentwicklungsplänen bereits häufig als notwendig identifiziert.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P170: Netzverstärkung zur Erhöhung der grenzüberschreitenden Transportkapazität zwischen Deutschland und Frankreich

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2016: 244.1245

Beschreibung des geplanten Projekts

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

- M380: Uchtelfangen – Ensdorf – Bundesgrenze (FR)
  Zwischen den 380-kV-Anlagen Uchtelfangen, Ensdorf und Vigy (Frankreich) wird die Erweiterung einer bestehenden 380-kV-Leitung erforderlich. Dies kann durch den Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen auf der bestehenden Leitung oder, wenn dies aus statischen Gründen nicht möglich ist, durch den Neubau in bestehender Trasse erfolgen. *Zusätzlich zur Umbeseilung müssen die Anlagen in Uchtelfangen und Ensdorf verstärkt werden.* Durch die Erweiterung wird eine deutlich erhöhte grenzüberschreitende Transportkapazität zwischen Deutschland und Frankreich realisiert (Netzverstärkung).

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M380	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/Umbeseilung		*34*	x	x	x	x	bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

In Starkwind-Situationen kommt es durch die im Norden Deutschlands installierten Windenergieanlagen zu erhöhten Leistungstransiten in Richtung Frankreich. Dadurch können Engpässe auf den grenzüberschreitenden Transportleitungen entstehen. 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.

Netzplanerische Begründung

Mit der Realisierung dieses Projekts wird zusätzliche Marktkapazität für den europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt bereitgestellt. Zudem trägt diese Netzverstärkung auch in Zeiten geringer Einspeisung aus erneuerbaren Energien zur Erhöhung der Versorgungssicherheit Deutschlands und Frankreichs 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

Anderweitige Planungsmöglichkeiten sind die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie anderweitige Technologiekonzepte. Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.

Das Projekt hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien B 2030, A 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA Grundsatz berücksichtigt.

Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahme M380 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen.

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 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.

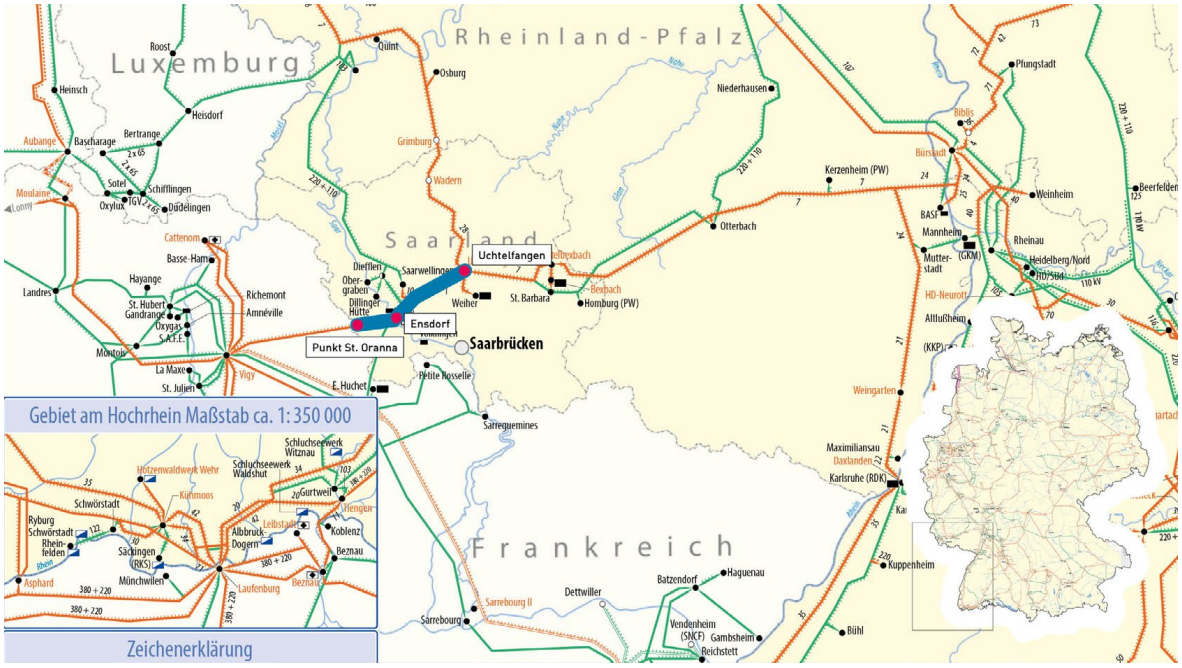
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt 170 wurde bereits im NEP 2014 identifiziert.

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben.

Das Projekt kann mit den im Rahmen der Projektcharakterisierung eingesetzten Kriterien nicht bewertet werden, da es sich um eine Grenzkuppelleitung handelt. Der Ausbau der grenzüberschreitenden Leitungen wird im europäischen Ten-Year Network Development Plan abgestimmt, geplant und mit entsprechenden Kriterien bewertet.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P171: Netzverstärkung Hanekenfähr – Merzen

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2016: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Transportkapazität zwischen der existierenden 380-kV-Anlage Hanekenfähr und der geplanten Anlage Merzen. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M381: Hanekenfähr – „Merzen"
  Geplant ist, die Leiterseile der bestehenden 380-kV-Leitung zwischen der Station Hanekenfähr und der geplanten Station Merzen durch Hochtemperaturleiterseile (HTLS) zu ersetzen (Netzverstärkung). Dies entspricht einer Erhöhung der Transportkapazität auf dieser Übertragungsstrecke. Im Weiteren muss die Station Hanekenfähr für die Aufnahme der Stromkreise verstärkt werden (Netzverstärkung).

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M381	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/Umbeseilung		36	x	x		x	2021	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Norddeutschland ist charakterisiert durch eine Vielzahl von regenerativen Onshore- und Offshore-Energiequellen. 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

Zukünftig wird das nördliche Netzgebiet der Amprion, über die heute bestehenden Kuppelleitungen hinaus, durch weitere 380-kV-Leitungen wie Ganderkesee-Wehrendorf (EnLAG Nr.2) und Conneforde-Cloppenburg-Merzen (BBPlG Nr.6) mit dem Netzgebiet der TenneT verbunden sein. Diese Energieübertragungsstrecken dienen vorwiegend dem Transport von fluktuierenden Leistungen aus On- und Offshore-Anlagen in das nördliche Netzgebiet der Amprion. Um diese zusätzlichen Leistungen engpassfrei in die Verbraucherschwerpunkte im Westen und Süden Deutschlands transportieren zu können, muss die Übertragungskapazität der Transportachse von der Station Merzen zur Station Hanekenfähr erhöht 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 für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030 und C 2030 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA Grundsatz berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahme M381 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen.

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

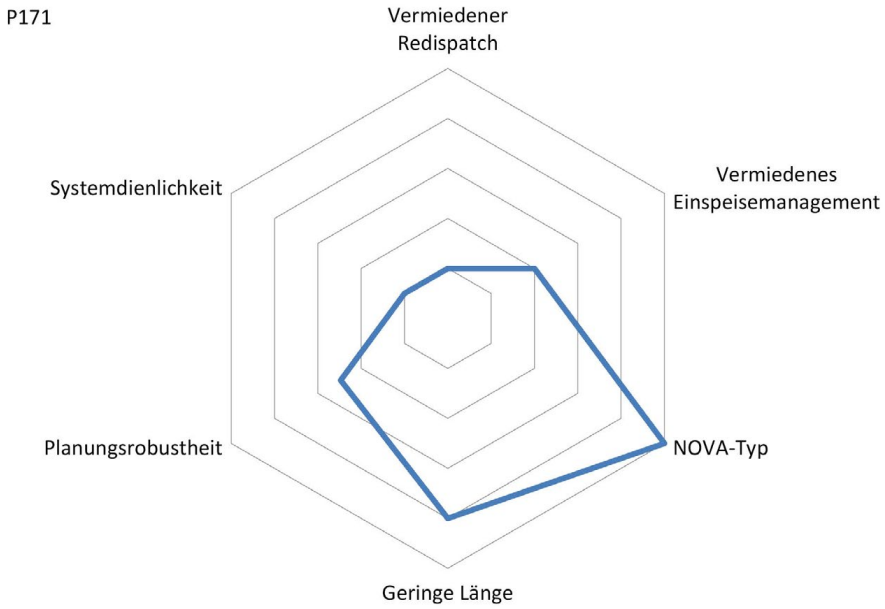
Die Maßnahmen werden unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen.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

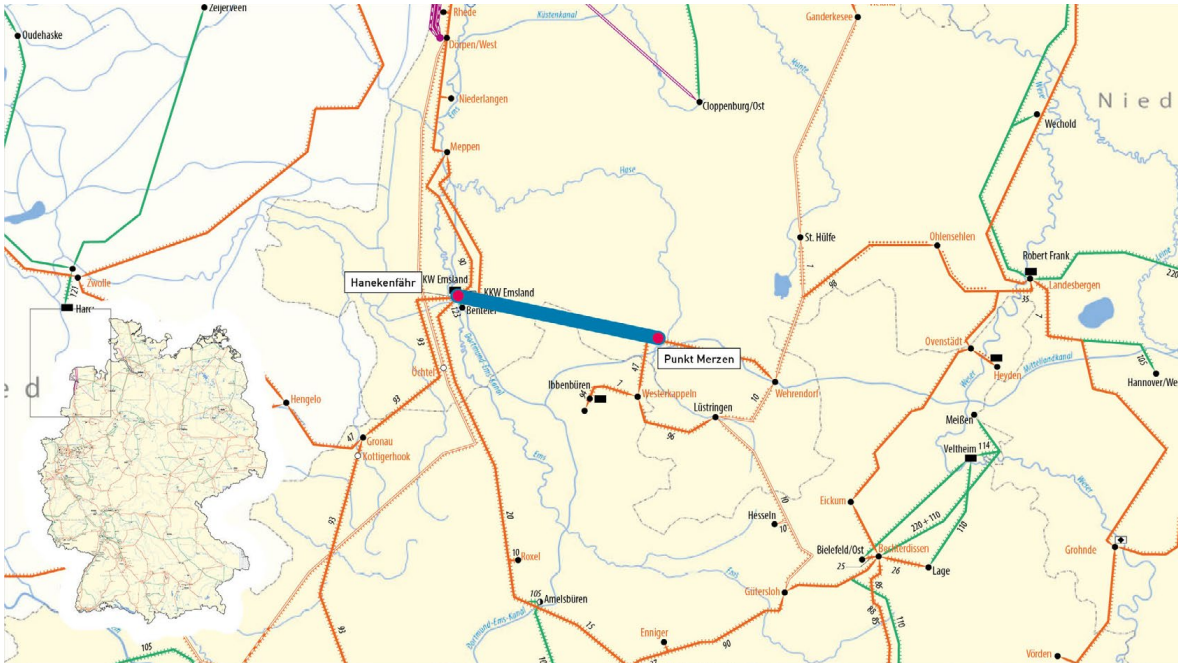
Das Projekt wurde im NEP 2014 erstmals identifiziert.

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben. Nachfolgend erfolgt eine grafische Darstellung sowie eine textliche Beschreibung der wesentlichen Ergebnisse für das Projekt P171.



Das Projekt trägt zu einer günstigen, ökologischen und sicheren Energieversorgung bei. Es vermeidet Redispatch sowie EE-Einspeisemanagement und hebt Überlastungen im (n-1)-Fall auf. Außerdem besteht das Projekt aus einer Zu-/Umbeseilung ohne Neubau und es ist aller Voraussicht nach kein neuer Trassenraum erforderlich. Das Projekt wurde in vorhergehenden Netzentwicklungsplänen bereits mehrfach als notwendig identifiziert.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P176: Netzverstärkung südwestliches Baden-Württemberg/Grenzregion Frankreich

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2016: 228.1231

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Stabilisierung der Grenzleistungsflüsse in der Netzregion südwestliches Baden-Württemberg/Grenzregion Frankreich und zur Erhöhung der Grenzkuppelkapazität von und nach Frankreich und enthält folgende Maßnahme:

- M387: Eichstetten – Bundesgrenze (FR)
  Die Maßnahme ist ein Neubau der 380-kV-Leitung zwischen Eichstetten – Bundesgrenze (FR) (– Muhlbach) in bestehender Trasse. In den betroffenen Schaltanlagen sind Umbaumaßnahmen notwendig.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M387	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		18	x	x	x	x	2025	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Das bestehende Netz in der grenzüberschreitenden Region ist heute teilweise noch in 220 kV verbunden. Die Zunahme der grenzüberschreitenden Flüsse aufgrund des Zuwachses erneuerbarer Energien in Deutschland erfordert eine Verstärkung der grenzüberschreitenden Leitungen. Bis zum Jahr 2025 sind signifikante Änderungen der Erzeugungssituation in diesem Raum zu erwarten.

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 für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme Eichstetten – Bundesgrenze (FR) wurde durch externe Studien identifiziert und begründet und ist dementsprechend in allen Szenarien des NEP erforderlich.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Alternative Netzverknüpfungspunkte wurden von RTE betrachtet.

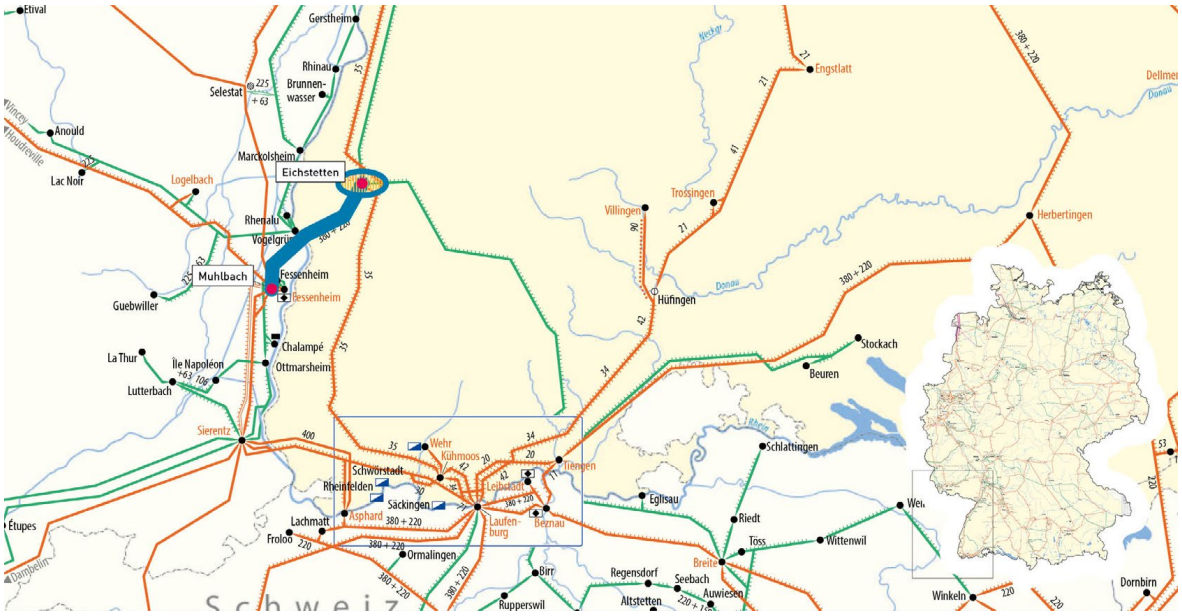
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt ist Bestandteil des TYNDP 2016.

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben.

Das Projekt kann mit den im Rahmen der Projektcharakterisierung eingesetzten Kriterien nicht bewertet werden, da es sich um eine Grenzkuppelleitung handelt. Der Ausbau der grenzüberschreitenden Leitungen wird im europäischen Ten-Year Network Development Plan abgestimmt, geplant und mit entsprechenden Kriterien bewertet.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P180: Netzverstärkung Marzahn – Teufelsbruch (380-kV-Kabeldiagonale Berlin)

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2016: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Berlin.

- M406: Marzahn – Friedrichshain – Mitte – Charlottenburg – Reuter – Teufelsbruch
  Vom Umspannwerk Berlin-Marzahn zum Umspannwerk Berlin-Friedrichshain sind anstelle der bestehenden beiden 380-kV-Kabel neue 380-kV-Kabel mit einer höheren Übertragungsfähigkeit im vorhandenen Kabeltunnel erforderlich. Hierzu sind die 380-kV-Anlagen Marzahn und Friedrichshain anzupassen.

  Vom Umspannwerk Berlin-Friedrichshain zum Umspannwerk Berlin-Mitte sind anstelle der bestehenden beiden 380-kV-Kabel neue 380-kV-Kabel mit einer höheren Übertragungsfähigkeit im vorhandenen Kabeltunnel erforderlich. Hierzu sind die 380-kV-Anlagen Friedrichshain und Mitte anzupassen.

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

  Vom Umspannwerk Berlin-Charlottenburg zum Umspannwerk Berlin-Reuter sind anstelle der bestehenden beiden 380-kV-Kabel neue 380-kV-Kabel mit einer höheren Übertragungsfähigkeit in Tunnelbauweise erforderlich. Hierzu sind die 380-kV-Anlagen Reuter und Charlottenburg anzupassen bzw. zu erweitern.

  Vom Umspannwerk Berlin-Reuter zum Umspannwerk Berlin-Teufelsbruch sind, zumindest im betreffenden Kabelabschnitt, anstelle der bestehenden beiden 380-kV-Kabel neue 380-kV-Kabel mit einer höheren Übertragungsfähigkeit in Tunnelbauweise erforderlich. Hierzu sind die 380-kV-Anlagen Reuter und Teufelsbruch anzupassen.

Die vorgenannten Netzverstärkungen erfolgen einerseits in den vorhandenen Kabeltunneln Marzahn – Friedrichshain – Mitte, andererseits als Neubau vorzugsweise in Tunnelbauweise für die Abschnitte Mitte – Charlottenburg – Reuter – Teufelsbruch.

Weitere Informationen zum Projekt sind verfügbar unter:
http://www.50hertz.com/de/Netzausbau/Projekte/380-kV-Kabeldiagonale-Berlin

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M406	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		28	x	x	x	x	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Erhöhung der Stromtragfähigkeit der 380-kV-Kabeldiagonale wird aufgrund von veränderten Leistungsflussbedingungen notwendig: Zunehmende Transitleistungsflüsse in der regionalen Hauptleistungsflussrichtung von Ost nach West, für die die 380-kV-Kabeldiagonale 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 aufnehmen. Die 380-kV-Kabeldiagonale ist daher bereits heute durch Ost-West-Leistungsflüsse von vornehmlich im Umland erzeugter Leistung aus erneuerbaren Energien östlich und nördlich von Berlin (u. a. bestehende Umspannwerke Pasewalk, Bertikow, Vierraden, Neuenhagen und Gransee; letztgenanntes mit Inbetriebnahme im Dezember 2016) zum Teil bis zur Belastungsgrenze beansprucht. Mit den überwiegend für die EE-Leistungsaufnahme geplanten Umspannwerken in Pasewalk/Nord und Heinersdorf wird sich diese Beanspruchung weiter erhöhen.

Der Verteilnetzbetreiber (VNB) Stromnetz Berlin GmbH (SNB) geht von einem Lastanstieg von bis zu 1500 MW in der Bundeshauptstadt Berlin in den nächsten Jahren aus. Dieser resultiert vorrangig aus der Errichtung von Elektroheizern, den sogenannten E-Boilern (Power to Heat). Dieser Lastanstieg sowie die weiter ansteigende Belastung der 380-kV-Kabeldiagonale durch zunehmende Transitflüsse, bedingt durch den Abtransport von EE-Leistung, kann nur durch eine Erhöhung der Übertragungskapazität der Kabeldiagonale und die Bereitstellung entsprechender Transformatorkapazitäten in den Umspannwerken zwischen Übertragungs- und Verteilnetz gedeckt werden. In diesem Zusammenhang steht auch das Projekt P252 Berlin Südost (Netzverstärkung des südlichen Berliner Rings).

Netzplanerische Begründung

Die in Berlin 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 Übertragungsfähigkeit von maximal 1.070 MVA pro Stromkreis auf. Zu beachten ist, dass Kabel, bedingt durch ihre besonderen technischen Parameter (wesentlich höherer Leitwert von Kabeln gegenüber einer Freileitung), grundsätzlich höher als z. B. parallel verlaufende Freileitungen belastet werden.

Die Übertragungskapazität der 380-kV-Kabeldiagonale 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 (Kabel-Stromkreis) zwischen Reuter und Mitte das verbleibende 380-kV-Kabel (der 2. Stromkreis der Doppelkabelverbindung zwischen zwei Umspannwerken) unzulässig hoch belastet.

Das Projekt 180 leistet insgesamt einen zentralen Beitrag zur Netz- und Versorgungssicherheit Berlins. Fehler an einem 380-kV-Drehstromkabel, die auf der Diagonale bereits aufgetreten sind, ziehen deutlich längere Zeiträume von Nichtverfügbarkeiten für Reparaturen im Vergleich zu Freileitungen nach sich. Diese Nichtverfügbarkeiten auf der Kabeldiagonale können nicht durch das umliegende Übertragungsnetz bzw. das nachgelagerte Verteilungsnetz aufgefangen werden. Durch die Verstärkung der 380-kV-Kabeldiagonale und die entsprechenden Maßnahmen in den Umspannwerken wird das Zuverlässigkeitsniveau sowohl im Fall von Wartungs- und Baumaßnahmen (Erweiterungsmaßnahmen) als auch bei Belastungen der Kabeldiagonale im Grenzbereich der zulässigen Übertragungskapazität erhöht. Dieses Projekt ist für die Erhöhung der Netzsicherheit und -zuverlässigkeit zur stabilen Versorgung der Hauptstadt notwendig.

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 für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme M406 hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Netzoptimierungen in Form von netzbezogenen Maßnahmen stehen zur Beherrschung der erwarteten Leistungsfluss- und Netzsituationen in dieser Netzregion nicht zur Verfügung. Eine Reduzierung der Belastung der 380-kV-Kabeldiagonale durch Topologieänderungen ist aufgrund der Versorgungsaufgaben einer Großstadt, insbesondere durch die sehr hohe Lastkonzentration, nicht möglich, da dadurch die Verfügbarkeit und die Netz- und Versorgungssicherheit eingeschränkt wird. Das Potenzial der Netzoptimierung mittels Temperaturmonitoring ist aufgrund der Technologie der bestehenden 380-kV-Kabel nicht umsetzbar, zudem bestehen für die Kabeldiagonale behördliche Auflagen inklusive deren Überwachung zur Einhaltung maximal zulässiger Bodenerwärmungen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Andere gemäß dem NOVA-Prinzip zu erwägende 380-kV-Neubau-Maßnahmen wurden aufgrund des daraus resultierenden zusätzlichen Raumbedarfs im Ballungsraum/Stadtgebiet Berlin derzeit noch nicht erwogen.

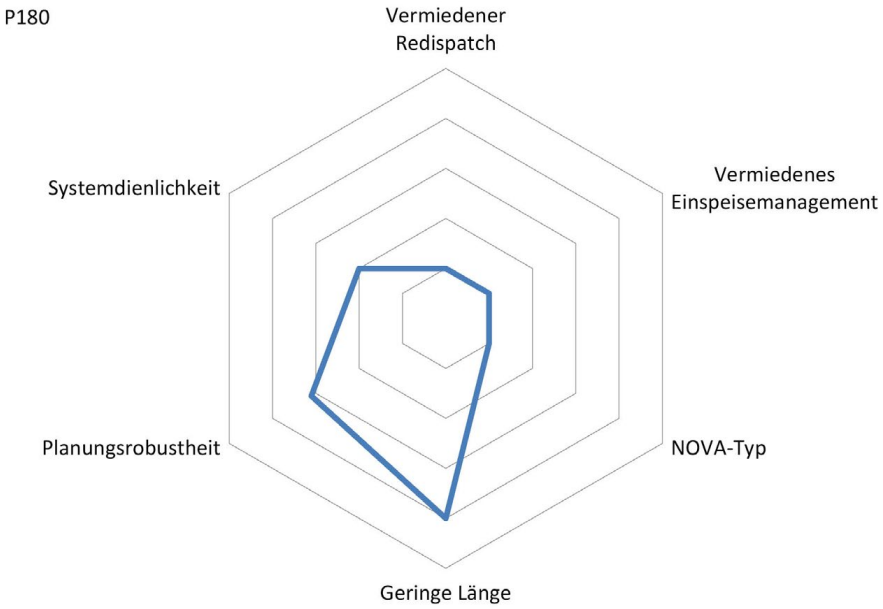
Perspektivisch sind zusätzliche 380-kV-Neubau-Maßnahmen in Berlin nicht ausgeschlossen. Diese hängen besonders von der weiteren Lastentwicklung in Berlin ab (u.a. Entwicklung E-Mobility, Entwicklung der Fernwärmeversorgung von der KWK- zur Power-to-heat-Technologie).

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt 180 wurde im NEP 2014 erstmals identifiziert und erneut im NEP 2025 aufgeführt, jedoch von der BNetzA noch nicht bestätigt.

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben. Nachfolgend erfolgt eine grafische Darstellung sowie eine textliche Beschreibung der wesentlichen Ergebnisse für das Projekt P180.



Das Projekt trägt zu einer günstigen, ökologischen und sicheren Energieversorgung bei. Es vermeidet Redispatch und hebt Überlastungen im (n-1)-Fall auf. Das Projekt wurde in vorhergehenden Netzentwicklungsplänen bereits häufig als notwendig identifiziert. Zudem hat das Projekt eine hohe Bedeutung für die regionale Versorgungsaufgabe und trägt signifikant zur Versorgungssicherheit der Stadt Berlin bei.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P185: Erhöhung der Stromtragfähigkeit der Leitung Redwitz – Landesgrenze Bayern/Thüringen

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT Nr. BBPlG 2015: 46

Nr. TYNDP 2016: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Redwitz und der Landesgrenze Bayern/Thüringen und enthält folgende Maßnahme:

- M420: Redwitz – Landesgrenze Bayern/Thüringen (Punkt Tschirn)
  Von Redwitz nach Landesgrenze Bayern/Thüringen ist die Verstärkung der 380-kV-Leitung vorgesehen. Hierzu soll die Stromtragfähigkeit der bestehenden 380-kV-Leitung zwischen Redwitz und Landesgrenze Bayern/Thüringen auf 3.600 A erhöht werden (Netzverstärkung). Eine Umrüstung auf Hochtemperaturseile ist – vorbehaltlich der Genehmigungsfähigkeit – grundsätzlich möglich. Hierfür ist die Schaltanlage in Redwitz zu verstärken (Netzverstärkung).

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M420	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/ Umbeseilung		37,5	x	x	x	x	2022	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Derzeit sind die Bundesländer Bayern und Thüringen über eine 380-kV-Leitung mit zwei Stromkreisen zwischen Redwitz und Remptendorf verbunden. Die maximale Stromtragfähigkeit der 380-kV-Leitung beträgt unter Normbedingungen auf bayerischer Seite 2.619 A pro Stromkreis. Auch bei günstigen Umgebungsbedingungen (niedrige Temperaturen, starker Wind) kann die erforderliche Stromtragfähigkeit mit FLM nicht erreicht werden. Durch die Erhöhung der Übertragungsfähigkeit soll eine maximale Stromtragfähigkeit pro Stromkreis von 3.600 A erreicht 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 für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme M420 hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 des NEP-Berichts).

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass die geforderte Stromtragfähigkeit von 3.600 A durch FLM nicht gesichert werden kann. Ein Austausch der Standardleiter durch HTL ist – vorbehaltlich der Genehmigungsfähigkeit – grundsätzlich möglich.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

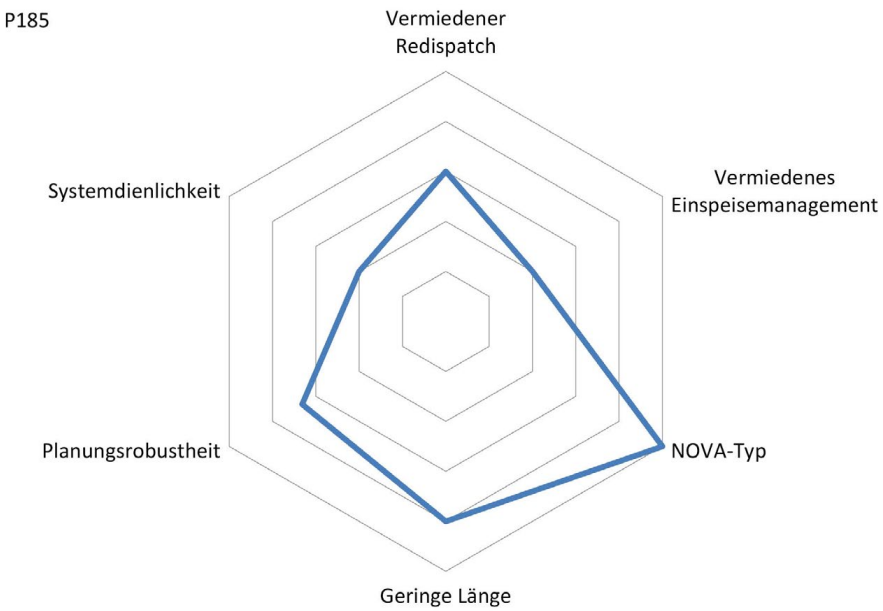
Weitere alternative Einzelmaßnahmen wurden nicht untersucht, da es sich bei der Verbindung um eine bereits existierende Leitung handelt. Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Verstärkung dieser bestehenden Verbindung in Betracht gezogen. Andere bereits existierende Leitungen, mit denen sich die Übertragungsaufgabe sinnvoll erfüllen ließe, gibt es in der Region nicht. Die zu P185 alternativen Strecken Altenfeld – Redwitz bzw. Altenfeld – Grafenrheinfeld oder Altenfeld – Würgau – Ludersheim werden bereits im Rahmen der Projekte TTG-004 bzw. P44/P44mod neu errichtet bzw. verstärkt und stehen insofern als Alternativen nicht zur Verfügung.

Bisherige Bestätigung des Projekts

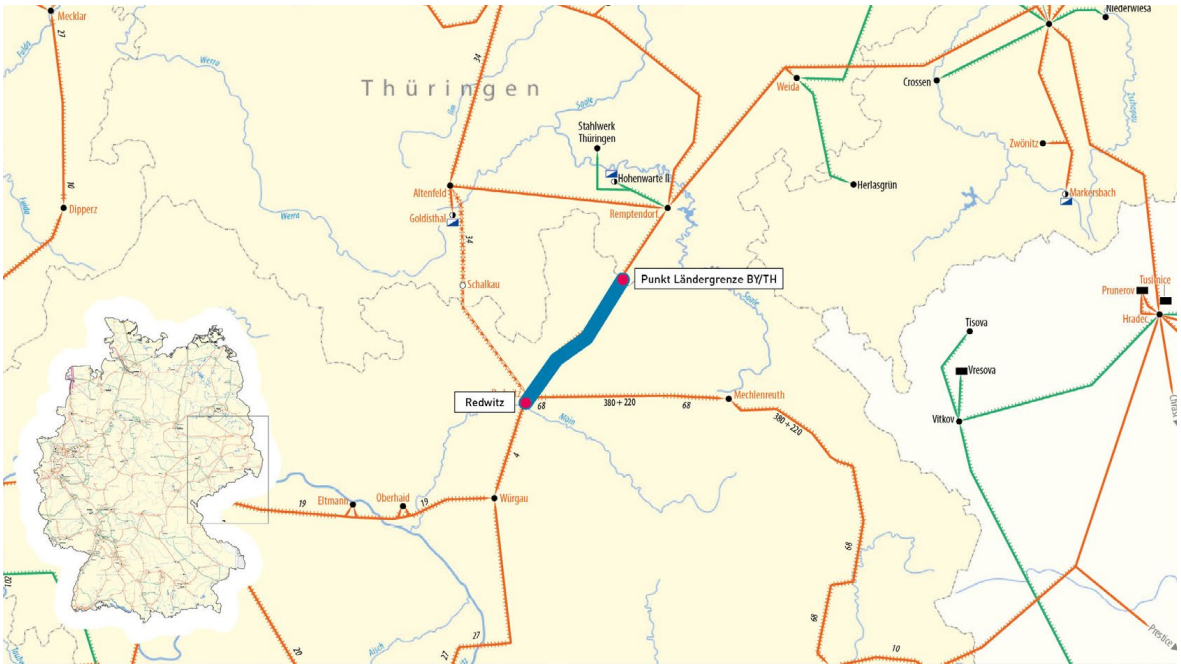
Das Projekt P185 wurde im NEP 2014 von der BNetzA bestätigt und ist Teil des Bundesbedarfsplans (Vorhaben Nr. 46).

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben. Nachfolgend erfolgt eine grafische Darstellung sowie eine textliche Beschreibung der wesentlichen Ergebnisse für das Projekt P185.



Das Projekt trägt zu einer günstigen, ökologischen und sicheren Energieversorgung bei. Es vermeidet Redispatch sowie EE-Einspeisemanagement und hebt Überlastungen im (n-1)-Fall auf. Außerdem besteht das Projekt aus einer Zu-/Umbeseilung ohne Neubau und es ist aller Voraussicht nach kein neuer Trassenraum erforderlich. Das Projekt wurde in vorhergehenden Netzentwicklungsplänen bereits häufig als notwendig identifiziert.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P200: Hambach

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2016: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Transportkapazität im Rheinland. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M425: Hambach
  Am Braunkohle-Tagebau Hambach werden eine ca. 16 km lange 380-kV-Freileitung mit zwei Stromkreisen vom Punkt Blatzheim bis zur Anlage Oberzier und zwei 380-kV-Schaltfelder in Oberzier errichtet. Nach Fertigstellung können die 380-kV-Dreibeine Paffendorf – Sechtem – Oberzier aufgelöst werden (Netzverstärkung).

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M425	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		16	x	x	x	x	2025	

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

Das Projekt ist erforderlich, um die Überlastungen zwischen dem Punkt Blatzheim und der Anlage Oberzier zu beheben.

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

Anderweitige Planungsmöglichkeiten sind die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie anderweitige Technologiekonzepte. Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.

Das Projekt hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien B 2030, A 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA Grundsatz berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahme M425 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen.

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

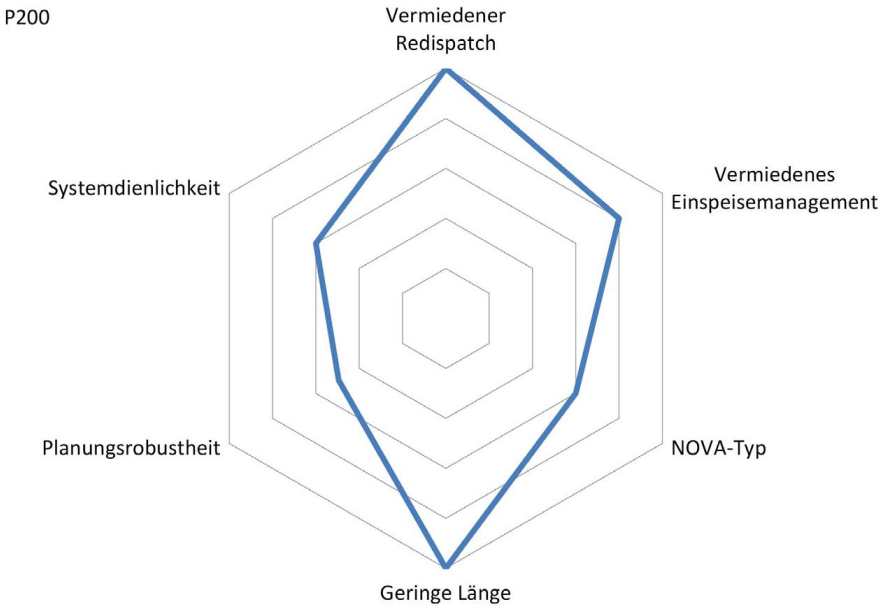
Die Maßnahmen wurden unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen.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

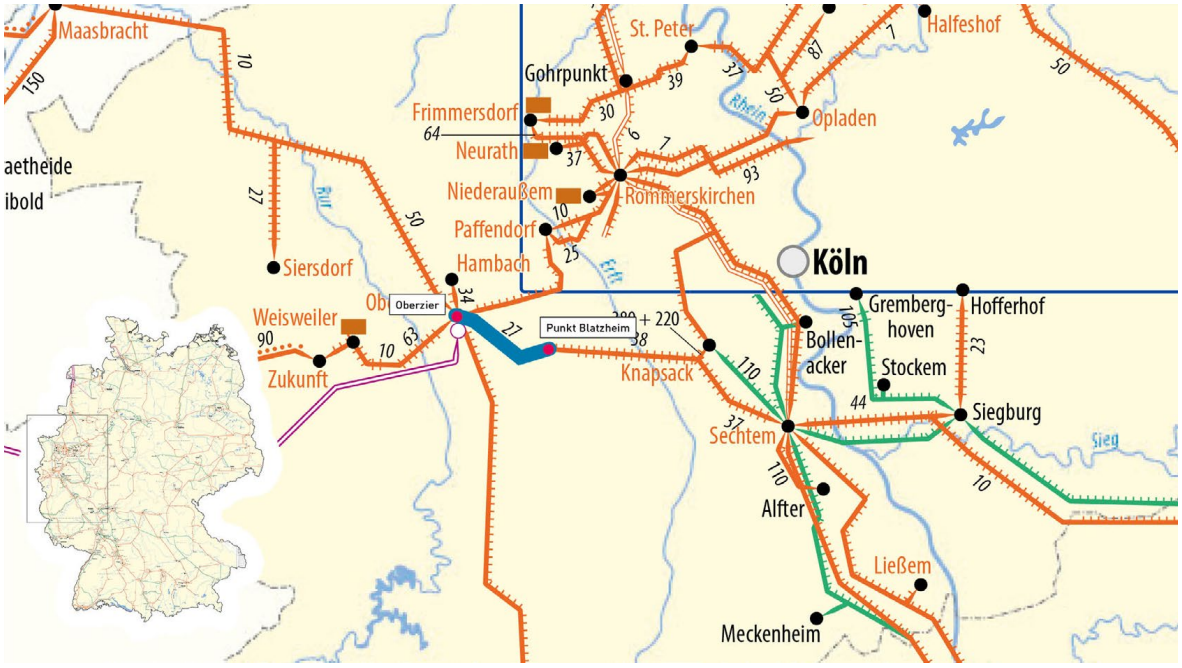
Das Projekt P200 wurde bereits im NEP 2025 identifiziert.

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben. Nachfolgend erfolgt eine grafische Darstellung sowie eine textliche Beschreibung der wesentlichen Ergebnisse für das Projekt P200.



Das Projekt hat einen sehr hohen systemischen Nutzen und trägt signifikant zu einer günstigen, ökologischen und sicheren Energieversorgung bei. Dies zeigt sich auf Basis der großen Mengen an vermiedenem Redispatch und Einspeisemanagement sowie auf Basis wirksam behobener Überlastungen im (n-1)-Fall. Außerdem wird das Projekt in bestehender Trasse neu errichtet, sodass aller Voraussicht nach kein neuer Trassenraum erforderlich wird. Das Projekt wurde in vorhergehenden Netzentwicklungsplänen bereits mehrfach als notwendig identifiziert.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P201: Netzverstärkung im Rheinland

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2016: -

Beschreibung des geplanten Projekts

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

- M426: 380-kV-Umstellung Eller
  Die Anlage Eller ist einer der beiden Netzanschlusspunkte für den Kunden Stadtwerke Düsseldorf (SWD) und ist auf 380 kV umzustellen (Netzverstärkung). Aus Platzgründen (u.a. angrenzende Bebauung) ist am bestehenden Standort Eller ein Neubau einer 380-kV-Anlage nicht möglich. Daher ist die Errichtung einer 380-kV-Anlage an einem neuen Standort notwendig. Geplant ist die Anbindung der neuen 380-kV-Schaltanlage in einen bestehenden 380-kV-Stromkreis der Trasse zwischen den Schaltanlagen St. Peter und Ohligs. Von der neuen 380-kV-Anlage ist zur bestehenden 110-kV-Anlage Eller der SWD eine Umstrukturierung für die beiden Trafoableitungen erforderlich (Netzverstärkung).

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M426	Anlage	Netzverstärkung: horizontal					x	x	2025	

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

Zur Vermeidung von Überlastungen auf den 220-kV-Stromkreisen Eller-Ost und -West zwischen den Schaltanlagen Opladen, Eller und St. Peter ist eine Lastverlagerung von der 220-kV-Ebene in die 380-kV-Ebene erforderlich. Diese Lastverlagerung erfordert die Umstellung der 220-kV-Anlage Eller von 220 kV auf 380 kV.

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 für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.

Das Projekt hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA Grundsatz berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahmen M426 und M427 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen.

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 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. 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.

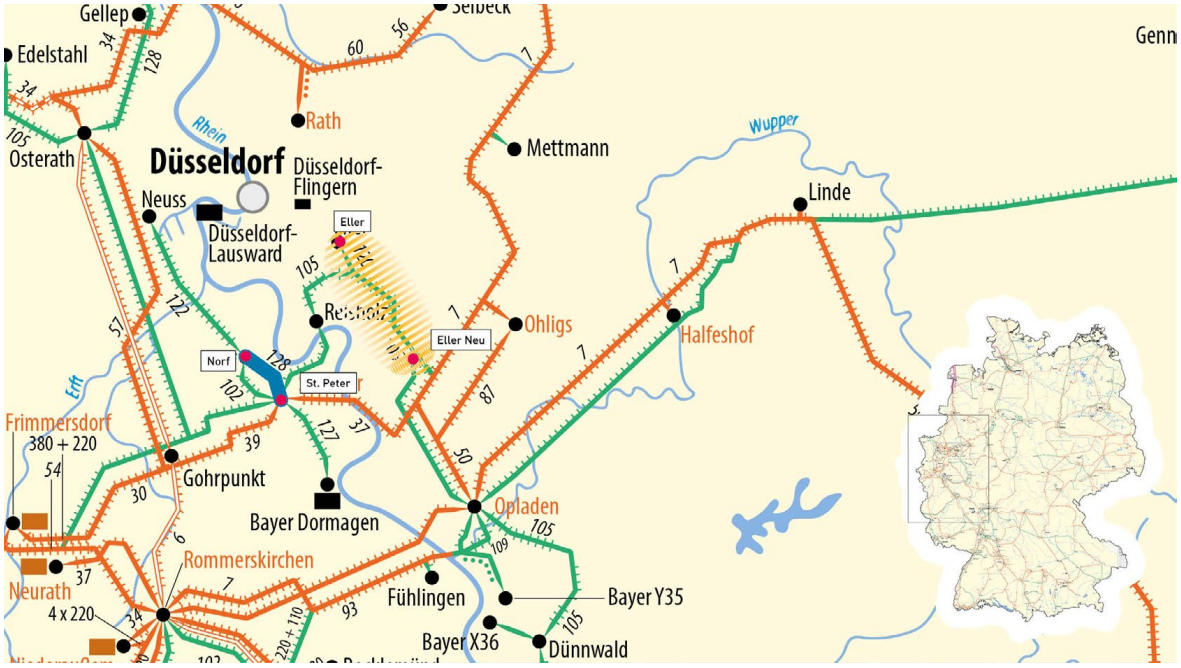
Bisherige Bestätigung

Das Projekt P201 wurde bereits im NEP 2025 identifiziert.

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben.

Das Projekt ist nicht im Szenario B 2030 enthalten und wurde daher im Rahmen der Projektcharakterisierung nicht untersucht.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P202: 380-kV-Verstärkung im Mittleren Ruhrgebiet

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2016: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität im Mittleren Ruhrgebiet. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M428: Zubeseilung Hattingen – Punkt Wanne
  Es wird eine 380-kV-Zubeseilung zwischen Hattingen über Bochum bis Punkt Wanne vorgenommen. Am Punkt Wanne wird ein bestehendes Dreibein (Kusenhorst – Hüllen – Mengede) aufgelöst und zu zwei einzelnen Stromkreisen verschaltet. Diese verbinden dann die Anlagen Kusenhorst und Hüllen sowie Mengede (zukünftig über Pöppinghausen) und Bochum. Im weiteren Verlauf folgt dann die Verbindung Bochum – Hattingen. Es ergibt sich somit eine neue 380-kV-Verbindung von Hattingen bis zum Pkt. Wanne. Aufgrund der geringen verfügbaren Trassenräume in der Region ist es erforderlich, dass bei Zubeseilung des 380-kV-Stromkreises bestehende 220-kV-Stromkreise demontiert werden. Als Folge werden die 220-kV-Stationen Hattingen und Witten auf eine 380-kV-Versorgung erweitert. So ist auch nach dem Entfall der 220-kV-Stromkreise eine sichere Versorgung der dortigen Kundenanschlüsse sichergestellt (Netzverstärkung).

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M428	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/Umbeseilung		24	x	x	x	x	2025	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

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

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 be-

trachtet. 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 für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.

Das Projekt hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien B 2030, A 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA Grundsatz berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahme M428 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen.

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

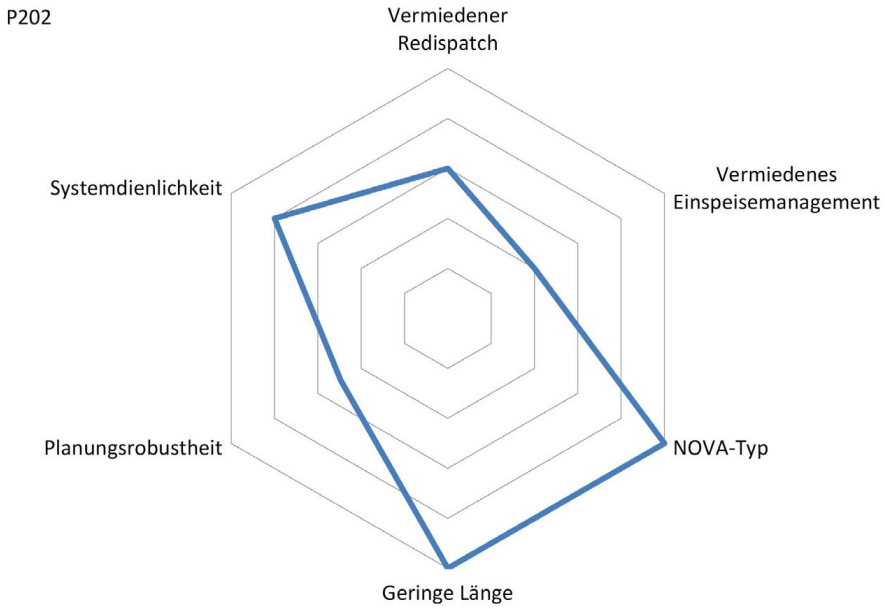
Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z.B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternative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

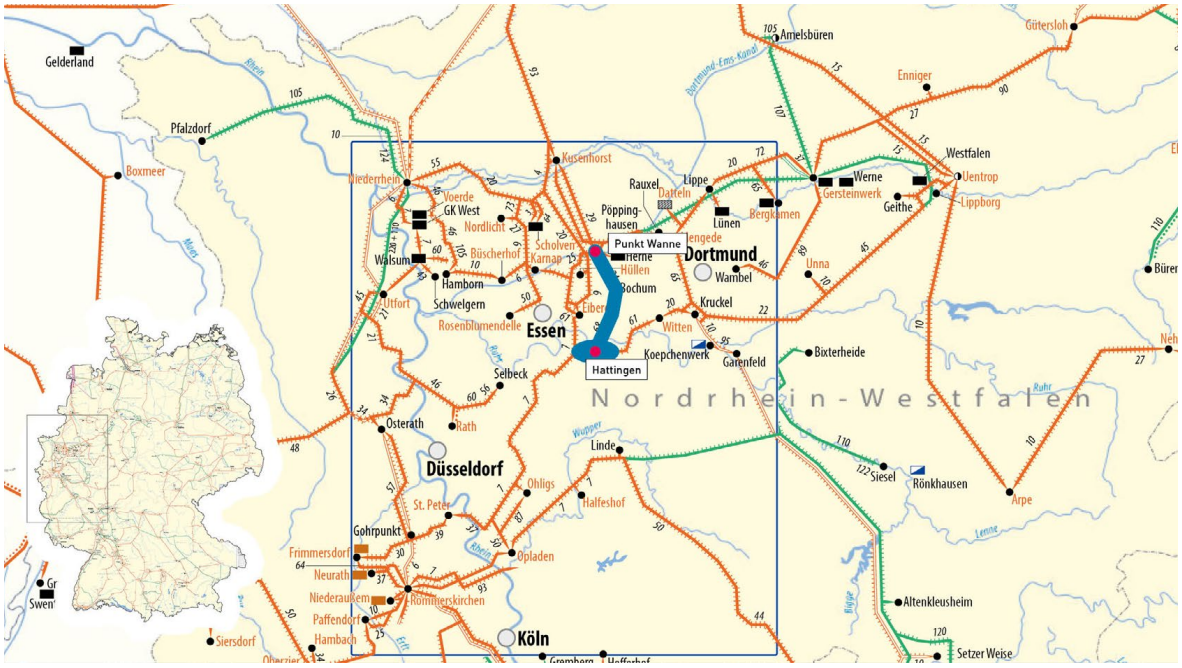
Das Projekt P202 wurde bereits im NEP 2025 identifiziert.

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben. Nachfolgend erfolgt eine grafische Darstellung sowie eine textliche Beschreibung der wesentlichen Ergebnisse für das Projekt P202.



Das Projekt hat einen hohen systemischen Nutzen und trägt zu einer günstigen, ökologischen und sicheren Energieversorgung bei. Es vermeidet Redispatch sowie EE-Einspeisemanagement und hebt viele Überlastungen im (n-1)-Fall auf. Außerdem besteht das Projekt aus einer Zu-/Umbeseilung ohne Neubau und es ist aller Voraussicht nach kein neuer Trassenraum erforderlich. Das Projekt wurde in vorhergehenden Netzentwicklungsplänen bereits mehrfach als notwendig identifiziert.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P203: Region Warendorf

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2016: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in der Region Warendorf. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M429: 380-kV-Umstellung Amelsbüren und Umstrukturierung Walstedde
  Abschnittsweise wird eine Netzerweiterung zwischen den Anlagen Roxel und Gersteinwerk durchgeführt. Die von Roxel zum Punkt Walstedde verlaufenden Stromkreise werden im Rahmen der Maßnahme direkt an die 380-kV-Schaltanlage Gersteinwerk angeschlossen (Auflösung Dreibeine). Die 380-kV-Anlage Gersteinwerk muss hierfür erweitert werden. Im Rahmen der Maßnahme entfällt der 220-kV-Stromkreis Hanekenfähr – Amelsbüren – Gersteinwerk, weswegen die Versorgung der Schaltanlage Amelsbüren von 220 kV auf 380 kV umgestellt werden muss (Netzverstärkung). In Amelsbüren ist ein 380/220-kV-Transformator zu errichten (Netzausbau).

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M429	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		18	x	x	x	x	2025	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

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.

Netzplanerische Begründung

Die Übertragungskapazität zwischen Hanekenfähr und Gersteinwerk ist zu erhöhen. Den Engpass bildet die Ost-West-Verbindung von Uentrop nach Gersteinwerk. Dieser Engpass wird durch die Schaffung einer direkten Verbindung Roxel – Gersteinwerk beseitigt.

Zur Sicherstellung der Blockstabilität der Kraftwerke Emsland B2 und C2 und zur Sicherstellung eines ausreichenden Kurzschlussleistungsniveaus für den Eigenbedarf des Kernkraftwerkes Emsland ist ein 380/220-kV-Transformator in Amelsbüren zu errichten. Dieser kompensiert den durch den Rückbau des 220-kV Stromkreises entfallenden Kurzschlussleistungsanteil.

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

Anderweitige Planungsmöglichkeiten sind die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie andere Technologiekonzepte. Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.

Das Projekt hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA Grundsatz berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahme M429 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen. Weiterhin erfolgt ein Ausbau der bestehenden Netzinfrastruktur durch die Maßnahme M429.

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

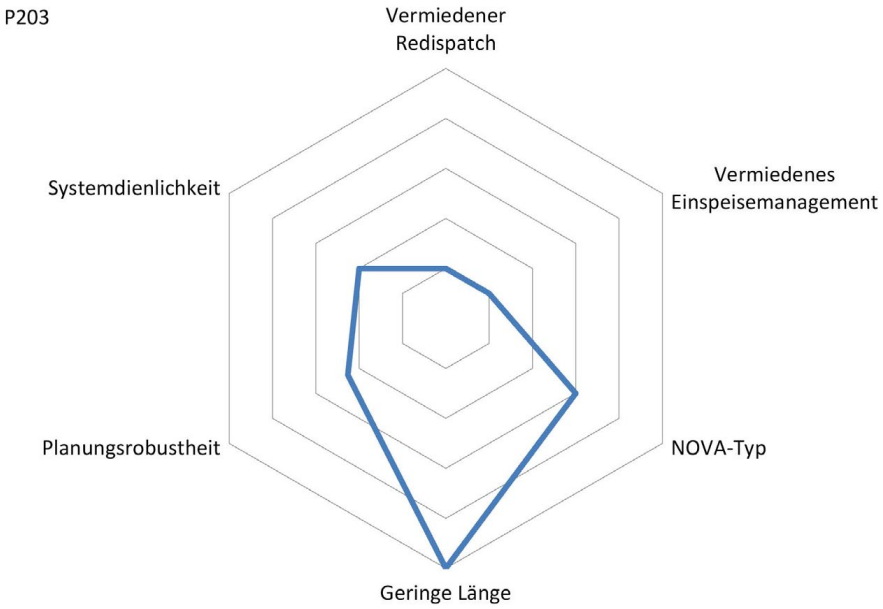
Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z.B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternative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

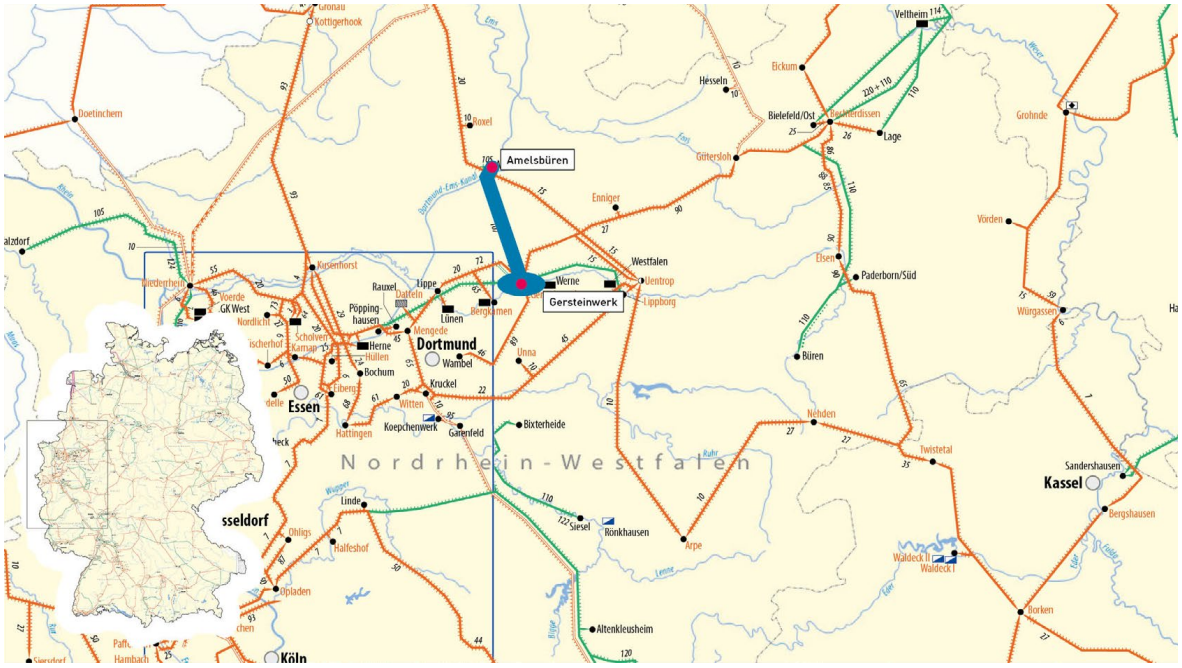
Das Projekt P203 wurde bereits im NEP 2025 identifiziert.

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben. Nachfolgend erfolgt eine grafische Darstellung sowie eine textliche Beschreibung der wesentlichen Ergebnisse für das Projekt P203.



Das Projekt trägt zu einer günstigen, ökologischen und sicheren Energieversorgung bei. Es vermeidet Redispatch und hebt Überlastungen im (n-1)-Fall auf. Außerdem wird das Projekt in bestehender Trasse neu errichtet, sodass aller Voraussicht nach kein neuer Trassenraum erforderlich wird. Das Projekt wurde in vorhergehenden Netzentwicklungsplänen bereits mehrfach als notwendig identifiziert.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P204: 380-kV-Umstellung zwischen Tiengen und Beznau (CH)

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2016: 231.1282

Beschreibung des geplanten Projekts

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

- M430: Tiengen – Beznau
  Zwischen den Schaltanlagen Tiengen und Beznau (CH) wird in bestehender Trasse eine neue Leitung mit deutlich erhöhter Übertragungskapazität errichtet (Netzverstärkung). Die 380-kV-Schaltanlage Tiengen ist zu erweitern.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M430	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		4	x	x	x	x	2025	

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 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.

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 für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.

Das Projekt hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

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

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 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. 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.

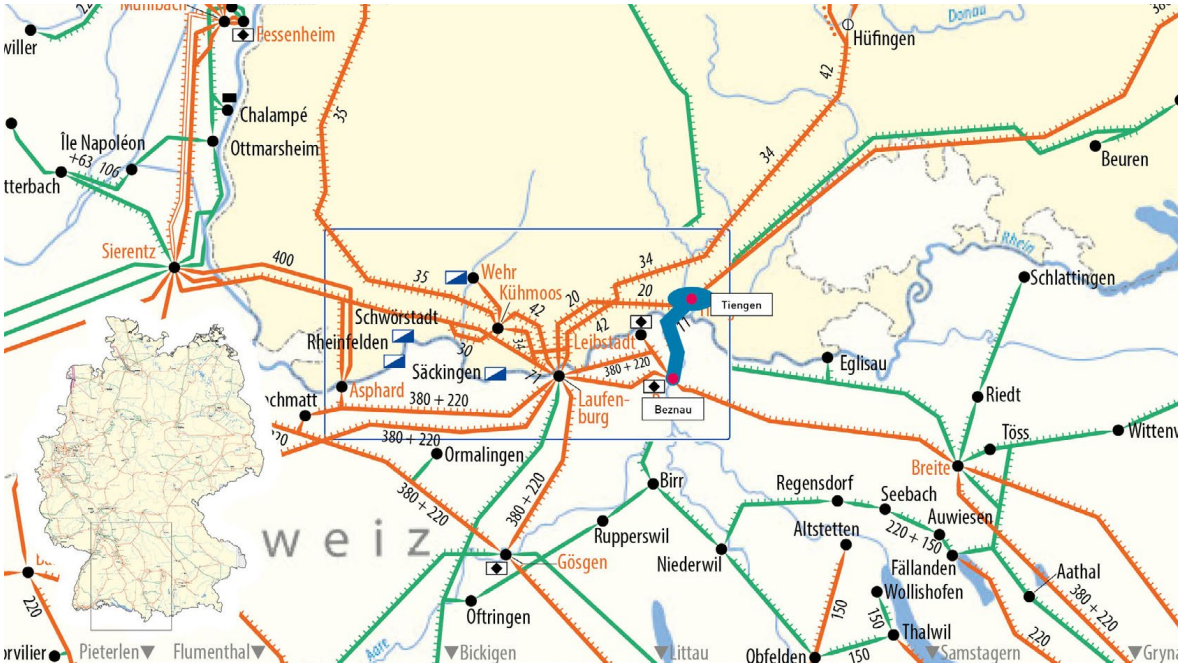
Bisherige Bestätigung des Projekts

Dieses Projekt wurde im NEP 2025 erstmalig identifiziert.

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben.

Das Projekt kann mit den im Rahmen der Projektcharakterisierung eingesetzten Kriterien nicht bewertet werden, da es sich um eine Grenzkuppelleitung handelt. Der Ausbau der grenzüberschreitenden Leitungen wird im europäischen Ten-Year Network Development Plan abgestimmt, geplant und mit entsprechenden Kriterien bewertet.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P205: Anschluss Schwörstadt

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2016: -

Beschreibung des geplanten Projekts

- M416: Einschleifung Eichstetten – Kühmoos
  Das bestehende 220-kV-Umspannwerk wird auf 380 kV umgestellt. Zur Anbindung an die 380-kV-Ebene wird ein Stromkreis auf der bestehenden 380-kV-Trasse Eichstetten – Kühmoos verwendet und in die Anlage Schwörstadt eingeschleift. Am neuen 380-kV-Standort werden zwei neue 380/110-kV-Transformatoren aufgestellt.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M416	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		4	x	x	x	x	2025	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die 220-kV-Schaltanlage Schwörstadt dient der Kundenversorgung des Raums Hochrhein.

Netzplanerische Begründung

Die 220-kV-Schaltanlage wird heute mit zwei Stromkreisen von der 220-kV-Sammelschiene von Kühmoos versorgt. Aufgrund des Rückbaus der 220-kV-Netzebene und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit ist es notwendig, den bestehenden Netzanschluss an der 220-kV-Schaltanlage im Umspannwerk auf 380 kV umzustellen.

Zukünftig sind höhere Leistungsflüsse und zunehmende Transite in diesem Bereich zu erwarten. Durch die Umstellung des Umspannwerks Schwörstadt von 220 kV auf 380 kV, wird eine Entlastung der 220-kV-Netzregion um Kühmoos und damit auch eine Entlastung des 220-kV-Netzes Richtung Schweiz erreicht.

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 für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme M416 hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, B 2035 und C 2030 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

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

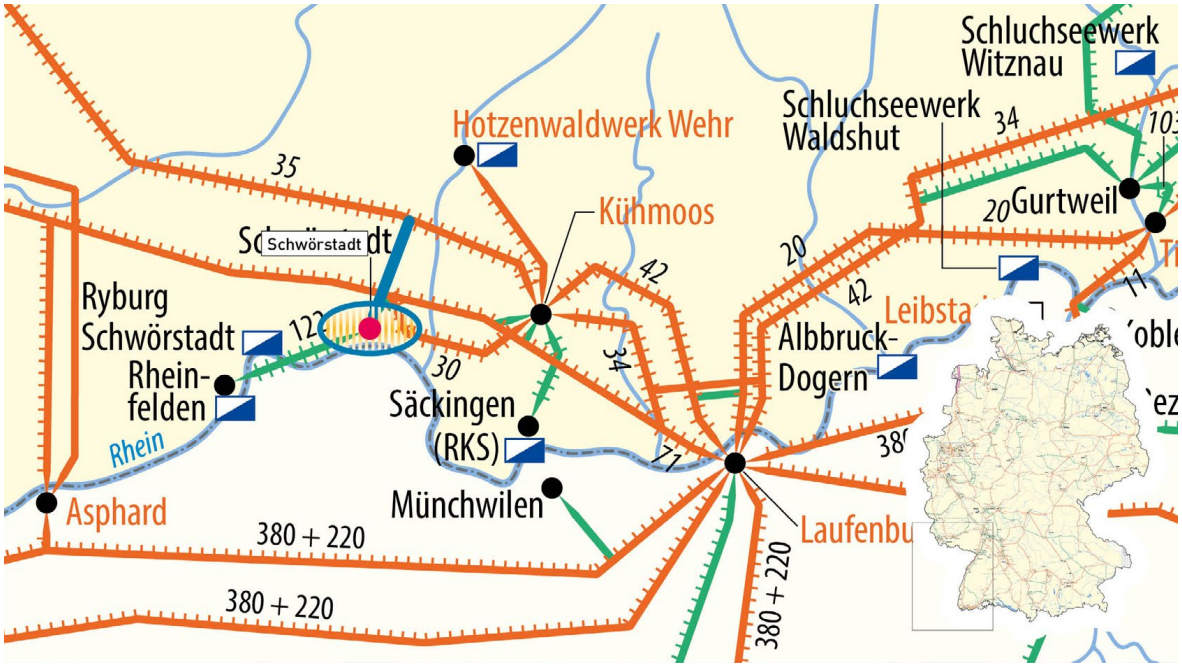
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt 205 wurde im NEP 2025 erstmalig identifiziert.

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben.

Das Projekt kann mit den im Rahmen der Projektcharakterisierung eingesetzten Kriterien nicht bewertet werden, da es sich um eine Punktmaßnahme ohne überregionale Transportaufgabe handelt.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P206: Hochrhein

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion, TransnetBW Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2016: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient zur Verbesserung der Versorgungssicherheit, zur Reduzierung der Rauminanspruchnahme und zur Erhöhung der Übertragungskapazität im Hochrheingebiet. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M417: Herbertingen – Kreis Konstanz – Beuren – Gurtweil/Tiengen
  Zwischen Gurtweil/Tiengen und Herbertingen wird eine neue 380-kV-Leitung mit zwei Stromkreisen in bestehender Trasse errichtet. Dementsprechend ist die Umstellung der Schaltanlage Gurtweil/Tiengen auf 380 kV und die Erweiterung des Umspannwerks Herbertingen erforderlich. Das bestehende 220-kV-Umspannwerk Beuren wird auf 380 kV umgestellt. Zudem wird ein neues Umspannwerk im Kreis Konstanz in 380/110 kV errichtet. Die beiden Anlagen übernehmen zukünftig die Versorgung des Hochrheingebiets und ersetzten die beiden bestehenden 220/110-kV-Umspannwerke in Stockach und Beuren. Der Anschluss der beiden Anlagen erfolgt auf bestehenden Trassen an die 380-kV-Leitungsanlage Gurtweil/Tiengen – Herbertingen (Netzverstärkung).

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M417	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		138	x	x	x	x	2025	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

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. Die Versorgungsaufgabe wird daher in diesem Bereich zukünftig vom 380-kV-Netz übernommen. Zur langfristigen Sicherstellung und Verbesserung der Versorgung des Hochrheingebietes ist die Anbindung von 220-kV-Umspannwerken an das 380-kV-Netz und damit eine Umstellung der Umspannung auf 380/110-kV notwendig.

Dadurch wird die Netzstruktur in dem betroffenen Netzbereich optimiert, der Raumbedarf reduziert und die Übertragungskapazität 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 für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.

Die Maßnahme M417 hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA Grundsatz berücksichtigt. Eine Optimierung der bestehenden Infrastruktur konnte mit M417 durchgeführt werden. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahme M417 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen.

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

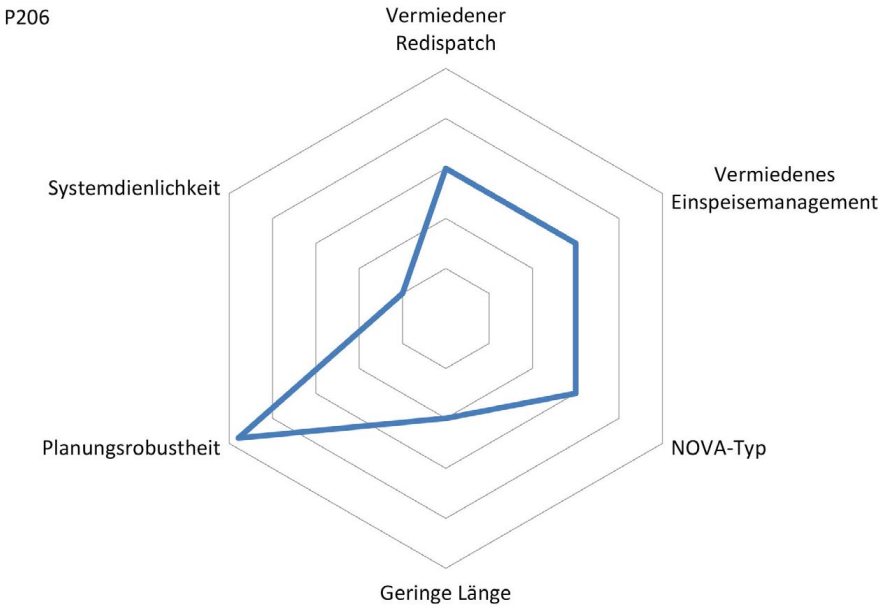
Die Maßnahmen werden unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z.B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen.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

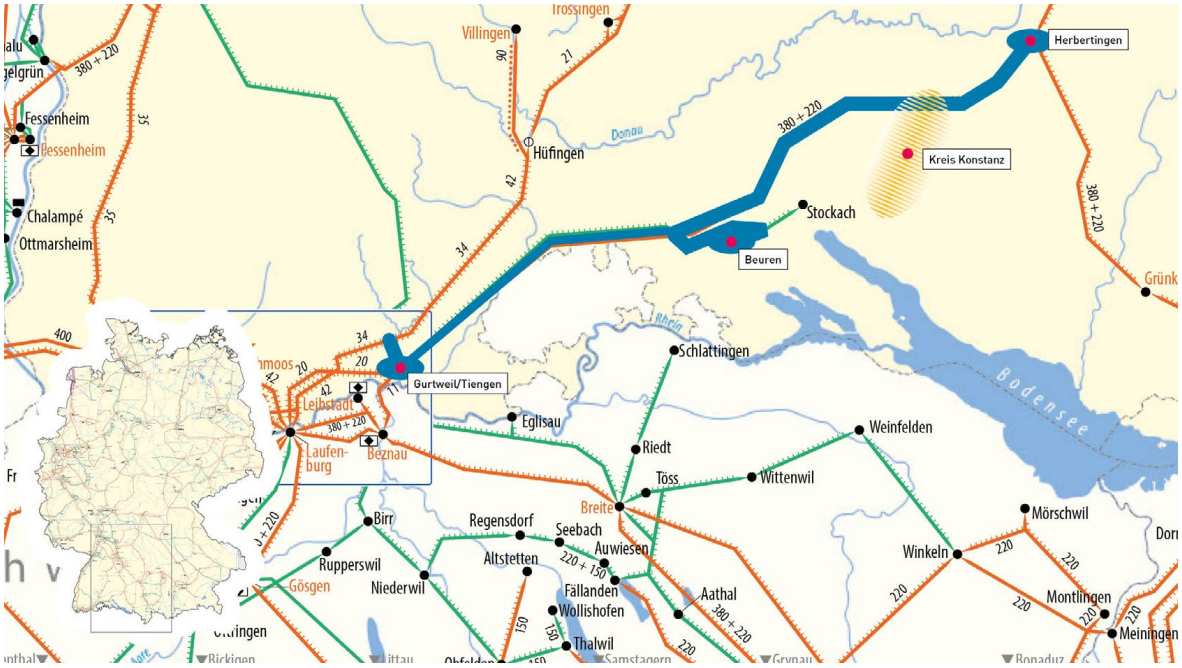
Dieses Projekt wurde im NEP 2030 erstmalig dargestellt. *Es handelt sich um ein überarbeitetes Konzept, in dem die Maßnahmen P52 M59 Herbertingen – Tiengen und P206 M417 Gurtweil – Kreis Konstanz eingeflossen sind. P52 M59 wurde erstmalig im NEP 2012 identifiziert und war in den Netzentwicklungsplänen 2013 und 2014 enthalten. P206 M417 wurde im NEP 2025 erstmalig identifiziert.*

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben. Nachfolgend erfolgt eine grafische Darstellung sowie eine textliche Beschreibung der wesentlichen Ergebnisse für das Projekt P206.



Das Projekt trägt zu einer günstigen, ökologischen und sicheren Energieversorgung bei. Es vermeidet Redispatch sowie EE-Einspeisemanagement und hebt Überlastungen im (n-1)-Fall auf. Außerdem wird das Projekt in bestehender Trasse neu errichtet, sodass kein neuer Trassenraum erforderlich wird. Das Projekt hat eine hohe Bedeutung für die regionale Versorgungsaufgabe. Der Optimierungs- und Erweiterungsbedarf der betroffenen Netzstrukturen wurde in vorhergehenden Netzentwicklungsplänen bereits sehr häufig identifiziert.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P215: Netzverstärkung Güstrow – Bentwisch – Gemeinden Sanitz/Dettmannsdorf

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2016: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Mecklenburg-Vorpommern.

- M454: Güstrow – Bentwisch
  Von Bentwisch nach Güstrow wird eine neue 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung im bestehenden 220-kV-Trassenraum errichtet. Bei der Ablösung der bestehenden 220-kV-Leitung durch die neue 380-kV-Leitung wird möglichst die bestehende Trasse genutzt. Dabei können geringe Abweichungen von der aktuellen Trasse bei der nachgelagerten Planung entstehen, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen oder bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern. Die 380-kV-Anlagen in Bentwisch und Güstrow sind dafür entsprechend 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 (s. Begleitdokument Punktmaßnahmen).

- M521: Bentwisch – Suchraum Gemeinden Sanitz/Dettmannsdorf
  Von Bentwisch nach Suchraum Gemeinden Sanitz/Dettmannsdorf wird eine neue 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung im bestehenden 220-kV-Trassenraum errichtet. Bei der Ablösung der bestehenden 220-kV-Leitung durch die neue 380-kV-Leitung wird möglichst die bestehende Trasse genutzt. Dabei können geringe Abweichungen von der aktuellen Trasse bei der nachgelagerten Planung entstehen, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen oder bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern. Die 380-kV-Anlage in Bentwisch ist dafür entsprechend zu erweitern und im Suchraum Gemeinden Sanitz/Dettmannsdorf ist eine neue 380-kV-Anlage zum Anschluss der Offshorenetzanbindungssysteme OST-3-3 und OST 3-4 mit einer installierten Leistung von insgesamt 750 MW, sowie - neben zwei 380/220-kV-Offshore-Netzanschlusstransformatoren - zum Anschluss eines 380/220-kV-Netzkuppeltransformators für die 220-kV-Verbindung nach Lüdershagen zu errichten.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M454	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		36	x	x	x	x	2025	
M521	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		20	x	x	x	x	2025	

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die 220-kV-Leitung Bentwisch – Güstrow besitzt derzeit eine geringe Übertragungskapazität von ca. 460 MVA pro Stromkreis. Gemäß Szenariorahmen ist im Szenario B 2030 eine EE-Leistung von rund 840 MW über die Umspannwerke Lüdershagen und Bentwisch angeschlossen. Darüber hinaus werden am Standort Bentwisch in B 2030 rund 340 MW EE-Leistung aus Offshore-Windenergie zusammen mit dem Interkonnektor Kriegers Flak Combined Grid Solution (P64) angeschlossen.

Netzplanerische Begründung

Die bestehende 220-kV-Leitung Bentwisch – Güstrow besitzt somit für die zu erwartenden Übertragungsaufgaben eine zu geringe Übertragungskapazität. Zur Erhöhung der Übertragungskapazität muss folglich die Spannungsebene auf 380 kV erhöht und die Leitung neu errichtet werden. Ohne den Neubau in bestehendem Trassenraum wird die 220-kV-Leitung Bentwisch – Güstrow bei Ausfall eines Stromkreises dieser Leitung unzulässig hoch belastet.

Das Projekt P215 Bentwisch - Lüdershagen ist ein Teil des in der „Netzstudie Mecklenburg-Vorpommern" identifizierten Netzausbaubedarfs.

Die Anbindung der Offshore-Netzanbindungssysteme OST 3-3 und OST 3-4 im Suchraum Gemeinden Sanitz/Dettmannsdorf erfordert zusätzlich zu der Netzverstärkung zwischen Güstrow und Bentwisch eine weitere Netzverstärkung: Neubau in bestehendem Trassenraum zwischen Bentwisch und der neuen 380-kV-Anlage im Suchraum Gemeinden Sanitz/Dettmannsdorf. Ohne diese Maßnahme 521 wird diese Leitung bei Ausfall eines Stromkreises unzulässig hoch belastet.

Bentwisch ist derzeit mit nur einem 380-kV-Stromkreis schwach an Güstrow angebunden. In Bentwisch speisen die HGÜ KONTEK, die Combined Grid Solution, das Kraftwerk Rostock und 170 MW installierte EE-Leistung ein. Bereits heute können kritische Betriebssituationen bei Störungen im Wartungsfall auf der 380-kV-Leitung Bentwisch – Güstrow auftreten. In diesen besteht keine 380-kV-Verbindung mehr zwischen der HGÜ KONTEK, den Offshore-Windparks Baltic 1 und 2 sowie dem Kraftwerk Rostock mit dem 380-kV-Netz der 50Hertz-Regelzone. Dies führt durch die parallele 220- und 110-kV-Netzstruktur zu sehr hohen Belastungen in der Höchst-/Hochspannung-Umspannungsebene und der 110-kV-Netzebene des regionalen Verteilungsnetzbetreibers. Durch die zunehmende EE-Entwicklung im Rahmen der Szenarien des NEP 2030 sowie dem zwischenzeitlich erfolgten Anschluss des Offshore-Windparks Baltic 2 und des künftigen Anschlusses des Interkonnektors Kriegers Flak Combined Grid Solution werden künftig unzulässig hohe Belastungen im Bereich Bentwisch – Güstrow erreicht, die eine Netzverstärkung erforderlich machen.

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 für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahmen M454 und M521 haben sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

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. Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 des NEP-Berichts). Die zu ersetzende 220-kV-Leitung Bentwisch – Güstrow wurde 1981-84 nach den technischen Normen, Gütevorschriften und Lieferbedingungen (TGL) der ehemaligen DDR errichtet. Zur Anwendung einer Netzoptimierung mittels Freileitungsmonitoring ist die bestehende 220-kV-Leitung aufgrund ihrer Spannungsebene sowie der Bauweise nicht geeignet. Konstruktive Veränderungen der bestehenden Masten sind nach aktuellen DIN-Vorschriften durchzuführen. Eine Netzverstärkung durch Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen würde die bestehende Mastkonstruktion nach DIN-Norm einer unzulässigen mechanischen Beanspruchung aussetzen. Aus diesem Grund machen derartige Netzverstärkungen einen Neubau der Masten erforderlich. Die Erhöhung der Übertragungsspannung von 220 kV auf 380 kV stellt daher einen nachhaltigen Ansatz dar.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

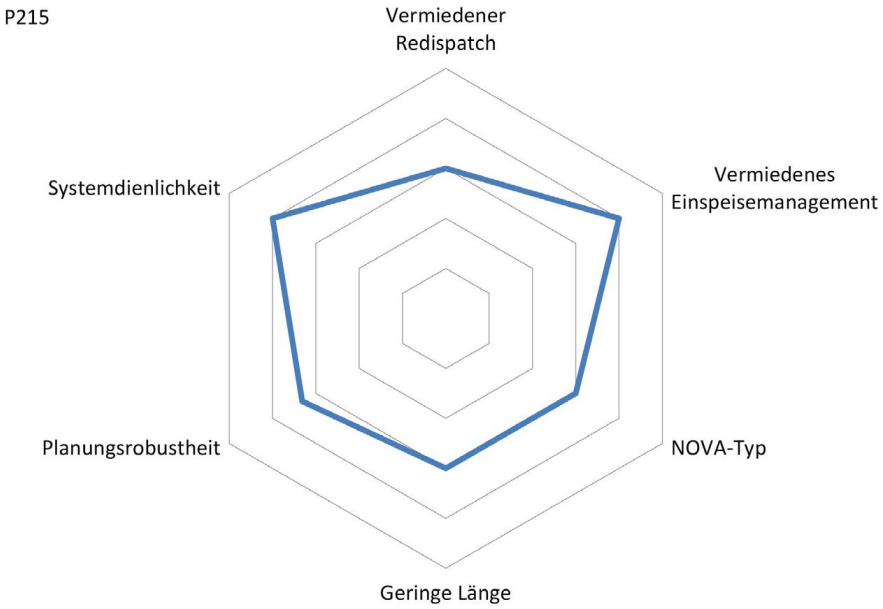
Zu den Maßnahmen 454 und 521 sind keine anderen Netzoptimierungen oder -verstärkungen möglich, die wirtschaftliche oder netztechnische Alternativen darstellen. Die gemäß Szenariorahmen erwartete installierte EE-Leistung und insbesondere die Einspeisungen der Onshore- und Offshore-Windenergie sowie des geplanten Interkonnektors können in der Region nur über eine Netzverstärkung mittels 380-kV-Neubaus (Netzverstärkung in bestehender Trasse) der bestehenden 220-kV-Leitung zwischen dem Suchraum Gemeinden Sanitz/Dettmannsdorf und zwischen Bentwisch – Güstrow abgeführt werden.

Bisherige Bestätigung des Projekts

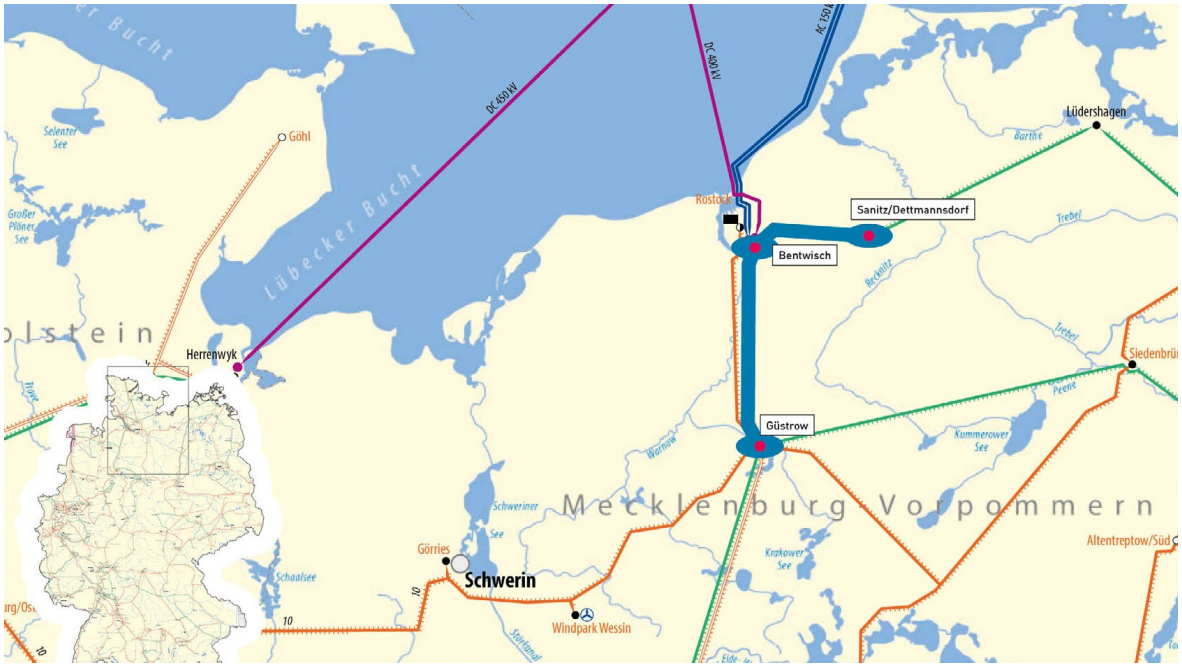
Das Projekt 215 wurde im NEP 2025 erstmals identifiziert (P215 M454: Netzverstärkung Bentwisch – Güstrow) und im NEP 2030 durch eine weitere Maßnahme 521: Bentwisch – Suchraum Gemeinden Sanitz/Dettmannsdorf ergänzt.

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben. Nachfolgend erfolgt eine grafische Darstellung sowie eine textliche Beschreibung der wesentlichen Ergebnisse für das Projekt P215.



Das Projekt hat einen hohen systemischen Nutzen und trägt zu einer günstigen, ökologischen und sicheren Energieversorgung bei. Dies zeigt sich auf Basis der Mengen an vermiedenem Redispatch und Einspeisemanagement sowie auf Basis vieler behobener Überlastungen im (n-1)-Fall. Außerdem wird das Projekt in bestehender Trasse neu errichtet, sodass aller Voraussicht nach kein neuer Trassenraum erforderlich wird. Das Projekt bzw. die enthaltenen Maßnahmen wurden in vorhergehenden Netzentwicklungsplänen bereits häufig als notwendig identifiziert.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P216: Netzverstärkung Güstrow – Siedenbrünzow – Alt Tellin – Iven – Pasewalk/Nord – Pasewalk

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2016: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Mecklenburg-Vorpommern.

- M455: Güstrow – Siedenbrünzow – Gemeinde Alt Tellin – Iven
  Von Güstrow über Siebenbrünzow und einen neuen Standort im Suchraum Gemeinde Alt Tellin bis Iven wird im bestehenden 220-kV-Trassenraum eine neue 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung errichtet (geplanter zweiter Abschnitt von P216). Bei der Ablösung der bestehenden 220-kV-Leitung durch die neue 380-kV-Leitung wird möglichst die bestehende Trasse genutzt. Dabei können geringe Abweichungen von der aktuellen Trasse bei der nachgelagerten Planung entstehen, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen oder bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern. Die 380-kV-Anlagen in Güstrow und Siedenbrünzow sind zu erweitern und eine neue 380-kV-Anlage im Suchraum Gemeinde Alt Tellin zu errichten. Weiterhin ist im Zuge der Maßnahme 523 eine 380-kV-Anlage am heutigen 220-kV-Anlagenstandort Iven (s. NEP 2014, P127 Nr. 14, neue Anlage mit 380/110-kV-Transformator, Windpark-Anschluss, temporär mit 220/110 kV) zu errichten.

- M523: Iven – Pasewalk/Nord – Pasewalk
  Von Iven über Pasewalk/Nord bis Pasewalk wird im bestehenden 220-kV-Trassenraum eine neue 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung errichtet (geplanter erster Abschnitt von P216). Bei der Ablösung der bestehenden 220-kV-Leitung durch die neue 380-kV-Leitung wird möglichst die bestehende Trasse genutzt. Dabei können geringe Abweichungen von der aktuellen Trasse bei der nachgelagerten Planung entstehen, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen oder bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern. Im Zuge der Maßnahme M523 ist eine 380-kV-Anlage am heutigen 220-kV-Anlagenstandort Iven (s. NEP 2014, P127 Nr. 14, neue Anlage mit 380/110-kV-Transformator, Windpark-Anschluss, temporär mit 220/110 kV) zu errichten. Die 380-kV-Anlagen Pasewalk/Nord sowie die in Zusammenhang mit P36 geplante 380-kV-Anlage in Pasewalk sind zu erweitern.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetrieb-nahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M455	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		90	x	x	x	x	*2028*	
M523	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		55	x	x	x	x	2025	

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die 220-kV-Leitung Güstrow – Pasewalk besitzt derzeit eine geringe Übertragungskapazität von ca. 410 MVA pro Stromkreis. Gemäß Szenariorahmen ist allein über das aktuell geplante Umspannwerk Pasewalk/Nord

eine Leistung aus erneuerbaren Energien (EE) von 300 MW (Netzanschluss eines Windparks) in B 2030 angeschlossen. Im Umspannwerk Pasewalk ist eine EE-Leistung von 220 MW angeschlossen. Zudem werden die bestehenden Leitungen durch die Übertragung von Windenergie aus der Uckermark in Richtung Westen (Güstrow) bzw. in Richtung Polen (Kuppelleitung Vierraden – Krajnik; 50HzT-003) zusätzlich belastet. Die Fortführung der Uckermarkleitung (50HzT-003) zwischen Bertikow und Pasewalk (P36, M21) sowie die Netzverstärkung im Abschnitt von Pasewalk über Pasewalk/Nord nach Güstrow (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 Onshore-Windeinspeisungen übersteigt der Übertragungsbedarf die Übertragungskapazität der 220-kV-Leitungen deutlich.

Netzplanerische Begründung

Ohne die 380-kV-Netzverstärkung Güstrow – Siedenbrünzow – Alt Tellin – Iven – Pasewalk/Nord – Pasewalk im bestehenden Trassenraum wird die bestehende 220-kV-Leitung bei Ausfall eines 220-kV-Stromkreises dieser Leitung unzulässig hoch belastet. Bereits heute können kritische Betriebssituationen bei Störungen im Wartungsfall auf der 220-kV-Leitung Pasewalk – Bertikow – Vierraden auftreten. In diesen Betriebssituationen sind die Umspannwerke Pasewalk bzw. Bertikow nur noch über den 380/220-kV-Netzkuppeltransformator in Güstrow mit dem 380-kV-Netz der 50Hertz-Regelzone verbunden. Dies kann im 220-kV-Netz zu Spannungsverletzungen sowohl im Planungsbereich als auch im Netzbetrieb führen. Diese Problematik wird künftig, durch die gemäß Szenariorahmen des NEP 2030 weiter zunehmende EE-Einspeisung und die dadurch notwendig werdenden Netzverstärkungen 50HzT-003 und P36 M21, verstärkt auftreten. Dadurch werden unzulässige Spannungen erreicht, die außerdem eine vollständige 380-kV-Einbindung erforderlich machen. Die Realisierung des Projekts P216 Güstrow – Siedenbrünzow – Alt Tellin – Iven – Pasewalk/Nord – Pasewalk führt zu einer deutlichen Verbesserung dieser Situation.

Der Netzverknüpfungspunkt im Suchraum Gemeinde Alt Tellin wird für die Anbindung von *500 MW (für A 2030) bis 900 MW (für B 2035)* installierter Leistung aus Offshore-Windenergie über das Netzanbindungssystem OST-2-4 und den dafür erforderlichen DC-Konverter benötigt.

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 für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahmen M455 und M523 haben sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Zum Projekt P216 sind keine anderen Netzoptimierungen oder -verstärkungen möglich, die wirtschaftliche oder netztechnische Alternativen darstellen. Die gemäß Szenariorahmen erwartete installierte EE-Leistung,

insbesondere die Onshore- und Offshore-Windenergie, kann in der Region nur durch die Einbindung in das 380-kV-Netz abgeführt werden, da keine parallelen 220-kV-Verbindungen vorhanden sind.

Eine Reduzierung der Auslastung durch Topologieänderungen (z. B. Netzentmaschung in Pasewalk) führt zur Verbesserung der Lage, kann aber die Überlastungen nicht vollends heilen. Weitere Topologieänderungen führen zu 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. Zur Anwendung einer Netzoptimierung mittels Freileitungsmonitoring ist die bestehende 220-kV-Leitung Güstrow – Pasewalk aufgrund ihrer Spannungsebene sowie der Bauweise nicht geeignet. Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell betrachtet (siehe Kapitel 4 des NEP-Berichts).

Eine Netzverstärkung durch Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen scheidet ebenfalls aufgrund der Spannungsebene bzw. Bauweise und Maststatik aus. Die zu ersetzende 220-kV-Leitung Güstrow – Pasewalk wurden 1962-64 nach den technischen Normen, 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.

Alternative Netzverknüpfungspunkte zum Anschluss der Offshore-Leistung in einem neuen Umspannwerk im Suchraum Gemeinde Alt Tellin sind die Umspannwerke Lubmin und Lüdershagen.

Gegen das Umspannwerk Lubmin spricht die schwierige seeseitige Trassenfindung für das Netzanbindungssystem OST-2-4 und die Tatsache, dass im Umspannwerk Lubmin kein Platz für den notwendigen DC-Konverter vorhanden ist. Ein AC-Anschluss scheidet aufgrund der dann notwendigen mehreren AC-Kabelsysteme bedingt durch die Limitierung der seeseitigen Trassenanzahl/-führung aus.

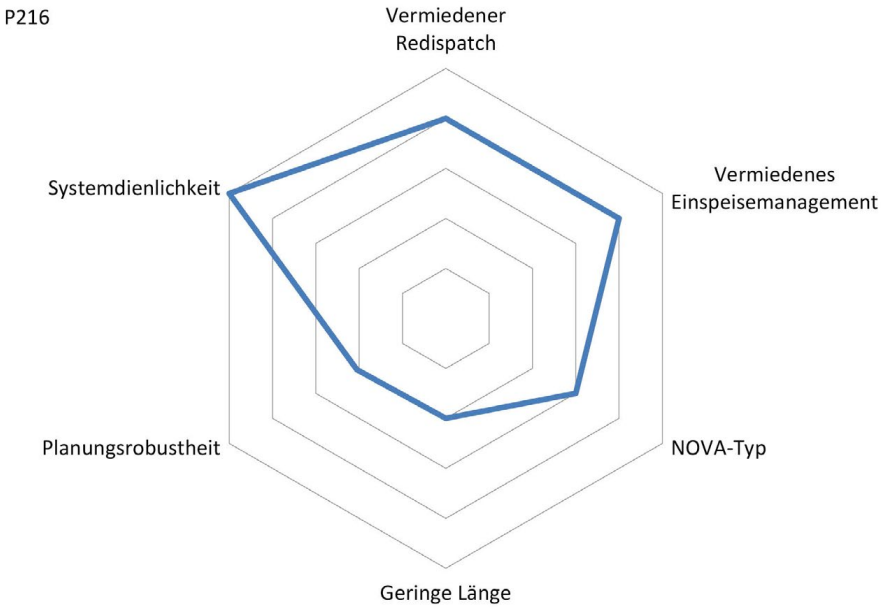
Gegen den Anschluss im Umspannwerk Lüdershagen spricht die dann notwendige Trassenführung für das Netzanbindungssystem über die Insel Rügen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt 216 wurde im NEP 2025 erstmals identifiziert.

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben. Nachfolgend erfolgt eine grafische Darstellung sowie eine textliche Beschreibung der wesentlichen Ergebnisse für das Projekt P216.



Das Projekt hat einen sehr hohen systemischen Nutzen und trägt signifikant zu einer günstigen, ökologischen und sicheren Energieversorgung bei. Dies zeigt sich auf Basis der Mengen an vermiedenem Redispatch und Einspeisemanagement sowie auf Basis vieler behobener Überlastungen im (n-1)-Fall. Außerdem wird das Projekt in bestehender Trasse neu errichtet, sodass aller Voraussicht nach kein neuer Trassenraum erforderlich wird. Das Projekt bzw. die enthaltenen Maßnahmen wurden in vorhergehenden Netzentwicklungsplänen bereits mehrfach als notwendig identifiziert.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P221: DC-Netzausbau: Hansa PowerBridge (HPB)

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2016: 176.995

Beschreibung des geplanten Projekts

Hansa PowerBridge ist ein HVDC-Interkonnektor zwischen der Regelzone von 50Hertz und Südschweden. Das technische Ziel des Projekts „Hansa PowerBridge" ist die Erhöhung der Handelskapazität zwischen Schweden und Deutschland. Der Interkonnektor soll eine Verbindung zu den großen Wasserkraftspeichern in Skandinavien schaffen, die genutzt werden können, um überschüssigen deutschen Strom bei hoher und fluktuierender Einspeisung erneuerbarer Energien indirekt zu speichern. Andererseits kann schwedische Wasserkraft die preisgünstige Stromversorgung in Deutschland in Zeiten schwachen Wind- und Photovoltaikaufkommens und hoher Nachfrage sicherstellen. Der Interkonnektor trägt daher zur Versorgungssicherheit und zu günstigen Strompreisen in beiden Ländern bei.

Der Bedarf der Hansa PowerBridge wurde im Ten Year Network Development Plan (TYNDP) 2016 als Projekt 176 ausgewiesen. Aus diesem Grund ist die Hansa PowerBridge im Netzentwicklungsplan Strom 2030 als Interkonnektor zwischen Schweden und Deutschland mit einer Übertragungsfähigkeit von 700 MW und einer Inbetriebnahme bis 2025 enthalten.

Untersuchungen zeigen den Vorteil eines zusätzlichen Ausbaus um weitere 700 MW. Die 2. Ausbaustufe mit einer Gesamtübertragungskapazität von 1.400 MW wurde gemäß genehmigtem Szenariorahmen für das Szenario B 2035 berücksichtigt.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M460	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	60		x	x	x	x	2025-2026	

Begründung des geplanten Projekts

Die Hansa PowerBridge soll die Kapazität für den Austausch elektrischer Energie zwischen Deutschland und Schweden erhöhen. Im Jahr 2016 sind beide Strommärkte seit circa 21 Jahren nur durch die 600 MW-Verbindung Baltic Cable (Betreiber Baltic Cable AB, ein Unternehmen der norwegischen Statkraft Energi AS) direkt verbunden. Schwedens Energiemix wird von Wasserkraftwerken dominiert, die sehr flexibel einsetzbar sind und CO_2-freien Strom produzieren. Schweden ist gut mit Norwegen vernetzt, wo ebenfalls große Mengen an Wasserkraft zur Verfügung stehen. Beide Länder verfügen zusammen über eine Kapazität an Wasserkraftwerken von 48 GW. Die Erschließung von Speicherkapazitäten ist ein Schlüssel für das Gelingen der deutschen Energiewende. Die Einspeisung erneuerbarer Energien in Deutschland wird weiter wachsen. In Zeiten überschüssigen Stroms aus erneuerbaren Energien in Deutschland kann die Hansa PowerBridge diesen Strom nach Schweden transportieren, wo er direkt verbraucht werden kann, anstatt die Wasserressourcen der dortigen Wasserkraftwerke zu verbrauchen. In Schwachwindzeiten, geringer Sonneneinstrahlung und hohem Stromverbrauch in Deutschland können schwedische Produzenten ihre ungenutzten Wasserreserven flexibel einsetzen, um ihren günstigen, umweltfreundlichen Strom dem deutschen Konsumenten

preisdämpfend zur Verfügung zu stellen. Damit dienen diese Wasserkraftwerke als indirekte Speicher für Strom aus deutschen erneuerbaren Energien. Deshalb ist der Interkonnektor sowohl für Deutschland als auch für Schweden vorteilhaft. Marktsimulationen zeigen, dass der deutsche Strommarkt sehr von der volatilen Einspeisung aus Anlagen auf Basis der erneuerbaren Energien geprägt sein wird. Die Hansa PowerBridge trägt dazu bei, Preisspitzen zu vermeiden und die Marktpreise in beiden Zonen stabil zu halten.

Die zusätzliche Handelskapazität dient zudem der Weiterentwicklung des europäischen Energiebinnenmarktes gemäß EU-Verordnung 714/2009. Zudem ist sie ein wichtiger Schritt, um das Ziel des Europarats von 15% Interkonnektorkapazität im Vergleich zur Erzeugungskapazität eines Landes zu erreichen.

In technischer Hinsicht stabilisiert die Hansa PowerBridge das europäische Elektrizitätssystem, weil überschüssige erneuerbare Energie darüber abtransportiert werden kann und Ausfälle anderer Leitungen im System durch eine zusätzliche Verbindung einfacher kompensiert werden können.

Die Hansa PowerBridge kann außerdem einen wesentlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit in Skandinavien in Trockenperioden leisten, in denen Wassermangel die übliche Stromerzeugung der Wasserkraftwerke nicht zulässt. Die Errichtung einer Gleichstromverbindung ist erforderlich, da das skandinavische und kontinental- europäische Elektrizitätssystem asynchron betrieben werden. Das bedeutet, dass zwingend eine Konverterstation auf schwedischer oder deutscher Seite erforderlich ist.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Der Netzverknüpfungspunkt (NVP) Güstrow stellt 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 s. Steckbriefe OST-2-4 und OST-3-3 im O-NEP 2030).

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben.

Das Projekt kann mit den im Rahmen der Projektcharakterisierung eingesetzten Kriterien nicht bewertet werden, da es sich um eine Grenzkuppelleitung handelt. Der Ausbau der grenzüberschreitenden Leitungen wird im europäischen Ten-Year Network Development Plan abgestimmt, geplant und mit entsprechenden Kriterien bewertet.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P222: Netzverstärkung zwischen Oberbachern und Ottenhofen

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT Nr. BBPlG 2015: 47

Nr. TYNDP 2016: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Bayerns von Ottenhofen nach Oberbachern und enthält folgende Maßnahme:

- M461: Oberbachern – Ottenhofen
  Die Stromtragfähigkeit der beiden vorhandenen 380-kV-Stromkreise muss auf 3.600 A erhöht werden (Netzverstärkung). Weiterhin müssen die betroffenen 380-kV-Schaltanlagen in Ottenhofen und Oberbachern verstärkt werden (Netzverstärkung).

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M461	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		44	x	x	x	x	2025	

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Das Projekt ist direkt verknüpft mit dem südlichen Netzverknüpfungspunkt Isar der DC-Verbindung DC5. Ein Teil der zum DC-Verknüpfungspunkt Isar zu transportierende Leistung ist über die Leitung zwischen Ottenhofen und Oberbachern zu führen. Bei Ausfall eines Stromkreises ist der parallele Stromkreis unzulässig belastet. Deshalb muss die Stromtragfähigkeit der Leitung erhöht werden.

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 für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme M461 hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 des NEP-Berichts).

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass die geforderte Übertragungskapazität von 3.600 A mit den vorhandenen 380-kV-Stromkreisen unter Nutzung von FLM nicht erreicht werden kann. Eine Umbeseilung mit HTL ist aus technischen Gründen nicht möglich. Daher ist ein Neubau in vorhandener Trasse erforderlich.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

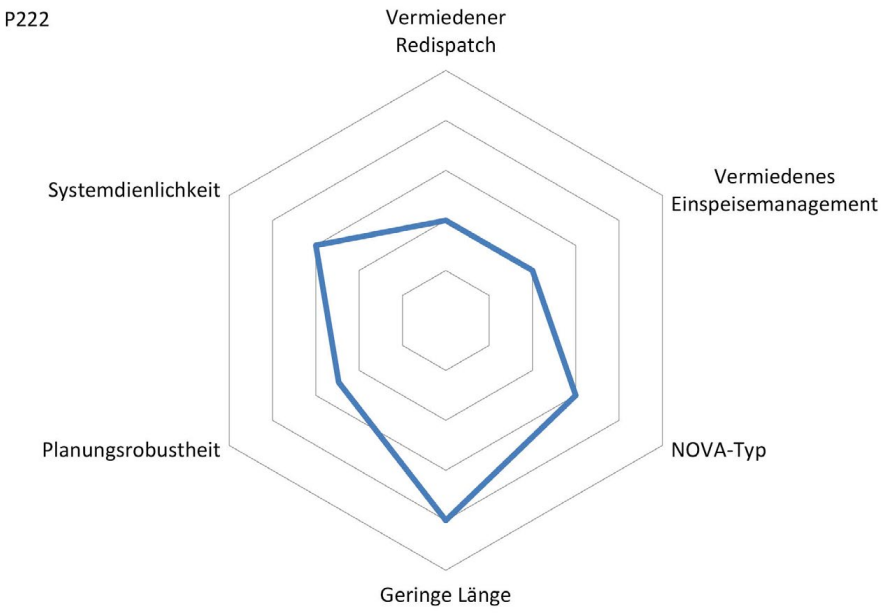
Weitere alternative Einzelmaßnahmen wurden nicht untersucht, da es sich bei der Verbindung um eine bereits existierende Leitung handelt. Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Verstärkung dieser bestehenden Verbindung in Betracht gezogen. Alternative Verbindungen von Isar in westlicher Richtung bestehen nicht.

Bisherige Bestätigung des Projekts

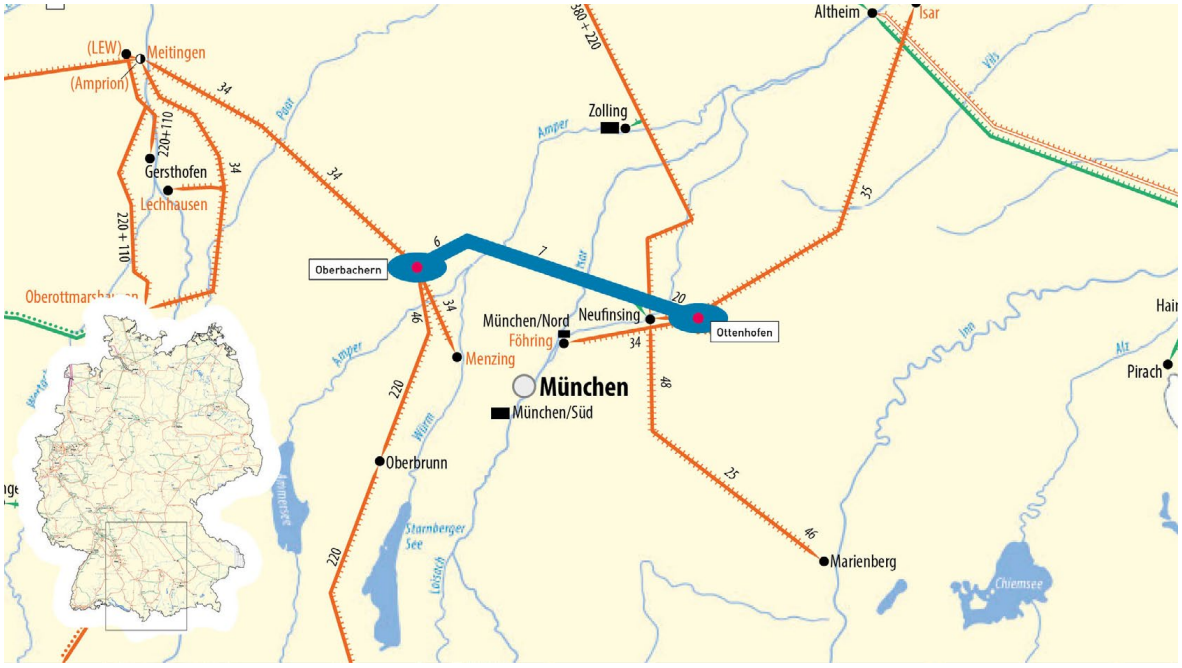
Das Projekt P222 ist Teil des Bundesbedarfsplans (Vorhaben Nr. 47).

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben. Nachfolgend erfolgt eine grafische Darstellung sowie eine textliche Beschreibung der wesentlichen Ergebnisse für das Projekt P222.



Das Projekt trägt zu einer günstigen, ökologischen und sicheren Energieversorgung bei. Es vermeidet Redispatch sowie EE-Einspeisemanagement und hebt Überlastungen im (n-1)-Fall auf. Außerdem wird das Projekt in bestehender Trasse neu errichtet, sodass aller Voraussicht nach kein neuer Trassenraum erforderlich wird. Das Projekt wurde in vorhergehenden Netzentwicklungsplänen bereits mehrfach als notwendig identifiziert.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P224: Netzverstärkung Wolkramshausen – Ebeleben – Vieselbach

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz Nr. BBPlG 2015: 44

Nr. TYNDP 2016: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Thüringen.

Das Projekt wurde im NEP 2014 als P150: Netzverstärkung Lauchstädt – Vieselbach mit der Maßnahme M352: Lauchstädt – Wolkramshausen – Vieselbach ausgewiesen und von der BNetzA bestätigt.
Im NEP 2025 wurde im Ergebnis der Netzanalysen, unter Berücksichtigung der Einbindung des geplanten Umspannwerks Querfurt, u.a. das Projekt P150 modifiziert und der notwendige Bereich für eine Netzverstärkung auf den Abschnitt Querfurt – Wolkramshausen präzisiert (ehemals Abschnitt Lauchstädt – Wolkramshausen der P150/M352 im NEP 2014). Zudem wurde bereits im NEP 2025 das Projekt P224: Netzverstärkung Wolkramshausen – Ebeleben – Vieselbach (M463) als vormals integraler Bestandteil der o.g. Netzverstärkung Lauchstädt – Vieselbach separat ausgewiesen, wie auch im vorliegenden NEP 2030.

- M463: Wolkramshausen – Ebeleben – Vieselbach
  Von Wolkramshausen über den neuen Standort Ebeleben nach Vieselbach wird eine neue 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung in der bestehenden 220-kV-Trasse errichtet. Bei der Ablösung der bestehenden 220-kV-Leitung durch die neue 380-kV-Leitung wird möglichst die bestehende Trasse genutzt. Dabei können geringe Abweichungen von der aktuellen Trasse bei der nachgelagerten Planung entstehen, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen oder bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern. Neben dem o. g. 380-kV-Anlagen-Neubau Ebeleben (s.Begleitdokument Punktmaßnahmen), sind die 380-kV-Anlagen in Vieselbach und Wolkramshausen (siehe P150 M352a) entsprechend zu erweitern.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M463	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		66	x	x	x	x	2024	

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Die 220-kV-Leitungen von Eula nach Wolkramshausen und von Wolkramshausen nach Vieselbach besitzen derzeit eine Übertragungskapazität zwischen ca. 410 MVA bis ca. 710 MVA pro Stromkreis. Aufgrund der vorherrschenden Hauptleistungsflussrichtung von Nordost nach Südwest und der Rückspeisung von Leistung aus erneuerbaren Energien (EE) aus den nachgelagerten Verteilungsnetzen ist die 220-kV-Leitung Wolkramshausen – Vieselbach bei entsprechenden Erzeugungs- und Lastsituationen bereits heute hoch belastet. Gleiches trifft auf die in der Netzregion parallel verlaufende 380-kV-Leitung Lauchstädt – Vieselbach (1. Abschnitt der Südwestkuppelleitung) zu. Diese ist bereits hochstromfähig und besitzt eine Übertragungsfähigkeit von ca. 2.370 MVA pro Stromkreis.

Die bestehenden 380- und 220-kV-Leitungen Lauchstädt – Vieselbach und Eula – Wolkramshausen – Vieselbach besitzen somit für die zu erwartenden Übertragungsaufgaben insgesamt eine zu geringe Übertragungskapazität. Zur Erhöhung der Übertragungskapazität muss folglich die Spannungsebene der 220-kV-Leitungen auf 380 kV erhöht und die Leitungen von Querfurt nach Wolkramshausen (siehe auch P150: Netzverstärkung Querfurt– Wolkramshausen) und von Wolkramshausen nach Vieselbach (P224) neu errichtet werden. Ohne den v. g. Neubau in bestehender Trasse (Netzverstärkung) wird die bestehende 380-kV-Leitung Lauchstädt – Vieselbach bei Ausfall eines 380-kV-Stromkreises dieser Leitung unzulässig hoch belastet.

Das netztechnische Ziel des Projekts ist es, durch die Erhöhung der Übertragungskapazität auf der Achse Lauchstädt – Querfurt – Wolkramshausen – Vieselbach einen Beitrag zur netztechnisch notwendigen Erhöhung der horizontalen Übertragungsfähigkeit im Raum Sachsen-Anhalt und Thüringen zu leisten. Die 380-kV-Leitungen von Querfurt über Wolkramshausen nach Vieselbach dienen insbesondere dem EE-Ferntransport aus dem Raum Sachsen-Anhalt über Thüringen in den Süden der Bundesrepublik. Zur Sicherung der bestehenden Übertragungs- und Versorgungsaufgaben in Richtung Eula ist am Standort Querfurt ein 380/220-kV-Netzkuppeltransformator erforderlich, so dass über die verbleibende 220-kV-Verbindung Querfurt – Eula eine Besicherung der 220-kV-Netzregion Leipzig/Chemnitz bis zu einer perspektivischen 380-kV-Netzstrukturänderung erhalten bleibt.

Prüfung nach NOVA

Zur Maßnahme 463 sind keine anderen Netzoptimierungen oder -verstärkungen zur Beherrschung der erwarteten Leistungsfluss- und Netzsituationen in dieser Netzregion möglich, da in der vorherrschenden Hauptleistungsflussrichtung von Nordost nach Südwest keine weiteren parallelen 380-kV- bzw. 220-kV-Verbindungen vorhanden sind. Eine Reduzierung der Belastung der 380-kV-Verbindung von Lauchstädt nach Vieselbach durch Topologieänderungen führt lediglich zu einer nicht ausreichenden Reduzierung der Leitungsbelastung. Zur Anwendung einer Netzoptimierung mittels Freileitungsmonitoring sind die bestehenden 220-kV-Leitungen Eula – 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 wurde 1988 nach den technischen Normen, Gütevorschriften und Lieferbedingungen (TGL) der ehemaligen DDR errichtet. Konstruktive Veränderungen der bestehenden Masten sind nach aktuellen DIN-Vorschriften durchzuführen. Eine Netzverstärkung durch Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen würde die bestehenden Mastkonstruktion nach DIN-Norm einer unzulässigen mechanischen Beanspruchung aussetzen. Aus diesem Grund machen derartige Netzverstärkungen einen Neubau der Masten erforderlich.

Die bestehende 380-kV-Leitung von Lauchstädt nach Vieselbach wurde 2008 in Betrieb genommen und bereits mit einer Hochstrombeseilung (3.600 A/Stromkreis) ausgeführt, die jedoch für die ermittelten Übertragungsaufgaben nicht mehr ausreichend ist.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

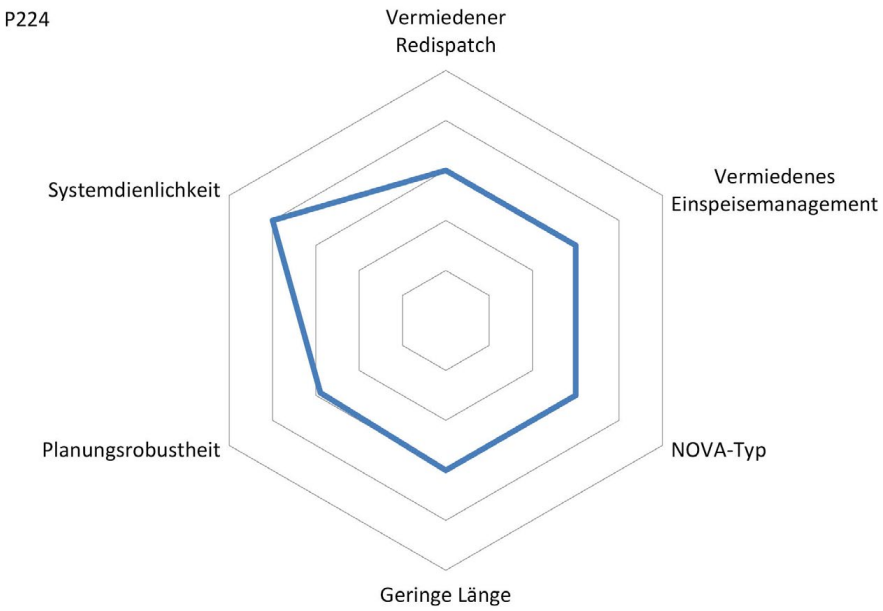
Eine Netzverstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung von Lauchstädt nach Vieselbach mittels Aufrüstung von zwei auf vier Stromkreise ist aufgrund des Planfeststellungsbeschlusses zu dieser Leitung und der daraus resultierenden Bauweise nicht möglich. Für diese Leitung wurde auf Veranlassung der Deutschen Bahn, im Zuge der Verkehrsprojekte Deutsche Einheit (Neubau einer ICE-Strecke), für die ehemalige 220-kV-Leitung auf einem langen Trassenabschnitt eine 380-kV-Leitungstrasse räumlich neu eingeordnet, als 380-kV-Doppelleitung planfestgestellt sowie durch 50Hertz errichtet und als 1. Abschnitt der Südwest-Kuppelleitung 2008 in Betrieb genommen. Aus diesen Gründen ist die Nutzung der 220-kV-Trassen Querfurt– Wolkramshausen – Vieselbach in Verbindung mit der regional dort möglichen Netzstrukturänderung insgesamt aus technisch- wirtschaftlicher Sicht als Netzverstärkungsmaßnahme vorzuziehen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das aktuelle Projekt 224 (Wolkramshausen – Ebeleben – Vieselbach) wurde als Bestandteil der damaligen P150 M352 Lauchstädt – Wolkramshausen – Vieselbach erstmals im NEP 2014 und im NEP 2025 identifiziert und von der BNetzA bestätigt und in den Bundesbedarfsplan aufgenommen (Nr. 44).

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben. Nachfolgend erfolgt eine grafische Darstellung sowie eine textliche Beschreibung der wesentlichen Ergebnisse für das Projekt P224.



Das Projekt hat einen hohen systemischen Nutzen und trägt zu einer günstigen, ökologischen und sicheren Energieversorgung bei. Es vermeidet Redispatch sowie EE-Einspeisemanagement und hebt viele Überlastungen im (n-1)-Fall auf. Außerdem wird das Projekt in bestehender Trasse neu errichtet, sodass aller Voraussicht nach kein neuer Trassenraum erforderlich wird. Das Projekt wurde in vorhergehenden Netzentwicklungsplänen bereits häufig als notwendig identifiziert.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P225: Netzverstärkung zwischen Altheim und Isar

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2016: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Bayern zwischen Altheim und Isar und enthält folgende Maßnahme:

- M464a: Altheim nach Isar
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Errichtung drei neuer 380-kV-Stromkreise zwischen Altheim und Isar in neuer Trasse vorgesehen (Netzausbau). Hierzu sind die 380-kV-Schaltanlagen Altheim und Isar zu verstärken (Netzverstärkung). Zusätzlich sieht die Maßnahme eine Neuanordnung der Stromkreise im Kreuzungspunkt Adlkofen vor (Netzoptimierung).

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetrieb-nahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M464a	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	8		x	x	x	x	*2030*	

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 DC5 (HGÜ-Verbindung von Sachsen-Anhalt nach Bayern).

Netzplanerische Begründung

Die Übertragungskapazität und die geplante Netzstruktur zwischen Isar, Altheim, Ottenhofen und St. Peter (Österreich) wird zukünftig nicht mehr ausreichen, um die (n-1)-Sicherheit im diesem Bereich zu gewährleisten.

Das Projekt ist verknüpft mit dem südlichen Netzverknüpfungspunkt Isar der DC-Verbindung DC5. 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 Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme M464a hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 des NEP-Berichts).

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass die Stromtragfähigkeit der überlasteten Leitungen auch mit FLM nicht ausreichend ist. Alternative Verstärkungen, die alle auftretenden Engpässe beseitigen, sind nicht möglich.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

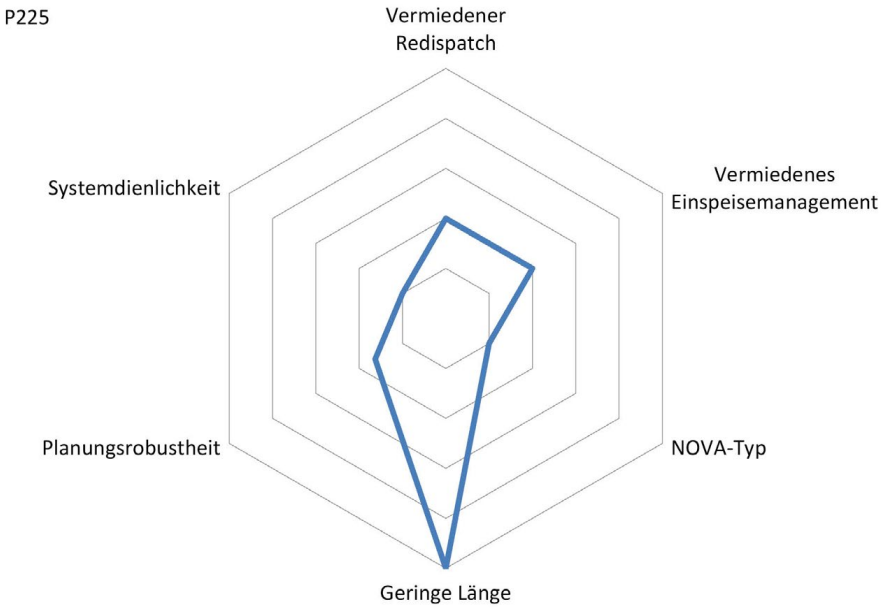
Als Alternative zur Maßnahme M464a wäre die Leitung von Isar nach Ottenhofen durch die Zubeseilung eines weiteren Stromkreises zu verstärken. Diese Maßnahme war als M104 Teil des Projekts P67 im NEP 2012, NEP 2013 sowie NEP 2014. Sie wurde von BNetzA jedoch nicht bestätigt. Diese Alternative wird nicht weiterverfolgt, da sie nicht alle auftretenden Engpässe beseitigen kann und deutlich länger als die gewählte Maßnahme ist.

Bisherige Bestätigung des Projekts

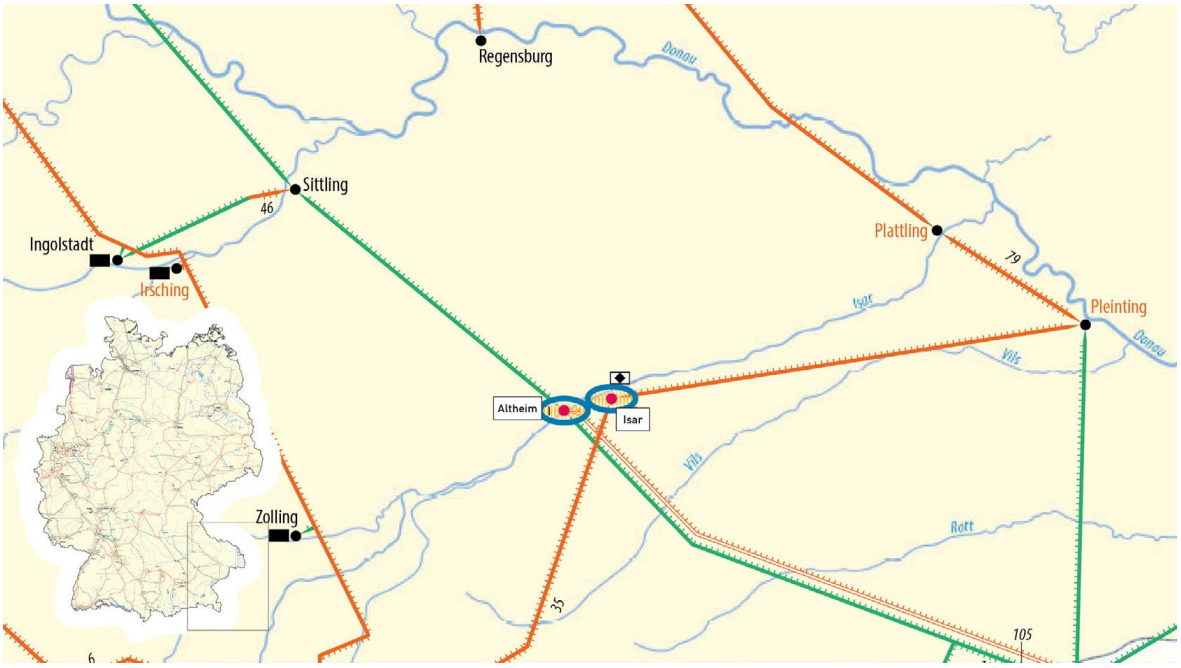
Das Projekt wurde erstmals im NEP 2025 *in den Langfristszenarien B1 2035/B2 2035* identifiziert.

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben. Nachfolgend erfolgt eine grafische Darstellung sowie eine textliche Beschreibung der wesentlichen Ergebnisse für das Projekt P225.



Das Projekt trägt zu einer günstigen, ökologischen und sicheren Energieversorgung bei. Es vermeidet Redispatch sowie EE-Einspeisemanagement und hebt Überlastungen im (n-1)-Fall auf. Das Projekt wurde in vorhergehenden Netzentwicklungsplänen bereits mehrfach als notwendig identifiziert.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P227 Netzausbau Lübeck – Krümmel

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2016: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Schleswig-Holstein sowie von Schleswig-Holstein nach Süden und enthält die folgende Maßnahme:

- M468: Lübeck – Krümmel
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Errichtung einer neuen 380-kV-Leitung zwischen Lübeck und Krümmel vorgesehen (Netzausbau). Hierzu sind die 380-kV-Schaltanlagen Lübeck und Krümmel zu verstärken (Netzverstärkung).

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M468	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	80		x	x	x	x	2030	

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Schleswig-Holstein ist geprägt durch hohe Einspeisung aus On- und Offshore-Windenergie. Die Einspeisung aus Windenergie übersteigt bereits heute die regionale Last zu weiten Teilen des Jahres, so dass in erheblichem Umfang Einspeisemanagement-Maßnahmen erforderlich sind. Der Zubau an Windenergie wird gemäß den Szenarien weiter ansteigen.

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 für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme M468 hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

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 (TTG-005) wird die Übertragungskapazität von Dänemark und Schleswig-Holstein nach Niedersachsen zur Abführung von EEG-Einspeiseleistung erhöht. Außerdem wird die Kuppelkapazität zu Dänemark erhöht.

Mit dem Anschluss der geplanten Ostküstenleitung (P72) an das Umspannwerk Kreis Segeberg an der Mittelachse ist die 380-kV-Netzstruktur ohne die hier aufgeführte Maßnahme nicht mehr (n-1)-sicher, um die Energie in Richtung Süden abtransportieren zu können.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

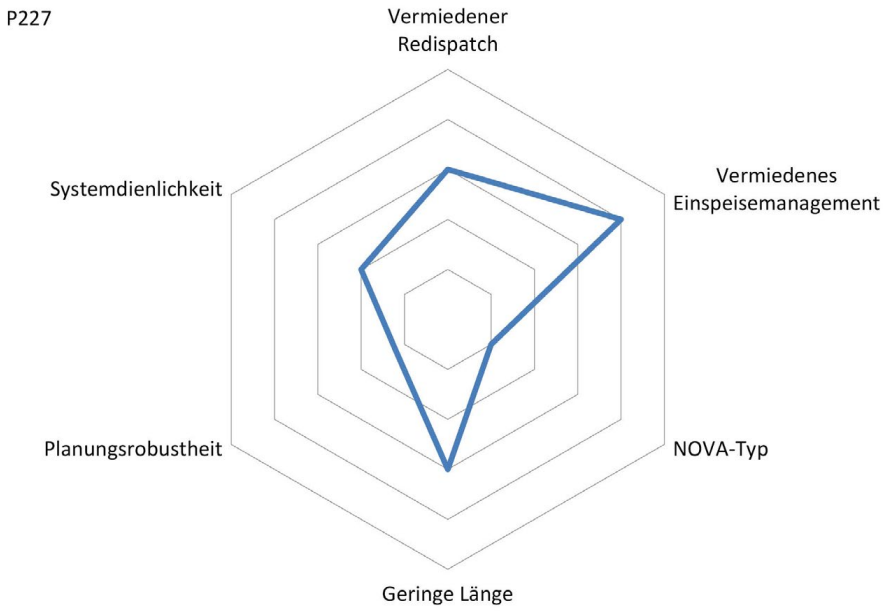
Als Alternative zur Maßnahme M468 wurde der DC-Netzausbau untersucht. Eine HGÜ-Verbindung zwischen Kreis Segeberg und *Urberach (DC10 bzw. DC16/DC9 im Szenario B 2035; siehe Kapitel 4.2.6 des NEP-Berichts)* ist eine wesentliche netztechnische Voraussetzung für die Übertragung der erwarteten Leistungszubauten von Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen zu den Verbrauchzentren in Baden-Württemberg *und könnte M468 im Zieljahr 2030 ersetzen*. Zu den Gründen, warum im NEP 2030 auf eine Ausweisung zusätzlicher DC-Verbindungen *in den Szenarien mit dem Zieljahr 2030* verzichtet wurde, wird auf Kapitel 4.2.5 des NEP-Berichts verwiesen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

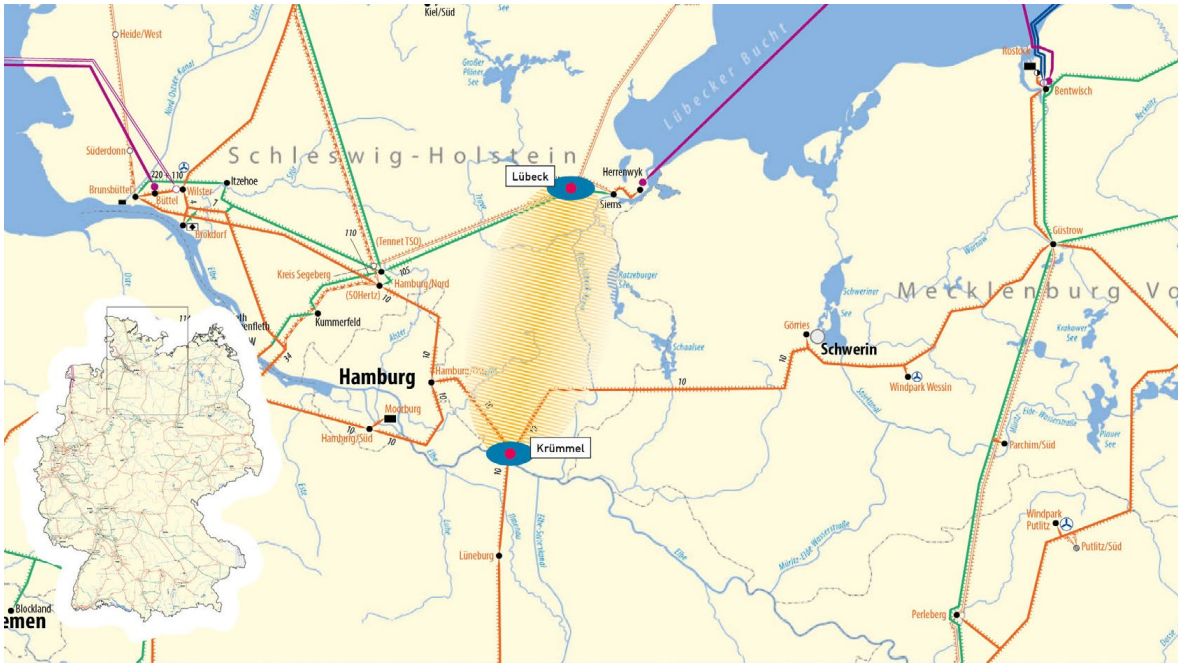
Das Projekt wurde erstmals im NEP 2030 identifiziert.

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben. Nachfolgend erfolgt eine grafische Darstellung sowie eine textliche Beschreibung der wesentlichen Ergebnisse für das Projekt P227.



Das Projekt hat einen hohen systemischen Nutzen und trägt zu einer günstigen, ökologischen und sicheren Energieversorgung bei. Dies zeigt sich auf Basis der Mengen an vermiedenem Redispatch und Einspeisemanagement sowie auf Basis wirksam behobener Überlastungen im (n-1)-Fall.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P228 Netzverstärkung Landesbergen – Wahle

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2016: -

Beschreibung des geplanten Projekts

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

- M469: Landesbergen nach Wahle
  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 vorgesehen (Netzverstärkung). Zum Anschluss der Leitung müssen die bestehenden 220-kV-Anschlüsse durch 380-kV-Anschlüsse ersetzt werden. Dazu sind die bestehenden Schaltanlagen in Landesbergen und Wahle zu erweitern (Netzverstärkung). Darüber hinaus sind die Schaltanlagen in Lahe und Lehrte an diese Leitung anzuschließen. Es ist noch zu untersuchen, ob hierfür die bestehenden Umspannwerke erweitert werden können oder ob diese durch ein oder zwei Neubauten mit zusätzlichen 380/220- und 380/110-kV-Trafos abgelöst werden müssen.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetrieb-nahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M469	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		108	x	x	x	x	2030	

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 Wahle treten neben einer hohen Einspeisung aus Windkraftanlagen 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 Ertüchtigung der bestehenden 220-kV-Leitung können diese Engpässe effektiv behoben und ein (n-1)-sicherer Betrieb sichergestellt werden. Weiterhin sollen die Umspannwerke Lahe und Lehrte mit dieser Leitung versorgt werden. Damit wird die Energieversorgung des Großraums Hannover sichergestellt.

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 für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme M469 hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass weder durch den Einsatz von FLM noch durch HTL-Umbeseilung die erforderliche Stromtragfähigkeit auf den überlasteten Leitungen erreicht werden kann. Daher ist ein Neubau in bestehender Trasse erforderlich.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und anderweitiger Optionen

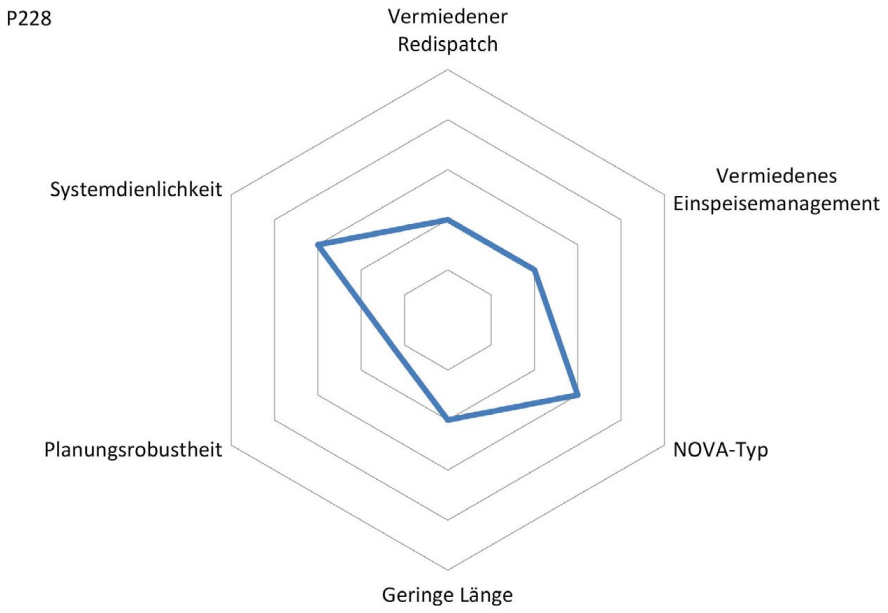
Als planerische Alternative ist eine Kombination aus Verstärkungen anderer bestehender Leitungen möglich. Dazu wären die 380-kV-Trassen zwischen Landesbergen und Grohnde sowie zwischen Mehrum und Grohnde (in Ergänzung zu P152 Wahle - Mehrum) entsprechend zu verstärken. Diese alternativen Verstärkungen weisen insgesamt eine höhere Länge auf, weshalb die Verstärkung der kürzeren Leitung Landesbergen – Wahle gewählt wurde.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wurde erstmals im NEP 2030 identifiziert.

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben. Nachfolgend erfolgt eine grafische Darstellung sowie eine textliche Beschreibung der wesentlichen Ergebnisse für das Projekt P228.



Das Projekt trägt zu einer günstigen, ökologischen und sicheren Energieversorgung bei. Es vermeidet Redispatch sowie EE-Einspeisemanagement und hebt Überlastungen im (n-1)-Fall auf. Außerdem wird das Projekt in bestehender Trasse neu errichtet, sodass aller Voraussicht nach kein neuer Trassenraum erforderlich wird.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P232: Karben – Großkrotzenburg

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2016: -

Beschreibung des geplanten Projekts

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

- M477: Karben – Großkrotzenburg
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung zwischen Karben und Großkrotzenburg durch Austausch der vorhandenen Leiterseile durch Hochtemperaturleiter vorgesehen (Netzverstärkung). Es muss noch detailliert geprüft werden, ob eine Verstärkung mittels HTL-Umbeseilung möglich ist oder ob ein Neubau in bestehender Trasse erforderlich ist. Darüber hinaus müssen die Schaltanlagen in Karben und Großkrotzenburg verstärkt werden (Netzverstärkung).

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M477	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/Umbeseilung		20	x	x	x		2030	

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Region ist bereits heute geprägt durch hohe Einspeisung aus erneuerbaren Energien. Der Zubau der erneuerbaren Energien wird gemäß den Szenarien perspektivisch weiter zunehmen.

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 Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination aus AC-Netz und Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.
Die Maßnahme M477 hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 des NEP-Berichts).

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass durch FLM die geforderte Stromtragfähigkeit von 3600 A nicht erreicht werden kann. Es muss noch detailliert geprüft werden, ob eine Verstärkung durch HTL-Umbeseilung möglich ist. Anderenfalls muss die Leitung in bestehender Trasse neu errichtet werden.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

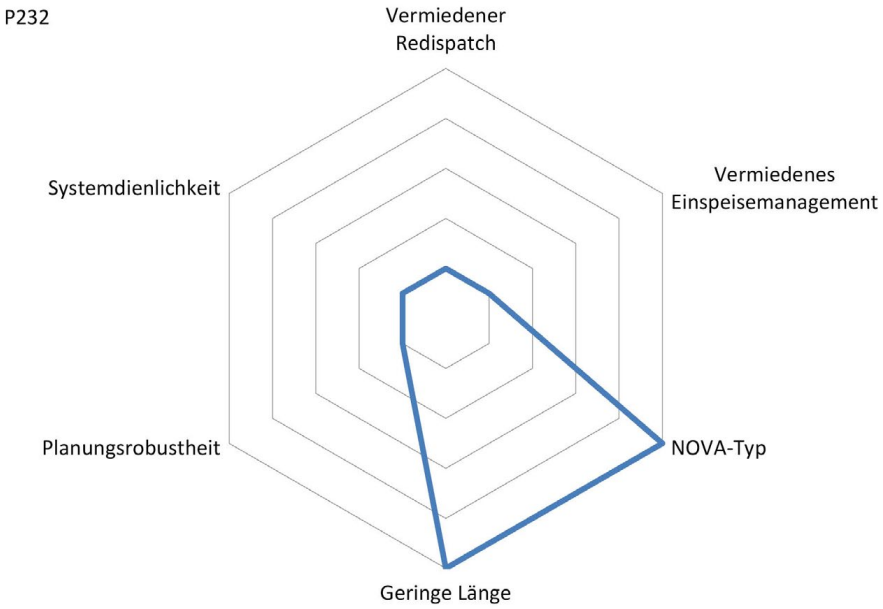
Weitere alternative Einzelmaßnahmen wurden nicht untersucht, da es sich bei der Verbindung um eine bereits existierende Leitung handelt. Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Verstärkung dieser bestehenden Verbindung in Betracht gezogen. Andere bereits existierende Leitungen, mit denen sich die Übertragungsaufgabe sinnvoll erfüllen ließe, gibt es in der Region nicht. Die zu P232 Karben - Großkrotzenburg alternative Strecke Karben - Kriftel wird bereits im Rahmen des Projekts P316 verstärkt und steht insofern als Alternative nicht zur Verfügung.

Bisherige Bestätigung des Projekts

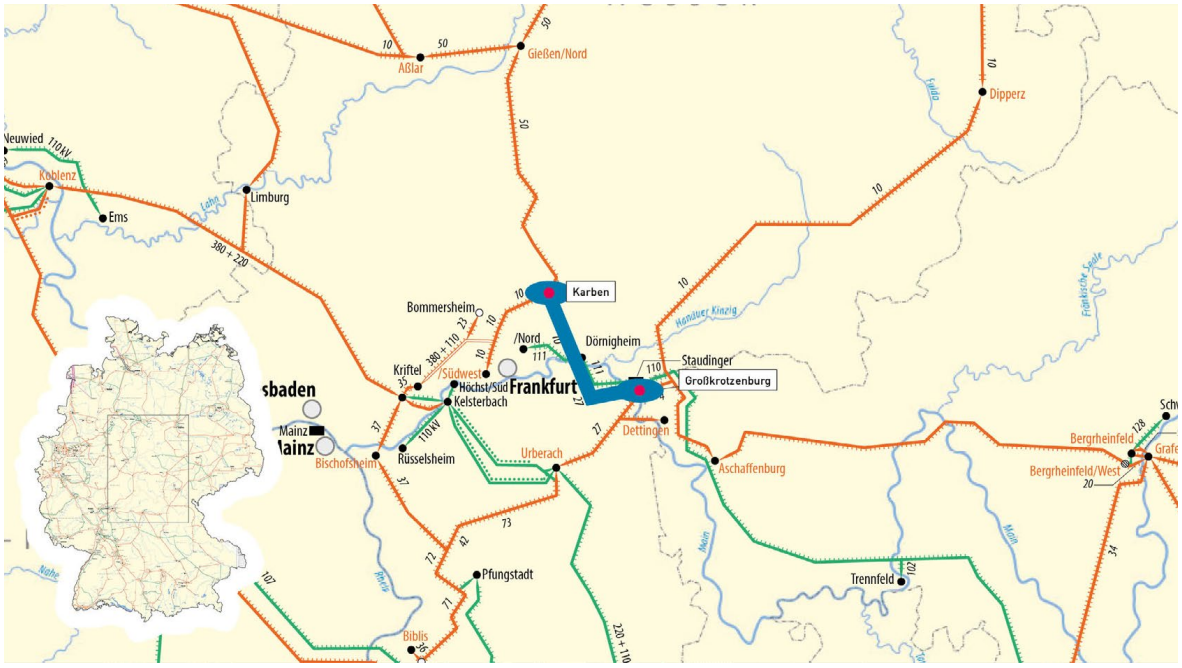
Das Projekt wurde erstmals im NEP 2030 identifiziert.

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben. Nachfolgend erfolgt eine grafische Darstellung sowie eine textliche Beschreibung der wesentlichen Ergebnisse für das Projekt P232.



Das Projekt trägt zu einer günstigen, ökologischen und sicheren Energieversorgung bei. Es vermeidet Redispatch und hebt Überlastungen im (n-1)-Fall auf. Außerdem besteht das Projekt aus einer Zu-/Umbeseilung ohne Neubau und es ist aller Voraussicht nach kein neuer Trassenraum erforderlich.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P235: Lastflusssteuernde Maßnahme in Cloppenburg

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2016: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der bedarfsgerechten Steuerung des Leitungsflusses aus dem nordwestlichen Niedersachsen in Richtung Süden und enthält folgende Maßnahme:

- M493: Lastflusssteuernde Maßnahme Cloppenburg
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist in die 380-kV-Anlage in Cloppenburg (siehe P21) ein lastflusssteuerndes Element wie z.B. eine DC-Kurzkupplung zu installieren (Netzoptimierung). Damit lässt sich der Leistungsfluss auf der im Rahmen von P21 neu zu errichtenden 380-kV-Leitung von Conneforde über Cloppenburg nach Merzen gezielt steuern, was eine effektivere Nutzung der vorhandenen AC-Leitungen im nordwestlichen Niedersachsen in Richtung Süden ermöglicht.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M493	Anlage	Netzoptimierung			x	x	x	x	2030	

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Region nordwestliches Niedersachsen ist bereits heute geprägt durch hohe Einspeisung von Strom aus Onshore-Windenergie sowie aus Biomasse. Der Zubau an Onshore-Windenergie wird gemäß den Szenarien perspektivisch die regionale Last übersteigen, so dass mit Rückspeisungen von Strom in das 380-kV-Netz zu rechnen ist. Darüber hinaus ist Cloppenburg im Offshore-Netzentwicklungsplan 2030 als Netzverknüpfungspunkt für drei Offshore-Anbindungssysteme vorgesehen (NOR-7-1, NOR-3-2 und NOR-6-3).

Netzplanerische Begründung

Für den prognostizierten starken Anstieg von On- und Offshore-Windenergieleistung in der Region ist die vorhandene Netzstruktur aus dem Nordwesten Niedersachsens in Richtung Süden nicht mehr ausreichend, um die überschüssige Leistung (n-1)-sicher abtransportieren zu können. Am nördlichen Umspannwerk Conneforde laufen mehrere 380-kV-Leitungen aus den Räumen Emden, Wilhelmshaven, Unterweser und Diele zusammen, deren Leistung u.a. mittels des geplanten Projekts P21 in Richtung Süden abzutransportieren ist. Um die vorhandene sowie die geplante AC-Netzstruktur bei weiterhin steigendem Übertragungsbedarf (n-1)-sicher betreiben zu können, wird eine intelligente, lastflusssteuernde Maßnahme wie z.B. eine DC-Kurzkupplung benötigt.

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 für eine Kombination aus AC-Netz und Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme M493 hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass die geforderte Übertragungskapazität zwischen dem nordwestlichen Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen durch einen ungesteuerten Leistungsfluss ohne weitere Leitungsprojekte nicht erreicht werden kann. Aus diesem Grund muss in die 380-kV-Struktur eine steuerbare DC-Kurzkupplung integriert werden, wenn weiterer AC-Netzausbau vermieden werden soll.

Planungsalternativen und Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Es wird untersucht, ob die in Cloppenburg geplanten DC-Verbindungen zur Anbindung der Offshore Windparks direkt in den Gleichstromzwischenkreis einer DC-Kurzkupplung eingebunden werden können. Dadurch könnten sich landseitig möglicherweise DC-Konverter einsparen lassen. Dies würde allerdings eine Inbetriebnahme der DC-Kurzkupplung zur Inbetriebnahme der entsprechenden Offshore-Netzanbindungssysteme vor 2030 erforderlich machen.

Als Planungsalternative zur Abführung der überschüssigen Leistung wäre eine HGÜ-Verbindung aus der Region in Richtung Süden möglich.

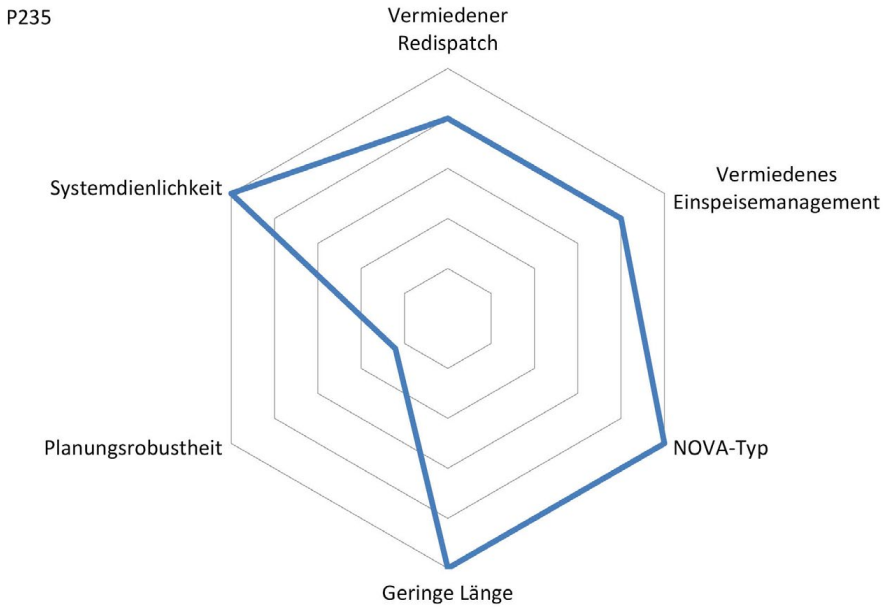
Ergänzend zu den Angaben im O-NEP wurden die Auswirkungen einer Verschiebung von zwei der drei für den NVP Cloppenburg vorgesehenen Offshore-Netzanbindungssystemen NOR-7-1 (BorWin5), NOR-3-2 (DolWin4) und NOR-6-3 (BorWin4) an die Netzverknüpfungspunkte Meppen (Amprion), Hanekenfähr (Amprion) und Unterweser/West (TenneT) geprüft. Die Ergebnisse sind in Kapitel 4.2.4 des NEP-Berichts dargestellt. Im Falle der Umsetzung einer dieser Alternativen entfällt der Bedarf für das Projekt P235.

Bisherige Bestätigung des Projekts

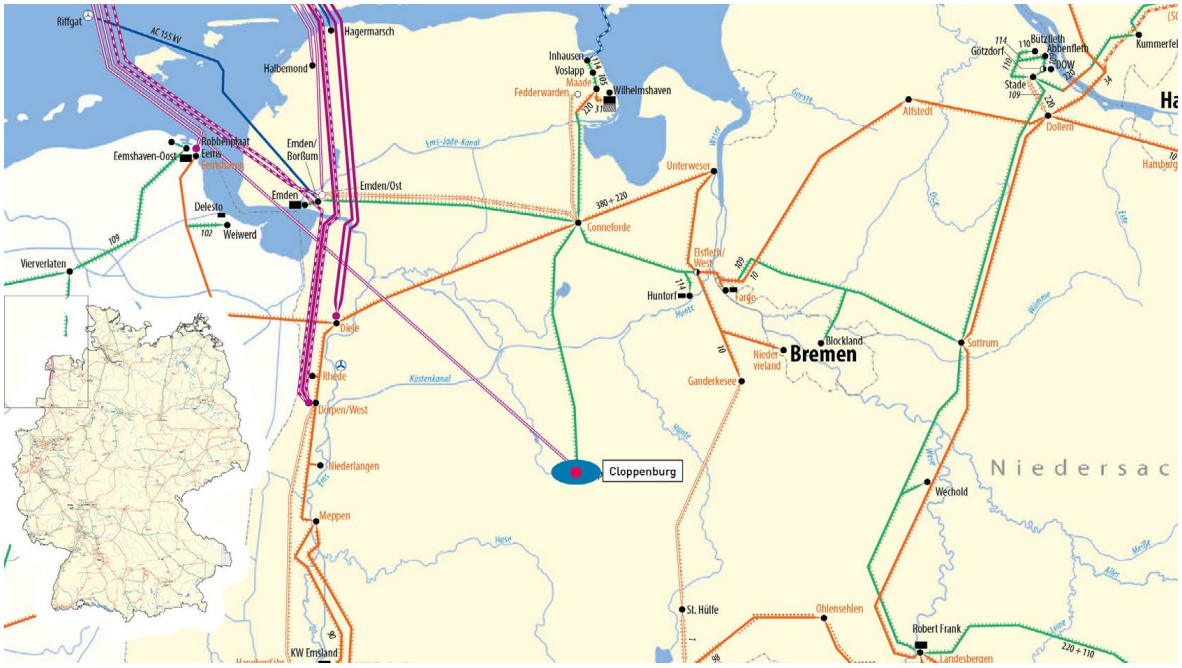
Das Projekt wurde erstmals im NEP 2030 identifiziert.

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben. Nachfolgend erfolgt eine grafische Darstellung sowie eine textliche Beschreibung der wesentlichen Ergebnisse für das Projekt P235.



Das Projekt hat einen sehr hohen systemischen Nutzen und trägt signifikant zu einer günstigen, ökologischen und sicheren Energieversorgung bei. Dies zeigt sich auf Basis der Mengen an vermiedenem Redispatch und Einspeisemanagement sowie auf Basis vieler behobener Überlastungen im (n-1)-Fall. Durch die DC-Kurzkupplung bietet die Maßnahme darüber hinaus im Rahmen dieser Projektcharakterisierung nicht erfasste Regelfähigkeiten, die das Systemverhalten und die Systemrobustheit nochmals verbessern.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P236: Würgassen – Bergshausen – Borken

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2016: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität von Niedersachen und Nordrhein-Westfahlen in Richtung Hessen und enthält folgende Maßnahme:

- M472: Würgassen – Bergshausen
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung zwischen Würgassen und Bergshausen vorgesehen (Netzverstärkung). Es muss detailliert geprüft werden, ob eine Verstärkung mittels HTL-Umbeseilung möglich ist oder ob ein Neubau in bestehender Trasse erforderlich ist. Darüber hinaus müssen die Schaltanlagen in Würgassen und Bergshausen verstärkt werden (Netzverstärkung).

- M473: Bergshausen – Borken
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung zwischen Bergshausen und Borken vorgesehen (Netzverstärkung). Es muss detailliert geprüft werden, ob eine Verstärkung mittels HTL-Umbeseilung möglich ist oder ob ein Neubau in bestehender Trasse erforderlich ist. Darüber hinaus müssen die Schaltanlagen in Bergshausen und Borken verstärkt werden (Netzverstärkung).

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetrieb-nahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M472	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/Umbeseilung		47	x	x	x	x	2030	
M473	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/Umbeseilung		30	x	x	x	x	2030	

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Region 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

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 Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahmen M472 und M473 haben sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 des NEP-Berichts).

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass durch FLM die geforderte Übertragungskapazität von 3600 A nicht erreicht werden kann. Es muss noch geprüft werden, ob eine Verstärkung durch HTL-Umbeseilung möglich ist. Anderenfalls ist die Leitung in bestehender Trasse neu zu errichten.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

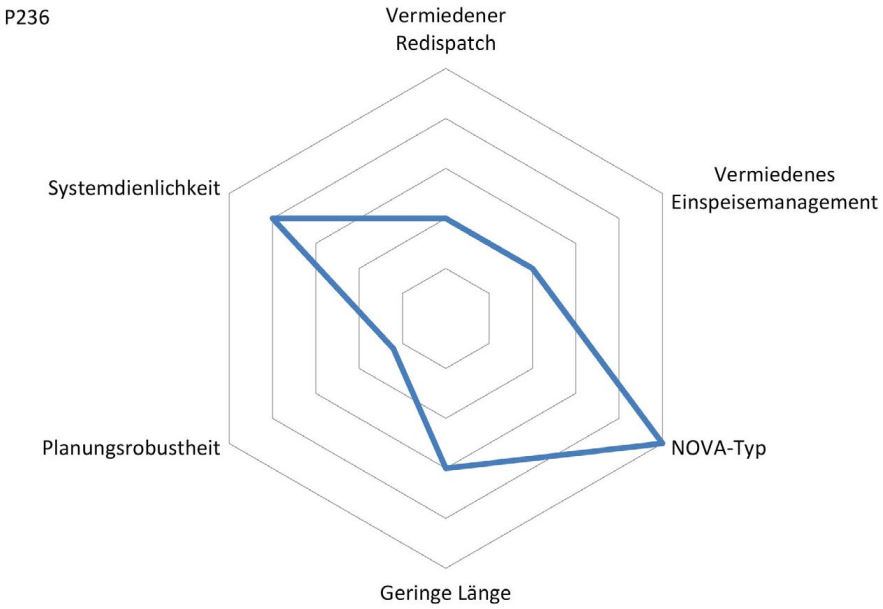
Weitere alternative Einzelmaßnahmen wurden nicht untersucht, da es sich bei der Verbindung um eine bereits existierende Leitung handelt. Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Verstärkung dieser bestehenden Verbindung in Betracht gezogen. Andere bereits existierende Leitungen, mit denen sich die Übertragungsaufgabe sinnvoll erfüllen ließe, gibt es in der Region nicht. Die zu P236 Würgassen – Bergshausen - Borken alternative Strecke Twistetal – Borken wird bereits im Rahmen des Projekts P151 verstärkt und steht insofern als Alternative nicht zur Verfügung.

Bisherige Bestätigung des Projekts

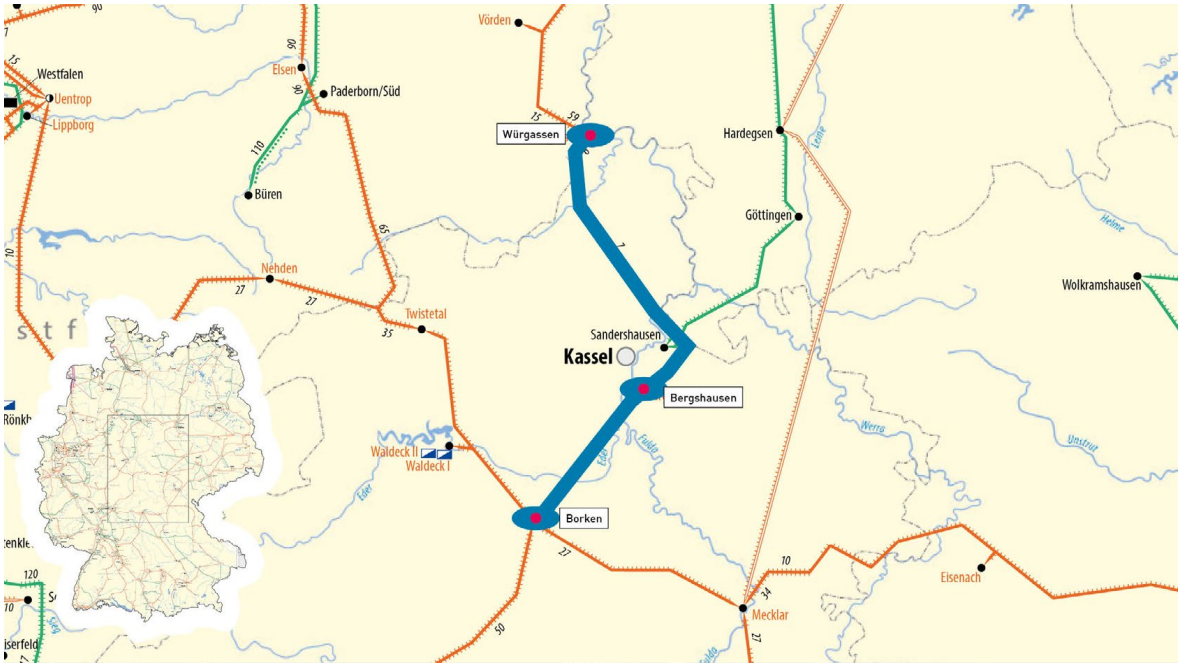
Das Projekt wurde erstmals im NEP 2030 identifiziert.

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben. Nachfolgend erfolgt eine grafische Darstellung sowie eine textliche Beschreibung der wesentlichen Ergebnisse für das Projekt P236.



Das Projekt trägt zu einer günstigen, ökologischen und sicheren Energieversorgung bei. Es vermeidet Redispatch sowie EE-Einspeisemanagement und hebt Überlastungen im (n-1)-Fall auf. Außerdem besteht das Projekt aus einer Zu-/Umbeseilung ohne Neubau, sodass aller Voraussicht nach kein neuer Trassenraum erforderlich wird.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P251: Netzverstärkung und -ausbau Pulgar – Lauchstädt

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2016: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Sachsen und Sachsen-Anhalt und entlastet die Transportkanäle Pulgar – Vieselbach und Lauchstädt – Vieselbach. Zwischen Pulgar und dem Umspannwerk Lauchstädt wird die Kapazität der weitgehend im gleichen Trassenbereich bestehenden 220-kV-Freileitung Eula – Lauchstädt auf 380 kV erhöht.

Das Projekt bietet den Vorteil, im Sinne einer Netzverstärkung weitgehend eine vorhandene 220-kV-Trasse nutzen zu können, beinhaltet aber auch einen 380-kV-Neubau auf grüner Wiese (Luftlinie von ca. 7 km von Pulgar bis zur v. g. 220-kV-Leitung).

- M501: Pulgar – Lauchstädt
  Von Pulgar nach Lauchstädt wird als Netzverstärkung/Netzausbau ein 380-kV-Leitungsneubau mit Hochstrombeseilung weitgehend im bestehenden 220-kV-Trassenraum errichtet. Hierzu sind die 380-kV-Anlagen Pulgar und Lauchstädt entsprechend zu erweitern.

Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung wird möglichst die bestehende Trasse genutzt. Dabei können geringe Abweichungen von der aktuellen Trasse bei der nachgelagerten Planung entstehen, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen oder bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M501	Leitung	Netzverstärkung und -ausbau: Neubau in neuer Trasse und Neubau in bestehender Trasse	7	43	x	x		x	2030	

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die bestehende 380-kV-Leitung Lauchstädt – Vieselbach ist bereits heute durch hohe Leistungsflüsse von Ost nach West/Südwest sehr stark belastet. Neben dem Übertragungsbedarf an konventioneller Erzeugungsleistung muss sie die stetig steigende Erzeugungsleistung aus erneuerbaren Energien aufnehmen.

Netzplanerische Begründung

Die bestehende Leitung Lauchstädt – Vieselbach weist eine Übertragungsfähigkeit von 2.400 MVA pro Stromkreis auf. Die Übertragungskapazität der Leitung Lauchstädt – Vieselbach ist trotz der Netzverstärkungsmaßnahmen P150 und P224 für die gemäß Szenariorahmen zu erwartenden Übertragungsaufgaben in Starkwindfällen nicht ausreichend. Ohne den Neubau Pulgar – Lauchstädt in bestehender Trasse wird der verbleibende Stromkreis der 380-kV-Leitung Lauchstädt – Vieselbach bei Ausfall des parallelen Stromkreises 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 für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme 501 hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030 und C 2030 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 des NEP-Berichts).

Gemeinsam mit den Projekten P150 und P224 trägt die P251 dazu bei, Überlastungen auf der Verbindung Lauchstädt – Vieselbach zu beheben. Im Ergebnis wird so durch eine Verstärkungsmaßnahme auf wenigen Kilometern zwischen Pulgar und Lauchstädt in Verbindung mit dem Projekt P38 ein Neubau als Vierfachleitung in bestehender Trasse zwischen Lauchstädt – Vieselbach vermieden.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Alternative Verbindungen in der Region sind die Projekte P150 und P224 und die bestehende Verbindung Lauchstädt – Vieselbach. Wie beschrieben sind diese bereits als Verstärkungen ausgewiesen oder würden einen Neubau als Vierfachleitung zwischen Lauchstädt und Vieselbach nach sich ziehen.

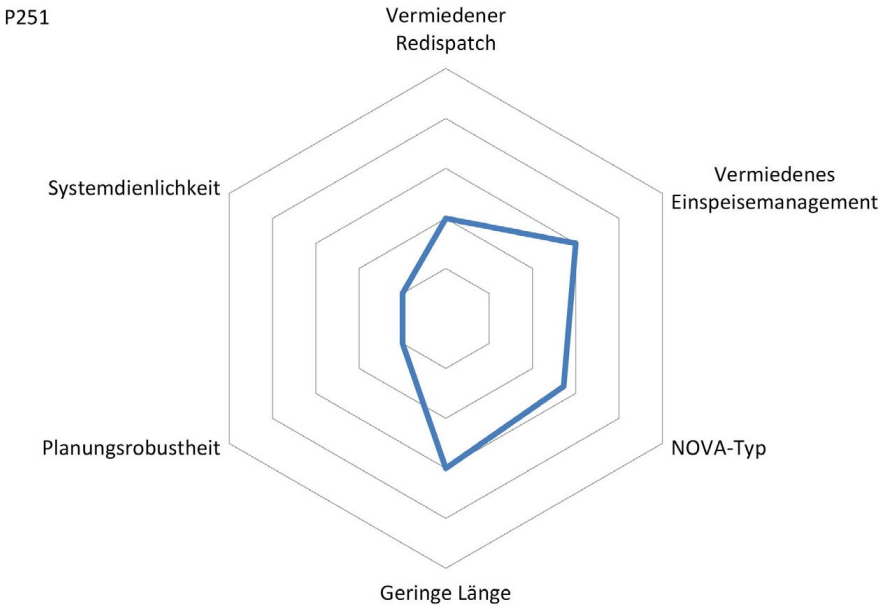
Die Verstärkung der 220 kV-Verbindung Pulgar – Lauchstädt auf 43 km Länge erscheint nach erster Einschätzung somit auch aus Kosten- und Umsetzungssicht als nachhaltige Lösung.

Bisherige Bestätigung des Projekts

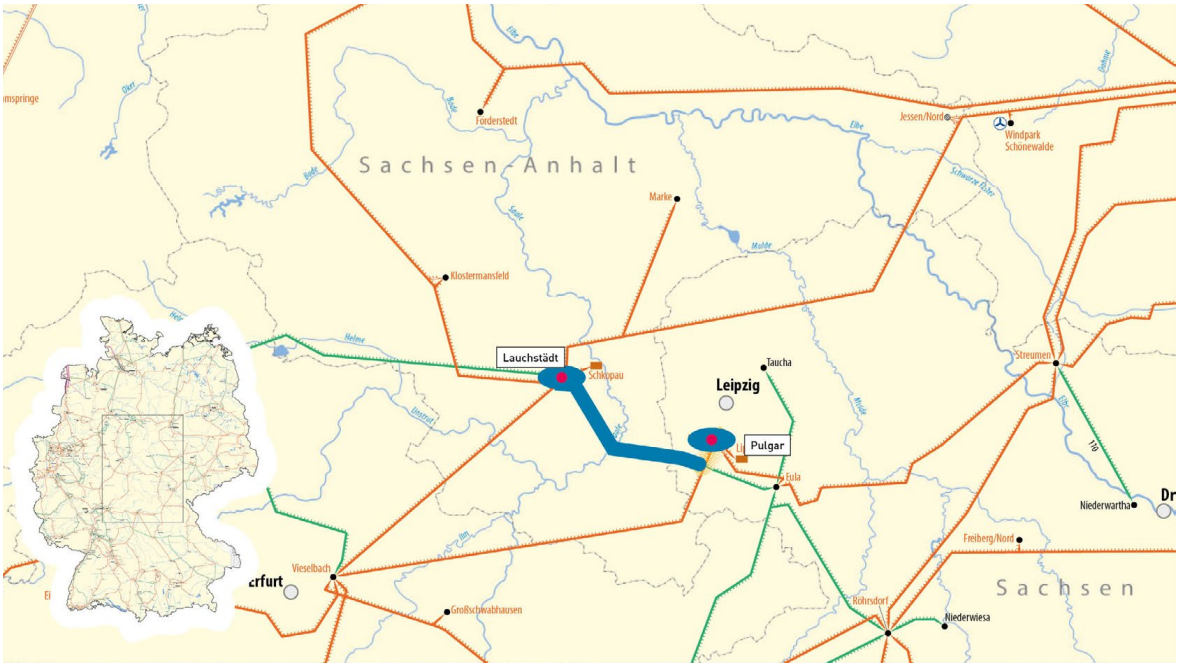
Das Projekt P251 mit der Maßnahme 501 wurde im NEP 2030 erstmalig identifiziert.

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben. Nachfolgend erfolgt eine grafische Darstellung sowie eine textliche Beschreibung der wesentlichen Ergebnisse für das Projekt P251.



Das Projekt trägt zu einer günstigen, ökologischen und sicheren Energieversorgung bei. Es vermeidet Redispatch sowie EE-Einspeisemanagement und hebt Überlastungen im (n-1)-Fall auf.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P252: Netzverstärkung Thyrow – Berlin/Südost

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2016: -

Beschreibung des geplanten Projekts

- M504: Thyrow – Berlin/Südost
  Das Projekt dient der Erhöhung der Versorgungssicherheit der Hauptstadt Berlin. Dafür soll gemeinsam mit dem Verteilungsnetzbetreiber (VNB) Stromnetz Berlin (SNB) die Versorgung der bestehenden Netzschnittstellen, insbesondere die auf der 380-kV-Diagonale liegenden, verbessert werden. Darüber hinaus sollen perspektivisch weitere 380/110-kV-Netzschnittstellen im Umland als entlastende und stützende Einspeisepunkte für Berlin zur Erhöhung der Netz- und Versorgungssicherheit des Ballungsraumes errichtet werden.

Dazu ist im ersten Schritt eine Umstrukturierung des südöstlichen Berliner Ringes (aktuelle 220-kV-Verbindung Marzahn – Wuhlheide – Thyrow) erforderlich. Aus Sicht der Komplexität und Genehmigungsdauer im Großstadtbereich ist die Maßnahme in zwei Bauabschnitte zu teilen.

Im ersten Bauabschnitt, der bis 2022 realisiert werden soll, sind im Bereich Berlin/Südost (Gebiet der Gemeinden Großziethen, Waßmannsdorf und Mahlow) zu errichten:

- ein neues 380/110-kV-Umspannwerk und
- zwischen Thyrow und dem Gebiet der v.g. Gemeinden, im Trassenraum der bestehenden 220-kV-Leitung Thyrow – Wuhlheide, eine neue 380-kV-Leitung mit 2 Stromkreisen auf einer Länge von ca. 25 km.

Im neuen 380/110-kV-Umspannwerk sind folgende Maßnahmen erforderlich:

- zwei 380-kV-Schaltfelder (Neubauleitung nach Thyrow),
- eine 380-kV-Querkupplung,
- vier 380-kV-Schaltfelder Transformator,
- zwei 380/220-kV-Netzkuppeltransformatoren mit jeweils 400 MVA,
- zwei 380/110-kV-Transformatoren mit jeweils 300 MVA,
- zwei kombinierte 220-kV-Schaltfelder Leitung/Transformator (220-kV-Bestandsleitung nach Wuhlheide inkl. 220-kV-Anschaltung o.g. Netzkuppeltransformatoren)
- zwei 110-kV-Schaltfelder Transformator und
- zwei 30-kV-Kompensationsdrosselspulen mit jeweils 75 Mvar.

Das Umspannwerk Thyrow ist, neben den Anpassungen der 220-kV-Anlage, wie folgt zu erweitern:

- Ausbau der Einfach- zur Doppeleinschleifung für die 380-kV-Anlage Thyrow in die 380-kV-Leitung Wustermark – Ragow,
- fünf 380-kV-Schaltfelder Leitung,
- eine 380-kV-Querkupplung,
- drei 380-kV-Schaltfelder Transformator,

- drei 380/110-kV-Transformatoren mit jeweils 300 MVA,
- drei 110-kV-Schaltfelder Transformator und
- zwei 30-kV-Kompensationsdrosselspulen mit jeweils 75 Mvar.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M504	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		25	x	x	x	x	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Derzeit betreibt 50Hertz zwischen dem Umspannwerk (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 Verteilungsnetz 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 aktuell die UW Friedrichshain, Mitte, Charlottenburg, Reuter und Teufelsbruch sowie ab 2019 Marzahn. 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-Verteilungsnetze, mit bis heute steigenden Transitleistungsflüssen in Ost-West-Richtung belastet.

Aufgrund der Ballungsdichte bezogen auf die 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-Netzschittstellen zwischen dem Übertragungs- und Verteilungsnetz in Berlin beträgt derzeit ca. 2.000 MW. Ohne Einspeisung von Erzeugungsanlagen in den Verteilungsnetzen läge der Leistungsbezug Berlins bei ca. 2.500 MW.

Stromnetz Berlin (SNB) geht von einem Lastanstieg von bis zu 1.500 MW in Berlin in den nächsten Jahren aus. Dieser resultiert vorrangig aus der Errichtung von Elektroheizern (E-Heizer) für die Fernwärmeversorgung (Power to Heat) zur Ablösung kohlegefeuerter Anlagen.

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 CO_2-Emmissionswerte 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. Diese Entwicklung spiegelt auch die Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (BNetzA) zum erwarteten Zu- und Rückbau 2015 bis 2019 wider.

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 HöS/HS-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 Netzschnittstellen zu versorgen, 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 für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme M504 hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 des NEP-Berichts).

Zur Anwendung einer Netzoptimierung mittels Freileitungsmonitoring sind jedoch die bestehenden 220-kV-Leitungen Thyrow – Berlin/Südost aufgrund ihrer Spannungsebene sowie 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 vorhandenen 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, neue Standorte zu errichten, die zugleich die netztechnische Flexibilität erhöhen. Gemeinsam mit dem VNB SNB plant 50Hertz dafür aktuell ein neues 380/110-kV-Umspannwerk im Bereich der Gemeinden Großziethen, Waßmannsdorf und Mahlow.

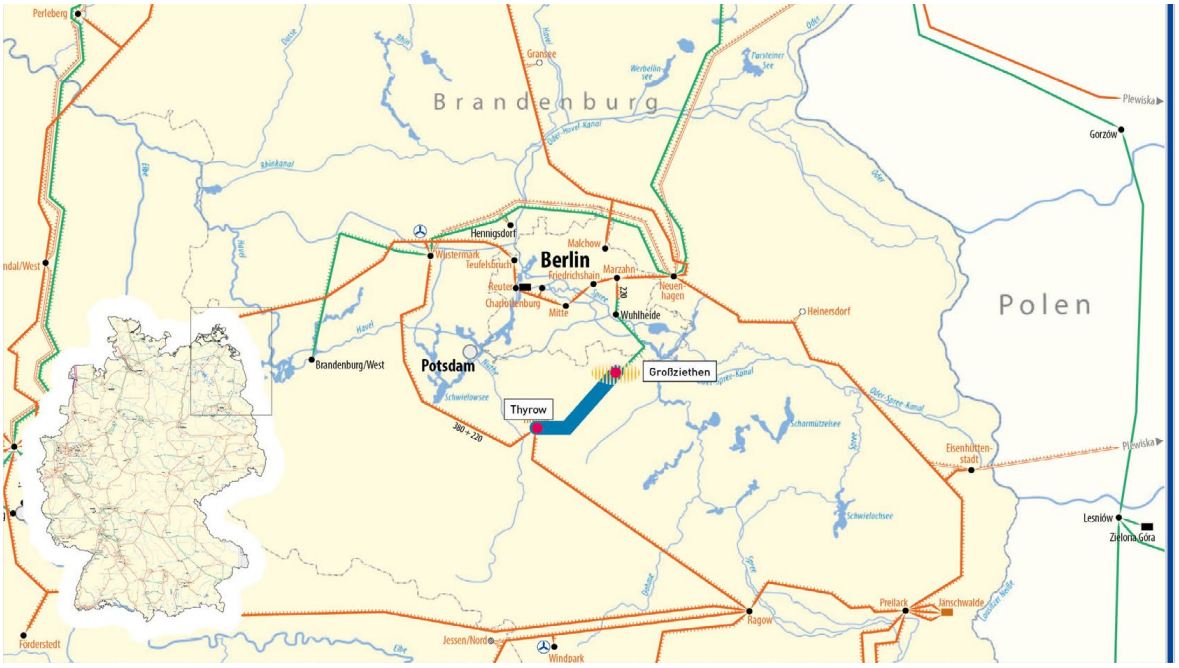
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P252 mit der Maßnahme M504 wurde im NEP 2030 erstmalig identifiziert.

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben.

Das Projekt kann mit den im Rahmen der Projektcharakterisierung eingesetzten Kriterien nicht bewertet werden, da es sich überwiegend um eine Punktmaßnahme ohne überregionale Transportaufgabe handelt. Das Projekt hat eine hohe Bedeutung für die regionale Versorgungsaufgabe und das vorrangige Ziel des Projekts besteht in einer Erhöhung der Versorgungssicherheit der Stadt Berlin.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P300: Netzverstärkung zwischen Grafenrheinfeld und Baden-Württemberg

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2016: -

Beschreibung des geplanten Projekts

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

- M492: Grafenrheinfeld – Punkt Rittershausen
  Im Rahmen der Maßnahme wird zwischen Grafenrheinfeld und dem Punkt Rittershausen (Kreuzungspunkt der Leitungen Grafenrheinfeld – Kupferzell und Grafenrheinfeld – Höpfingen) ein zusätzlicher 380-kV-Stromkreis auf die bestehenden Masten aufgelegt (Netzverstärkung). Dafür ist die 380-kV-Schaltanlage Grafenrheinfeld mit einem zusätzlichen Schaltfeld zu verstärken (Netzverstärkung).

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M492	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/ Umbeseilung		50	x	x	x	x	2030	

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Netzverstärkung ist notwendig, damit es nicht zu Überlastungen von Grafenrheinfeld in Richtung Baden-Württemberg kommt. Bei Nord-Süd-Leistungsflüssen kommt es auf den Achsen Grafenrheinfeld – Kupferzell und Grafenrheinfeld – Höpfingen sowie Richtung Großgartach zu hohen Auslastungen und sogar Überlastungen. Betroffen ist der gesamte Bereich im Nordosten Baden-Württembergs. Weiterhin muss das Transportnetz in dieser Region verstärkt werden. Die Maßnahmen sind notwendig, um die zunehmende Einspeisung erneuerbarer Energie im Nordosten Baden-Württembergs (z. B. Raum Hohenlohe-Franken) aufnehmen zu können. Ohne diese Maßnahmen werden die 380-kV-Leitungen Grafenrheinfeld – Höpfingen bzw. Grafenrheinfeld – Kupferzell bei Ausfall eines Stromkreises überlastet.

Netzplanerische Begründung

Die Netzverstärkung durch eine zusätzliche 380-kV-Stromkreisauflage zwischen Grafenrheinfeld und Rittershausen sowie weiter nach Höpfingen (siehe hierzu auch P330) ist notwendig, damit es bei hohen Nord-Süd-Leistungsflüssen auf der Leitungsachse nicht zu unzulässigen Überlastungen kommt.

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

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 für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme M492 hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass die erforderliche Stromtragfähigkeit mit FLM nicht erreicht wird. Daher ist ein zusätzlicher Stromkreis auf der bestehenden Trasse zu installieren.

Durch die Stromkreisauflage werden die Möglichkeiten auf dem vorhandenen Gestänge von Grafenrheinfeld nach Rittershausen genutzt.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Endpunkte der Leitung liegen aufgrund der bestehenden 380-kV-Leitungsführung bereits vor. Die vorhandene Infrastruktur im Übertragungs- und Verteilernetz bietet somit keine anderweitigen sinnvollen Netzverknüpfungspunkte. Weitere alternative Einzelmaßnahmen wurden nicht geprüft, da es sich bei dem hier beschriebenen Projekt um eine bereits existierende Leitung handelt. Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Verstärkung dieser bestehenden Verbindung in Betracht gezogen.

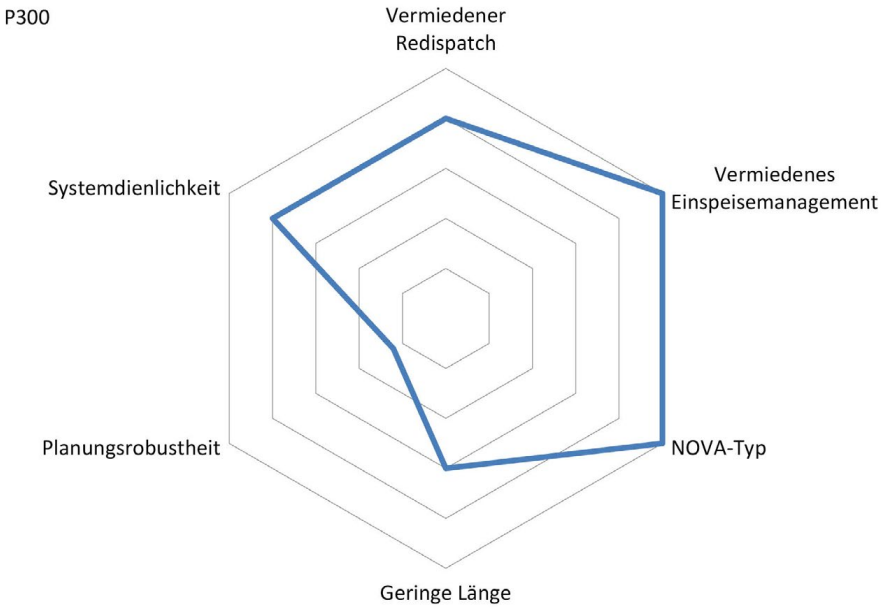
Andere bereits existierende Leitungen, mit denen sich die Übertragungsaufgabe sinnvoll erfüllen ließe, gibt es in der Region nicht. Die zu P300 alternative Strecke Grafenrheinfeld – Kupferzell – Großgartach wird bereits im Rahmen des Projektes P48 verstärkt und steht insofern als Alternative nicht zur Verfügung.

Bisherige Bestätigung des Projekts

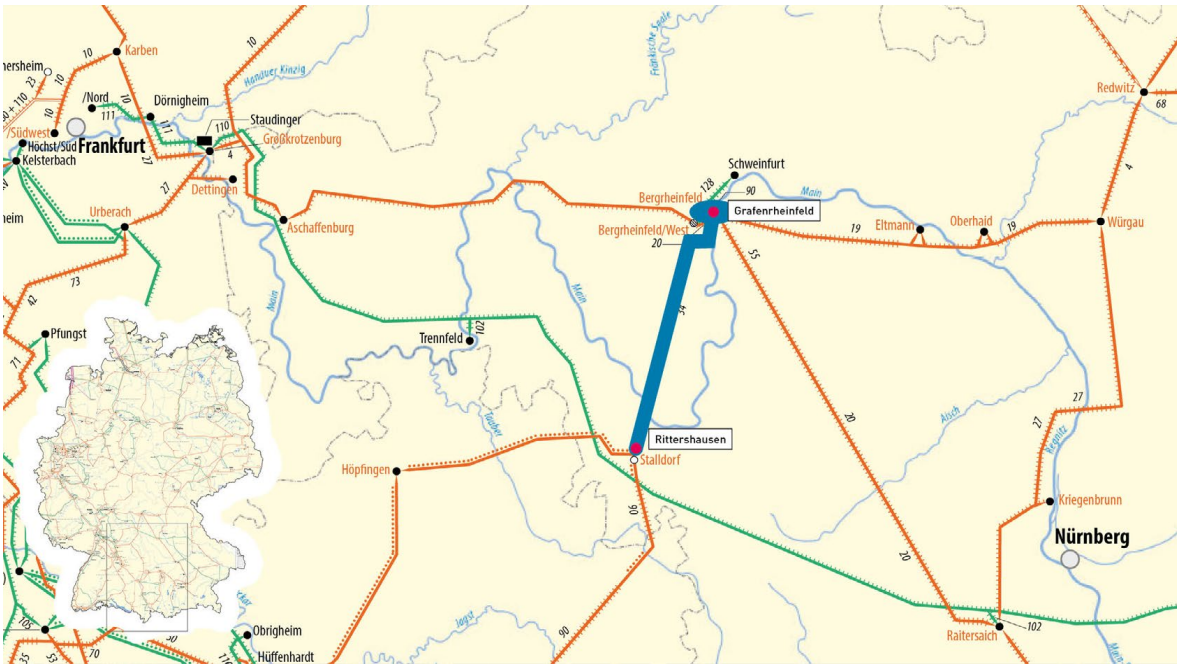
Das Projekt wurde erstmals im NEP 2030 identifiziert.

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben. Nachfolgend erfolgt eine grafische Darstellung sowie eine textliche Beschreibung der wesentlichen Ergebnisse für das Projekt P300.



Die Projekte P300, P302, P330 und P332 wurden gemeinsam bewertet. Die Projekte haben einen sehr hohen systemischen Nutzen und tragen signifikant zu einer günstigen, ökologischen und sicheren Energieversorgung bei. Dies zeigt sich auf Basis der großen Mengen an vermiedenem Redispatch und Einspeisemanagement sowie auf Basis vieler behobener Überlastungen im (n-1)-Fall. Außerdem besteht das Projekt zu einem überwiegenden Teil aus einer Zu-/Umbeseilung ohne Neubau und es ist aller Voraussicht nach kein neuer Trassenraum erforderlich.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P302: Netzverstärkung zwischen Höpfingen und Hüffenhardt

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2016: -

Beschreibung des geplanten Projekts

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

- M511: Höpfingen – Hüffenhardt
  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).

- M551: Höpfingen – Hüffenhardt
  Im Rahmen der Maßnahme ist eine Verstärkung durch HTL-Umbeseilung des bestehenden Stromkreises zwischen Höpfingen und Hüffenhardt vorgesehen (Netzverstärkung). Hierfür sind in den betroffenen Schaltanlagen Höpfingen und Hüffenhardt Netzverstärkungsmaßnahmen erforderlich.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M511	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		46	x	x	x	x	2030	
M551	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/Umbeseilung		46	x	x	x	x	2030	

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Netzverstärkung ist notwendig, damit es nicht zu Überlastungen im genannten Bereich kommt. Bei Nord-Süd-Leistungsflüssen kommt es auf der Achse Grafenrheinfeld – Großgartach zu hohen Auslastungen und sogar Überlastungen. Betroffen ist der gesamte Bereich im Nordosten Baden-Württembergs. Die Maßnahme ist u. a. auch notwendig, um die zunehmende Einspeisung erneuerbarer Energie im Nordosten Baden-Württembergs (z. B. Raum Hohenlohe-Franken) aufnehmen zu können. Zusätzlich sind Netzverstärkungsmaßnahmen in den bestehenden Anlagen notwendig. Ohne diese Maßnahmen wird die 380-kV-Leitung Höpfingen – Hüffenhardt bei Ausfall eines Stromkreises zwischen Grafenrheinfeld und Kupferzell oder Höpfingen und Hüffenhardt unzulässig überlastet.

Netzplanerische Begründung

Durch die HTL-Umbeseilung des bestehenden Stromkreises zwischen Höpfingen und Hüffenhardt werden die Möglichkeiten auf dem vorhandenen Gestänge zwischen Höpfingen und Hüffenhardt optimal genutzt.

Die Netzverstärkung 380-kV-Stromkreisauflage zwischen Höpfingen und Hüffenhardt ist notwendig, damit es bei hohen Nord-Süd-Leistungsflüssen auf der Leitungsachse nicht zu unzulässigen Überlastungen kommt.

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 für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahmen M511 und M551 haben sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 des NEP-Berichts).

Bei allen Maßnahmen wird das NOVA-Prinzip erfüllt.

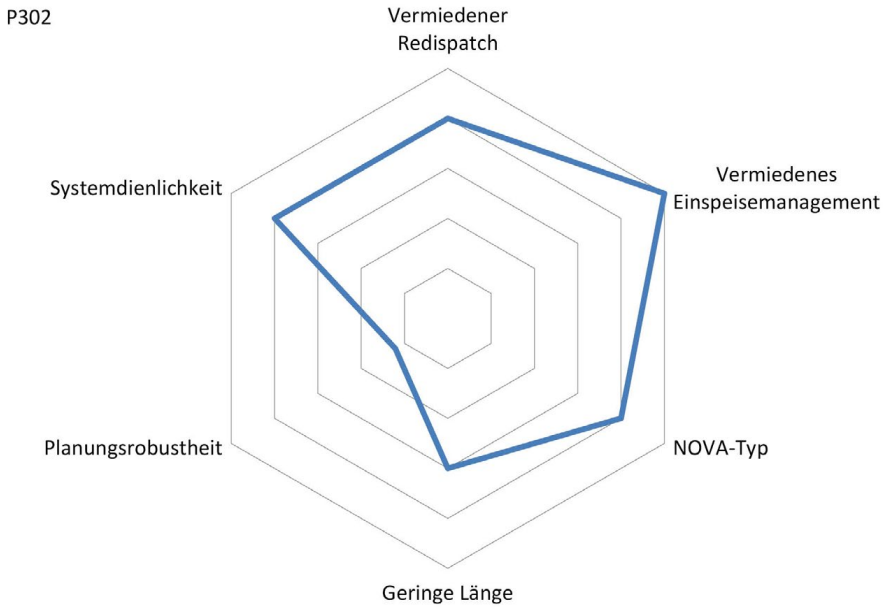
Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass durch FLM die geforderte Stromtragfähigkeit nicht erreicht werden kann. Durch die HTL-Umbeseilung werden die Möglichkeiten auf dem vorhandenen Gestänge von Höpfingen nach Hüffenhardt genutzt.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Endpunkte der Leitungen liegen aufgrund der bestehenden 380-kV-Leitungsführung bereits vor. Sowohl in Höpfingen als auch in Hüffenhardt liegt bereits ein vermaschter Netzknoten vor, der zur Aufnahme und Weiterverteilung von Leistung gut geeignet ist. Die vorhandene Infrastruktur im Übertragungs- und Verteilernetz bietet somit keine anderweitigen sinnvollen Netzverknüpfungspunkte.

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben. Nachfolgend erfolgt eine grafische Darstellung sowie eine textliche Beschreibung der wesentlichen Ergebnisse für das Projekt P302.



Die Projekte P300, P302, P330 und P332 wurden gemeinsam bewertet. Die Projekte haben einen sehr hohen systemischen Nutzen und tragen signifikant zu einer günstigen, ökologischen und sicheren Energieversorgung bei. Dies zeigt sich auf Basis der großen Mengen an vermiedenem Redispatch und Einspeisemanagement sowie auf Basis vieler behobener Überlastungen im (n-1)-Fall. Außerdem besteht das Projekt zu einem überwiegenden Teil aus einer Zu-/Umbeseilung ohne Neubau und es ist aller Voraussicht nach kein neuer Trassenraum erforderlich.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P303: Netzverstärkung Heilbronn

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2016: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt zur Erhöhung der Übertragungskapazität im Nordosten von Baden-Württemberg enthält folgende Maßnahme:

- M513: Großgartach – Hüffenhardt
  Im Rahmen der Maßnahme ist eine Stromkreisauflage für einen zusätzlichen 380-kV-Stromkreis von Großgartach nach Hüffenhardt notwendig (Netzverstärkung). Darüber hinaus sind Netzverstärkungsmaßnahmen in den betroffenen Schaltanlagen Großgartach und Hüffenhardt erforderlich.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M513	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/Umbeseilung		19	x	x	x	x	2030	

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Netzverstärkung ist notwendig, damit es nicht zu Überlastungen im genannten Bereich kommt. Bei Nord-Süd-Leistungsflüssen kommt es auf der Achse Grafenrheinfeld – Großgartach zu hohen Auslastungen und sogar Überlastungen. Betroffen ist der gesamte Bereich im Nordosten Baden-Württembergs. Die Maßnahme ist u. a. auch notwendig, um die zunehmende Einspeisung erneuerbarer Energie im Nordosten Baden-Württembergs (z. B. Raum Hohenlohe-Franken) aufnehmen zu können. Zusätzlich sind Netzverstärkungsmaßnahmen in den bestehenden Anlagen notwendig.

Netzplanerische Begründung

Die Netzverstärkung 380-kV-Stromkreisauflage zwischen Großgartach und Hüffenhardt ist notwendig, damit es bei hohen Nord-Süd-Leistungsflüssen auf der Leitungsachse nicht zu unzulässigen Überlastungen kommt. Ohne diese Maßnahmen wird die 380-kV-Leitung Großgartach – Hüffenhardt bei Ausfall eines Stromkreises zwischen Grafenrheinfeld und Kupferzell unzulässig 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 Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme M513 hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 des NEP-Berichts).

Bei allen Maßnahmen wird das NOVA-Prinzip erfüllt.

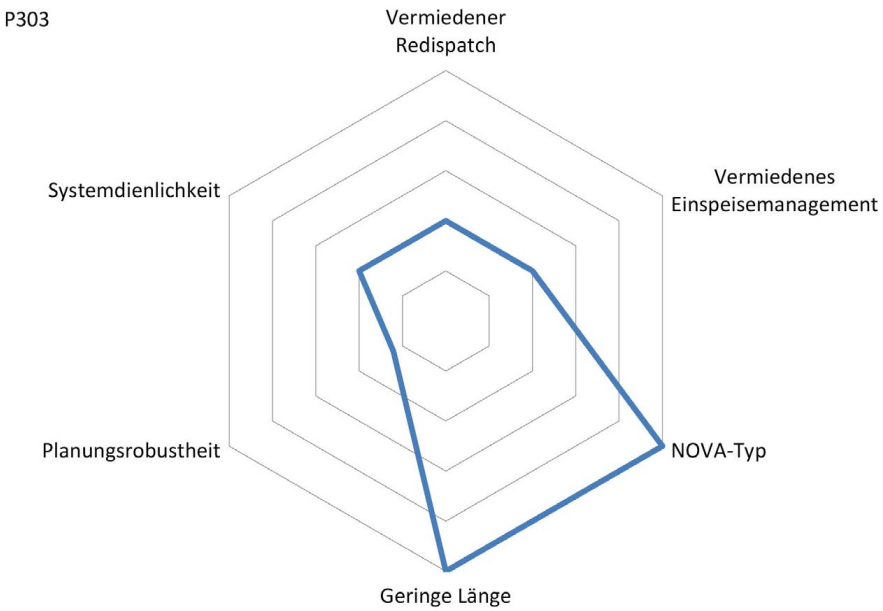
Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass durch FLM die geforderte Stromtragfähigkeit nicht erreicht werden kann. Durch die werden die Möglichkeiten auf dem vorhandenen Gestänge von Großgartach nach Hüffenhardt genutzt.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

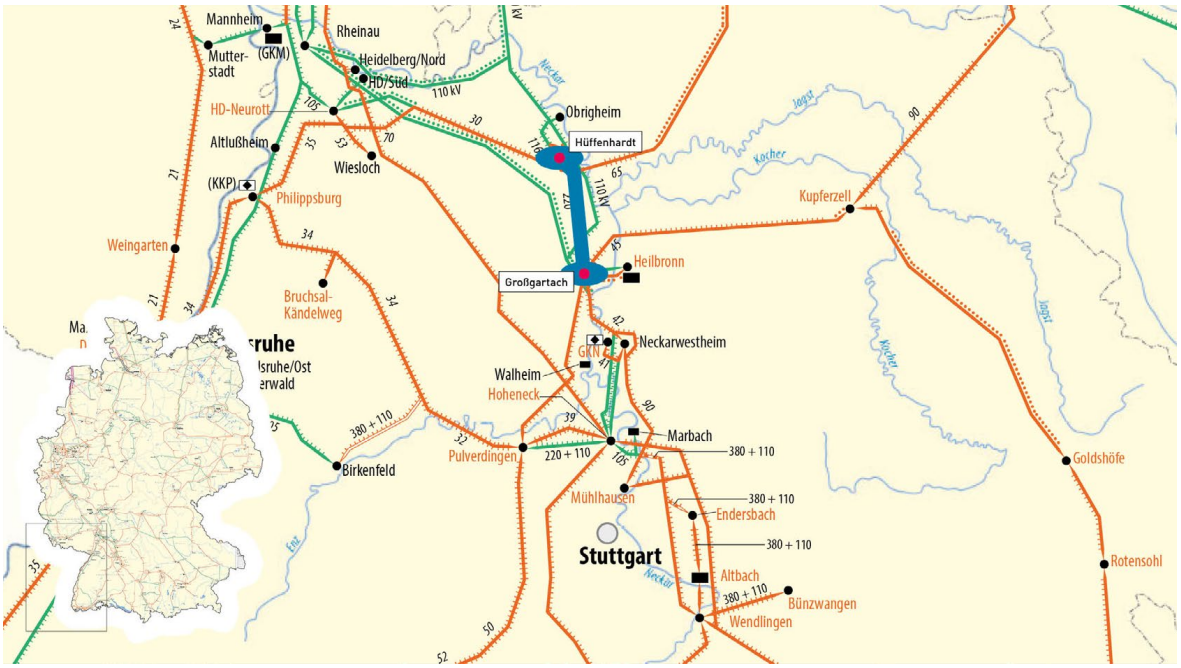
Die Endpunkte der Leitungen liegen aufgrund der bestehenden 380-kV-Leitungsführung bereits vor. Sowohl in Großgartach als auch in Hüffenhardt liegt bereits ein vermaschter Netzknoten vor, der zur Aufnahme und Weiterverteilung von Leistung gut geeignet ist. Die vorhandene Infrastruktur im Übertragungs- und Verteilernetz bietet somit keine anderweitigen sinnvollen Netzverknüpfungspunkte.

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben. Nachfolgend erfolgt eine grafische Darstellung sowie eine textliche Beschreibung der wesentlichen Ergebnisse für das Projekt P303.



Das Projekt trägt zu einer günstigen, ökologischen und sicheren Energieversorgung bei. Es vermeidet Redispatch sowie EE-Einspeisemanagement und hebt Überlastungen im (n-1)-Fall auf. Außerdem besteht das Projekt aus einer Zu-/Umbeseilung ohne Neubau und es ist kein neuer Trassenraum erforderlich.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P304: Netzverstärkung Ost-Württemberg

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2016: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Es zeigte sich in diesem NEP 2030, dass aufgrund eines höheren Übertragungsbedarfes in Nord-Süd-Richtung zwischen Würzburg und Ulm das Übertragungsnetz verstärkt werden muss. Das Projekt ist Teil der Netzverstärkung des ostwürttembergischen Übertragungsnetzes (P304 und P305).

- M514: Kupferzell – Goldshöfe
  Die Maßnahme ist eine Netzverstärkung. Auf dem freien Gestängeplatz wird ein 380-kV-Stromkreises zwischen Kupferzell und Goldshöfe aufgelegt.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M514	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/Umbeseilung		55	x	x	x	x	2030	

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

In diesem Netzbereich findet vermehrt ein Zubau von Windenergieanlagen statt, so dass neben der Deckung der Verbraucherlast langfristig auch der Abtransport von Windenergie aus diesem Bereich beherrscht werden muss. Die 380-kV-Leitung in diesem Gebiet liegt in der Haupttransitachse für Nord-Süd-Leistungsflüsse zwischen Tennet (Raum Würzburg) und der TNG (Raum Ulm).

Die geplante Netzverstärkung versorgt zum einen die Region Oberschwaben, zum anderen verbindet sie den Strom aus Erneuerbaren aus dem windreichen Norden und Nordosten Deutschlands mit den alpinen Pumpspeichern in Österreich und der Schweiz. Sie dient damit der Stabilisierung des gesamten Netzes und des Netzbetriebs in dieser Region.

Netzplanerische Begründung

Ohne die Netzverstärkung führt ein Ausfall des heute bestehenden Stromkreises zu Verlagerungen des Transits Richtung Süden auf die parallelen Netzstrukturen und führt dort zu Überlastungen.

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 für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme 514 hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

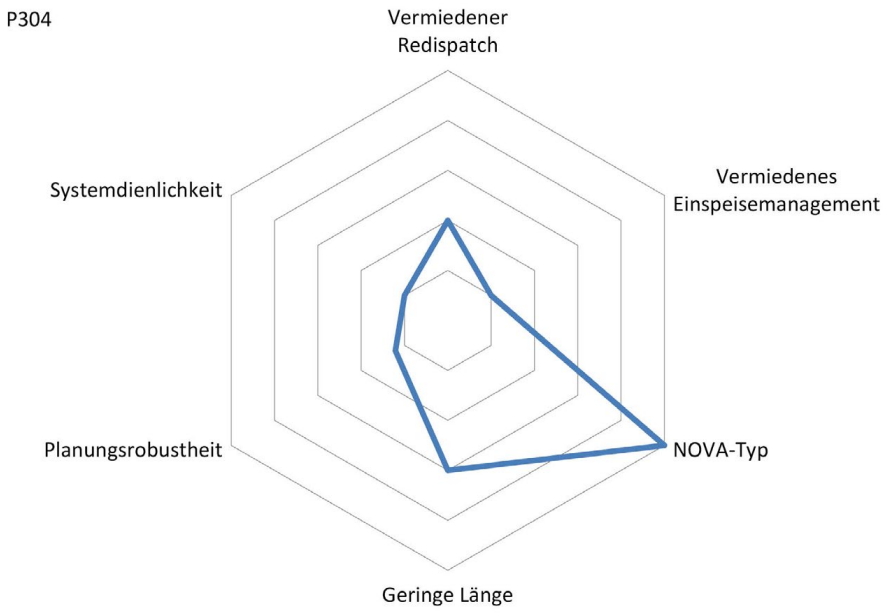
Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 des NEP-Berichts). Bei allen Maßnahmen wird das NOVA-Prinzip erfüllt.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

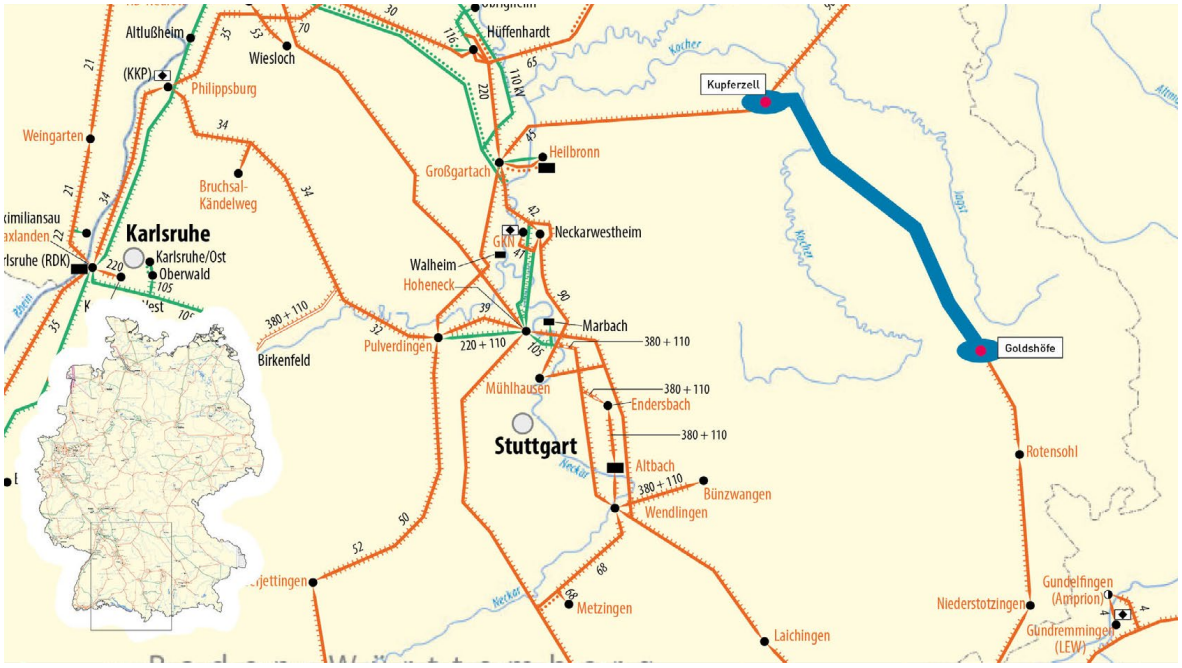
Zu der Maßnahme 514 gibt es keine alternative Netzverknüpfungspunkte.

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben. Nachfolgend erfolgt eine grafische Darstellung sowie eine textliche Beschreibung der wesentlichen Ergebnisse für das Projekt P304.



Das Projekt trägt zu einer günstigen, ökologischen und sicheren Energieversorgung bei. Es vermeidet Redispatch und hebt Überlastungen im (n-1)-Fall auf. Außerdem besteht das Projekt aus einer Zu-/Umbeseilung ohne Neubau und es ist kein neuer Trassenraum erforderlich.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P305: Netzverstärkung Ostalb

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2016: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Es zeigte sich in diesem NEP 2030, dass aufgrund eines höheren Übertragungsbedarfes in Nord-Süd-Richtung zwischen Würzburg und Ulm das Übertragungsnetz verstärkt werden muss. Das Projekt ist Teil der Netzverstärkung des ostwürttembergischen Übertragungsnetzes (P304 und P305).

- M515: Niederstotzingen – Dellmensingen
  Die Maßnahme ist eine Netzverstärkung (Neubau in bestehender Trasse) der beiden aufliegenden 380-kV-Stromkreise in diesem Bereich. Es sind auch Netzverstärkungsmaßnahmen in den betroffenen Schaltanlagen erforderlich.

- M517: Rotensohl – Niederstotzingen
  Die Maßnahme ist eine Netzverstärkung (Neubau in bestehender Trasse) der beiden aufliegenden 380-kV-Stromkreise in diesem Bereich. Es sind auch Netzverstärkungsmaßnahmen in den betroffenen Schaltanlagen erforderlich.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M515	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		41	x	x	x	x	2030	
M517	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		*26*	x	x	x	x	2030	

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die 380-kV-Leitung in diesem Gebiet liegt in der Haupttransitachse für Nord-Süd-Leistungsflüsse zwischen Tennet (Raum Würzburg) und der TNG (Raum Ulm).

Neben der Deckung der Verbraucherlast muss langfristig auch der Abtransport von Windenergie aus diesem Bereich beherrscht werden.

Die geplante Netzverstärkung versorgt zum einen die Region Oberschwaben, zum anderen verbindet sie den Strom aus Erneuerbaren aus dem windreichen Norden und Nordosten Deutschlands mit den alpinen Pumpspeichern in Österreich und der Schweiz. Sie dient damit der Stabilisierung des gesamten Netzes und des Netzbetriebs in dieser Region.

Netzplanerische Begründung

Ohne die Netzverstärkung kommt es bei Ausfall eines Stromkreises zur Überlastung des parallelen Systems.

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 für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahmen 515 und 517 haben sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 des NEP-Berichts).

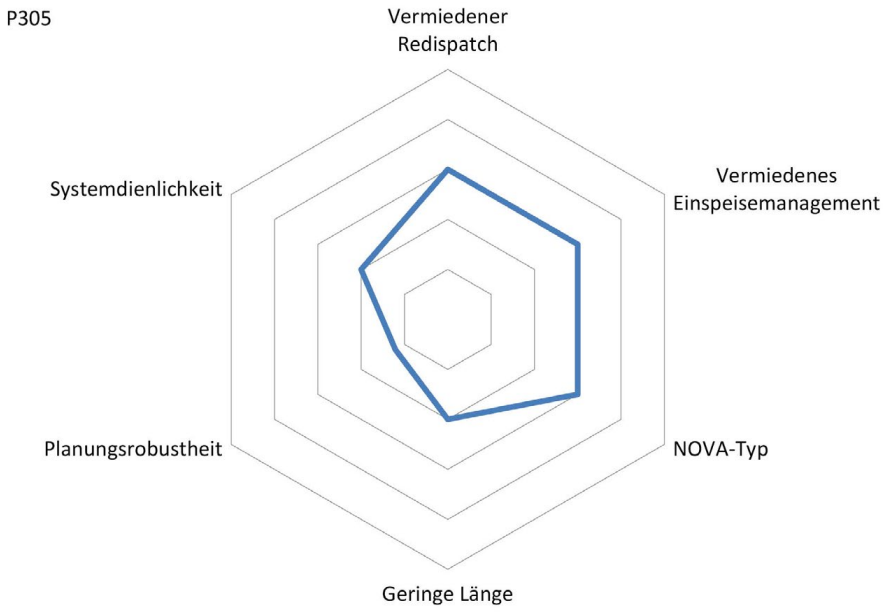
Bei allen Maßnahmen wird das NOVA-Prinzip erfüllt.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

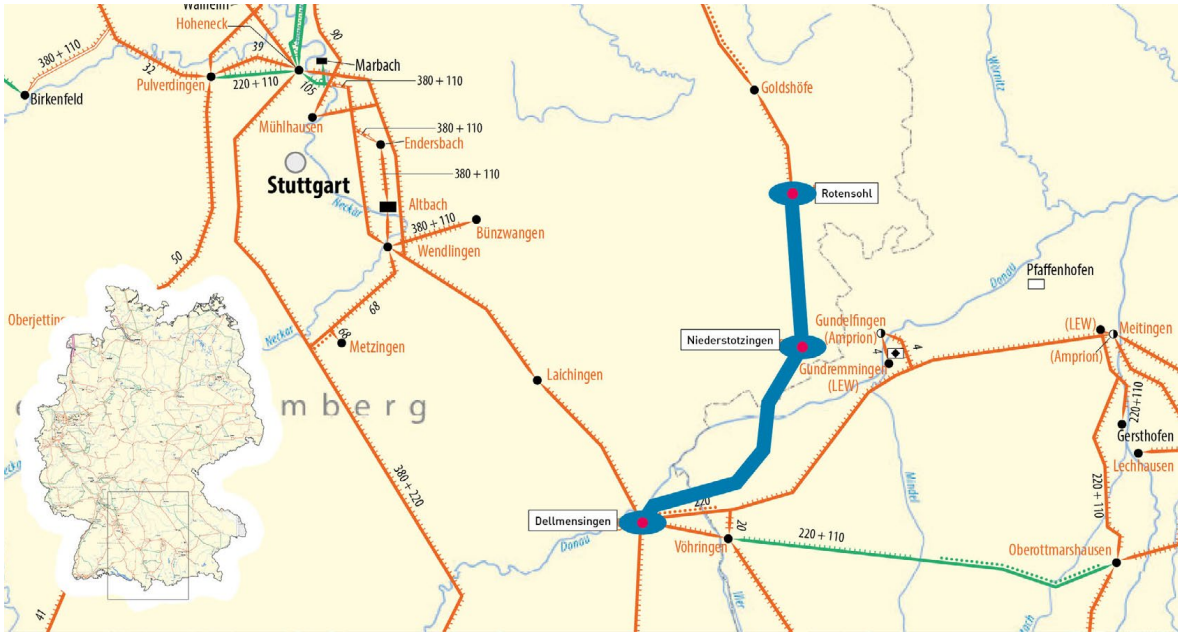
Zu der Maßnahme 515 und 517 gibt es keine alternative Netzverknüpfungspunkte.

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben. Nachfolgend erfolgt eine grafische Darstellung sowie eine textliche Beschreibung der wesentlichen Ergebnisse für das Projekt P305.



Das Projekt trägt zu einer günstigen, ökologischen und sicheren Energieversorgung bei. Es vermeidet Redispatch sowie EE-Einspeisemanagement und hebt Überlastungen im (n-1)-Fall auf. Außerdem wird das Projekt in bestehender Trasse neu errichtet, sodass kein neuer Trassenraum erforderlich wird.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P306: Netzverstärkung zwischen Neckar und Enz

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2016: -

Beschreibung des geplanten Projekts

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

- M518: Großgartach – Pulverdingen
  Die Maßnahme ist eine 380-kV-Netzverstärkung von 220-kV- und 380-kV-Leitungsanlagen im Bestandsnetz (Neubau in bestehender Trasse bzw. Umbeseilung) zwischen Großgartach – Pulverdingen zur Schaffung eines zusätzlichen dritten 380-kV-Stromkreises.
  Es sind auch Netzverstärkungsmaßnahmen in den betroffenen Schaltanlagen erforderlich.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetrieb-nahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M518	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		40	x	x	x	x	2030	

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die 380-kV-Stromkreise in diesem Bereich versorgen den nördlichen Teil des Großraums Stuttgart mit elektrischer Energie.

Am Neckar liegen zahlreiche konventionelle Erzeugungsanlagen.

In diesem Bereich verläuft in Baden-Württemberg die Haupttransitachse vom Nordosten aus Bayern Richtung Süden in die Schweiz.

Netzplanerische Begründung

Diese Maßnahme stärkt die Transportachse von Großgartach nach Süden und weiter in den mittleren Neckarraum. Die generelle Notwendigkeit ist aufgrund von Überlastungen im (n-1)-Fall gegeben. Durch die Stromkreisführung auf einer anderen Trasse als die zwei bestehenden Stromkreise Großgartach – Pulverdingen, können Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen im Betrieb leichter realisiert 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 für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme 518 hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 des NEP-Berichts).

Bei dieser Maßnahme wird das NOVA-Prinzip erfüllt.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Sowohl in Großgartach als auch in Pulverdingen liegt bereits ein vermaschter Netzknoten vor, der als Endpunkt geeignet ist.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

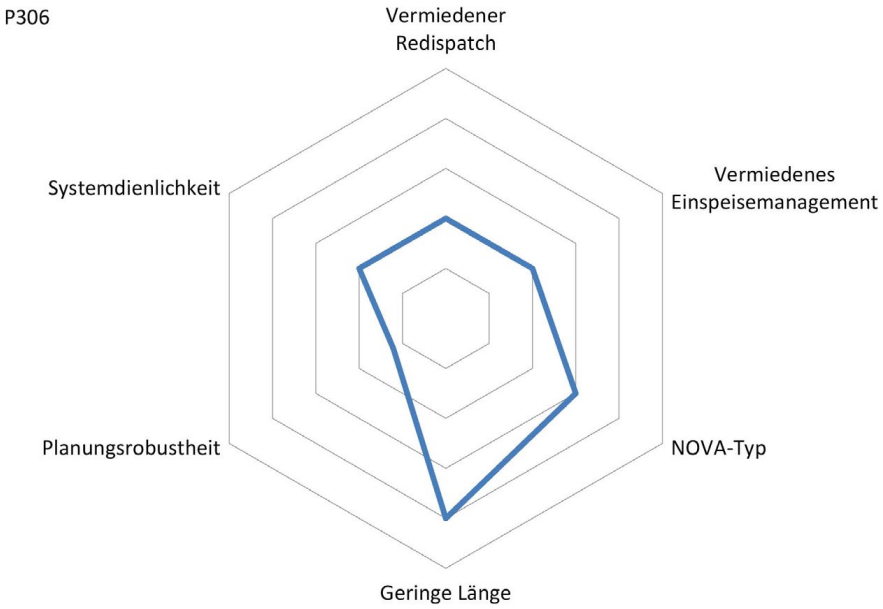
Gegenüber der Bündelung und Leitungsführung auf der bestehenden Trasse Großgartach – Pulverdingen bietet diese Stromkreisführung auf einer anderen Trasse den Vorteil einer Erhöhung der Systemsicherheit sowie der verbesserten Möglichkeit zur Wartung und Instandhaltung. Eine anderweitige Planungsmöglichkeit wäre die direkte Leitung zwischen Großgartach und Pulverdingen zu einer Mehrfachleitung umzubauen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

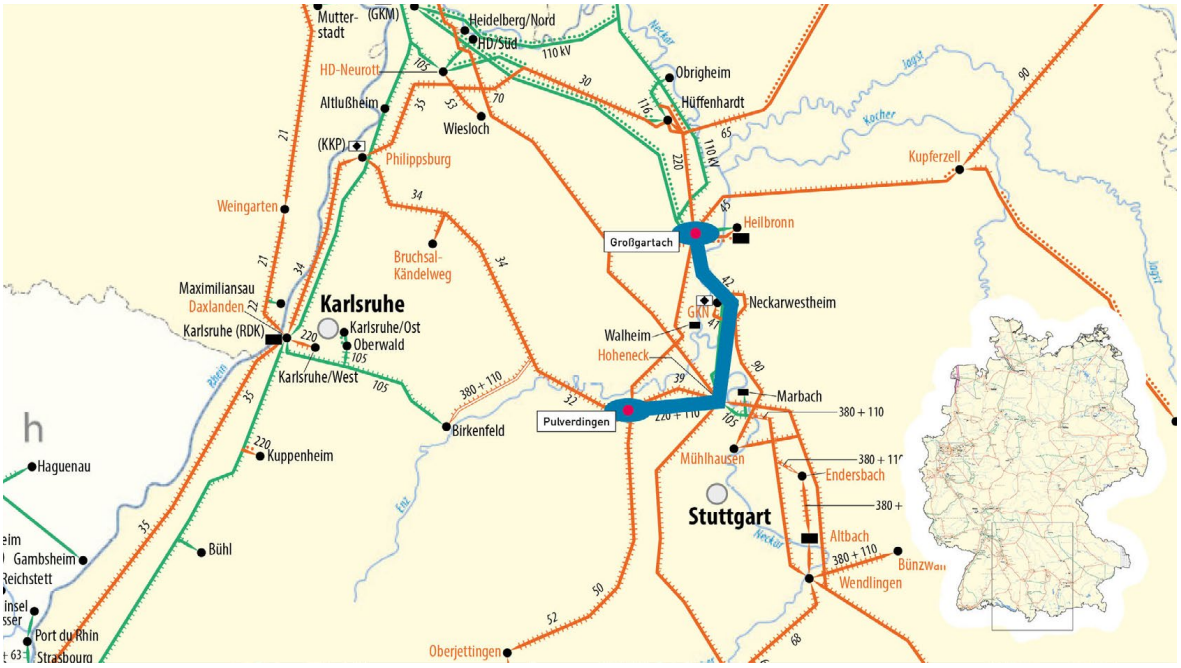
Das Projekt 306 wurde im NEP 2025 erstmalig identifiziert.

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben. Nachfolgend erfolgt eine grafische Darstellung sowie eine textliche Beschreibung der wesentlichen Ergebnisse für das Projekt P306.



Das Projekt trägt zu einer günstigen, ökologischen und sicheren Energieversorgung bei. Es vermeidet Redispatch sowie EE-Einspeisemanagement und hebt Überlastungen im (n-1)-Fall auf. Außerdem wird das Projekt in bestehender Trasse neu errichtet, sodass kein neuer Trassenraum erforderlich wird.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P307: Netzverstärkung Bürstadt – Pfungstadt – Bischofsheim – Urberach

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2016: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Hessen. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M482: Bürstadt – Pfungstadt – Bischofsheim – Urberach
  Zwischen den 380-kV-Anlagen Bürstadt, Pfungstadt, Bischofsheim und Urberach wird die Erweiterung einer bestehenden 380-kV-Leitung erforderlich. Dies kann durch den Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen auf der bestehenden Leitung oder, wenn dies aus statischen Gründen nicht möglich ist, durch den Neubau in bestehender Trasse erfolgen. Durch die Erweiterung wird eine deutlich erhöhte Transportkapazität zwischen Bürstadt, Pfungstadt, Bischofsheim und Urberach realisiert (Netzverstärkung).

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M482	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/Umbeseilung		86		x		x	bis 2030	

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 Netzerweiterung zwischen Bürstadt, Pfungstadt, Bischofsheim und Urberach erhöht die Übertragungskapazität. Die beschriebene Maßnahme beseitigt Überlastungen der heutigen 380-kV-Leitung zwischen Bürstadt, Pfungstadt, Bischofsheim und Urberach.

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 für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.

Das Projekt hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien B 2030 und C 2030 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA Grundsatz berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahme M482 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen. Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

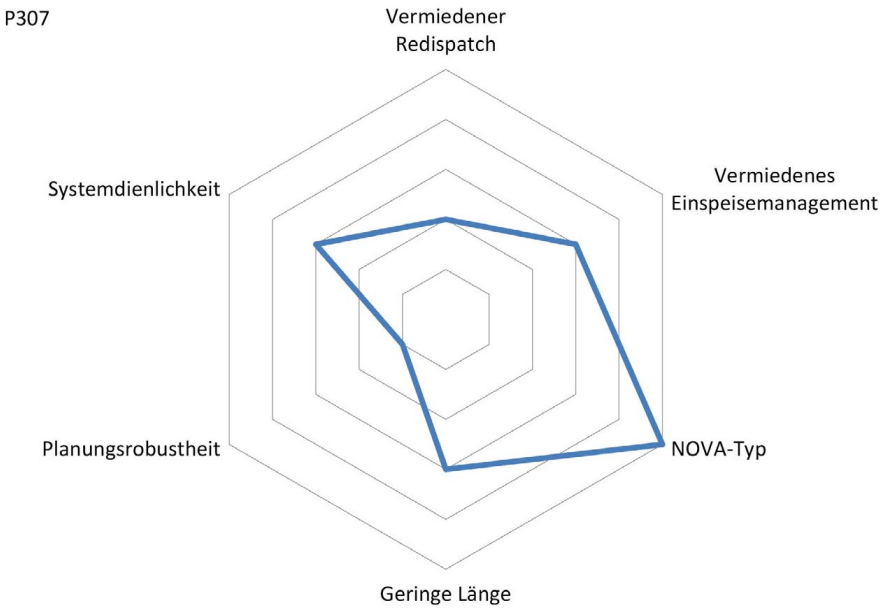
Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z.B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternative 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 P307 wurde im NEP 2030 erstmalig identifiziert.

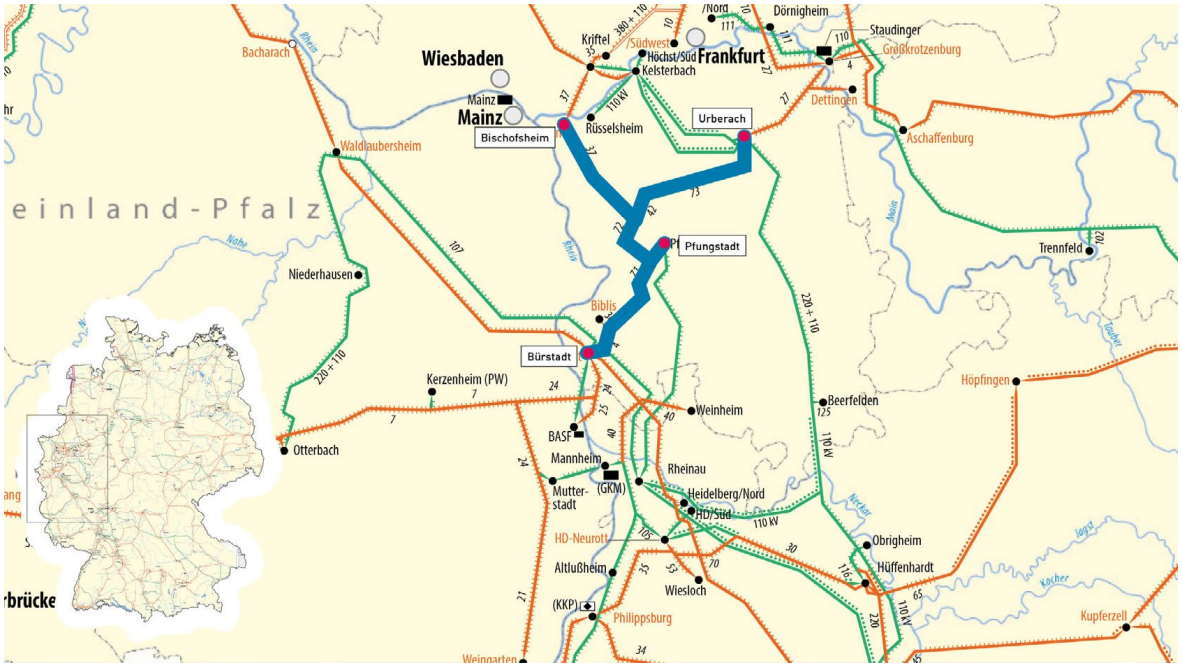
Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben. Nachfolgend erfolgt eine grafische Darstellung sowie eine textliche Beschreibung der wesentlichen Ergebnisse für das Projekt P307.



Das Projekt trägt zu einer günstigen, ökologischen und sicheren Energieversorgung bei. Es vermeidet Redispatch

sowie EE-Einspeisemanagement und hebt Überlastungen im (n-1)-Fall auf. Außerdem besteht das Projekt aus einer Zu-/Umbeseilung ohne Neubau und es ist aller Voraussicht nach kein neuer Trassenraum erforderlich.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P308: Netzverstärkung Kriftel – Bürstadt

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2016: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Hessen. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M483: Kriftel – Bürstadt
  Zwischen der Anlage Kriftel und der Anlage Bürstadt wird auf einer bestehenden 380-kV-Leitung eine Zubeseilung erforderlich (Netzverstärkung). Hierdurch wird eine deutlich erhöhte Übertragungskapazität realisiert. Die 380-kV-Schaltanlage Kriftel ist entsprechend zu erweitern (Netzverstärkung).

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M483	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/Umbeseilung		75	x	x	x	x	bis 2030	

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 zwischen Kriftel und Bürstadt wird durch dieses Projekt wesentlich erweitert. Weiterhin werden die bestehenden Überlastungen auf der Achse behoben.

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 für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.

Das Projekt hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien B 2030, A 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA Grundsatz berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahme M483 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen. Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

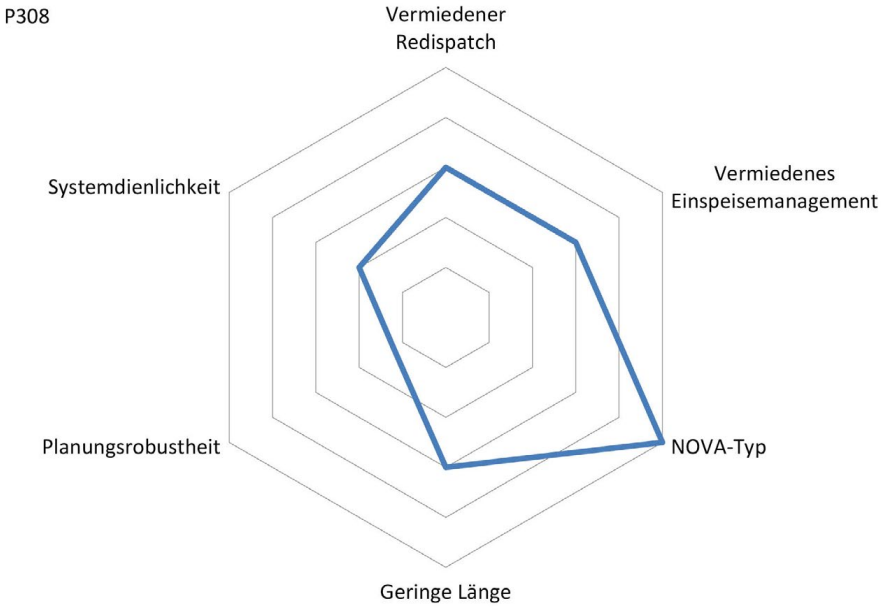
Die Maßnahmen werden unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z.B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen.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

Das Projekt P308 wurde im NEP 2030 erstmalig identifiziert.

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben. Nachfolgend erfolgt eine grafische Darstellung sowie eine textliche Beschreibung der wesentlichen Ergebnisse für das Projekt P308.



Das Projekt trägt zu einer günstigen, ökologischen und sicheren Energieversorgung bei. Es vermeidet Redispatch sowie EE-Einspeisemanagement und hebt Überlastungen im (n-1)-Fall auf. Außerdem besteht das Projekt aus einer Zu-/Umbeseilung ohne Neubau und es ist aller Voraussicht nach kein neuer Trassenraum erforderlich.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P309: Netzverstärkung Bürstadt – Rheinau – Hoheneck

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2016: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Hessen. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M484: Bürstadt – Rheinau – Hoheneck
  Zwischen den 380-kV-Anlagen Bürstadt, Rheinau und Hoheneck ist eine Verstärkung der 380-kV-Leitung erforderlich. Dies kann durch den Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen auf der bestehenden Leitung erfolgen (Netzverstärkung).

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M484	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/Umbeseilung		112		x	x	x	2023	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

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 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 für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.

Das Projekt hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA Grundsatz berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahme M484 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen.

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

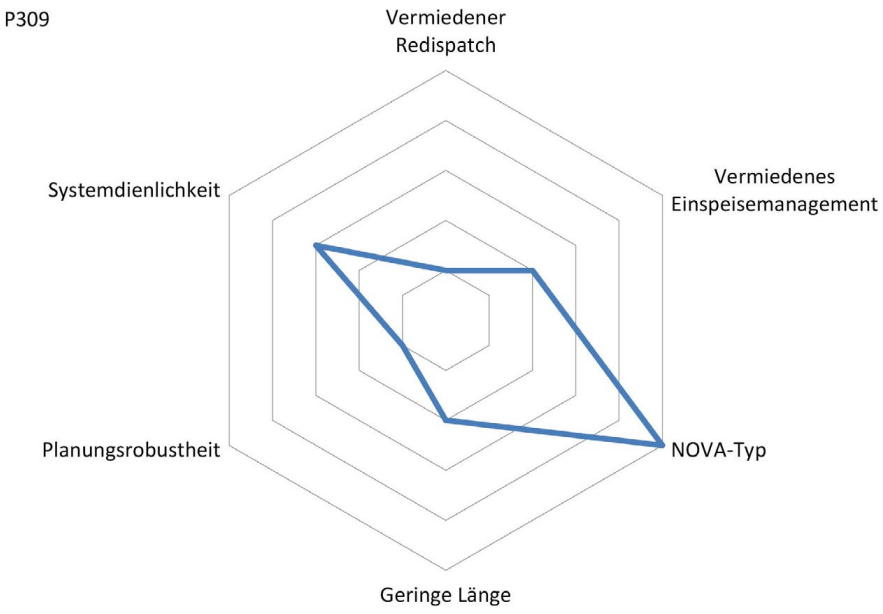
Die Maßnahmen werden unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen.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

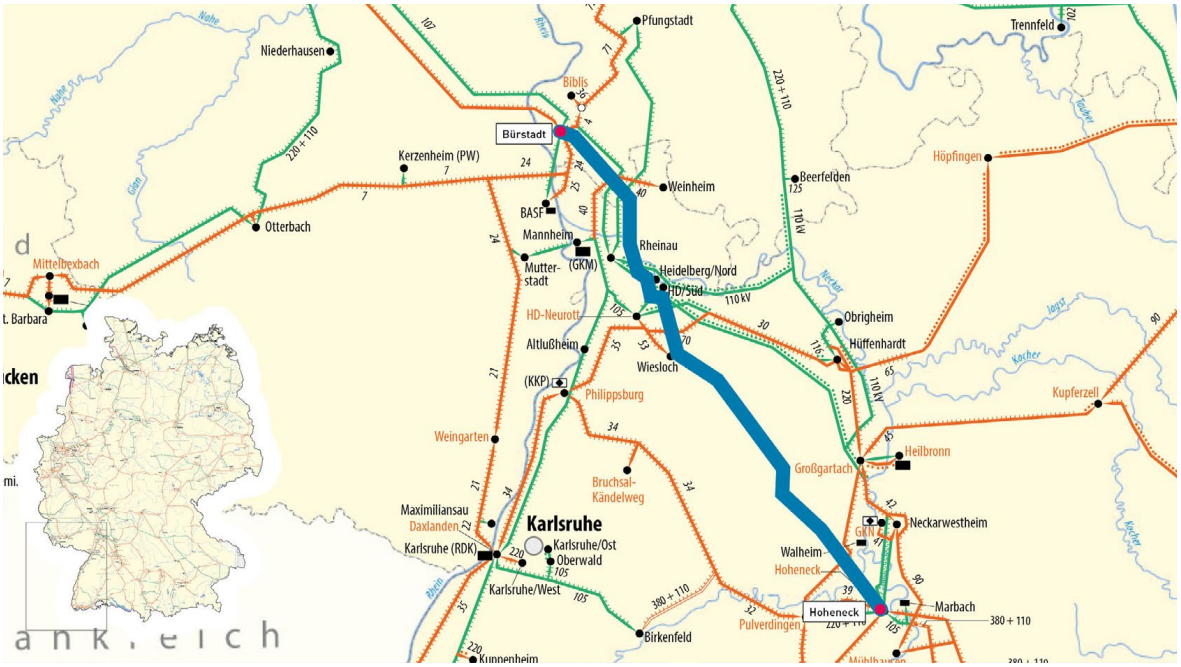
Das Projekt P309 wurde im NEP 2030 erstmalig identifiziert.

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben. Nachfolgend erfolgt eine grafische Darstellung sowie eine textliche Beschreibung der wesentlichen Ergebnisse für das Projekt P309.



Das Projekt trägt zu einer günstigen, ökologischen und sicheren Energieversorgung bei. Es vermeidet Redispatch sowie EE-Einspeisemanagement und hebt Überlastungen im (n-1)-Fall auf. Außerdem besteht das Projekt aus einer Zu-/Umbeseilung ohne Neubau und es ist aller Voraussicht nach kein neuer Trassenraum erforderlich.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P310: Netzverstärkung Bürstadt –Kühmoos

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2016: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Baden-Württemberg, *Süd-Hessen* und Rheinland-Pfalz. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M485: Bürstadt – Kühmoos
  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) ausgestattet. Zwischen Maximiliansau und Daxlanden wird ein bestehender 220-kV-Stromkreis auf 380-kV umgestellt. Des Weiteren wird auf der bestehenden Leitung zwischen Daxlanden und Kühmoos ein zusätzlicher 380-kV-Stromkreis zubeseilt. 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 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.*

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M485	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse und Stromkreisauflage/Umbeseilung		285	x	x	x	x	2023	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

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 Übertragungskapazität des 380-kV-Netzes zwischen Süd-Hessen, Süd-Baden-Württemberg und Rheinland-Pfalz 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.

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 für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.

Das Projekt hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA Grundsatz berücksichtigt. *Unter Berücksichtigung des NOVA-Prinzips werden in diesem Projekt bestehende Leitungen und Anlagen im Wesentlichen ohne neue Rauminanspruchnahme verstärkt oder erweitert.*

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

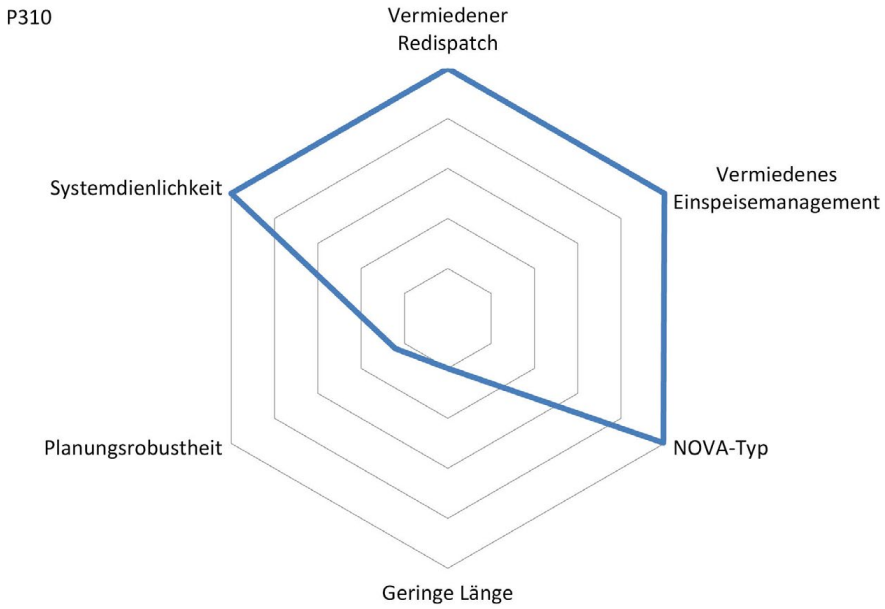
Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z.B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternative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

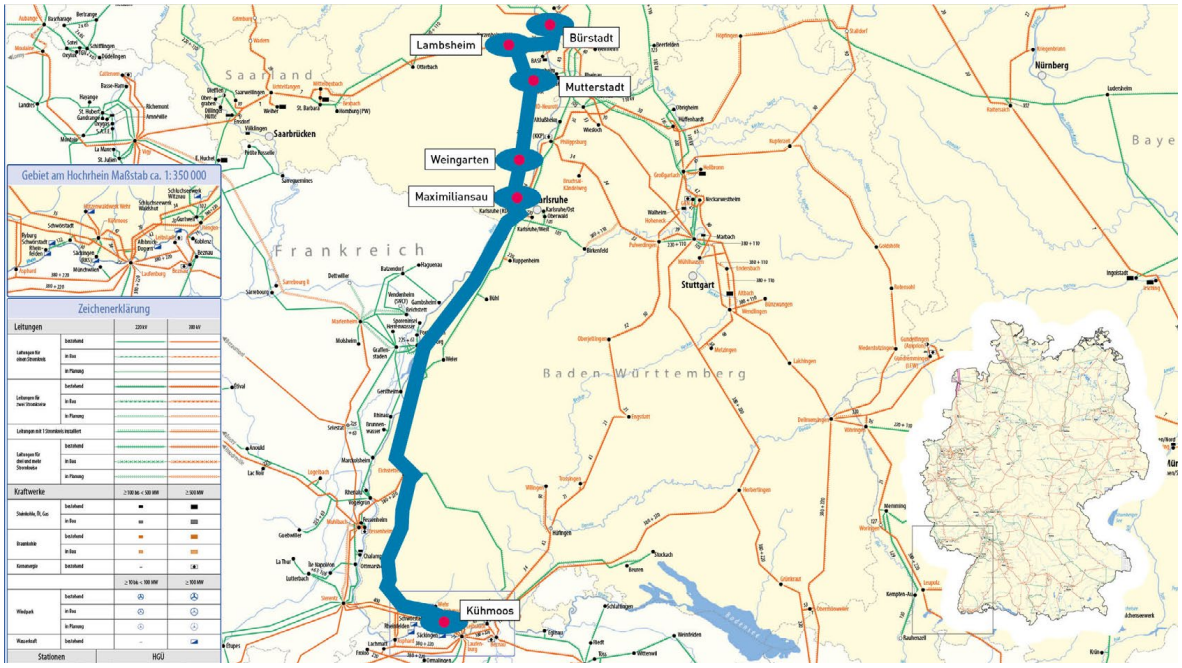
Das Projekt P310 wurde im NEP 2030 erstmalig identifiziert.

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben. Nachfolgend erfolgt eine grafische Darstellung sowie eine textliche Beschreibung der wesentlichen Ergebnisse für das Projekt P310.



Das Projekt hat einen sehr hohen systemischen Nutzen und trägt signifikant zu einer günstigen, ökologischen und sicheren Energieversorgung bei. Dies zeigt sich auf Basis der großen Mengen an vermiedenem Redispatch und Einspeisemanagement sowie auf Basis vieler behobener Überlastungen im (n-1)-Fall. Außerdem besteht das Projekt zu einem überwiegenden Teil aus einer Zu-/Umbeseilung ohne Neubau und es ist aller Voraussicht nach kein neuer Trassenraum erforderlich.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P311: Netzverstärkung Weißenthurm – Bürstadt

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2016: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Rheinland-Pfalz. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M486: Weißenthurm – Bürstadt
  Im Rahmen des Projekts ist eine Netzverstärkung zwischen Weißenthurm und Bürstadt notwendig. Hierfür wird ein Leitungsneubau in bestehender Trasse erforderlich. Darüber hinaus müssen die Anlagen Weißenthurm, Waldlaubersheim und Bürstadt verstärkt werden (Netzverstärkung).

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M486	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		124		x	x	x	bis 2030	

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 Netzverstärkung zwischen Weißenthurm und Bürstadt erhöht die Übertragungskapazität zwischen Koblenz und Worms. Die Überlastung auf den bestehenden Leitungen zwischen Weißenthurm und Bürstadt werden hierdurch behoben.

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 für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA Grundsatz berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahme M486 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen.

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

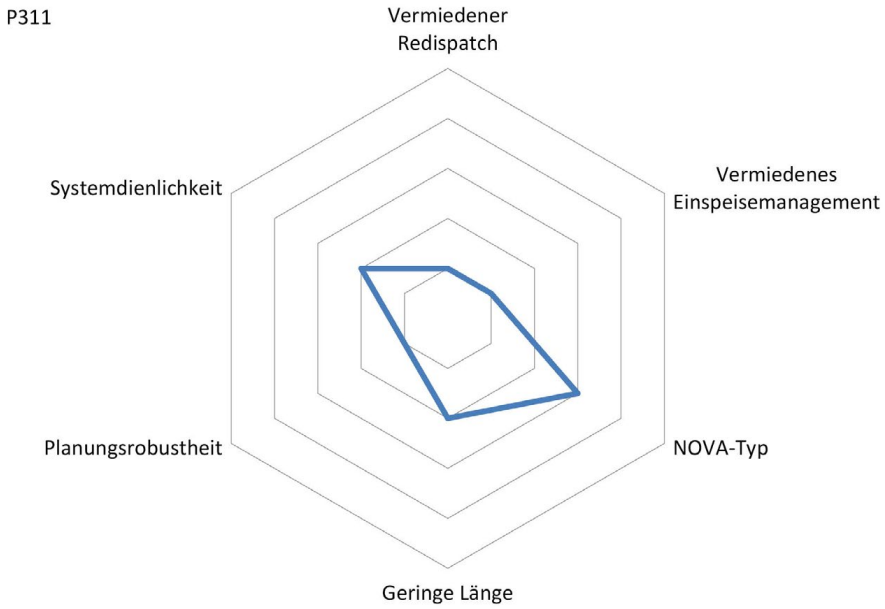
Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternative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

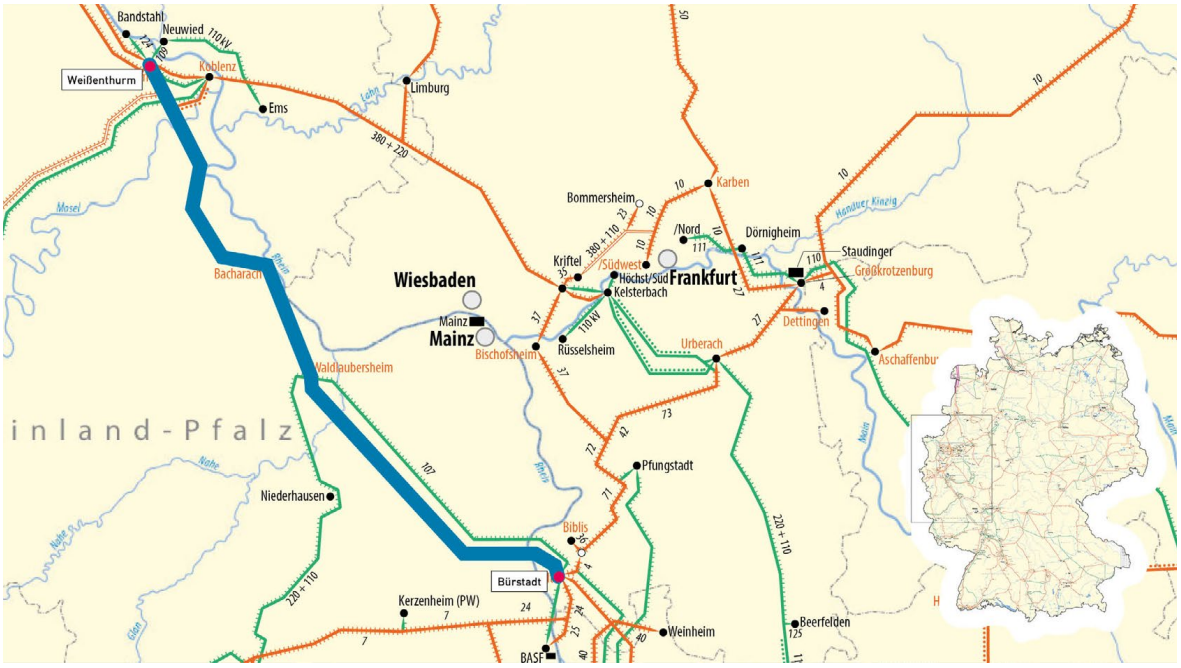
Das Projekt P311 wurde im NEP 2030 erstmalig identifiziert.

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben. Nachfolgend erfolgt eine grafische Darstellung sowie eine textliche Beschreibung der wesentlichen Ergebnisse für das Projekt P311.



Das Projekt trägt zu einer günstigen, ökologischen und sicheren Energieversorgung bei. Es vermeidet Redispatch und hebt Überlastungen im (n-1)-Fall auf. Außerdem wird das Projekt in bestehender Trasse neu errichtet, sodass aller Voraussicht nach kein neuer Trassenraum erforderlich wird.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P312: Netzausbau Westerkappeln – Wettringen

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2016: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität im nördlichen Nordrhein-Westfalen. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M487: Westerkappeln – Wettringen
  Zwischen Westerkappeln und dem Pkt. Wettringen wird die bestehende 220-kV-Leitung durch eine 380-kV-Leitung ersetzt (Netzverstärkung). Am Pkt. Wettringen wird eine 380-kV-Station errichtet (Netzausbau), die als Verknüpfungspunkt der 380-kV-Nord-Süd-Achse von Hanekenfähr nach Uentrop und der hier beschriebenen 380-kV-Ost-West-Achse von Westerkappeln nach Wettringen dient. Diese 380-kV-Stromkreise werden demnach in die Station Wettringen eingeführt.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M487	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		42	x	x	x	x	bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Norddeutschland ist charakterisiert durch eine Vielzahl von regenerativen Onshore- und Offshore-Energiequellen. 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

Zukünftig wird das nördliche Netzgebiet der Amprion, über die heute bestehenden Kuppelleitungen hinaus, durch weitere 380-kV-Leitungen wie Ganderkesee – Wehrendorf (EnLAG Nr.2) und Conneforde-Cloppenburg-Merzen (BBPlG Nr.6) mit dem Netzgebiet der TenneT verbunden sein. Diese Energieübertragungsstrecken dienen vorwiegend dem Transport von fluktuierenden Leistungen aus On- und Offshore-Anlagen in das nördliche Netzgebiet der Amprion. Um diese zusätzlichen EEG-Leistungen engpassfrei in die Verbraucherschwerpunkte im Westen und Süden Deutschlands transportieren zu können, muss die Übertragungskapazität der Transportachse von Westerkappeln nach Wettringen erhöht werden. Diese Maßnahme dient im Wesentlichen der Symmetrierung der Leistungsflüsse und somit der Entlastung von Engpässen auf der parallel verlaufenden 380-kV-Ost-West-Achse von der Station Merzen zur Station Hanekenfähr.

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 für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA Grundsatz berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahmen M487 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen. Weiterhin erfolgt ein Ausbau der bestehenden Netzinfrastruktur durch die Maßnahme M487.

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

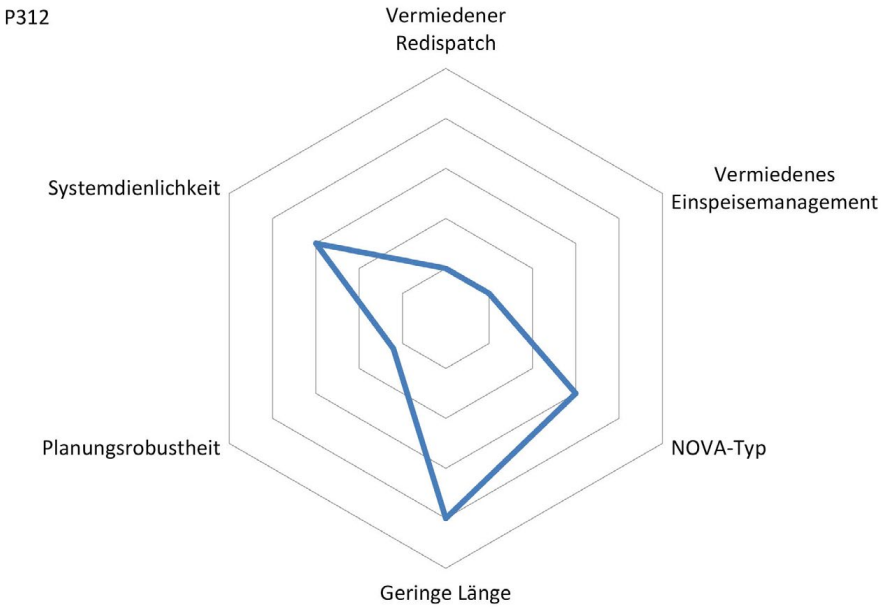
Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z.B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternative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

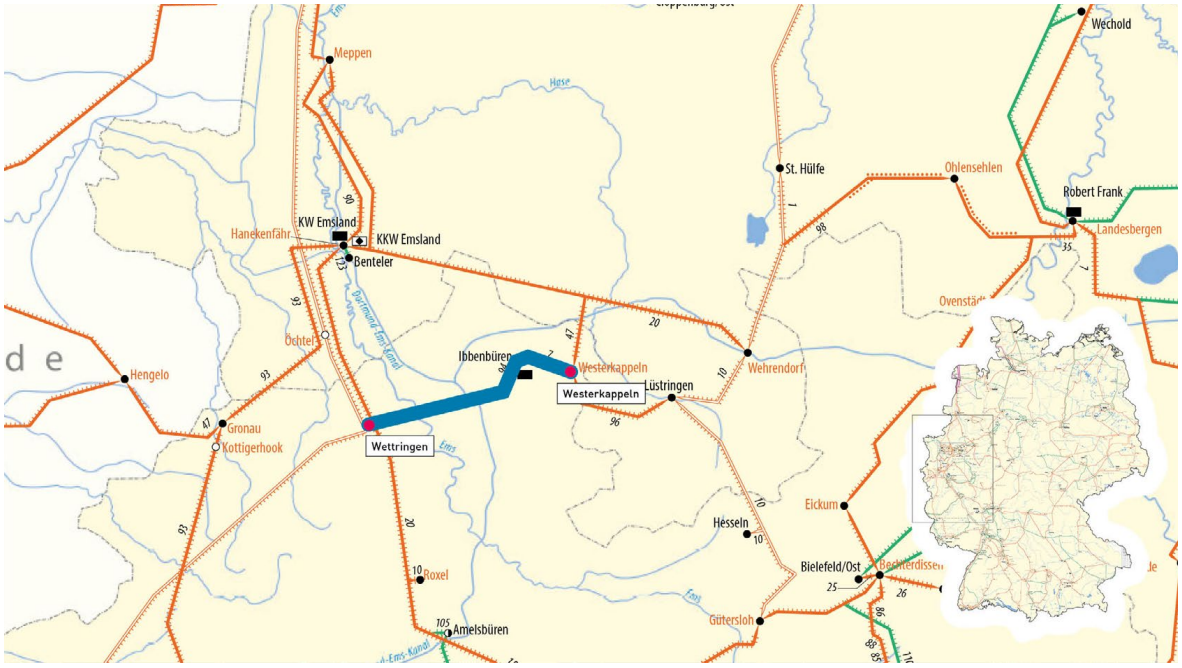
Das Projekt P312 wurde im NEP 2030 erstmalig identifiziert.

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben. Nachfolgend erfolgt eine grafische Darstellung sowie eine textliche Beschreibung der wesentlichen Ergebnisse für das Projekt P312.



Das Projekt trägt zu einer günstigen, ökologischen und sicheren Energieversorgung bei. Es vermeidet Redispatch und hebt Überlastungen im (n-1)-Fall auf. Außerdem wird das Projekt in bestehender Trasse neu errichtet, sodass aller Voraussicht nach kein neuer Trassenraum erforderlich wird.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P313: Netzausbau der grenzüberschreitenden Kuppelkapazität zwischen Deutschland und Belgien (Zweiter Interkonnektor Deutschland-Belgien)

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2016: 225.1107

Beschreibung des geplanten Projekts

Amprion und Elia untersuchen eine zweite Interkonnektorverbindung zwischen Deutschland und Belgien und planen eine gemeinsame Projektentwicklung. Für die Umsetzung ist folgende Maßnahme auf deutscher Seite erforderlich[20]:

- M488: Interkonnektor Deutschland – Belgien
  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 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 mindestens 1 GW ist der Neubau von je einer Konverterstation an beiden Endpunkten erforderlich. In Dahlem ist die bestehende 380-kV-Anlage neu zu errichten, um die Umrichtung von Drehstrom in Gleichstrom bzw. umgekehrt vornehmen zu können.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M488	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	15		x	x	x	x	2025	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Mit den Beschlüssen des deutschen Bundestages im Sommer 2011 zum Ausstieg aus der Kernenergie bis spätestens Ende 2022 und mit dem in Belgien festgelegten Kernenergieausstieg bis zum Jahr 2025 geht ein struktureller Wandel der elektrischen Energieversorgung in beiden Ländern einher. Das gemeinsame Hauptmerkmal liegt hierbei im verstärkten Zubau von erneuerbaren Energien und im Rückbau konventioneller Kraftwerkskapazitäten.

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.

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.

20 Auf belgischer Seite ist der belgische ÜNB Elia für die Umsetzung verantwortlich.

Auf Basis von Marktuntersuchungen wurde ein weiterer positiver Einfluss des geplanten Interkonnektors über den des Projekts P65 hinaus 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 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 für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Dieses Projekt hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Die HGÜ-Technik bietet sich durch ihren steuerbaren bidirektionalen Leistungsfluss bei einem gleichzeitig geringen Landschaftsverbrauch an. Durch die Vielzahl der bereits heute existierenden und sich in Planung befindlichen Leistungsflussgesteuerten Interkonnektoren (DE – NL, NL – BE, DE – BE) würde eine ungesteuerte Lösung sehr schnell zu einer Überlastung führen. Daher bietet sich für dieses Projekt die Ausführung als HGÜ-Verbindung an. 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 der NOVA Grundsatz berücksichtigt. Da bisher keine Verbindung zwischen Deutschland und Belgien existiert und die sich in Planung befindende erste Verbindung aus heutiger Sicht nicht verstärkt werden kann, ist der Neubau in neuer Trasse die einzige Alternative. Ein Ausbau der bestehenden Netzinfrastruktur erfolgt durch die Maßnahme M488.

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Derzeit wird von Amprion die Variante Dahlem – Gramme favorisiert. Darüber hinaus werden weitere Planungsalternativen hinsichtlich ihrer netztechnischen und genehmigungstechnischen Realisierbarkeit bewertet.

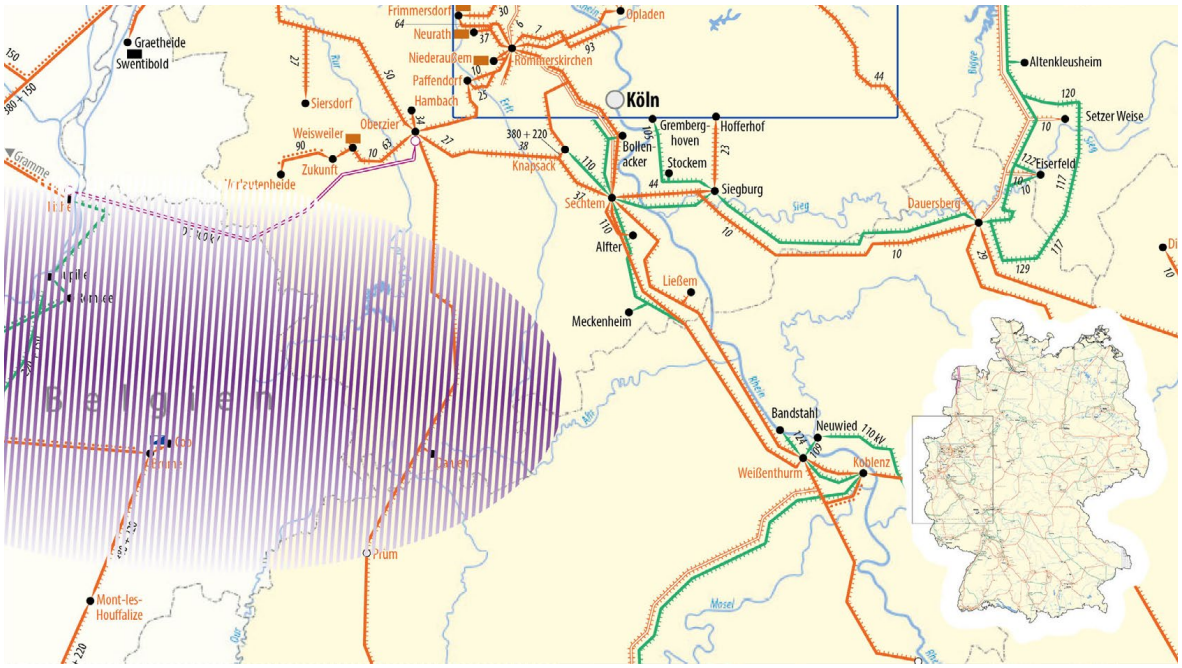
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P313 wurde im NEP 2030 erstmalig identifiziert.

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben.

Das Projekt kann mit den im Rahmen der Projektcharakterisierung eingesetzten Kriterien nicht bewertet werden, da es sich um eine Grenzkuppelleitung handelt. Der Ausbau der grenzüberschreitenden Leitungen wird im europäischen Ten-Year Network Development Plan abgestimmt, geplant und mit entsprechenden Kriterien bewertet.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P314: Leistungsflusssteuerung zwischen Uchtelfangen und Vigy

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2016: -

Beschreibung des geplanten Projekts

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

- M489: Phasenschiebertransformatoren im Saarland
  Im Rahmen des Projekts P170 Uchtelfangen – Ensdorf – Vigy (Frankreich) ist eine Erhöhung der grenzüberschreitenden Transportkapazität zwischen Deutschland und Frankreich erforderlich. Um diese neugeschaffene Kapazität optimal nutzen zu können, wurde darüber hinaus die Notwendigkeit der Leistungsflusssteuerung durch Phasenschiebertransformatoren identifiziert. Die technische Ausführung wird im Rahmen der Detailplanung festgelegt (Netzoptimierung).

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M489	Anlage	Netzoptimierung			x	x	x	x	bis 2030	

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

In Starkwind-Situationen kann es durch die im Norden Deutschlands installierten Windenergieanlagen zu erhöhten Leistungstransiten in Richtung Frankreich kommen. Dadurch können Engpässe auf den grenzüberschreitenden Transportleitungen entstehen.

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 uneingeschränkten Energieaustausch zwischen den Märkten sicherzustellen.

Netzplanerische Begründung

Die Analysen haben gezeigt, dass insbesondere in Zeiten hohen Austausches zwischen Deutschland und Frankreich (in beide Richtungen) die Handelsflüsse (Ergebnisse aus der Marktsimulation) und die physikalischen Flüsse (Ergebnisse der Netzanalysen) weit auseinander liegen. Das führt dazu, dass die Flüsse in den Netzanalysen eine Überlastung an der Kuppelstelle aufzeigen bei gleichzeitigem Einhalten der vorgegebenen NTC Werte zwischen Deutschland und Frankreich. Mit der Realisierung dieses Projekts können diese Flüsse angeglichen und damit die volle Marktkapazität für den europäischen Energiemarkt bereitgestellt werden.

Mit der Leistungsflussteuerung kann die im Projekt P170 Uchtelfangen – Ensdorf – Vigy (Frankreich) geschaffenen Transportkapazität maximal ausgenutzt werden. Die Übertragungskapazität in dieser Region wird somit durch dieses Projekt optimiert. Darüber hinaus werden Überlastungen auf bestehenden Leitungen behoben.

Zudem trägt diese Netzverstärkung auch in Zeiten geringer Einspeisung aus erneuerbaren Energien zur Erhöhung der Versorgungssicherheit Deutschlands 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 für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.

Das Projekt hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA Grundsatz berücksichtigt. Eine Optimierung der bestehenden Infrastruktur konnte mit M489 durchgeführt werden.

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 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.

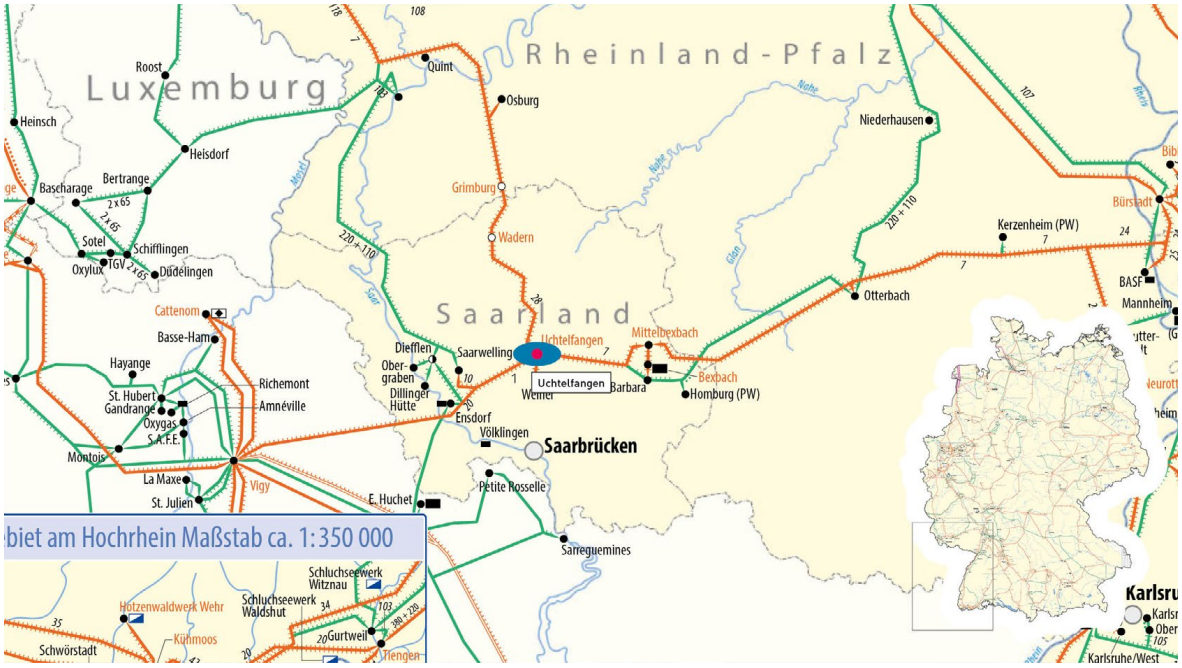
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P314 wurde im NEP 2030 erstmalig identifiziert.

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben.

Das Projekt kann mit den im Rahmen der Projektcharakterisierung eingesetzten Kriterien nicht bewertet werden, da es sich um eine Punktmaßnahme zur Leistungsflusssteuerung an Grenzkuppelleitungen handelt. Die Erhöhung der grenzüberschreitenden Transportkapazitäten wird im europäischen Ten-Year Network Development Plan abgestimmt, geplant und mit entsprechenden Kriterien bewertet.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P315: Netzausbau Hanekenfähr – Gronau

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2016: -

Beschreibung des geplanten Projekts

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

- M491: Hanekenfähr – Gronau
  Die Stromkreise der Leitung zwischen Gronau und Hanekenfähr werden auf eine Stromtragfähigkeit von 3.600 A verstärkt (Netzverstärkung). Dies kann durch den Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen auf der bestehenden Leitung oder, wenn dies aus statischen Gründen nicht möglich ist, durch den Neubau in bestehender Trasse erfolgen (Netzverstärkung). Des Weiteren sind eine Einschleifung eines 380-kV-Stromkreises (Netzverstärkung) und die Errichtung eines Schrägregeltransformators in Gronau (Netzoptimierung) notwendig.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetrieb-nahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M491	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		47	x	x	x	x	bis 2030	

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 den nördlichen Netzbereich von Amprion eingeleitet. Zukünftig wird die Menge dieser Einspeisungen zunehmen, sodass es zu Engpässen auf den bestehenden 380-kV Nord-Süd-Verbindungen kommt.

Um diesem Sachverhalt entgegenzuwirken, wird die 380-kV-Nord-Süd-Achse zwischen Hanekenfähr und Gronau in bestehender Trasse auf 3.600 A verstärkt. Ziel ist es, die Transportkapazität dieser Energieübertragungsstrecke zu erhöhen und die Energie engpassfrei in die Verbraucherschwerpunkte im Westen und Süden Deutschlands transportieren zu können.

Von den beiden 380-kV Stromkreisen zwischen den Stationen Hanekenfähr und Gronau wird derzeit nur einer in die Umspannanlage Gronau eingeführt. Der andere 380-kV Stromkreis verläuft weiter bis nach Kusenhorst.

Hierdurch ergeben sich große Stromkreislängenunterschiede. Dies hat eine unsymmetrische Aufteilung der Leitungsauslastungen zur Folge. Um eine gleichmäßige Aufteilung der Leistungsflüsse zu erreichen, wird auch der zweite 380-kV Stromkreis in die Umspannanlage Gronau eingeführt. Um die Leistungsflüsse in Netznutzungsfällen mit hohem Export Richtung Niederlande beherrschen zu können, wird ein zusätzlicher Querregler in Gronau errichtet.

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 für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.

Das Projekt hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA Grundsatz berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahme M491 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen. Weiterhin erfolgt ein Ausbau der bestehenden Netzinfrastruktur durch die Maßnahme M491.

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

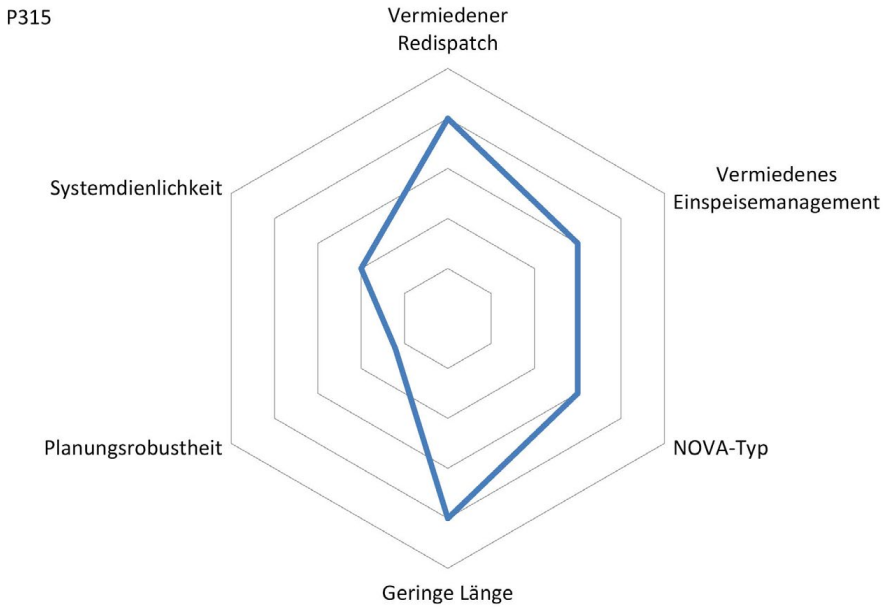
Die Maßnahmen werden unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z.B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen.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

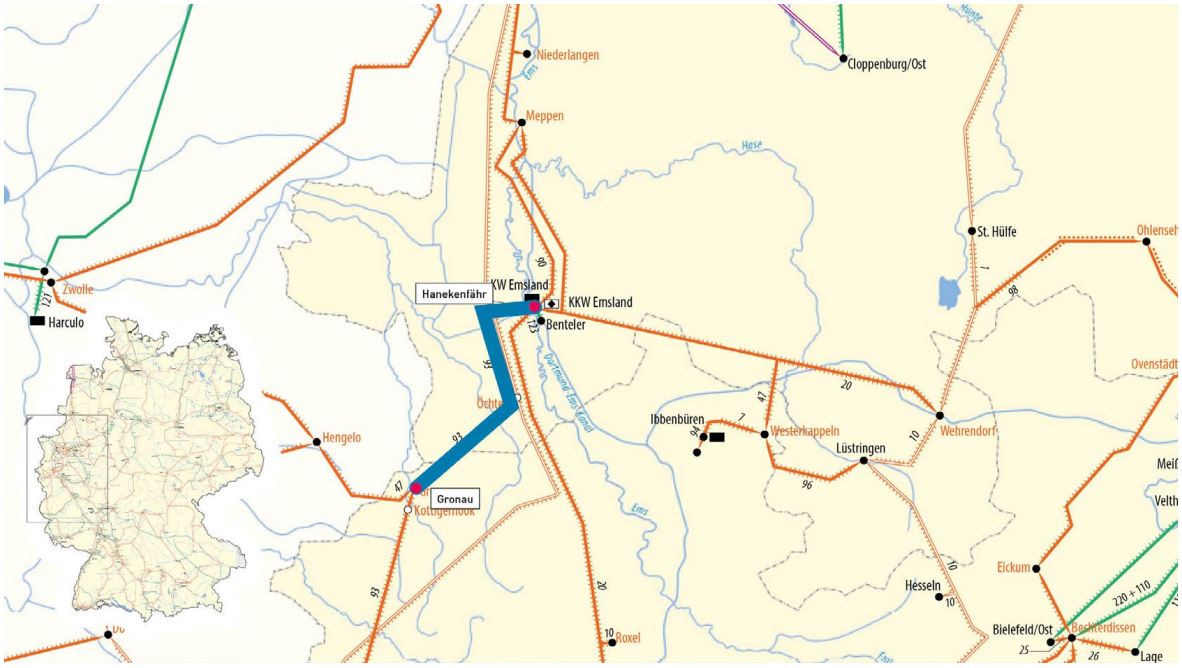
Das Projekt P315 wurde im NEP 2030 erstmalig identifiziert.

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben. Nachfolgend erfolgt eine grafische Darstellung sowie eine textliche Beschreibung der wesentlichen Ergebnisse für das Projekt P315.



Das Projekt hat einen hohen systemischen Nutzen und trägt zu einer günstigen, ökologischen und sicheren Energieversorgung bei. Dies zeigt sich auf Basis der Mengen an vermiedenem Redispatch und Einspeisemanagement sowie auf Basis wirksam behobener Überlastungen im (n-1)-Fall. Außerdem wird das Projekt in bestehender Trasse neu errichtet, sodass aller Voraussicht nach kein neuer Trassenraum erforderlich wird.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P316: Netzverstärkung Karben – Kriftel

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion, TenneT Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2016: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Transportkapazität im Frankfurter Raum. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M474: Karben – Kriftel
  Im Rahmen der Maßnahme ist eine Netzverstärkung zwischen Karben und Kriftel notwendig. Hierfür ist der Neubau einer 380-kV-Leitung mit zwei Systemen teilweise in bestehender Trasse erforderlich (Netzausbau und Netzverstärkung). Darüber hinaus müssen die Schaltanlagen in Karben und Kriftel erweitert werden (Netzverstärkung). Die Berücksichtigung der Versorgungsfunktion der unterlagerten Netze ist noch näher zu untersuchen.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M474	Leitung	Netzverstärkung und -ausbau: Neubau in bestehender Trasse, Neubau in neuer Trasse	22	10	x	x	x	x	bis 2030	

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 Netzverstärkung zwischen Karben und Kriftel erhöht die Übertragungskapazität nordöstlich von Frankfurt in südwestliche Richtung. Die Überlastung auf den bestehenden Leitungen zwischen Karben und Frankfurt wird hierdurch behoben und die Versorgung des Großraums Frankfurt sichergestellt. Zusätzlich wird die hohe Auslastung auf den bestehenden Leitungen zwischen Großkrotzenburg und Urberach im Frankfurter Raum verringert.

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 für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.

Das Projekt hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA Grundsatz berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahme M474 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen. Weiterhin erfolgt ein Ausbau der bestehenden Netzinfrastruktur durch die Maßnahme M474.

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

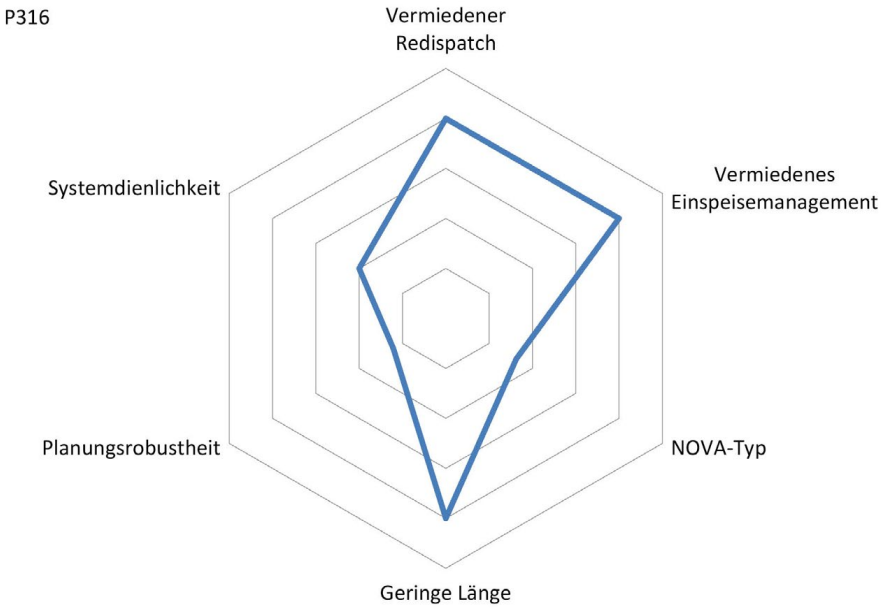
Die Maßnahmen werden unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z.B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen.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

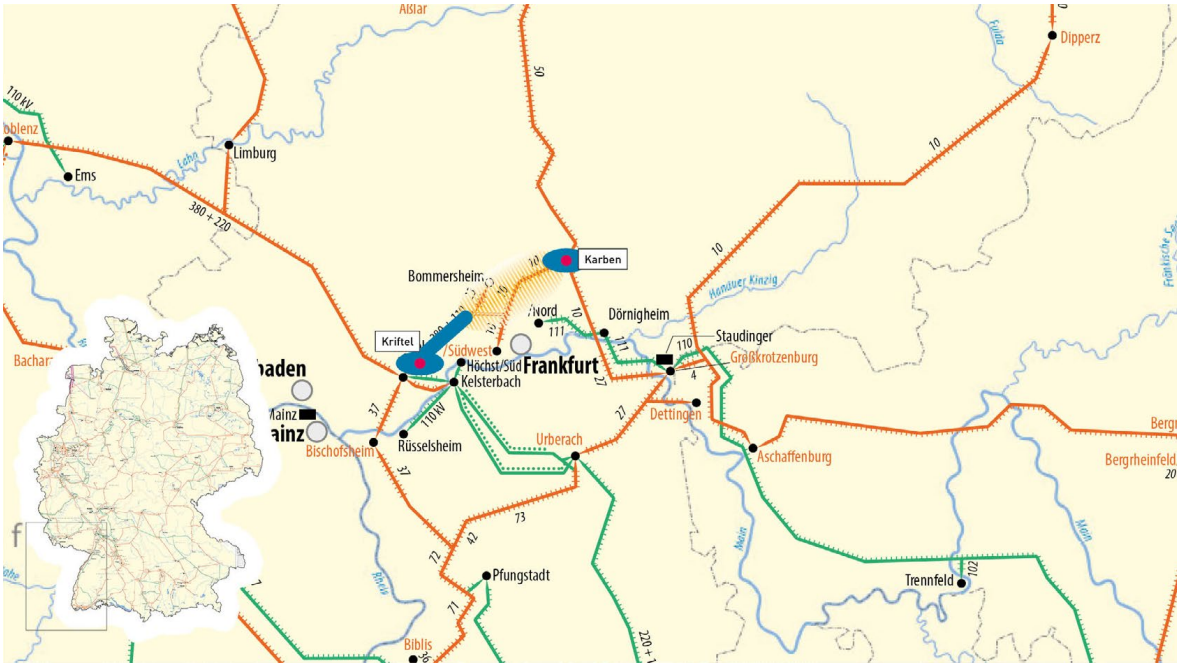
Das Projekt P316 wurde im NEP 2030 erstmalig identifiziert.

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben. Nachfolgend erfolgt eine grafische Darstellung sowie eine textliche Beschreibung der wesentlichen Ergebnisse für das Projekt P316.



Das Projekt hat einen hohen systemischen Nutzen und trägt zu einer günstigen, ökologischen und sicheren Energieversorgung bei. Dies zeigt sich auf Basis der Mengen an vermiedenem Redispatch und Einspeisemanagement sowie auf Basis wirksam behobener Überlastungen im (n-1)-Fall.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P317: Netzverstärkung Eiberg – Bochum – Hattingen

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2016: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Transportkapazität im Ruhrgebiet. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M494: Eiberg – Bochum – Hattingen
  Zwischen den Anlagen Eiberg, Bochum und Hattingen werden die vorhandenen 380-kV-Stromkreise auf einen Betrieb mit 3.600 A erweitert (Netzverstärkung). Dies kann durch den Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen auf der bestehenden Leitung oder, wenn dies aus statischen Gründen nicht möglich ist, durch den Neubau in bestehender Trasse erfolgen.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M494a	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		13	x	x	x	x	bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M494b	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		15	x	x	x	x	bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

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 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

Durch die Energiewende kommt es zu veränderten Leistungsflüssen im Ruhrgebiet. Die Region ist besonders starken Veränderungen unterworfen, da im hohem Maße konventionelle Einspeisung stillgelegt wurde und wird. Die beschriebene Maßnahme führt zu einer erhöhten Übertragungskapazität 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 für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.

Das Projekt hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA Grundsatz berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahme M494 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen. Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

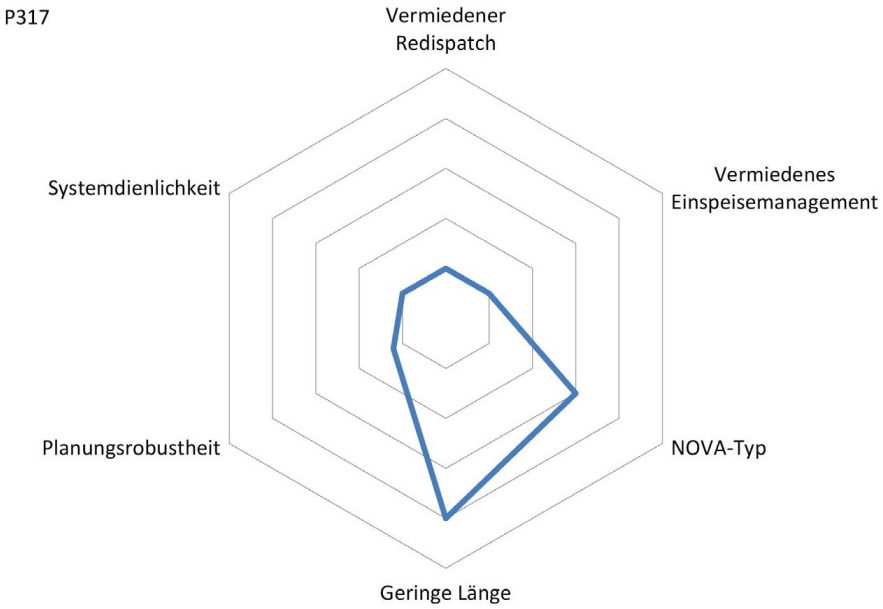
Die Maßnahmen werden unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z.B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. 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 P317 wurde im NEP 2030 erstmalig identifiziert

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben. Nachfolgend erfolgt eine grafische Darstellung sowie eine textliche Beschreibung der wesentlichen Ergebnisse für das Projekt P317.



Das Projekt trägt zu einer günstigen, ökologischen und sicheren Energieversorgung bei. Es vermeidet Redispatch und hebt Überlastungen im (n-1)-Fall auf. Außerdem wird das Projekt in bestehender Trasse neu errichtet, sodass aller Voraussicht nach kein neuer Trassenraum erforderlich wird.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P318: Netzverstärkung Rommerskirchen – Paffendorf

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2016: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Transportkapazität im Rheinland. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M495: Rommerskirchen – Paffendorf
  Auf der Trasse zwischen Rommerskirchen und Pfaffendorf erfolgt eine Verstärkung der 380-kV-Leitung. Dies kann durch den Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen auf der bestehenden Leitung oder, wenn dies aus statischen Gründen nicht möglich ist, durch den Neubau in bestehender Trasse erfolgen (Netzverstärkung).

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetrieb-nahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M495	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		13	x	x	x	x	bis 2030	

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

In den Netzanalysen wurde eine Überlastung der 380-kV-Leitung von Rommerskirchen nach Pfaffendorf identifiziert. Das Projekt behebt diese Überlastung und erhöht die Transportkapazität der Nord-Süd Achse in der Region signifikant.

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 für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.

Das Projekt hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA Grundsatz berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur kann durch die Maßnahme M495 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen.

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

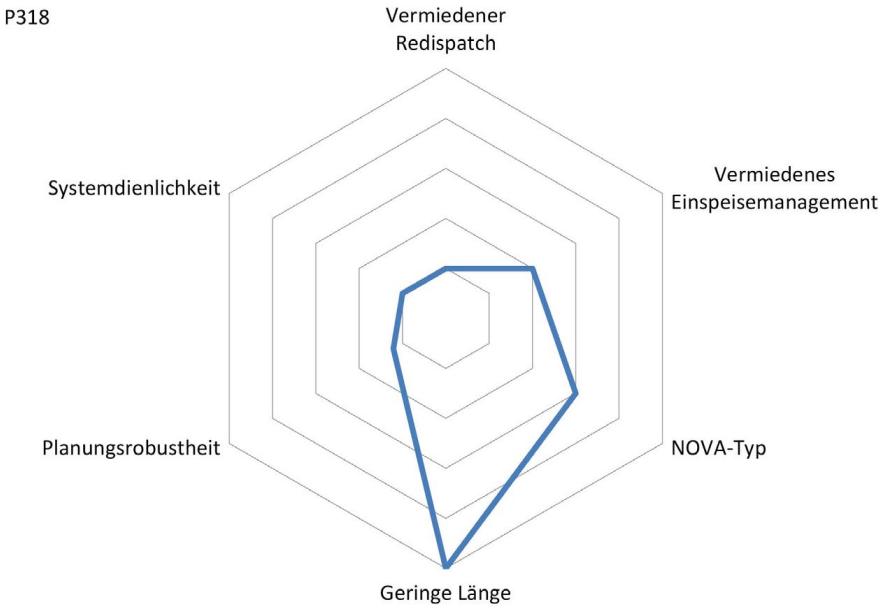
Die Maßnahmen werden unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z.B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternative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

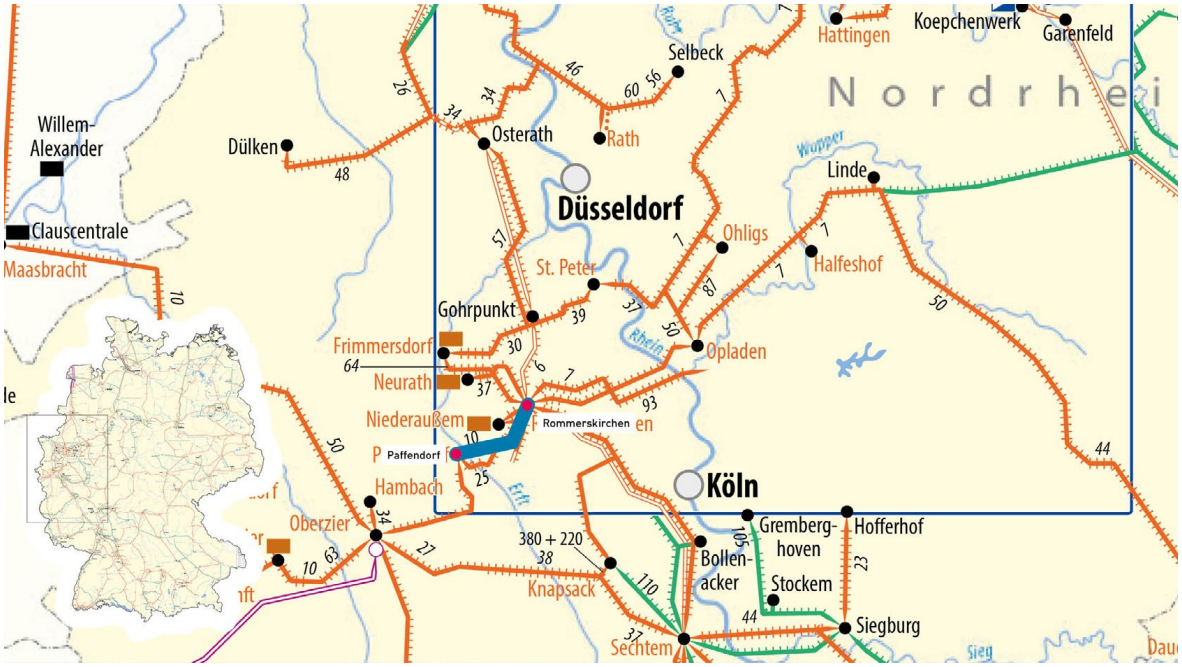
Das Projekt P318 wurde im NEP 2030 erstmalig identifiziert.

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben. Nachfolgend erfolgt eine grafische Darstellung sowie eine textliche Beschreibung der wesentlichen Ergebnisse für das Projekt P318.



Das Projekt trägt zu einer günstigen, ökologischen und sicheren Energieversorgung bei. Es vermeidet Redispatch sowie EE-Einspeisemanagement und hebt Überlastungen im (n-1)-Fall auf. Außerdem wird das Projekt in bestehender Trasse neu errichtet, sodass aller Voraussicht nach kein neuer Trassenraum erforderlich wird.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P320: Netzverstärkung Oberzier – Dahlem

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2016: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Oberzier und Dahlem. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M497: Oberzier – Dahlem
  Auf der Trasse zwischen Oberzier und Dahlem erfolgt eine Netzverstärkung der 380kV Leitung auf eine Übertragungsfähigkeit von etwa 3.600 A pro System. Dies kann durch den Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen auf der bestehenden Leitung oder, wenn dies aus statischen Gründen nicht möglich ist, durch den Neubau in bestehender Trasse erfolgen. Die technische Ausführung wird im Rahmen der Detailplanung festgelegt (Netzverstärkung).

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M497	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/Umbeseilung		61		x	x	x	bis 2030	

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 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

In den Netzanalysen wurde eine Überlastung der 380kV- Leitung von Oberzier nach Dahlem Identifiziert. Das Projekt behebt diese Überlastung und erhöht die Transportkapazität der Achse signifikant.

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 für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.

Das Projekt hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA Grundsatz berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur kann durch die Maßnahmen M497 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen.

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

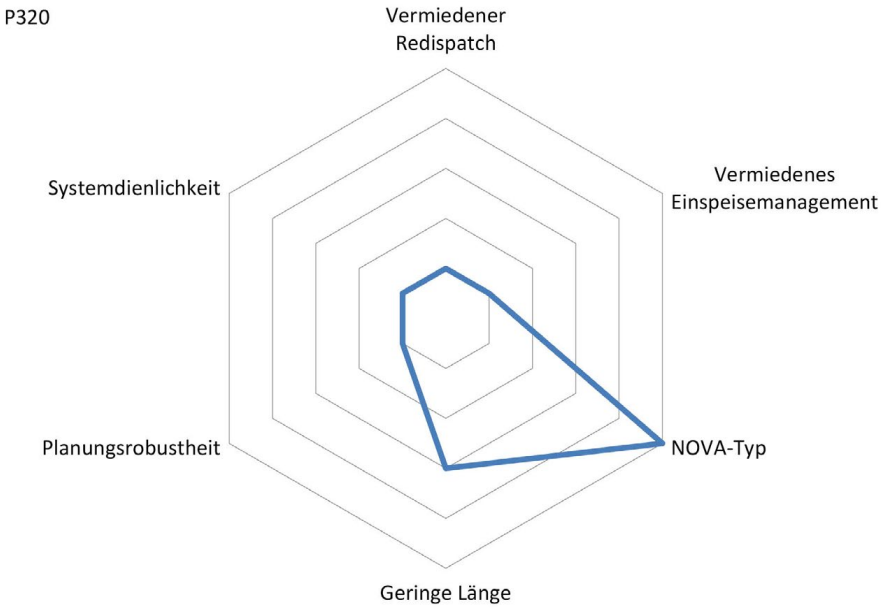
Die Maßnahmen werden unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z.B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternative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

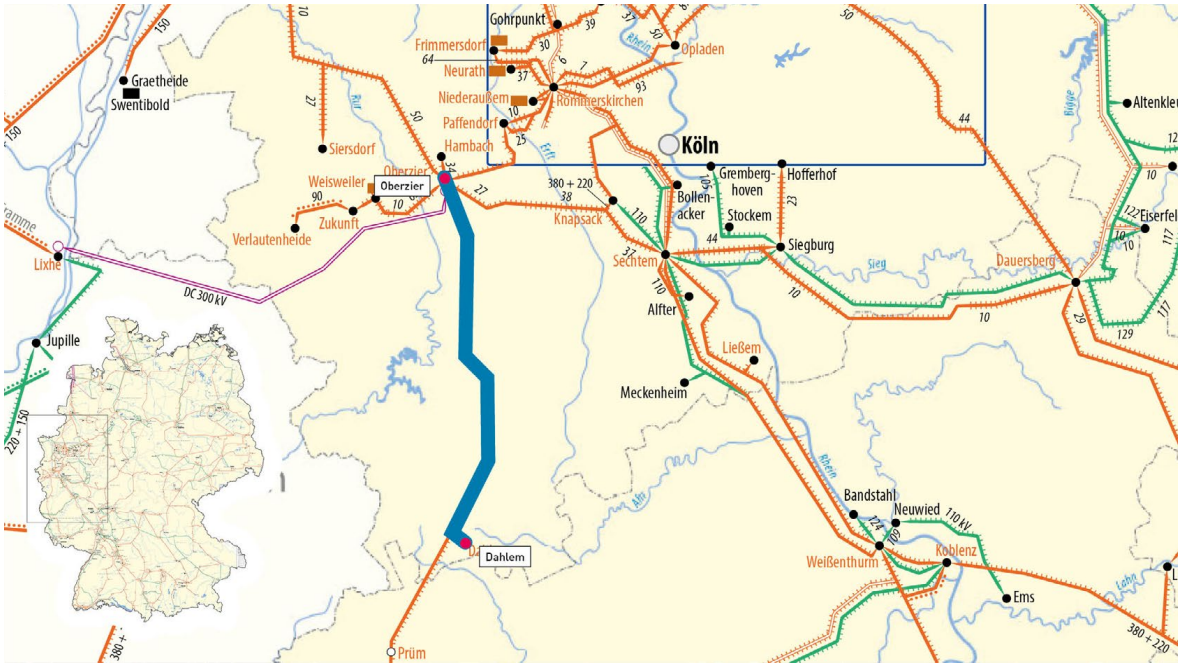
Das Projekt P320 wurde im NEP 2030 erstmalig identifiziert.

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben. Nachfolgend erfolgt eine grafische Darstellung sowie eine textliche Beschreibung der wesentlichen Ergebnisse für das Projekt P320.



Das Projekt trägt zu einer günstigen, ökologischen und sicheren Energieversorgung bei. Es vermeidet Redispatch und hebt Überlastungen im (n-1)-Fall auf. Außerdem besteht das Projekt aus einer Zu-/Umbeseilung ohne Neubau und es ist aller Voraussicht nach kein neuer Trassenraum erforderlich.


Gohrpunkt
Frimmersdorf
Neurath
Niederaußem
Paffendorf
Hambach
Oberzier
Weisweiler
Zukunft
Verlautenheide
Siersdorf
Graetheide
Swentibold
Lixhe
Jupille
DC 300 kV
Dahlem
Prüm
Opladen
Rommerskirchen
Köln
Gremberg-hoven
Hofferhof
Bollen-acker
Stockem
Siegburg
Knapsack
Sechtem
Alfter
Meßem
Meckenheim
Bandstahl
Neuwied
110 kV
Koblenz
Weißenthurm
Ems
Dauersberg
Eiserfel
Altenkle
Rhein
Erft
Sieg
Ahr
Lahn
Rur
Maas
Rhein
Rhein
Rhein

P323: Leistungsflusssteuerung zwischen Urberach und Großkrotzenburg

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2016: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Urberach und Großkrotzenburg. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M509: Phasenschiebertransformatoren in Hessen
  Im Rahmen des Projekts P161 erfolgt eine Kapazitätserhöhung der bestehenden 380-kV-Stromkreise zwischen Großkrotzenburg – Dettingen – Urberach, südöstlich von Frankfurt. Darüber hinaus ist die Steuerung des Leistungsflusses durch Phasenschiebertransformatoren erforderlich. Nach aktuellem Planungsstand ist eine Errichtung von neuen Phasenschiebertransformatoren in einer bestehenden 380kV Schaltanlage nahe Urberach notwendig. Die technische Ausführung wird im Rahmen der Detailplanung festgelegt (Netzoptimierung).

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M509	Anlage	Netzoptimierung			x	x	x	x	bis 2030	

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 Netzanalysen haben eine Überlastung auf der Achse Großkrotzenburg – Dettingen – Urberach identifiziert. Die Übertragungskapazität in dieser Region wird durch die Steuerung der Leistungsflüsse im Raum Urberach erreicht. Mit dem Projekt wird die Überlastung auf der Nord-Süd Achse beseitigt.

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 für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.

Das Projekt hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA Grundsatz berücksichtigt. Eine Optimierung der bestehenden Infrastruktur konnte mit der Maßnahme M509 durchgeführt werden.

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 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. 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.

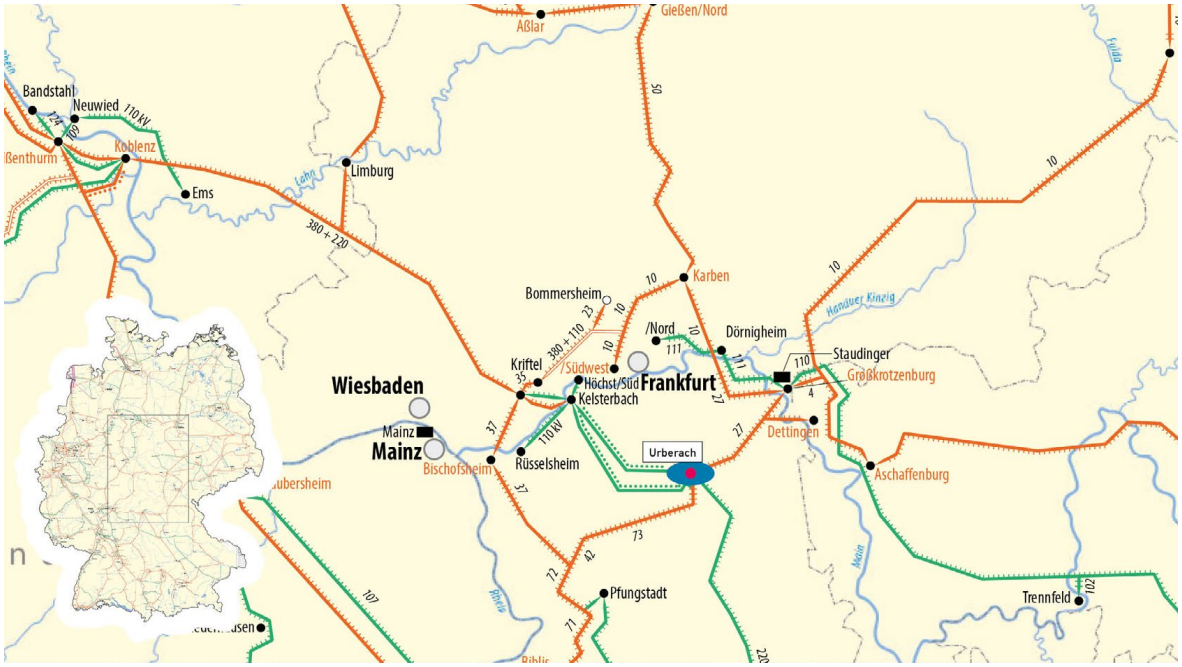
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P323 wurde im NEP 2030 erstmalig identifiziert.

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben.

Das Projekt kann mit den im Rahmen der Projektcharakterisierung eingesetzten Kriterien nicht bewertet werden, da es sich um eine Punktmaßnahme handelt.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P324: Netzverstärkung Witten – Hattingen

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2016: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität im Ruhrgebiet. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M512: Witten – Hattingen
  Zwischen den Anlagen Witten und Hattingen wird ein 220-kV-Stromkreis durch eine Umbeseilung für den Betrieb in 380-kV ertüchtigt (Netzverstärkung). Als Folge dieser Umstrukturierung wird in der Anlage Hattingen die Versorgung eines heutigen 220-kV-Transformators aus der 380-kV-Spannungsebene erforderlich. Weiterhin werden die Anlagen Witten und Hattingen zur Einbindung des 380-kV-Stromkreises um 380-kV-Leitungsfelder erweitert (Netzausbau).

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M512	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/Umbeseilung		18	x		x	x	2023	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

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

Durch die Umbeseilung wird zusätzlicher 380-kV-Übertragungsquerschnitt in Ost-West-Richtung geschaffen. Damit wird die nördlich verlaufende Parallel-Achse Mengede – Kusenhorst im (n-1)-Fall vor Überlastungen geschützt.

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 für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA Grundsatz berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahme M512 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen. Weiterhin erfolgt durch die Maßnahme M512 ein Ausbau der bestehenden Netzinfrastruktur.

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 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. 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

Das Projekt P324 wurde im NEP 2030 erstmalig identifiziert.

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben.

Das Projekt ist nicht im Szenario B 2030 enthalten und wurde daher im Rahmen der Projektcharakterisierung nicht untersucht.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P325: Netzverstärkung Dahlem – Niederstedem

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2016: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Dahlem und Niederstedem. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M520: Dahlem – Niederstedem
  Zwischen den 380-kV-Anlagen Dahlem und Niederstedem wird die Erweiterung der bestehenden 380-kV-Leitung erforderlich. Dies kann durch den Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen auf der bestehenden Leitung oder, wenn dies aus statischen Gründen nicht möglich ist, durch den Neubau in bestehender Trasse erfolgen (Netzverstärkung).

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M520	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/Umbeseilung		59	x		x		bis 2030	

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 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 Dahlem und Niederstedem erhöht die Übertragungskapazität auf dieser Achse. Die beschriebene Maßnahme beseitigt Überlastungen der heutigen 380-kV-Leitung zwischen Dahlem und Niederstedem.

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 für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.

Das Projekt hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA Grundsatz berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahmen M520 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen.

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 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. 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.

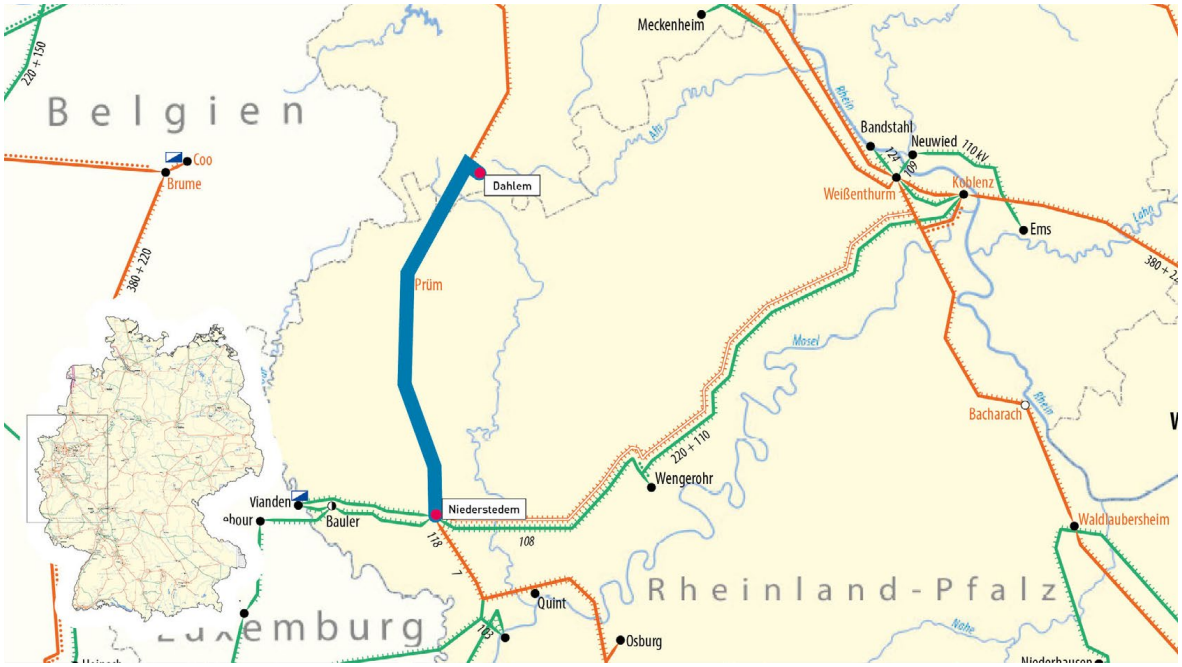
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P325 wurde im NEP 2030 erstmalig identifiziert.

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben.

Das Projekt ist nicht im Szenario B 2030 enthalten und wurde daher im Rahmen der Projektcharakterisierung nicht untersucht.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P326: Netzverstärkung Niederrhein – Utfort

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2016: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität am Niederrhein. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M530: Niederrhein – Utfort
  Im Bereich Niederrhein Utfort wird zusätzlicher Übertragungsquerschnitt durch Leitungserweiterung geschaffen (Netzverstärkung). Dies kann durch den Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen auf der bestehenden Leitung oder, wenn dies aus statischen Gründen nicht möglich ist, durch den Neubau in bestehender Trasse erfolgen. Die technische Ausprägung wird im Zuge der Detailprüfung erarbeitet.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M530	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/Umbeseilung		29				x	bis 2030	

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 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

Gestiegene Übertragungsaufgaben durch die in der 380-kV-Anlage Niederrhein anschließenden Übertragungsnetze der TenneT Niederlande sowie TenneT Deutschland bedingen Überlastungen im Bereich Niederrhein – Utfort. Diese können durch die Schaffung von zusätzlichem Übertragungsquerschnitt in diesem Bereich behoben 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.

Alternativ kann in diesem Projekt auch ein zusätzlicher 380-kV-Stromkreis den identifizierten Engpass beheben. Hierzu ist nach Realisierung des Startnetzes in dieser Region ein heute in 220-kV betriebener Stromkreis auf 380-kV umzustellen. Als Folge dieser Maßnahme sind weitere Anpassungen von Nebenanlagen erforderlich.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich dabei für das Ergebnisnetz des Szenarios C 2030 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA Grundsatz berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahmen M530 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen.

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 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. 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.

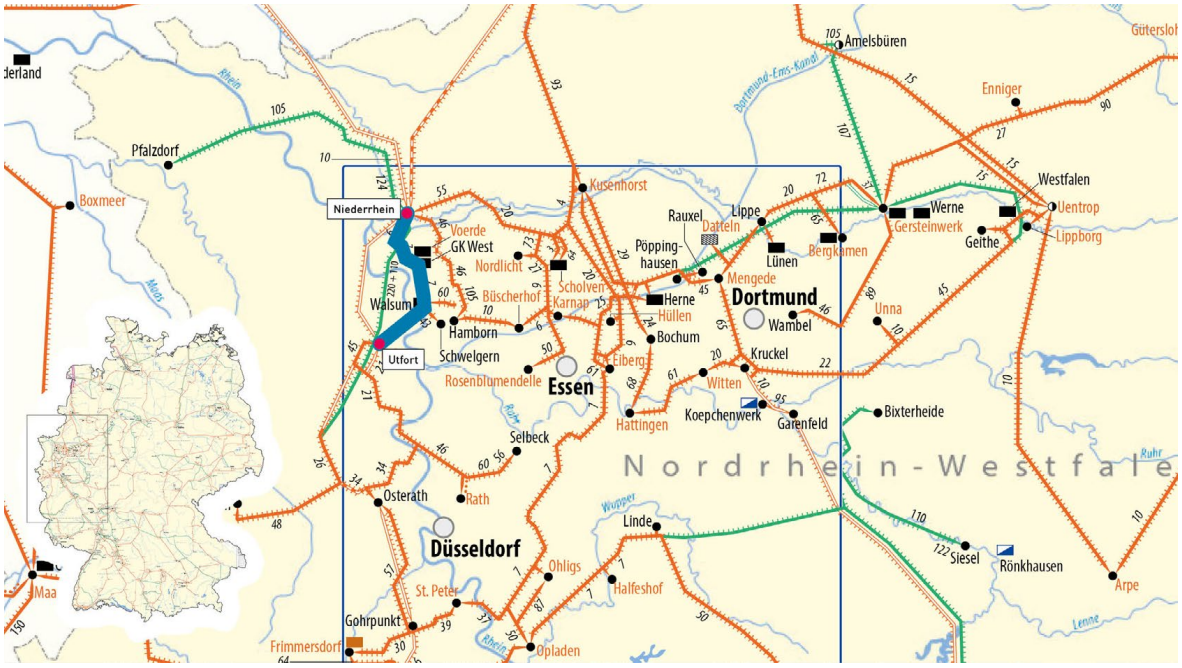
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P326 wurde im NEP 2030 erstmalig identifiziert.

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben.

Das Projekt ist nicht im Szenario B 2030 enthalten und wurde daher im Rahmen der Projektcharakterisierung nicht untersucht.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P327: Leistungsflusssteuerung zwischen Kruckel und Garenfeld

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2016: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität im östlichen Ruhrgebiet. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M522: Phasenschiebertransformatoren im Ruhrgebiet
  Für das östliche Ruhrgebiet ist die Steuerung des Leistungsflusses durch Phasenschiebertransformatoren erforderlich. Nach aktuellem Planungsstand ist eine Errichtung von neuen Phasenschiebertransformatoren in einer bestehenden 380-kV-Schaltanlage auf der Achse Kruckel – Garenfeld – Dauersberg notwendig. Die technische Ausführung wird im Rahmen der Detailplanung festgelegt (Netzverstärkung).

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M522	Anlage	Netzoptimierung						x	bis 2030	

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 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 Netzanalysen haben eine Überlastung auf der Achse Kruckel – Garenfeld – Dauersberg identifiziert. Die Übertragungskapazität in dieser Region wird durch die Steuerung der Leistungsflüsse im Raum Kruckel erreicht. Mit dem Projekt wird die Überlastung auf der Nord-Süd Achse beseitigt.

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 für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.

Das Projekt hat sich dabei für das Ergebnisnetz des Szenarios C 2030 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA Grundsatz berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahme M522 in den bestehenden Trassenräumen und Anlagen erfolgen.

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 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. 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.

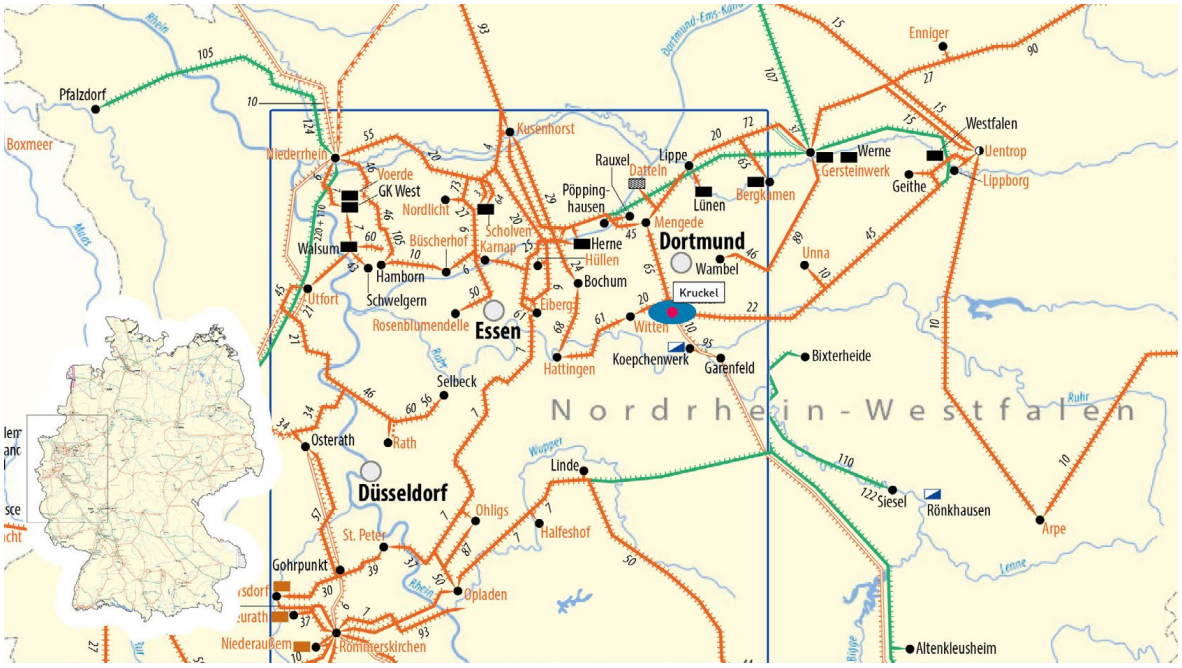
Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P327 wurde im NEP 2030 erstmalig identifiziert.

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben.

Das Projekt ist nicht im Szenario B 2030 enthalten und wurde daher im Rahmen der Projektcharakterisierung nicht untersucht.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P330: Netzverstärkung Tauber 2

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2016: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt zur Erhöhung der Übertragungskapazität im Nordosten von Baden-Württemberg enthält folgende Maßnahme:

- M550: Punkt Rittershausen – Höpfingen
  Im Rahmen der Maßnahme ist eine Verstärkung durch HTL-Umbeseilung des bestehenden Stromkreises zwischen Punkt Rittershausen und Höpfingen vorgesehen (Netzverstärkung). Hierfür ist die Schaltanlage in Höpfingen zu verstärken.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetrieb-nahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M550	Leitung	Netzverstärkung: Strom-kreisauflage/Umbeseilung		42		x	x	x	2030	

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Netzverstärkung ist notwendig, damit es nicht zu Überlastungen im genannten Bereich kommt. Bei Nord-Süd-Leistungsflüssen kommt es auf der Achse Grafenrheinfeld – Großgartach zu hohen Auslastungen und sogar Überlastungen. Betroffen ist der gesamte Bereich im Nordosten Baden-Württembergs. Die Maßnahme ist u. a. auch notwendig, um die zunehmende Einspeisung erneuerbarer Energie im Nordosten Baden-Württembergs (z. B. Raum Hohenlohe-Franken) aufnehmen zu können. Zusätzlich sind Netzverstärkungsmaßnahmen in den bestehenden Anlagen notwendig. Ohne diese Maßnahmen wird die 380-kV-Leitung Rittershausen – Höpfingen bei Ausfall eines Stromkreises unzulässig überlastet.

Netzplanerische Begründung

Durch die HTL-Umbeseilung des bestehenden Stromkreises zwischen Punkt Rittershausen und Kupferzell werden die Möglichkeiten auf dem vorhandenen Gestänge zwischen Großgartach und Kupferzell optimal genutzt.

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

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 für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme M550 hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 des NEP-Berichts).

Bei allen Maßnahmen wird das NOVA-Prinzip erfüllt.

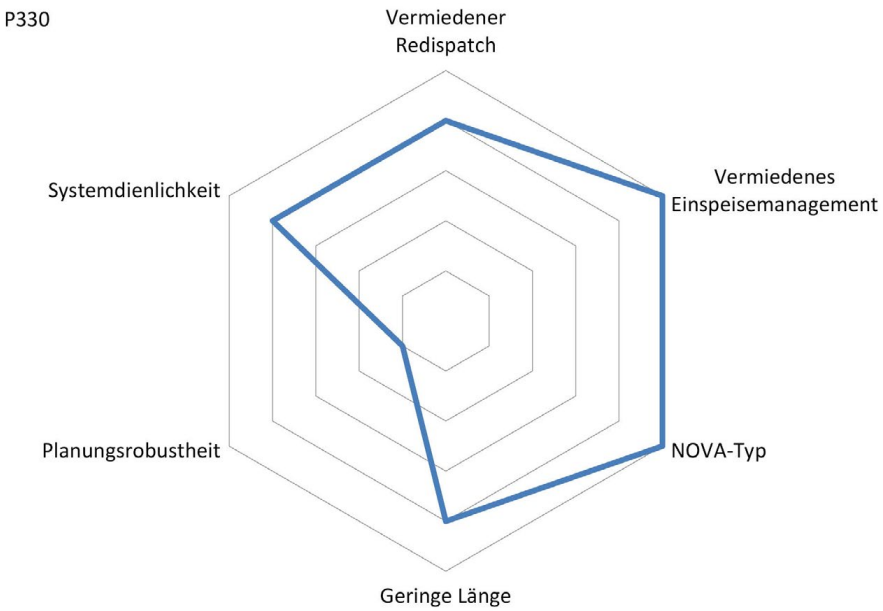
Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass durch FLM die geforderte Stromtragfähigkeit nicht erreicht werden kann. Durch die HTL-Umbeseilung werden die Möglichkeiten auf dem vorhandenen Gestänge von Punkt Rittershausen nach Kupferzell genutzt.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

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

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben. Nachfolgend erfolgt eine grafische Darstellung sowie eine textliche Beschreibung der wesentlichen Ergebnisse für das Projekt P330.



Die Projekte P300, P302, P330 und P332 wurden gemeinsam bewertet. Die Projekte haben einen sehr hohen systemischen Nutzen und tragen signifikant zu einer günstigen, ökologischen und sicheren Energieversorgung bei. Dies zeigt sich auf Basis der großen Mengen an vermiedenem Redispatch und Einspeisemanagement sowie auf Basis vieler behobener Überlastungen im (n-1)-Fall. Außerdem besteht das Projekt zu einem überwiegenden Teil aus einer Zu-/Umbeseilung ohne Neubau und es ist aller Voraussicht nach kein neuer Trassenraum erforderlich.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P331: Netzverstärkung im Nordosten von Baden-Württemberg und Bayern

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2016: -

Beschreibung des geplanten Projekts

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

- M552: Großgartach – Kupferzell
  Im Rahmen der Maßnahme ist eine Verstärkung durch Umbeseilung des bestehenden Stromkreises zwischen Großgartach und Kupferzell vorgesehen (Netzverstärkung). Hierfür sind die Schaltanlagen Großgartach und Kupferzell zu verstärken.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M552	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/Umbeseilung		48		x	x	x	2030	

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Netzverstärkung ist notwendig, damit es nicht zu Überlastungen im genannten Bereich kommt. Bei Nord-Süd-Leistungsflüssen kommt es auf der Achse Grafenrheinfeld – Großgartach zu hohen Auslastungen und sogar Überlastungen. Betroffen ist der gesamte Bereich im Nordosten Baden-Württembergs. Die Maßnahmen sind u. a. auch notwendig, um die zunehmende Einspeisung erneuerbarer Energie im Nordosten Baden-Württembergs (z. B. Raum Hohenlohe-Franken) aufnehmen zu können.

Zusätzlich sind Netzverstärkungsmaßnahmen in den bestehenden Anlagen notwendig. Ohne diese Maßnahme wird die 380-kV-Leitung Kupferzell – Großgartach bei Ausfall eines Stromkreises überlastet.

Netzplanerische Begründung

Durch die Umbeseilung des bestehenden Stromkreises zwischen Großgartach und Kupferzell werden die Möglichkeiten auf dem vorhandenen Gestänge zwischen Großgartach und Kupferzell optimal genutzt.

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 für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme M552 hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien B 2030, B 2035 und C 2030 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 des NEP-Berichts).

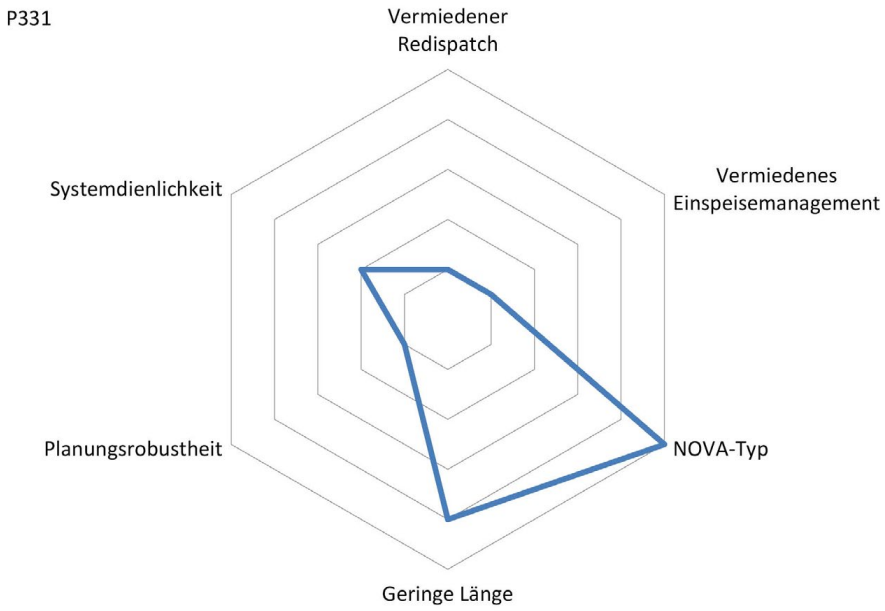
Bei allen Maßnahmen wird das NOVA-Prinzip erfüllt.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

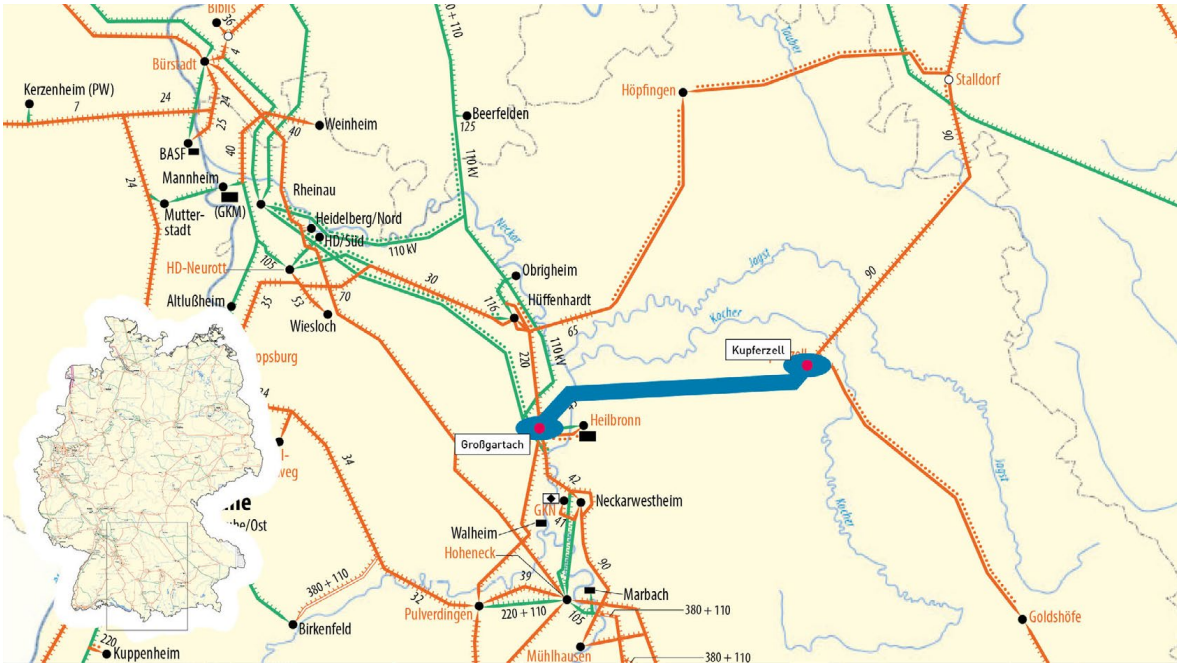
Die Endpunkte der Leitungen liegen aufgrund der bestehenden 380-kV-Leitungsführung bereits vor. Sowohl in Großgartach als auch in Kupferzell liegt bereits ein vermaschter Netzknoten vor, der zur Aufnahme und Weiterverteilung von Leistung gut geeignet ist. Die vorhandene Infrastruktur im Übertragungs-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

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben. Nachfolgend erfolgt eine grafische Darstellung sowie eine textliche Beschreibung der wesentlichen Ergebnisse für das Projekt P331.



Das Projekt trägt zu einer günstigen, ökologischen und sicheren Energieversorgung bei. Es vermeidet Redispatch und hebt Überlastungen im (n-1)-Fall auf. Außerdem besteht das Projekt aus einer Zu-/Umbeseilung ohne Neubau und es ist kein neuer Trassenraum erforderlich.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P332: Punkt Rittershausen – Höpfingen

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2016: -

Beschreibung des geplanten Projekts

- M510: Punkt Rittershausen – Höpfingen
  Im Rahmen der Maßnahme ist eine Stromkreisauflage für einen zusätzlichen 380-kV-Stromkreis Rittershausen – Höpfingen notwendig (Netzverstärkung). Darüber hinaus sind Netzverstärkungsmaßnahmen in der betroffenen Schaltanlage Höpfingen erforderlich.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M510	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/Umbeseilung		42	x	x	x	x	2030	

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Netzverstärkung ist notwendig, damit es nicht zu Überlastungen im genannten Bereich kommt. Bei Nord-Süd-Leistungsflüssen kommt es auf der Achse Grafenrheinfeld – Großgartach zu hohen Auslastungen und sogar Überlastungen. Betroffen ist der gesamte Bereich im Nordosten Baden-Württembergs. Die Maßnahme ist u. a. auch notwendig, um die zunehmende Einspeisung erneuerbarer Energie im Nordosten Baden-Württembergs (z. B. Raum Hohenlohe-Franken) aufnehmen zu können. Zusätzlich sind Netzverstärkungsmaßnahmen in den bestehenden Anlagen notwendig. Ohne diese Maßnahmen wird die 380-kV-Leitung Punkt Rittershausen – Höpfingen bei Ausfall eines Stromkreises unzulässig überlastet.

Netzplanerische Begründung

Durch die Stromkreisauflage werden die Möglichkeiten auf dem vorhandenen Gestänge vom Punkt Rittershausen nach Höpfingen genutzt.

Die Netzverstärkung durch eine zusätzliche 380-kV-Stromkreisauflage zwischen dem Punkt Rittershausen und Höpfingen ist notwendig, damit es bei hohen Nord-Süd-Leistungsflüssen auf der Leitungsachse nicht zu unzulässigen Überlastungen kommt.

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

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 für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme M510 hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 des NEP-Berichts).

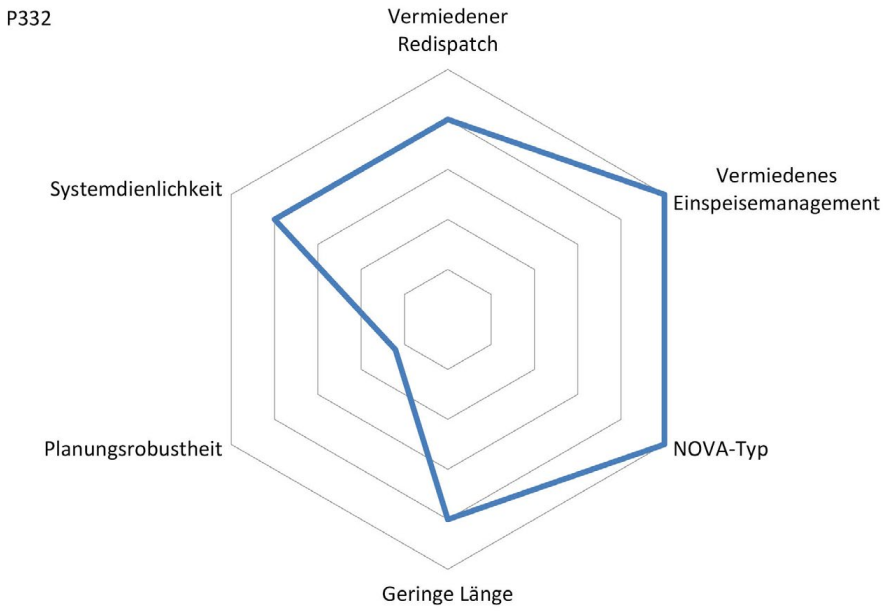
Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass durch FLM die geforderte Stromtragfähigkeit nicht erreicht werden kann. Durch die Stromkreisauflage werden die Möglichkeiten auf dem vorhandenen Gestänge vom Punkt Rittershausen nach Höpfingen genutzt.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Endpunkte der Leitungen liegen aufgrund der bestehenden 380-kV-Leitungsführung bereits vor. Sowohl in Grafenrheinfeld als auch in Höpfingen liegen bereits vermaschte Netzknoten vor, die zur Aufnahme und Weiterverteilung von Leistung gut geeignet sind. Die vorhandene Infrastruktur im Übertragungs- und Verteilernetz bietet keine anderweitigen sinnvollen Netzverknüpfungspunkte.

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben. Nachfolgend erfolgt eine grafische Darstellung sowie eine textliche Beschreibung der wesentlichen Ergebnisse für das Projekt P332.



Die Projekte P300, P302, P330 und P332 wurden gemeinsam bewertet. Die Projekte haben einen sehr hohen systemischen Nutzen und tragen signifikant zu einer günstigen, ökologischen und sicheren Energieversorgung bei. Dies zeigt sich auf Basis der großen Mengen an vermiedenem Redispatch und Einspeisemanagement sowie auf Basis vieler behobener Überlastungen im (n-1)-Fall. Außerdem besteht das Projekt zu einem überwiegenden Teil aus einer Zu-/Umbeseilung ohne Neubau.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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

P333: Eichstetten – Schwörstadt – Kühmoos

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2016: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt zur Erhöhung der Übertragungsfähigkeit befindet sich zwischen der Oberrheinischen Tiefebene und dem Hochrhein und umfasst folgende Maßnahmen:

- M553: Eichstetten – Kühmoos (Stromkreis Kander)
  Der bestehende 380-kV-Stromkreis muss mit HTLS-Seilen umbeseilt werden (Netzverstärkung)
- M554: Eichstetten – Schwörstadt (Stromkreis Dreisam I)
  Der bestehende 380-kV-Stromkreis muss mit HTLS-Seilen umbeseilt werden (Netzverstärkung)
- M555: Schwörstadt – Kühmoos (Stromkreis Dreisam II)
  Der bestehende 380-kV-Stromkreis muss mit HTLS-Seilen umbeseilt werden (Netzverstärkung).

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetrieb-nahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		
M553	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/Umbeseilung		84		x	x	x	2030	
M554	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/Umbeseilung		80	x	x	x	x	2030	
M555	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/Umbeseilung		10	x	x	x	x	2030	

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Der Netzbereich erfüllt mehrere Aufgaben. Neben der Kundenversorgung in Südbaden verbindet er die Netze von Deutschland, Frankreich und die Schweiz. Die 380-kV-Leitung in diesem Gebiet stellt zudem die Haupttransitachse für Nord-Süd-Leistungsflüsse zwischen dem windreichen Norden und den alpinen Speichern in der Schweiz und Italien dar.

Netzplanerische Begründung

Ohne die Netzverstärkung kommt es bei Ausfall eines der Stromkreise zu Überlastungen parallel bestehender Stromkreise. Es ist noch zu prüfen, ob Umbaumaßnahmen in den betroffenen Anlagen Eichstetten, Kühmoos und Schwörstadt durchgeführt werden müssen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Zu der Maßnahme gibt es keine anderweitigen Planungsmöglichkeiten.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahmen M554 und M555 haben sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, B 2035 und C 2030 als erforderlich erwiesen.

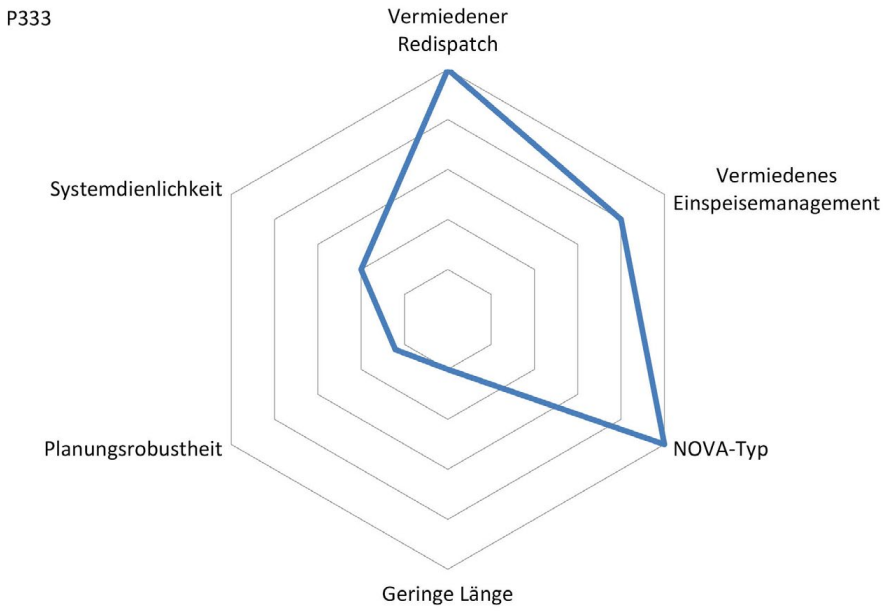
Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 des NEP-Berichts).

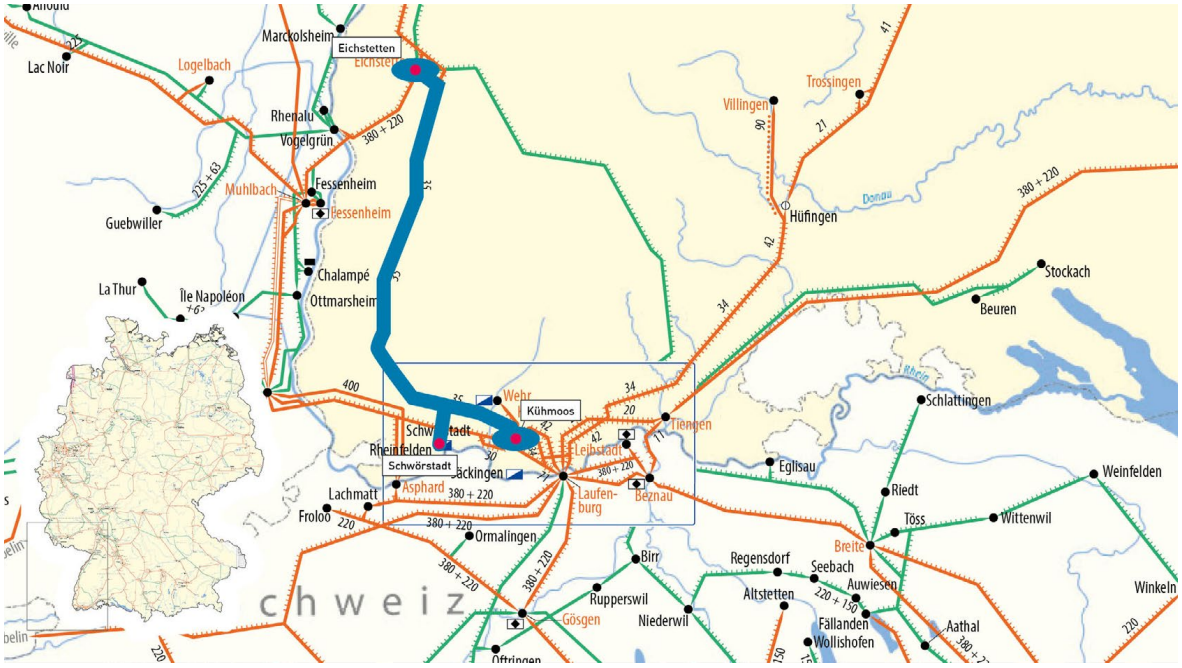
Das Freileitungsmonitoring (Optimierung) hat nicht ausgereicht um die Anforderung an die Übertragungsfähigkeit zu erfüllen. Aus diesem Grund musste eine Verstärkung erfolgen.

Projektcharakterisierung

Die Kriterien sowie die Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung, die im NEP 2030 erstmals für das Szenario B 2030 durchgeführt wurde, werden in Kapitel 4.3 des NEP-Berichts beschrieben. Nachfolgend erfolgt eine grafische Darstellung sowie eine textliche Beschreibung der wesentlichen Ergebnisse für das Projekt P333.



Das Projekt hat einen hohen systemischen Nutzen und trägt zu einer günstigen, ökologischen und sicheren Energieversorgung bei. Dies zeigt sich auf Basis der Mengen an vermiedenem Redispatch und Einspeisemanagement sowie auf Basis wirksam behobener Überlastungen im (n-1)-Fall. Außerdem besteht das Projekt aus einer Zu-/Umbeseilung ohne Neubau und es ist kein neuer Trassenraum erforderlich.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

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