



P716

Hybrider Interkonnektor DE-NO

Hybrider Interkonnektor Deutschland - Norwegen

19.05.2026 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025,
Sonderveröffentlichung

Base data



Zubaunetz Onshore DC

Additional information

TYNDP-Nr: 1200

Project description

Der hybride Offshore-Interkonnektor dient der Erhöhung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazität zwischen Deutschland und Norwegen und der gleichzeitigen effizienten Integration von Offshore-Windenergie aus der norwegischen und deutschen Nordsee in das norwegische und deutsche Netzgebiet. Das Projekt wird im Netzentwicklungsplan 2025 auf Basis des TYNDP 2024 aufgenommen und wurde in einer Voruntersuchung zwischen dem norwegischen ÜNB Statnett und den deutschen ÜNB TenneT und Amprion im Jahr 2024 konzeptionell geprüft. Aufgrund politischer Unklarheiten in Norwegen bezüglich der Ausschreibung und Anbindung norwegischer Offshore-Windparks und weiterer Projektentwicklung von hybriden Interkonnektoren, wird die Entwicklung eines hybriden Interkonnektors zwischen Norwegen und Deutschland vorerst nicht weiter detailliert.

Der hybride Offshore-Interkonnektor verbindet einen Netzverknüpfungspunkt (NVP) zum norwegischen Übertragungsnetz im Süden Norwegens, einen norwegischen Offshore-Windpark inklusive Konverterplattform und entweder ein bestehendes deutsches Offshore-Netzanbindungssystem (ONAS) oder einen landseitigen Netzverknüpfungspunkt über eine 525 kV HGÜ

Verbindung mit 2.000 MW. In der Voruntersuchung zwischen Statnett, Amprion und TenneT wurden verschiedene Alternativen zur Anbindung von norwegischem Offshore-Wind untersucht, die im Folgenden als Maßnahmen M1159, M1160 und M1161 abgebildet sind und lediglich die Maßnahmen zum Anschluss an das deutsche Marktgebiet beschreiben. Die betreffenden Offshore-Plattformen sind multiterminalfähig auszulegen und für einen landseitigen Anschluss ist eine Onshore-Konverterstation erforderlich.

Zur Realisierung ist je Szenario eine der folgenden Maßnahmen zur Anbindung an das deutsche Marktgebiet notwendig:

- M1159: Offshore-Vernetzung zwischen Norwegen und Deutschland
- M1160: Direkte Landanbindung einer Offshore-HGÜ-Plattform in der norwegischen AWZ nach Deutschland
- M1161: Offshore-Vernetzung zwischen Norwegen und Deutschland

Measures of the planned project

3 Measures

M1159 NOR-17-1 - AWZ Norwegen

⚡ Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: AWZ/Küstenmeer Nordsee

Ausführung:

Netzausbau	90 km
davon Neubau Verbindung zwischen Konverter (mit MR)	90 km

Geplante Inbetriebnahme:	2040
--------------------------	------

Beschreibung der Maßnahme

Von einer Offshore-HGÜ-Plattform (2.000 MW) in der norwegischen AWZ zu einer Offshore-HGÜ-Plattform eines ONAS (2.000 MW) in der deutschen AWZ ist die Errichtung einer seeseitigen 525-kV-HGÜ-Verbindung mit einer Kapazität von 2.000 MW erforderlich (Netzausbau). Für die Offshore-Vernetzung ist das deutsche ONAS multiterminalfähig auszulegen. Diese Alternative wird in Szenario A 2045 mit dem deutschen ONAS NOR-17-1 mit NVP Ried abgebildet.

M1160 Suchraum Hemmoor - AWZ Norwegen

☞ Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: AWZ/Küstenmeer Nordsee Niedersachsen

Ausführung:

Netzausbau 375 km

davon Neubau in neuer Trasse (mit MR) 375 km

Geplante Inbetriebnahme: 2040

Beschreibung der Maßnahme

Von einer Offshore-HGÜ-Plattform in der norwegischen AWZ (2 GW) zu dem landseitigen NVP Suchraum Hemmoor (Suchraum Samtgemeinde Hemmoor) ist die Errichtung einer 525-kV-HGÜ-Verbindung inklusive Neubau einer Trasse mit einer Kapazität von 2.000 MW erforderlich (Netzausbau). Für den landseitigen Anschluss ist die Errichtung einer Onshore-Konverterstation notwendig. Die Abbildung dieser alternativen Maßnahme erfolgt im Szenario B 2045.

M1161 NOR-16-1 - AWZ Norwegen

☞ Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Bundesländer: AWZ/Küstenmeer Nordsee

Ausführung:

Netzausbau 90 km

davon Neubau Verbindung zwischen Konverter (mit MR) 90 km

Geplante Inbetriebnahme: 2040

Beschreibung der Maßnahme

Von einer Offshore-HGÜ-Plattform (2.000 MW) in der norwegischen AWZ zu einer Offshore-HGÜ-Plattform eines ONAS (2.000 MW) in der deutschen AWZ ist die Errichtung einer seeseitigen 525-kV-HGÜ-Verbindung mit einer Kapazität von 2.000 MW erforderlich (Netzausbau). Für die Offshore-Vernetzung ist das deutsche ONAS multiterminalfähig auszulegen. Diese Alternative wird in Szenario C 2045 mit dem deutschen ONAS NOR-16-1 mit NVP Hardebek abgebildet.

Reasons for the planned project

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Deutschland und Norwegen weisen komplementäre Charakteristika im Energiesystem auf. In Deutschland führen hohe Einspeisungen aus Onshore- und Offshore-Wind insbesondere in norddeutschen Regionen zu ausgeprägten Transiten in Richtung der Verbrauchsschwerpunkte in West- und Süddeutschland. Norwegen verfügt über flexible Wasserkraftwerke mit Speicher- und Regelpotenzialen und prüft die Integration zusätzlicher Offshore-Windkapazitäten, darunter Flächen in der norwegischen südlichen Nordsee. Ein zusätzlicher Interkonnektor zwischen beiden Ländern erweitert den Marktzugang zwischen zwei komplementären Energiesystemen, verbessert die Integration von Offshore-Wind für beide Länder und leistet einen Beitrag zur Versorgungssicherheit. Das hybride Konzept mit einer oder zwei multiterminalfähigen Offshore-HGÜ-Plattformen ermöglicht die gleichzeitige Vernetzung eines oder zweier Offshore-Windparks mit zwei nationalen Netzen, stellt zusätzliche Handelskapazität bereit und erhöht die Betriebsflexibilität.

Netzplanerische Begründung

Infolge des erwartbaren strukturellen Wandels der Erzeugungslandschaft und des erwartbaren zunehmenden Anteils erneuerbarer Energien ist eine Erhöhung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten von Vorteil, um den Austausch zwischen Deutschland und Norwegen zu stärken, den Zugang zu gesicherter Leistung zu erweitern und die Integration von Offshore-Wind in beide Systeme zu ermöglichen. Ein positiver volkswirtschaftlicher Nutzen wurde in einer bilateralen Voruntersuchung im Jahr 2024 zwischen Statnett und Amprion und Statnett und TenneT identifiziert. Parallel ist der Bedarf im TYNDP 2024 als Projekt 1200 ausgewiesen und Bestandteil des TYNDP 2026. Die Alternativen der Voruntersuchung werden szenarienspezifisch berücksichtigt: Eine Offshore-Vernetzung zwischen Norwegen und Deutschland in den Szenarien A 2045 und C 2045 sowie eine direkte Landanbindung vom norwegischen Windpark nach Deutschland im Szenario B 2045.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

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

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind Onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

Prüfung nach NOVA

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

Trotz der bereits erfolgten Verstärkung von AC-Leitungen in Deutschland sind weiterhin Maßnahmen notwendig, um ein bedarfsgerechtes Netz zu erzielen. Die DC-Verbindung stellt bei großräumigem Transportbedarf die nachhaltigste Lösung dar. Mit anderen Maßnahmen, insbesondere Netzoptimierungen oder Netzverstärkungen bzw. Netzausbau im vorhandenen AC-Netz, kann der mit dem Vorhaben verfolgte Zweck der großräumigen, gezielt gesteuerten Übertragung großer Leistungen und eine effiziente Nutzung der vorhandenen und geplanten Netzstrukturen technisch nicht sinnvoll erreicht werden. Die Potenziale der AC-Netzverstärkungen sind bereits weitestgehend ausgeschöpft.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Alternative Netzverknüpfungspunkte werden mit den drei Alternativen in den verschiedenen Szenarien betrachtet.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P716 wird im NEP 2037/2045 (2025) erstmals ausgewiesen.

Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse auf Basis des Szenarios A 2045:
TYNDP-Nr. P1200 Hybrid Interconnector Norway-Sørvest F Windfarm-Continent (NO-DE)

TYNDP-Nr. P1200 Szenario A 2045	SEW in M€	Vermiedener CO ₂ -Ausstoß in kt/Jahr	Integration Erneuerbare in GWh/Jahr	Vermiedene Netzverluste in GWh	Vermiedener Redispatch in GWh	Vermiedene Klimafolgekosten in M€/Jahr
Marktsimulation	432,0	160,0	7.290,0			39,2
innerdeutscher Redispatch	7,7	0,0	-2,4	363,0	81,0	0,0
Gesamt	439,7	160,0	7.287,6	363,0	81,0	39,2

SEW: Socio-Economic Welfare. Positives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung des SEW

CO₂: Positives Vorzeichen bedeutet eine Reduktion des CO₂-Ausstoßes

Integration Erneuerbare: Positives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der EE-Integration

Netzverluste: positives Vorzeichen bedeutet eine Reduktion der Netzverluste

Redispatch-Menge (RD-Menge): negatives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der notwendigen Redispatchmenge

Klimafolgekosten: positives Vorzeichen bedeutet eine Reduktion der Klimafolgekosten

Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse auf Basis des Szenarios B 2045:
TYNDP-Nr. P1200 Hybrid Interconnector Norway-Sørvest F Windfarm-Continent (NO-DE)

TYNDP-Nr. P1200 Szenario B 2045	SEW in M€	Vermiedener CO ₂ -Ausstoß in kt/Jahr	Integration Erneuerbare in GWh/Jahr	Vermiedene Netzverluste in GWh	Vermiedener Redispatch in GWh	Vermiedene Klimafolgekosten in M€/Jahr
Marktsimulation	761,1	310,0	13.880,0			73,5
innerdeutscher Redispatch	-110,0	0,0	-274,6	-439,2	-1.183,0	0,0
Gesamt	651,1	310,0	13.605,4	-439,2	-1.183,0	73,5

SEW: Socio-Economic Welfare. Positives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung des SEW

CO₂: Positives Vorzeichen bedeutet eine Reduktion des CO₂-Ausstoßes

Integration Erneuerbare: Positives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der EE-Integration

Netzverluste: positives Vorzeichen bedeutet eine Reduktion der Netzverluste

Redispatch-Menge (RD-Menge): negatives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der notwendigen Redispatchmenge

Klimafolgekosten: positives Vorzeichen bedeutet eine Reduktion der Klimafolgekosten

Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse auf Basis des Szenarios C 2045:
TYNDP-Nr. P1200 Hybrid Interconnector Norway-Sørvest F Windfarm-Continent (NO-DE)

TYNDP-Nr. P1200 Szenario C 2045	SEW in M€	Vermiedener CO ₂ -Ausstoß in kt/Jahr	Integration Erneuerbare in GWh/Jahr	Vermiedene Netzverluste in GWh	Vermiedener Redispatch in GWh	Vermiedene Klimafolgekosten in M€/Jahr
Marktsimulation	410,6	360,0	6.960,0			78,1
innerdeutscher Redispatch	-46,8	0,0	-44,8	-1.194,2	-432,8	0,0
Gesamt	363,8	360,0	6.915,2	-1.194,2	-432,8	78,1

SEW: Socio-Economic Welfare. Positives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung des SEW

CO₂: Positives Vorzeichen bedeutet eine Reduktion des CO₂-Ausstoßes

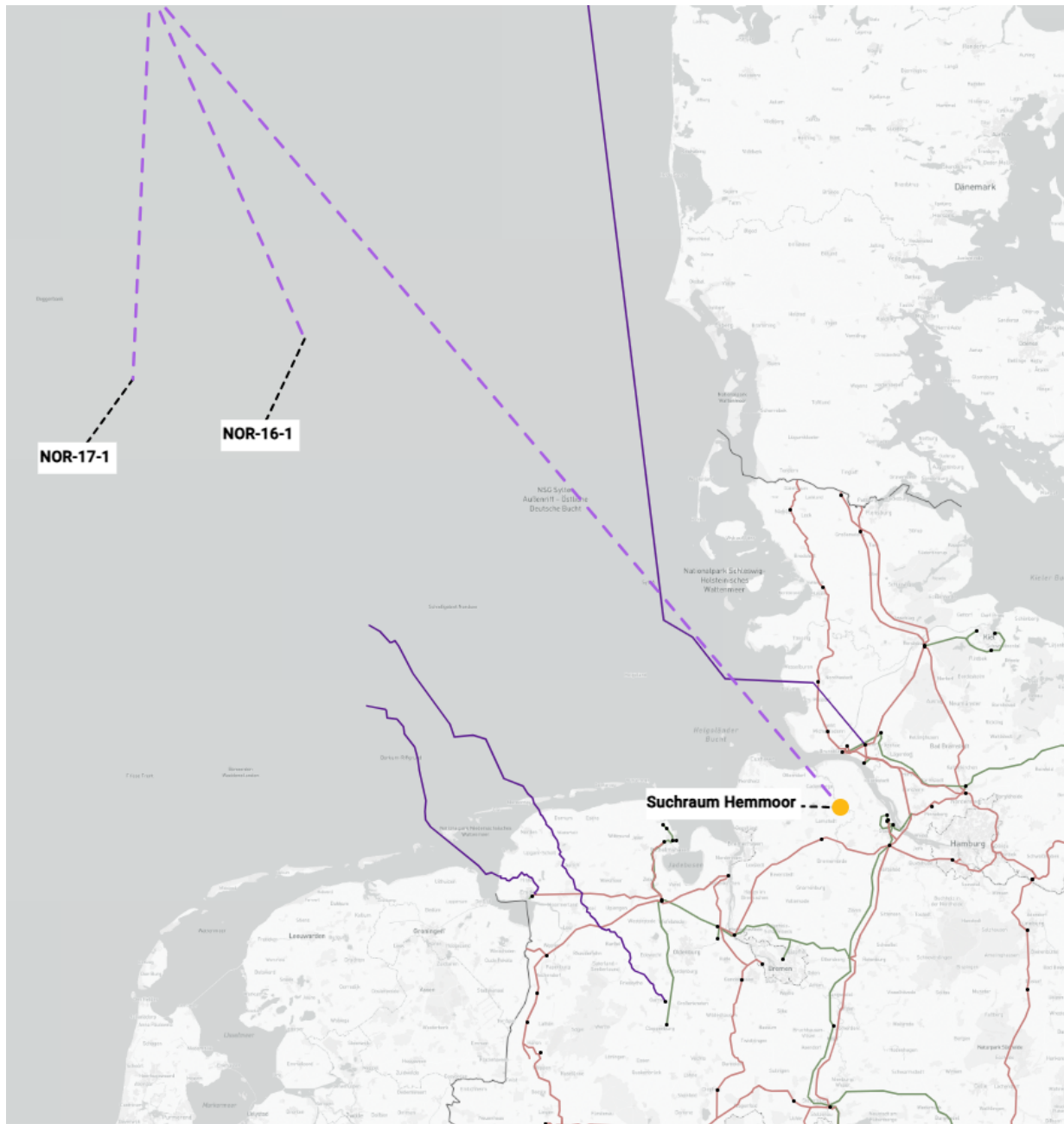
Integration Erneuerbare: Positives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der EE-Integration

Netzverluste: positives Vorzeichen bedeutet eine Reduktion der Netzverluste

Redispatch-Menge (RD-Menge): negatives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der notwendigen Redispatchmenge

Klimafolgekosten: positives Vorzeichen bedeutet eine Reduktion der Klimafolgekosten

Map for the project



Map view P716

Source: Transmission system operators/Map base © Mapbox | © OpenStreetMap