



P221

HPB

DC-Netzausbau: Hansa PowerBridge 1 und Hansa PowerBridge 2

19.05.2026 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025,
Sonderveröffentlichung

Base data



Zubaunetz Onshore DC

Additional information

BBP-Nr: 69, 83

TYNDP-Nr: 176.995, 267.1262

Project description

Hansa PowerBridge (HPB) sind zwei HVDC-Interkonnektoren (HPB 1 und HPB 2) zwischen den Regelzonen von 50Hertz und Svenska kraftnät in Südschweden bestehend aus je einer DC-Verbindung. Das technische Ziel des Projekts ist die Erhöhung der Handelskapazität zwischen Schweden und Deutschland. Die Interkonnektoren sollen weitere Verbindungen in das skandinavische Stromnetz schaffen. In Zeiten überschüssigen Stroms aus erneuerbaren Energien in Deutschland kann dieser Strom über diese DC-Verbindungen nach Schweden transportiert werden. Dort wird er direkt verbraucht oder in skandinavischen Wasserkraftwerken gespeichert. In Schwachwindzeiten, bei geringer Sonneneinstrahlung und hohem Stromverbrauch in Deutschland, können skandinavische Stromproduzenten ihre ungenutzten Wasserreserven flexibel einsetzen, um ihren günstigen, umweltfreundlichen Strom dem deutschen Konsumenten preisdämpfend zur Verfügung zu stellen. Die Interkonnektoren HPB 1 und HPB 2 tragen daher über die gesteigerte Austauschkapazität zur Versorgungssicherheit und zu günstigen Strompreisen in beiden Ländern bei. Das Projekt besteht aus

den folgenden Maßnahmen:

- M460a: DC-Verbindung Hansa PowerBridge 1
- M461a: DC-Verbindung Hansa PowerBridge 2

Hinweis zum aktuellen Projektstand: Am 13. Juni 2024 beschloss die schwedische Regierung, den Antrag von Svenska kraftnät auf eine Konzession für das Hansa PowerBridge-Projekt für den Genehmigungszyklus 2025 nicht weiterzuverfolgen. Sozioökonomisch sehen Svenska kraftnät und 50Hertz weiterhin große Vorteile in einem neuen Interkonnektor zwischen Schweden und Deutschland.

Weitere Infos zum Projekt

<https://www.50hertz.com/de/Netz/Netzentwicklung/ProjekteaufSee/HansaPowerBridge>

Measures of the planned project

2 Measures

M460a

⚡ Leitung

DC-Verbindung Hansa PowerBridge 1

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz
Bundesländer: AWZ/Küstenmeer Ostsee Mecklenburg-Vorpommern

Ausführung:

Netzausbau	173.5 km
davon Neubau in neuer Trasse	60 km
davon Neubau in neuer Trasse (ohne MR)	113.5 km

Geplante Inbetriebnahme: 2037

Beschreibung der Maßnahme

Vom Netzverknüpfungspunkt (NVP) Güstrow nach Schweden ist die Errichtung einer Gleichstromverbindung mit einer Kapazität von 700 MW geplant (Netzausbau). Der geplante Trassenverlauf führt vom NVP Güstrow über die im Flächenentwicklungsplan 2020 festgelegten Grenzkorridore O-III und O-IX durch das deutsche Küstenmeer, die deutsche und schwedische ausschließliche Wirtschaftszone sowie das schwedische Küstenmeer bis zur Anlandung in Ystad und dann auf Land zum NVP Hurva in Schweden.

M461a

☞ Leitung

DC-Verbindung Hansa PowerBridge 2

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: AWZ/Küstenmeer Ostsee Mecklenburg-Vorpommern

Ausführung:

Netzausbau	138.5 km
------------	----------

davon Neubau in neuer Trasse (ohne MR)	103.5 km
--	----------

davon Neubau in neuer Trasse	35 km
------------------------------	-------

Geplante Inbetriebnahme:	2045
--------------------------	------

Beschreibung der Maßnahme

Vom NVP Gnewitz nach Schweden ist die Errichtung einer Gleichstromverbindung mit einer Kapazität von 700 MW geplant (Netzausbau).

Reasons for the planned project

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die HPB 1 und HPB 2 sollen die Kapazität für den Austausch elektrischer Energie zwischen Deutschland und Schweden weiter erhöhen. Seit Ende 1994 sind beide Strommärkte nur durch die 600-MW-HGÜ-Verbindung Baltic Cable direkt verbunden. Schwedens Energiemix wird von Wasserkraftwerken dominiert, die sehr flexibel einsetzbar sind und CO₂-freien Strom produzieren. Schweden ist gut mit Norwegen vernetzt, wo ebenfalls große Mengen an Wasserkraft zur Verfügung stehen. Beide Länder verfügen zusammen über eine Kapazität an Wasserkraftwerken von 48 GW. Die Erschließung von Speicherkapazitäten ist ein Schlüssel für das Gelingen der deutschen Energiewende. Die Einspeisung erneuerbarer Energien in Deutschland wird weiter wachsen. In Zeiten überschüssigen Stroms aus erneuerbaren Energien in Deutschland können die HPB 1 und HPB 2 diesen Strom nach Schweden transportieren, wo er direkt verbraucht werden kann, anstatt die Wasserressourcen der dortigen Wasserkraftwerke zu nutzen. In Schwachwindzeiten, geringer Sonneneinstrahlung und hohem Stromverbrauch in Deutschland können schwedische Produzenten ihre ungenutzten Wasserreserven flexibel einsetzen, um ihren günstigen, umweltfreundlichen Strom den deutschen Konsumenten preisdämpfend zur Verfügung zu stellen. Damit dienen diese Wasserkraftwerke als indirekte Speicher für Strom aus deutschen erneuerbaren Energien. Deshalb sind die Interkonnektoren sowohl für Deutschland als auch für Schweden vorteilhaft. Marktsimulationen zeigen, dass der deutsche Strommarkt sehr von der volatilen Einspeisung aus Anlagen auf Basis der erneuerbaren Energien geprägt sein wird. Die HPB 1 und HPB 2 tragen dazu bei, Preisspitzen zu vermeiden und die Marktpreise in beiden Zonen stabil zu halten.

Die zusätzliche Handelskapazität dient zudem der Weiterentwicklung des europäischen Energiebinnenmarktes gemäß EU-Verordnung 714/2009. Zudem ist sie ein wichtiger Schritt, um das Ziel des Europarats von 15 % Interkonnektorkapazität bezogen auf die Erzeugungskapazität eines Landes zu erreichen.

In technischer Hinsicht stabilisieren die HPB 1 und HPB 2 das europäische Elektrizitätssystem, weil überschüssige erneuerbare Energie darüber abtransportiert werden kann und Ausfälle anderer Leitungen im System durch eine zusätzliche Verbindung einfacher kompensiert werden können. Durch die Trennung der beiden Maßnahmen HPB 1 und HPB 2 in Einzelmaßnahmen kann zudem die bei einem Fehler in dem jeweiligen DC-System ausfallende Leistung reduziert werden, was sich ebenfalls stabilisierend auf das europäische Elektrizitätssystem auswirkt.

Die HPB 1 und HPB 2 können außerdem einen wesentlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit in Skandinavien in Trockenperioden leisten, in denen Wassermangel die übliche Stromerzeugung der Wasserkraftwerke nicht zulässt. Die Errichtung von Gleichstromverbindungen ist unter anderem erforderlich, da das skandinavische und kontinentaleuropäische Elektrizitätssystem asynchron betrieben werden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Der NVP Güstrow stellt für die HPB 1 aufgrund seiner netztechnischen Eignung und den planungsrechtlich günstigen Voraussetzungen in Bezug auf die see- und landseitige Leitungstrasse sowie die Anlandung den technisch und wirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunkt für das Vorhaben dar.

Eine alternativ betrachtete Verknüpfung am Standort Bentwisch kommt wegen zahlreicher anderer dort bestehender Leitungen und den beschränkten Platzverhältnissen aufgrund der räumlichen Lage – Umschließung des Standorts durch mehrere Ortslagen – nicht in Betracht. Gegen den alternativ möglichen NVP Lüdershagen spricht insbesondere der hierfür zusätzlich erforderliche Ausbau des 380-kV-Übertragungsnetzes. Gegen den NVP Lubmin sprechen insbesondere naturschutzfachliche Belange sowie konkurrierende Nutzungen der Gewässer vor Lubmin (näheres siehe Steckbrief OST-1-4).

Der NVP Gnewitz stellt für die HPB 2 aufgrund seiner netztechnischen Eignung und den planungsrechtlich günstigen Voraussetzungen in Bezug auf die see- und landseitige Leitungstrasse inkl. Anlandung den technisch und wirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunkt für das Vorhaben dar. Der NVP Güstrow wurde im NEP 2030 (2019) ebenfalls geprüft. Eine Verteilung der beiden Interkonnektoren HPB 1 und HPB 2 auf unterschiedliche NVP ermöglicht jedoch einerseits deren netztechnisch vorteilhaft verteilte Ein- bzw. Ausspeisung sowie andererseits die unmittelbare Aufnahme der Einspeisung erneuerbaren Energien aus der Region, die sowohl in Onshore- als auch Offshore-Anlagen erzeugt werden.

Eine alternativ betrachtete Verknüpfung am Standort Bentwisch kommt wegen zahlreicher anderer dort bestehender Leitungen und den beschränkten Platzverhältnissen aufgrund der räumlichen Lage (Umschließung des Standorts durch mehrere Ortslagen) nicht in Betracht. Gegen den NVP Lubmin sprechen insbesondere naturschutzfachliche Belange sowie konkurrierende Nutzungen der Gewässer vor Lubmin (näheres siehe Steckbrief OST-1-4).

Bisherige Bestätigung des Projekts

Die HPB wurde im NEP 2025 erstmals identifiziert, im NEP 2030 (2017), im NEP 2030 (2019) sowie im NEP 2035 (2021) ausgewiesen und seit dem NEP 2035 (2021) von der Bundesnetzagentur bestätigt.

**Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse auf Basis des Szenarios A 2045:
TYNDP-Nr. P176 HansaPowerBridge I (SE-DE)**

TYNDP-Nr. P176 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	174,8	90,0	2.320,0			21,4
innerdeutscher Redispatch	-25,0	0,0	-90,0	179,0	-280,0	0,0
Gesamt	149,8	90,0	2.230,0	179,0	-280,0	21,4

**Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse auf Basis des Szenarios B 2045:
TYNDP-Nr. P176 HansaPowerBridge I (SE-DE)**

TYNDP-Nr. P176 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	195,9	80,0	2.750,0			18,4
innerdeutscher Redispatch	-50,5	0,0	-93,5	-11,3	-454,0	0,0
Gesamt	145,4	80,0	2.656,5	-11,3	-454,0	18,4

**Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse auf Basis des Szenarios C 2045:
TYNDP-Nr. P176 HansaPowerBridge I (SE-DE)**

TYNDP-Nr. P176 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	196,0	60,0	2.850,0			14,1
innerdeutscher Redispatch	-46,7	0,0	-60,0	-52,5	-460,0	0,0
Gesamt	149,3	60,0	2.790,0	-52,5	-460,0	14,1

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

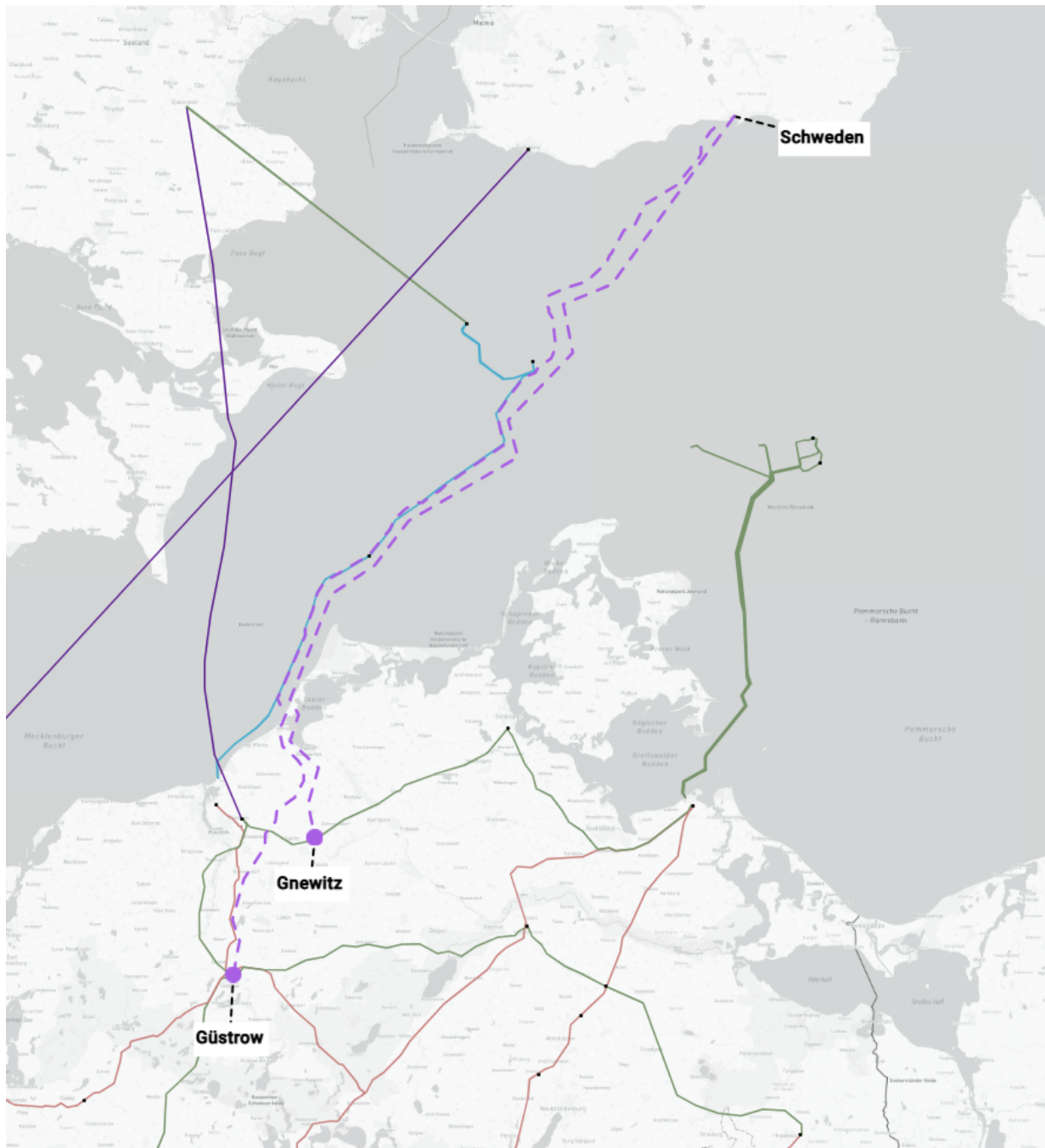
**Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse auf Basis des Szenarios A 2045:
TYNDP-Nr. P267 HansaPowerBridge II (SE-DE)**

TYNDP-Nr. P267 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	333,1	160,0	4.500,0			38,4
innerdeutscher Redispatch	-133,0	0,0	-510,0	331,0	-1.420,0	0,0
Gesamt	200,1	160,0	3.990,0	331,0	-1.420,0	38,4

**Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse auf Basis des Szenarios B 2045:
TYNDP-Nr. P267 HansaPowerBridge II (SE-DE)**

TYNDP-Nr. P267 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	373,4	180,0	5.410,0			42,5
innerdeutscher Redispatch	-156,0	0,0	-500,0	-379,0	-2.080,0	0,0
Gesamt	217,4	180,0	4.910,0	-379,0	-2.080,0	42,5

Map for the project



Map view P221

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