



P678

DC-Interkonnektor Deutschland - Schweiz

19.05.2026 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025,
Sonderveröffentlichung

Base data

TRÄNSNET BW

Zubaunetz Onshore DC

Additional information

TYNDP-Nr: 1058

Project description

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Deutschland und der Schweiz und enthält folgende Maßnahmen:

- M862: Jettingen – Mettlen (CH)
- M862_b: Jettingen – Mettlen (CH) (Erweiterung um 1 GW)

Der optimale Netzverknüpfungspunkt auf Schweizer Seite ist noch Gegenstand von Untersuchungen und kann sich daher noch ändern.

Measures of the planned project

2 Measures

M862 Jettingen - Mettlen (CH)

☞ Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Bundesländer: Baden-Württemberg

Ausführung:

Netzausbau 114 km

davon Neubau in neuer Trasse (mit MR) 114 km

Geplante Inbetriebnahme: 2037

Im letzten NEP bestätigt

Beschreibung der Maßnahme

Die Maßnahme umfasst die Errichtung einer HGÜ-Verbindung mit einer Nennleistung von 1 GW zwischen der Gemeinde Jettingen und Mettlen (Eschenbach, Kanton Luzern) in der Schweiz (Netzausbau). Die finalen Netzverknüpfungspunkte sowie der Grenzübergabepunkt sind von der Prüfung der Trassenrealisierbarkeit und den laufenden Untersuchungen von TransnetBW und dem Schweizer Übertragungsnetzbetreiber Swissgrid abhängig. Zur Anbindung der HGÜ in das deutsche AC-Netz sind die Errichtung einer DC-Konverterstation mit 1 GW Leistung (Netzausbau) sowie Netzverstärkungsmaßnahmen zur Anbindung an das AC-Netz notwendig.

M862_b Jettingen - Mettlen (CH) (Erweiterung um 1 GW)

☞ Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Bundesländer: Baden-Württemberg

Ausführung:

Netzausbau 114 km

davon Neubau in neuer Trasse (mit MR) 114 km

Geplante Inbetriebnahme: 2037

Beschreibung der Maßnahme

Die Maßnahme umfasst die Erweiterung der HGÜ-Verbindung der P678 M862 zwischen der Gemeinde Jettingen und Mettlen (Eschenbach, Kanton Luzern) in der Schweiz um 1 GW. Inklusive der Maßnahme P678 M862 steigt die Übertragungsleistung damit auf 2 GW.

Reasons for the planned project

Netzplanerische Begründung

Der Zusammenschluss der Stromnetze der europäischen Länder über Interkonnektoren zum europäischen Verbundnetz bietet viele Vorteile. Mit fortschreitendem Ausbau der dargebotsabhängigen Erneuerbaren Energien stechen insbesondere zwei Aspekte hervor, die zur Optimierung des europäischen Gesamtsystems beitragen.

- Zum einen wird die Integration Erneuerbarer Energien erhöht. In Stunden starker Einspeisung aus Erneuerbaren Energien kann deren teilweise Abregelung verhindert werden, indem Überschüsse über den Interkonnektor in angrenzende Marktgebiete transportiert werden und dort entweder direkt genutzt oder als Strom oder Wasserstoff in Speichern gespeichert werden können. Die großen Wasserspeicher der Alpen spielen hierbei eine zentrale Rolle.
- Zum anderen steigert die Vernetzung die Versorgungssicherheit. Auf Grundlage der regional unterschiedlichen Zusammensetzung und Auftreten der Erneuerbaren Erzeugung wird eine Erhöhung der gesichert verfügbaren Leistung erzielt. In diesem Fall wird eine PV-dominierte Region mit einer Wasserkraft-dominierten Region vernetzt. Beide Aspekte ermöglichen außerdem die Verringerung von teurer vorzuhaltener konventioneller Reservekraftwerkskapazität.

Der Ausbau der Interkonnektorkapazität zur Stärkung des europäischen Binnenmarktes ist erklärtes Ziel der Europäischen Union.

Eine Erdverkabelung ist möglich. Aufgrund der deutlichen Kostenreduktion, sowie angesichts der politischen Signale aus dem Koalitionsvertrag von CDU, CSU und SPD auf Bundesebene und der Empfehlung im Bericht zum Energiewende-Monitoring, wird jedoch eine Umsetzung als Freileitung präferiert.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

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

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

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

Prüfung nach NOVA

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

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

In Verbindung mit dem Anschluss einer HGÜ von Norddeutschland am selben Netzverknüpfungspunkt besteht die Möglichkeit zur Reduktion der Kosten und des Raumbedarfs für die eingesetzten Konverter durch die Umsetzung als Multi-Terminal-Konverter. Die mögliche Umsetzung dieser Ausgestaltung ist abhängig von der gewählten Technologie der beiden Verbindungen, welche zwischen allen beteiligten Partnern abgesprochen sein muss.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P678 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmals mit einer Übertragungsleistung von 1 GW ausgewiesen und von der Bundesnetzagentur bestätigt. Es ist als P1058 im TYNDP 2024 enthalten. Im Rahmen des NEP 2037/2045 (2025) wird durch die Maßnahme M862_b eine Erhöhung der Übertragungsleistung auf 2 GW geprüft.

**Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse auf Basis des Szenarios A 2037:
TYNDP-Nr. P1058 Alplink Erhöhung um 1 GW (CH-DE)**

TYNDP-Nr. P1058 Szenario A 2037	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	93,7	290,0	270,0			62,3
innerdeutscher Redispatch	-11,9	-2,1	-49,1	-326,0	-136,0	-0,8
Gesamt	81,8	287,9	220,9	-326,0	-136,0	61,5

**Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse auf Basis des Szenarios B 2037:
TYNDP-Nr. P1058 Alplink Erhöhung um 1 GW (CH-DE)**

TYNDP-Nr. P1058 Szenario B 2037	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	79,8	190,0	250,0			41,9
innerdeutscher Redispatch	-16,3	-2,9	-333,0	-240,0	-143,0	-1,1
Gesamt	63,5	187,1	-83,0	-240,0	-143,0	40,8

**Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse auf Basis des Szenarios C 2037:
TYNDP-Nr. P1058 Alplink Erhöhung um 1 GW (CH-DE)**

TYNDP-Nr. P1058 Szenario C 2037	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	72,2	210,0	310,0			46,4
innerdeutscher Redispatch	-31,6	-33,4	-80,0	-573,4	-330,0	-12,4
Gesamt	40,6	176,6	230,0	-573,4	-330,0	34,0

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

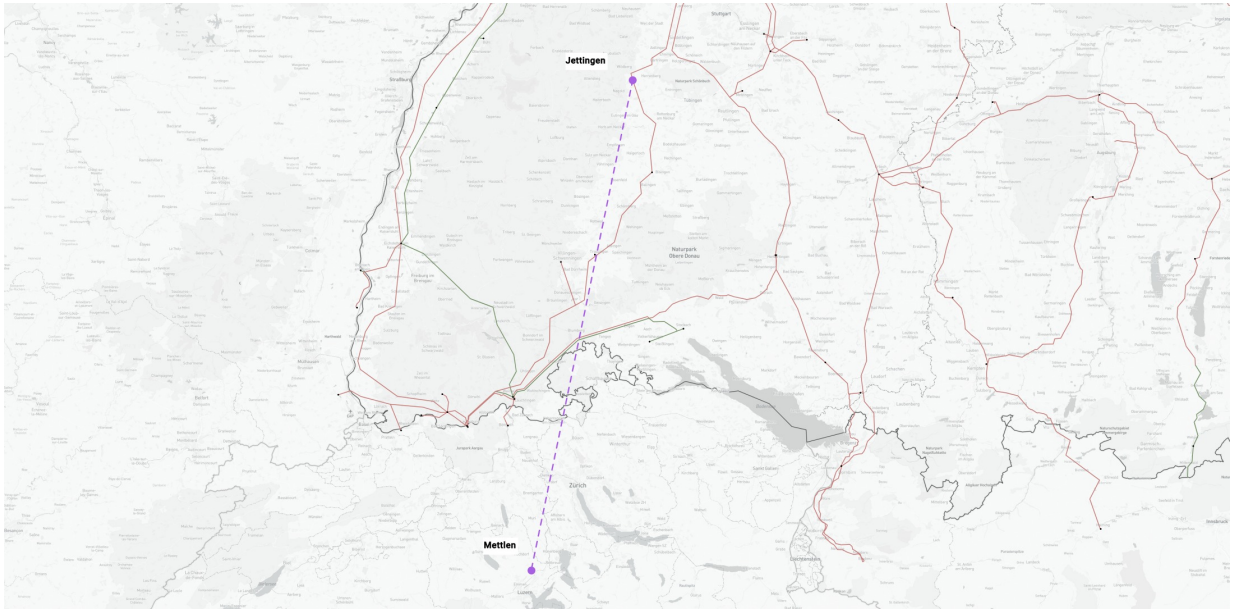
**Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse auf Basis des Szenarios A 2045:
TYNDP-Nr. P1058 Alplink Erhöhung um 1 GW (CH-DE)**

TYNDP-Nr. P1058 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	110,1	30,0	1.010,0			6,2
innerdeutscher Redispatch	-67,0	0,0	-110,0	-325,0	-810,0	0,0
Gesamt	43,1	30,0	900,0	-325,0	-810,0	6,2

**Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse auf Basis des Szenarios B 2045:
TYNDP-Nr. P1058 Alplink Erhöhung um 1 GW (CH-DE)**

TYNDP-Nr. P1058 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	102,9	400,0	500,0			10,2
innerdeutscher Redispatch	-39,0	0,0	120,0	-470,2	-540,0	0,0
Gesamt	63,9	400,0	620,0	-470,2	-540,0	10,2

Map for the project



Map view P678

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