

DC42: HGÜ-Verbindung von Schleswig-Holstein nach Baden-Württemberg

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz, TransnetBW

Beschreibung des geplanten Projekts

Das netztechnische Ziel dieses Projektes ist eine Erhöhung der großräumigen Übertragungskapazität von Schleswig-Holstein nach Baden-Württemberg. Das Projekt enthält die folgende Maßnahme:

- › DC42: Suchraum Ämter Büchen/Breitenfelde/Schwarzenbek-Land – südlicher Landkreis Böblingen
Diese Maßnahme umfasst den Bau einer HGÜ-Verbindung mit einer Nennleistung von 2 GW mit metallischem Rückleiter zwischen dem Suchraum Ämter Büchen/Breitenfelde/Schwarzenbek-Land und dem Suchraum des südlichen Landkreises Böblingen. An beiden Punkten ist der Anschluss einer DC-Konverterstation mit einer Kapazität von 2 GW vorgesehen (Netzausbau). Nach aktuellem Planungsstand ist die HGÜ-Verbindung DC42 Teil eines Multiterminal-(Hub)-Systems, das zusätzlich das Offshore-Netzanbindungssystem NOR-x-6 umfasst. Zur Verbesserung der Lesbarkeit wird im weiteren Verlauf der Suchraum der Ämter Büchen/Breitenfelde/Schwarzenbek-Land wie folgt abgekürzt: "Suchraum BBS".
Der möglichst zügigen und effizienten Durchführung der Maßnahme dient die zwischen 50Hertz und TransnetBW vereinbarte Zuständigkeit anhand folgender Eigentums- und Regelzonengrenze: Abschnitt Suchraum BBS einschließlich Konverter und DC-Schaltanlage im Suchraum BBS bis einschließlich des Kreuzungspunktes mit DC40 (Eigentum und Regelzone 50Hertz) und Abschnitt ab Kreuzungspunkt mit DC40 bis zum Suchraum des südlichen Landkreises Böblingen einschließlich Konverter im Suchraum des südlichen Landkreises Böblingen (Eigentum und Regelzone TransnetBW) entsprechend der zwischen den Parteien geschlossenen Vereinbarung.

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

Für das Projekt wird derzeit gemäß §12c Abs. 2a EnWG ein Präferenzraum von der Bundesnetzagentur ermittelt.

Eine oder mehrere der Kreuzungspunkte der HGÜ-Verbindungen DC40, DC41 und DC42 könnten so ausgestaltet werden, dass mittelfristig eine Verknüpfung der DC-Verbindungen möglich wird. Folgender Nutzen könnte dadurch entstehen:

- › Optimierung der Leistungsflüsse und damit verbundene Engpassmanagementkosten,
- › Umschaltung (gegebenenfalls auch händisch oder per Schwarzschtaltung) bei längerfristigem Ausfall eines Teilabschnittes einer der drei Verbindungen.

Wie die Verknüpfung ausgeführt wird, kann zum heutigen Zeitpunkt noch nicht exakt festgelegt werden, da technische Voraussetzungen wie zum Beispiel die Verfügbarkeit von DC-Leistungsschaltern beziehungsweise die örtlichen Gegebenheiten am Verknüpfungspunkt noch nicht geklärt sind. Die Übertragungsnetzbetreiber möchten sich die Option auf jeden Fall erhalten und werden die Verknüpfungspunkte entsprechend vorbereiten (zum Beispiel durch Flächensicherung, Kabelabschnittsstationen). Im Falle der Realisierung würde solch ein Verknüpfungspunkt der Startpunkt eines deutschen oder europäischen vermaschten DC-Netzes onshore sein.

Aus heutiger Sicht weist der Verknüpfungspunkt von DC40 mit DC42 wirtschaftliche Vorteile hinsichtlich Einsparung von Engpassmanagementkosten auf: Bei einer angenommenen Investitionssumme von ca. 516 Mio. € für die Verknüpfung mit DC-Leistungsschaltern ergibt sich eine jährliche Reduzierung von Engpassmanagementkosten von ca. 15 Mio. €.



Im Rahmen der Konsultation des NEP 2037/2045 (2023) wurde in verschiedenen Stellungnahmen darauf hingewiesen, dass über die Annahmen des NEP 2037/2045 (2023) hinaus ein zusätzlicher Ausbau erneuerbarer Energien in Norddeutschland sowie möglicherweise zusätzliche industrielle Lasten in Süddeutschland zu erwarten sind. Zudem haben die Übertragungsnetzbetreiber – gemäß der Vorgaben der Bundesnetzagentur – Annahmen im NEP 2037/2045 (2023) getroffen, die zu einer Reduktion des Übertragungsbedarfs und damit des Netzausbaubedarfs führen. Dazu zählt insbesondere die engpassorientierte Verortung von Flexibilitäten im großen Maßstab. Es nicht ausgeschlossen, dass sich der Szenariorahmen in künftigen Netzentwicklungsplänen in diesen Gesichtspunkten ändern wird. Dies kann zu einem höheren Nord-Süd- bzw. West-Ost-Übertragungsbedarf führen, woraus ein zusätzlicher weiträumiger Netzausbaubedarf resultiert, der den aktuell im NEP 2037/2045 (2023) identifizierten no regret-Netzausbau übersteigt. Um flexibel auf diese Änderungen reagieren zu können, schlagen die ÜNB daher vor, bei den neu identifizierten HGÜ-Projekten DC40, DC41 sowie DC42 jeweils eine Leerrohrmöglichkeit im Sinne einer vorausschauenden Planung vorzusehen. Damit wird auch die Möglichkeit geschaffen neue HGÜ-Verbindungen nach Bayern führen zu können. Die Option Leerrohre von Beginn an in den Genehmigungsverfahren der Vorhaben DC40, DC41 und DC42 zu berücksichtigen, ermöglicht es Beschleunigungen in den späteren Genehmigungsverfahren zu erzielen und Eingriffe in Naturräume innerhalb weniger Jahre deutlich zu reduzieren. Die konkreten Analysen für den Bedarf zusätzlicher HGÜ-Verbindungen sowie optimaler Netzverknüpfungspunkte erfolgen im regulären Prozess des kommenden NEP 2025 unter Berücksichtigung eines aktualisierten Szenariorahmens.

M-Nr.	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario						anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
DC42	L	BW, BY, HE, NI, SH	NA	Neubau in neuer Trasse (mit metallischem Rückleiter)	737		x	x	x	x	x	x	2037	0: Noch keine Aktivität

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Vor allem aufgrund des absehbaren massiven Zubaus an Onshore-Windenergie in Schleswig-Holstein und in Niedersachsen sowie an Offshore-Windleistung in der Nordsee ergibt sich ein bedeutender Erzeugungsüberschuss aus der Region. Baden-Württemberg ist dagegen, insbesondere in Folge des Kernenergieausstiegs sowie des Ausstiegs aus der Kohleverstromung, zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit auf Energietransporte aus anderen Regionen angewiesen. Zwar schreitet der Ausbau der erneuerbaren Energien (vor allem Photovoltaik und Windenergie) auch in Baden-Württemberg weiter voran. Aufgrund der Dekarbonisierung der Sektoren Verkehr, Wärme und der industriellen Prozesse durch Elektrifizierung steigt jedoch auch der Strombedarf in Baden-Württemberg erheblich an.

Netzplanerische Begründung

Der bereits geplante Netzausbau reicht nicht aus, um die großräumigen Überlastungen im Übertragungsnetz zwischen Nord- und Süddeutschland zu beheben. 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 Verbindung der windreichen Regionen in Norddeutschland mit dem Ballungsraum rund um Stuttgart erhöht die Versorgungssicherheit sowohl in diesen, als auch in den dazwischen liegenden und benachbarten Regionen. Die geplante HGÜ-Verbindung ist eine wesentliche netztechnische Voraussetzung für die Energieübertragung aus den erwarteten Leistungszubauten von Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen zu den Verbrauchszentren in Baden-Württemberg. Aufgrund des starken Zubaus an Photovoltaik wird es zukünftig im süddeutschen Raum in sonnenreichen Zeiten auch Erzeugungsüberschüsse geben. Diese verursachen wiederum starke Süd-Nord-Flüsse.



Durch die neue Verbindung können Überlastungen in dieser Richtung ebenfalls reduziert werden. Darüber hinaus stärkt die Verbindung auch den europäischen Binnenmarkt und unterstützt dadurch die Entwicklung zu einem sicheren und kostenoptimalen Gesamtsystem. Dies ist auch durch die Fortführung der europäischen Nord-Süd-Achse im Rahmen des Projektes P678 "DC-Interkonnektor Deutschland – Schweiz" ersichtlich.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

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

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz aller Szenarien als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (s. Kapitel 5 des NEP-Berichts).

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

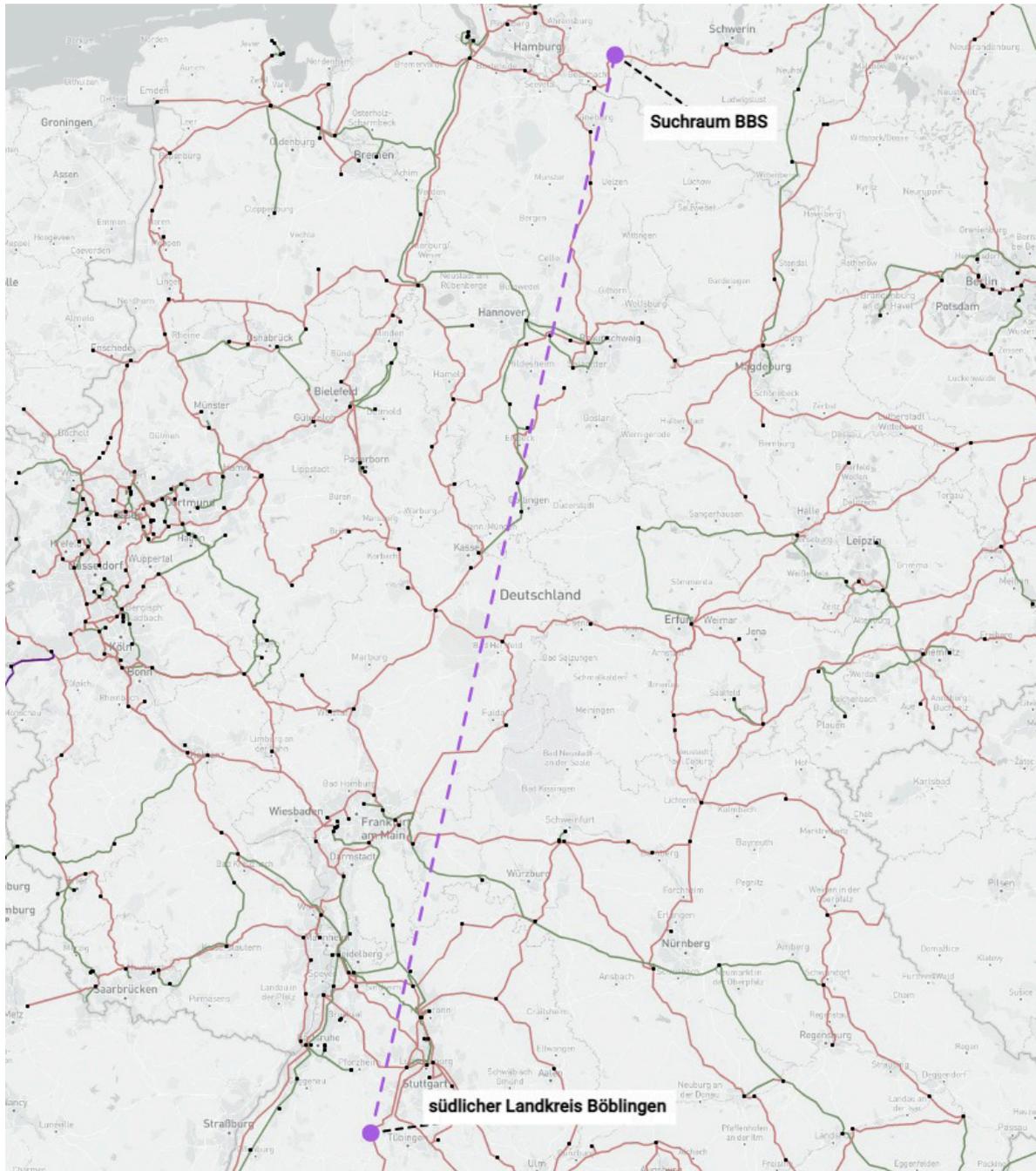
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Übertragungsnetzbetreiber haben zur Ermittlung neuer HGÜ-Verbindungen ein Verfahren angewandt, das innerhalb einer Vielzahl möglicher Netzverknüpfungspunkte jene Verbindungen identifiziert hat, die am besten geeignet sind, die weiträumigen Überlastungen im deutschen Übertragungsnetz zu reduzieren. Die vorliegende Verbindung ist Ergebnis dieser umfangreichen Alternativenprüfung. Die möglichen Netzverknüpfungspunkte wurden so gewählt, dass der lokale Ausbaubedarf des 380-kV-Netzes minimiert wird.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt DC42 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmalig identifiziert.





Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist im Kapitel „Einführung“ im Überblick dargestellt. Im Kapitel „Szenariorahmen“ werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden sind Inhalt des Kapitels „Marktsimulation“. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Übersicht der identifizierten Maßnahmen“ ausgeführt.