



## DC34/DC35

### Rhein-Main-Link

### HGÜ-Verbindung von Niedersachsen nach Hessen

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

## Base data



Startnetz Onshore DC

## Additional information

BBP-Nr: 82, 82a

TYNDP-Nr: 1229

## Project description

Das netztechnische Ziel dieses Projekts ist eine Erhöhung der großräumigen Übertragungskapazität aus Niedersachsen in das Rhein-Main-Gebiet. Es enthält die folgenden Maßnahmen:

- DC34: Großenmeer – Bürstadt
- DC35: Großenmeer – Marxheim (Taunus)

Bei dem Projekt handelt es sich um eine steuerbare, verlustarme Übertragung hoher Leistungen über große Entfernungen. Die Verbindung ist länderübergreifend im Sinne des NABEG.

Für das Projekt ist ein Vorrang der Erdverkabelung nach § 3 Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) vorgeschrieben. Es wurde darüber hinaus für DC34 und DC35 bereits die energiewirtschaftliche Notwendigkeit gemäß § 1 Abs. 1 S. 1 BBPlG gesetzlich festgestellt.

Für eine möglichst geringe Rauminanspruchnahme und zur Hebung von Synergien bei der Umsetzung sollen die Maßnahmen DC34 und DC35 mit den Offshore-Anbindungssystemen NOR-16-4 (Kriftel) und NOR-17-1 (Ried) in einem gemeinsamen Korridor ab Großenmeer gebündelt umgesetzt werden. Der Energiekorridor für die Bündelung der Maßnahmen DC34, DC35, NOR-16-4, NOR-17-1 wird als Rhein-

Main-Link bezeichnet. Nach Ermittlung eines Präferenzraumes für den Rhein-Main-Link durch die Bundesnetzagentur und die Antragsstellung zur Planfeststellung im Juni 2024 durch Amprion, befinden sich derzeit alle vier Maßnahmen im Genehmigungsverfahren. Die Planfeststellungsunterlagen nach § 21 NABEG für den Rhein-Main-Link werden im Jahr 2026 bei der Bundesnetzagentur abgegeben. Die Abgabe des ersten Abschnitts aller vier Maßnahmen erfolgt bereits im März 2026.

**Weitere Infos zum Projekt**

<https://rhein-main-link.amprion.net/>

---

## Measures of the planned project

2 Measures

---

**DC34                      Großenmeer - Bürstadt**  
 Leitung

**Übertragungsnetzbetreiber:** Amprion  
**Bundesländer:** Hessen    Niedersachsen    Nordrhein-Westfalen

**Ausführung:**

|                                       |               |
|---------------------------------------|---------------|
| <b>Netzausbau</b>                     | <b>570 km</b> |
| davon Neubau in neuer Trasse (mit MR) | 570 km        |
| <b>Geplante Inbetriebnahme:</b>       | <b>2033</b>   |

**Beschreibung der Maßnahme**

Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Bau einer HGÜ-Verbindung mit einer Nennleistung von 2 GW von Großenmeer nach Bürstadt vorgesehen (Netzausbau). In Großenmeer ist eine DC-Konverterstation zusammen mit den Offshore-Projekten NOR-13-1 und NOR-14-1 von TenneT mit einer Kapazität von jeweils 2 GW als Multiterminallösung, das heißt zusammengeführt an einer 525-kV-DC-Schaltanlage mit je einem HVDC-Leistungsschalterpaar in den zwei Längskupplungen, zu errichten (Netzausbau) und an die im Rahmen von P119 zu errichtende 380-kV-Schaltanlage anzubinden. Die Multiterminalanlage NordWestHub wird von Amprion und TenneT gemeinsam errichtet. In Bürstadt/Lampertheim/Biblis/Groß-Rohrheim ist eine DC-Konverterstation mit einer Kapazität von 2 GW zu errichten (Netzausbau).

---

DC35

Großenmeer - Marxheim

⚡ Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Bundesländer: Hessen Niedersachsen Nordrhein-Westfalen

Ausführung:

Netzausbau

509 km

davon Neubau in neuer Trasse (mit MR)

509 km

Geplante Inbetriebnahme:

2035

### Beschreibung der Maßnahme

Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Bau einer HGÜ-Verbindung mit einer Nennleistung von 2 GW von Großenmeer nach Marxheim (Taunus) vorgesehen (Netzausbau). In Großenmeer ist diese Leitung in die geplante Multiterminalanlage, das heißt in die 525-kV-DC-Schaltanlage von DC34 einzubinden. In der Region Hofheim am Taunus/ Krieffel ist eine DC-Konverterstation mit einer Kapazität von 2 GW zu errichten (Netzausbau).

---

## Reasons for the planned project

### Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Vor allem aufgrund des absehbaren massiven Zubaus an regenerativen Erzeugungsanlagen an Land in Niedersachsen sowie an Offshore-Windenergie in der Nordsee ergibt sich ein zusätzlicher Erzeugungsüberschuss in der Region. Das Rhein-Main-Gebiet hingegen zeichnet sich aufgrund der ansässigen Industrie und der hohen Bevölkerungsdichte durch eine hohe Last aus. Diese wird sich in den Zieljahren aufgrund der Ansiedlung und Vergrößerung von Rechenzentren sowie der Dekarbonisierungsbestrebungen der Industrie stark erhöhen. Darum ist die Region besonders nach dem sukzessiven Ausstieg aus der Braun- und Steinkohleverstromung 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 hohe installierte Leistung der Offshore-Windenergieanlagen in der Nord- und Ostsee sowie der Onshore-Windenergieanlagen wird für das Zieljahr 2037 eine erhöhte großräumige Übertragungskapazität aus Norddeutschland in Richtung der Lastzentren im Rhein-Main-Gebiet benötigt. Ein Teil dieses Bedarfes wird durch die HGÜ-Verbindungen DC34/DC35 mit einer Nennleistung von je 2 GW gedeckt, die eine Verbindung der küstennahen Regionen in Niedersachsen mit den Verbrauchszentren im südlichen Hessen sowie dem nördlichen Baden-Württemberg zur Erhöhung der Versorgungssicherheit schafft. Dies erfolgt ohne unzulässige Belastungen des bestehenden AC-Netzes, indem sowohl starke Nord-Süd- als auch Süd-Nord-Leistungsflüsse ermöglicht werden.

Mit den HGÜ-Verbindungen von Niedersachsen nach Hessen wird die Kapazität des Übertragungsnetzes zwischen den betreffenden Regionen wesentlich erhöht und die Energie großräumig und verlustarm in die Lastzentren transportiert.

Die geplanten HGÜ-Verbindungen sind eine wesentliche netztechnische Voraussetzung für die Übertragung der erwarteten Leistungszubauten von Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen zu den Verbrauchszentren im Rhein-Main-Gebiet. Dies ist besonders vonnöten, da das Rhein-Main-Gebiet aufgrund des erhöhten Lastbedarfs zum Nettoenergieimporteur wird. Darüber hinaus stärkt die Verbindung das gemeinsame deutsche Marktgebiet und die einheitliche deutsche Preiszone durch gezielten Energietransport.

Für diese großräumige Übertragungsaufgabe stellt die HGÜ-Technik eine technisch/wirtschaftlich effiziente Lösung dar. Nach aktuellem Planungsstand ist für Großenmeer in Niedersachsen eine Multiterminallösung zusammen mit den Offshore-Netzanbindungen NOR-13-1 und NOR-14-1 von TenneT (je 2 GW) sowie den HGÜ-Verbindungen DC34 (BBPlG Nr. 82) und DC35 (BBPlG Nr. 82a) von Amprion mit 2 GW Ein- und Ausspeisefähigkeit in Niedersachsen vorgesehen. Die Multiterminalanlage NordWestHub, in Form einer 525-kV-DC-Schaltanlage mit je einem HVDC-Leistungsschalterpaar in den zwei Längskupplungen, wird von Amprion und TenneT gemeinsam errichtet. Gegenüber einer Auslegung mit vier Konvertern bei Punkt-zu-Punkt-Ausführung bietet die Multiterminallösung ein Potenzial zur Senkung der Kosten sowie der Rauminanspruchnahme, denn es werden keine zusätzlichen Konverter benötigt (siehe hierzu auch Kapitel "Innovationen" des NEP-Berichts). Eine Ausführung als individuelle Punkt-zu-Punkt-Systeme würde in Großenmeer je einen Konverter für die Offshore-Netzanbindungen, einen für DC34 und einen für DC35 erforderlich machen. Nur falls eine Umsetzung der Multiterminallösung mit drei oder fünf Terminals nicht möglich sein sollte, beispielsweise, wenn technologische Realisierungsrisiken bestehen sollten, wären die Übertragungsstrecken als Punkt-zu-Punkt-Systeme auszuführen. Dies stellt die letzte von mehreren Rückfalloptionen dar.

Die Wahl der Standorte ist eine erste Planung auf Basis der zurzeit vorliegenden Analyseergebnisse aus dem Planungsprozess der Netzentwicklung. Ohne die Errichtung dieser HGÜ-Verbindungen bestünden zunehmend weitreichende Netzengpässe in Niedersachsen und Hessen, die zu Einspeiseeinschränkungen erneuerbarer Energien und einer Erhöhung des Redispatchbedarfs führen würden. Großenmeer ist als Netzverknüpfungspunkt für den Anschluss von Offshore-Windenergie ab 2031 vorgesehen (NOR-13-1 und NOR-14-1). Zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Offshore-Netzanbindung NOR-13-1 ist zur Abführung der Leistung mindestens die Fertigstellung der im Rahmen von P119 zu errichtenden 380-kV-Schaltanlage Großenmeer erforderlich, wenn DC34 bis dahin noch nicht in Betrieb sein sollte.

## **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 (2023), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sechs unterschiedliche Szenarien und dem folgend sechs

Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt wurden. Das Projekt DC34/DC35 hat sich zuletzt im NEP 2037/2045 (2023) für das Ergebnisnetz als erforderlich erwiesen. Aufgrund der Überführung in das Startnetz erfolgte im aktuellen NEP keine erneute Überprüfung.

## **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 die nachhaltigste Lösung dar. Da die bestehende Netzinfrastuktur der Region weitgehend verstärkt ist, erfolgt ein Ausbau in neuer Trasse.

Mit anderen Maßnahmen, insbesondere Netzoptimierungen oder Netzverstärkungen bzw. Netzausbau im vorhandenen AC-Netz, kann der mit dem Vorhaben verfolgte Zweck der großräumigen Übertragung großer Leistungen 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, welches innerhalb einer Vielzahl möglicher Netzverknüpfungspunkte jene Verbindungen identifiziert hat, welche 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.

Die geplante Schaltanlage Großenmeer ist wegen der küstennahen Lage gut geeignet, um Offshore-Windenergie anzuschließen. Darüber hinaus kann über die geplanten DC-Verbindungen die in der Region nordwestliches Niedersachsen stark konzentrierte Leistung aus Onshore-Windenergie abtransportiert werden. Birstadt sowie Marxheim sind wegen der Nähe zum Frankfurter Raum und den umliegenden Industrieschwerpunkten als zentrale Verbrauchsschwerpunkte geeignet.

Im NEP 2035 (2021) haben die den ÜNB vorliegenden Lastanfragen aus dem Rhein-Main-Gebiet und die dadurch hervorgerufenen Überlastungen nördlich davon den Ausschlag gegeben, die Verbindung DC34 in Birstadt enden zu lassen. Aufgrund der Vielzahl an zusätzlichen Offshore-Anschlüssen im Vergleich zum NEP 2030 (2019) hat es sich zudem als netztechnisch sinnvoller erwiesen, die Verbindung direkt im Norden Niedersachsens beginnen zu lassen, um das AC-Netz bei hohem Nord-Süd-Transportbedarf zu entlasten. Durch die weiterhin hohen Lastanfragen im Rhein-Main-Gebiet sowie die effiziente Nutzung des Korridors von DC34 ist es notwendig, ein weiteres 2 GW System in der Region enden zu lassen, was den Ausschlag bei der Verbindung DC35 für Marxheim (Taunus) gegeben hat. Durch die Parallelführung von DC34 und DC35 können zusätzliche Neubetroffenheiten durch einen weiteren eigenständigen DC35-Korridor verhindert werden und es kann dem Bündelungsprinzip vorausschauend Rechnung getragen werden.

Der alternativ mögliche Ausbau des 380-kV-Höchstspannungsnetzes wäre deutlich umfangreicher und wurde insofern verworfen.

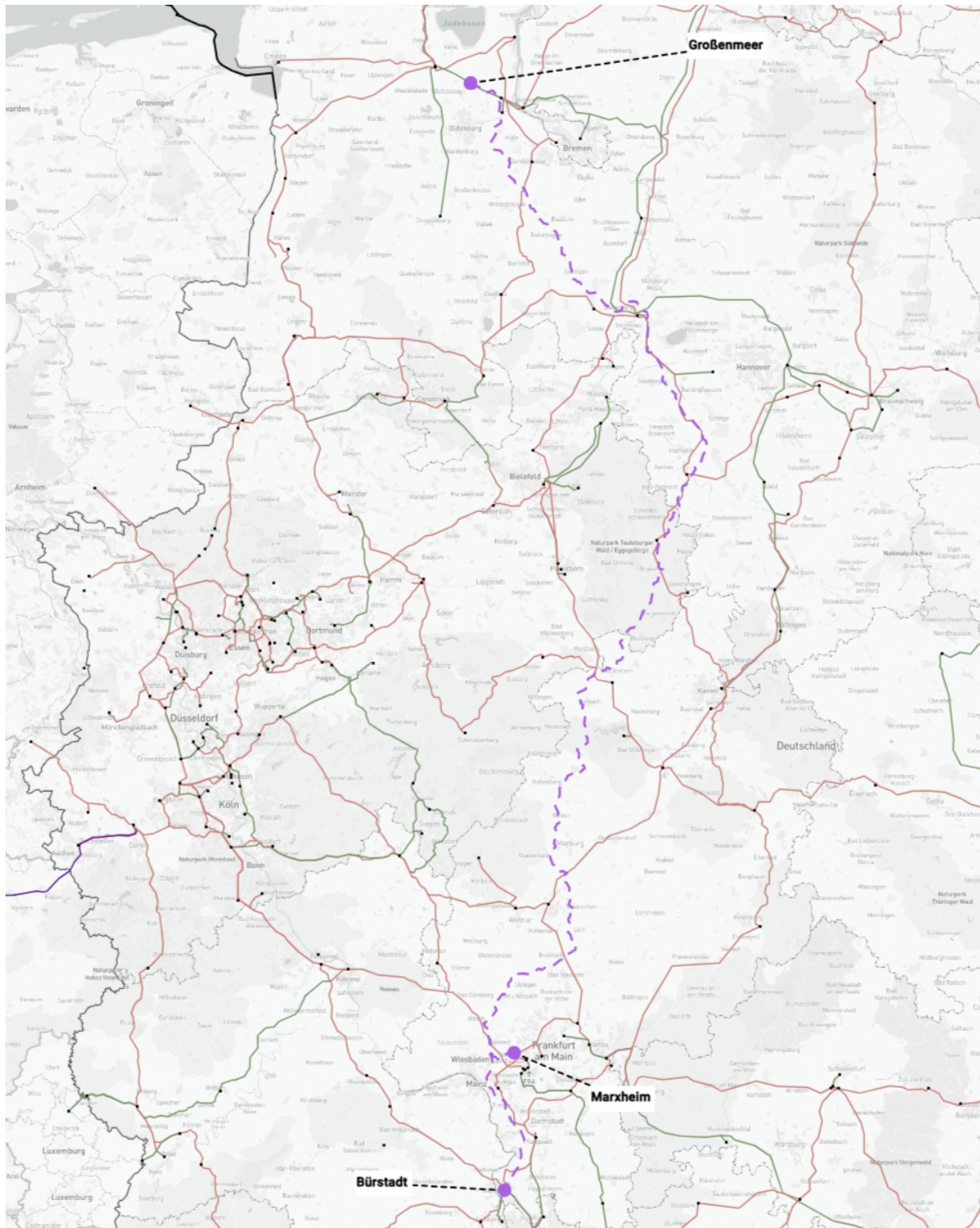
## **Bisherige Bestätigung des Projekts**

Das Projekt DC34 wurde im NEP 2035 (2021) und NEP 2037/2045 (2023) von der Bundesnetzagentur bestätigt und ist als Vorhaben Nr. 82 im Bundesbedarfsplangesetz enthalten. Das Projekt DC34 wurde im NEP 2035 (2021) erstmalig identifiziert. Das Projekt DC35 wurde im NEP 2037/2045 (2023) von der Bundesnetzagentur bestätigt und ist als Vorhaben Nr. 82a im Bundesbedarfsplangesetz enthalten. Das Projekt DC35 wurde im NEP 2037/2045 (2023) erstmalig identifiziert.

## **Einordnung in den Netzentwicklungsplan**

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des vorliegenden Netzentwicklungsplans. Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen Onshore wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

# Map for the project



Map view DC34/DC35

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