NETZAUSBAU STROM

Netzentwicklungsplan 2025-2037/2045

Vorläufige Prüfungsergebnisse der Bundesnetzagentur

Bundesnetzagentur

Vorläufige Prüfungsergebnisse Netzentwicklungsplan Strom für die Zieljahre 2037/2045

Bedarfsermittlung 2025-2037/2045

Juni 2026

**Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen**

Tulpenfeld 4
53113 Bonn
Telefon: 0800 638 9 638
www.netzausbau.de

Folgen Sie uns auf twitter.com/netzausbau
Besuchen Sie uns auf youtube.com/netzausbau
Besuchen Sie uns auf facebook.com/netzausbau
Abonnieren Sie den netzausbau.de/newsletter

Vorbemerkung

Der Netzentwicklungsplan (NEP) Strom bleibt ein wichtiger Baustein der deutschen Energiewende. Dabei regelt er nicht den Umbau des Energiesystems in seiner Gesamtheit, sondern ermittelt die dafür zukünftig erforderliche Transportinfrastruktur. Diese muss so ausgelegt werden, dass sie „netzseitig“ eine realistische Bandbreite an Lösungen, wie Deutschland sich in Zukunft sicher, preisgünstig, verbraucherfreundlich, effizient, umweltverträglich und treibhausgasneutral und mit Energie versorgt, ermöglicht.

In Zeiten starker geopolitischer Veränderungen – auch in Energiefragen – ist es von entscheidender Bedeutung, wie das Übertragungsnetz zukünftig zur Sicherung der allgemeinen Daseinsvorsorge und der wirtschaftlichen Entwicklung in Deutschland und Europa beitragen kann und was dafür getan werden muss. Dafür ist vorausschauende und rechtzeitige Planung, die zugleich auf Veränderungen reagieren kann, elementar.

Für den Ausbau des Übertragungsnetzes gibt es in Deutschland ein seit 2011 etabliertes Verfahren. Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber sind gemäß § 12b des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) verpflichtet, gemeinsam den Netzentwicklungsplan Strom zu entwerfen. Alle von ihnen vorgeschlagenen Maßnahmen müssen anhand eines gesetzlich vorgeschriebenen Prozesses genau begründet werden. Der Netzentwicklungsplan wird von der Bundesnetzagentur als neutraler staatlicher Instanz geprüft, ist also keine freihändige Bedarfsanmeldung seitens der Übertragungsnetzbetreiber.

Um eine Aussage darüber treffen zu können, wie ein zukünftiges Netz auszulegen ist, damit es seine Aufgaben erfüllen kann, muss man zuerst eine Prognose darüber anstellen, wie Stromproduktion, Stromhandel und Stromverbrauch in den Jahren 2037 bzw. 2045 aussehen werden. Erst wenn man eine realistische Vorstellung davon hat, wer wann an welchem Ort wie viel Strom erzeugen, importieren, exportieren, speichern bzw. verbrauchen wird (und welche Energiebedarfe durch andere Energieträger als Strom abgedeckt werden), kann man in einem zweiten Schritt prüfen, in welchem Umfang das Netz weiterentwickelt und ausgebaut werden muss.

Die Netzentwicklungsplanung hat nicht die Aufgabe, die Zukunft so darzustellen, wie einzelne Akteure, Interessenträger oder Betroffene sie sich wünschen, sondern muss nüchtern und objektiv auf Bedingungen fußen, wie sie sich im Rahmen menschlicher Prognosefähigkeiten mit hinreichender Wahrscheinlichkeit einstellen werden. Um eine wirklichkeitsnahe Prognose zu erreichen, müssen die bestehende Rechtslage, ökonomische und technische Zusammenhänge sowie internationale Verpflichtungen berücksichtigt werden.

Auch aus ingenieurswissenschaftlicher Sicht sind die Lösungen nicht beliebig. Hier sind die anerkannten Regeln der Technik bei den Planungsgrundsätzen für Netze ebenso zu berücksichtigen wie ein angemessenes, aber nicht übertriebenes Vertrauen in den technischen Fortschritt. Eine Ausprägung dieses Grundsatzes ist das so genannte NOVA-Prinzip. Dies bedeutet, dass zunächst das vorhandene Netz optimiert und eventuell verstärkt werden muss, bevor ein Ausbau in Betracht kommt.

Die Rollen der Akteure im Rahmen der Bedarfsplanung sind klar voneinander abgegrenzt und definiert. Den Übertragungsnetzbetreibern ist gesetzlich die Aufgabe zugewiesen, einen Entwurf des aus ihrer Sicht erforderlichen Netzes zu erarbeiten, zu konsultieren und in überarbeiteter Form vorzulegen. Den ersten Schritt im Planungsprozess vollziehen also die Übertragungsnetzbetreiber als diejenigen Akteure, welche das Netz am besten kennen, weil sie für dessen Betrieb verantwortlich sind. Schließlich sind sie – neben den Verbrauchern – auch diejenigen, welche die Konsequenzen eines unzureichenden Netzes zu tragen hätten.

Eine initial behördliche Planung des Übertragungsnetzes ist hingegen nicht vorgesehen. Die Rolle der Bundesnetzagentur ist die einer kritisch, fachgerecht und neutral prüfenden Instanz, die dem Allgemeinwohl verpflichtet ist. Mit der abschließenden Bestätigung hat sie beim Netzentwicklungsplan das letzte Wort.

Wesentlich für die Netzentwicklungsplanung ist zudem die turnusmäßige Überprüfung der gefundenen Ergebnisse. Das im vorangegangenen Netzentwicklungsplan ermittelte Übertragungsnetz kann so unter Berücksichtigung zwischenzeitlicher Erkenntnisse und Entwicklungen überprüft und gegebenenfalls angepasst werden.

Zu diesem Zweck bilden die dem NEP 2025-2037/2045 zugrunde gelegten Szenarien eine große Bandbreite ab, auf welchen unterschiedlichen Pfaden Deutschlands Energieversorgung dekarbonisiert werden kann. Diese Bandbreite reicht von einem zeitlich weniger steilen Transformationspfad mit verhaltenerer Elektrifizierung, deutlich geringerem Stromverbrauch und behutsamerem Zubau erneuerbarer Energien über ein zügiges Erreichen der gesetzlichen Ausbauziele bis hin zu einem besonders hohen Grad an nachhaltiger Energie-autarkie. Damit ergibt sich eine breite Kulisse, wie und in welcher Geschwindigkeit sich der weitere Umbau des Energiesystems vollziehen könnte. Der Ausbaubedarf im Übertragungsnetz kann aus verschiedenen Blickwinkeln beurteilt und gegebenenfalls angepasst werden, ohne bestimmte Optionen vorzeitig auszuschließen.

Die intensiven Beteiligungsmöglichkeiten, die allen Betroffenen – private Interessenträger, Träger öffentlicher Belange, Unternehmen, Bürger und Vereine – offenstehen, dienen nicht nur der Transparenz und Akzeptanzförderung, sondern auch der Qualität des Planungsprozesses und des Planungsergebnisses. Die Bundesnetzagentur bittet daher darum, intensiven Gebrauch von der Möglichkeit zu machen, sich in der Konsultation durch konkrete Hinweise und begründete Änderungsvorschläge einzubringen und dadurch das Planungsergebnis zu verbessern.

Daher kann das vorliegende Dokument auch nur den derzeitigen Meinungsstand der Bundesnetzagentur wiedergeben; es stellt keine vorgefasste Entscheidung dar. Ihre Prüfungsarbeit setzt die Bundesnetzagentur auch während und nach der Konsultationsphase fort. Es ist sinnvoll, Anregungen, Kritik und sachdienliche Hinweise der Bundesnetzagentur so früh wie möglich zukommen zu lassen und damit nicht bis zum Ende der Konsultationsfrist zu warten.

Inhaltsverzeichnis

VORBEMERKUNG **3**

Inhaltsverzeichnis **5**

I VERFAHRENSSTAND UND ABLAUF DER KONSULTATION **11**

II SCHRITTE DER NETZENTWICKLUNGSPLANUNG **13**

A Szenariorahmen **14**

B Regionalisierung **16**

1. Regionalisierung der Erzeugung 16
2. Regionalisierung der Last 17

C Marktmodellierung **19**

D Netzberechnung und -planung **22**

E Praktische Umsetzung und Prüfung **23**

1. Planungsgrundsätze und Vorgehensweise in der Netzmodellierung 23
1.1 (n-1)-Sicherheit 23
1.2 NOVA-Prinzip 23
1.3 Lastflusssteuernde Maßnahmen 24
1.4 Engpassfreiheit und Redispatch 24

2. Netzbezogene Begriffe und ihre Bedeutung 25
2.1 Startnetz 25
2.2 Zubaunetz und Zielnetz 26
2.3 Anschlussmaßnahmen 26

3. Vorgehensweise der Bundesnetzagentur 27
3.1 Prüfung der Regionalisierung und Marktmodellierung 30
3.2 Überlastungsindex 30
3.3 Wirksamkeit 31
3.4 Erforderlichkeit 32
3.5 Prüfung von Streckenmaßnahmen 33
3.6 Prüfung von Interkonnektoren 35
3.7 Prüfung von Offshore-Anbindungssystemen 36
3.8 Prüfung von Offshore-Vernetzung 37
3.9 Prüfung von Punktmaßnahmen 38

III VORLÄUFIGE PRÜFUNGSERGEBNISSE: ÜBERTRAGUNGSNETZ **39**

A Regionalisierung und Marktmodellierung **40**

B Abwägung anderweitiger Planungsmöglichkeiten **41**

C Ausgangsbefunde **42**

D Umgang mit Prüfungsergebnissen **45**

1. Weiterer AC-Ausbau 46
2. Weiterer DC-Ausbau 46

E Übersichten zu den Zwischenergebnissen ... 48

1. Derzeit bestätigungsfähige Maßnahmen ... 48
2. Derzeit nicht bestätigungsfähige Maßnahmen ... 53
3. Offene Maßnahmen ... 56
4. Statistik geprüfter Maßnahmen ... 57

DC42: Netzausbau Sahms/Nord – Oberjettingen ... 58
DC42plus: Netzausbau Sahms/Nord – Suchraum Markt Triefenstein ... 60
P27: Netzverstärkung Wehrendorf – Ohlensehlen ... 62
P33: Netzverstärkung Wolmirstedt – Bleckenstedt/Süd ... 64
P51: Netzverstärkung Großgartach – Endersbach ... 66
P52: Netzverstärkung Herbertingen – Punkt Neuravensburg mit Abzweig Obermooweiler ... 68
P54: Netzverstärkung Irsching – Ottenhofen ... 70
P71: Netzausbau Audorf/Süd – Göhl/West ... 72
P84: Netzausbau Hamburg/Nord – Sahms/Nord ... 74
P113: Netzverstärkung Sahms – Krümmel ... 76
P116: Netzverstärkung Dollern – Ovenstädt ... 78
P203: Umstrukturierung Punkt Walstedde ... 80
P214: Netzverstärkung Gnewitz – Lubmin ... 81
P221: Interkonnektor Deutschland – Schweden (Hansa PowerBridge 1 und 2) ... 83
P223: Netzverstärkung Sahms/Nord – Güstrow ... 86
P228: Netzverstärkung Landesbergen – Liedingen ... 88
P231: Netzausbau Schenklengsfeld – Eiterfeld ... 90
P252: Netzverstärkung Marzahn – Wuhlheide ... 91
P302: Netzverstärkung Höpfingen – Hüffenhardt ... 92
P303: Netzverstärkung Großgartach – Hüffenhardt ... 94
P304: Netzverstärkung Kupferzell – Goldshöfe ... 96
P305: Netzverstärkung Dellmensingen – Goldshöfe ... 98
P309: Netzverstärkung Biblis/Groß-Rohrheim/Gernsheim/Biebesheim am Rhein – Hoheneck ... 100
P313: 2. Interkonnektor Deutschland – Belgien ... 102
P353: Leistungsflusssteuerung Waldeck ... 104
P359: Netzverstärkung Stendal/West – Wolmirstedt ... 105
P402: Netzausbau Westerkappeln – Gersteinwerk ... 107
P403: Netzverstärkung Hattingen – Bezirk Ronsdorf (Wuppertal) ... 109
P408: Netzverstärkung Punkt Günnigfeld – Hattingen ... 111
P421: Einführung Umspannwerk Trossingen ... 113
P450: Netzverstärkung Güstrow – Siedenbrünzow – Stendal/West ... 114
P462: Netzverstärkung Siersdorf – Verlautenheide ... 116
P464: Netzverstärkung Punkt Fraulautern – Diefflen ... 118
P470: Netzausbau Emden/Ost – Dörpen/West ... 120

P471: Netzausbau Großkrotzenburg/West – Griesheim 122
P472: Netzverstärkung Schwandorf – Regensburg 124
P473: Netzverstärkung Schwandorf – Pleinting 126
P474: Netzausbau Suchraum Burghausen – Suchraum Simbach 128
P475: Netzausbau Griesheim – Schwanheim 130
P476: Netzausbau Hochwöhrden – Stegau 132
P477: Netzverstärkung Landesbergen – Ohlensehlen 134
P478: Netzausbau Stegau – Alfstedt 136
P481: Netzverstärkung Großkrotzenburg/West – Raitersaich/West 139
P482: Netzverstärkung Suchraum Ludersheim/West – Schwandorf 141
P483: Leistungsflusssteuerung Suchraum Nüttermoor 143
P484: Leistungsflusssteuerung Suchraum Gambach 144
P485: Netzausbau Eula – Suchraum Marktleuthen 145
P486: Netzausbau Großkrotzenburg/West – Suchraum Bommersheim 147
P488: Netzverstärkung Oberbachern – Marienberg 149
P489: Netzausbau Inhausen/neu – Maade/neu 151
P490: Netzausbau Suchraum Petersgmünd – Suchraum Rotensohl 153
P491: Netzausbau Emden/Ost – Suchraum Emden/West (Rysum) 155
P500: Netzausbau Aschaffenburg – Urberach 157
P501: Netzverstärkung Gersteinwerk – Mengede 159
P502: Netzausbau Driesenbusch – Beeck 161
P503: Netzausbau Niederrhein – Driesenbusch 163
P504: Netzverstärkung Sechtem – Weißenthurm 165
P509/P701: Netzausbau Arpe – Kriftel 167
P528: Netzausbau Lauchstädt – Pulgar 169
P540: Netzausbau Vieselbach – Grafenrheinfeld 171
P551: Netzverstärkung Wahle – Emmerthal 173
P553: Leistungsflusssteuerung in der Leitung Wahle – Liedingen 175
P554: Netzausbau Suchraum Bargum – Suchraum Tarp 176
P555: Netzausbau Hardebek – Steinburg 178
P559: Netzausbau Würgassen – Twistetal 180
P601: Netzverstärkung Niederstedem – Bundesgrenze (LU) 182
P602: Netzverstärkung Bollenacker (Olefin) – Punkt Brühl 184
P606: Netzverstärkung Oberottmarshausen – Buchloe/Waal 186
P608: Leistungsflusssteuerung im Westerwald/Siegerland 188
P613: Netzverstärkung Polsum – Niederrhein 189
P614: Netzverstärkung Niederrhein – Walsum 191
P615: Netzverstärkung Weißenthurm – Punkt Metternich 193
P625: Netzausbau Streumen – Schmölln 195

P628: Netzverstärkung Lubmin – Malchow 197
P631: Netzverstärkung Marke – Lauchstädt 199
P634: Netzverstärkung Klostermansfeld – Querfurt 201
P635: Netzausbau Suchraum Grabowhöfe – Marke 203
P636: Netzausbau Suchraum Delitzsch – Eula 205
P637: Leistungsflusssteuerung Iven/West 207
P639: Leistungsflusssteuerung Eisenach 208
P642: Hybrider Interkonnektor Deutschland – Lettland/Litauen (Baltic-German PowerLink) 209
P650: Netzausbau Suchraum Salzwedel – Suchraum Osterburg 212
P654: Netzverstärkung Bertikow – Vierraden 214
P655: Netzverstärkung Thyrow – Suchraum Großbeeren 216
P656: Netzausbau Suchraum Ludwigslust – Suchraum Brunow 218
P675: Netzausbau Suchraum Markt Triefenstein – Großgartach 219
P677: Netzverstärkung Neurott – Hüffenhardt 222
P678: Interkonnektor Deutschland – Schweiz 224
P680: Leistungsflusssteuerung Höpfingen 227
P681: Leistungsflusssteuerung Rotensohl 228
P700: Hybrider Interkonnektor Deutschland – Vereinigtes Königreich (HansaLink) 229
P702: Netzverstärkung Kriftel – Bischofsheim 233
P703: Leistungsflusssteuerung in der Pfalz 235
P706: Netzausbau Schafberg – Kusenhorst 236
P707: Netzausbau Müschede/Wennigloh – Seckel 238
P709: Netzausbau Kusenhorst – Selbeck 240
P711: Netzverstärkung Oberzier – Niederstedem 242
P713: Netzausbau Meitingen – Suchraum Nordheim/Auchsesheim/Asbach-Bäumenheim/Mertingen 244
P715: Hybrider Interkonnektor Deutschland – Dänemark (TYSDAN) 246
P716: Hybrider Interkonnektor Deutschland – Norwegen 249
P717: Hybrider Interkonnektor Deutschland – Niederlande 254
P718: Interkonnektor Deutschland – Griechenland (Green Aegean) 256
P720: Netzverstärkung Dauersberg – Marxheim 258

IV VORLÄUFIGE PRÜFUNGSERGEBNISSE: OFFSHORE-ANBINDUNGEN UND OFFSHORE-VERNETZUNG 261

A Offshore-spezifische Vorgaben aus dem Szenariorahmen 262

B Vorgaben aus dem Flächenentwicklungsplan 263

C Zwischenergebnisse der Prüfung: Offshore 264

1. Ausbaubedarf an Anbindungssystemen 265
2. Landseitige Netzverknüpfungspunkte 266
3. Konsistenz mit dem landseitigen Übertragungsnetzausbau 267

Projekt NOR-6-4 268
Projekt NOR-12-3 269
Projekt NOR-12-4 270
Projekt NOR-14-1 271
Projekt NOR-14-2 272
Projekt NOR-16-1 273
Projekt NOR-16-2 274
Projekt NOR-16-3 275

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS 277
IMPRESSUM 279

I Verfahrensstand und Ablauf der Konsultation

Der erste Entwurf des NEP 2025-2037/2045 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern am 10.12.2025 veröffentlicht und zur Konsultation gestellt. Den anschließend von ihnen überarbeiteten zweiten Entwurf hat die Bundesnetzagentur am 16.03.2026 erhalten und prüft ihn seitdem.

Die Bundesnetzagentur beteiligt nun die Behörden, deren Aufgabenbereich berührt werden, und die Öffentlichkeit gemäß § 12c Abs. 3 EnWG in Verbindung mit maßgeblichen Bestimmungen des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG). Gegenstand dieser Beteiligung ist der zweite Entwurf des NEP 2025-2037/2045. Zum Umweltbericht findet im Rahmen der Strategischen Umweltprüfung im dritten Quartal 2026 eine eigene Öffentlichkeits- und Behördenbeteiligung statt. Etwaige Konsultationsbeiträge, die sich auf umweltfachliche Aspekte beziehen, bittet die Bundesnetzagentur in der Konsultation des Umweltberichts einzubringen.

Für die zweite Konsultationsrunde stellt die Bundesnetzagentur der Öffentlichkeit und allen Beteiligten unter anderem dieses Konsultationsdokument mit den vorläufigen Prüfungsergebnissen des NEP 2025-2037/2045 zur Verfügung. Es soll helfen, den komplexen Prozess der Erstellung und Genehmigung des NEP und die Bewertung einzelner Maßnahmen besser nachvollziehen zu können. Die Prüfungsergebnisse und mögliche Ergänzungen der Übertragungsnetzbetreiber während oder aufgrund der ersten Konsultationsrunde fließen zusammen mit den Inhalten und Erkenntnissen aus den Stellungnahmen der zweiten Konsultationsrunde in die abschließende Prüfung und Bestätigung des NEP 2025-2037/2045 ein.

Die vorläufigen Prüfungsergebnisse stellen eine momentane Einschätzung der Bundesnetzagentur dar. Mit der Einleitung der Konsultation sind die Prüfungen und erst recht die Meinungsbildung der Bundesnetzagentur keinesfalls abgeschlossen. Sie ist offen für Hinweise, neue Argumente und andere Lösungen. Ihre eigenen Berechnungen und Begleituntersuchungen setzt sie während der Konsultation fort.

Die Bundesnetzagentur bittet diejenigen, die eine Stellungnahme zum NEP abgeben möchten, kenntlich zu machen, auf welche Teile des zweiten Entwurfs zum NEP 2025-2037/2045 sie sich beziehen. Um die Inhalte einer Stellungnahme gründlich zu erfassen, ist es äußerst hilfreich, wenn aus ihr klar hervorgeht, ob es

beispielsweise um grundsätzliche Kritik an der Vorgehensweise oder um eine bestimmte Netzausbaumaßnahme geht.

Im NEP wird geprüft, welche wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Netzes für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind. Bei den einzelnen Streckenmaßnahmen bezieht sich eine Bestätigung immer auf konkrete Netzverknüpfungspunkte. Anfangs- und Endpunkt einer Leitung stehen damit fest. Konkrete Trassenverläufe oder konkrete Standorte für Nebenanlagen wie Konverter oder für neue Umspann- oder Schaltanlagen hingegen werden damit nicht vorweggenommen. Über diese Fragen wird in den nachfolgenden Fachplanungsverfahren entschieden.

Ebenfalls nicht vorgegriffen wird der Klärung von Fragen der späteren baulichen Ausführung einer Leitung oder der Bündelung von Infrastrukturen. Auch darüber wird erst in den nachfolgenden Fachplanungsverfahren entschieden.

Die Entwürfe der Übertragungsnetzbetreiber sowie die vorläufigen Prüfungsergebnisse der Bundesnetzagentur zum NEP 2025-2037/2045 werden auf den Internetseiten der Bundesnetzagentur veröffentlicht und liegen zudem vom 12.06.2026 bis zum 24.07.2026 am Standort der Bundesnetzagentur in Bonn (Tulpenfeld 4, 53113 Bonn) aus, wo sie nach vorheriger Anmeldung (per E-Mail an nep-2025@bnetza.de) eingesehen werden können. Behörden und Öffentlichkeit können sich bis zum 24.08.2026 äußern.

II Schritte der Netzentwicklungsplanung

Abschnitt II dieses Dokuments erläutert, wie die Übertragungsnetzbetreiber den Ausbaubedarf im Übertragungsnetz ermitteln und wie die Bundesnetzagentur bei der Prüfung des NEP-Entwurfs vorgeht. Die daraus abgeleiteten vorläufigen Prüfungsergebnisse werden in Abschnitt III für das landseitige Übertragungsnetz und in Abschnitt IV für die Offshore-Anbindungsleitungen dargestellt.

Der Ausbaubedarf im Übertragungsnetz wird im Wege eines mehrstufigen Prozesses ermittelt, der sich in regelmäßigen Abständen wiederholt. Der NEP Strom 2025-2037/2045 soll erneut überprüfen, welcher Netzausbau mittel- und langfristig erforderlich sein wird, um Treibhausgasneutralität zu erreichen, das Gesamtsystem auf erneuerbare Energien umzustellen, den Kohleausstieg zu verwirklichen und der Stärkung des europäischen Strommarkts für eine solidarische Energieversorgung Rechnung zu tragen.

Das Netz muss so ausgelegt werden, dass es die zukünftig zu erwartenden Transport- und Versorgungsaufgaben erfüllen kann. Der nötige Netzausbau hängt entscheidend von der künftig zu erwartenden Netzbelastung ab. Netzbereiche mit gleichbleibender oder sinkender Netzbelastung müssen nicht erweitert werden, da hier die vorhandene Transportkapazität ausreicht. Netzbereiche, in denen Netzbelastung und Transportbedarf steigen, so dass die bestehenden Kapazitäten überschritten werden, müssen dagegen optimiert, verstärkt oder ausgebaut werden.

Ausgangspunkt für die Netzentwicklungsplanung ist der sogenannte Szenariorahmen. Dieser dient wiederum als Grundlage für die darauffolgenden Schritte der Regionalisierung und der Marktmodellierung sowie der eigentlichen Netzberechnungen.

A Szenariorahmen

Der Szenariorahmen beschreibt mit verschiedenen Annahmen zu Erzeugung, Last und Verbrauch, wie sich die Energieversorgung Deutschlands zukünftig entwickeln könnte. Er zeigt dabei unterschiedliche mögliche Entwicklungspfade (Szenarien) auf.

Den für den NEP 2025-2037/2045 maßgeblichen Szenariorahmen 2025-2037/2045 hat die Bundesnetzagentur am 30.04.2025 genehmigt. Er enthält sechs Szenarien, jeweils drei beschreiben Entwicklungspfade bis zum Jahr 2037 bzw. bis zum Jahr 2045 mit vollständiger Klimaneutralität.

Die Entwicklungspfade beschreiben die Veränderung relevanter Eingangsdaten im Zeitverlauf. Das Ziel der Entwicklung ist das Erreichen der Klimaneutralität im Jahr 2045. Auf den jeweiligen Szenariopfaden hängen die Annahmen für das Jahr 2037 jeweils von den für das Jahr 2045 getroffenen Annahmen ab.

Im Szenariopfad A ist der angenommene Stromverbrauch deutlich geringer als in den übrigen Szenarien, da von einer geringeren bzw. verzögerten Elektrifizierung ausgegangen wird. Damit wird auch ein verzögerter Ausbau der erneuerbaren Energien unterstellt, der im Falle von Wind Onshore in zwei Ausprägungen untersucht wird. Die Nutzung von Wasserstoff im Energiesystem ist relativ hoch und Wasserstoff wird in allen Verbrauchssektoren verstärkt eingesetzt. Durch eine begrenzte Verfügbarkeit von erneuerbarem Strom durch einen verzögerten Ausbau ist die heimische Elektrolysekapazität jedoch begrenzt. Das bedingt, dass ein Großteil des Wasserstoffs importiert werden muss. CCS in Kraftwerken ist hier eine Option zur Dekarbonisierung. Eine Flexibilisierung des Stromverbrauchs wird angenommen, jedoch geringer als in den anderen Entwicklungspfaden. Zur Dekarbonisierung des Verkehrssektors und des Wärmesektors wird zwar zu größeren Teilen Strom eingesetzt, Wasserstoff kommt jedoch ebenfalls zum Einsatz. Von den in der Großverbraucherabfrage gemeldeten Projekten wird im Vergleich zu den anderen Szenarien die geringste Menge als realisiert angenommen und es werden nur Projekte berücksichtigt, die bereits eine Anschlusszusage erhalten haben oder einen deutlich fortgeschrittenen Genehmigungsstand aufweisen.

Der Szenariopfad B nimmt die direkte Elektrifizierung als maßgebliche Transformationsstrategie und einen effizienten Umbau des Energiesystems an, wobei der Stromverbrauch in allen Sektoren ansteigt. Der gesetzlich festgelegte Ausbaupfad der erneuerbaren Energien wird in diesem Szenario exakt eingehalten.

Im Szenariopfad C wird die ambitionierteste Transformation des Energiesystems mit starker Elektrifizierung in allen Sektoren und zusätzlich einem starken Ausbau der heimischen Elektrolysekapazität angenommen. Der in diesem Szenario erreichte Stromverbrauch stellt somit in beiden Zieljahren das Maximum im Vergleich der Szenarien dar. Auch wird im Szenariopfad C die höchste Flexibilisierung des Stromverbrauchs sowie eine zusätzliche Netzorientierung der flexiblen Verbraucher angenommen. Dem steht ein Ausbaupfad der erneuerbaren Energien gegenüber, der die gesetzlichen Ziele moderat übertrifft.

Nachfolgende Tabelle zeigt die im Szenariorahmen 2025-2037/2045 genehmigten Annahmen.

Energieträger	Referenz 2024	Szenario A 2037	Szenario B 2037	Szenario C 2037	Szenario A 2045	Szenario B 2045	Szenario C 2045
Installierte Leistung [GW]							
Thermische Kraftwerke	75,8	48,2	64,2	64,2	62,5	83,5	83,5
Pumpspeicher	9,9	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
Summe konventionelle Erzeugung	85,7	60,2	76,2	76,2	74,5	95,5	95,5
Wind Onshore	63,5	126,6/ 140,5	158,2	158,2	143,5	160,0	176,0
Wind Offshore	9,2	50,0	56,0	56,0	60,0	70,0	70,0
Photovoltaik	99,8	270,0	345,4	379,9	315,0	400,0	440,0
Biomasse	9,1	5,0	5,0	5,0	3,0	3,0	3,0
Wasserkraft	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6
sonstige regenerative Erzeugung	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Summe regenerative Erzeugung	187,1	457,2/ 471,1	570,2	604,7	527,1	638,6	694,6
Summe Erzeugung	272,8	517,4/ 531,3	646,4	680,9	601,6	734,1	790,1
Stromverbrauch [TWh]							
Nettostromverbrauch	464,4	774,8	956,7	994,2	868,7	1101,8	1195,1
Treiber Sektorenkopplung							
Elektromobilität [Anzahl in Mio.]	2,4	27,8	33,6	37,8	36,8	44,5	44,9
Power-to-Heat [GW]	0,8	9,5	25,3	22,2	16,4	26,1	23,3
Wärmepumpen (HH und GHD) [Anzahl in Mio.]	2,0	7,7	8,7	9,5	11,3	13,3	14,0
Elektrolyse [GW]	0,2	20,0	42,0	42,0	31,6	58,5	70,0
Weitere Speicher und nachfrageseitige Flexibilitäten [GW]							
Kleinbatteriespeicher	9,9	46,7	59,5	65,3	59,7	73,7	80,9
Großbatteriespeicher	1,7	41,1	67,6	94,1	41,1	67,6	94,1
DSM (Industrie und GHD)	1,4	4,6	7,7	8,7	8,4	12,9	14,5

B Regionalisierung

Um beurteilen zu können, welche konkreten Aufgaben das Übertragungsnetz für den Transport von Strom zwischen Erzeugern und Verbrauchern erfüllen muss, reicht es nicht aus, die Energiebilanzen beispielsweise auf Ebene der Bundesländer heranzuziehen. Im deutschen Übertragungsnetz gibt es ca. 450 Netzknoten, an denen Strom in das Höchstspannungsnetz aufgenommen oder ausgespeist wird. Für die Planung des Netzes ist zu ergründen, wieviel Erzeugung bzw. Verbrauch an elektrischer Energie über jeden einzelnen dieser Netzknoten läuft. Erzeugung und Verbrauch müssen regional so genau wie möglich aufgeschlüsselt werden. Dieser Schritt wird mit dem Begriff „Regionalisierung“ bezeichnet.

1. Regionalisierung der Erzeugung

Die Leistung einer bereits existierenden Erzeugungsanlage kann im Regionalisierungsmodell ohne weiteres einem Netzknoten zugeordnet werden. Schwieriger ist es, beispielsweise den Standort und die Leistung von Windparks oder neuen thermischen Kraftwerken, die bis zum Jahr 2037 bzw. 2045 gebaut werden, vorherzusagen. Abhängig von den verwendeten Erzeugungstechnologien kommen unterschiedliche Herangehensweisen zum Einsatz, um auch für zukünftige Anlagen eine Prognose erstellen zu können.

Für die erneuerbaren Energien werden deren regionalplanerisch ausgewiesenen Flächen berücksichtigt. Wenn diese Flächen nicht ausreichen oder beispielsweise für kleine PV-Anlagen keine regionalplanerische Ausweisung vorliegt, werden weitere Flächen auf Grundlage des regionalen Potenzials angenommen. Dabei werden die Flächen auf ihre Eignung untersucht, u.a. unter Berücksichtigung von Nutzungsart, Abstandsvorgaben, Schutzgebieten und Ertragspotenzial. Auf Grundlage dessen werden wahrscheinliche Standorte für zukünftig zu errichtende erneuerbare Erzeugungsanlagen ermittelt. Ergänzend werden die Daten aus dem Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur ausgewertet und so belastbare Informationen über Lage und Leistung der bereits errichteten sowie der in den nächsten Jahren geplanten neuen EE-Anlagen gewonnen. Beantragt beispielsweise der Betreiber eines in Planung befindlichen Windparks eine Anschlussleitung mit einer Kapazität von mehreren Megawatt, muss dies im Marktstammdatenregister gemeldet werden und es können Rückschlüsse gezogen werden, wo und wieviel Strom dieser Windpark zukünftig in das Netz einspeisen wird. Auch Anlagen, deren Erzeugung weniger volatil ist, wie z. B. Biomasse- oder Laufwasserkraftwerke werden in den Modellierungen berücksichtigt. Die Standorte dieser Anlagen ergeben sich dabei aus den schon heute vorhandenen Bestandsanlagen.

Für die Regionalisierung der Offshore-Windenergie werden die Angaben und die regionale Aufteilung aus dem Szenariorahmen berücksichtigt, welcher wiederum die Vorgaben des Flächenentwicklungsplans zur Ausschreibung zukünftiger Flächen in Nord- und Ostsee zugrunde liegen. Es wird also analysiert, über welche Anbindungsleitung wieviel Leistung wohin an Land transportiert wird. Die Netzverknüpfungspunkte zwischen Offshore-Anbindungsleitung und Übergang zum landseitigen Hochspannungsnetz sind dabei synchronisiert, damit die Einspeisung der Offshore-Windenergie räumlich und mengenmäßig korrekt in das Übertragungsnetz an Land übernommen wird.

2. Regionalisierung der Last

Die Lastzeitreihen (stündlich aufgelöster Bedarf an elektrischer Energie des betrachteten Jahres an einem Netzverknüpfungspunkt) für den NEP 2025-2037/2045 werden wie in den vorangegangenen Prozessen auf der Grundlage eines modellgestützten Ansatzes ermittelt.

Zunächst wird die nationale Stromnachfrage in allen Sektoren modelliert. Dabei werden auf Grundlage der Genehmigung des Szenariorahmens Annahmen zur technologischen Entwicklung berücksichtigt und sektorenspezifische Aktivitätsgrößen in die Zukunft projiziert. Das Ergebnis ist eine Veränderung der historischen Stromnachfragekurven der Sektoren. In der Summe ergibt sich die gesamtnationale Nachfragekurve, die die vorgegebene Jahresenergiemenge aus der Genehmigung des Szenariorahmens erfüllen muss. Diese wird mit sektoralen Verteilungsschlüsseln auf die Landkreise verteilt. In diesem Schritt werden zahlreiche landkreisscharfe Parameter wie die Anzahl der Haushalte, die regionale Bevölkerungsentwicklung, die Anzahl von Beschäftigten je Region und Sektor oder klimatische Faktoren berücksichtigt.

Um eine Berechnung der Leistungsflüsse im Übertragungsnetz zu ermöglichen, ist es im letzten Schritt erforderlich, die Landkreise bestimmten Netzknoten des Übertragungsnetzes zuzuordnen. Durch das Vorgehen entstehen regionale Lastzeitreihen, die nur noch begrenzt auf historischen Profilen basieren, sondern modellbasierte Prognosen darstellen.

Für neue Verbraucher, die sich in den historischen Lastkurven nur in geringem Maße widerspiegeln, werden ebenfalls modellbasierte Prognosen nach dem beschriebenen Verfahren erstellt. Dazu zählen neben Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen auch Speicher, die durch die Möglichkeit der Ein- und Ausspeicherung eine Sonderrolle einnehmen. Dies gilt ebenfalls für die Regionalisierung, welche sich am Aufkommen von PV-Aufdachanlagen für PV-Heimbatteriespeicher sowie am Aufkommen von Freiflächen-PV und Windenergieanlagen für Großbatteriespeicher orientiert. Die Modellierung des Ein- und Ausspeicherverhaltens folgt der Annahme, dass sich ein je nach Szenario unterschiedlicher prozentualer Anteil der Speicherkapazität marktorientiert verhält und damit insbesondere die Marktintegration von erneuerbaren Energien unterstützt.

Auch in diesem Prozess wurde der Strombedarf neuer geplanter Großverbraucher in Industrie, Gewerbe sowie von Elektrolyseurprojekten abgefragt. Die Bundesnetzagentur hat dazu eine eigene Abfrage bei Verteilernetzbetreibern und Übertragungsnetzbetreibern durchgeführt. Dabei wurden in erster Linie neue Stromverbraucher zur Dekarbonisierung der Industrie sowie neue Rechenzentren und Elektrolyseurprojekte gemeldet. Die Projekte wurden anschließend validiert und in den Szenarien in Abhängigkeit der Datenlage mit einer unterschiedlichen Realisierungswahrscheinlichkeit berücksichtigt.

In den betrachteten Zieljahren entsteht über die durch die Abfrage bekannten Projekte hinaus weiterer Strombedarf. Daher wird das Ergebnis der Abfrage vorrangig dazu genutzt, die oben beschriebene regionale Zuordnung des Stromverbrauchs zu verbessern. Zur Regionalisierung des Verbrauchs von Elektrolyseuren wurden die aus der Abfrage bekannten Projekte, welche auch die geförderten „Important Projects of Common European Interest“ (IPCEI)-Projekte enthalten, als „Onsite-Elektrolyse“ an den konkret bekannten Standorten angenommen.

In den betrachteten Zieljahren ist darüber hinaus eine nicht unerhebliche Menge an „Offsite"-Elektrolyse angenommen, bei welchen kein direkter räumlicher Zusammenhang mit einem Wasserstoffverbraucher besteht. Diese Elektrolyse-Projekte wurden so verortet, dass sie möglichst keine zusätzlichen Netzengpässe im Stromnetz verursachen. In Bezug auf den Netzausbaubedarf entspricht dies einer konservativen Annahme, da eine solche netzdienliche Verortung von „Offsite"-Elektrolyseuren bisher nicht durch Maßnahmen des Gesetzgebers sichergestellt wird. Das Endergebnis dieser Methodik steht dabei in Einklang mit der als Grundlage des geplanten Wasserstoff-Kernnetzes angenommenen Regionalisierung der Elektrolyseure. Die berücksichtigte Gesamtleistung ist sogar noch höher, was auch auf die weiter in der Zukunft liegenden Betrachtungsjahre (2037 und 2045 statt 2032) zurückzuführen ist.

C Marktmodellierung

Sowohl die Produktion als auch der Verbrauch von Strom unterliegen gewissen Schwankungen. Das gilt insbesondere für die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien, die stark wetterabhängig sind. Erzeugung und Verbrauch müssen also in Einklang gebracht werden. Daraus entsteht eine Vielzahl von Situationen, die ein Übertragungsnetz bewältigen können muss. Zugleich ist dies der Grund dafür, dass eine einzelne Leitung mal stärker, mal schwächer ausgelastet wird.

Die Netzentwicklungsplanung muss also neben der regionalen Zuordnung von Erzeugung und Verbrauch auch eine zeitliche Dimension berücksichtigen. Zur Berechnung der zukünftigen Transportaufgabe muss für jede Stunde der Betrachtungsjahre die Ein- und Ausspeisung an den Netzknoten im europäischen Stromübertragungsnetz prognostiziert werden. Dies erfolgt mittels einer Marktsimulation durch ein Optimierungsmodell. Die Annahmen aus dem Szenariorahmen zur Regionalisierung der Last und erneuerbaren Erzeugung sowie Informationen über den zukünftigen Kraftwerkspark werden dem Modell dabei als exogene Eingangsdaten zur Verfügung gestellt. Das Modell berechnet den optimalen blockscharfen Einsatz des disponiblen Kraftwerksparks, den Einsatz von Speichertechnologien und Flexibilitäten, sowie den resultierenden Handel zwischen den Marktgebieten. Das Ergebnis zeigt für jede Stunde ein kostenoptimales System, wobei Angebot und Nachfrage jederzeit ausgeglichen sind. Im Folgenden werden die Eingangsdaten, der Modellansatz und die Handelskapazitätsberechnungen näher beschrieben, um die Modellierungskette zu erläutern.

Bei den Eingangsdaten muss zwischen Deutschland und dem europäischen Ausland unterschieden werden. Für das Inland werden die Annahmen aus dem Szenariorahmen entnommen. Dadurch ergeben sich sechs verschiedene Eingangsdatensätze, welche zu unterschiedlichen Marktergebnissen führen. Die Daten für das europäische Ausland werden für alle Szenarien dem TYNDP Szenario „National Trends +“ entnommen.

Die regionalisierten Erzeugungs- und Verbrauchsleistungen werden zu Zeitreihen transformiert, um stundenscharfe Daten an den Netzverknüpfungspunkten zu erhalten. Bei der dargebotsabhängigen Erzeugung aus Windenergie und Photovoltaik wird zur Berechnung das Wetterjahr 2012 herangezogen, welches sich durch ein ausgewogenes Wetterprofil ohne überlagerte Extremwetterlagen auszeichnet. Für Windenergie- und PV-Anlagen lassen sich anhand der erwarteten Windgeschwindigkeiten bzw. der solaren Strahlungsstärken mit Hilfe der Anlagendaten (Masthöhen, Gleichzeitigkeitsfaktor durch ungünstige Ausrichtungswinkel, Abschattungseffekte) die volatilen Erzeugungszeitreihen berechnen. Aufgrund sehr geringer Grenzkosten folgt eine Einspeisung durch diese Erzeugungsanlagen, wann immer das Wetter dies ermöglicht und der Strom nachgefragt wird. Stellen die erneuerbaren Energien mehr Strom zur Verfügung als gerade nachgefragt wird, wird ihre Einspeisung im Modell entsprechend der geringeren Nachfrage anteilig reduziert. Die Eingangsdaten enthalten Angaben über den Kraftwerkspark inklusive der kraftwerkstechnischen Restriktionen (z.B. An- und Abfahrrampen, Mindesteinsatz- und Stillstandzeiten und Mindestleistungen) und zugehöriger ökonomischer Parameter (z.B. variable Kosten, Anfahrkosten, Teillastwirkungsgrad). Außerdem umfassen die Eingangsdaten zeitscharfe Informationen zu den Flexibilitäten, den Handelskapazitäten und den Zuflüssen.

Das Marktmodell simuliert auf Basis dieser Eingangsdaten den Kraftwerks- und Speichereinsatz, die Flexibilitäten und die Handelsflüsse, damit das Angebot die Nachfrage zu jeder Stunde kostenoptimal deckt. Zu diesem Zweck wird ein Optimierungsmodell aufgebaut, welches eine systemweite Minimierung der Kostenfunktion unter Beachtung sämtlicher Randbedingungen verfolgt. Eine stets geltende Randbedingung ist dabei die Ausgeglichenheit zwischen Erzeugung und Verbrauch. Das Optimierungsproblem wird aufgrund der Komplexität in sequenzielle Zeitscheiben aufgeteilt, welche jeweils 168 Stunden – also eine Woche – umfassen. Die Werte der letzten Stunde (z.B. die Speicherfüllstände) werden dann an die folgende Zeitscheibe als Startwerte übergeben.

Das Modell ermittelt den optimalen Kraftwerkseinsatz hinsichtlich möglichst geringer Systemkosten. Durch die Betrachtung der wirtschaftlichen Kennzahlen aller verfügbaren Anlagen ergibt sich zu jeder Stunde eine Einsatzreihenfolge entlang der Grenzkostenkurve ('Merit-Order'). Grundsätzlich kommen zwar die Erzeuger mit den günstigsten Kosten bis zur Deckung der Last zum Einsatz, allerdings wird die Reihenfolge unter fortschreitendem EE-Ausbau zunehmend dadurch geprägt, dass zum einen vermehrt Situationen auftreten können, in denen die erneuerbaren Energien bereits mehr produzieren könnten als gerade nachgefragt wird. Zum anderen werden die verbliebenen konventionellen Kraftwerke auf CO_2-neutrale Brennstoffe umgestellt. Diese Kraftwerke weisen dann im Modell sehr ähnliche bzw. gleiche Grenzkosten auf, so dass teilweise eine sehr flache Grenzkostenkurve entsteht.

Die Optimierung der Flexibilitäten erfolgt ebenfalls über einen kostenminimalen Einsatz unter Beachtung technischer Restriktionen. Es wird unterschieden zwischen abschaltbaren, zuschaltbaren und verschiebbaren Lasten. Der Einsatz der Speicher folgt einer möglichst großen Kostenminimierung unter der Beachtung von Zuflussmengen und Speicherfüllständen. Zur Ermittlung der Speicherwasserfüllstände wird ein vorgelagerter vereinfachter Marktlauf über ein ganzes Jahr durchgeführt, um saisonale Effekte zu berücksichtigen.

Sollte es dem Modell zu einer Stunde nicht möglich sein, den Verbrauch zu decken, wird auf sogenannte lastnahe Reserven zurückgegriffen, welche die notwendige Leistung bereitstellen. Gegenteilig kann es zu nicht integrierbarer Leistung aus erneuerbaren Energien kommen. Wenn alle Möglichkeiten zur Integration ausgeschöpft sind, wird die Einspeiseleistung reduziert.

Zur Deckung der Nachfrage bildet sich für jedes Marktgebiet ein Preis, der aus den Flexibilitäten sowie Speicher- und Kraftwerkseinsätzen resultiert. Im europäischen Strombinnenmarkt kann diese Nachfrage ebenso durch grenzüberschreitenden Handel über Marktgebiete hinweg gedeckt werden. Unter Beschränkung einer Handelskapazität führt der Austausch zu konvergierenden Preisen und einer effizienten Nutzung der Erzeugungstechnologien.

Zur Berechnung der verfügbaren Handelskapazität setzt das Marktmodell auf die lastflussbasierte Kapazitätsberechnung (FBMC) innerhalb der Central-Europe-Region Der wesentliche Unterschied zu der Verwendung von NTCs besteht darin, dass verfügbare Kapazitäten nicht zwischen Marktgebieten, sondern auf sogenannten „kritischen Zweigen“ vorgegeben werden. Als kritische Zweige werden diejenigen Leitungen definiert, die durch den Handel besonders stark belastet werden. Die aufgrund der handelsseitig ausgetauschten Strommengen resultierenden Leistungsflüsse auf diesen Leitungen dürfen die vorgegebenen Kapazitätswerte nicht übersteigen. Es handelt sich daher um eine leitungsscharfe Vorgabe von Kapazitäten für den Handel. Als kritische Zweige im FBMC werden dabei im NEP ausschließlich Leitungen zwischen den Marktgebieten (Interkonnektoren) berücksichtigt.

Nach dem europäischen Rechtsrahmen müssen mindestens 70 % der thermischen Kapazität der Leitung dem grenzüberschreitenden Handel zur Verfügung gestellt werden. Bei DC-Leitungen kann dagegen die volle Kapazität für die Netzplanung angenommen werden.

Durch die Ergebnisse der Regionalisierung und der Marktsimulation entstehen stunden- und netzknotenscharfe Modelle, an welchen Orten in den betrachteten Jahren 2037 bzw. 2045 zu welchen Zeitpunkten wie viel Strom produziert und verbraucht bzw. importiert oder exportiert wird. Im Ergebnis definiert die Marktmodellierung damit für alle 8760 Stunden der modellierten Jahre die Transportaufgabe, deren Auswirkung auf das Netz in der Netzberechnung ermittelt werden kann.

D Netzberechnung und -planung

Aus den Ergebnissen der Marktmodellierung ergibt sich die Übertragungsaufgabe für das Stromnetz. Während die Marktmodellierung Einspeisung und Verbrauch vorgibt, wird im nächsten Schritt berechnet, welchen Einfluss die Marktergebnisse auf das Netz haben. Physikalisch betrachtet muss die Menge des in das Netz eingespeisten Stroms zu jedem Zeitpunkt genauso groß sein wie die Menge des aus dem Netz entnommenen Stroms. Dies gilt für den Betrieb eines jeden Stromnetzes und muss daher auch in der Planung von Stromnetzen berücksichtigt werden.

Ein weiterer physikalischer Grundsatz ist, dass Strom immer den Weg des geringsten Widerstandes geht. Das bedeutet, dass bei zwei parallelen Leitungen mit unterschiedlichen Widerständen mehr Strom über diejenige Leitung fließt, die den niedrigeren Widerstand hat. Der Stromfluss in einem großen Netz wie dem deutschen Übertragungsnetz kann dadurch also in der Regel nicht gesteuert werden (zur Ausnahme von dieser Regel siehe Abschnitt II E 1.3). Der Strom fließt entsprechend der physikalischen Gegebenheiten der einzelnen Leitungen von den Erzeugern zu den Verbrauchern und zwar so, dass zu jedem Zeitpunkt Erzeugung und Verbrauch ausgeglichen sind.

Bei der Planung eines Stromnetzes wird das beschriebene reale Verhalten des Stromflusses mit Hilfe eines Simulationsprogramms abgebildet. In dem eingesetzten Simulationsprogramm wird das Netz mit seinen Betriebsmitteln, wie den unterschiedlichen Leitungen und den Knotenpunkten der Leitungen (Schaltanlagen und Umspannwerke) simuliert. Außerdem sind im simulierten Netz Einspeisepunkte und Verbrauchspunkte dargestellt. Um auf dem simulierten Netz nun Berechnungen durchführen zu können, werden noch Werte für die Einspeise- und Verbrauchspunkte benötigt. Diese Werte ergeben sich wie in den Abschnitten II B und II C beschrieben aus der vorher durchlaufenen Regionalisierung und Marktmodellierung. Es handelt sich um stundenscharfe Werte für jeden Einspeise- und Verbrauchsknoten des simulierten Netzes. Nach dem Einlesen der Einspeise- und Verbrauchswerte in das Simulationsprogramm können anschließend sogenannte Lastflussberechnungen durchgeführt werden.

Im Marktmodell werden alle 8760 Stunden des Zieljahres berechnet. Das Ergebnis des Markmodells ist vergleichbar einer großen Tabelle, bei der in den Spaltenüberschriften alle Einspeise- und Lastpunkte des Netzes stehen und in den Zeilenüberschriften alle 8760 Stunden. Dem Tabelleninhalt ist demnach die Einspeisung und der Verbrauch für jede Stunde des Jahres den Knoten des Netzes zugeordnet. Für das simulierte Netz ergeben sich durch Einlesen dieser Markttabellen und anschließender Lastflussberechnung (also dem simulierten Ausgleich von allen Erzeugungen und Verbrauchern) ebenfalls 8760 Zustände, sogenannte Netznutzungsfälle (NNF). Die Gesamtheit dieser Betriebszustände muss in die Prüfung einbezogen werden.

Der Lastflussberechnung liegt ein mathematischer Algorithmus zugrunde, durch den die Stromflüsse im Übertragungsnetz, die sich aus den in der Marktmodellierung ermittelten Ein- und Ausspeisungen an den über 5000 Netzknoten (gesamteuropäisches Netz) resultieren, berechnet werden können. Diese Berechnungen ergeben für jede Leitung des Übertragungsnetzes für jede berechnete Stunde einen Belastungswert, angegeben in einem prozentualen Verhältnis zu der maximalen thermischen Stromtragfähigkeit der Leitung.

E Praktische Umsetzung und Prüfung

Aufbauend auf den einzelnen Szenarien des genehmigten Szenariorahmens nehmen die Übertragungsnetzbetreiber die Regionalisierung und die Marktmodellierung vor und legen ihre Ergebnisse dem Entwurf des NEP zugrunde. Darin identifizieren sie die aus ihrer Sicht für die zukünftige Aufgabe der Stromübertragung erforderlichen Maßnahmen. Die Bundesnetzagentur prüft jeden dieser Schritte im Einzelnen nach.

1. Planungsgrundsätze und Vorgehensweise in der Netzmodellierung

Die von den Übertragungsnetzbetreibern angewandten „Grundsätze für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes“ berücksichtigen die derzeit geltenden gesetzlichen und anerkannten fachlichen Anforderungen an den Netzbetrieb und die Netzplanung in Deutschland.

1.1 (n-1)-Sicherheit

Ein wichtiger netzplanerischer Grundsatz ist die sogenannte (n-1)-Sicherheit. Er besagt, dass es bei Ausfall eines Betriebsmittels (z.B. einer Leitung) nicht zu Überlastungen im Netz kommen darf. Da dieser Grundsatz beim Betrieb des Übertragungsnetzes immer eingehalten werden muss, wird dies auch bei der Planung der Stromnetze und damit auch im NEP berücksichtigt. Der maximale Belastungswert sämtlicher Betriebsmittel muss also auch bei Ausfall eines Betriebsmittels unter 100 % bleiben. Wenn nicht, hätte der Ausfall eines Betriebsmittels die Überlastung eines weiteren zur Folge, so dass auch dieses ausfiele. So könnten Kettenreaktionen entstehen, die großräumige Stromunterbrechungen nach sich zögen.

1.2 NOVA-Prinzip

Welche Maßnahmen zum Beheben von Überlastungen erforderlich sind, wird abgestuft nach dem NOVA-Prinzip ermittelt. Es besagt, dass im Grundsatz erst Maßnahmen zur Netzoptimierung ausgeschöpft werden müssen, bevor Netzverstärkungsmaßnahmen oder – falls erforderlich – der Ausbau des Netzes in Betracht kommt.

Unter den Begriff Netzoptimierung fallen eine Reihe verschiedener Maßnahmen, die im bestehenden Netz durchgeführt werden können. Eine Optimierung kann beispielsweise darin bestehen, die Spannung einer technisch bereits entsprechend ausgerüsteten, aber lediglich mit 220 kV betriebenen Freileitung auf 380 kV zu erhöhen. Auch das sogenannte Freileitungsmonitoring (FLM) wirkt optimierend, indem bestehende Leitungen abhängig von der herrschenden Witterung ausgelastet werden. Bei Wind oder kühlen Außentemperaturen können Leiterseile mehr Strom übertragen. Weiterhin können lastflusssteuernde Elemente zur optimalen Ausnutzung der Bestandsnetze eingesetzt werden.

Netzverstärkungen sind der (bauliche) Austausch oder die Erweiterung bestehender Betriebsmittel: in Anlagen, durch Umbeseilung einer bisher nur auf 220 kV ausgelegten Leitung auf 380 kV, ferner durch Umbeseilung mit Hochstrom- oder Hochtemperaturleiterseilen, durch Installation zusätzlicher Stromkreise auf bestehenden Masten oder durch Neubau von Leitungen mit höherer Übertragungskapazität in bestehenden Trassen. Für den Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen plant die Bundesregierung mit dem "Entwurf eines Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften" eine weitest mögliche Beschleunigung und Vereinfachung.

Unter Netzausbau im engeren Sinn wird die Erweiterung des Netzes durch zusätzliche Umspannwerke und Schaltanlagen bzw. durch zusätzliche Leitungen in neuen Trassen verstanden.

Einen solchen Ausbau schlagen die Übertragungsnetzbetreiber dann vor, wenn Optimierungen bzw. Verstärkungen nicht ausreichen oder aus anderen Gründen nicht in Betracht kommen. Bestehende Leitungen lassen sich schon wegen immissionsschutzrechtlicher Grenzwerte nicht überall durch Hochstrom-, oder Hochtemperaturleiterseile ersetzen. Ebenso sind einer Netzverstärkung durch Bündelung Grenzen gesetzt, wo anschließend zu viel Leistung über eine einzige Trasse transportiert würde oder eine Überbeanspruchung der räumlichen Umgebung drohte.

Netzoptimierungen, welche nicht explizit als Maßnahmen beantragt werden müssen, wie beispielsweise FLM, werden, soweit sie technisch möglich und rechtlich zulässig sind, in der NEP-Prüfung als durchgeführt vorausgesetzt. So wird beispielsweise durch entsprechende Konfiguration der Datensätze unterstellt, dass im Zieljahr flächendeckend FLM stattfindet. Auch lastflusssteuernde Maßnahmen zur optimalen Ausnutzung der Bestandsnetze werden bereits in der Planung ebenso wie eine optimale Netztopologie vorausgesetzt. Gleichwohl sind neu zu errichtende Maßnahmen wie beispielsweise Phasenschiebertransformatoren grundsätzlich Teil des NEP und unterliegen einer Prüfung durch die Bundesnetzagentur.

1.3 Lastflusssteuernde Maßnahmen

In einem vermaschten Übertragungsnetz nimmt Strom physikalisch bedingt grundsätzlich immer den Weg des geringsten Widerstands. Dieser Effekt lässt sich durch technische Maßnahmen kompensieren, so dass der Lastfluss über die einzelnen Leitungen bis zu einem gewissen Grad beeinflusst und gesteuert werden kann. Die Wirkung dieser Maßnahmen ist gedanklich vergleichbar mit der eines Ventils. Sie können die Übertragungsfähigkeit der einzelnen Leitungen nicht vergrößern, aber die Belastungen im Netz so „verschieben“, dass es insgesamt besser genutzt wird und damit die Transportkapazität insgesamt erhöht werden kann. Die gleichmäßigere und effektivere Nutzung kann dann im Einzelfall einen Verzicht auf zusätzlichen Netzausbau ermöglichen.

Die wesentlichen von den Übertragungsnetzbetreibern im NEP 2025-2037/2045 vorgeschlagenen lastflusssteuernden Betriebsmittel sind sogenannte Phasenschiebertransformatoren (PST), es sind jedoch auch andere technische Möglichkeiten denkbar, beispielsweise Betriebsmittel basierend auf Leistungselektronik.

1.4 Engpassfreiheit und Redispatch

Planerisch gesehen ist das Netz durch die Übertragungsnetzbetreiber zunächst weitgehend engpassfrei auszulegen, weil es später in der Lage sein muss, den erzeugten Strom aufzunehmen und nachfragegerecht zum Verbraucher zu transportieren.

Seit dem NEP 2019-2030 haben die Übertragungsnetzbetreiber das Netz bewusst nicht vollständig engpassfrei geplant, um Raum für mögliche Innovationen bei Betriebsmitteln oder in der Betriebsführung zu lassen, die mittel- bis langfristig Netzausbau ersetzen könnten. Das richtige Maß an Engpassfreiheit in der Netzplanung ist dabei jedoch sehr schwer zu bestimmen. Sollten die erhofften Innovationen nicht eintreten, führt ein dadurch unterdimensioniertes Netz zu erheblichen Engpassmanagementkosten.

Das Ergebnis der Überprüfung und Bestätigung der vorgeschlagenen Maßnahmen kann daher durch eine andere Einschätzung der Bundesnetzagentur durchaus von dem Vorschlag der Übertragungsnetzbetreiber abweichen, ist aber ebenso wenig ein im dargestellten Sinne engpassfreies Netz.

Die Bundesnetzagentur lässt bei ihrer Prüfung in zweierlei Hinsicht Raum für Innovationen: Zum einen werden innovative Technologien, deren Umsetzung bereits heute realistisch erscheint, allen Netzanalysen zugrunde gelegt. Davon umfasst sind die Anwendung des Freileitungsmonitorings (FLM), die Verwendung von Hochtemperaturleiterseilen (HTL), der optimale Einsatz von Phasenschiebertransformatoren und HGÜ-Konvertern, die es ermöglichen, das bestehende Netz optimal auszunutzen, soweit es nach aktuellem Stand möglich erscheint. Folglich sollten diese Technologien schnellstmöglich umgesetzt werden, da sie bereits in der Planung vorausgesetzt sind. Andernfalls wäre das Netz für die Herausforderungen der Zieljahre unterdimensioniert.

Zum anderen geht die Bundesnetzagentur davon aus, dass ein bestimmtes Maß an verbleibenden Engpässen durch zukünftige Innovationen behoben werden könnte. Hierbei ist jedoch zu beachten, dass es nicht sinnvoll ist, solche Engpässe, die nach dem NOVA-Prinzip verhältnismäßig leicht behebbar sind (bspw. durch Umbeseilung auf HTL), mit der Erwartung zukünftiger Innovationen bestehen zu lassen.

Ferner muss davon ausgegangen werden, dass im realen Netzbetrieb Engpässe auftreten, die in der Planung nicht berücksichtigt werden können. Durch Bau- und Wartungsmaßnahmen sowie beim Auftreten von Mehrfachfehlern (gleichzeitiger Ausfall mehrerer Betriebsmittel) stehen die Übertragungsnetzbetreiber in der Praxis vor Situationen, die über die Netzauslegung in der Planung hinausgehen. Es kann dann später zu einem Engpass kommen, sofern nicht zuvor in einem weiteren Zyklus der Netzentwicklungsplanung entweder eine bereits vorgeschlagene Maßnahme doch noch bestätigt werden kann oder eine innovative Maßnahme zur Behebung des Engpasses identifiziert wird. Ist dies nicht der Fall, müsste der Engpass durch Redispatch behoben werden. Für den Fall, dass keine innovativen Maßnahmen identifiziert werden können, darf das Maß an verbleibenden Engpässen im Zieljahr deshalb nicht zu groß werden. Nur so kann sichergestellt werden, dass einerseits der Netzausbau auf das erforderliche Maß begrenzt wird und andererseits ein sicherer Netzbetrieb nicht gefährdet wird. Insofern wird bei der Netzplanung zwar Redispatch nicht als Planungsinstrument eingesetzt, jedoch im Rahmen der beschriebenen Grenzen bewusst in Kauf genommen.

2. Netzbezogene Begriffe und ihre Bedeutung

In der Netzentwicklungsplanung wird zwischen dem sogenannten Startnetz und dem sogenannten Zubaunetz unterschieden, die zusammen ein Zielnetz bilden.

2.1 Startnetz

Die Netzausbauplanung muss an einem bestimmten Ausgangspunkt ansetzen, dem sogenannten Startnetz. Dieses Startnetz bildet das Netzmodell, von dem ausgehend alle weiteren Prüfungen durchgeführt werden. Maßgebender Zeitpunkt für die Einordnung als Startnetz ist die Vorlage des zweiten Entwurfs des NEP durch die Übertragungsnetzbetreiber. Nach diesem Zeitpunkt sollte im laufenden Prozess keine Änderung des Startnetzes mehr stattfinden.

Bisher haben sich Vorhaben des Bundesbedarfsplans, für die eine notwendiges Raumordnungs- oder Bundesfachplanungsverfahren durchlaufen haben und für die bereits Anträge auf Planfeststellung vorliegen, selbst nach mehrmaliger Prüfung über die verschiedenen Netzentwicklungspläne hinweg als robust auch

gegenüber mitunter merklich veränderten Rahmenbedingungen erwiesen. Daher besteht das Startnetz hinsichtlich landseitiger Streckenmaßnahmen aus dem zum Zeitpunkt der Prüfung jeweils vorhandenen Übertragungsnetz und den im Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) vorgesehenen Leitungen, für die der Gesetzgeber die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und den vordringlichen Bedarf bereits vor der Schaffung der Netzentwicklungsplanung festgestellt hatte. Zudem zählen auch im NEP bestätigte und in das Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) aufgenommene Maßnahmen zum Startnetz, sobald für sie ein Antrag auf Planfeststellung vorliegt. Bei begründetem Anlass wird die Bundesnetzagentur jedoch den Bedarf einer Maßnahme noch einmal nachprüfen, auch wenn sie ansonsten die Voraussetzungen einer Übernahme ins Startnetz erfüllt. Dies kann beispielsweise dann der Fall sein, wenn für eine Maßnahme zwar bereits ein Antrag auf Planfeststellung gestellt wurde, die Maßnahme jedoch erst im Rahmen eines einzigen Netzentwicklungsplanprozesses durch die Bundesnetzagentur geprüft und bestätigt wurde.

Offshore-Anbindungsleitungen werden hingegen erst mit der Beauftragung des Anbindungssystems zu einem Teil des Startnetzes. Der Unterschied zu den landseitigen Streckenmaßnahmen liegt darin begründet, dass die Planfeststellungsverfahren bereits vor der Feststellung der Eignung der Offshore-Flächen für die Gewinnung von Windenergie beginnen, welche durch die jeweilige Anbindung erschlossen werden sollen.

2.2 Zubaunetz und Zielnetz

Alle übrigen Maßnahmen im Sinne des § 12b EnWG, die nicht Teil des Startnetzes sind, werden im NEP als Zubaumaßnahmen bezeichnet und bilden ein sogenanntes Zubaunetz.

Das Startnetz und das jeweils betrachtete Zubaunetz (also die Summe bestimmter Zubaumaßnahmen) ergeben zusammen ein Zielnetz. Betrachtet man ein bestimmtes Szenario, ergibt sich ein Zielnetz mit allen von den Übertragungsnetzbetreibern für dieses Szenario vorgeschlagenen Maßnahmen (z.B. das Zielnetz B 2037).

2.3 Anschlussmaßnahmen

Bei Maßnahmen zur Herstellung oder Erweiterung eines Netzanschlusses handelt es sich um Maßnahmen im Zusammenhang mit der Herstellung des Netzanschlusses eines Stromeinspeisers, eines Verbrauchers (Bsp.: Anschlussleitungen) oder eines unterlagerten Verteilernetzbetreibers (Bsp.: vertikale Punktmaßnahmen; siehe Punkt II E 3.9). Dies gilt selbst dann, wenn der Erzeuger oder Verbraucher außerhalb des deutschen Hoheitsgebiets verortet ist, aber einen unmittelbaren Anschluss an das deutsche Elektrizitätsversorgungsnetz begehrt.

Anschlussmaßnahmen werden nicht im NEP geprüft und bestätigt. Die Rechtslage für Anschlüsse richtet sich alleine nach § 17 EnWG und darauf aufbauenden Verordnungen wie der Verordnung zur Regelung des Netzanschlusses von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie (KraftNAV). Eine Ausnahme bilden Offshore-Anbindungssysteme für Windparks auf See innerhalb der deutschen Ausschließlichen Wirtschaftszone, die gesetzlich nicht als Teil des Netzanschlusses definiert werden und damit ausdrücklich Teil des NEP sind.

3. Vorgehensweise der Bundesnetzagentur

Die Bundesnetzagentur prüft jeden einzelnen Schritt der Netzentwicklungsplanung, der sich an die Genehmigung des Szenariorahmens anschließt (siehe Abschnitte II B bis II D), nach. In den folgenden Unterabschnitten wird die Vorgehensweise zur Überprüfung der unterschiedlichen Eingangsgrößen und der eingereichten Projekte durch die Bundesnetzagentur beschrieben.

Neben den eigenen Berechnungen schreibt die Bundesnetzagentur zusätzlich unabhängige wissenschaftliche Gutachten aus, deren Ergebnisse in die Bewertung des NEP einfließen. Für die Prüfung des NEP 2025-2037/2045 erhielt der Lehrstuhl für Energiewirtschaft der der Universität Duisburg-Essen in einem öffentlichen Ausschreibungsverfahren den Zuschlag als Gutachter.

Wie in Abschnitt II D erläutert werden die Netzberechnungen im Rahmen des NEP mithilfe eines simulierten Netzes durchgeführt. Für die Netzmodellierung nutzen die Übertragungsnetzbetreiber und auch die Bundesnetzagentur ein vollständiges Modell des deutschen Übertragungsnetzes. Die Kopplungen mit den angrenzenden Netzen werden mittels geeigneter und mit den anderen europäischen Übertragungsnetzbetreibern abgestimmter Parameter abgebildet. Die Übertragungsnetze der unmittelbar an Deutschland grenzenden Länder sind ebenfalls so weit wie möglich netzknotenscharf abgebildet. Für die elektrotechnische Überprüfung der von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Maßnahmen nutzt die Bundesnetzagentur wie bisher INTEGRAL und andere fachlich anerkannte Software. Die Datenbasis, d.h. die Informationen über das vorhandene oder im Bau befindliche Netz und dessen Leistungsvermögen, also der technischen Eigenschaften der Leitungen, Schaltanlagen, Umspannwerke und sonstigen Betriebsmittel, ist grundsätzlich die gleiche wie die von den Übertragungsnetzbetreibern verwendete. Das schließt leichte Abweichungen im Detail nicht aus, die beispielsweise vorkommen können, wenn einzelne Anlagen zwischenzeitlich geändert und die Datensätze noch nicht entsprechend angepasst wurden. Die Bundesnetzagentur überprüft die von den Übertragungsnetzbetreibern eingereichten Datensätze, klärt Unstimmigkeiten, stellt Rückfragen zu Auffälligkeiten und korrigiert nichtzutreffende Daten oder Eingangsparameter. Auf dieser Grundlage erstellt sie einen Prüfungsdatensatz, anhand dessen sie Ausbaumaßnahmen beurteilt.

Um die Einspeiseleistung aus Kraftwerken und erneuerbaren Anlagen im Netzmodell abbilden zu können, müssen die entsprechenden Anschlussleitungen als Teil der Eingangsparameter unterstellt werden. Wie in Abschnitt II E 2.3 erläutert, sind solche Anschlüsse grundsätzlich nicht Teil der Prüfung und Bestätigung des NEP. Eine Ausnahme bilden Offshore-Anbindungssysteme, die explizit Teil des NEP sind. Insbesondere die Wahl der landseitigen Netzverknüpfungspunkte ist ein zentraler Eingangsparameter für die landseitigen Netzberechnungen. Die vorläufigen Ergebnisse zu den Offshore-Anbindungssystemen werden später in Abschnitt IV im Einzelnen erläutert.

Wie in Abschnitt II E 2.1 beschrieben, setzt die Prüfung der Bundesnetzagentur auf das sogenannte Startnetz auf. Die folgende Tabelle enthält informatorisch die Streckenmaßnahmen, die im NEP 2025-2037/2045 von der Bundesnetzagentur als Startnetz identifiziert und zugrunde gelegt wurden:

Projekt	Netzverknüpfungspunkte
50HzT-003	Bertikow – Neuenhagen
50HzT-003	2. Einschleifung Vierraden
50HzT-007	Neuenhagen – Wustermark
50HzT-035	Netzanschluss PSW Leutenberg
50HzT-P34	Perleberg – Stendal/West – Wolmirstedt
50HzT-P34	Parchim/Süd – Perleberg
50HzT-P34	Güstrow – Parchim/Süd
50HzT-P36	Bertikow – Pasewalk
50HzT-P37	Vieselbach – Landesgrenze Thüringen/Hessen
50HzT-P38	Pulgar – Geußnitz (Abschnitt Ost)
50HzT-P38	Geußnitz – Bad Sulza (Abschnitt Mitte)
50HzT-P38	Bad Sulza – Vieselbach (Abschnitt West)
50HzT-P39	Röhrsdorf – Weida
50HzT-P39	Weida – Remptendorf
50HzT-P150	Wolkramshausen – Vieselbach
50HzT-P150	Suchraum Stadt Schraplau/Gemeinde Obhausen – Wolkramshausen
50HzT-P180	Marzahn – Friedrichshain – Mitte – Charlottenburg – Reuter – Teufelsbruch (Kabel)
50HzT-P221	Güstrow – Südschweden (Hansa PowerBridge)
P221	Güstrow – Südschweden (Hansa PowerBridge 2)
AMP-001	Wehrendorf – St. Hülfe
AMP-009	Niederrhein – Punkt Wettringen (Kabel)
AMP-009	Niederrhein – Punkt Wettringen
AMP-009	Punkt Wettringen – Punkt Meppen
AMP-010	Lüstringen – Wehrendorf
AMP-010	Hesseln- Lüstringen
AMP-014	Punkt Hüls West – Utfort
AMP-014	Punkt St. Tönis – Punkt Fellerhöfe
AMP-014	Gohrpunkt – Osterath
AMP-014	Utfort – Osterath
AMP-014	Punkt Birkenhof – Gellep
AMP-014	Punkt St. Tönis – Punkt Hüls West
AMP-018	Sechtem – Rommerskirchen
AMP-022	Kruckel – Punkt Ochsenkopf
AMP-022	Punkt Ochsenkopf – Dauersberg
AMP-032	Utfort – Niederrhein
AMP- P21	Regelzonengrenze TTG/AMP – Merzen
AMP-P41	Punkt Metternich – Niederstedem

AMP-P47	Urberach – Pfungstadt – Weinheim
AMP-P47a	Punkt Kriftel – Farbwerke Höchst-Süd
AMP-P52	Punkt Wullenstetten – Punkt Niederwangen
P52	Punkt Neuravensburg – Bundesgrenze (AT)
AMP-P154	380/220-kV Transformator Siegburg
AMP-P159	Bürstadt – BASF
P170	Uchtelfangen – Ensdorf – Bundesgrenze (FR)
P204	Kühmoos – Waldshut-Tiengen – Bundesgrenze (CH)
AMP-P310	Bürstadt – Kühmoos
P313	Raum Dahlem – Bundesgrenze (BE)
AMP-P460	Büscherhof – Umbeseilung und Schaltfelderweiterung
TTG-006	Wahle – Mecklar
TTG-007	Dörpen/West – Niederrhein (Punkt Meppen)
TTG-009	Ganderkesee – St. Hülfe
TTG-P21	Conneforde – Cappeln/West
TTG-P21	Cappeln/West – Regelzonengrenze TTG/AMP
TTG-P24	Dollern – Sottrum
TTG-P24	Sottrum – Mehringen (Grafschaft Hoya)
TTG-P24	Mahringen (Grafschaft Hoya) – Landesbergen
TTG-P25	Klixbüll/Süd – Bundesgrenze (DK) (Westküstenleitung)
TTG-P33	Wahle – Hattorf – Helmstedt/Ost – Landesgrenze NI/ST (Mast 6)
TTG-P37	Landesgrenze Thüringen/Hessen – Mecklar
TTG-P46	Redwitz – Mechlenreuth – Etzenricht – Schwandorf (Ostbayernring)
TTG-P48	Grafenrheinfeld – Punkt Rittershausen
TTG-P67	Simbach – Bundesgrenze (AT)
TTG-P67	Altheim – Adlkofen
TTG-P67	Adlkofen – Matzenhof
TTG-P72	Lübeck/West – Siems (Ostküstenleitung)
TTG-P72	Abzweig Göhl (Ostküstenleitung)
TTG-P72	Ulzburg – Lübeck/West
TTG-P118	Borken – Mecklar
TTG-P151	Borken – Twistetal
P328	Fedderwarden – Großbritannien
P367	Emden/Ost – Eemshaven (Grenze DE/NL)
TNG-P47	Weinheim – Daxlanden
TNG-P47	Weinheim – Mannheim (G380)
TNG-P47	Mannheim (G380) – Altlußheim
TNG-P47	Altlußheim – Daxlanden

TNG-P48	Punkt Rittershausen – Kupferzell
TNG-P48	Kupferzell – Großgartach
TNG-P49	Daxlanden – Kuppenheim – Bühl – Weier – Eichstetten
TNG-P70	Birkenfeld – Mast 115A
TNG-P176	Eichstetten – Bundesgrenze (FR)
DC1	Emden/Ost – Osterath (A-Nord)
DC2	Osterath – Philippsburg (Ultranet) Abschnitte Amprion
DC2	Osterath – Philippsburg (Ultranet) Abschnitte TransnetBW
DC3	Brunsbüttel – Großgartach (SuedLink)
DC4	Wilster/West – Bergrheinfeld/West (SuedLink)
DC5	Wolmirstedt – Isar (SuedOstLink)
DC20	Suchraum Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin – Isar
DC31/DC32	NordOstLink – HGÜ-Verbindung von Schleswig-Holstein nach Mecklenburg-Vorpommern
DC34/DC35	Rhein-Main-Link – HGÜ-Verbindung von Niedersachsen nach Hessen
P171 M381	Netzverstärkung Hanekenfähr – Merzen
P420 M630	Netzverstärkung Reicheneck – Rommelsbach
P480 M847	Netzverstärkung Karben – Großkrotzenburg
P677 M860	Netzverstärkung Rheinau – Hüffenhardt

3.1 Prüfung der Regionalisierung und Marktmodellierung

Für ihre Prüfungen des NEP 2025-2037/2045 hat die Bundesnetzagentur die aufbereiteten Szenarioannahmen der Übertragungsnetzbetreiber mit der gutachterlichen Energiedatenerstellung des Lehrstuhls für Energiewirtschaft der Universität Duisburg-Essen verglichen. Dabei wurden unter anderem die Regionalisierung sowie Last- und Erzeugungsprofile betrachtet. Die unterschiedlichen Vorgehensweisen lassen sich dem Bericht „NEMO X Energiesystemdaten“ sowie dem Kapitel „Szenariorahmen“ des zweiten Entwurfs des NEP 2025-2037/2045 entnehmen.

Die Bundesnetzagentur hat die Ergebnisse der Marktmodellierung der Übertragungsnetzbetreiber mit einem eigenen Marktmodell verglichen. Stimmen wichtige Kennzahlen – wie Handelsflüsse, Kraftwerks- und Speichereinsätze oder Strompreise – überein, können die Ergebnisse für die folgenden Netzberechnungen verifiziert werden.

3.2 Überlastungsindex

Die umfangreichen Modellierungen und Netzberechnungen sind kein Selbstzweck. Um aus ihnen sinnvolle Ergebnisse ableiten zu können, ist es wichtig, wie sich das Übertragungsnetz und seine einzelnen Bestandteile bzw. die zu prüfenden Maßnahmen in den jeweils betrachteten Konstellationen verhalten. Um dies bewerten und vergleichen zu können, benötigt man ein einheitliches, sachgerechtes und aussagekräftiges Maß für die Aus- bzw. Überlastung des Übertragungsnetzes und seiner Leitungen.

Die bloße Anzahl an Überlastungen ist als Maß nur bedingt geeignet, da es qualitativ einen Unterschied macht, ob eine Leitung beispielsweise in 100 Stunden eines Jahres im Schnitt „nur“ mit 101 % überlastet wäre oder aber mit 110 %. Die Höhe der Überlastung muss im Zusammenhang mit der Häufigkeit gesehen werden.

Zu diesem Zweck wird ein sogenannter Überlastungsindex verwendet, der Häufigkeit und Höhe der Überlastungen kombiniert. Dabei wird zunächst die Leistung einer Leitung, die aufgrund einer Überlastung nicht übertragen werden könnte, für ein Jahr aufsummiert. Eine stark überlastete Leitung fällt deutlich mehr ins Gewicht als eine nur schwach überlastete Leitung. Bei einem Überlastungsindex einer Leitung von mindestens 30 GWh, was als Energiemenge in etwa dem Jahresstromverbrauch von 10000 Haushalten entspricht, liegt ein Indiz vor, dass, wenn Optimierung und Verstärkung nicht ausreichen, Netzausbau in dieser Region erfolgen muss, um bestehende Überlastungen zu reduzieren. Dieser Wert entspricht ungefähr einer durchschnittlichen Überlastung mit 110 % in 100 Stunden. Insofern geht die Bundesnetzagentur davon aus, dass eine Reduktion des Überlastungsindizes durch eine Maßnahme um diesen Wert zu einer erheblichen Entlastung des Übertragungsnetzes führt. Dieses Indiz löst daher eine tiefergehende Prüfung aus.

Um anschließend einen Index auch für das gesamte Übertragungsnetz zu erhalten, können die einzelnen Jahreswerte aller Leitungen aufsummiert werden. Im Ergebnis erhält man so Überlastungsindizes für jede einzelne Leitung und einen daraus durch Aufsummieren abgeleiteten Überlastungsindex für das gesamte jeweils betrachtete Zielnetz.

Zur Berechnung wird für jede Stunde des Jahres eine Ausfallsimulation durchgeführt und für jede Leitung bestimmt, mit welcher Leistung diese im (n-1)-Fall überlastet wäre. Ausgehend von diesen Werten lassen sich der Jahresüberlastungswert einer einzelnen Leitung und daraus wiederum der Jahresüberlastungswert aller Leitungen im Übertragungsnetz bestimmen.

Die so erhaltenen Werte dienen als Indikatoren für die aufgrund von Überlastungen nicht übertragbare Leistung und machen so die Dringlichkeit, das Gewicht und die Auswirkungen von Ausbaumaßnahmen objektiv mess- und vergleichbar. Sie dürfen keinesfalls mit den im späteren Netzbetrieb tatsächlich anfallenden Redispatch-Mengen gleichgesetzt werden. Während der Überlastungsindex eine rein netzbezogene Größe ist, gehen in Redispatch-Berechnungen zusätzlich noch die Annahmen und Prognosen für genaue Kraftwerksstandorte sowie deren Einsatzkosten ein. Außerdem unterliegt das Redispatch-Verfahren selbst einer stetigen Weiterentwicklung. All dies führt dazu, dass sich der Redispatch über die Betrachtungszeiträume der Netzentwicklungsplanung kaum robust prognostizieren lässt und entsprechenden Schwankungen unterliegt. Daher verwendet die Bundesnetzagentur zur Bewertung von Streckenmaßnahmen regelmäßig den Überlastungsindex und greift nur in Sonderfällen (z. B. bei der Prüfung von Interkonnektoren) auf Redispatch-Berechnungen zurück.

3.3 Wirksamkeit

Die Bundesnetzagentur überprüft die Wirksamkeit einer vorgeschlagenen Maßnahme nicht allein anhand der Planungsgrundsätze der Übertragungsnetzbetreiber. Gemäß diesen würde es ausreichen, wenn die Maßnahme in nur einem einzigen sogenannten Netznutzungsfall, also einer einzelnen von insgesamt 8760 modellierten Stunden des jeweiligen Betrachtungsjahres, eine Überlastung im Übertragungsnetz reduziert.

Berücksichtigt werden dabei (n-0)- und (n-1)-Überlastungen, also nur solche, die entweder schon im Grundzustand des Übertragungsnetzes (n-0) oder aber bei Ausfall eines Betriebsmittels (z. B. einer Leitung,

eines Transformators usw.) auftreten. Verglichen wird der Betriebszustand des Übertragungsnetzes vor und nach Einbeziehung der vorgeschlagenen Maßnahme. Dazu wird diese im berechneten Netzmodell zunächst entfernt bzw. abgeschaltet und der Lastfluss im Normalbetrieb (Grundlastfluss) berechnet. Anschließend wird die zu überprüfende Maßnahme hinzugenommen bzw. eingeschaltet und der Grundlastfluss im Netz mit der Maßnahme berechnet. Beide Situationen im Grundlastfluss werden auf unzulässige Betriebszustände und Überlastungen hin überprüft und miteinander verglichen. Ebenso werden in beiden Netzmodellen (ohne und mit der Maßnahme) Ausfallrechnungen durchgeführt, bei denen jeweils ein Betriebsmittel abgeschaltet wird, um die (n-1)-Sicherheit des Netzes zu untersuchen. Diese Vergleiche müssen ergeben, dass die zu überprüfende Maßnahme Überlastungen und unzulässige Betriebszustände reduziert oder sogar komplett behebt.

Die Bundesnetzagentur hält allerdings Maßnahmen erst dann für bestätigungsfähig, wenn sie nicht nur in einer einzelnen, sondern in einer Vielzahl von Stunden Überlastungen verringern oder vermeiden und zu einer relevanten Senkung des Überlastungsindexes führen (siehe Abschnitt II E 3.2). Dazu prüft sie, in welchem Ausmaß die vorgeschlagene Maßnahme den deutschlandweiten Überlastungsindex über den gesamten Jahresverlauf senkt und weist diese Wirkung beziffert in den jeweiligen Steckbriefen aus. In der Regel werden lediglich Maßnahmen, die eine Verbesserung des Überlastungsindexes von mindestens 30 GWh bzw. 15 GWh bei Netzverstärkungsmaßnahmen mit sich bringen, als bestätigungsfähig angesehen.

Allerdings kann eine Ausbaumaßnahme auf Ebene des Übertragungsnetzes aus Effizienzgründen auch wirksam sein, wenn dadurch die unterlagerten Spannungsebenen (Verteilernetze) entlastet werden. So kann es z.B. effizienter sein, eine neue Leitung auf Übertragungsnetzebene zu errichten, als einen massiven oder nicht nachhaltigen Ausbau auf der 110-kV-Ebene zu betreiben. Für die entsprechende Prüfung werden Netzdaten der unterlagerten 110-kV-Netze untersucht oder weitere Indikatoren zur Bewertung herangezogen. Eine detailliertere Betrachtung der Verteilernetze ist nur in Einzelfällen erforderlich und sinnvoll, da es die Aufgabe des NEP ist, den Ausbaubedarf im Übertragungsnetz und nicht im Verteilernetz festzustellen.

Ein Interkonnektor, also eine Maßnahme, die das deutsche Übertragungsnetz mit einem Nachbarstaat verbindet, wird dann als wirksam eingestuft, wenn der resultierende Nutzen die Kosten des Interkonnektors übersteigt (siehe Abschnitt II E 3.6).

3.4 Erforderlichkeit

Eine wirksame Maßnahme muss darüber hinaus auch erforderlich sein. Um die Erforderlichkeit quantifizierbar zu machen, ist die maximale Auslastung einer vorgeschlagenen Maßnahme ein sinnvolles Kriterium. Die Auslastung zeigt, in welchem Umfang die vorgeschlagene Maßnahme selbst beansprucht wird und damit passend dimensioniert ist. Je höher die Beanspruchung einer Leitung ist, umso stärker ist die Entlastung anderer Leitungen. Ist die Auslastung dagegen niedrig, so könnte die Transportaufgabe u. U. auch auf niedrigerer Spannungsebene bewältigt werden.

Zur Bestimmung der Auslastung einer Leitung betrachtet die Bundesnetzagentur die zugehörigen Jahresauslastungskurven. Eine Maßnahme gilt in der Regel dann als erforderlich, wenn sie zu einem Zeitpunkt des jeweils betrachteten Jahres zu mindestens 20 % ausgelastet ist. In der Regel würde eine Auslastung von 20 % bei einer typischen Netzausbaumaßnahme (380-kV-Doppelsystem mit 3600 A) einem Lastfluss von gut 1000 MW entsprechen. Ein solcher Lastfluss würde bei einer niedrigeren Spannungsebene wie beispielsweise

110 kV je nach Ausführung schon im Grundfall Auslastungen von deutlich über 100 % bedeuten und wäre dementsprechend nicht mehr sinnvoll in dieser Spannungsebene realisierbar.

Sowohl die errechnete maximale und durchschnittliche Auslastung einer vorgeschlagenen Maßnahme als auch den maximalen Lastfluss weist die Bundesnetzagentur in den einzelnen Steckbriefen aus.

Allerdings ist aus technischen Gründen zwischen Wechselstrommaßnahmen und Gleichstrommaßnahmen zu unterscheiden. Bei Wechselstrommaßnahmen verteilt sich der Lastfluss nach physikalischen Gesetzmäßigkeiten auf das Netz und ist ohne zusätzliche, mitunter aufwändige technische Einrichtungen nicht beeinflussbar. Bei Gleichstromverbindungen kann der Lastfluss mittels Leistungselektronik gezielt gesteuert werden. Die Gleichstromverbindungen werden in den zugrundeliegenden Netzmodellen und Netzberechnungen, aber auch im späteren Netzbetrieb so eingesetzt, dass sie das Drehstromnetz optimal entlasten. Die Auslastung der Gleichstromverbindungen ist damit maßgeblich abhängig von der zugrunde gelegten Betriebsweise. Insbesondere die für die oben beschriebene Erforderlichkeit relevante maximale Auslastung liegt daher regelmäßig bei allen Geleichstromverbindungen bei 100 %.

3.5 Prüfung von Streckenmaßnahmen

Bei der technischen Prüfung von Streckenmaßnahmen durch die Bundesnetzagentur werden für jede zu prüfende Streckenmaßnahme umfangreiche Netzberechnungen durchgeführt. Grundsätzlich werden dabei zwei Netzausbauzustände miteinander verglichen. Sie bilden das Netz einmal ohne und einmal mit der zu prüfenden Maßnahme ab. Aus diesem Vergleich lässt sich die Wirkung, welche die zu prüfende Maßnahme auf das Netz hat, individuell für jede Maßnahme bestimmen. Als Vergleichskriterium wird dabei der Überlastungsindex (vgl. Abschnitt IIE3.2) herangezogen.

Mit der beschriebenen Vorgehensweise werden auch diejenigen Maßnahmen nochmals überprüft, für die der Gesetzgeber im Bundesbedarfsplan bereits die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und den vordringlichen Bedarf festgestellt hat. Damit kommt die Bundesnetzagentur ihrem Auftrag nach, Öffentlichkeit und Gesetzgeber darüber zu informieren, ob die energiewirtschaftliche Notwendigkeit dieser Maßnahmen aus fachlicher Sicht weiterhin gegeben ist, auch wenn sich zwischenzeitlich bestimmte Rahmenbedingungen oder Prognosen geändert haben.

Bei zunächst durchgeführten Netzberechnungen, die ein Zielnetz bestehend aus allen von den Übertragungsnetzbetreibern im Netzentwicklungsplan vorgeschlagenen Netzausbaumaßnahmen untersuchten, wurde festgestellt, dass selbst bei Umsetzung aller von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Maßnahmen ein vergleichsweise hoher Überlastungsindex verbleibt (vgl. Abschnitt III E).

In einem ersten Prüfschritt werden daher zunächst alle Maßnahmen einzeln aus einem Zielnetz herausgeschaltet (TOOT – „take one out at a time“) oder Maßnahmen, die im untersuchten Zielnetz initial nicht enthalten sind, hinzugeschaltet (PINT – „put one in at a time“) und somit ihre Wirkung auf das Zielnetz untersucht („0. Iteration“). Es werden mit dieser Vorgehensweise diejenigen Maßnahmen ermittelt, die mit Blick auf das Zielnetz keine ausreichende Wirkung auf die verbleibenden Engpässe besitzen. Denn obwohl das untersuchte Zielnetz weiterhin Überlastungen aufweist, ist dies noch kein ausreichender Anhaltspunkt dafür, dass alle eingereichten Maßnahmen auch tatsächlich notwendig sind bzw. in ausreichendem Maße zur Senkung der verbleibenden Überlastungen beitragen. So ist es beispielsweise denkbar, dass sich Maßnahmen gegenseitig beeinflussen und einzelne Maßnahmen andere Maßnahmen, die räumlich und netztechnisch

gesehen ähnlich verortet sind, obsolet machen. Das einfachste denkbare Beispiel dafür wären zwei Maßnahmen, die zwischen den gleichen Netzverknüpfungspunkten parallel verlaufen. Möglich sind in einem vermaschten Netz jedoch auch Beeinflussungen zwischen Maßnahmen, die nicht exakt parallel verlaufen, netztechnisch jedoch ähnliche Wirkungen auf das Gesamtsystem aufweisen. Genau diese Maßnahmen gilt es in diesem ersten Prüfungsschritt zu ermitteln.

In einem zweiten Schritt werden nun diese möglicherweise wirkschwachen Maßnahmen zusammen aus dem Zielnetz herausgenommen und wirkstarke Maßnahmen zusammen dem Zielnetz hinzugefügt, und es ergibt sich damit sozusagen ein „neues“ Zielnetz (1. Iterationsnetz). Dieses Netz enthält nunmehr nur noch diejenigen Maßnahmen, die eine ausreichend gute Wirkung auf Basis des ersten Prüfschrittes auf die Engpässe im Netz aufweisen und die Prüfkriterien der Bundesnetzagentur erfüllen.

Aufgrund von möglichen Wechselwirkungen zwischen Maßnahmen kann es dennoch vorkommen, dass herausgenommene Maßnahmen eine ausreichend gute Wirkung auf die verbleibenden Netzengpässe aufweisen. Im Beispiel der beiden parallel verlaufenden Maßnahmen würden im ersten Prüfschritt beide Maßnahmen aus dem Netz herausgenommen, weil die jeweils andere Maßnahme ausreichend wäre, um die Netzengpässe zu beseitigen. Dadurch entsteht möglicherweise jedoch genau an der Stelle des Netzes nun ein Engpass, da beide Maßnahmen aus dem Netz entfernt wurden.

Im nächsten Schritt werden daher die zuvor ermittelten aus dem Zielnetz herausgeschalteten Maßnahmen einzeln wieder auf des „neue“ Zielnetz (1. Iterationsnetz) zugeschaltet und die übrigen Maßnahmen, die nun Teil des neuen Zielnetzes sind, wieder einzeln herausgenommen. Falls zuvor Abhängigkeiten zwischen Maßnahmen bestanden haben, ergeben sich nun Ergebnisse, anhand derer die Maßnahmen nun einzelnen bewertet und miteinander verglichen werden können. Die Maßnahmen, die die Prüfkriterien in diesem Schritt erfüllen, können dem Netz wieder zugeschaltet werden und es ergibt sich im Zuge der Prüfung das nächste „neue“ Zielnetz (2. Iterationsnetz). Bei der Hinzunahme von Maßnahmen gilt es jedoch bei möglichen Abhängigkeiten darauf zu achten, nicht zu viele Maßnahmen wieder hinzuzunehmen. Im besagten fiktiven Beispiel zweier paralleler Maßnahmen ist also nur diejenige Maßnahme hinzuzunehmen, die eine bessere Wirkung auf die Netzengpässe aufweist.

Mit diesem iterativen Prüfverfahren kann ein robustes Zielnetz identifiziert werden, welches tatsächlich nur diejenigen Maßnahmen enthält, die zu einer ausreichenden Reduzierung der Überlastungen beitragen und dabei die Prüfkriterien der Bundesnetzagentur erfüllen. Das so ermittelte Zielnetz stellt außerdem sicher, dass die zugrundliegenden Annahmen aus dem Szenariorahmen hinsichtlich der Anschlusskapazitäten (Großbatteriespeicher, Rechenzentren, etc.) und deren Stromtransportbedarf Berücksichtigung finden. Auf Basis dieses Zielnetzes (und nur auf dessen Basis) ist damit sichergestellt, dass die berücksichtigten Netzanschlussbedarfe bzw. der entsprechende Stromtransport erfüllt werden. Gleichzeitig bleibt festzuhalten, dass das ermittelte Netz keinesfalls frei von Engpässen ist. Auch das Zielnetz ist keine „Kupferplatte“. Stattdessen verbleiben auch nach Netzausbau Engpässe im Netz. Diese sind allerdings soweit reduziert, dass sie mittels der in den Zieljahren voraussichtlich noch vorhandenen Redispatch-Kapazitäten beherrschbar bleiben werden.

3.6 Prüfung von Interkonnektoren

Interkonnektoren werden im Folgenden Streckenmaßnahmen genannt, welche zwei Netze gebotszonenübergreifend miteinander verbinden. Bis auf wenige Ausnahmen entsprechen diese Gebotszonen den Staatsgrenzen. In einigen wenigen Fällen gibt es mehrere Gebotszonen innerhalb eines Staats (z.B. Schweden oder Italien), oder aber eine Gebotszone umfasst mehrere Staaten (z.B. Deutschland und Luxemburg).

Obwohl die technische Ausführung in aller Regel identisch mit derjenigen innerdeutscher Streckenmaßnahmen ist, erfüllen Interkonnektoren einen grundlegend anderen Zweck und müssen daher anders bewertet werden. Dies liegt an den historisch gewachsenen, strukturellen Unterschieden der Netze innerhalb und zwischen den Staaten, am Zuschnitt der einzelnen europäischen Gebotszonen und an der daraus resultierenden Funktionsweise des europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes.

Die Übertragungsnetze innerhalb der jeweiligen Staaten sind in der Regel gut vermascht, d.h. es gibt immer mehrere Verbindungen zwischen einzelnen Netzknoten. In der Folge ist die Impedanz (der Widerstand) gering und der Strom kann überwiegend ungehindert und verlustarm von den Erzeugern zum Verbraucher fließen. Dies wird auch an den Strommärkten abgebildet, indem innerhalb der für den Markt relevanten Gebotszonen gilt, dass Marktteilnehmer uneingeschränkt handeln dürfen.

Im Vergleich zu den gut vermaschten internen Netzen gibt es an den jeweiligen Grenzen verhältnismäßig wenige Interkonnektoren und damit eine geringere Vermaschung, was die Fähigkeit des gesamten Netzes zwischen den Gebotszonen Strom zu transportieren begrenzt. Gäbe es nur eine einzige Gebotszone – wäre also der europäische Strommarkt vollständig gekoppelt – wären genau diese Interkonnektoren ständig überlastet und würden zu tiefgreifenden Eingriffen der Netzbetreiber führen, um die Systemsicherheit zu gewährleisten. Aus diesem Grund gilt für den Handel zwischen den Gebotszonen, dass zunächst Kapazität zur Verfügung stehen muss, welche die interessierten Handelsparteien sich im Rahmen von Auktionen der Netzbetreiber beschaffen. Diese Handelskapazität wird im Wesentlichen durch die physikalischen Grenzen der Interkonnektoren und die generelle Auslastung der Netze bestimmt.

Interkonnektoren sollen dem unionsweiten energiepolitischen Ziel dienen, durch Erhöhung der Kapazitäten an den Grenzen nach und nach die Einschränkungen im grenzüberschreitenden Stromhandel zu senken, um durch einen integrierten Elektrizitätsbinnenmarkt die Gesamtwohlfahrt zu steigern. Da sich durch ein neuen Interkonnektor die Kapazität an den Grenzen erhöht, verändert sich mit ihm insbesondere auch das Marktergebnis, das seinerseits Grundlage der Prüfung innerdeutscher Maßnahmen ist. Dies bedeutet, dass eine Bewertung des Nutzens nicht analog zu den innerdeutschen Maßnahmen erfolgen kann.

Für die Bewertung von Interkonnektoren wird deshalb analysiert, welcher wirtschaftliche Nutzen zu erwarten ist. Als Grundlage der Bewertungsmethodik wird auf eine CBA („cost benefit analysis“, Kosten-Nutzen-Analyse) abgestellt, welche auch im europäischen Zehn-Jahres-Netzentwicklungsplan (TYNDP) durch den Verband der Europäischen Übertragungsnetzbetreiber, ENTSO-E, zur Anwendung kommt. In den Anwendungsrichtlinien der Methodik werden diverse aus Netzmodellierungen ableitbare und monetarisierbare Nutzenparameter aufgeführt. Zur Bewertung der Interkonnektoren im Netzentwicklungsplan werden hiervon die Produzenten-, die Konsumenten- und die Engpassrenten den jeweiligen Projektkosten gegenübergestellt. Auf der Kostenseite gehen CAPEX und OPEX (pauschal mit 2% von CAPEX) ein. Die Kostensätze basieren auf den NEP 2025-2037/2045 Standardkosten der Übertragungsnetzbetreiber. Auch die Auswirkung des Interkonnektors auf die Redispatch-Kosten geht in die Bewertung mit ein, diese kann sowohl positiv als

auch negativ ausfallen. Das Referenznetz enthält alle derzeit als bestätigungsfähig eingestuften Maßnahmen. Gerechnet wird die Kosten-Nutzen-Analyse über einen Zeitraum von 30 Jahren.

Basierend auf der Genehmigung des Szenariorahmens 2025-2037/2045 werden Interkonnektoren, welche noch nicht Teil des Bundesbedarfsplangesetzes sind, geprüft. Analysiert werden die Auswirkungen sowohl für das Jahr 2037 als auch für das Jahr 2045. Die anschließende Bewertung basiert auf dem sich insgesamt ergebenden Mehrwert der grenzüberschreitenden Leitungen.

Eingebracht und geprüft wurden folgende Interkonnektorprojekte:

Projekt	Maßnahme	Beschreibung	AC/DC	geplante IBN
P221	M460a	Interkonnektor Deutschland – Schweden (Hansa PowerBridge 1)	DC	2037
P221	M461a	Interkonnektor Deutschland – Schweden (Hansa PowerBridge 2)	DC	2045
P313	M488	2. Interkonnektor Deutschland – Belgien	DC	2038
P642	M642	Hybrider Interkonnektor Deutschland – Lettland und Litauen (Baltic-German PowerLink)	DC	2037
P678	M862_b	Interkonnektor Deutschland – Schweiz	DC	2037
P700	M700a	Hybrider Interkonnektor Deutschland – Vereinigtes Königreich (HansaLink)	DC	2033
P715	M1115	Hybrider Interkonnektor Deutschland – Dänemark (TYSDAN)	DC	2040
P716	M1159	Hybrider Interkonnektor Deutschland – Norwegen	DC	2040
P716	M1160	Hybrider Interkonnektor Deutschland – Norwegen	DC	2040
P716	M1161	Hybrider Interkonnektor Deutschland – Norwegen	DC	2040
P717	M1220	Hybrider Interkonnektor Deutschland – Niederlande	DC	2040
P718	M1221	Interkonnektor Deutschland – Griechenland (Green Aegean)	DC	2036

Auch die beiden Interkonnektoren Hansa PowerBridge 1 und 2 nach Schweden wurden einer erneuten Kosten-Nutzen-Analyse unterzogen. Diese Vorhaben befanden sich im Startnetz, werden von schwedischer Seite derzeit jedoch nicht weiterverfolgt.

3.7 Prüfung von Offshore-Anbindungssystemen

Im Gegensatz zu den landseitigen Maßnahmen, die einem sicheren, zuverlässigen und bedarfsgerechten Netz dienen, bezweckt die Planung der Offshore-Anbindungssysteme allein den Ausbau von dafür geeigneten Anbindungen zur Erschließung von Erzeugungsanlagen in Gestalt von Offshore-Windparks bis zum Netzverknüpfungspunkt an Land. Daher unterscheidet sich auch die Prüfung der seeseitigen von der Prüfung der allein landseitigen Maßnahmen. Insoweit wird eine Anbindungsplanung für Erzeugungseinheiten vorgegeben, deren erzeugte elektrische Energie an Land transportiert werden muss. Es entsteht somit eine Planung, ab welchem Zeitpunkt eine bestimmte Erzeugung aus Offshore-Windenergie in den Küstenregionen Deutschlands an welchen Orten eingespeist werden soll. Der auf See erzeugte Strom muss an Land transportiert werden.

Im landseitigen Übertragungsnetz wird untersucht, ob das Netz auch ohne eine Maßnahme sicher wäre und weiterhin zuverlässig betrieben werden könnte. Im Unterschied dazu hat der Ausfall eines Anbindungssystems zur Folge, dass die daran angeschlossenen Offshore-Windparks nicht mehr ins Übertragungsnetz einspeisen können. Im Ergebnis läge also nur die gleiche Situation wie bei einer Windflaute vor, so dass der Ausfall einer Offshore-Anbindungsleitung grundsätzlich keinen Einfluss auf die Stabilität des Stromnetzes hat. Das Kriterium der Wirksamkeit, wie es bei anderen Maßnahmen geprüft wird, hat demnach für die Prüfung der Offshore-Anbindungssysteme grundsätzlich keine Relevanz.

Laut § 12b Abs. 1 Satz 4 Nr. 7 EnWG muss der NEP alle Maßnahmen – einschließlich der Zeitpunkte der geplanten Fertigstellung sowie der landseitigen Netzverknüpfungspunkte – vorsehen, die für einen bedarfsgerechten Ausbau an Offshore-Anbindungssystemen erforderlich sind.

Aus diesen Gründen ist für die Prüfung von Offshore-Anbindungssystemen ein anderes Vorgehen nötig als für die Prüfung von landseitigen Maßnahmen im Übertragungsnetz. Die Details werden gemeinsam mit den Ergebnissen in Abschnitt IV dargestellt und erläutert.

3.8 Prüfung von Offshore-Vernetzung

Eine Offshore-Vernetzung ist auf internationaler Ebene zwischen Anbindungssystemen bzw. Windparks möglich, die in den Meeren zwischen verschiedenen Staaten gelegen sind und an beide angebunden werden (denkbar sind solche Offshore-Vernetzungen auch rein national, dies wurde im aktuellen NEP jedoch nicht beantragt). Hierbei handelt es sich um sogenannte Hybridprojekte, über welche nicht nur Strom von den jeweiligen Windparks an Land transportiert wird, sondern die auch dem grenzüberschreitenden Handel dienen. Beispiele solcher Hybridprojekte und -konzepte sind die Combined Grid Solution oder das in der Planung befindliche Projekt Bornholm Energy Island.

Die Strommarktverordnung würde Hybridprojekte als Interkonnektoren einstufen, sodass diese Projekte mindestens 70 % ihrer Kapazität für den grenzüberschreitenden Handel zur Verfügung stellen müssten. Offshore-Windparks dürfen daher nur in Höhe der verbleibenden Kapazität bzw. soweit einspeisen, als die Mindestkapazität nicht handelsseitig genutzt wird. In Folge dessen käme es zu regelmäßigen Abregelungen der Offshore-Windparks. Um das zu verhindern, erscheint eine Anpassung des europäischen Rechtsrahmens für Offshore-Hybridprojekte geboten. Derzeit werden hierzu verschiedene Vorschläge, wie die Einführung von eigenen Offshore-Gebotszonen diskutiert. Innerhalb der Netzentwicklungsplanung wird bei den Hybridvorhaben für jeden anzuschließenden Windpark eine eigene Gebotszone angenommen.

Hybridprojekte werden, analog zur Prüfung von Interkonnektoren (vgl. Abschnitt 3.6), einer Kosten-Nutzen-Analyse unterzogen. Hierfür gibt es für Hybridprojekte jedoch vorhabenspezifisch zwei verschiedene Ansätze, welche sich auch in der Methodik der ENTSO-E wiederfinden. Die erste Variante ist eine Prüfung allein der „neuen“ Infrastruktur. Diese Methodik setzt das Vorhandensein der anzuschließenden Offshore-Windparks voraus – unabhängig davon, ob das Hybridvorhaben selbst umgesetzt wird. Die Errichtung und Anbindung der Offshore-Windparks geschieht unabhängig von einer „zusätzlichen“ Verbindung der Anbindungen untereinander zu einem Interkonnektor. Dies ist beispielsweise bei dem Projekt 717 der Fall. Hierbei sollen ein niederländischer und ein deutscher Windpark, welche jeweils radial an ihr jeweiliges „Heimatland“ angebunden sind, vernetzt werden. Bei der zweiten Variante wird ein Offshore-Windpark nur dann gebaut wird, wenn auch das Hybridvorhaben umgesetzt wird. In diesem Fall muss der Offshore-Windpark in der Referenzrechnung aus der Modellierung herausgenommen werden. Bei der Prüfung des Hybridprojektes wird

das gesamte Projekt, inklusive des zu vernetzenden Windparks wieder zugebaut. Die Produzentenrente des neu hinzugefügten Windparks muss jedoch vom gesamteuropäischen (Wohlfahrts-)Ergebnis abgezogen werden, um dessen Kosten vereinfacht abzubilden. Diese Variante kommt – abweichend zum Vorgehen der Übertragungsnetzbetreiber – bei den meisten der im Netzentwicklungsplan zu prüfenden Hybridvorhaben zur Anwendung.

3.9 Prüfung von Punktmaßnahmen

Bei sogenannten Punktmaßnahmen handelt es sich rein technisch betrachtet um den Neubau oder die Erweiterung von singulären Anlagen wie Umspannwerken und Schaltanlagen, die Einbindung neuer Transformatoren, die Installation von Phasenschiebertransformatoren oder die Aufstellung von Kondensatoren. Im Gegensatz zu den linienförmigen Streckenmaßnahmen betreffen Punktmaßnahmen also lediglich den Neubau oder die Erweiterung einzelner Netzbestandteile an einem bestimmten Ort.

Unterscheiden lässt sich zwischen horizontalen Punktmaßnahmen, die Folge des Ausbaubedarfs im Übertragungsnetz sind, und vertikalen Punktmaßnahmen, die ihre Ursache in Bedarfen oder Rückspeisungen des unterlagerten Verteilernetzes und der sinnvollen und bedarfsgerechten Verknüpfung dieser beiden Netzebenen haben. Vertikale Punktmaßnahmen beruhen zumeist auf Anschlussverpflichtungen oder auf Annahmen der Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber zur Entwicklung von Erzeugung und Verbrauch in einzelnen Regionen. Zwar bezieht die Bundesnetzagentur im Interesse einer integrierten und ganzheitlichen Netzentwicklungsplanung auch die nachgelagerten Netzebenen in ihre Betrachtungen mit ein, dennoch unterliegen vertikale Punktmaßnahmen keiner Prüfung und Bestätigung im NEP.

Im NEP Strom werden daher nur die horizontalen Punktmaßnahmen erfasst. Der überwiegende Teil dieser Maßnahmen verbindet Elemente der Höchstspannungsebene. Dies kann z. B. das Aufstellen von sogenannten Kuppeltransformatoren sein, die verschiedene Spannungsebenen (220 kV und 380 kV) miteinander verbinden, oder auch die Erweiterung bestehender Anlagen um zusätzliche Schaltfelder. Da es sich hierbei um Maßnahmen handelt, die direkt die Leistungsflüsse innerhalb des Übertragungsnetzes betreffen, können sie ebenso wie Streckenmaßnahmen durch die Bundesnetzagentur berechnet und netztechnisch überprüft werden. Hierfür stellen die Übertragungsnetzbetreiber entsprechende Datensätze zur Verfügung.

Eine Besonderheit ergibt sich für die Prüfung horizontaler Punktmaßnahmen daraus, dass das Kriterium der Erforderlichkeit (vgl. Abschnitt IIE3.4) auf sie nicht sinnvoll anwendbar ist. Mit diesem Kriterium wird bei Streckenmaßnahmen abgeschätzt, ob alternativ zu einem Ausbau des Übertragungsnetzes nicht auch ein Ausbau des Verteilernetzes zur Bewältigung der prognostizierten Transportaufgaben ausreichend sein könnte. Bei horizontalen Punktmaßnahmen im Übertragungsnetz stellt sich diese Frage nicht, da ihre Funktion nicht durch einen Ausbau im Verteilernetz „übernommen“ werden kann.

III Vorläufige Prüfungsergebnisse: Übertragungsnetz

A Regionalisierung und Marktmodellierung

Die Bundesnetzagentur hat zunächst geprüft, ob die von den Übertragungsnetzbetreibern eingesetzten Modellierungen plausible Ergebnisse als Grundlage für die daran anknüpfende Planung des Netzes liefern.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben in ihrer Regionalisierung und ihrer Marktmodellierung die auf die einzelnen Energieträger und Standorte entfallende Stromerzeugung und die Stromverbräuche ermittelt (siehe Abschnitte II B und II C). Zur Überprüfung der Aufbereitung der Annahmen des Szenariorahmens in regional und zeitlich aufgelöste Last- und Erzeugungsdaten hat die Bundesnetzagentur einen Gutachter beauftragt – den Lehrstuhl für Energiewirtschaft der Universität Duisburg Essen. Die Marktmodellierung der Übertragungsnetzbetreiber hat die Bundesnetzagentur mit einem eigenen Modell verifiziert.

Insgesamt ließen sich die aufbereiteten Szenariodaten sowie die Marktergebnisse nachvollziehen. Das Datenmodell der Übertragungsnetzbetreiber zur Durchführung der Netzberechnungen ist daher grundsätzlich sachgerecht. Die daraus abgeleiteten Ergebnisse können insofern als valide und realistisch gelten. Eine detaillierte Auswertung wird im Gutachten mit der Bestätigung des Netzentwicklungsplans veröffentlicht.

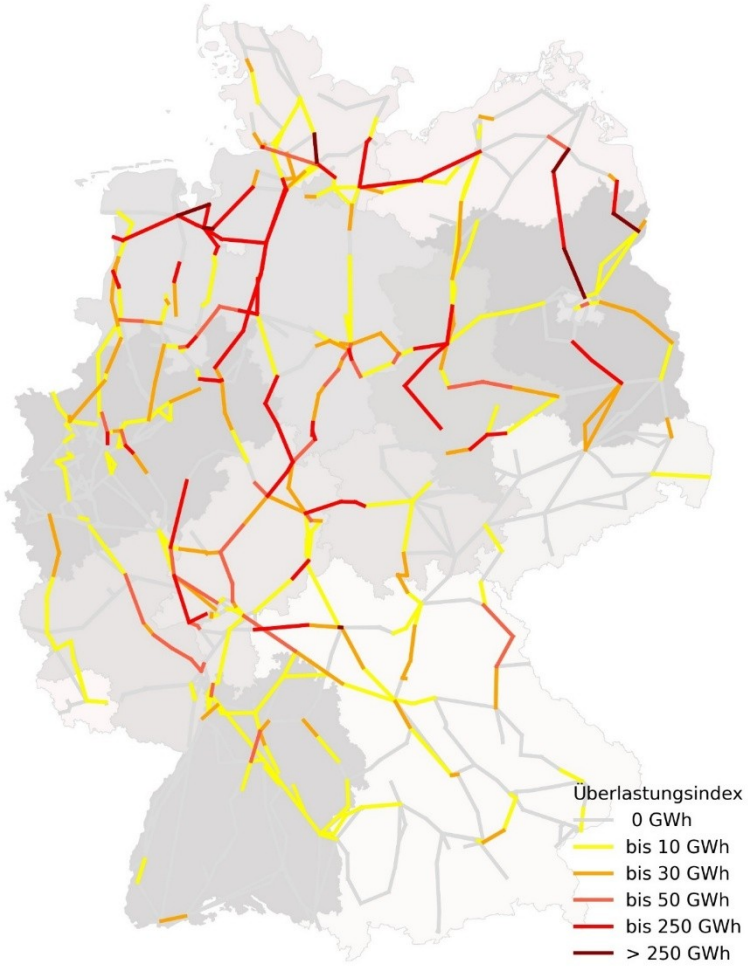
B Abwägung anderweitiger Planungs-möglichkeiten

Der zweite Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber enthält in Kapitel 5.1.5 die gesetzlich geforderte zusammenfassende Erklärung, aus welchen Gründen sie den vorgeschlagenen NEP nach Abwägung mit den geprüften, in Betracht kommenden anderweitigen Planungsmöglichkeiten gewählt haben.

Die Übertragungsnetzbetreiber setzen sich in den Steckbriefen der von ihnen vorgeschlagenen Projekte bzw. Maßnahmen auch mit der Frage möglicher Alternativen auseinander. Abhängig davon, ob es ernsthaft in Betracht kommende Alternativen gibt, stellt der Entwurf alternative Netzverknüpfungspunkte in Verbindung mit einer entsprechenden Abwägung beschreibend dar. In manchen Fällen lassen sich auch verschiedene Maßnahmenbündel bilden, die sich dann gegenüberstellen und netztechnisch vergleichen lassen. Dass die Veränderung einer einzelnen Maßnahme im Netz jeweils Auswirkungen auf das gesamte Übertragungsnetz haben kann, spricht nicht gegen die Darstellung solcher Alternativen, sondern lediglich für eine sinnvolle Begrenzung der Suche. Die Bundesnetzagentur berücksichtigt daher naheliegende Alternativen bei der Prüfung. In Fällen in denen in der Vergangenheit bereits eine Abwägung der Alternativen stattgefunden hat und nicht von abweichenden Ergebnissen ausgegangen werden muss, ist eine erneute Alternativenprüfung aus Sicht der Bundesnetzagentur nicht notwendig. Die Prüfung von Alternativen wird in den jeweiligen Steckbriefen der Maßnahmen betrachtet. Für die vorliegenden vorläufigen Prüfungsergebnisse der Bundesnetzagentur ist die Prüfung von Alternativen noch nicht abgeschlossen.

C Ausgangsbefunde

Die Bundesnetzagentur hat zunächst in allen Szenarien der Zieljahre 2037 das jeweilige Zielnetz, welches zunächst alle eingereichten Maßnahmen der Übertragungsnetzbetreiber enthält, untersucht. Dabei ergab sich auf dem jeweiligen Zielnetz ein vergleichsweise hoher Überlastungsindex. Die folgende Abbildung zeigt beispielhaft die Überlastungen im Zielnetz B 2037.



Dieser hohe Überlastungsindex auf dem Zielnetz ist zunächst ein Indiz dafür, dass im Zieljahr 2037 auch mit allen eingereichten und vorgeschlagenen Maßnahmen umfangreiche Netzengpässe verbleiben. Eine allgemeingültige Aussage über die Bestätigungsfähigkeit einzelner Maßnahmen lässt dies jedoch noch nicht zu.

Als Neuerung gegenüber zurückliegenden Prozessen unterscheiden die Übertragungsnetzbetreiber in ihrem vorgelegten Entwurf des NEP 2025-2037/2045 hinsichtlich des erforderlichen Netzausbaus – und somit der Anzahl der beantragten Maßnahmen – zwischen den einzelnen Szenarien. Ausgehend vom Szenario A 2037 bis zum Szenario C 2045 nimmt die Anzahl der vorgeschlagenen Maßnahmen sukzessive zu. Die Übertragungsnetzbetreiber führen im Entwurf des NEP an, dass sie die vorgeschlagenen Maßnahmen anhand einer volkswirtschaftlichen Kosten-Nutzen-Abwägung ermittelt hätten. Ziel der Übertragungsnetzbetreiber sei es

nach deren Angaben gewesen, das volkswirtschaftliche Optimum zwischen Infrastrukturinvestitionen und verbleibenden Engpassmanagementkosten auszuloten. Das ist zwar prinzipiell nachvollziehbar, denn ein engpassfreies Netz ist volkswirtschaftlich ineffizient. Die Bundesnetzagentur hat jedoch grundsätzliche Bedenken gegen die gewählten Kosten-Nutzen-Abwägungen einzelner Ausbaumaßnahmen, da diese unausweichlich mit erhöhten Unsicherheiten gegenüber der bisherigen Methodik der Übertragungsnetzbetreiber behaftet sind.

Die Kosten-Nutzen-Analyse der Übertragungsnetzbetreiber zur Netzausbauplanung des Höchstspannungsnetzes suggeriert eine Scheingenauigkeit und birgt aus Sicht der Bundesnetzagentur ein erhöhtes Risiko eines unterdimensionierten Übertragungsnetzes. Eine Zubauentscheidung jeder einzelnen Maßnahme, welche letztendlich über die Betreibbarkeit des zukünftigen Netzes maßgeblich entscheidet, kann sich nicht auf Annahmen stützen, die rein modelltechnisch sind und ökonomisch nur Einzelbetrachtungen beinhalten sowie in keinster Weise die Sicherheit des zukünftigen Netzbetriebs abbilden.

Die Übertragungsnetzbetreiber stützen sich bei ihrer Aussage laut eigenen Angaben auf lediglich ein einziges untersuchtes Zieljahr. Wie sich eine bestimmte Maßnahme über ihre technische Lebensdauer innerhalb des Gesamtsystems auswirkt und dieses verändert, wird nicht abgebildet. Die Betrachtungen unterstellen außerdem, dass alle Betriebsmittel im Netz ständig und dauerhaft zur Verfügung stehen, was eine reine Fiktion ist und mit der betrieblichen Realität nichts zu tun hat. Betriebliche Freischaltungen, Nichtverfügbarkeiten von Kraftwerken oder wetterbedingte Prognoseunsicherheiten sind vollständig aus der Betrachtung ausgeschlossen. Damit erhöhen sich im späteren Netzbetrieb nicht nur die absoluten Mengen von Überlastungen und damit das Redispatch-Volumen, sondern zwangsläufig auch die Kosten. Gleiches gilt für die Leitung der benötigten Kraftwerke einschließlich der Netzreserve und die zugehörigen Vorhaltekosten.

Mit diesen Unsicherheiten bei gleichzeitig systematischer Unterschätzung der Redispatchmengen müssten für eine sinnvolle Kosten-Nutzen-Analyse Berechnungen für die gesamte Lebensdauer der Leitung, im Zweifelsfall für 40 bis 80 Jahre durchgeführt werden. Alleine eine Prognose der Brennstoffkosten, die maßgeblich die Redispatchkosten beeinflussen, für einen Zeitraum, der ggf. bis in das 22. Jahrhundert erreicht, erscheint nicht seriös möglich. Dass die Übertragungsnetzbetreiber für die in 2037 beantragten Maßnahmen unter diesen Gesichtspunkten lediglich das Jahr 2037 betrachtet haben, und noch nicht einmal das Jahr 2045, welches im Betrachtungsraum des Szenariorahmens enthalten wäre, macht die Kosten-Nutzen-Analyse der Übertragungsnetzbetreiber praktisch nicht verwertbar.

Erschwerend kommt hinzu, dass auch die Einzelprojektkosten erfahrungsgemäß kaum prognostizierbar sind, da oftmals die genaue Ausführungsart zum Zeitpunkt der Planung und Prüfung noch nicht bekannt sind und sich in der Vergangenheit bereits häufiger geändert hat.

Neben diesen kaum lösbaren Problemen kommt erschwerend hinzu, dass eine rein ökonomische Kosten-Nutzenanalyse weitere Aspekte ausblendet. Beispielsweise ist es sehr schwierig, den Wert der Vermeidung der Abregelung erneuerbaren Stroms zu bewerten. Zu Bedenken ist daneben auch, dass eine langfristige Inkaufnahme von großen Redispatch-Mengen den Erhalt der deutschen Gebotszone gefährden würde, weil die Europäische Kommission daraus mit einiger Berechtigung das Vorhandensein struktureller Engpässe ableiten würde, die nicht beseitigt werden. Käme die Kommission zu diesem Befund könnte sie Deutschland zur Teilung der Gebotszone verpflichten.

Unabhängig davon ist zum aktuellen Zeitpunkt schwierig zu quantifizieren, in welcher Form es langfristig überhaupt möglich und sinnvoll ist, dauerhaft entsprechende Redispatchpotenziale vorzuhalten, bei denen es sich zumindest aktuell vor allem um konventionelle Kraftwerke handelt. Inwieweit die planerische Annahme der Übertragungsnetzbetreiber, dass langfristig vor allem Flexibilitäten wie Elektrolyseure und (Groß-) Batteriespeicher zum Redispatch herangezogen werden können und dürfen, sinnvoll und vor allem realistisch ist, ist insofern derzeit kaum absehbar. So kann man bspw. noch nicht abschätzen, ob Speicher tatsächlich zeitlich in einem Umfang zum Redispatch herangezogen werden können, der geeignet wäre, den Einsatz konventioneller Kraftwerke obsolet zu machen. Zwar sind die Zahlen der Anschlussbegehren von Speichern enorm. Aber schon die Netzanschlusszusagen erfassen nur etwa 10% der Anträge. Selbst bei den Projekten, die über eine Netzanschlusszusage verfügen, ist die Realisierung keinesfalls gesichert. Öffentliche Spekulationen darüber verbieten sich, weil dies die Finanzierung der Projekte weiter erschweren würde. Zur Vermeidung von Missverständnissen sei deshalb klargestellt: Die Bundesnetzagentur begrüßt zusätzliche Speicher; sie sieht auch deren Marktpotenzial; die Bundesnetzagentur hat aber Zweifel an einer reibungslosen Einbeziehung von Speichern in die Engpassbewirtschaftung mittels des heutigen Redispatch-Systems.

Noch unsicherer ist der Realitätsgehalt eines bislang noch nicht gesetzlich vorgesehenen Einsatzes von Großverbrauchern wie Elektrolyseuren beim Redispatch. Dies beginnt bereits damit, dass die Hochlaufzahlen der Elektrolyseure trotz erheblicher Förderanstrengungen weit hinter den Erwartungen und den Planzahlen, welche auch die Übertragungsnetzbetreiber zu Grunde legen, zurückbleibt. Selbst die erhebliche zusätzliche Förderung von netzdienlichen Elektrolyseuren über das Instrument des § 13k EnWG hat keinen Zubau in den nötigen Größenordnungen zur Folge. Darüber hinaus können die bei Verbrauchern notwendigen Entschädigungsregeln, die sich deutlich von denen bei Batterien und anderen Speichern unterscheiden würden, zu Mitnahmeeffekten führen, d.h. dass die jeweiligen Verbraucher für einen Redispatch vergütet werden, für welchen sie selbst mitursächlich sind.

Im Anbetracht dieser Unwägbarkeiten erscheint eine rein ökonomische Kosten-Nutzen-Analyse weder praktisch sinnvoll durchführbar noch belastbar zur Entscheidung über das Maß an sinnvollem Netzausbau. Dies gilt umso mehr für eine projektscharfe Einzelbewertung von Maßnahmen. Denn sowohl die projektspezifischen Investitionssummen als auch die zukünftigen Engpassmanagementkosten basieren auf einer Verkettung von Prognosen und Modellen mit teilweise sehr variablen Annahmen, die aufeinander aufbauen. So kann die Bewertung einer Maßnahme als positiv bzw. bedarfsgerecht oder negativ bzw. nicht bedarfsgerecht beispielsweise schon bei kleinen Unterschieden bei den unterstellten Kosten des zukünftigen Redispatch vom Negativen ins Positive oder umgekehrt kippen.

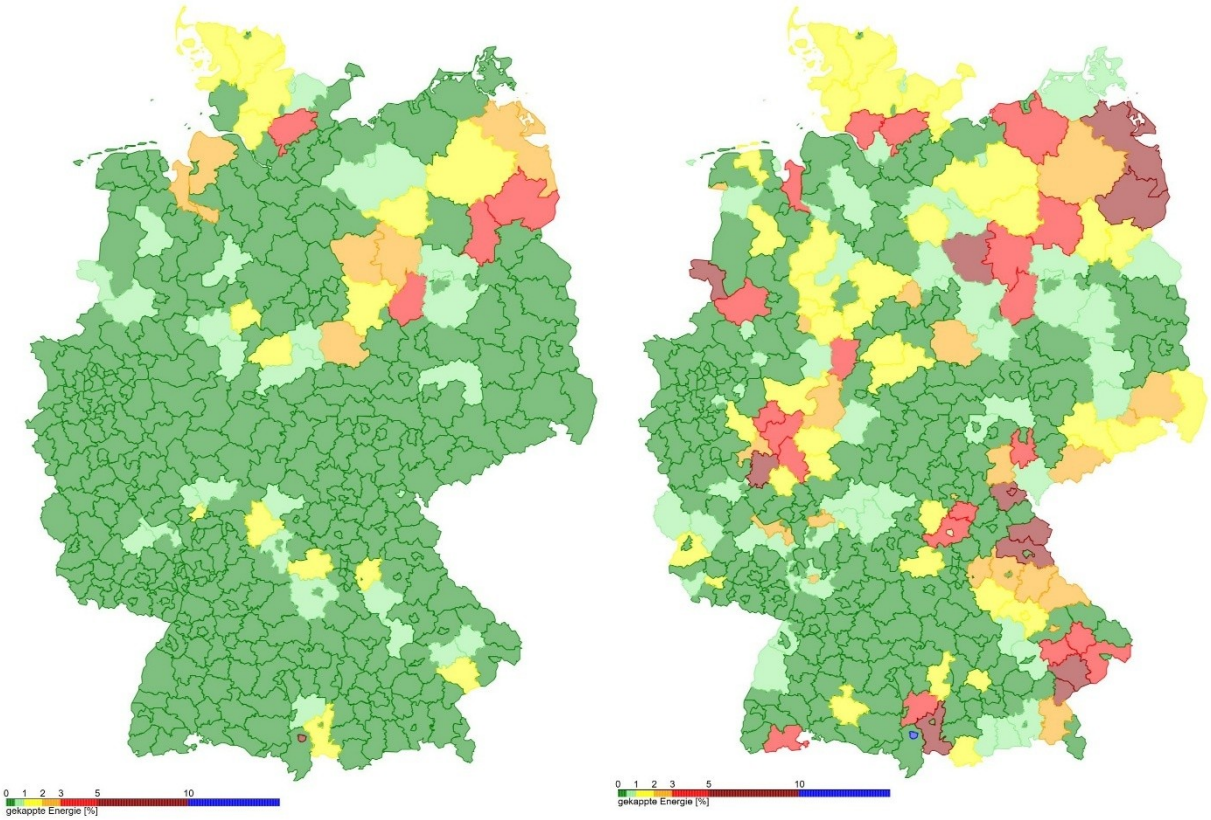
Aus diesem Grund erscheint es zielführender, sich auf die engpassvermeidende Wirkung von Maßnahmen und damit den sicheren Netzbetrieb zu fokussieren, sowie für eine systemische Abwägung sich auf die Vermeidung von Abregelung erneuerbaren Stroms zu stützen, vgl. auch Abschnitt D. Zwar bestehen auch hier naturgemäß Unsicherheiten schon bei der Prognose zukünftiger Überlastungen (Überlastungsindex und Redispatch-Menge). Diese sind jedoch weitaus belastbarer auf Basis von aktuell absehbaren Entwicklungen und gesetzlichen Ausbaupfaden zu prognostizieren, so dass sie weitaus weniger sensitiv auf die Änderung einzelner Parameter wie beispielsweise der Brennstoffkosten sind.

D Umgang mit Prüfungsergebnissen

Die Bundesnetzagentur hat die von den Übertragungsnetzbetreibern für die Szenarien des Jahres 2037 vorgeschlagenen Maßnahmen sowie noch drei weitere Drehstromverbindungen, die auf Grundlage einer Bestätigung im vorangegangenen NEP 2023-2037/2045 in der momentan im parlamentarischen Verfahren befindlichen Novellierung des Bundesbedarfsplangesetzes (BBPlG) enthalten sind und von den Übertragungsnetzbetreibern für das Zieljahr 2045 erneut vorgeschlagen wurden, geprüft.

Auf Basis der Maßnahmen für das Zieljahr 2037 verbleiben für die jeweils betrachteten Zieljahre Netzengpässe, die deutlich höher sind als in allen zurückliegenden Prozessen. Aus Sicht der Bundesnetzagentur sind diese aber hinsichtlich der dann notwendigen Redispatch-Leistung und der Einhaltung des Kriteriums von maximal 3 % Spitzenkappung grundsätzlich noch handhabbar. Bisher noch nicht untersucht ist der Bedarf unterlagerter Verteilernetzbetreiber und ob diese in entsprechendem Maße bereits für das Jahr 2037 von den Übertragungsnetzbetreibern ausreichend berücksichtigt wurden.

Insbesondere bei der Spitzenkappung ergeben sich aggregiert auf Landkreisebene nur noch fünf Regionen mit Abregelungen von mehr als 3 %. Die verbleibenden Abregelungen lassen sich mit den von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Maßnahmen allerdings nicht mehr vollständig beheben (linke Abbildung). Die Engpässe verstärken sich dann nochmals erheblich im Zieljahr 2045 (rechte Abbildung), obwohl selbst die Übertragungsnetzbetreiber für diesen Zeitraum noch weitere Maßnahmen vorschlagen. Insoweit spricht vieles dafür, dass bereits für das Jahr 2037 noch weiterer Netzausbau nötig sein wird.



1. Weiterer AC-Ausbau

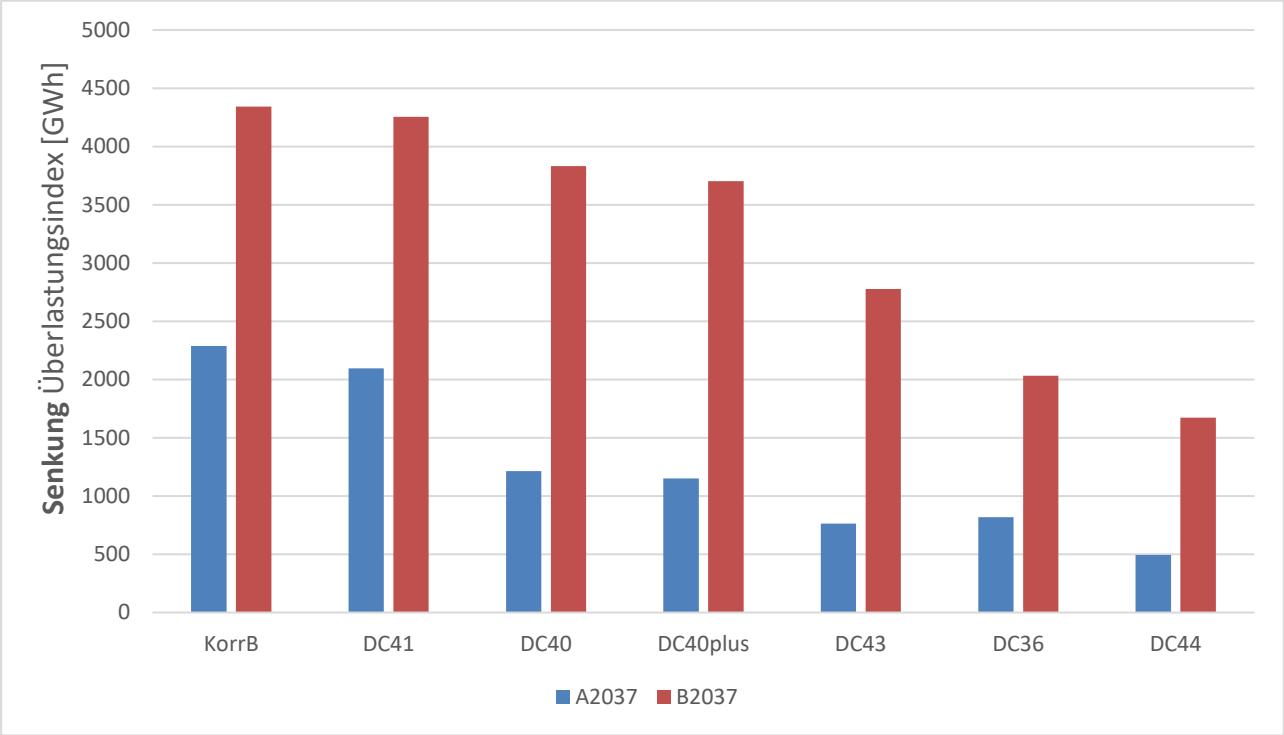
Die Bundesnetzagentur hat daher fünf weitere AC-Maßnahmen aus den Zielnetzen der Übertragungsnetzbetreiber für das Jahr 2045 identifiziert, die bereits im Jahr 2037 zu einer erheblichen Senkung des deutschlandweiten Überlastungsindex über alle vier betrachten Szenario des Zieljahres 2037 beitragen. Diese Maßnahmen sind aus Sicht der Bundesnetzagentur bereits für das Zieljahr 2037 bestätigungsfähig und in ihrer geplanten Inbetriebnahme somit vorzuziehen. Die fünf zusätzlichen Maßnahmen haben eine vergleichbare Wirkung auf die verbleibenden Netzengpässe, wie eine zusätzliche HGÜ-Verbindung. Gegenüber einer zusätzlichen HGÜ-Verbindung sind diese fünf AC-Maßnahmen jedoch um mindestens 50 % günstiger (bei Ausführung der HGÜ als Freileitung, bei einem Erdkabel wäre der Unterschied sogar noch größer) und somit volkswirtschaftlich betrachtet die bessere Option.

Gegenüber einer HGÜ-Verbindung bieten die AC-Maßnahmen perspektivisch auch die Möglichkeit, Anschlüsse von Verteilernetzbetreibern in die Maßnahmen zu integrieren. Selbst die Übertragungsnetzbetreiber kommen trotz äußerst optimistischer und unsicherer Annahmen zur Entwicklung und Deckung des Redispatch-Bedarfs (vgl. Abschnitt C) zu dem Ergebnis, dass vier der fünf AC-Maßnahmen bereits im Szenario A 2045 einen positiven Kosten-Nutzen-Effekt haben (die fünfte Maßnahme ab dem Szenario B 2045).

2. Weiterer DC-Ausbau

Auch nach Hinzunahme dieser fünf AC-Maßnahmen verbleiben immer noch hohe Netzengpässe im Jahr 2037, insbesondere aber auch im Zieljahr 2045. Die verbleibenden Engpässe lassen sich jedoch nicht mehr mit den seitens der Übertragungsnetzbetreiber beantragten AC-Maßnahmen beheben. Zudem haben die Engpässe eine Größenordnung, die einer überregionalen Lösung bedürfen. Daher drängt sich eine eher großräumige Lösung durch einen HGÜ-Zubau auf. Die Bundesnetzagentur sieht Bedarf für weiteren HGÜ-Ausbau und hat insoweit zusätzliche HGÜ-Verbindungen und ihre Wirkung auf die Szenarien des Zieljahres 2037 betrachtet. Untersucht wurden die Vorschläge der Übertragungsnetzbetreiber für 2045 aus dem NEP 2025-2037/2045 (DC36, DC43 und DC44), die im NEP 2023-2037/2045 enthaltenen und von der Bundesnetzagentur bestätigten HGÜ-Projekte DC40, DC40plus und DC41 sowie die Nutzung der Leerrohre des Vorhabens 48 des BBPlG (Korridor B) von Heide West nach Lippborg. Für das Vorhaben 48 ist im Bundesbedarfsplangesetz ein Leerrohr vorgesehen, für welches derzeit noch keine konkrete Nutzung besteht.

Als besonders effektiv und wirksam gegenüber den verbleibenden Netzengpässen hat sich die Nutzung der Leerrohre des Vorhabens 48 des BBPlG (Korridor B) von Heide West nach Lippborg erwiesen. Zum einen senkt eine entsprechende HGÜ-Verbindung den Überlastungsindex signifikant und zum anderen ist die Nutzung der ohnehin vorhandenen Leerrohre kosteneffizient. Allerdings steht diese Option nur zur Verfügung, sofern die Leerrohre nicht für die Anbindung eines Offshore-Netzanbindungssystems (ONAS) benötigt werden. Dies könnte der Fall sein, wenn zusätzliche Offshore-Anbindungssysteme vom Grenzkorridor N-III zum Grenzkorridor N-V verschwenkt würden. In der Fortschreibung des FEP wird insoweit aufgrund knapper Trassenführungsräume die Verschwenkung weiterer ONAS von den Grenzkorridoren nach Niedersachsen hin zu den Grenzkorridoren nach Schleswig-Holstein zu überprüfen sein. Infolgedessen bedürfte es einer Abwägung, ob das Leerrohr für eine weiteres landseitiges HGÜ-System oder für eine Offshore-Anbindung genutzt werden soll (siehe Abschnitt IV C 1).



Sollte die Nutzung der Leerrohre für Korridor B aus oben genannten Gründen nicht möglich sein, ist aus Sicht der Bundesnetzagentur das Projekt DC40plus von Dörpen/West nach Klostermansfeld aus dem NEP 2023-2037/2045 am besten geeignet, um die verbleibenden Netzengpässe weiter zu senken. Hinsichtlich der Senkung des Überlastungsindex sind die Projekte DC40 (Nüttermoor – Streumen) und DC41 (Alfstedt – Hüffenhardt) zwar vorteilhaft, jedoch sind diese beiden Projekte mit ca. 600 km gegenüber DC40plus (Dörpen/West – Klostermansfeld) mit ca. 400 km deutlich länger und damit kostenintensiver, während der Unterschied hinsichtlich ihrer engpassreduzierenden Wirkung im Vergleich zu DC40plus nur geringfügig ist.

Die vorgeschlagenen HGÜ-Verbindungen DC36 (vergleichbare Länge mit Korridor B und DC40plus), DC43 und DC44 aus dem NEP 2025-2037/2045 eignen sich im Hinblick auf ihre Reduzierung des Überlastungsindex hingegen deutlich schlechter. Außerdem sind die Projekte DC43 und DC44 mit einer Länge von jeweils 230 km bzw. 310 km derart kurz, dass eine Realisierung als Drehstrommaßnahme nicht nur vergleichbar auf die Netzengpässe wirkt, sondern auch um über 200 % günstiger und damit deutlich kosteneffizienter wäre.

Da jedoch weder die beiden geeigneten HGÜ-Alternativen (Erweiterung Korridor B oder DC40plus) noch Drehstrom-Alternativen zu DC43 und DC44 seitens der Übertragungsnetzbetreiber beantragt wurden, entstünde bei fehlender Einreichung und Bestätigung im NEP sowie fehlender Aufnahme ins Bundesbedarfsplangesetz die Gefahr, dass ein unterdimensioniertes Netz realisiert würde, mit der Folge, dass nicht nur Redispatch-Kosten ansteigen, sondern auch der sichere Betrieb des Netzes auf immer dünnere Beine gestellt würde (siehe oben). Insoweit ist zum Stand der Konsultation fraglich, ob das beantragte Maßnahmen-Setting ausreichend ist und weitere Maßnahmen nachgereicht werden müssten. Die Bundesnetzagentur begrüßt insbesondere auch zu dieser Fragestellung Beiträge aus der Konsultation.

E Übersichten zu den Zwischenergebnissen

Von den seitens der Übertragungsnetzbetreiber vorgeschlagenen HGÜ-Projekten sieht die Bundesnetzagentur derzeit die Projekte DC42 und DC42plus als vorläufig bestätigungsfähig an. Neben den im Bundesbedarfsplangesetz enthaltenen Vorhaben und den Maßnahmen, die in einer derzeit laufenden Gesetzesnovelle für das Bundesbedarfsplangesetz vorgeschlagen sind, sieht die Bundesnetzagentur den Bedarf für weitere 24 Drehstrommaßnahmen.

1. Derzeit bestätigungsfähige Maßnahmen

In der nachfolgenden Tabelle und der anschließenden Deutschlandkarte sind diejenigen Maßnahmen aus dem überarbeiteten Entwurf des NEP 2025-2037/2045 dargestellt, welche die Bundesnetzagentur nach derzeitigem Erkenntnisstand für bestätigungsfähig hält.

Projekt	Maßnahme	Bezeichnung
DC42	DC42	Sahms/Nord – Oberjettingen
DC42	DC42plus	Sahms/Nord – Suchraum Markt Triefenstein
P27	M52a	Wehrendorf – Ohlensehlen
P33	M24b	Wolmirstedt – Helmstedt/Ost – Suchraum Schöningen – Suchraum Liebenburg – Bleckenstedt/Süd
P51	M37	Großgartach – Endersbach
P52	M94a	Herbertingen – Grünkraut – Punkt Neuravensburg – Obermooweiler
P54	M81	Irsching – Zolling – Ottenhofen
P71	M46	Audorf/Süd – Kiel/Rönne
P71	M47	Kiel/Rönne – Suchraum Trent – Göhl/West
P84	M367	Hamburg/Nord – Hamburg/Ost
P84	M368mod	Hamburg/Ost – Sahms/Nord
P116	M206	Dollern – Bötersen – Mehringen – Punkt Steyerberg
P116	M494	Punkt Steyerberg – Ovenstädt
P203	M429	Umstrukturierung Punkt Walstedde
P214	M214	Gnewitz – Suchraum Müggenhall – Suchraum Lüdershagen – Suchraum Kemnitz – Stilow – Lubmin
P223	M224a	Sahms/Nord – Mühlenbeck – Güstrow
P223	M224b	Leistungsflusssteuerung Mühlenbeck
P228	M469a	Landesbergen – Ahlten – Mehrum/Nord
P228	M799	Mehrum/Nord – Liedingen
P231	M966	Schenklengsfeld – Suchraum Philippsthal – Eiterfeld
P252	M534a	Marzahn – Punkt Biesdorf/Süd – Wuhlheide
P302	M511	Höpfingen – Hüffenhardt

P303	M857	Großgartach – Hüffenhardt
P304	M850	Kupferzell – Goldshöfe
P305	M515	Niederstotzingen – Dellmensingen
P305	M517	Suchraum Rotensohl – Niederstotzingen
P309	M484	Biblis/Groß-Rohrheim/Gernsheim/Biebesheim am Rhein – Bürstadt – Rheinau – Hoheneck
P353	M532	Leistungsflusssteuerung Waldeck
P359	M571	Stendal/West – Wolmirstedt
P402	M602	Westerkappeln – Gersteinwerk
P403	M603	Hattingen – Bezirk Ronsdorf (Wuppertal)
P408	M621	Punkt Günnigfeld – Bochum
P408	M622	Bochum – Hattingen
P421	M702	Einführung Umspannwerk Trossingen
P450	M678	Putlitz/Süd – Perleberg – Stendal/West
P450	M786	Güstrow – Siedenbrünzow – Putlitz/Süd
P462	M689	Siersdorf – Zukunft – Verlautenheide
P464	M691	Punkt Fraulautern – Saarwellingen/Saarlouis/Dillingen (Saar)
P470	M813	Emden/Ost – Suchraum Nüttermoor
P470	M814	Suchraum Nüttermoor – Dörpen/West
P471	M815	Großkrotzenburg/West – Ostend
P471	M816	Ostend – Griesheim
P472	M817a	Schwandorf – Wenzenbach – Regensburg
P472	M817b	Schwandorf – Wenzenbach – Regensburg
P473	M818	Schwandorf – Suchraum Rettenbach
P473	M819	Suchraum Rettenbach – Suchraum Sand – Suchraum Plattling
P473	M820	Suchraum Plattling – Pleinting
P474	M822	Suchraum Burghausen – Suchraum Simbach
P475	M823	Griesheim – Schwanheim
P476	M824	Hochwöhrden – Suchraum Albersdorf – Stegau
P477	M812	Landesbergen – Ohlensehlen
P478	M829a	Stegau – Punkt Hetlingen
P478	M829b	Punkt Hetlingen – Punkt Lühesand – Stade/West
P478	M829c	Stade/West – Suchraum Hemmoor – Alfstedt
P481	M830	Großkrotzenburg/West – Suchraum Markt Triefenstein
P481	M831	Suchraum Markt Triefenstein – Suchraum Wallmersbach – Raitersaich/West
P482	M832	Suchraum Ludersheim/West – Suchraum Amberg – Schwandorf
P483	M833	Leistungsflusssteuerung Suchraum Nüttermoor

P484	M834	Leistungsflusssteuerung Suchraum Gambach
P485	M485a	Eula – Weida – Suchraum Herlasgrün
P485	M835	Suchraum Herlasgrün – Suchraum Hof – Suchraum Marktleuthen
P486	M836	Großkrotzenburg/West – Suchraum Frankfurt/Nord
P486	M837	Suchraum Frankfurt/Nord – Suchraum Bommersheim
P486	M837a	Volleinschleifung Suchraum Bommersheim und Eschborn in Karben – Frankfurt/Südwest
P488	M841	Oberbachern – Neufinsing
P488	M842	Ottenhofen – Neufinsing
P488	M843	Neufinsing – Marienberg
P489	M810	Inhausen/neu – Sengwarden
P489	M811	Sengwarden – Maade/neu
P490	M840	Suchraum Petersgmünd – Suchraum Weißenburg – Suchraum Nördlingen – Suchraum Rotensohl
P491	M902	Emden/Ost – Suchraum Emden/West
P500	M737	Aschaffenburg – Urberach
P501	M740	Gersteinwerk – Lippe – Mengede
P502	M741	Driesenbusch – Beeck
P503	M742	Niederrhein – Walsum/Holten/Hamborn/Sterkrade Nord/Hiesfeld/Dinslaken – Driesenbusch
P504	M743	Sechtem – Ließem – Weißenthurm
P509	M784	Arpe – Oberursel (Taunus)/Bad Homburg vor der Höhe – Eschborn – Kriftel
P528	M750	Lauchstädt – Suchraum Leuna – Pulgar
P540	M1000	Vieselbach – Altenfeld – Suchraum Schalkau – Landesgrenze Thüringen/ Bayern (Mast 77)
P540	M1001	Landesgrenze Thüringen/ Bayern (Mast 77) – Suchraum Münnerstadt – Suchraum Eltingshausen – Grafenrheinfeld
P551	M844	Wahle – Klein Ilsede – Mehrum/Nord – Algermissen – Emmerthal
P553	M1002	Leistungsflusssteuerung in der Leitung Wahle – Liedingen
P554	M1003	Suchraum Bargum – Suchraum Tarp
P555	M1004	Hardebek – Steinburg
P559	M1211	Würgassen – Twistetal
P601	M903	Niederstedem – Bundesgrenze (LU)
P602	M904	Bollenacker (Olefin) – Punkt Brühl
P606	M909	Oberottmarshausen – Buchloe/Waal
P608	M911	Leistungsflusssteuerung im Westerwald/Siegerland
P613	M970	Polsum – Niederrhein

P615	M990	Weißenthurm – Punkt Metternich
P625	M625	Streumen – Suchraum Dresdner Norden – Schmölln
P628	M628a	Lubmin – Iven/West – Altentreptow/Nord – Altentreptow/Süd – Gransee – Malchow
P631	M631a	Marke – Suchraum Hohenthurm
P631	M631b	Suchraum Hohenthurm – Lauchstädt
P634	M634a	Klostermansfeld – Querfurt
P635	M635a	Suchraum Grabowhöfe – Suchraum Kyritz – Suchraum Jerichow – Suchraum Zerbst – Marke
P636	M636a	Suchraum Delitzsch – Suchraum Taucha – Eula
P637	M637a	Leistungsflusssteuerung Iven/West
P639	M639a	Leistungsflusssteuerung Eisenach
P650	M650a	Suchraum Salzwedel – Suchraum Osterburg
P654	M654a	Bertikow – Vierraden
P655	M655a	Thyrow – Suchraum Großbeeren
P656	M656a	Suchraum Ludwigslust – Suchraum Brunow
P675	M854	Suchraum Markt Triefenstein – Höpfingen
P675	M855	Höpfingen – Großgartach
P677	M861	Neurott – Hüffenhardt
P680	M917	Leistungsflusssteuerung Höpfingen
P681	M919	Leistungsflusssteuerung Rotensohl
P701	M1101	Arpe – Oberursel (Taunus)/Bad Homburg vor der Höhe – Eschborn – Kriftel
P701	M1101SA	Doppeleinschleifung Arpe
P702	M1102	Kriftel – Bischofsheim
P703	M1103	Leistungsflusssteuerung in der Pfalz
P706	M1106	Schafberg – Kusenhorst
P707	M1107	Müschede/Wennigloh – Seckel
P709	M1109	Kusenhorst – Eiberg – Selbeck
P711	M1111a	Oberzier – Wallenthal
P711	M1111b	Wallenthal – Dahlem
P713	M1113	Meitingen – Suchraum Nordheim/Auchsesheim/Asbach-Bäumenheim/Mertingen
P720	M1158	Limburg – Marxheim

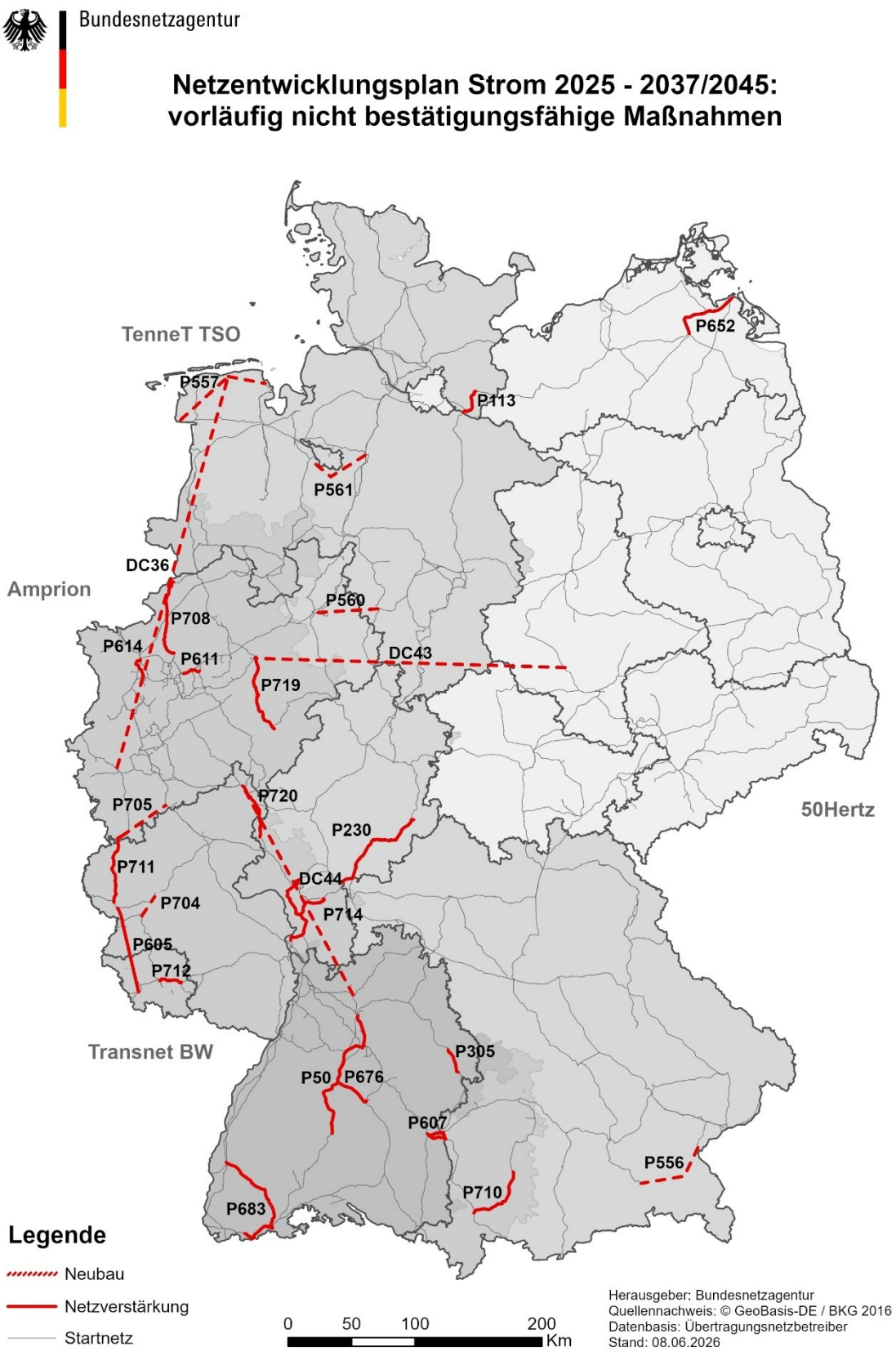

Bundesnetzagentur
Netzentwicklungsplan 2025-2037/2045:
vorläufig bestätigungsfähige Maßnahmen
P554
P71
P476
P555
P214
P450
P489
P478
P84
P223
P491
P656
P628
P654
P470
P116
P650
P635
P27
P477
P228
P252
P359
P655
P551
P33
P706
P402
P631
P613
P501
P634
P503
P559
P636
P502
P707
DC42+
P528
P625
P403
P709
DC42
P462
P602
P509
P231
P701
P485
P711
P504
P615
P720
P540
P471
P486
P601
P500
P702
P481
P309
P302
P482
P464
P677
P472
P675
P303
P304
P473
P490
P51
P713
P54
P305
P474
P606
P488
P52
Legende
Startnetz
Wechselstrom:
Neubau in neuer Trasse
Netzverstärkung in bestehender Trasse
Gleichstrom:
Neubau in neuer Trasse
Netzverstärkung in bestehender Trasse
0
50
100
200
Km
Herausgeber: Bundesnetzagentur
Quellennachweis: © GeoBasis-DE / BKG 2016
Datenbasis: Übertragungsnetzbetreiber
Stand: 08.06.2026

2. Derzeit nicht bestätigungsfähige Maßnahmen

In der nachfolgenden Tabelle und der anschließenden Deutschlandkarte sind diejenigen Maßnahmen aus dem überarbeiteten Entwurf des NEP 2025-2037/2045 dargestellt, welche die Bundesnetzagentur nach derzeitigem Erkenntnisstand nicht für bestätigungsfähig hält.

Projekt	Maßnahme	Bezeichnung
DC36	DC36	Suchraum Esens – Oberzier
DC43	DC43	Suchraum Lippborg – Klostermansfeld
DC44	DC44	Dauersberg – Obrigheim
P50	M852	Pulverdingen – Suchraum Hochberg – Oberjettingen
P50	M853	Oberjettingen – Engstlatt
P113	M465	Sahms – Krümmel
P230	M802	Dipperz – Suchraum Elm – Suchraum Somborn – Großkrotzenburg
P305	M851	Goldshöfe – Suchraum Rotensohl
P366	M431/M433	Großkrotzenburg
P483	M1210	Leistungsflusssteuerung Suchraum Großenmeer
P556	M1005	Marienberg – Suchraum Traunreut – Pirach
P557	M1006	Suchraum Emden/West – Suchraum Esens
P557	M1007	Suchraum Esens – Inhausen/neu
P560	M1212	Emmerthal – Bechterdissen
P561	M1213	Sottrum – Suchraum Weyhe – Schönemoor
P605	M907	Punkt Meckel – Aach
P605	M908	Aach – Ensdorf
P607	M910	Dellmensingen – Vöhringen
P611	M923	Mengede – Emscherbruch
P614	M989	Niederrhein – Zensenbusch – Walsum
P651	M651a	Leistungsflusssteuerung Gransee
P652	M652a	Lubmin – Suchraum Kemnitz – Siedenbrünzow
P676	M858	Großgartach – Hoheneck – Suchraum Hochberg – Punkt Rommelsbach
P676	M859	Punkt Rommelsbach – Suchraum Unteres Echaztal/Ermstal
P683	M1200	Eichstetten – Suchraum südwestlicher Landkreis Waldshut – Gurtweil – Kühmoos
P683	M1201	Trossingen – Laufenburg
P704	M1104	Wengerohr – Bekond
P705	M1105	Meckenheim – Dahlem/Wallenthal
P708	M1180	Gronau – Kusenhorst
P710	M1110	Buchloe/Waal – Bidingen/Bernbach – Leupolz

P711	M1111c	Dahlem – Niederstedem
P712	M1112	Uchtelfangen – Mittelbexbach
P714	M1114a	Punkt Zeilsheim – Kriftel – Marxheim
P714	M1114b	Marxheim – Punkt Rüsselsheim – Bischofsheim
P714	M1114c	Bischofsheim – Rüsselsheim – Punkt Zeilsheim
P714	M1114d	Bischofsheim – Pfungstadt – Ried
P714	M1114e	Pfungstadt – Urberach
P719	M1177	Lippborg – Uentrop
P719	M1179	Uentrop – Arpe
P720	M1157	Dauersberg – Limburg


Bundesnetzagentur
Netzentwicklungsplan Strom 2025 - 2037/2045:
vorläufig nicht bestätigungsfähige Maßnahmen
TenneT TSO
Amprion
50Hertz
Transnet BW
P557
P652
P113
P561
DC36
P560
P708
P614
P611
DC43
P719
P720
P705
P230
P711
DC44
P704
P714
P605
P712
P305
P50
P676
P607
P556
P710
P683
Legende
Neubau
Netzverstärkung
Startnetz
0
50
100
200
Km
Herausgeber: Bundesnetzagentur
Quellennachweis: © GeoBasis-DE / BKG 2016
Datenbasis: Übertragungsnetzbetreiber
Stand: 08.06.2026

3. Offene Maßnahmen

Bei einer Reihe von Maßnahmen ist die Bundesnetzagentur noch nicht zu einer vorläufigen Einschätzung gelangt. Diese sind in der folgenden Tabelle aufgeführt:

Projekt	Maßnahme	Bezeichnung
P90		Sammelprojekt Blindleistungskompensationsanlagen TransnetBW
P304	M514	Kupferzell – Goldshöfe
P313	M488	2. Interkonnektor Deutschland – Belgien
P343	M1018	Oberhaid: UW-Volleinschleifung
P343	M1214	Suchraum Weidhausen bei Coburg: UW-Einschleifung
P343	M993	Marienmünster: UW-Volleinschleifung
P343	M994	Sandershausen: UW-Volleinschleifung
P343	M995	Asslar: UW-Volleinschleifung
P343	M996	Kriegenbrunn: UW-Volleinschleifung
P360		Sammelprojekt Blindleistungskompensationsanlagen 50Hertz
P366	M399	Suchraum Eschborn: UW-Volleinschleifung
P366	M969	Großkrotzenburg – Großkrotzenburg/West
P371		Sammelprojekt Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit TenneT
P400		Sammelprojekt Blindleistungskompensationsanlagen TenneT
P412		Sammelprojekt Blindleistungskompensationsanlagen Amprion
P532		Sammelprojekt Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit 50Hertz
P551	M991	Volleinschleifung Klein Ilsede
P551	M992	Volleinschleifung Algermissen
P552	M845	Leistungsflusssteuerung in Diele
P612		Sammelprojekt Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit Amprion
P642	M642	Hybrider Interkonnektor Deutschland – Lettland und Litauen (Baltic-German PowerLink)
P678	M862b	Interkonnektor Deutschland – Schweiz (Erweiterung 1 GW)
P700	M700a M700b	Hybrider Interkonnektor Deutschland – Vereinigtes Königreich (HansaLink)
P715	M1115	Hybrider Interkonnektor Deutschland – Dänemark (TYSDAN)
P716	M1159 M1160 M1161	Hybrider Interkonnektor Deutschland – Norwegen
P717	M1220	Hybrider Interkonnektor Deutschland – Niederlande
P718	M1221	Interkonnektor Deutschland – Griechenland (Green Aegean)

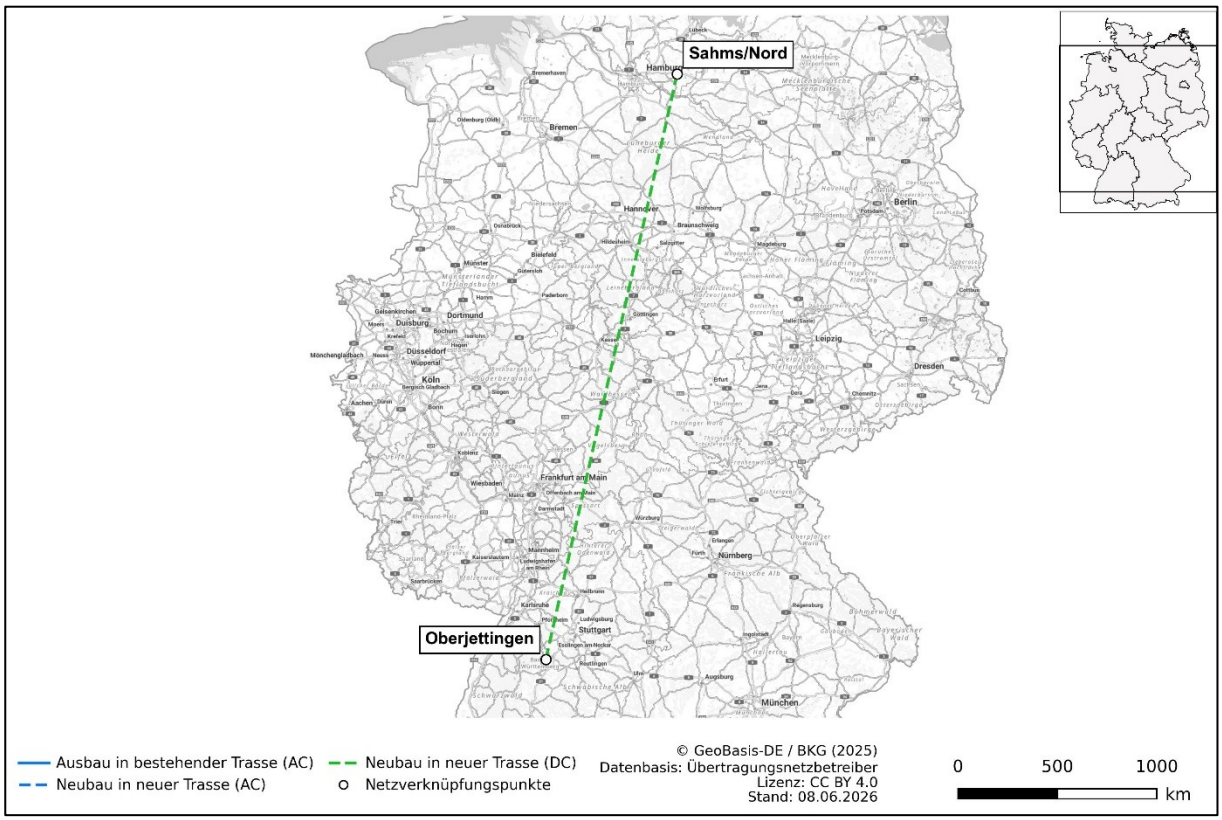
4. Statistik geprüfter Maßnahmen

Im Folgenden sind alle Maßnahmen gegliedert nach ihrem derzeitigen Prüfungsstatus aufgeführt. Vorangestellt ist eine Übersicht über die geschätzte Länge der Maßnahmen.

Übersicht Länge der Maßnahmen (in km)

	NEP 2025-2037/2045 (gemäß Entwurf)	davon derzeit bestätigungsfähig	davon derzeit offen bzw. nicht bestätigungsfähig	davon bereits im BBPlG oder in laufender Novelle
AC-Neubau	2.250	1.800	450	1.150
DC-Neubau	2.200	1.250	950	1.250
AC-Interkonnektoren	0	0	0	0
DC-Interkonnektoren	2.850	150	2.700	450
AC-Netzverstärkung	4.300	3.250	1.050	2.800
Gesamt	11.600	6.450	5.150	5.650

DC42: Netzausbau Sahms/Nord – Oberjettingen



DC42: Sahms/Nord – Oberjettingen

Die Maßnahme DC42 wird vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahme DC42 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 beantragt und von der Bundesnetzagentur bestätigt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2037 an.

Die Maßnahme sieht eine HGÜ-Verbindung mit einer Nennleistung von 2 GW von der 380-kV-Schaltanlage im Suchraum Ämter Büchen / Breitenfelde / Schwarzenbek-Land (Sahms/Nord) im Südosten Schleswig-Holsteins nach Oberjettingen im südlichen Landkreis Böblingen vor.

In Sahms/Nord soll die Leitung der DC42 Teil eines Multiterminal-Systems mit einem Offshore-Netzanbindungssystem werden. In Oberjettingen ist ein DC-Konverter mit einer Kapazität von 2 GW zu errichten.

Alternativen

Die Prüfung der Bundesnetzagentur hinsichtlich möglicher Alternativen zu dieser Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen und wird im weiteren Verlauf der Prüfung erfolgen.

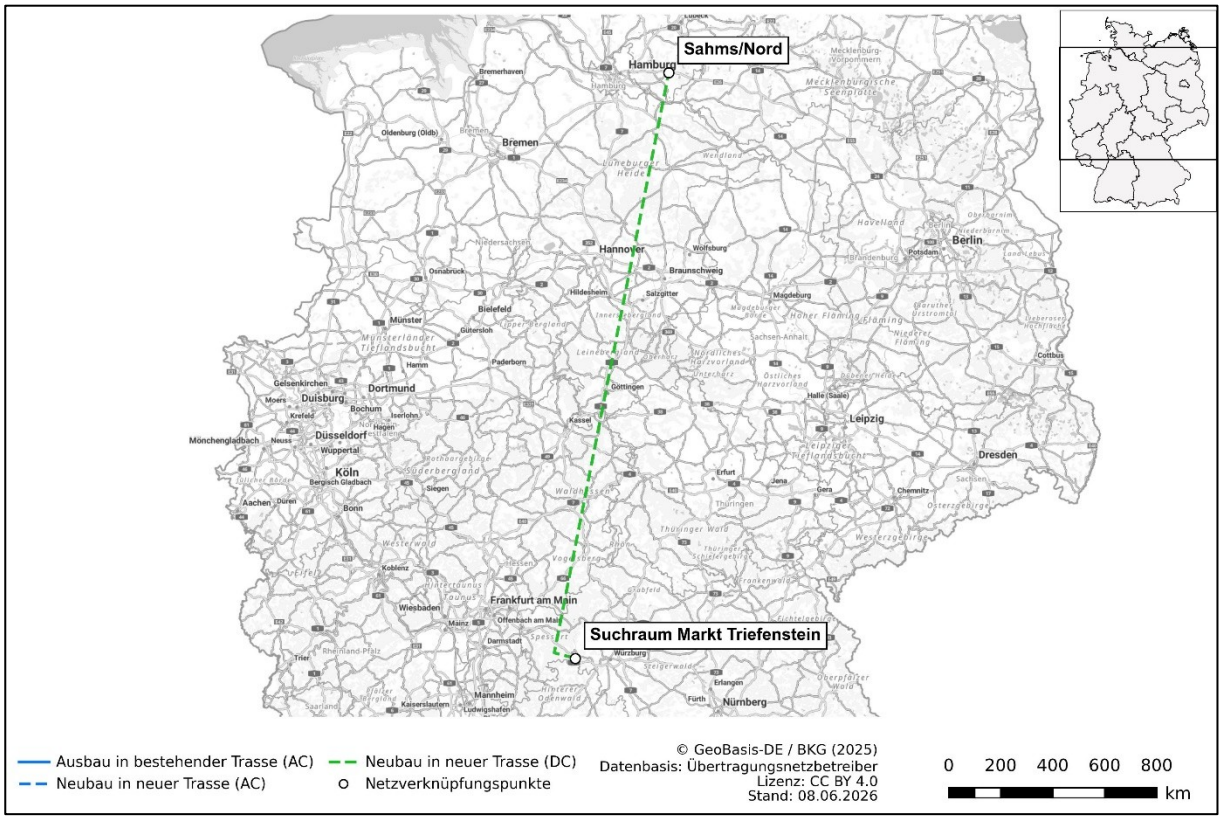
Vorläufige Prüfungsergebnisse

DC42	A2037	A2037+	B2037	C2037
Wirksamkeit				
Überlastungsindex	3770 GWh	5060 GWh	6850 GWh	7320 GWh
Erforderlichkeit				
Leistungsfluss (max.)	2000 MW	2000 MW	2000 MW	2000 MW
Auslastung (max.)	100 %	100 %	100 %	100 %

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Maßnahme erweist sich zum derzeitigen Stand der Prüfung in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt durch Reduzierung des Überlastungsindex signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

DC42plus: Netzausbau Sahms/Nord – Suchraum Markt Triefenstein



DC42plus: Sahms/Nord – Suchraum Markt Triefenstein

Die Maßnahme DC42plus wird vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahme DC42plus wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 eingereicht und von der Bundesnetzagentur bestätigt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2040 an.

Die Maßnahme sieht eine HGÜ-Verbindung mit einer Nennleistung von 2 GW von der 380-kV-Schaltanlage im Suchraum Ämter Büchen / Breitenfelde / Schwarzenbek-Land (Sahms/Nord) im Südosten Schleswig-Holsteins zur neu zu errichtenden 380-kV-Schaltanlage im Suchraum der Gemeinden Marktheidenfeld / Kreuzwertheim / Triefenstein / Erlenbach (Suchraum Markt Triefenstein) im Nordwesten Bayerns vor.

In Sahms/Nord soll die Leitung der DC42plus Teil eines Multiterminal-Systems mit einem Offshore-Netzanbindungssystem werden. Im Suchraum Markt Triefenstein ist ein DC-Konverter mit einer Kapazität von 2 GW zu errichten.

Alternativen

Die Prüfung der Bundesnetzagentur hinsichtlich möglicher Alternativen zu dieser Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen und wird im weiteren Verlauf der Prüfung erfolgen.

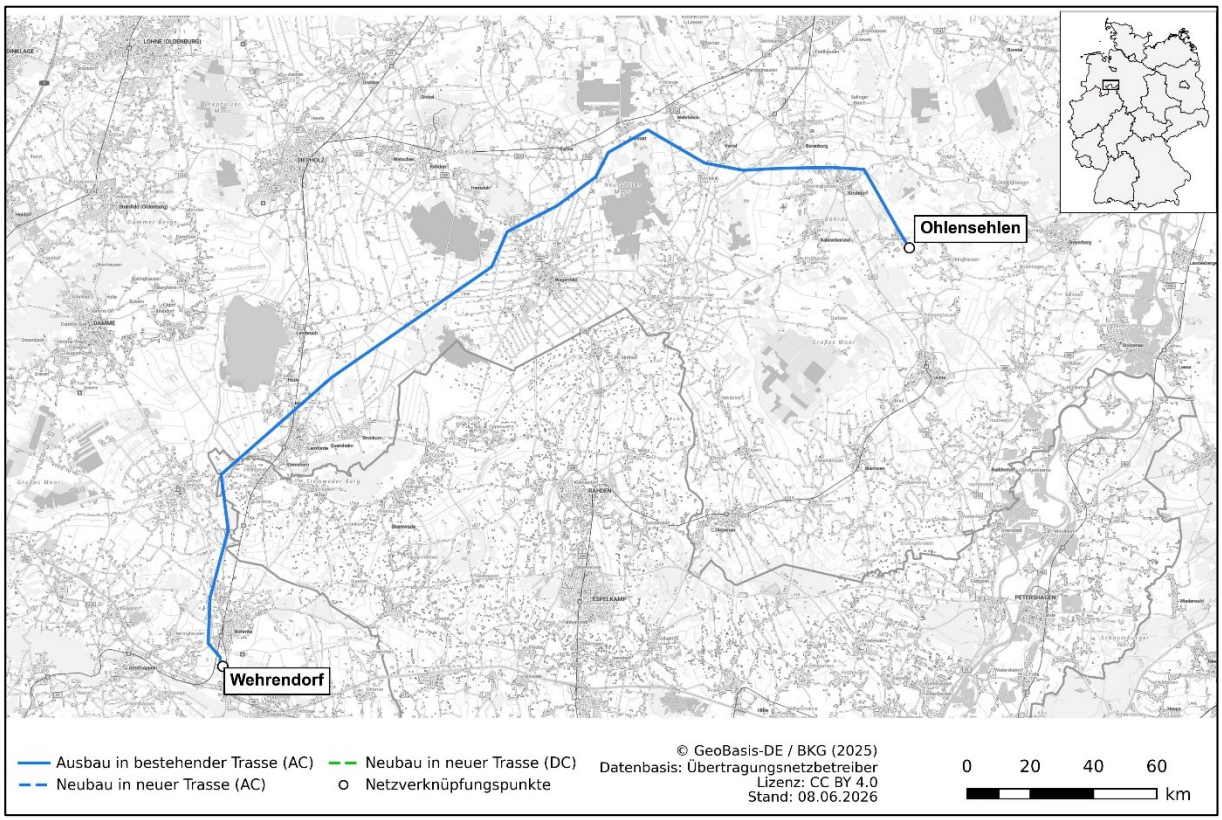
Vorläufige Prüfungsergebnisse

DC42 DC42plus	A2037	A2037+	B2037	C2037
Wirksamkeit				
Überlastungsindex	3340 GWh	4310 GWh	6090 GWh	6490 GWh
Erforderlichkeit				
Leistungsfluss (max.)	2000 MW	2000 MW	2000 MW	2000 MW
Auslastung (max.)	100 %	100 %	100 %	100 %

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Maßnahme erweist sich zum derzeitigen Stand der Prüfung in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt durch Reduzierung des Überlastungsindex signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

P27: Netzverstärkung Wehrendorf – Ohlensehlen



M52a: Wehrendorf – Ohlensehlen

Die Maßnahme M52a wird vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahme M52 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2012 mit dem Zieljahr 2022 eingereicht und zuvor von der Bundesnetzagentur nicht bestätigt. Die Maßnahme wurde im Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 angepasst und als Maßnahme M52a von den Übertragungsnetzbetreibern erneut vorgeschlagen und erstmals von der Bundesnetzagentur erstmals bestätigt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2037 an.

Die Stromtragfähigkeit des bestehenden 380-kV-Stromkreises zwischen Wehrendorf und Ohlensehlen soll durch Umbeseilung erhöht werden. Durch eine Zubeseilung soll ein zweiter 380-kV-Stromkreis realisiert werden. Nach Umsetzung der Maßnahme besteht zwischen Wehrendorf und Ohlensehlen ein leistungsfähiges 380-kV-Doppelsystem.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme die Schaltanlagen in Wehrendorf und Ohlensehlen verstärkt werden müssten. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung und Umsetzung der Maßnahme und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Alternativen

Die Prüfung der Bundesnetzagentur hinsichtlich möglicher Alternativen zu dieser Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen und wird im weiteren Verlauf der Prüfung erfolgen.

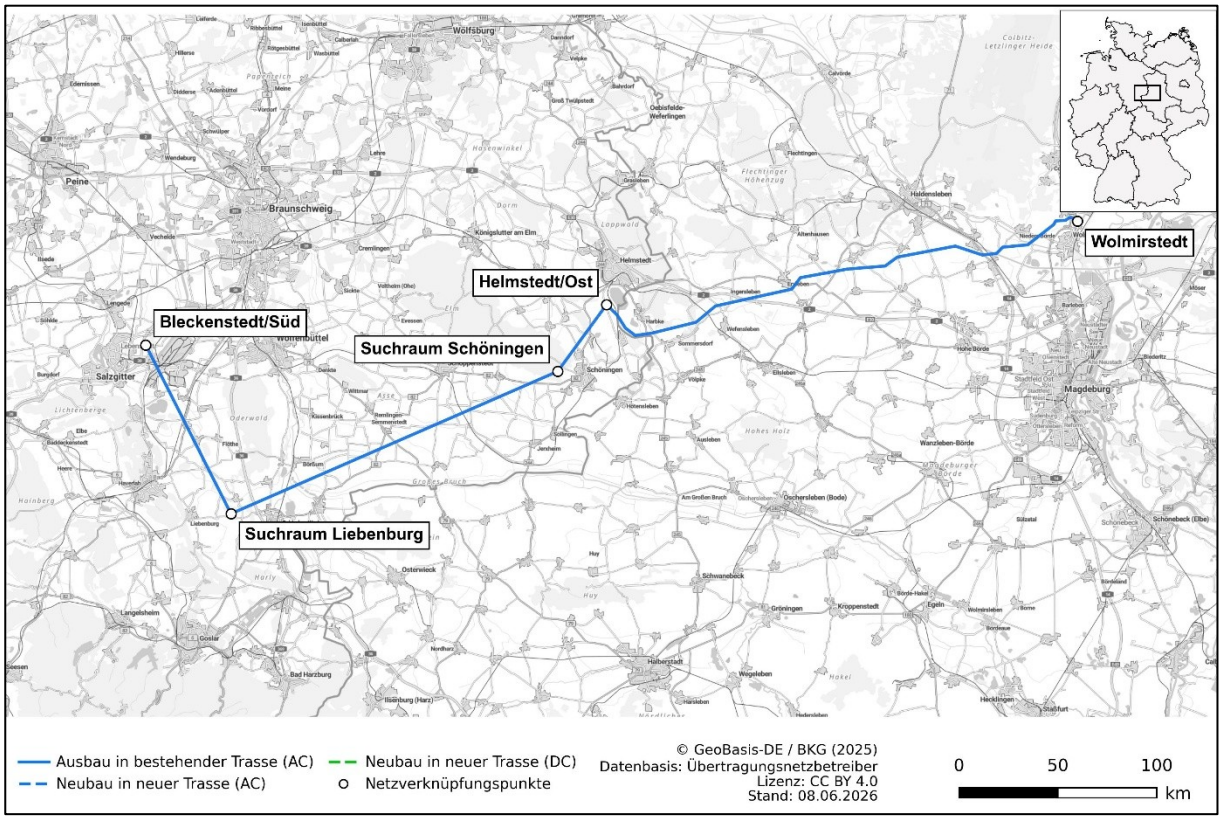
Vorläufige Prüfungsergebnisse

P27 M52a	A2037	A2037+	B2037	C2037
Wirksamkeit				
Überlastungsindex	590 GWh	840 GWh	1380 GWh	1340 GWh
Erforderlichkeit				
Leistungsfluss (max.)	4022 MW	4148 MW	4999 MW	4978 MW
Auslastung (Mittel)	23 %	24 %	27 %	28 %
Auslastung (max.)	82 %	84 %	102 %	101 %

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Maßnahme erweist sich zum derzeitigen Stand der Prüfung in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt durch Reduzierung des Überlastungsindex signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

P33: Netzverstärkung Wolmirstedt – Bleckenstedt/Süd



M24b: Wolmirstedt – Helmstedt/Ost – Suchraum Schöningen – Suchraum Liebenburg – Bleckenstedt/Süd

Die Maßnahme M24b wird vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahme M24b wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2012 mit dem Zieljahr 2022 beantragt und im Netzentwicklungsplan 2014 mit dem Zieljahr 2024 erstmals bestätigt. Die Maßnahme ist zusammen mit der im Startnetz befindlichen Maßnahme M24a als Teil des Vorhaben 10 seit 2015 im Bundesbedarfsplangesetz.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2032 an.

Durch Neubau in bestehender Trasse soll das bestehende 380-kV-Doppelsystem von Wolmirstedt, über Erxleben nach Helmstedt/Ost durch ein zweites 380-kV-Doppelsystem erweitert werden. Durch Neubau in neuer Trasse soll ein 380-kV-Doppelsystem von Helmstedt/Ost nach Bleckenstedt/Süd errichtet werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme zwei neue 380/110-kV-Umspannwerke im Suchraum Stadt Schöningen / Gemeinde Söllingen (Suchraum Schöningen) sowie im Suchraum Gemeinden Liebenburg / Schladen-Werla (Suchraum Liebenburg) errichtet und voll in das neue 380-kV-Doppelsystem von Helmstedt/Ost nach Bleckenstedt/Süd eingeschliffen werden müssten. Der Bedarf für solche Netzanschlüsse ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben weiterhin an, dass im Rahmen der Maßnahmen die Schaltanlagen in Wolmirstedt, Helmstedt/Ost und Bleckenstedt/Süd verstärkt werden müssten. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung und Umsetzung der Maßnahme und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Alternativen

Der Gesetzgeber hat sich im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zum Bundesbedarfsplangesetz 2022 erneut für die hier vorgeschlagene Variante entschieden.

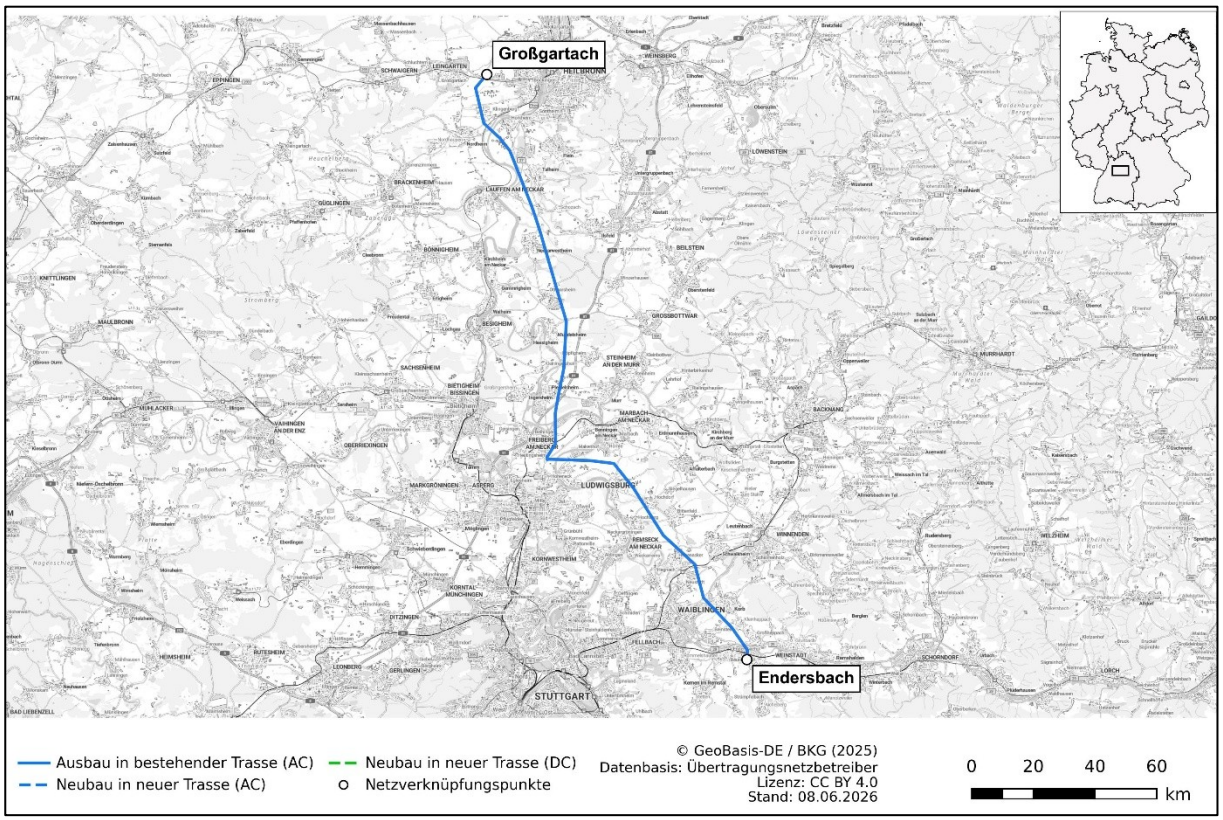
Vorläufige Prüfungsergebnisse

P33 M24b	A2037	A2037+	B2037	C2037
Wirksamkeit				
Überlastungsindex	890 GWh	1140 GWh	3080 GWh	3190 GWh
Erforderlichkeit				
Leistungsfluss (max.)	3786 MW	2049 MW	4767 MW	5314 MW
Auslastung (Mittel)	20 %	21 %	23 %	24 %
Auslastung (max.)	76 %	83 %	96 %	108 %

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Maßnahme erweist sich zum derzeitigen Stand der Prüfung in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt durch Reduzierung des Überlastungsindex signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

P51: Netzverstärkung Großgartach – Endersbach



M37: Großgartach – Endersbach

Die Maßnahme M37 wird vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahme M37 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2012 für das Zieljahr 2022 beantragt und im Netzentwicklungsplan 2019-2030 erstmals von der Bundesnetzagentur bestätigt. Die Maßnahme ist als Vorhaben 22 seit 2013 im Bundesbedarfsplangesetz.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2031 an.

Durch einen Neubau in bestehender Trasse und einer abschnittsweisen Zu- und Umbeseilung soll ein neuer 380-kV-Stromkreis von Großgartach nach Endersbach realisiert werden. Dadurch wird das vorhandene Dreibein zwischen Großgartach, Mühlhausen und Endersbach aufgelöst und zwei getrennte 380-kV-Stromkreise zwischen Großgartach und Endersbach, sowie Großgartach und Mühlhausen geschaffen.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme die Schaltanlagen in Endersbach und Großgartach verstärkt werden müssten. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung in Umsetzung der Maßnahme und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Alternativen

Der Gesetzgeber hat sich im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zum Bundesbedarfsplangesetz 2022 erneut für die hier vorgeschlagene Variante entschieden.

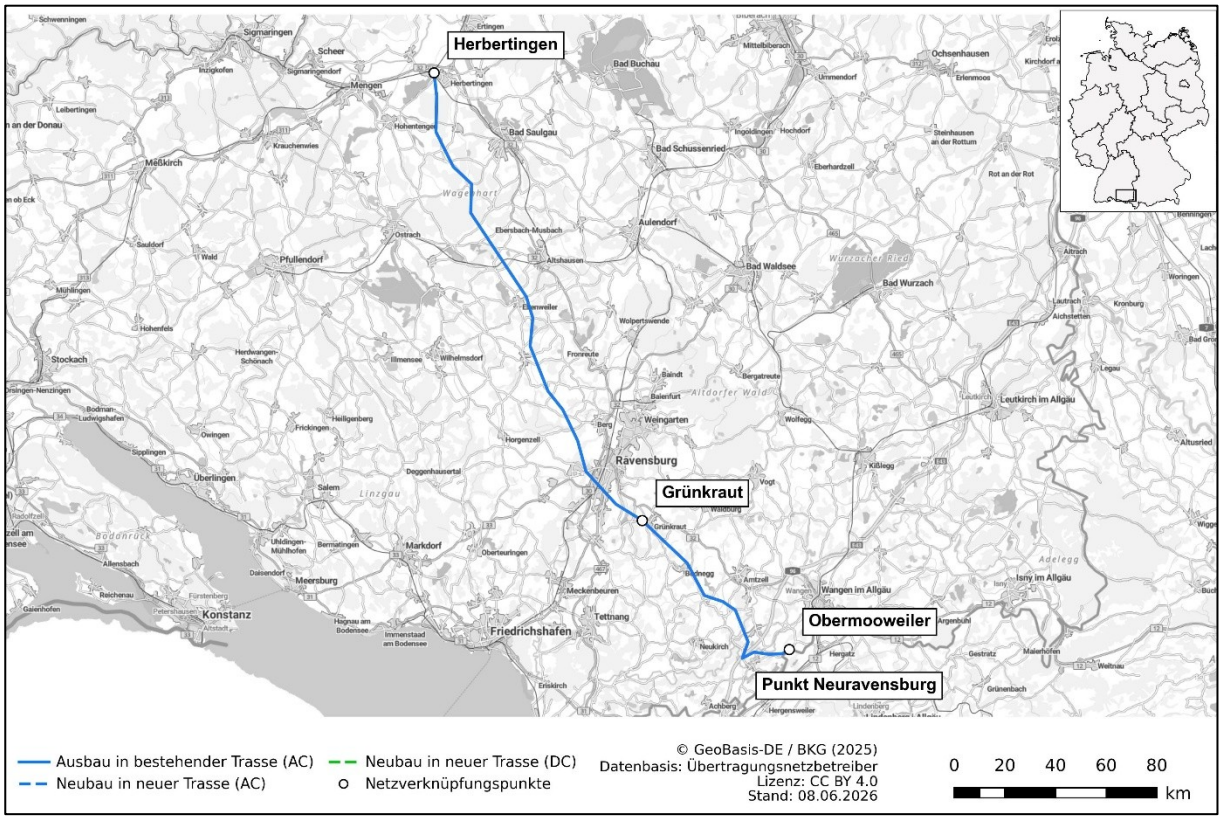
Vorläufige Prüfungsergebnisse

P51 M37	A2037	A2037+	B2037	C2037
Wirksamkeit				
Überlastungsindex	300 GWh	500 GWh	710 GWh	690 GWh
Erforderlichkeit				
Leistungsfluss (max.)	2258 MW	2293 MW	2672 MW	2946 MW
Auslastung (Mittel)	28 %	30 %	28 %	28 %
Auslastung (max.)	91 %	94 %	107 %	118 %

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Maßnahme erweist sich zum derzeitigen Stand der Prüfung in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt durch Reduzierung des Überlastungsindex signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

P52: Netzverstärkung Herbertingen – Punkt Neuravensburg mit Abzweig Obermooweiler



M94a: Herbertingen – Grünkraut – Punkt Neuravensburg – Obermooweiler

Die Maßnahme M94a wird vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahme M94a wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2012 für das Zieljahr 2022 beantragt und im Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 erstmals von der Bundesnetzagentur bestätigt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2035 an.

Durch Neubau in bestehender Trasse soll ein neues 380-kV-Doppelsystem von Herbertingen, über Grünkraut bis zum Punkt Neuravensburg mit Abzweig Obermooweiler realisiert werden.

Alternativen

Die Prüfung der Bundesnetzagentur hinsichtlich möglicher Alternativen zu dieser Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen und wird im weiteren Verlauf der Prüfung erfolgen.

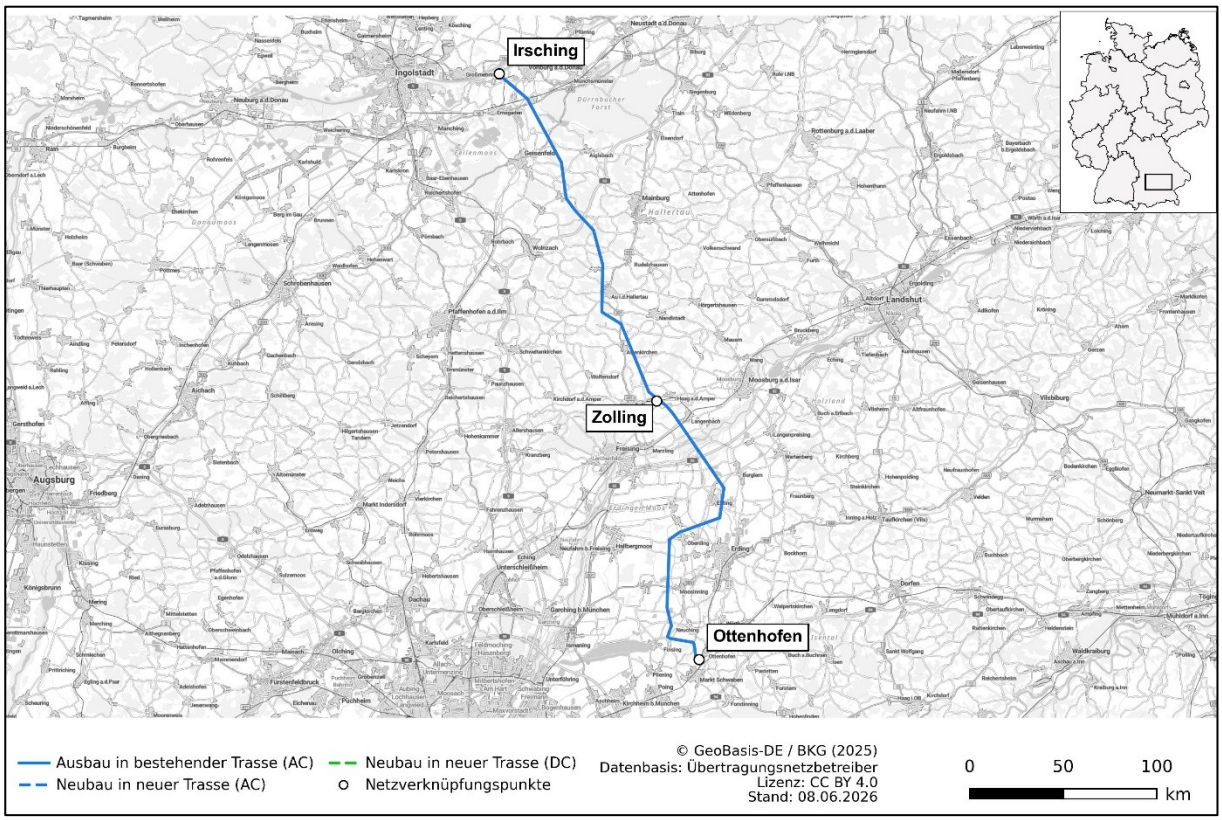
Vorläufige Prüfungsergebnisse

P52 M94a	A2037	A2037+	B2037	C2037
Wirksamkeit				
Überlastungsindex	780 GWh	860 GWh	930 GWh	780 GWh
Erforderlichkeit				
Leistungsfluss (max.)	2301 MW	2360 MW	2750 MW	2661 MW
Auslastung (Mittel)	18 %	18 %	18 %	17 %
Auslastung (max.)	57 %	58 %	69 %	66 %

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Maßnahme erweist sich zum derzeitigen Stand der Prüfung in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt durch Reduzierung des Überlastungsindex signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

P54: Netzverstärkung Irsching – Ottenhofen



M81: Irsching – Zolling – Ottenhofen

Die Maßnahme M81 wird vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahme M81 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2012 für das Zieljahr 2022 beantragt und bisher von der Bundesnetzagentur nicht bestätigt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2032 bis 2036 an.

Durch Umbeseilung und Spannungsumstellung des bestehenden 220-kV-Stromkreises, sowie durch die Umbeseilung des bestehenden 380-kV-Stromkreises soll die Übertragungskapazität zwischen Irsching und Ottenhofen über Zolling erhöht werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme die Schaltanlagen in Irsching und Ottenhofen verstärkt werden müssten. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung in Umsetzung der Maßnahme und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben weiterhin an, dass im Rahmen der Maßnahmen die Schaltanlage in Zolling verstärkt werden müsste. Dies ist aufgrund der Spannungsumstellung notwendig. Wie die Verstärkung

im Detail umgesetzt wird, kann jedoch auf Ebene des Netzentwicklungsplans nicht geprüft werden und bleibt den folgenden Verfahren vorbehalten. Ebenso ist auch die temporäre Einschleifung des bestehenden 380-kV-Stromkreises in die neue Schaltanlage in Zolling nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

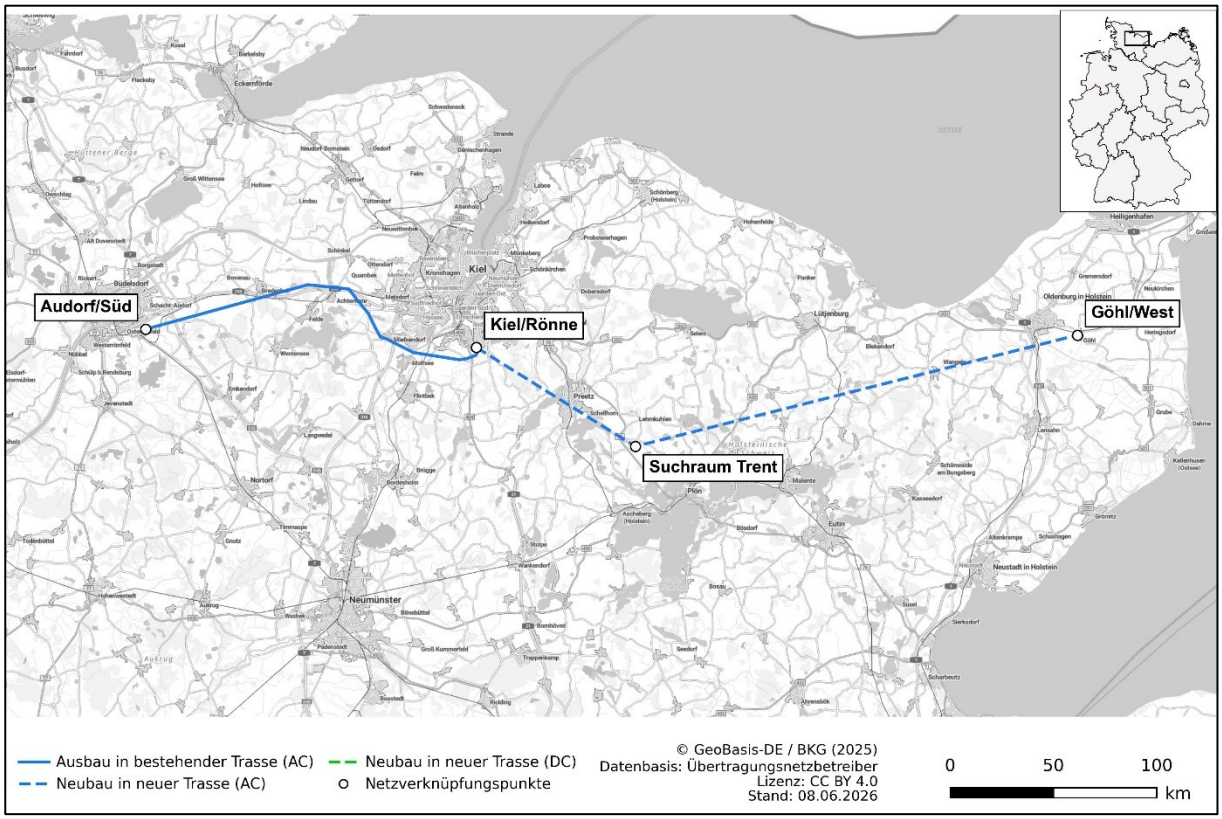
Alternativen

Die Prüfung der Bundesnetzagentur hinsichtlich möglicher Alternativen zu dieser Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen und wird im weiteren Verlauf der Prüfung erfolgen.

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Prüfung der Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen. Derzeit geht die Bundesnetzagentur von einer Bestätigungsfähigkeit der Maßnahme unter dem Aspekt der Versorgungssicherheit in der betroffenen Region aus.

P71: Netzausbau Audorf/Süd – Göhl/West



M46: Audorf/Süd – Kiel/Rönne
M47: Kiel/Rönne – Suchraum Trent – Göhl/West

Die Maßnahmen M46 und M47 werden vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahmen M46 und M47 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2012 für das Zieljahr 2022 beantragt und im Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 erstmals von der Bundesnetzagentur bestätigt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahmen im Jahr 2037 an.

Mit M46 soll durch Neubau in bestehender Trasse das bestehende 220-kV-Doppelsystem von Audorf/Süd nach Kiel/Rönne durch ein 380-kV-Doppelsystem ersetzt werden und mit M47 soll durch Neubau in neuer Trasse ein 380-kV-Doppelsystem von Kiel/Rönne nach Göhl/West errichtet werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahmen die neu zu errichtenden 380/110-kV-Umspannwerke Kiel/Rönne sowie im Suchraum der Gemeinden Lehmkuhlen / Wahlstorf / Wittmoldt (Suchraum Trent) in das neue 380-kV-Doppelsystem eingeschliffen werden sollen. Der Bedarf für einen solchen Netzanschluss ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben weiterhin an, dass im Rahmen der Maßnahme die Schaltanlage in Audorf/Süd verstärkt werden müsste. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung in Umsetzung der Maßnahme und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Alternativen

Die Prüfung der Bundesnetzagentur hinsichtlich möglicher Alternativen zu dieser Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen und wird im weiteren Verlauf der Prüfung erfolgen.

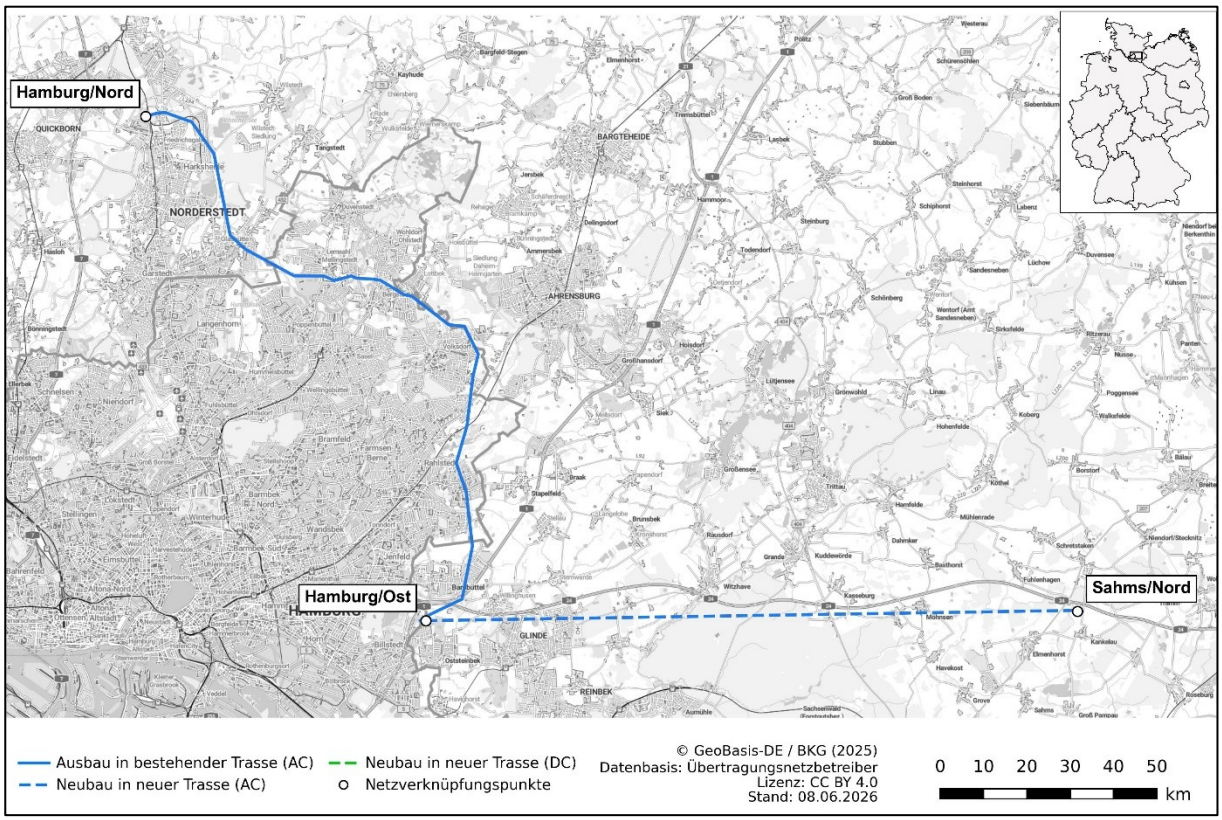
Vorläufige Prüfungsergebnisse

P71 M46, M47	A2037	A2037+	B2037	C2037
Wirksamkeit				
Überlastungsindex	1560 GWh	1460 GWh	1610 GWh	1370 GWh
Erforderlichkeit				
Leistungsfluss (max.)	2248 MW	2307 MW	2352 MW	2260 MW
Auslastung (Mittel)	13 %	12 %	12 %	11 %
Auslastung (max.)	45 %	47 %	47 %	46 %

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Maßnahmen erweisen sich zum derzeitigen Stand der Prüfung in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie haben eine ausreichende Auslastung und tragen durch Reduzierung des Überlastungsindex signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

P84: Netzausbau Hamburg/Nord – Sahms/Nord



M367: Hamburg/Nord – Hamburg/Ost
M368mod: Hamburg/Ost – Sahms/Nord

Die Maßnahmen M367 und M368mod werden vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahme M367 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2013 mit dem Zieljahr 2023 beantragt und im Netzentwicklungsplan 2019-2030 erstmals bestätigt. Die Maßnahme M368mod wurde von den Übertragungsnetzbetreibern in dieser Form erstmals im Netzentwicklungsplan 2021-2035 beantragt und von der Bundesnetzagentur bestätigt. Beide Maßnahmen sind als Vorhaben 51 seit 2021 bzw. 2022 im Bundesbedarfsplangesetz.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme M367 im Jahr 2032 und M368mod bis zum Jahr 2031 an.

Durch eine Umbeseilung soll mit der Maßnahme M367 die Stromtragfähigkeit des bestehenden 380-kV-Doppelsystems zwischen Hamburg/Nord und Hamburg/Ost erhöht werden.

Durch Neubau in neuer Trasse soll mit der Maßnahme M368mod ein 380-kV-Doppelsystem zwischen Hamburg/Ost und dem neu zu errichtenden 380/110-kV-Umspannwerk Sahms/Nord errichtet werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass das Umspannwerk Hamburg/Ost zu erweitern ist. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung und Umsetzung der Maßnahme, und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Alternativen

Der Gesetzgeber hat sich im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zum Bundesbedarfsplangesetz 2022 erneut für die hier vorgeschlagene Variante entschieden.

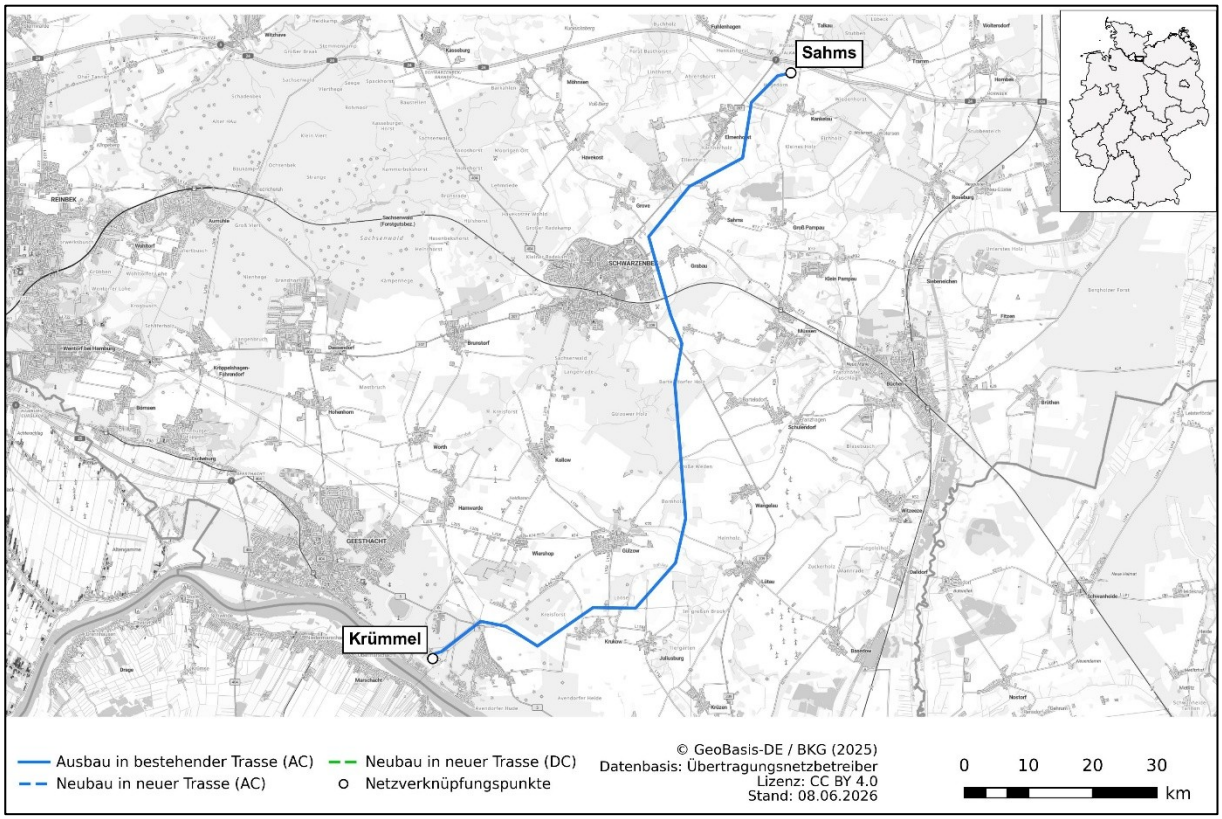
Vorläufige Prüfungsergebnisse

P84 M367, M368mod	A2037	A2037+	B2037	C2037
Wirksamkeit				
Überlastungsindex	340 GWh	340 GWh	730 GWh	710 GWh
Erforderlichkeit				
Leistungsfluss (max.)	5136 MW	5288 MW	5470 MW	5388 MW
Auslastung (Mittel)	52 %	49 %	47 %	44 %
Auslastung (max.)	121 %	128 %	131 %	128 %

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Maßnahmen erweisen sich zum derzeitigen Stand der Prüfung in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie haben eine ausreichende Auslastung und tragen durch Reduzierung des Überlastungsindex signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

P113: Netzverstärkung Sahms – Krümmel



M465: Sahms – Krümmel

Die Maßnahme M465 wird vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit nicht als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahme M465 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2015 für das Zieljahr 2025 beantragt und im Netzentwicklungsplan 2021-2035 erstmals von der Bundesnetzagentur bestätigt. Die Maßnahme war bisher Teil des Projektes P223. Der andere Teil des Projekts P223, die Maßnahme M462a, war als Umbeseilung von Güstrow über Sahms nach Krümmel geplant. Da jedoch eine Umbeseilung zwischen Güstrow und Sahms nicht realisierbar ist, wird die Maßnahme M462a nicht mehr beantragt. Allerdings ist auf der Strecke von Güstrow nach Sahms eine Neubaumaßnahme parallel zur bestehenden Trasse geplant, die als Projekt P223 M224a nach derzeitigem Sachstand bestätigungsfähig ist (siehe Darstellung der Maßnahme weiter unten). Die Maßnahme M465 ist als Vorhaben 85 seit 2022 im Bundesbedarfsplangesetz.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme M465 im Jahr 2032 an.

Durch Umbeseilung soll die Stromtragfähigkeit des bestehenden 380-kV-Doppelsystems zwischen Sahms und Krümmel erhöht werden.

Alternativen

Der Gesetzgeber hat sich im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zum Bundesbedarfsplangesetz 2022 für die hier vorgeschlagene Variante entschieden.

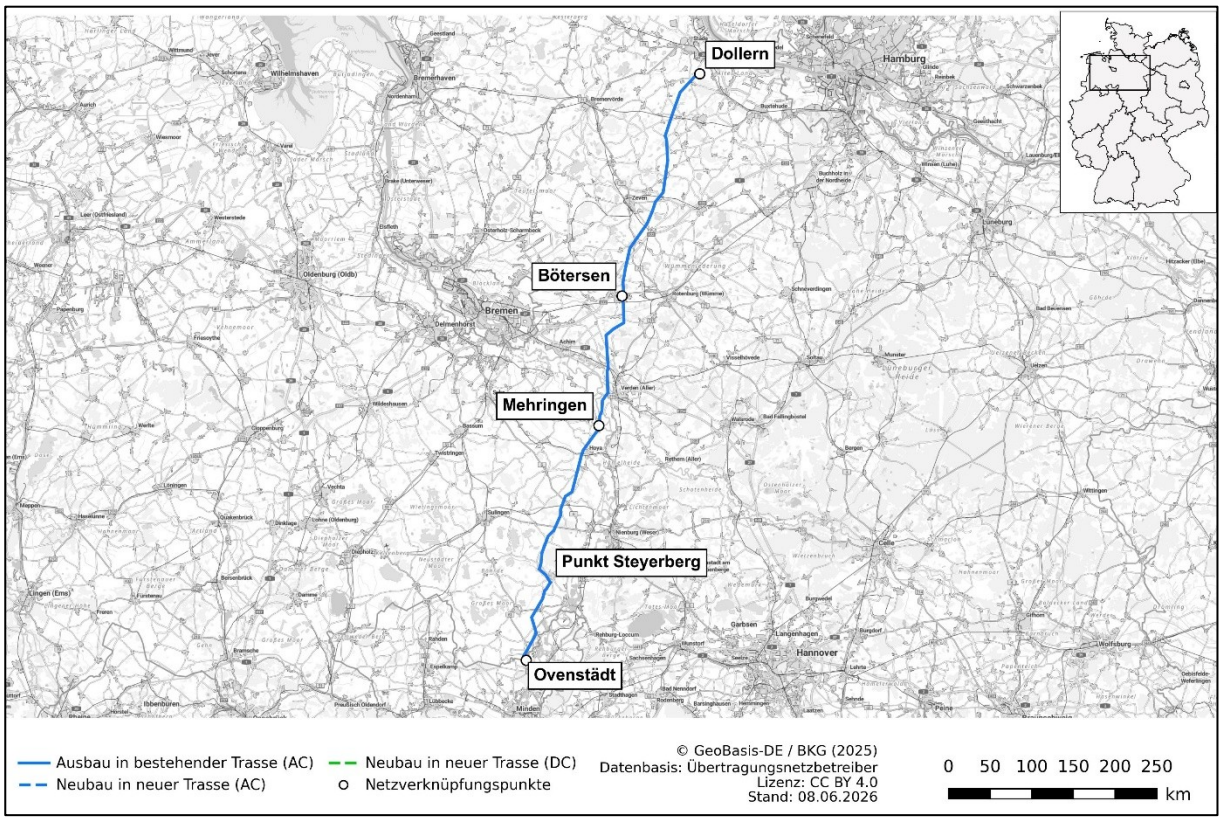
Vorläufige Prüfungsergebnisse

P113 M465	A2037	A2037+	B2037	C2037
Wirksamkeit				
Überlastungsindex	0 GWh	-3 GWh	-3 GWh	-4 GWh

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Maßnahme erweist sich zum derzeitigen Stand der Prüfung in keinem der betrachteten Szenarien als wirksam. Durch das parallel verlaufende Projekt P223 M224a von Güstrow nach Sahms/Nord wird die Umbeseilung nach derzeitigem Stand der Prüfung obsolet.

P116: Netzverstärkung Dollern – Ovenstädt



M206: Dollern – Bötersen – Mehringen – Punkt Steyerberg
M494: Punkt Steyerberg – Ovenstädt

Die Maßnahmen M206 und M494 werden vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahmen M206 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2013 für das Zieljahr 2023 beantragt. Die Maßnahme M494 wurde erstmals im Netzentwicklungsplan 2019-2030 beantragt und beide Maßnahmen wurden im Netzentwicklungsplan 2019-2030 erstmals von der Bundesnetzagentur bestätigt. Die Maßnahmen sind als Vorhaben 57 seit 2021 im Bundesbedarfsplangesetz.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahmen im Jahr 2033 an.

Durch Neubau in bestehender Trasse soll das bestehende 380-kV-Doppelsystem von Dollern nach Ovenstädt durch ein leistungsfähigeres 380-kV-Doppelsystem ersetzt werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahmen die Schaltanlagen in Dollern, Bötersen (ehemals Samtgemeinde Sottrum), Mehringen und Ovenstädt verstärkt werden müssten. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung und Umsetzung der Maßnahme, und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Alternativen

Der Gesetzgeber hat sich im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zum Bundesbedarfsplangesetz 2022 erneut für die hier vorgeschlagene Variante entschieden.

Vorläufige Prüfungsergebnisse

P116 M206, M494	A2037	A2037+	B2037	C2037
Wirksamkeit				
Überlastungsindex	490 GWh	360 GWh	400 GWh	470 GWh
Erforderlichkeit				
Leistungsfluss (max.)	5163 MW	5288 MW	5667 MW	5203 MW
Auslastung (Mittel)	38 %	49 %	36 %	36 %
Auslastung (max.)	108 %	128 %	119 %	109 %

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Maßnahmen erweisen sich zum derzeitigen Stand der Prüfung in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie haben eine ausreichende Auslastung und tragen durch Reduzierung des Überlastungsindex signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

P203: Umstrukturierung Punkt Walstedde

M429: Umstrukturierung Punkt Walstedde

Die Maßnahme M429 wird vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahme M429 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 in der Form beantragt und bestätigt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2027 an.

Mit der Maßnahme wird das bestehenden 380-kV-Dreibein Gersteinwerk – Uentrop (Lippborg) – Gütersloh aufgelöst und der bestehende 380-kV-Stromkreis Uentrop (Lippborg) – Roxel im Punkt Walstedde zu einem Dreibein Gersteinwerk – Uentrop (Lippborg) – Roxel geändert. Dadurch ergibt sich ein Doppelsystem Uentrop (Lippborg) – Gütersloh und zwei Dreibeine Gersteinwerk – Uentrop (Lippborg) – Hanekenfähr.

Alternativen

Die Prüfung der Bundesnetzagentur hinsichtlich möglicher Alternativen zu dieser Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen und wird im weiteren Verlauf der Prüfung erfolgen.

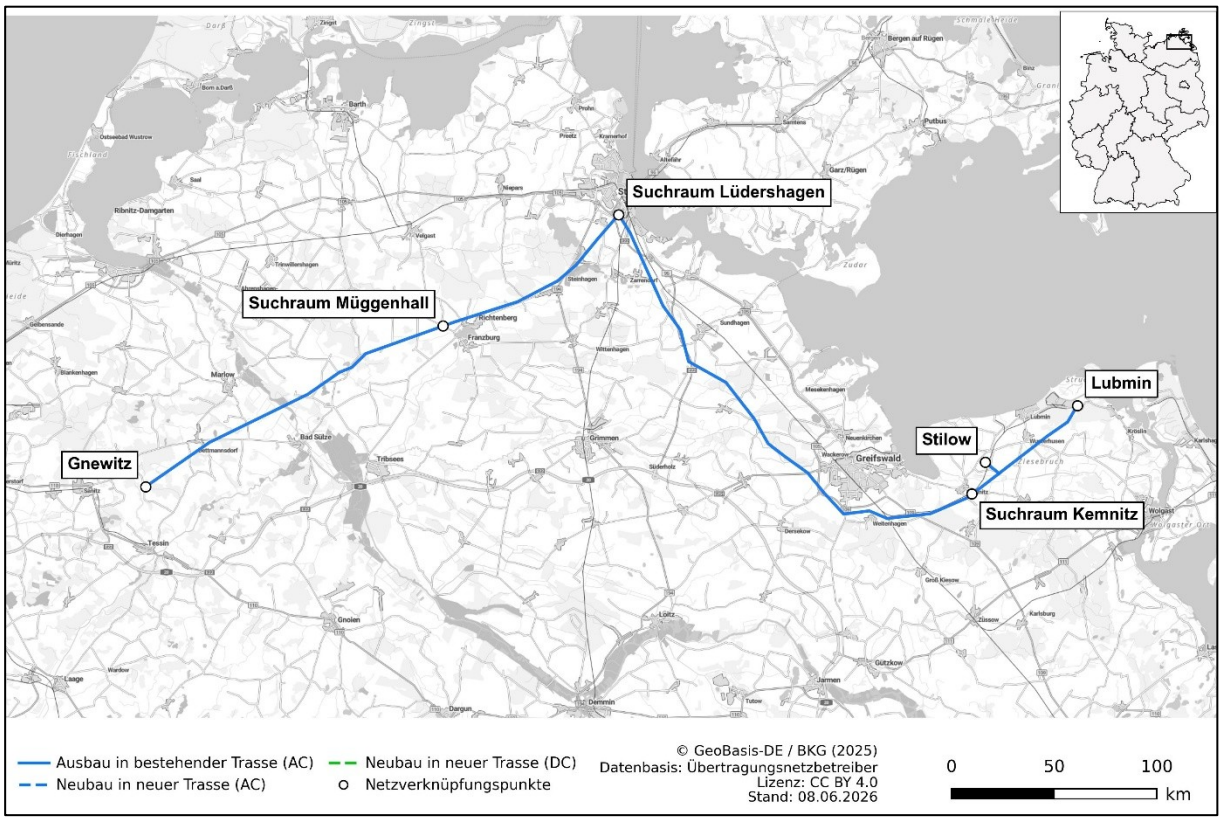
Vorläufige Prüfungsergebnisse

P203 M429	A2037	A2037+	B2037	C2037
Wirksamkeit				
Überlastungsindex	70 GWh	120 GWh	120 GWh	160 GWh
Erforderlichkeit				
Leistungsfluss (max.)	1512 MW	1474 MW	1485 MW	1447 MW
Auslastung (Mittel)	18 %	19 %	18 %	18 %
Auslastung (max.)	65 %	64 %	64 %	59 %

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Maßnahme erweist sich zum derzeitigen Stand der Prüfung in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt durch Reduzierung des Überlastungsindex signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

P214: Netzverstärkung Gnewitz – Lubmin



M214: Gnewitz – Suchraum Müggenhall – Suchraum Lüdershagen – Suchraum Kemnitz – Stilow – Lubmin

Die Maßnahme M214 wird vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahme M214 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 beantragt und von der Bundesnetzagentur bestätigt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2037 an.

Durch Neubau in bestehender Trasse soll von Gnewitz über Lüdershagen und Stilow nach Lubmin das bestehende 220-kV-Doppelsystem durch ein 380-kV-Doppelsystem ersetzt werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahmen die neu zu errichtenden 380/110-kV-Umspannwerke im Suchraum der Städte Franzburg / Richtenburg, Gemeinde Millienhagen-Oebelitz (Suchraum Müggenhall) und im Suchraum der Gemeinden Brünzow / Kemnitz (Suchraum Kemnitz) in das neue 380-kV-Doppelsystem voll eingeschliffen werden sollen. Der Bedarf für einen solchen Netzanschluss ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben weiterhin an, dass die bestehenden Umspannwerke in Lubmin und Lüdershagen erweitert werden müsste. Dies ist aufgrund der Spannungsumstellung notwendig. Wie die

Erweiterung im Detail umgesetzt wird, kann jedoch auf Ebene des Netzentwicklungsplans nicht geprüft werden und bleibt den folgenden Verfahren vorbehalten.

Alternativen

Die Prüfung der Bundesnetzagentur hinsichtlich möglicher Alternativen zu dieser Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen und wird im weiteren Verlauf der Prüfung erfolgen.

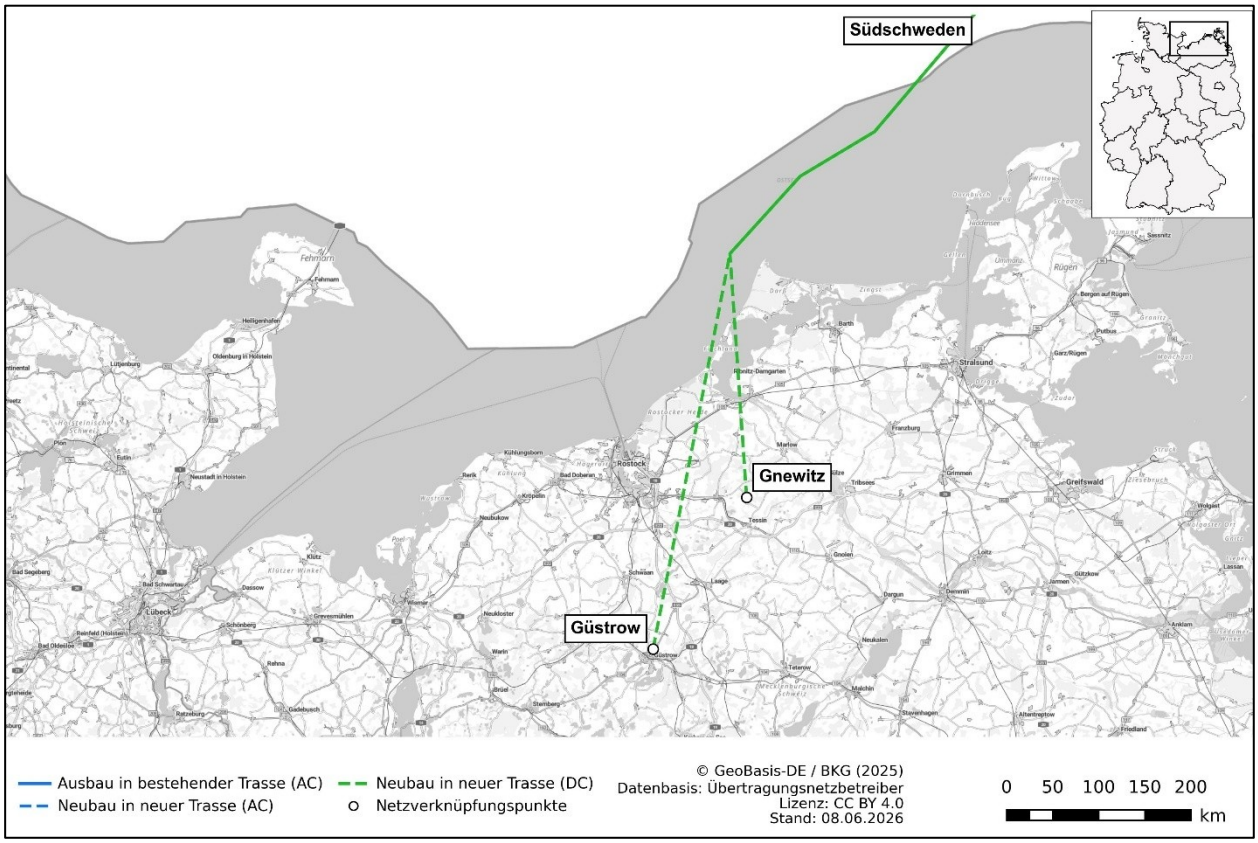
Vorläufige Prüfungsergebnisse

P214 M214	A2037	A2037+	B2037	C2037
Wirksamkeit				
Überlastungsindex	660 GWh	790 GWh	1110 GWh	3020 GWh
Erforderlichkeit				
Leistungsfluss (max.)	2862 MW	2861 MW	2940 MW	3412 MW
Auslastung (Mittel)	21 %	20 %	22 %	27 %
Auslastung (max.)	57 %	57 %	59 %	69 %

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Maßnahme erweist sich zum derzeitigen Stand der Prüfung in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt durch Reduzierung des Überlastungsindex signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

P221: Interkonnektor Deutschland – Schweden (Hansa PowerBridge 1 und 2)



Das Projekt P221 erhöht die Übertragungskapazität zwischen Deutschland und Schweden.

In Schweden wird das Projekt derzeit aus politischen Gründen nicht weiterverfolgt, die betroffenen Netzbetreiber sind jedoch beiderseits weiterhin davon überzeugt. Aus diesem Grund erfolgte die Prüfung unbeachtet der anvisierten Fertigstellungen mit dem Zeithorizont 2045.

Die Bundesnetzagentur begrüßt jegliche Beiträge aus der Konsultation.

M460a: Hansa PowerBridge 1

Mit der Maßnahme sollen eine HGÜ-Verbindung mit einer Leistung von 700 GW zwischen Norddeutschland (Güstrow) und Schweden sowie die benötigten Konverterstationen zur Anbindung in die Drehstromnetze errichtet werden. Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine anvisierte Inbetriebnahme bis 2037 an.

Die Maßnahme wurde im NEP 2015-2025 erstmalig ausgewiesen. Im TYNDP 2024 ist sie als Projekt Nummer 176 mit dem Status „under consideration“ enthalten. Das Bundesbedarfsplangesetz beinhaltet die Maßnahme unter Vorhaben Nummer 69.

Vorläufige Bewertung

Die Maßnahme ist nicht im Referenznetz enthalten und wurde daher mittels PINT-Methodik (Bewertung durch Hinzufügen) geprüft. Die Bewertung von Interkonnektoren erfolgt anhand einer Kosten-Nutzen-Analyse (vgl. Abschnitt II E 3.6).

Das Vorhaben Hansa PowerBridge weist für Deutschland durchweg positive Wohlfahrtseffekte auf, jedoch liegen diese unterhalb der Projektkosten plus der Kosten des recht hohen zusätzlichen Redispatchbedarfs. Aus gesamteuropäischer Sicht ist das Vorhaben hingegen stets positiv.

In der folgenden Tabelle bedeutet ein positiver Wert bei den Redispatchkosten eine Erhöhung dieser Kosten. Die Redispatchkosten werden nur für Deutschland berechnet und sind daher nicht im europäischen Nettonutzen enthalten.

Bewertung über 30 Jahre [in Mio. Euro]	A 2045	B 2045	C 2045
Marktbasierter Nettonutzen Europa (mit/ohne DMR)	3879	3134	2697
SEW Deutschland, davon ...	3309	2804	3075
... Konsumentenrenten	6300	11097	9097
... Produzentenrenten	-5184	-9803	-7908
... Engpassrenten	2193	1509	1887
Redispatch-Kosten	1716	1718	2223
Kosten Europa	2117	2117	2117
Kosten DE	1669	1669	1669
Nettonutzen DE	-76	-584	-817

Die spezifische Aufteilung der Kosten zwischen den beteiligten Ländern wird zu einem späteren Zeitpunkt verhandelt. Für die hier zu Grunde liegende Bewertung wurden nur die auf deutschem Boden anfallenden Kosten für Deutschland unterstellt. Die europäischen Kosten sind weiterhin unvollständig aufgrund fehlender Daten zur Länge, eine Steigerung gegenüber den hier genannten Zahlen ist wahrscheinlich. Darüber hinaus ist anzumerken, dass die Kostenbetrachtung auf NEP-Standardkosten basiert, diese für 320-kV-Kabel jedoch von einer höheren Leistung von mindestens 900 MW ausgehen. Bei kleineren Leistungen könnten mitunter kleinere Kabelquerschnitte verwendet und somit Kosten eingespart werden.

M461a: Hansa PowerBridge 2

Bei der Maßnahme M461a handelt es sich um eine Leistungserhöhung der Maßnahme M460a um 700 MW auf insgesamt 1,4 GW. Der Netzverknüpfungspunt der Maßnahme liegt im Suchraum Gnewitz. Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine anvisierte Inbetriebnahme bis 2045 an.

Die Maßnahme wurde im NEP 2025-2037/2045 erstmalig ausgewiesen. Im TYNDP 2024 ist sie als Projekt Nummer 1058 mit dem Status „under consideration“ enthalten. Das Bundesbedarfsplangesetz beinhaltet die Maßnahme unter Vorhaben Nummer 69.

Vorläufige Bewertung

Die Maßnahme ist nicht im Referenznetz enthalten und wurde daher mittels PINT-Methodik (Bewertung durch Hinzufügen) geprüft.

Auch die zweite Stufe der Hansa PowerBridge weist für Deutschland durchweg positive Wohlfahrtseffekte auf, jedoch liegen diese wiederum unterhalb der Projektkosten plus der Kosten des zusätzlichen Redispatchbedarfs. Aus gesamteuropäischer Sicht ist das Vorhaben hingegen stets positiv.

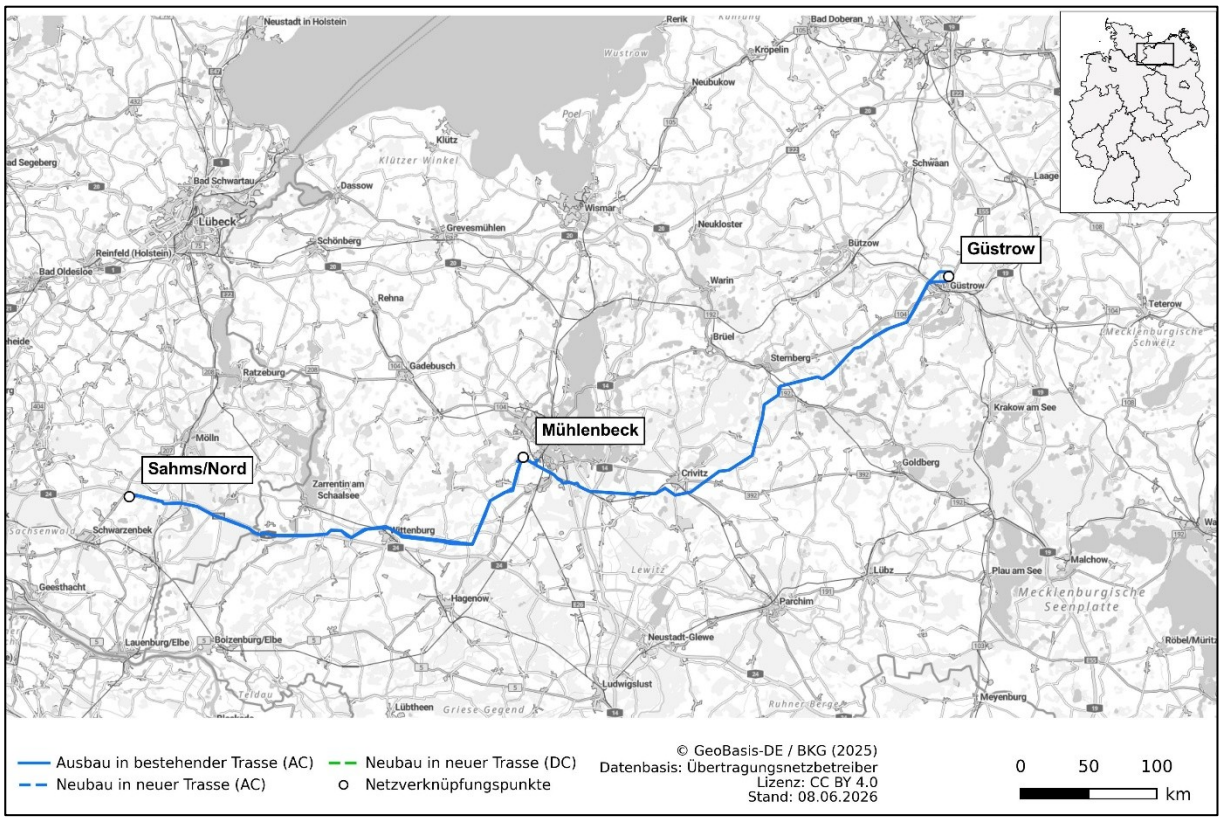
In der folgenden Tabelle bedeutet ein positiver Wert bei den Redispatchkosten eine Erhöhung dieser Kosten. Die Redispatchkosten werden nur für Deutschland berechnet und sind daher nicht im europäischen Nettonutzen enthalten.

Bewertung über 30 Jahre [in Mio. Euro]	A 2045	B 2045	C 2045
Marktbasierter Nettonutzen Europa (mit/ohne DMR)	2586	3085	3938
SEW Deutschland, davon ...	2402	3200	2446
... Konsumentenrenten	12376	15165	15704
... Produzentenrenten	-10397	-12707	-14325
... Engpassrenten	958	742	1066
Redispatch-Kosten	3965	5055	5252
Kosten Europa	1989	1989	1989
Kosten DE	1541	1541	1541
Nettonutzen DE	-3104	-3397	-4347

Die spezifische Aufteilung der Kosten zwischen den beteiligten Ländern wird zu einem späteren Zeitpunkt verhandelt. Für die hier zu Grunde liegende Bewertung wurden nur die auf deutschem Boden anfallenden Kosten für Deutschland unterstellt. Die europäischen Kosten sind weiterhin unvollständig aufgrund fehlender Daten zur Länge, eine Steigerung gegenüber den hier genannten Zahlen ist wahrscheinlich.

Darüber hinaus ist anzumerken, dass die Kostenbetrachtung auf NEP-Standardkosten basiert, diese für 320-kV-Kabel jedoch von einer höheren Leistung von mindestens 900 MW ausgehen. Bei kleineren Leistungen könnten mitunter kleinere Kabelquerschnitte verwendet und somit Kosten eingespart werden. Insgesamt erscheint es geboten eine Zusammenführung beider Vorhaben durch die Nutzung eines 320-kV-Kabels mit größerer Leistung zu prüfen. Dies würde sowohl Kosten als auch Flächen in der Ostsee einsparen und das Projekt insgesamt wirtschaftlicher erscheinen lassen.

P223: Netzverstärkung Sahms/Nord – Güstrow



M224a: Sahms/Nord – Mühlenbeck – Güstrow

Die Maßnahme M224a wird vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahme M224a wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 beantragt und von der Bundesnetzagentur bestätigt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme Maßnahmen im Jahr 2037 an.

Durch Neubau in bestehender Trasse vom neu zu errichtenden 380/110-kV-Umspannwerk Sahms/Nord über das neu zu errichtende 380/110-kV-Umspannwerk Mühlenbeck nach Güstrow wird ein zusätzliches 380-kV-Doppelsystem errichtet.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme die Schaltanlage in Güstrow erweitert werden müsste. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung in Umsetzung der Maßnahme und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Alternativen

Der Gesetzgeber hat sich im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zum Bundesbedarfsplangesetz 2022 erneut für die hier vorgeschlagene Variante entschieden.

Vorläufige Prüfungsergebnisse

P223 M224a	A2037	A2037+	B2037	C2037
Wirksamkeit				
Überlastungsindex	1370 GWh	2030 GWh	5380 GWh	5670 GWh
Erforderlichkeit				
Leistungsfluss (max.)	6241 MW	7394 MW	7890 MW	8073 MW
Auslastung (Mittel)	23 %	23 %	25 %	25 %
Auslastung (max.)	126 %	149 %	160 %	164 %

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Maßnahme erweist sich zum derzeitigen Stand der Prüfung in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt durch Reduzierung des Überlastungsindex signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

M224b: Leistungsflusssteuerung Mühlenbeck

Die Maßnahme M224b wird vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahme M224b wurde von den Übertragungsnetzbetreibern im Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 erstmals beantragt und von der Bundesnetzagentur bestätigt. Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme beider Maßnahmen im Jahr 2037 an. In der Schaltanlage Mühlenbeck werden Betriebsmittel zur Leistungsflusssteuerung errichtet, um die Leistungsflüsse in Richtung Güstrow und Sahms/Nord gezielt steuern zu können.

Alternativen

Die Prüfung der Bundesnetzagentur hinsichtlich möglicher Alternativen zu dieser Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen und wird im weiteren Verlauf der Prüfung erfolgen.

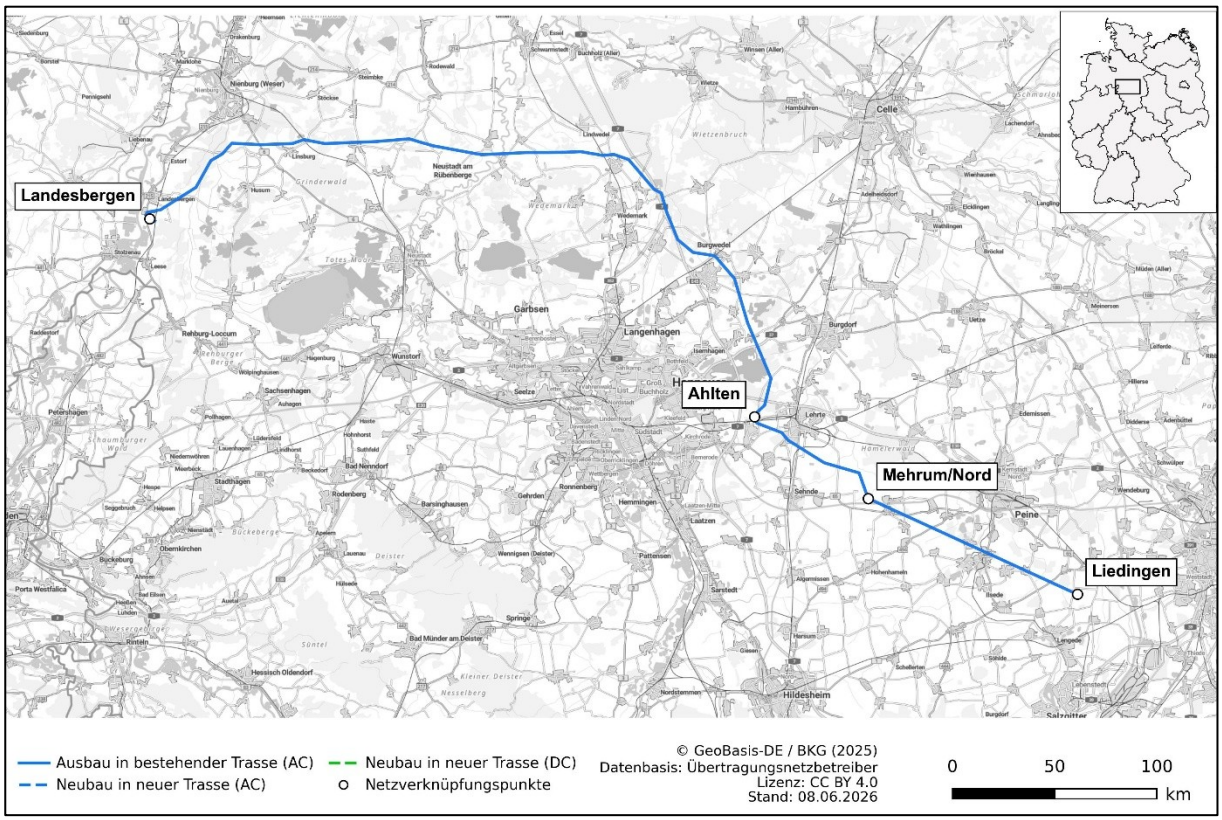
Vorläufige Prüfungsergebnisse

P223 M224b	A2037	A2037+	B2037	C2037
Wirksamkeit				
Überlastungsindex	170 GWh	200 GWh	440 GWh	460 GWh

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Maßnahme erweist sich zum derzeitigen Stand der Prüfung in allen betrachteten Szenarien als wirksam. Sie trägt durch Reduzierung des Überlastungsindex signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

P228: Netzverstärkung Landesbergen – Liedingen



M469a: Landesbergen – Ahlten – Mehrum/Nord
M799: Mehrum/Nord – Liedingen

Die Maßnahmen M469a und M799 werden vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahme M469a wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2017-2030 beantragt und im Netzentwicklungsplan 2019-2030 erstmals von der Bundesnetzagentur bestätigt. Die Maßnahme M799 ist seit dem Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 als eigene Maßnahme beantragt und war zuvor Teil der Maßnahme M24b des Projektes P33. Beide Maßnahmen sind als Vorhaben 59 im Bundesbedarfsplangesetz.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahmen im Jahr 2032 an.

Durch Neubau in bestehender Trasse soll mit den Maßnahmen die bestehende 220-kV-Struktur zwischen Landesbergen und Wahle über Lehrte und Mehrum durch ein neues 380-kV-Doppelsystem ersetzt werden. Das neue 380-kV-Doppelsystem wird von Landesbergen nach Liedingen über Mehrum/Nord realisiert.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahmen die Schaltanlagen in Landesbergen, Liedingen und Mehrum/Nord zu erweitern bzw. neu zu errichten sind. Dies ist grundsätzlich

zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung und Umsetzung der Maßnahme, und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben weiterhin an, dass im Rahmen der Maßnahmen als Ersatz für das 220/110-kV-Umspannwerk Lehrte ein neues 380/110-kV-Umspannwerk in Ahlten mit drei 380/110-kV-Transformatoren zu errichten sei und in das neue 380-kV-Doppelsystem einzuschleifen ist. Weiterhin sollen in Mehrum/Nord zusätzliche 380/110-kV-Transformatoren errichtet werden. Der Bedarf für solche Netzanschlüsse ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Alternativen

Der Gesetzgeber hat sich im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zum Bundesbedarfsplangesetz 2022 erneut für die hier vorgeschlagene Variante entschieden.

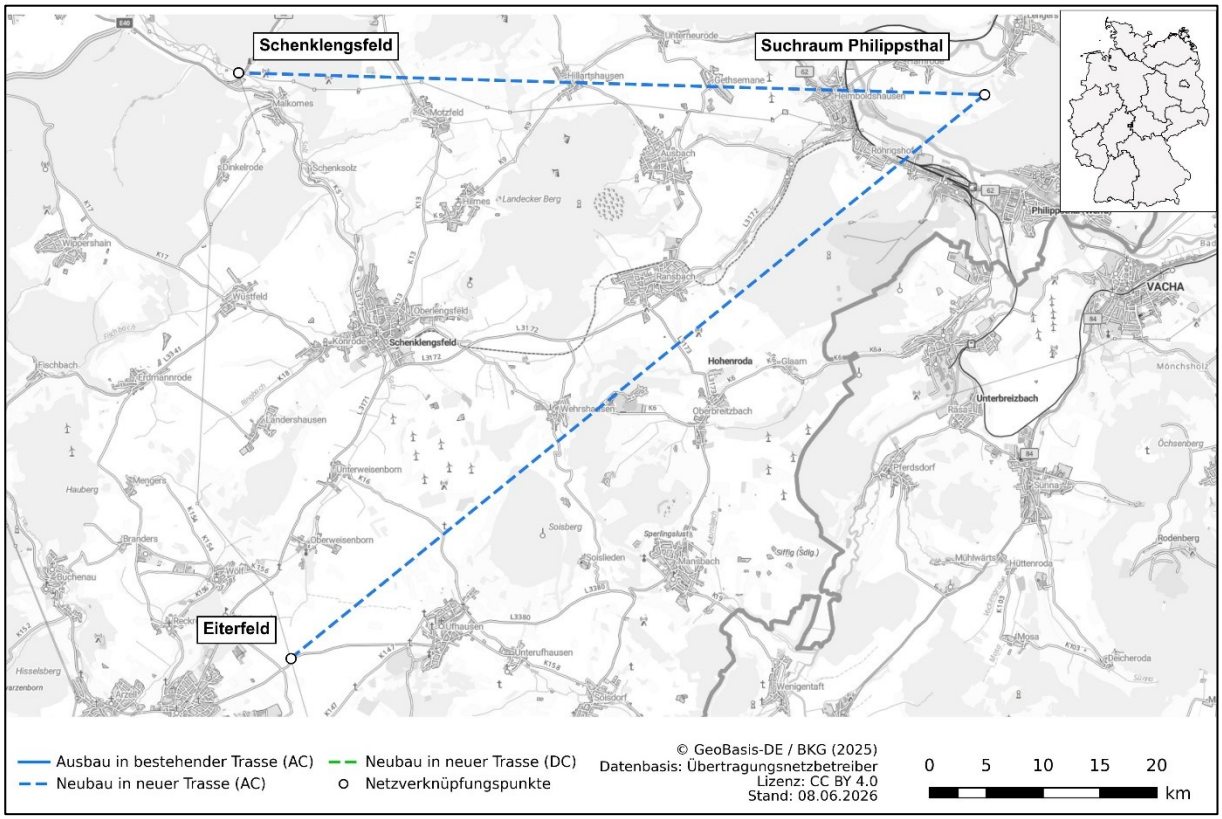
Vorläufige Prüfungsergebnisse

P228 M469a, M799	A2037	A2037+	B2037	C2037
Wirksamkeit				
Überlastungsindex	990 GWh	1140 GWh	1670 GWh	1830 GWh
Erforderlichkeit				
Leistungsfluss (max.)	3107 MW	3188 MW	3537 MW	3716 MW
Auslastung (Mittel)	16 %	17 %	19 %	19 %
Auslastung (max.)	63 %	64 %	72 %	75 %

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Maßnahmen erweisen sich zum derzeitigen Stand der Prüfung in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie haben eine ausreichende Auslastung und tragen durch Reduzierung des Überlastungsindex signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

P231: Netzausbau Schenklengsfeld – Eiterfeld



M966: Schenklengsfeld – Suchraum Philippsthal – Eiterfeld

Die Maßnahme M966 wird vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

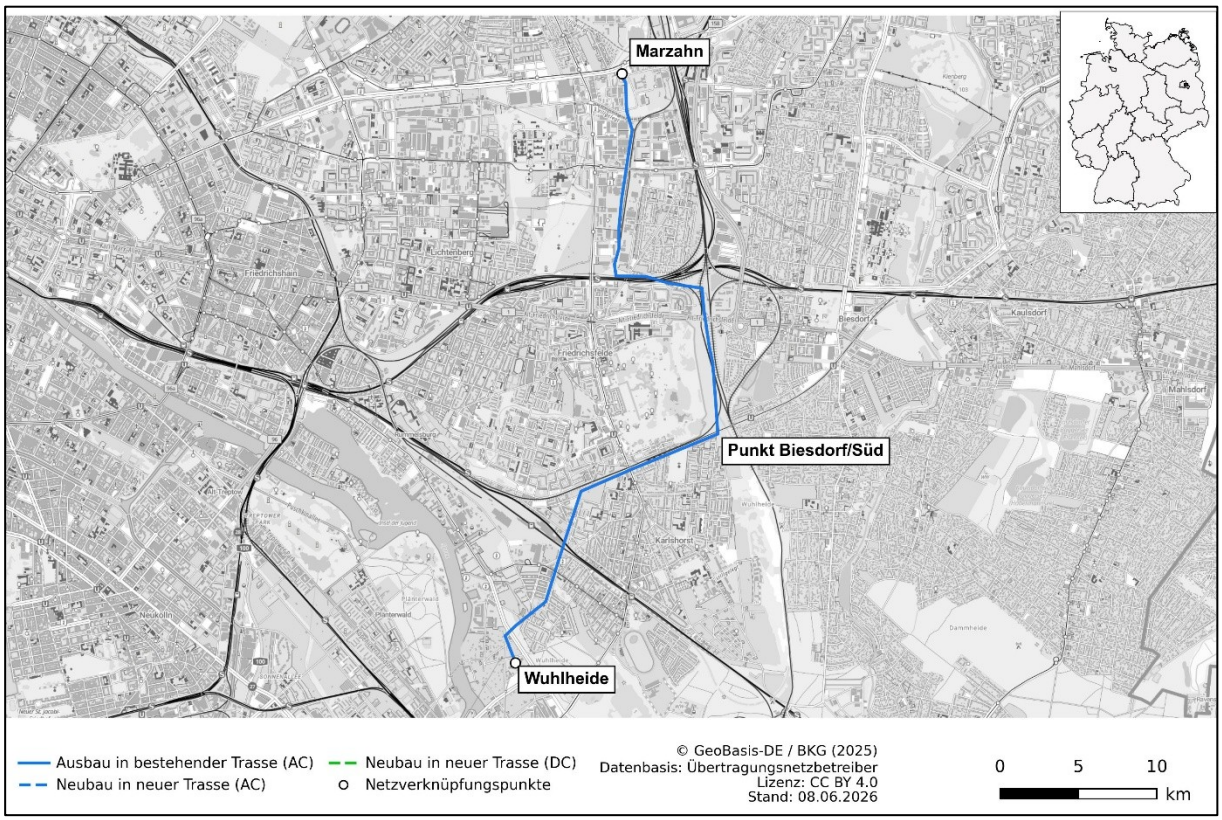
Die Maßnahme M966 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 beantragt, bisher von der Bundesnetzagentur nicht bestätigt und im Netzentwicklungsplan 2025-2037/2045 in geänderter Form erneut beantragt. Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2037 an. In das bestehende 380-kV-Doppelsystem zwischen Mecklar und Dipperz soll das neu zu errichtende 380/110-kV-Umspannwerk im Suchraum der Gemeinden Werra / Hohenroda (Suchraum Philippsthal) eingeschliffen werden. Dazu soll das bestehende 380-kV-Doppelsystem an den Punkten Malkomes (Gemeinde Schenklengsfeld) und Eiterfeld aufgetrennt und durch einen Neubau in neuer Trasse verschwenkt werden.

Alternativen

Die Prüfung der Bundesnetzagentur hinsichtlich möglicher Alternativen zu dieser Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen und wird im weiteren Verlauf der Prüfung erfolgen. Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Prüfung der Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen. Derzeit geht die Bundesnetzagentur von einer Bestätigungsfähigkeit der Maßnahme unter dem Aspekt der Versorgungssicherheit in der betroffenen Region aus.

P252: Netzverstärkung Marzahn – Wuhlheide



M534a: Marzahn – Punkt Biesdorf/Süd – Wuhlheide

Die Maßnahme M534a wird vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahme M534a wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2021-2035 beantragt und bestätigt. Die Maßnahme ist als Vorhaben 87 seit 2022 im Bundesbedarfsplangesetz. Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2032 an. Mit der Maßnahme soll die bestehende 220-kV-Schaltanlage Wuhlheide durch eine neue 380-kV-Schaltanlage ersetzt werden. Durch Neubau in bestehender Trasse soll das vier Kilometer lange Teilstück vom Punkt Biesdorf/Süd bis Wuhlheide (220 kV) durch ein neues 380-kV-Doppelsystem ersetzt werden. Das Teilstück zwischen dem Umspannwerk Marzahn und dem Punkt Bliesdorf/Süd ist bereits auf 380 kV umgerüstet.

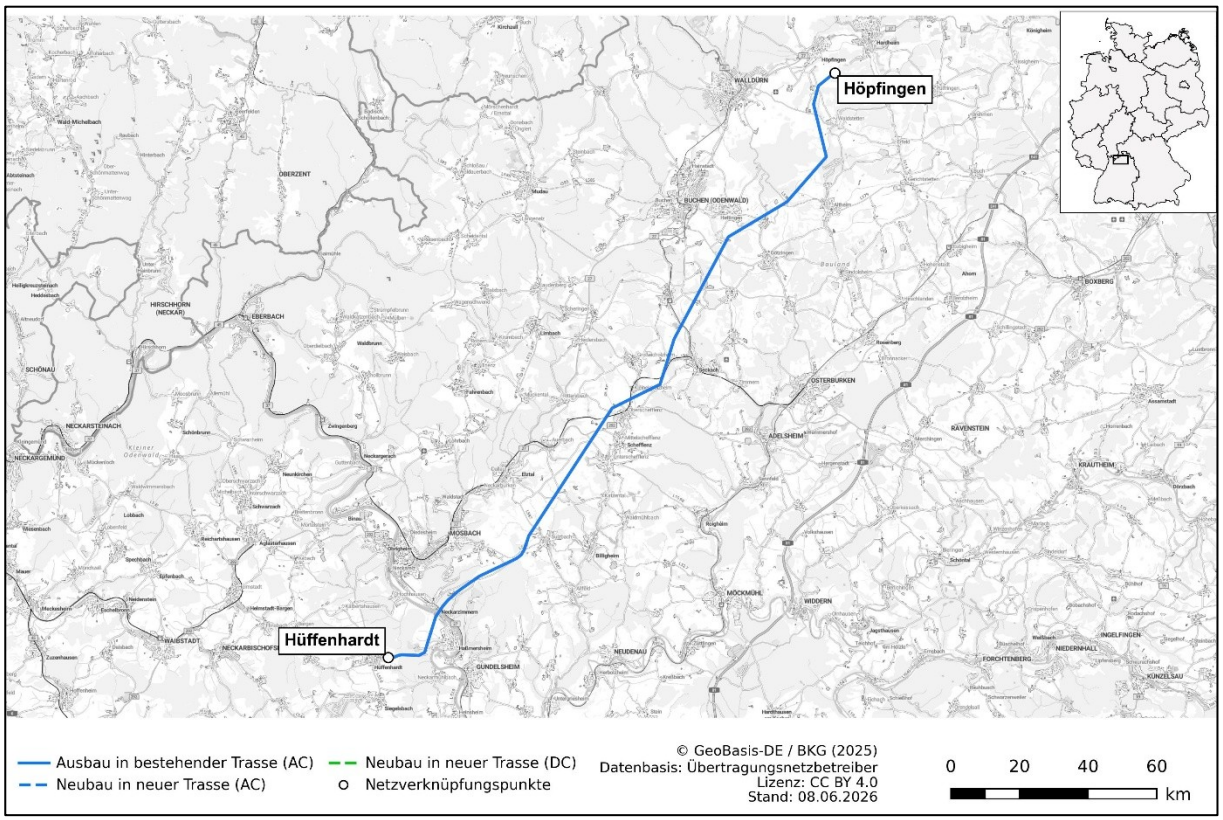
Alternativen

Der Gesetzgeber hat sich im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zum Bundesbedarfsplangesetz 2022 für die hier vorgeschlagene Variante entschieden.

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Prüfung der Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen. Derzeit geht die Bundesnetzagentur von einer Bestätigungsfähigkeit der Maßnahme unter dem Aspekt der Versorgungssicherheit in der betroffenen Region aus.

P302: Netzverstärkung Höpfingen – Hüffenhardt



M511: Höpfingen – Hüffenhardt

Die Maßnahme M511 wird vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahme M511 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2017-2030 beantragt und im Netzentwicklungsplan 2019-2030 erstmals von der Bundesnetzagentur bestätigt. Die Maßnahme ist als Vorhaben 68 seit 2021 im Bundesbedarfsplangesetz.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2030 an.

Durch Zubeseilung eines zweiten 380-kV-Stromkreises soll die Übertragungskapazität zwischen Höpfingen und Hüffenhardt erhöht werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme die Schaltanlagen in Höpfingen und Hüffenhardt verstärkt werden müssten. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung und Umsetzung der Maßnahme und ist nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

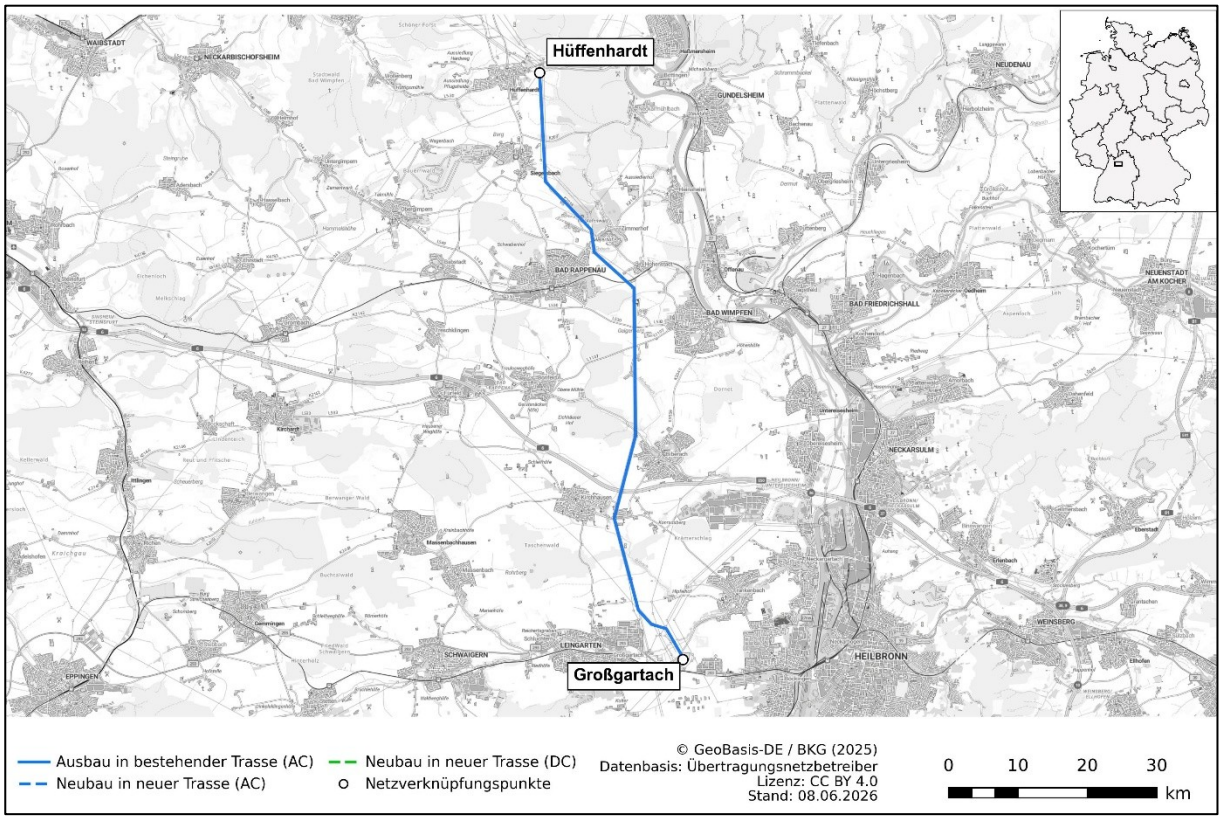
Alternativen

Der Gesetzgeber hat sich im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zum Bundesbedarfsplangesetz 2022 erneut für die hier vorgeschlagene Variante entschieden.

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Prüfung der Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen. Derzeit geht die Bundesnetzagentur von einer Bestätigungsfähigkeit der Maßnahme unter dem Aspekt der Versorgungssicherheit in der betroffenen Region aus.

P303: Netzverstärkung Großgartach – Hüffenhardt



M857: Großgartach – Hüffenhardt

Die Maßnahme M857 wird vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahme M857 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 beantragt und von der Bundesnetzagentur bestätigt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2036 an.

Durch Zu- und Umbeseilung soll der bestehende 380-kV-Stromkreis zwischen Großgartach und Hüffenhardt durch ein leistungsfähigeres 380-kV-Doppelsystem ersetzt werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahmen die Schaltanlagen in Großgartach und Hüffenhardt verstärkt werden müssten. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung in Umsetzung der Maßnahme und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Alternativen

Die Prüfung der Bundesnetzagentur hinsichtlich möglicher Alternativen zu dieser Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen und wird im weiteren Verlauf der Prüfung erfolgen.

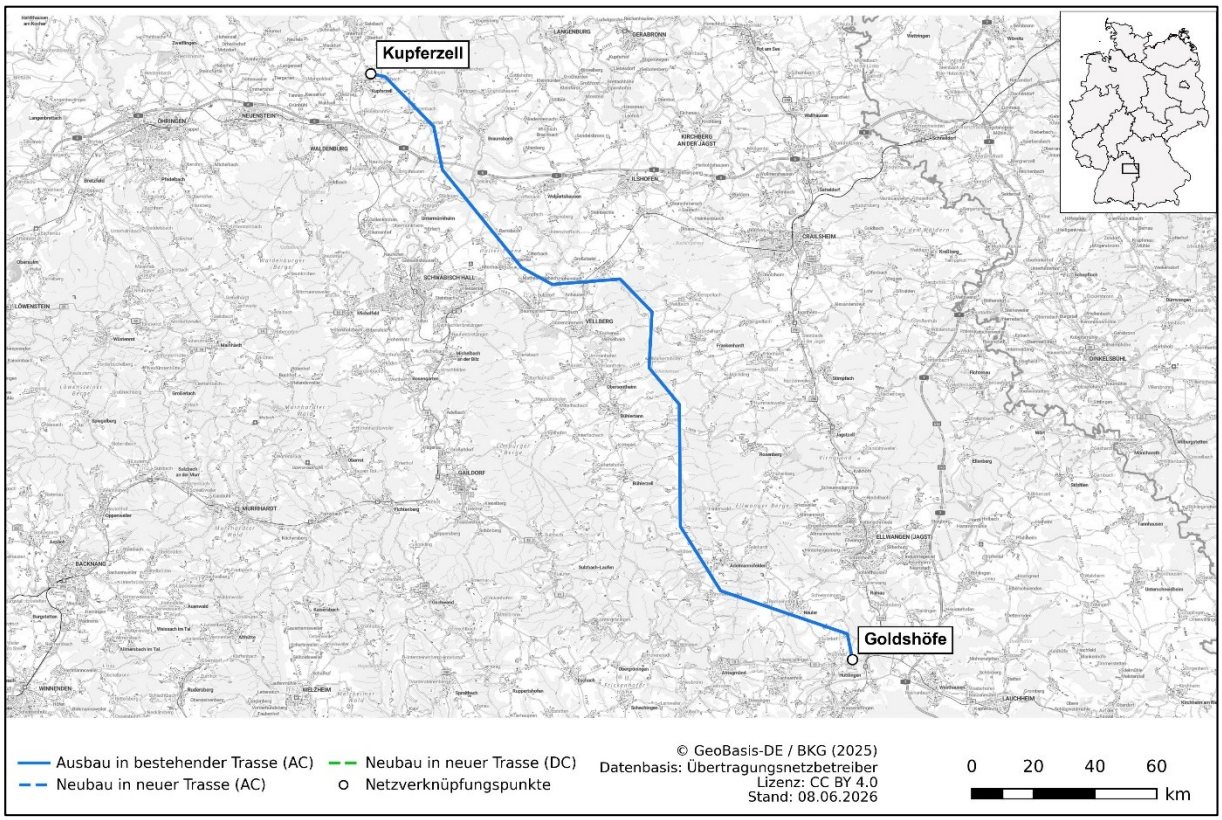
Vorläufige Prüfungsergebnisse

P303 M857	A2037	A2037+	B2037	C2037
Wirksamkeit				
Überlastungsindex	20 GWh	40 GWh	80 GWh	70 GWh
Erforderlichkeit				
Leistungsfluss (max.)	2808 MW	2808 MW	3155 MW	3121 MW
Auslastung (Mittel)	15 %	16 %	15 %	15 %
Auslastung (max.)	57 %	57 %	64 %	63 %

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Maßnahme erweist sich zum derzeitigen Stand der Prüfung in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt durch Reduzierung des Überlastungsindex signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

P304: Netzverstärkung Kupferzell – Goldshöfe



M514: Kupferzell – Goldshöfe

Die Prüfung der Maßnahme M514 ist noch nicht abgeschlossen.

Beschreibung

Die Maßnahme M514 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2017-2030 beantragt und im Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 erstmals von der Bundesnetzagentur bestätigt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2030 an.

Durch Zubeseilung soll ein zusätzlicher 380-kV-Stromkreis zwischen Kupferzell und Goldshöfe realisiert werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme die Schaltanlagen in Kupferzell und Goldshöfe verstärkt werden müssten. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung und Umsetzung der Maßnahme und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Alternativen

Die Prüfung der Bundesnetzagentur hinsichtlich möglicher Alternativen zu dieser Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen und wird im weiteren Verlauf der Prüfung erfolgen.

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Maßnahme erweist sich zum derzeitigen Stand der Prüfung in den betrachteten Szenarien als nicht wirksam. Die Prüfung der Maßnahme ist jedoch noch nicht abgeschlossen. Im weiteren Verlauf der Prüfung muss insbesondere geprüft werden, ob die Maßnahmen im Zeitraum bis zur geplanten Inbetriebnahme der Maßnahme M850 wirksam ist.

M850: Kupferzell – Goldshöfe

Die Maßnahme M850 wird vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahme M850 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 beantragt und von der Bundesnetzagentur bestätigt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2037 an.

Durch Umbeseilung soll die Stromtragfähigkeit des bestehenden 380-kV-Stromkreises zwischen Kupferzell und Goldshöfe erhöht werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme die Schaltanlagen in Kupferzell und Goldshöfe verstärkt werden müssten. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung und Umsetzung der Maßnahme und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Alternativen

Die Prüfung der Bundesnetzagentur hinsichtlich möglicher Alternativen zu dieser Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen und wird im weiteren Verlauf der Prüfung erfolgen.

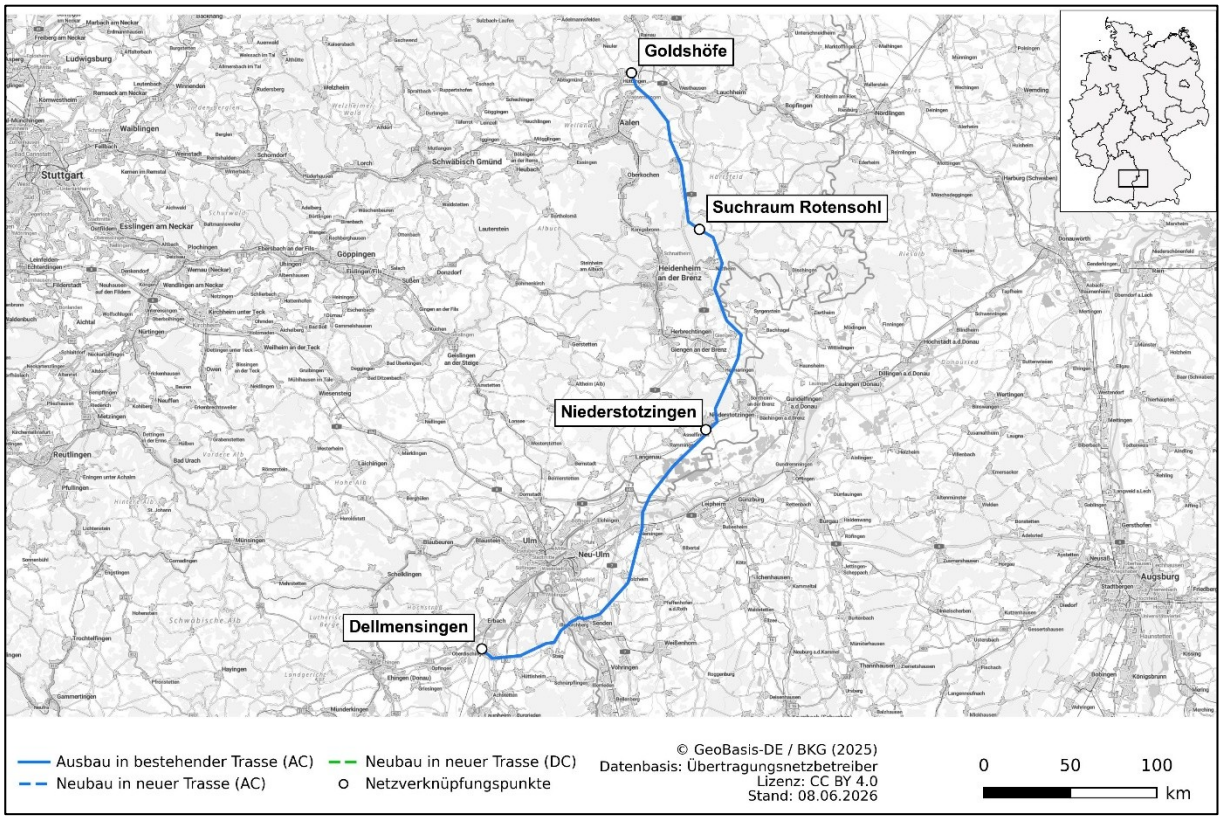
Vorläufige Prüfungsergebnisse

P304 M850	A2037	A2037+	B2037	C2037
Wirksamkeit				
Überlastungsindex	20 GWh	20 GWh	50 GWh	40 GWh
Erforderlichkeit				
Leistungsfluss (max.)	2195 MW	2208 MW	2416 MW	2461 MW
Auslastung (Mittel)	26 %	27 %	27 %	26 %
Auslastung (max.)	88 %	89 %	97 %	99 %

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Maßnahme erweist sich zum derzeitigen Stand der Prüfung in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt durch Reduzierung des Überlastungsindex signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

P305: Netzverstärkung Dellmensingen – Goldshöfe



M515: Niederstotzingen – Dellmensingen
M517: Suchraum Rotensohl – Niederstotzingen

Die Maßnahmen M515 und M517 werden vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahmen M515 und M517 wurden von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2017-2030 beantragt und die Maßnahme M851 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 beantragt. Alle drei Maßnahmen wurden bisher nicht von der Bundesnetzagentur bestätigt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahmen im Jahr 2037 an.

Durch Neubau in bestehender Trasse und abschnittsweiser Zu- und Umbeseilung soll das bestehende 380-kV-Doppelsystem von Rotensohl über Niederstotzingen nach Dellmensingen durch ein leistungsfähigeres 380-kV-Doppelsystem ersetzt werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahmen die Schaltanlagen in Goldshöfe, Rotensohl, Niederstotzingen und Dellmensingen verstärkt werden müssten. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung in Umsetzung der Maßnahme und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Alternativen

Die Prüfung der Bundesnetzagentur hinsichtlich möglicher Alternativen zu dieser Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen und wird im weiteren Verlauf der Prüfung erfolgen.

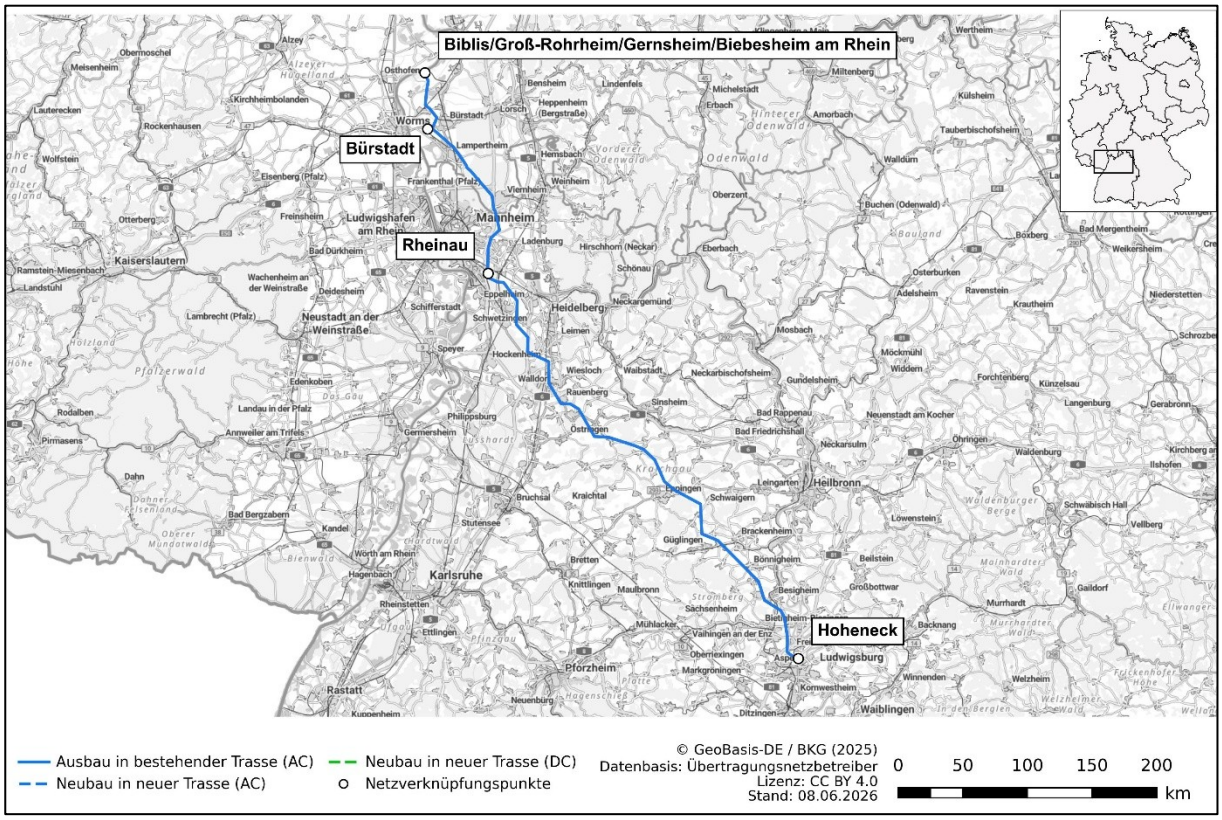
Vorläufige Prüfungsergebnisse

P305 M515, M517	A2037	A2037+	B2037	C2037
Wirksamkeit				
Überlastungsindex	70 GWh	130 GWh	210 GWh	240 GWh
Erforderlichkeit				
Leistungsfluss (max.)	2950 MW	2949 MW	3111 MW	3278 MW
Auslastung (Mittel)	20 %	21 %	20 %	20 %
Auslastung (max.)	60 %	60 %	63 %	67 %

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Maßnahmen erweisen sich zum derzeitigen Stand der Prüfung in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie haben eine ausreichende Auslastung und tragen durch Reduzierung des Überlastungsindex signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

P309: Netzverstärkung Biblis/Groß-Rohrheim/Gernsheim/Biebesheim am Rhein – Hoheneck



M484: Biblis/Groß-Rohrheim/Gernsheim/Biebesheim am Rhein – Bürstadt – Rheinau – Hoheneck

Die Maßnahme M484 wird vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahme M484 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2017-2030 beantragt und im Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 erstmals von der Bundesnetzagentur bestätigt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2031 an. Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine beschleunigte Inbetriebnahme bis zum Jahr 2030 an.

Durch Umbeseilung soll die Stromtragfähigkeit des bestehenden 380-kV-Doppelsystems zwischen Bürstadt und Hoheneck mit Einschleifung in dem neu zu errichtenden 380/110-kV-Umspannwerk in Biblis / Groß-Rohrheim / Gernsheim / Biebesheim am Rhein und Rheinau angehoben werden.

Alternativen

Die Prüfung der Bundesnetzagentur hinsichtlich möglicher Alternativen zu dieser Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen und wird im weiteren Verlauf der Prüfung erfolgen.

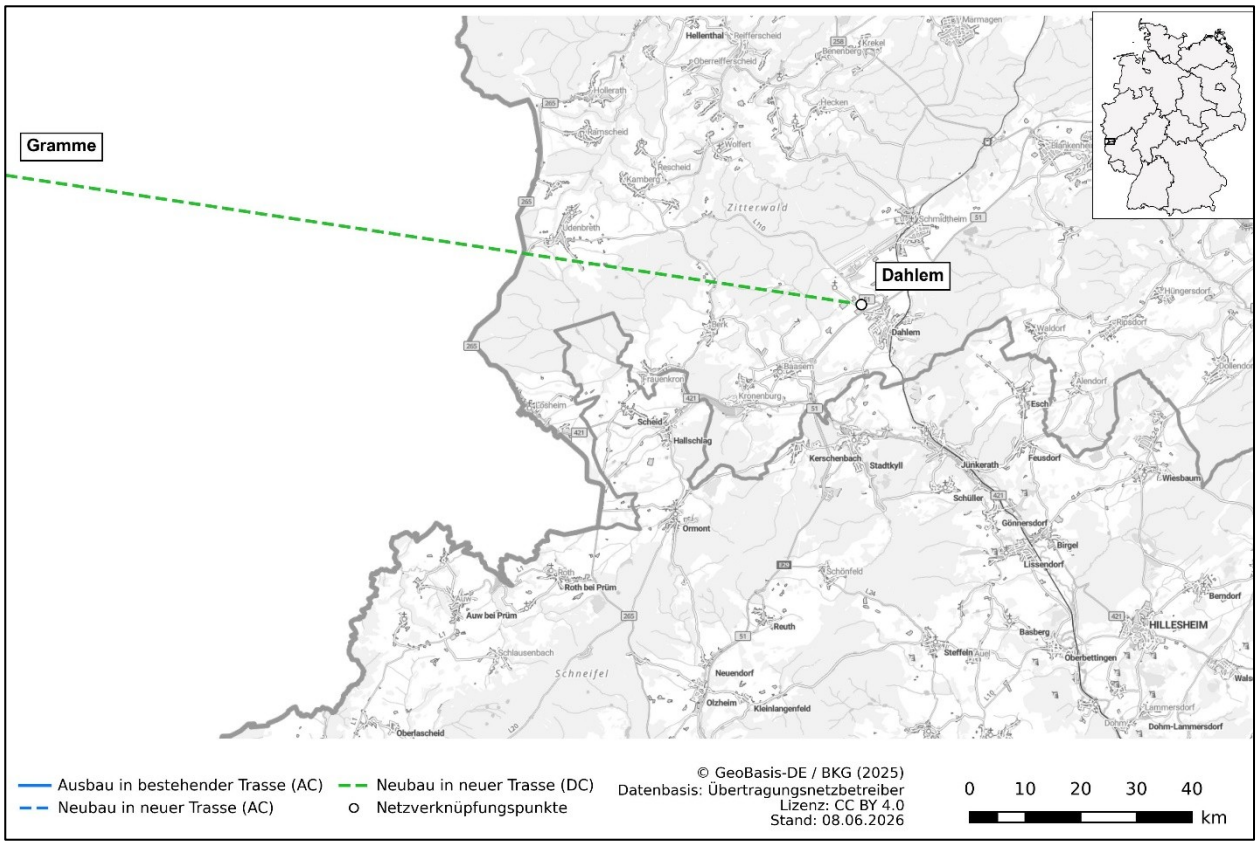
Vorläufige Prüfungsergebnisse

P309 M484	A2037	A2037+	B2037	C2037
Wirksamkeit				
Überlastungsindex	150 GWh	170 GWh	490 GWh	460 GWh
Erforderlichkeit				
Leistungsfluss (max.)	4662 MW	4606 MW	4961 MW	5015 MW
Auslastung (Mittel)	23 %	23 %	27 %	27 %
Auslastung (max.)	95 %	96 %	102 %	104 %

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Maßnahme erweist sich zum derzeitigen Stand der Prüfung in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt durch Reduzierung des Überlastungsindex signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

P313: 2. Interkonnektor Deutschland – Belgien



Das Projekt P313 erhöht die Übertragungskapazität zwischen Deutschland und Belgien.

M488:

Die Maßnahme M488 wurde im NEP 2017-2030 erstmalig, damals mit einer Übertragungskapazität von 1 GW, ausgewiesen und bestätigt. Sie ist seit 2022 unter Vorhaben Nr. 95 im BBPlG geführt. Im TYNDP 2024 ist sie als Projekt Nummer 1058 mit dem Status „under consideration“ enthalten.

Mit der ursprünglichen Maßnahme sollten eine zweite HGÜ-Verbindung mit einer Leistung von 1 GW zwischen Deutschland und Belgien sowie die benötigten Konverterstationen zur Anbindung in die Drehstromnetze errichtet werden. Nunmehr schlagen die Übertragungsnetzbetreiber eine weitere Erhöhung der Übertragungskapazität um 1 GW auf insgesamt 2 GW vor. Sie geben eine anvisierte Inbetriebnahme bis 2037 an.

Vorläufige Bewertung

Da das Projekt an sich Teil des Referenznetzes ist, wurden die zusätzlichen 1 GW der Maßnahme mittels TOOT-Methodik (Bewertung durch Entfernen) geprüft. Die Bewertung von Interkonnektoren erfolgt anhand einer Kosten-Nutzen-Analyse (vgl. Abschnitt II E 3.6).

Grenzüberschreitende DC-Vorhaben mit einer Übertragungskapazität von 2 GW werden von den Übertragungsnetzbetreibern derzeit grundsätzlich mit metallischem Rückleiter (DMR) geplant. Sollte jedoch zu einem späteren Zeitpunkt die Entscheidung getroffen werden, auf den DMR zu verzichten, reduzieren sich die Projektkosten, da auf das zusätzliche dritte Erdkabel mit entsprechend umfangreichen baulichen Maßnahmen verzichtet werden kann. Diese Variante ist für die Ausführung als Erdkabel ebenfalls in der nachfolgenden Tabelle abgebildet.

Das Projekt weist für Deutschland hohe Wohlfahrtseffekte aus, dennoch ist der Nettonutzen im Szenario B 2045 negativ. Aus gesamteuropäischer Sicht zeigt sich nur in Szenario C 2045 ein volkswirtschaftlicher Nutzen.

Zu berücksichtigen ist hierbei, dass die spezifische Aufteilung der Kosten zwischen den beteiligten Ländern zu einem späteren Zeitpunkt verhandelt wird. Für die hier zu Grunde liegende Bewertung wurden nur die auf deutschem Boden anfallenden Kosten für Deutschland unterstellt. In der folgenden Tabelle bedeutet ein positiver Wert bei den Redispatchkosten eine Erhöhung dieser Kosten. Die Redispatchkosten werden nur für Deutschland berechnet und sind daher nicht im europäischen Nettonutzen enthalten.

Bewertung über 30 Jahre [in Mio. Euro]	**A 2045**	**B 2045**	**C 2045**
Marktbasierter Nettonutzen Europa (mit/ohne DMR)	-3087 / -3030	-630 / -525	886 / 944
SEW Deutschland, davon ...	3524	1868	2036
... Konsumentenrenten	16189	1365	1133
... Produzentenrenten	-10795	-702	-705
... Engpassrenten	-1871	1205	1607
Redispatch-Kosten	1383	2048	867
Kosten Europa Erdkabel mit/ohne DMR	1594 / 1504	1594 / 1504	1594 / 1504
Kosten DE Erdkabel mit/ohne DMR	954 / 864	954 / 864	954 / 864
Nettonutzen DE Erdkabel mit/ohne DMR	1188 / 1278	-1134 / -1044	215/ 305

P353: Leistungsflusssteuerung Waldeck

M532: Leistungsflusssteuerung Waldeck

Die Maßnahme M532 wird vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahme M532 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2019-2030 beantragt und von der Bundesnetzagentur bestätigt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2028 an.

In der Schaltanlage Waldeck (Suchraum Waldeck/Edertal) werden Betriebsmittel zur Leistungsflusssteuerung errichtet, um die Leistungsflüsse in Richtung Twistetal und Borken gezielt steuern zu können.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahmen das neu zu errichtende 380/110-kV-Umspannwerk Waldeck in das bestehende 380-kV-Doppelsystem zwischen Twistetal und Borken voll eingeschliffen werden soll. Der Bedarf für einen solchen Netzanschluss ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Alternativen

Die Prüfung der Bundesnetzagentur hinsichtlich möglicher Alternativen zu dieser Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen und wird im weiteren Verlauf der Prüfung erfolgen.

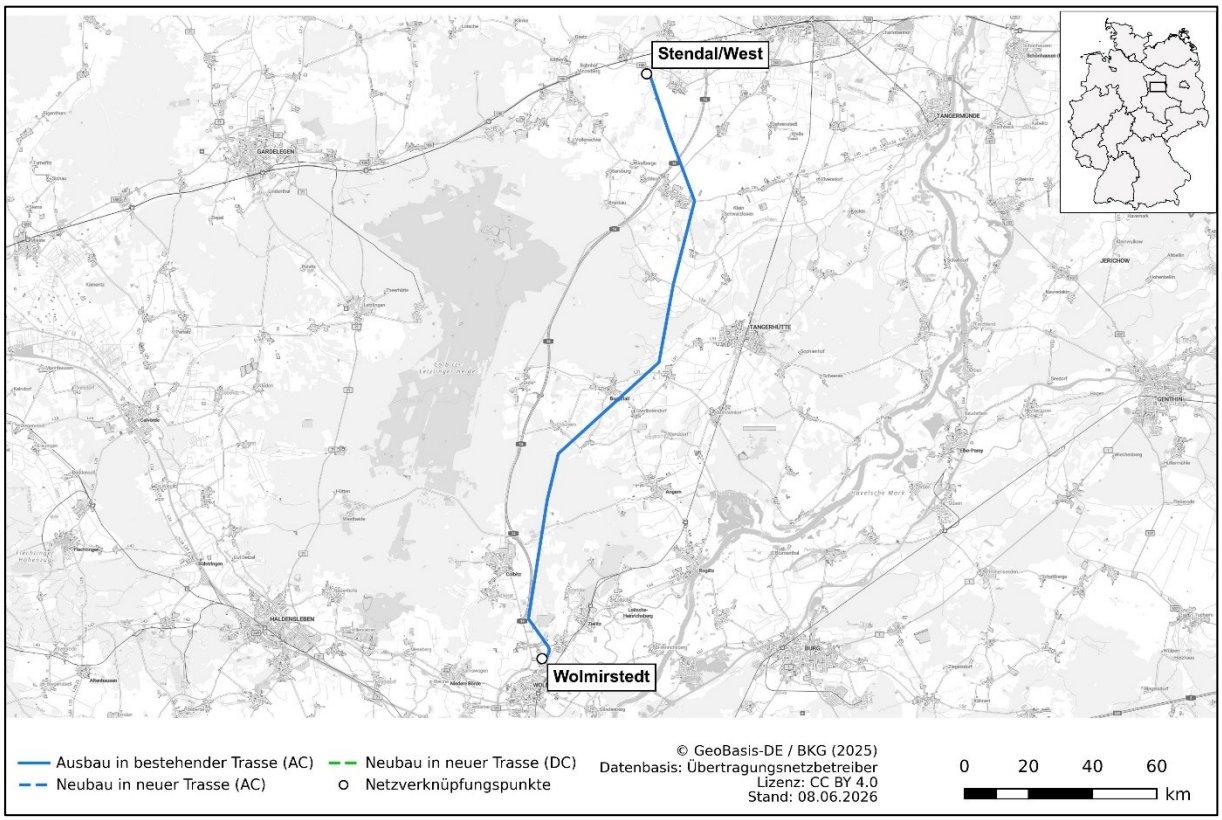
Vorläufige Prüfungsergebnisse

P353 M532	A2037	A2037+	B2037	C2037
Wirksamkeit				
Überlastungsindex	1330 GWh	1300 GWh	1910 GWh	1970 GWh

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Maßnahme erweist sich zum derzeitigen Stand der Prüfung in allen betrachteten Szenarien als wirksam. Sie trägt durch Reduzierung des Überlastungsindex signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

P359: Netzverstärkung Stendal/West – Wolmirstedt



M571: Stendal/West – Wolmirstedt

Die Maßnahme M571 wird vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahme M571 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2019-2030 beantragt und im Netzentwicklungsplan 2021-2035 erstmals bestätigt. Die Maßnahme ist als Teil des Vorhaben 60 seit 2021 im Bundesbedarfsplangesetz.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2035 an.

Durch die Umbeseilung eines 380-kV-Stromkreises soll die Stromtragfähigkeit zwischen Stendal/West und Wolmirstedt erhöht werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme in einem ersten Schritt zunächst witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) umgesetzt werden soll. Dies erscheint grundsätzlich sinnvoll, wird jedoch im Netzentwicklungsplan nicht geprüft und bestätigt, sondern vorausgesetzt. Soweit für die Umsetzung des WAFB Masterhöhungen notwendig sind, ist aus Sicht der Bundesnetzagentur davon auszugehen, dass diese auch für die beantragte Umbeseilung notwendig wären. Diese wären insofern von einer Bestätigung der Maßnahmen mit umfasst, auch wenn sie zeitlich vor Inbetriebnahme der Maßnahme umgesetzt würden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben weiterhin an, dass im Rahmen der Maßnahme die Schaltanlagen in Stendal/West und Wolmirstedt verstärkt werden müssten. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung in Umsetzung der Maßnahme und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Alternativen

Der Gesetzgeber hat sich im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zum Bundesbedarfsplangesetz 2022 erneut für die hier vorgeschlagene Variante entschieden.

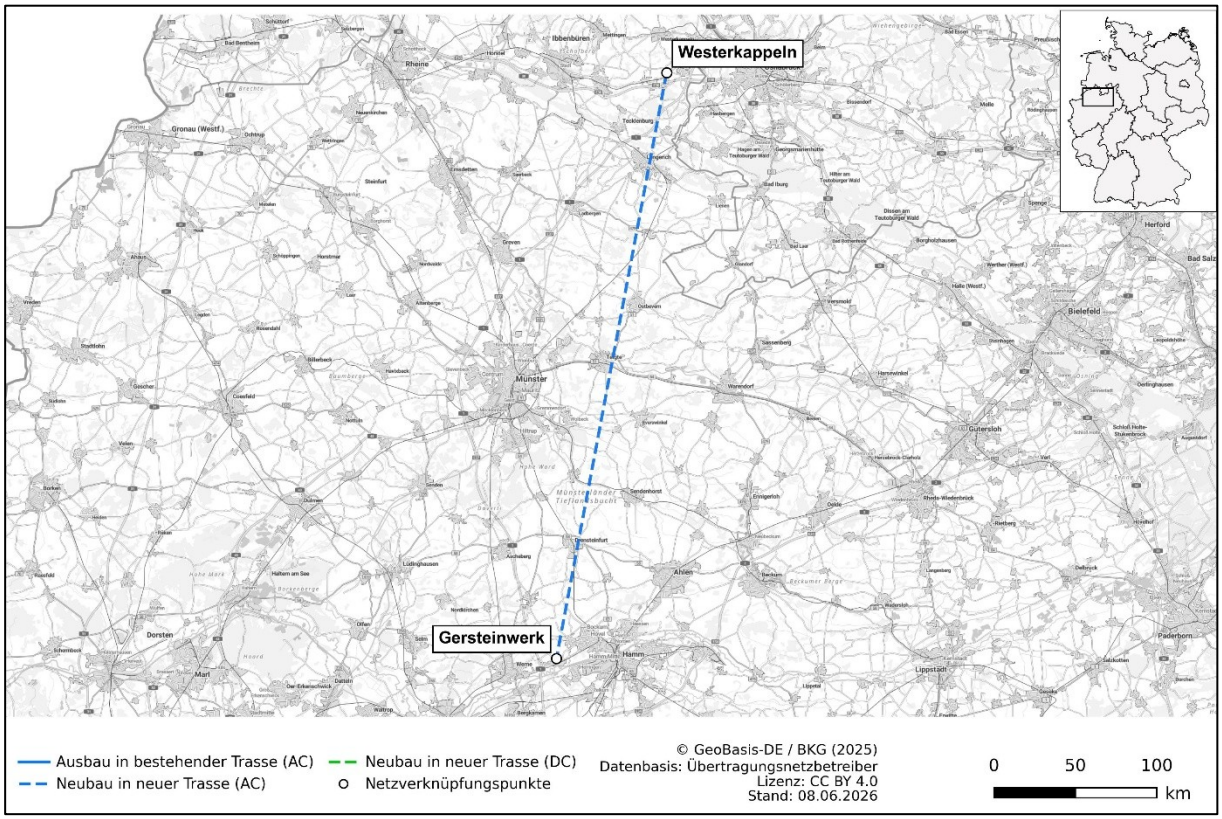
Vorläufige Prüfungsergebnisse

P359 M571	A2037	A2037+	B2037	C2037
Wirksamkeit				
Überlastungsindex	940 GWh	1060 GWh	1260 GWh	1380 GWh
Erforderlichkeit				
Leistungsfluss (max.)	3992 MW	3874 MW	4097 MW	4187 MW
Auslastung (Mittel)	29 %	28 %	26 %	27 %
Auslastung (max.)	81 %	79 %	84 %	85 %

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Maßnahme erweist sich zum derzeitigen Stand der Prüfung in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt durch Reduzierung des Überlastungsindex signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

P402: Netzausbau Westerkappeln – Gersteinwerk



M602: Westerkappeln – Gersteinwerk

Die Maßnahme M602 wird vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahme M602 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2019-2030 beantragt und im Netzentwicklungsplan 2021-2035 erstmals von der Bundesnetzagentur bestätigt. Die Maßnahme ist als Vorhaben 89 seit 2021 im Bundesbedarfsplangesetz.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2035 an.

Durch Neubau in neuer Trasse soll ein 380-kV-Doppelsystem von Westerkappeln nach Gersteinwerk errichtet werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme ein Ersatzneubau der Schaltanlagen in Westerkappeln und Gersteinwerk erfolgen müsste. Sofern dies aufgrund mangelnder Erweiterbarkeit der Anlagen geschehen soll, bezieht sich dies auf die Ausführung und Umsetzung der Maßnahme und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan. Sofern es sich jedoch um eine Ertüchtigung aufgrund von gestiegenen Kurzschlussströmen handelt, ist dies als separate Maßnahme in den Netzentwicklungsplan einzubringen und zu prüfen.

Alternativen

Der Gesetzgeber hat sich im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zum Bundesbedarfsplangesetz 2022 erneut für die hier vorgeschlagene Variante entschieden.

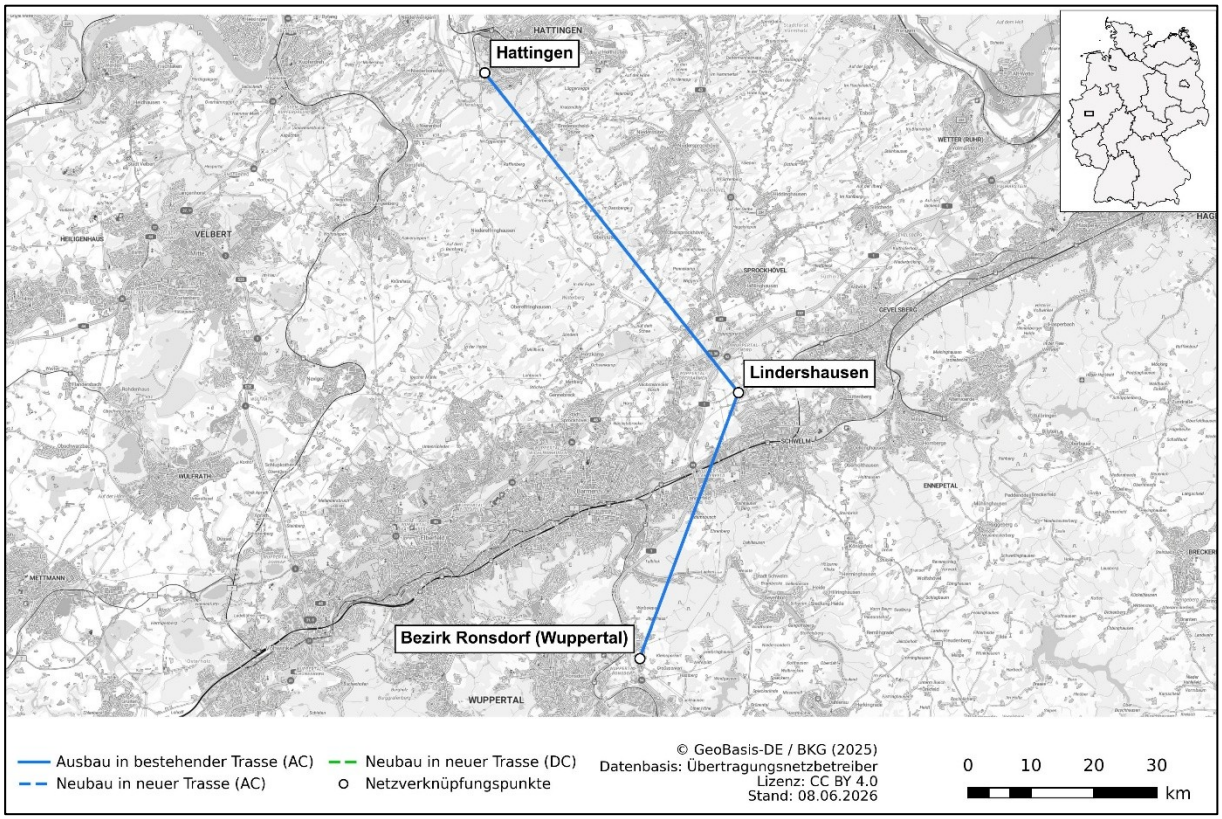
Vorläufige Prüfungsergebnisse

P402 M602	A2037	A2037+	B2037	C2037
Wirksamkeit				
Überlastungsindex	1840 GWh	2560 GWh	3540 GWh	3890 GWh
Erforderlichkeit				
Leistungsfluss (max.)	3614 MW	3798 MW	4127 MW	4562 MW
Auslastung (Mittel)	44 %	44 %	43 %	44 %
Auslastung (max.)	75 %	78 %	88 %	100 %

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Maßnahme erweist sich zum derzeitigen Stand der Prüfung in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt durch Reduzierung des Überlastungsindex signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

P403: Netzverstärkung Hattingen – Bezirk Ronsdorf (Wuppertal)



M603: Hattingen – Bezirk Ronsdorf (Wuppertal)

Die Maßnahme M603 wird vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahme M603 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2019-2030 beantragt und im Netzentwicklungsplan 2021-2035 erstmals von der Bundesnetzagentur bestätigt. Die Maßnahme ist als Vorhaben 64 seit 2021 im Bundesbedarfsplangesetz.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2035 an.

Durch Neubau in bestehender Trasse soll von Hattingen nach Linde die bestehende 220-kV-Struktur durch ein 380-kV-Doppelsystem ersetzt werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass eine neue Anlage bei Linderhausen zur Versorgung des Raums Wuppertal/Schwelm errichtet und in das neue 380-kV-Doppelsystem eingebunden werden soll. Der Bedarf für einen solchen Netzanschluss ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben weiterhin an, dass im Rahmen der Maßnahme die Schaltanlagen in Hattingen und Linde erweitert werden müssten. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung und Umsetzung der Maßnahme und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Alternativen

Der Gesetzgeber hat sich im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zum Bundesbedarfsplangesetz 2022 erneut für die hier vorgeschlagene Variante entschieden.

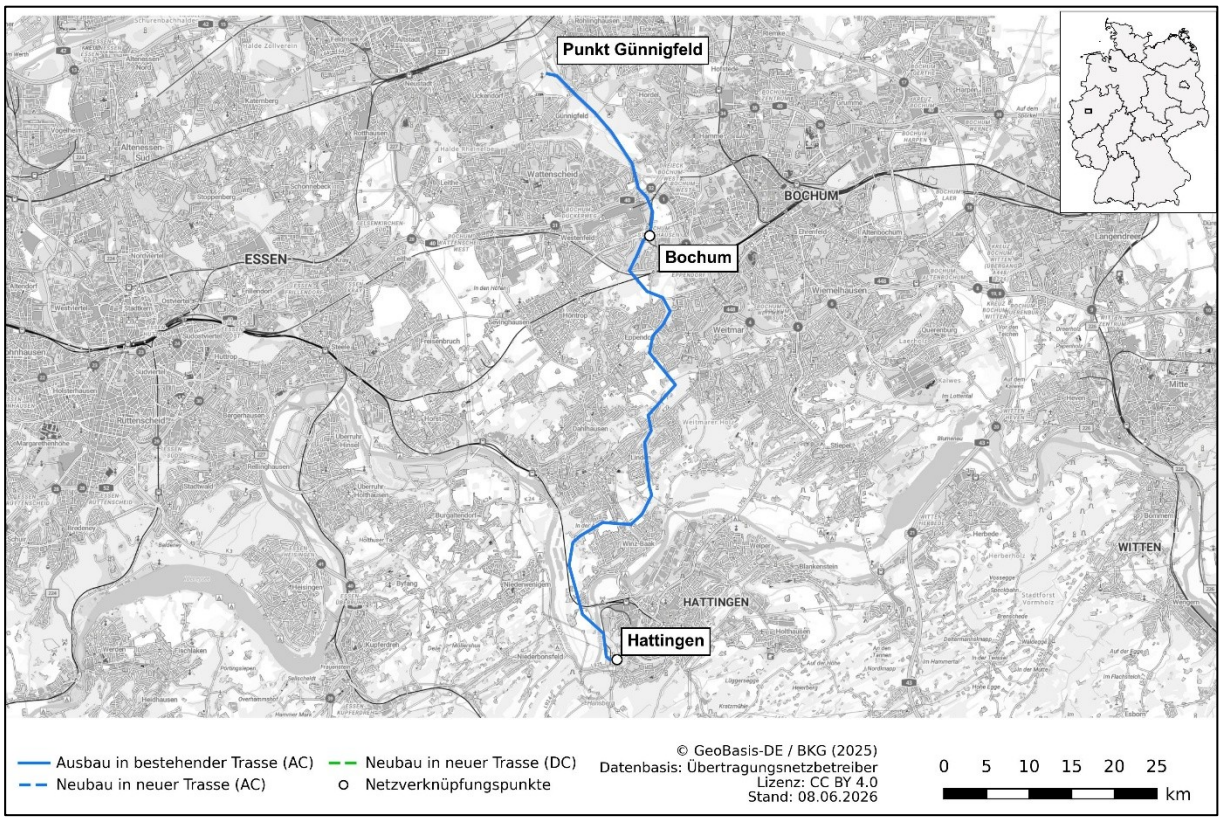
Vorläufige Prüfungsergebnisse

P403 M603	A2037	A2037+	B2037	C2037
Wirksamkeit				
Überlastungsindex	710 GWh	830 GWh	1030 GWh	1170 GWh
Erforderlichkeit				
Leistungsfluss (max.)	3251 MW	3371 MW	3576 MW	3695 MW
Auslastung (Mittel)	33 %	33 %	32 %	34 %
Auslastung (max.)	86 %	89 %	95 %	98 %

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Maßnahme erweist sich zum derzeitigen Stand der Prüfung in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt durch Reduzierung des Überlastungsindex signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

P408: Netzverstärkung Punkt Günnigfeld – Hattingen



M621: Punkt Günnigfeld – Bochum
M622: Bochum – Hattingen

Die Maßnahmen M621 und M622 werden vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahmen M621 und M622 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2019-2030 beantragt und im Netzentwicklungsplan 2019-2030 erstmals von der Bundesnetzagentur bestätigt. Die Maßnahmen sind als Vorhaben 91 seit 2022 im Bundesbedarfsplangesetz.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme M624 im Jahr 2034 und der Maßnahme M622 im Jahr 2037 an.

Die ebenfalls zum Projekt gehörende Maßnahme M744 Emscherbruch – Hüllen – Eiberg ist mittlerweile Teil des Startnetzes. Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme M744 im Jahr 2028 an.

Durch Neubau in bestehender Trasse wird mit den Maßnahmen M621 und M622 ein 380-kV-Doppelsystem vom Punkt Günnigfeld, über Bochum nach Hattingen errichtet. Im Rahmen der Umsetzung entfallen bestehende 220-kV-Stromkreise.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme die Schaltanlage in Bochum verstärkt werden müsste. Dies ist aufgrund der Spannungsumstellung notwendig. Wie die Verstärkung im Detail umgesetzt wird, kann jedoch auf Ebene des Netzentwicklungsplans nicht geprüft werden und bleibt den folgenden Verfahren vorbehalten.

Alternativen

Der Gesetzgeber hat sich im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zum Bundesbedarfsplangesetz 2022 für die hier vorgeschlagene Variante entschieden.

Vorläufige Prüfungsergebnisse

P408 M621, M622	A2037	A2037+	B2037	C2037
Wirksamkeit				
Überlastungsindex	180 GWh	240 GWh	260 GWh	330 GWh
Erforderlichkeit				
Leistungsfluss (max.)	2826 MW	2923 MW	3128 MW	3257 MW
Auslastung (Mittel)	27 %	26 %	25 %	27 %
Auslastung (max.)	75 %	79 %	85 %	87 %

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Maßnahmen erweisen sich zum derzeitigen Stand der Prüfung in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie haben eine ausreichende Auslastung und tragen durch Reduzierung des Überlastungsindex signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

P421: Einführung Umspannwerk Trossingen

M702: Einführung Umspannwerk Trossingen

Die Maßnahme M702 wird vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahme M702 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2021-2035 beantragt und von der Bundesnetzagentur bestätigt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2035 an.

Durch Neubau in bestehender Trasse soll das Umspannwerk Trossingen in einen zweiten bestehenden 380-kV-Stromkreis von Engstlatt, über Villingen nach Gurtweil eingeschliffen werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme ein Ersatzneubau der Schaltanlage Trossingen erfolgen müsste. Sofern dies aufgrund mangelnder Erweiterbarkeit der Anlagen erfolgen soll, bezieht sich dies auf die Ausführung und Umsetzung der Maßnahme und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

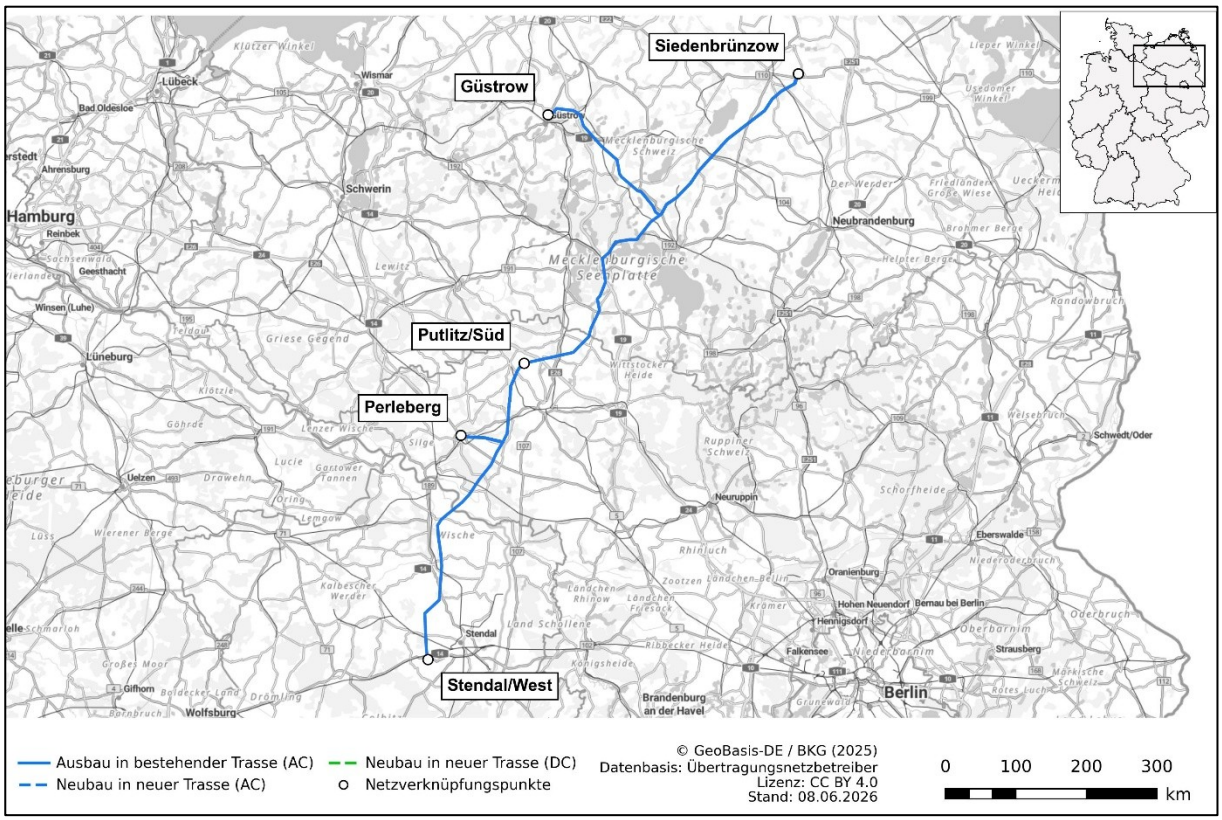
Alternativen

Die Prüfung der Bundesnetzagentur hinsichtlich möglicher Alternativen zu dieser Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen und wird im weiteren Verlauf der Prüfung erfolgen.

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Prüfung der Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen. Derzeit geht die Bundesnetzagentur von einer Bestätigungsfähigkeit der Maßnahme unter dem Aspekt der Versorgungssicherheit in der betroffenen Region aus.

P450: Netzverstärkung Güstrow – Siedenbrünzow – Stendal/West



M678: Putlitz/Süd – Perleberg – Stendal/West
M786: Güstrow – Siedenbrünzow – Putlitz/Süd

Die Maßnahmen M678 und M786 werden vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahmen M678 und M786 wurden von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2019-2030 beantragt und von der Bundesnetzagentur bestätigt. Die Maßnahmen sind als Teil des Vorhaben 60 seit 2021 im Bundesbedarfsplangesetz.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme M678 im Jahr 2036 und der Maßnahme M786 im Jahr 2037 an.

Durch Neubau in bestehender Trasse soll das bestehende 380-kV-Doppelsystem zwischen Putlitz/Süd, Perleberg und Stendal/West sowie zwischen Güstrow, Siedenbrünzow und Putlitz/Süd durch ein leistungsfähigeres 380-kV-Doppelsystem ersetzt werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass die bestehenden Umspannwerke Putlitz/Süd, Perleberg, Stendal/West, Güstrow und Siedenbrünzow verstärkt werden müssten. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung in Umsetzung der Maßnahme und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben weiterhin an, dass im Rahmen der Maßnahmen das neu zu errichtende 380/110-kV-Umspannwerk im Suchraum der Stadt Osterburg, Gemeinden Goldbeck / Rochau / Bismark / Stendal (Suchraum Osterburg) in das neue 380-kV-Doppelsystem voll eingeschliffen werden soll. Der Bedarf für einen solchen Netzanschluss ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Alternativen

Der Gesetzgeber hat sich im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zum Bundesbedarfsplangesetz 2022 erneut für die hier vorgeschlagene Variante entschieden.

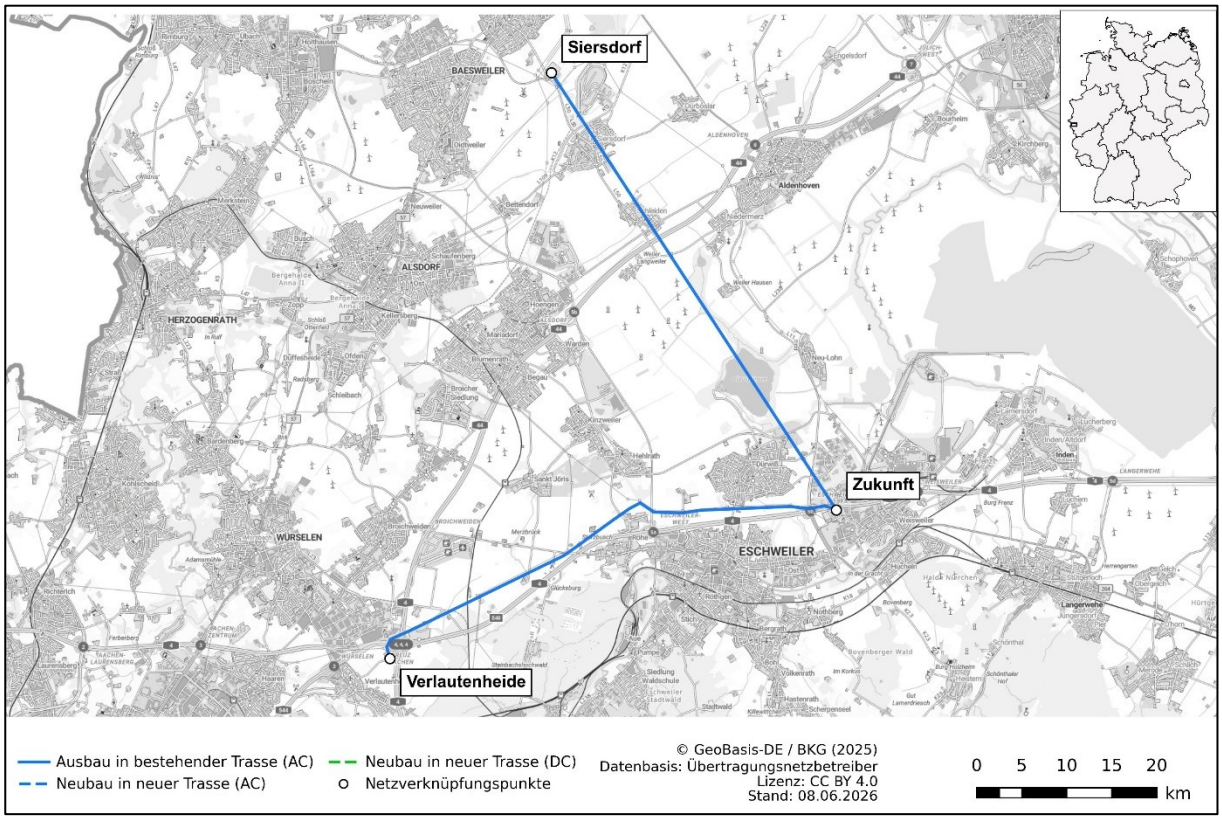
Vorläufige Prüfungsergebnisse

P450 M678, M786	A2037	A2037+	B2037	C2037
Wirksamkeit				
Überlastungsindex	1210 GWh	1450 GWh	2640 GWh	3000 GWh
Erforderlichkeit				
Leistungsfluss (max.)	3851 MW	3706 MW	4008 MW	3990 MW
Auslastung (Mittel)	27 %	25 %	26 %	26 %
Auslastung (max.)	88 %	92 %	97 %	98 %

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Maßnahmen erweisen sich zum derzeitigen Stand der Prüfung in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie haben eine ausreichende Auslastung und tragen durch Reduzierung des Überlastungsindex signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

P462: Netzverstärkung Siersdorf – Verlautenheide



M689: Siersdorf – Zukunft – Verlautenheide

Die Maßnahme M689 wird vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahme M689 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2019-2030 beantragt und teilweise von der Bundesnetzagentur bestätigt. Im Netzentwicklungsplan 2021-2035 wurde sie vollständig bestätigt. Die Maßnahme ist als Vorhaben 75 seit 2021 im Bundesbedarfsplangesetz.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2034 an.

Ein neuer 380-kV-Stromkreis soll durch Zubeseilung zwischen Zukunft und Verlautenheide realisiert werden und durch Neubau in bestehender Trasse soll ein 380-kV-Doppelsystem zwischen Siersdorf und Zukunft errichtet werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass in Siersdorf und Verlautenheide jeweils ein weiterer 380/110-kV-Transformator aufgestellt werden soll und dafür die 110-kV-Schaltanlagen erweitert werden müssten. In Siersdorf müsste zusätzlich die bestehende 380-kV-Schaltanlage erweitert werden und in Zukunft und Verlautenheide müsste jeweils eine 380-kV-Sammelschienenschaltanlage errichtet werden. Der Bedarf für solche Netzanschlüsse ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben weiterhin an, dass wegen den neuen 380-kV-Stromkreisen die 380-kV-Schaltanlage in Siersdorf zu erweitern sei und dass 380-kV-Sammelschienenschaltanlagen in Zukunft und Verlautenheide auch wegen der neuen Stromkreise errichtet werden müssten. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung und Umsetzung der Maßnahme und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

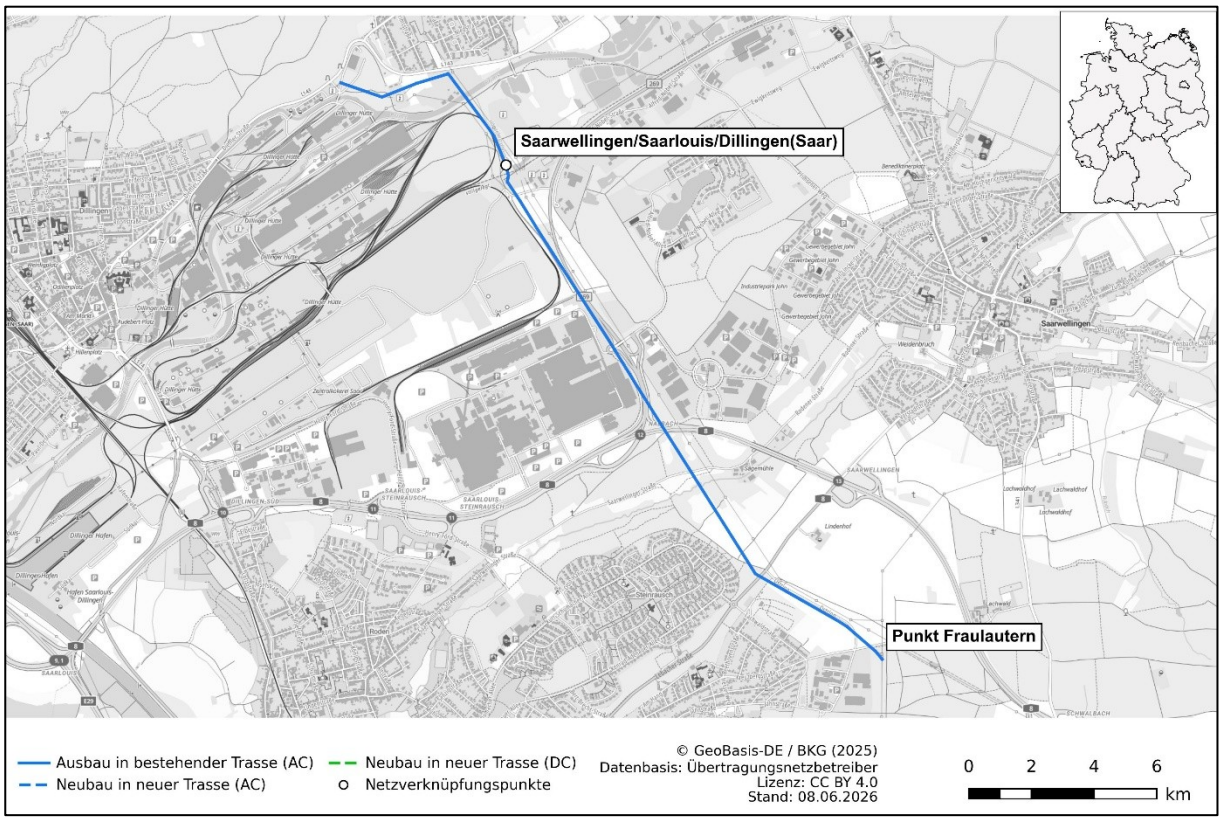
Alternativen

Der Gesetzgeber hat sich im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zum Bundesbedarfsplangesetz 2022 erneut für die hier vorgeschlagene Variante entschieden.

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Prüfung der Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen. Derzeit geht die Bundesnetzagentur von einer Bestätigungsfähigkeit der Maßnahme unter dem Aspekt der Versorgungssicherheit in der betroffenen Region aus.

P464: Netzverstärkung Punkt Fraulautern – Diefflen



M691: Punkt Fraulautern – Saarwellingen/Saarlouis/Dillingen (Saar) – Diefflen

Die Maßnahme M691 wird vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahme M691 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2019-2030 beantragt und im Netzentwicklungsplan 2021-2035 erstmals von der Bundesnetzagentur bestätigt. Die Maßnahme ist als Vorhaben 98 seit 2022 im Bundesbedarfsplangesetz.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2032 an.

Durch Neubau in bestehender Trasse vom Punkt Fraulautern zu einem neu zu errichtenden 380/110-kV-Umspannwerk im Suchraum Saarwellingen / Saarlouis / Dillingen (Saar) sowie die Spannungsumstellung eines 220-kV-Doppelsystems auf 380 kV vom Punkt Fraulautern zum neu zu errichtenden 380/110-kV-Umspannwerk im Suchraum Saarwellingen / Saarlouis / Dillingen (Saar) soll das Übertragungsnetz an gestiegene Anforderungen angepasst werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass neben den Transformatoren im neu zu errichtenden Umspannwerk im Suchraum Saarwellingen / Saarlouis / Dillingen (Saar) auch zusätzliche Transformatoren am Standort Ensdorf errichtet werden müssten und die Anlage in Ensdorf zu erweitern sei. An den Standorten Obergraben und Dillinger Hütte wären ausgelagerte 110-kV-Sammelschienen zu errichten, die in Prims angeschlossen würden. Der Bedarf für solche Netzanschlüsse ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

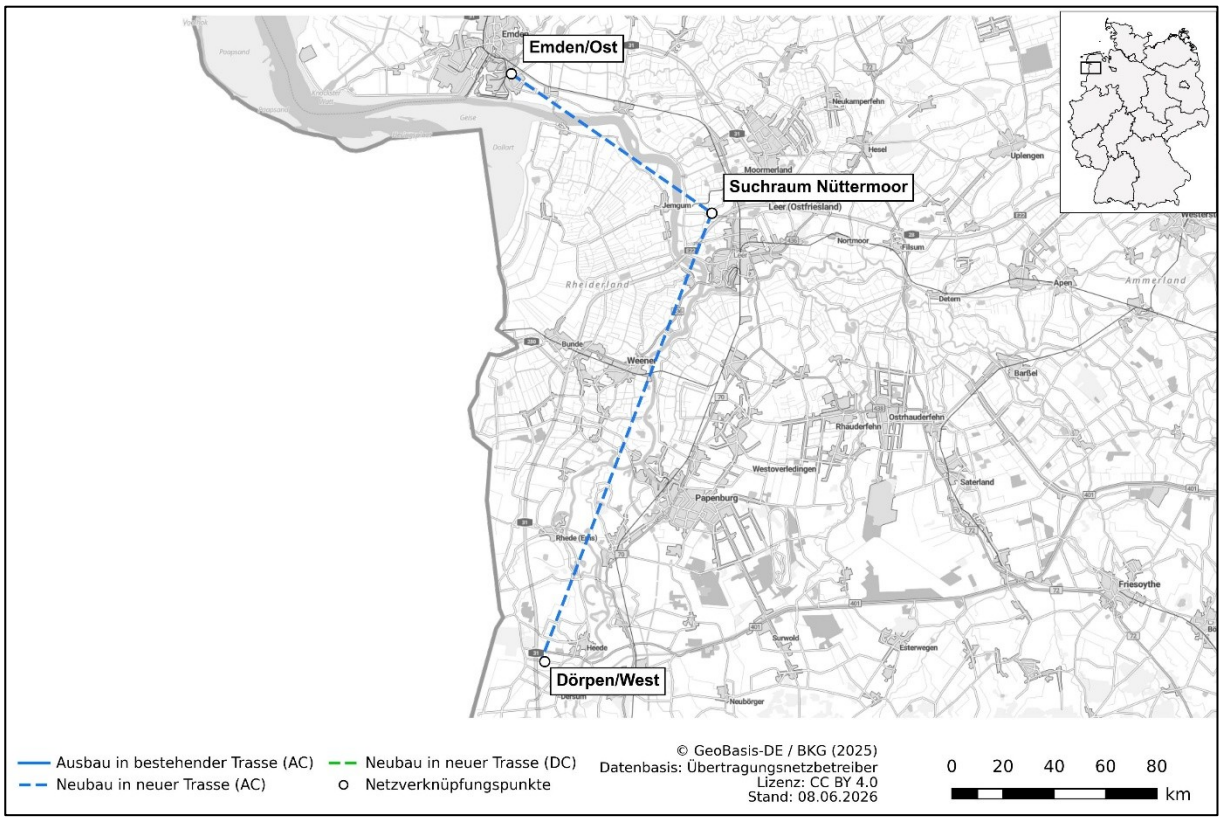
Alternativen

Der Gesetzgeber hat sich im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zum Bundesbedarfsplangesetz 2022 für die hier vorgeschlagene Variante entschieden.

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Prüfung der Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen. Derzeit geht die Bundesnetzagentur von einer Bestätigungsfähigkeit der Maßnahme unter dem Aspekt der Versorgungssicherheit in der betroffenen Region aus.

P470: Netzausbau Emden/Ost – Dörpen/West



M813: Emden/Ost – Suchraum Nüttermoor
M814: Suchraum Nüttermoor – Dörpen/West

Die Maßnahmen M813 und M814 werden vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahmen M813 und M814 wurden von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2023–2037/2045 beantragt und von der Bundesnetzagentur bestätigt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2037 an.

Durch Neubau in neuer Trasse soll ein 380-kV-Doppelsystem von Emden/Ost nach Dörpen/West errichtet werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahmen im Suchraum der Stadt Leer (Ostfriesland), Gemeinde Moormerland, Samtgemeinden Jümme / Hesel (Suchraum Nüttermoor) ein neues 380/110-kV-Umspannwerk mit drei 380/110-kV-Transformatoren errichtet werden soll. Der Bedarf für einen solchen Netzanschluss ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahmen die Schaltanlagen in Emden/Ost und Dörpen/West verstärkt werden müssten. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung und Umsetzung der Maßnahme und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Alternativen

Die Prüfung der Bundesnetzagentur hinsichtlich möglicher Alternativen zu dieser Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen und wird im weiteren Verlauf der Prüfung erfolgen.

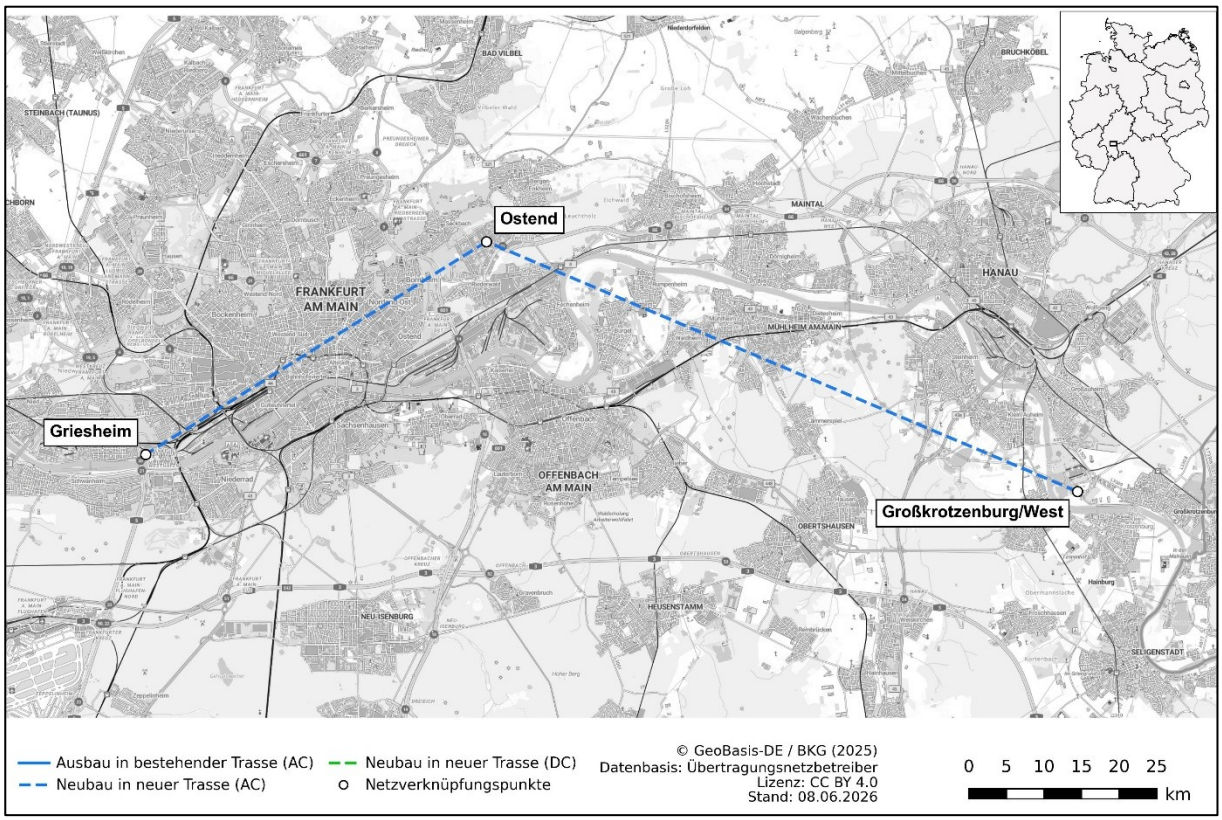
Vorläufige Prüfungsergebnisse

P470 M813, M814	A2037	A2037+	B2037	C2037
Wirksamkeit				
Überlastungsindex	760 GWh	970 GWh	1690 GWh	3400 GWh
Erforderlichkeit				
Leistungsfluss (max.)	2763 MW	3314 MW	3592 MW	4200 MW
Auslastung (Mittel)	27 %	27 %	25 %	34 %
Auslastung (max.)	55 %	67 %	73 %	85 %

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Maßnahmen erweisen sich zum derzeitigen Stand der Prüfung in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie haben eine ausreichende Auslastung und tragen durch Reduzierung des Überlastungsindex signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

P471: Netzausbau Großkrotzenburg/West – Griesheim



M815: Großkrotzenburg/West – Ostend
M816: Ostend – Griesheim

Die Maßnahmen M815 und M816 werden vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahmen M815 und M816 wurden von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 beantragt und von der Bundesnetzagentur bestätigt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahmen im Jahr 2037 an.

Durch Neubau in neuer Trasse soll ein 380-kV-Doppelsystem von der neu zu errichtenden 380-kV-Schaltanlage im Suchraum der Stadt Hanau, der Gemeinde Großkrotzenburg (Großkrotzenburg/West) über das neu zu errichtenden 380/110-kV-Umspannwerk im Suchraum Stadtbezirk Frankfurt am Main-Bornheim/-Ostend (Ostend) nach Frankfurt-Griesheim errichtet werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahmen das 380/110-kV-Umspannwerk Frankfurt-Ostend mit mehreren 380/110-kV-Transformatoren errichtet und in das neue 380-kV-Doppelsystem eingeschliffen werden soll. Der Bedarf für einen solchen Netzanschluss ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben weiterhin an, dass im Rahmen der Maßnahmen die Schaltanlage in Frankfurt-Griesheim verstärkt werden muss. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung in Umsetzung der Maßnahme und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

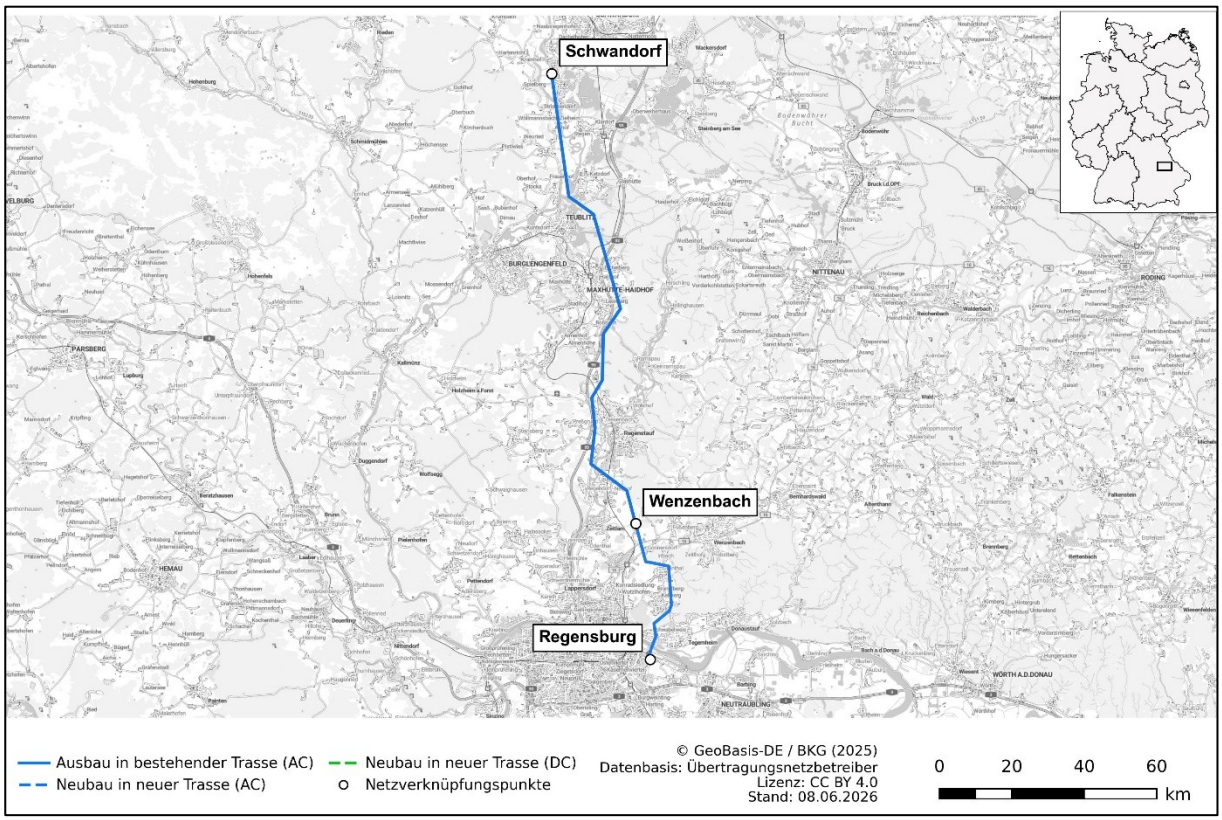
Alternativen

Die Prüfung der Bundesnetzagentur hinsichtlich möglicher Alternativen zu dieser Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen und wird im weiteren Verlauf der Prüfung erfolgen.

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Prüfung der Maßnahmen ist noch nicht abgeschlossen. Derzeit geht die Bundesnetzagentur von einer Bestätigungsfähigkeit der Maßnahmen unter dem Aspekt der Versorgungssicherheit in der betroffenen Region aus.

P472: Netzverstärkung Schwandorf – Regensburg



M817a: Schwandorf – Wenzenbach – Regensburg
M817b: Schwandorf – Wenzenbach – Regensburg

Die Maßnahmen M817a und M817b werden vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahmen M817 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 beantragt und von der Bundesnetzagentur bestätigt.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben das Projekt unterteilt in zwei Ausbaustufen (Maßnahme M817a und Maßnahme M817b) beantragt. Die Bundesnetzagentur hat das Projekt als gesamthafte Maßnahme geprüft.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme M817 im Jahr 2037 an.

Durch Zubeseilung soll mit der Maßnahme M817a zunächst ein weiterer 220-kV-Stromkreis zwischen Schwandorf und Regensburg realisiert werden. Durch Umbeseilung soll mit der Maßnahme M817b anschließend die Umstellung des 220-kV-Doppelsystems auf 380 kV erfolgen.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme die Schaltanlage in Schwandorf verstärkt werden müsste. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung in Umsetzung der Maßnahme und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben weiterhin an, dass im Rahmen der Maßnahmen die Schaltanlage in Regensburg durch das neu zu errichtende 380/110-kV-Umspannwerk Regensburg (Gemeinde Wenzenbach) mit drei 380/110-kV-Transformatoren ersetzt werden müsste. Dies ist aufgrund der Spannungsumstellung notwendig. Wie die Verstärkung im Detail umgesetzt wird, kann jedoch auf Ebene des Netzentwicklungsplans nicht geprüft werden und bleibt den folgenden Verfahren vorbehalten.

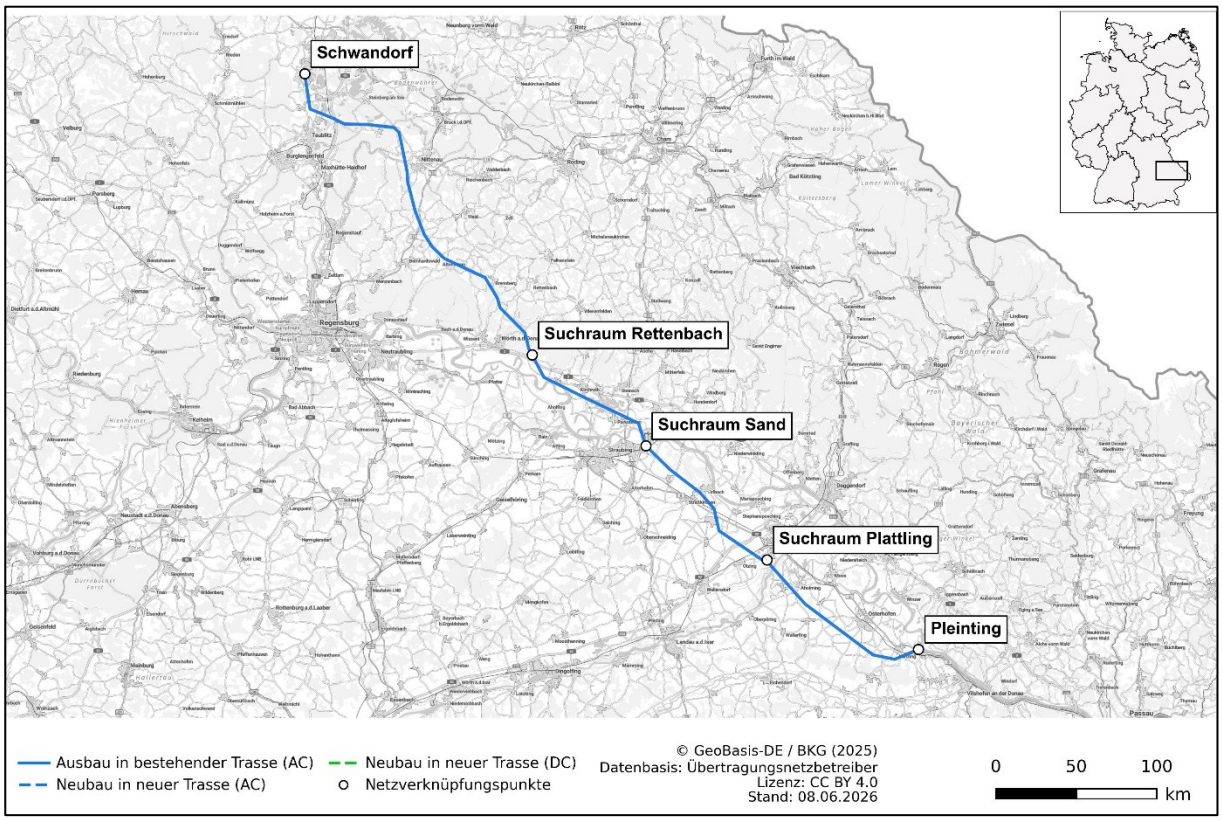
Alternativen

Die Prüfung der Bundesnetzagentur hinsichtlich möglicher Alternativen zu dieser Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen und wird im weiteren Verlauf der Prüfung erfolgen.

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Prüfung der Maßnahmen ist noch nicht abgeschlossen. Derzeit geht die Bundesnetzagentur von einer Bestätigungsfähigkeit der Maßnahmen unter dem Aspekt der Versorgungssicherheit in der betroffenen Region aus.

P473: Netzverstärkung Schwandorf – Pleinting



M818: Schwandorf – Suchraum Rettenbach
M819: Suchraum Rettenbach – Suchraum Sand – Suchraum Plattling
M820: Suchraum Plattling – Pleinting

Die Maßnahmen M818, M819 und M820 werden vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahmen M818, M819 und M820 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 beantragt und von der Bundesnetzagentur bestätigt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahmen im Jahr 2037 an.

Durch Neubau in bestehender Trasse soll der bestehende 220-kV-Stromkreis und der bestehende 380-kV-Stromkreis von Schwandorf nach Pleinting durch ein leistungsfähigeres 380-kV-Doppelsystem ersetzt werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahmen die Schaltanlagen in Schwandorf und Pleinting zu verstärken sind. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung in Umsetzung der Maßnahme und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben weiterhin an, dass im Rahmen der Maßnahmen im Rettenbach / Kirchroth / Wörth an der Donau (Suchraum Rettenbach) und im Suchraum Straubing / Parkstetten / Aiterhofen (Suchraum Sand) jeweils ein neues 380/110-kV-Umspannwerk mit jeweils drei 380/110-kV-Transformatoren errichtet und in das neue 380-kV-Doppelsystem voll eingeschliffen werden soll. Weiterhin geben die Übertragungsnetzbetreiber an, dass das bestehenden 380/110-kV-Umspannwerk in Plattling durch ein neues 380/110-kV-Umspannwerk im Suchraum Plattling / Otzing / Stephansposching (Suchraum Plattling) mit vier 380/110-kV-Transformatoren ersetzt und in das neue 380-kV-Doppelsystem voll eingeschliffen werden soll. Darüber hinaus geben die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass in Schwandorf ein zusätzlicher 380/110-kV-Transformator aufgestellt werden müsste. Der Bedarf für solche Netzanschlüsse ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

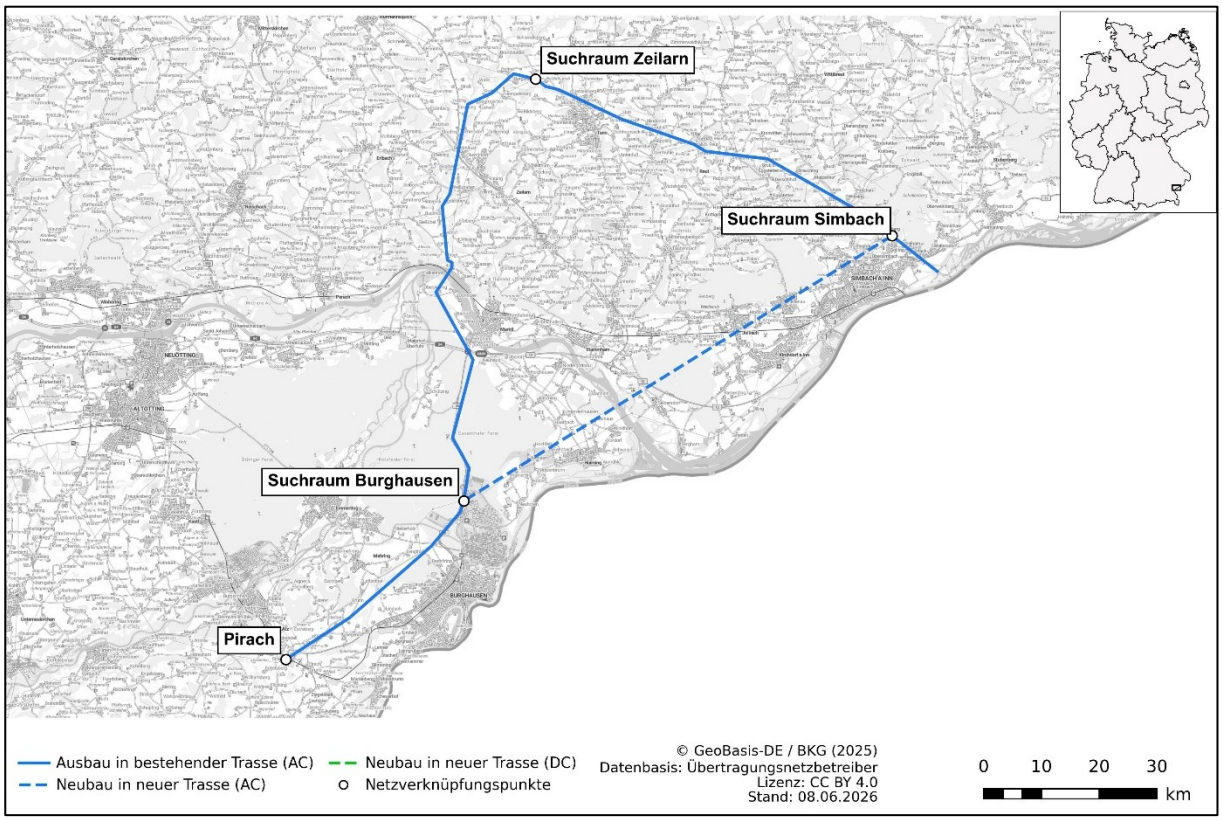
Alternativen

Die Prüfung der Bundesnetzagentur hinsichtlich möglicher Alternativen zu dieser Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen und wird im weiteren Verlauf der Prüfung erfolgen.

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Prüfung der Maßnahmen ist noch nicht abgeschlossen. Derzeit geht die Bundesnetzagentur von einer Bestätigungsfähigkeit der Maßnahmen unter dem Aspekt der Versorgungssicherheit in der betroffenen Region aus.

P474: Netzausbau Suchraum Burghausen – Suchraum Simbach



M822: Suchraum Burghausen – Suchraum Simbach

Die Maßnahme M822 wird vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahme M822 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 beantragt und von der Bundesnetzagentur bestätigt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2033 an.

Durch Neubau in neuer Trasse soll ein 380-kV-Doppelsystem vom neu zu errichtenden 380/110-kV-Umspannwerk im Suchraum der Stadt Simbach am Inn / Kirchdorf am Inn / Wittibreut (Suchraum Simbach) zum neu zu errichtenden 380/110-kV-Umspannwerk im Suchraum Stadt Burghausen, Gemeinden Mehring / Marktl / Haiming (Suchraum Burghausen) errichtet werden.

In das 380-kV-Doppelsysteme zwischen Adlkofen und dem Umspannwerk im Suchraum Simbach soll in den Abzweig nach Pirach, im Suchraum Gemeinde Zeilarn / Markt Wurmansquick (Suchraum Zeilarn), eine 380-kV-Schaltanlage errichtet werden. In die Schaltanlage werden die 380-kV-Doppelsysteme aus Richtung Adlkofen, Suchraum Simbach und Pirach eingeführt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahmen ein 380/110-kV-Umspannwerk mit sechs 380/110-kV-Transformatoren im Suchraum Burghausen und ein 380/110-kV-Umspannwerk mit

zwei 380/110-kV-Transformatoren im Suchraum Simbach zu errichten sind und jeweils voll eingeschliffen werden sollen. Der Bedarf für solche Netzanschlüsse ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

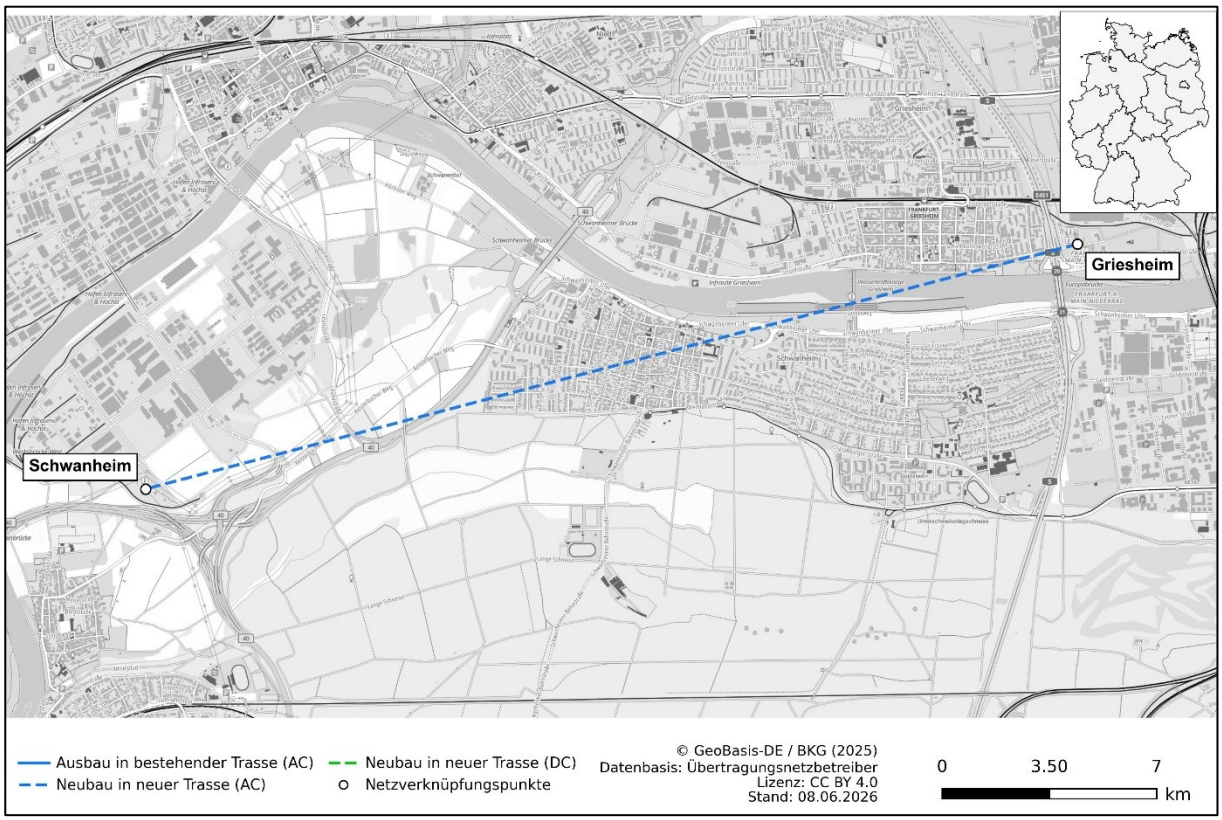
Alternativen

Die Prüfung der Bundesnetzagentur hinsichtlich möglicher Alternativen zu dieser Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen und wird im weiteren Verlauf der Prüfung erfolgen.

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Prüfung der Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen. Derzeit geht die Bundesnetzagentur von einer Bestätigungsfähigkeit der Maßnahme unter dem Aspekt der Versorgungssicherheit in der betroffenen Region aus.

P475: Netzausbau Griesheim – Schwanheim



M823: Griesheim – Schwanheim

Die Maßnahme M823 wird vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahme M823 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 beantragt und von der Bundesnetzagentur bestätigt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2032 an.

Durch Neubau in neuer Trasse soll ein 380-kV-Doppelsystem vom neu zu errichtenden 380/110-kV-Umspannwerk im Suchraum Stadt Frankfurt am Main (Frankfurt-Griesheim) nach Schwanheim errichtet werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme das 380/110-kV-Umspannwerk Frankfurt-Griesheim als Ersatz für das Umspannwerk Frankfurt/Südwest errichtet werden soll. Dies bezieht sich auf die Ausführung und Umsetzung der Maßnahme und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben weiterhin an, dass im Rahmen der Maßnahme die Schaltanlage im Umspannwerk Schwanheim erweitert werden muss. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich

jedoch auf die Ausführung in Umsetzung der Maßnahme und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

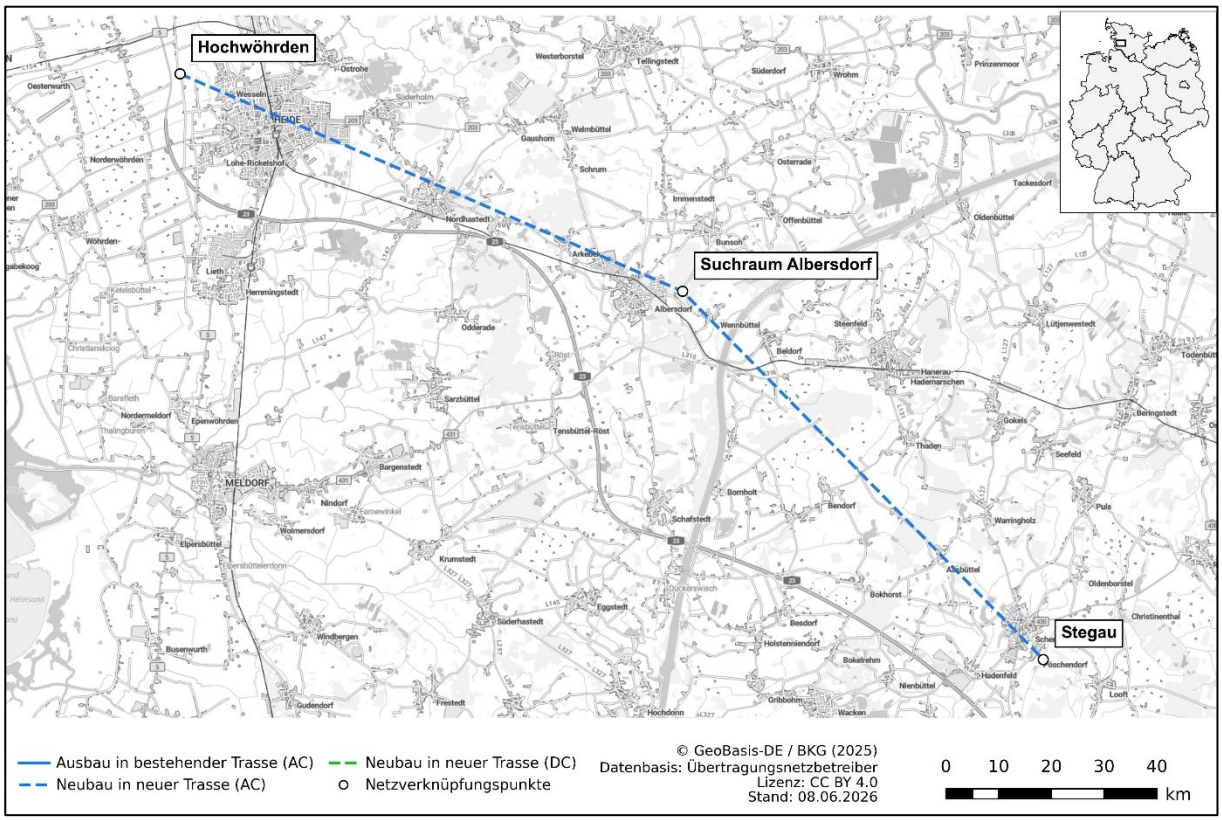
Alternativen

Die Prüfung der Bundesnetzagentur hinsichtlich möglicher Alternativen zu dieser Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen und wird im weiteren Verlauf der Prüfung erfolgen.

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Prüfung der Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen. Derzeit geht die Bundesnetzagentur von einer Bestätigungsfähigkeit der Maßnahme unter dem Aspekt der Versorgungssicherheit in der betroffenen Region aus.

P476: Netzausbau Hochwöhrden – Stegau



M824: Hochwöhrden – Suchraum Albersdorf – Stegau

Die Maßnahme M824 wird vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahme M824 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 beantragt und von der Bundesnetzagentur bestätigt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2032 an.

Durch Neubau in neuer Trasse soll ein 380-kV-Doppelsystem von Hochwöhrden zum neu zu errichtenden 380/110-kV-Umspannwerk im Suchraum der Gemeinden Pöschendorf / Hadenfeld / Kaisborstel / Agethorst / Mehlbek (Suchraum Pöschendorf) errichtet werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme das neu zu errichtende 380/110-kV-Umspannwerk im Suchraum der Gemeinden Albersdorf / Bendorf / Bornholt / Schafstedt (Suchraum Albersdorf) mit mehreren 380/110-kV-Transformatoren in das neue 380-kV-Doppelsystem eingeschliffen werden soll. Der Bedarf für einen solchen Netzanschluss ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Alternativen

Die Prüfung der Bundesnetzagentur hinsichtlich möglicher Alternativen zu dieser Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen und wird im weiteren Verlauf der Prüfung erfolgen.

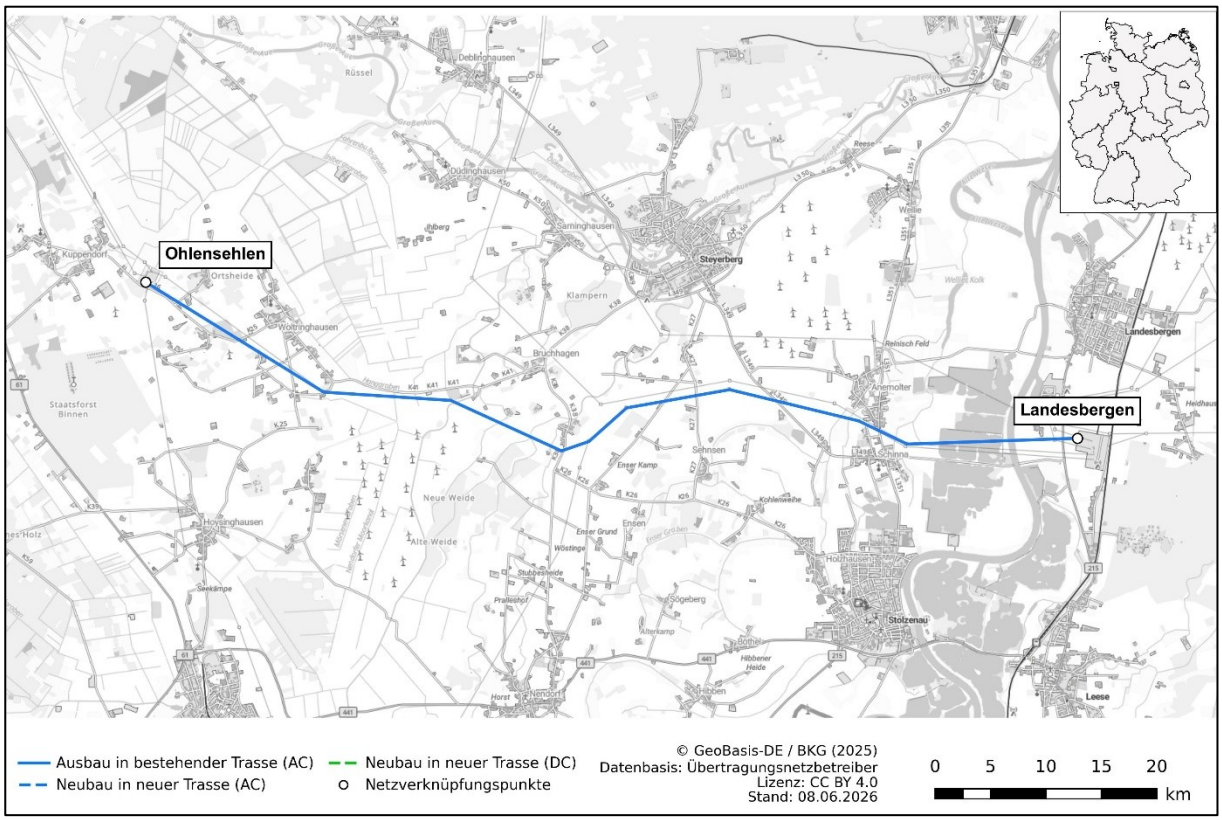
Vorläufige Prüfungsergebnisse

P476 M824	A2037	A2037+	B2037	C2037
Wirksamkeit				
Überlastungsindex	490 GWh	450 GWh	530 GWh	470 GWh
Erforderlichkeit				
Leistungsfluss (max.)	1951 MW	1940 MW	2029 MW	1934 MW
Auslastung (Mittel)	9 %	9 %	9 %	8 %
Auslastung (max.)	39 %	39 %	41 %	39 %

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Maßnahme erweist sich zum derzeitigen Stand der Prüfung in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt durch Reduzierung des Überlastungsindex signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

P477: Netzverstärkung Landesbergen – Ohlensehlen



M812: Landesbergen – Ohlensehlen

Die Maßnahme M812 wird vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahme M812 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2023–2037/2045 beantragt und von der Bundesnetzagentur bestätigt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2037 an.

Durch Umbeseilung des bestehenden 380-kV-Stromkreises zwischen Landesbergen und Ohlensehlen soll die Stromtragfähigkeit erhöht werden. Durch eine Zubeseilung soll ein zweiter 380-kV-Stromkreis zwischen Landesbergen und Ohlensehlen realisiert werden. Nach Umsetzung der Maßnahme besteht zwischen Landesbergen und Ohlensehlen ein leistungsfähiges 380-kV-Doppelsystem.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme die Schaltanlagen in Landesbergen und Ohlensehlen verstärkt werden müssten. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung und Umsetzung der Maßnahme und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben weiterhin an, dass in Ohlensehlen zwei zusätzliche 380/110-kV-Transformatoren aufgestellt werden müssten. Der Bedarf für einen solchen Netzanschluss ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Alternativen

Die Prüfung der Bundesnetzagentur hinsichtlich möglicher Alternativen zu dieser Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen und wird im weiteren Verlauf der Prüfung erfolgen.

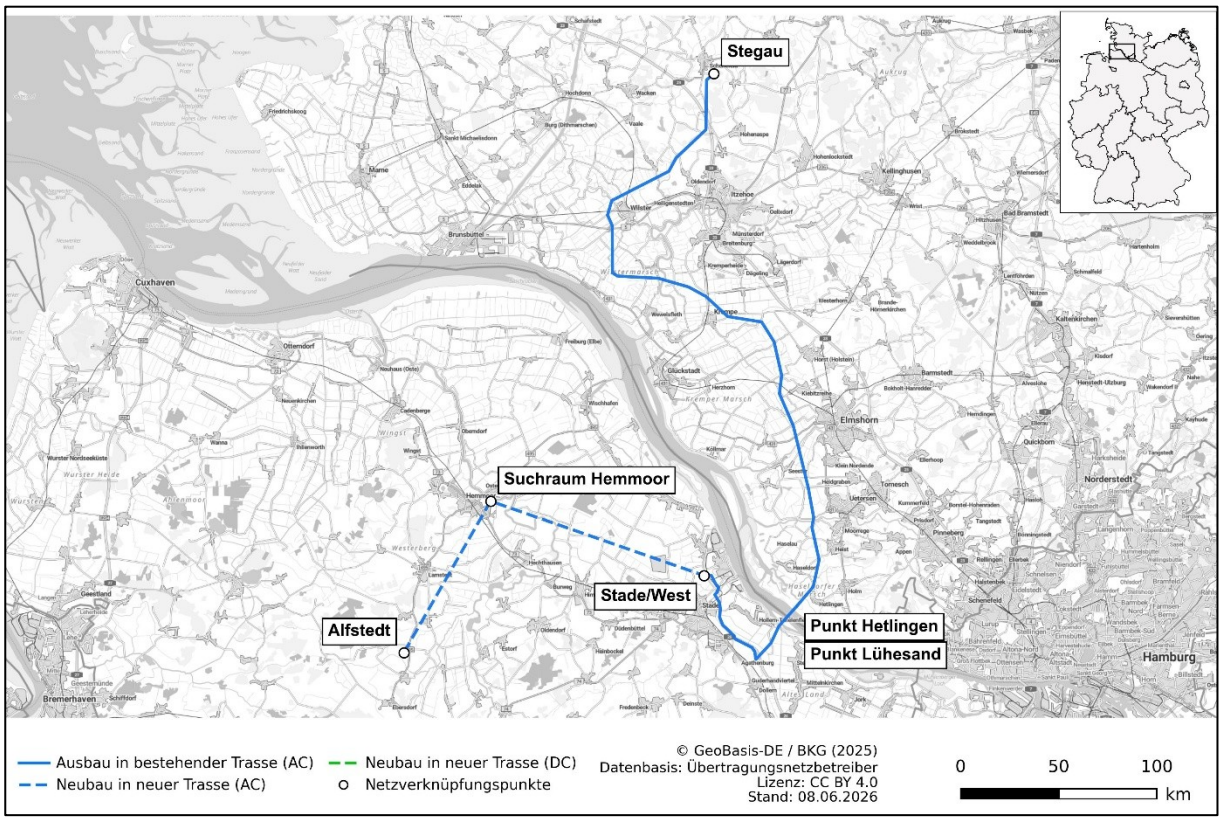
Vorläufige Prüfungsergebnisse

P477 M812	A2037	A2037+	B2037	C2037
Wirksamkeit				
Überlastungsindex	180 GWh	230 GWh	310 GWh	300 GWh
Erforderlichkeit				
Leistungsfluss (max.)	3724 MW	3899 MW	4481 MW	4622 MW
Auslastung (Mittel)	19 %	20 %	22 %	23 %
Auslastung (max.)	76 %	79 %	91 %	94 %

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Maßnahme erweist sich zum derzeitigen Stand der Prüfung in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt durch Reduzierung des Überlastungsindex signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

P478: Netzausbau Stegau – Alfstedt



M829a: Stegau – Punkt Hetlingen
M829b: Punkt Hetlingen – Punkt Lühesand – Stade/West

Die Maßnahmen M829a und M829b werden vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahmen M829a und M829b wurden in dieser Form von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2025-2037/2045 in allen drei Szenarien für das Jahr 2037 beantragt. Im vorangegangenen Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 wurde die Maßnahme M829 beantragt und von der Bundesnetzagentur bestätigt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme beider Maßnahmen im Jahr 2041 an.

Durch Parallelneubau soll ein 380-kV-Doppelsystem von Stegau (Gemeinde Mehlbek) nach Stade/West errichtet werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme die Schaltanlagen in Stegau und Stade/West verstärkt werden müssten. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung in Umsetzung der Maßnahme und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Alternativen

Die Prüfung der Bundesnetzagentur hinsichtlich möglicher Alternativen zu dieser Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen und wird im weiteren Verlauf der Prüfung erfolgen.

Vorläufige Prüfungsergebnisse

P478 M829a, M829b	A2037	A2037+	B2037	C2037
Wirksamkeit				
Überlastungsindex	4530 GWh	4110 GWh	4310 GWh	3610 GWh
Erforderlichkeit				
Leistungsfluss (max.)	4059 MW	4115 MW	4157 MW	4115 MW
Auslastung (Mittel)	26 %	26 %	25 %	24 %
Auslastung (max.)	83 %	84 %	85 %	84 %

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Maßnahmen erweisen sich zum derzeitigen Stand der Prüfung in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie haben eine ausreichende Auslastung und tragen durch Reduzierung des Überlastungsindex signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

M829c: Stade/West – Suchraum Hemmoor – Alfstedt

Die Maßnahme M829c wird vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahme M829c wurde in dieser Form von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2025-2037/2045 beantragt. Im Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 wurde die Maßnahme M829 beantragt und von der Bundesnetzagentur bestätigt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2037 an.

Durch Neubau in neuer Trasse soll ein 380-kV-Doppelsystem von Stade/West nach Alfstedt errichtet werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahmen das neu zu errichtende 380/110-kV-Umspannwerk im Suchraum Hemmoor in das neue 380-kV-Doppelsystem voll eingeschliffen werden soll. Weiterhin soll in Alfstedt ein zusätzlicher 380/110-kV-Transformator aufgestellt werden. Der Bedarf für solche Netzanschlüsse ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben weiterhin an, dass im Rahmen der Maßnahme die Schaltanlagen in Stade/West und Alfstedt verstärkt werden müssten. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung in Umsetzung der Maßnahme und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Alternativen

Die Prüfung der Bundesnetzagentur hinsichtlich möglicher Alternativen zu dieser Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen und wird im weiteren Verlauf der Prüfung erfolgen.

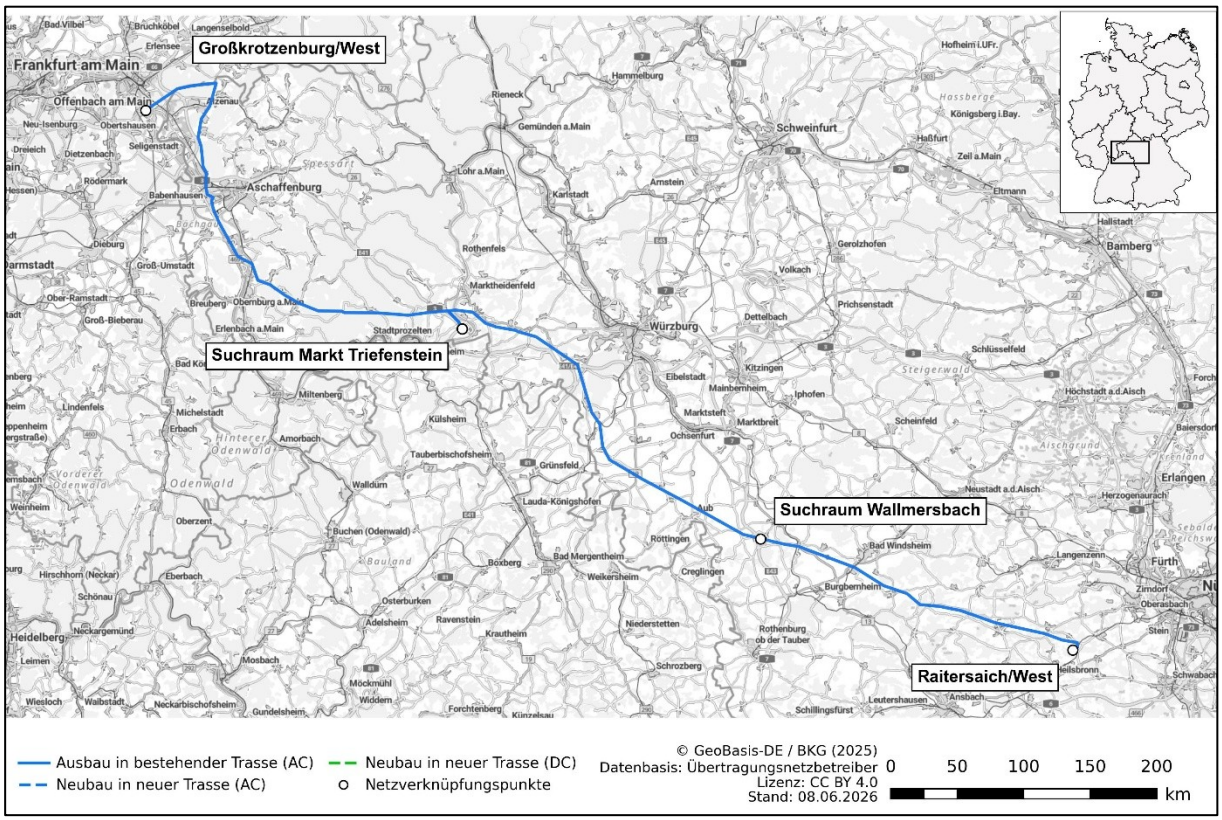
Vorläufige Prüfungsergebnisse

P478 M829c	A2037	A2037+	B2037	C2037
Wirksamkeit				
Überlastungsindex	4160 GWh	3830 GWh	3930 GWh	3350 GWh
Erforderlichkeit				
Leistungsfluss (max.)	3363 MW	3407 MW	3531 MW	3472 MW
Auslastung (Mittel)	25 %	24 %	23 %	21 %
Auslastung (max.)	69 %	70 %	72 %	71 %

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Maßnahme erweist sich zum derzeitigen Stand der Prüfung in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt durch Reduzierung des Überlastungsindex signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

P481: Netzverstärkung Großkrotzenburg/West – Raitersaich/West



M830: Großkrotzenburg/West – Suchraum Markt Triefenstein
M831: Suchraum Markt Triefenstein – Suchraum Wallmersbach – Raitersaich/West

Die Maßnahmen M830 und M831 werden vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahmen M830 und M831 wurden von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 beantragt und von der Bundesnetzagentur bestätigt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahmen im Jahr 2037 an.

Durch Neubau in bestehender Trasse soll das bestehende 220-kV-Doppelsystem von Großkrotzenburg über Trennfeld nach Raitersaich/West durch ein 380-kV-Doppelsystem ersetzt werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben weiterhin an, dass im Rahmen der Maßnahmen die Schaltanlagen in Großkrotzenburg und Raitersaich/West erweitert werden müssen. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung in Umsetzung der Maßnahmen und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahmen die bestehende 220-kV-Schaltanlage in Trennfeld durch eine neue 380-kV-Schaltanlage im Suchraum der Gemeinden Marktheidenfeld / Kreuzwertheim / Triefenstein / Erlenbach bei Marktheidenfeld (Suchraum Markt

Triefenstein) zu ersetzen ist. Dies ist aufgrund der Spannungsumstellung notwendig. Außerdem sollen mehrere 380/110-kV-Transformatoren errichtet werden, ebenso wie im neu zu errichtende 380/110-kV-Umspannwerk im Suchraum der Stadt Uffenheim, der Gemeinden Simmershofen / Ergersheim / Gollhofen (Suchraum Wallmersbach), welches in das neue 380-kV-Doppelsystem eingeschliffen werden soll. Der Bedarf für solche Netzanschlüsse ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Alternativen

Die Prüfung der Bundesnetzagentur hinsichtlich möglicher Alternativen zu dieser Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen und wird im weiteren Verlauf der Prüfung erfolgen.

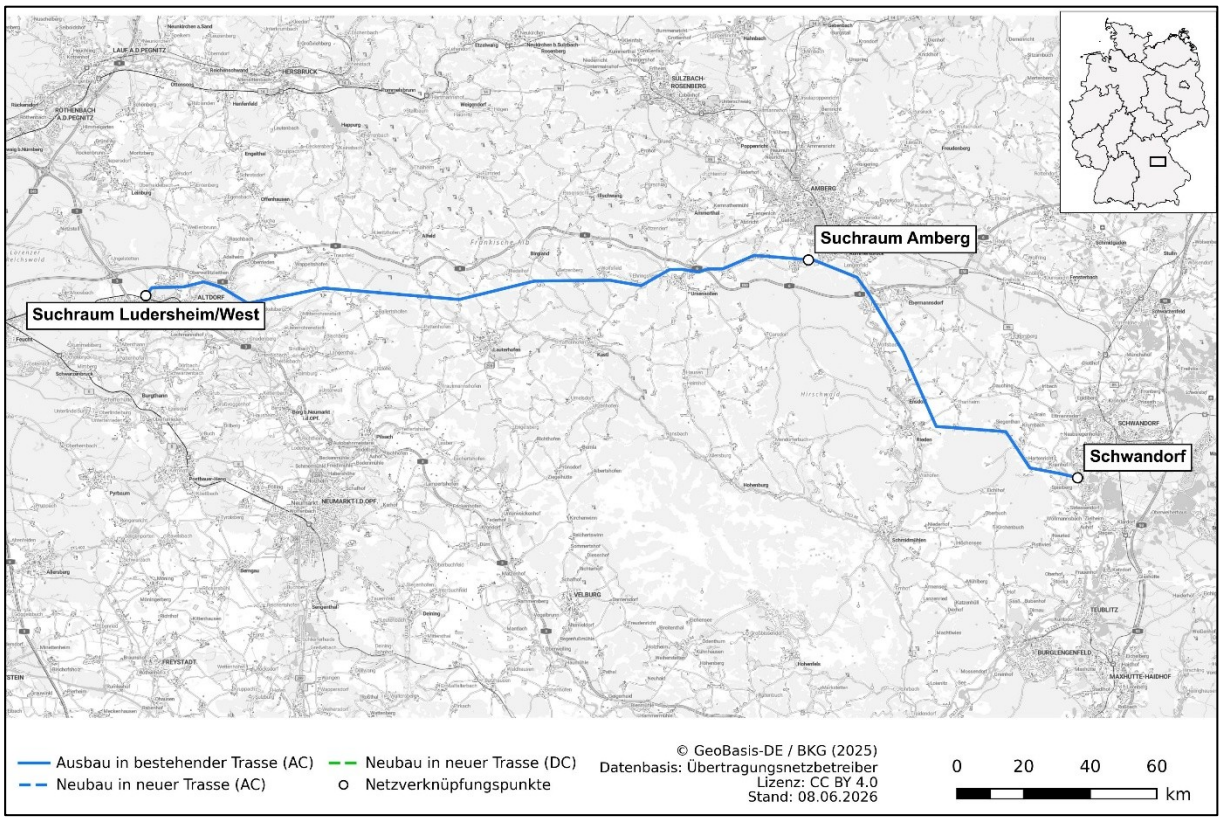
Vorläufige Prüfungsergebnisse

P481 M830, M831	A2037	A2037+	B2037	C2037
Wirksamkeit				
Überlastungsindex	840 GWh	1110 GWh	4210 GWh	4580 GWh
Erforderlichkeit				
Leistungsfluss (max.)	4722 MW	4849 MW	5798 MW	5589 MW
Auslastung (Mittel)	24 %	24 %	28 %	29 %
Auslastung (max.)	95 %	98 %	118 %	114 %

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Maßnahmen erweisen sich zum derzeitigen Stand der Prüfung in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie haben eine ausreichende Auslastung und tragen durch Reduzierung des Überlastungsindex signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

P482: Netzverstärkung Suchraum Ludersheim/West – Schwandorf



M832: Suchraum Ludersheim/West – Suchraum Amberg – Schwandorf

Die Maßnahme M832 wird vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahme M832 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 beantragt und von der Bundesnetzagentur bestätigt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2045 an.

Durch Neubau in bestehender Trasse soll der bestehende 220-kV-Stromkreis von Ludersheim/West nach Schwandorf durch ein 380-kV-Doppelsystem ersetzt werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahmen die Schaltanlagen in Ludersheim/West und Schwandorf verstärkt werden müssten. Dies ist aufgrund der Spannungsumstellung notwendig. Wie die Verstärkung im Detail umgesetzt wird, kann jedoch auf Ebene des Netzentwicklungsplans nicht geprüft werden und bleibt den folgenden Verfahren vorbehalten.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben weiterhin an, dass im Rahmen der Maßnahmen das neu zu errichtende 380/110-kV-Umspannwerk im Suchraum Amberg in das neue 380-kV-Doppelsystem voll eingeschliffen werden soll. Der Bedarf für einen solchen Netzanschluss ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Alternativen

Die Prüfung der Bundesnetzagentur hinsichtlich möglicher Alternativen zu dieser Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen und wird im weiteren Verlauf der Prüfung erfolgen.

Vorläufige Prüfungsergebnisse

P482 M832	A2037	A2037+	B2037	C2037
Wirksamkeit				
Überlastungsindex	6 GWh	50 GWh	110 GWh	70 GWh
Erforderlichkeit				
Leistungsfluss (max.)	2486 MW	2539 MW	3020 MW	2808 MW
Auslastung (Mittel)	10 %	10 %	11 %	11 %
Auslastung (max.)	50 %	51 %	61 %	56 %

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Maßnahme erweist sich zum derzeitigen Stand der Prüfung in drei der vier betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt durch Reduzierung des Überlastungsindex signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

P483: Leistungsflusssteuerung Suchraum Nüttermoor

M833: Leistungsflusssteuerung Suchraum Nüttermoor

Die Maßnahme M833 wird vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahme M833 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 beantragt und bisher von der Bundesnetzagentur nicht bestätigt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2037-2045 an.

In der Schaltanlage des neu zu errichtenden 380/110-kV-Umspannwerks im Suchraum Stadt Leer (Ostfriesland) / Gemeinde Moormerland / Samtgemeinden Jümme/Hesel (Suchraum Nüttermoor) werden Betriebsmittel zur Leistungsflusssteuerung errichtet, um die Leistungsflüsse in Richtung Emden/Ost und Dörpen/West gezielt steuern zu können.

Alternativen

Die Prüfung der Bundesnetzagentur hinsichtlich möglicher Alternativen zu dieser Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen und wird im weiteren Verlauf der Prüfung erfolgen.

Vorläufige Prüfungsergebnisse

P483 M833	A2037	A2037+	B2037	C2037
Wirksamkeit				
Überlastungsindex	90 GWh	100 GWh	230 GWh	140 GWh

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Maßnahme erweist sich zum derzeitigen Stand der Prüfung in allen betrachteten Szenarien als wirksam. Sie trägt durch Reduzierung des Überlastungsindex signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

P484: Leistungsflusssteuerung Suchraum Gambach

M834: Leistungsflusssteuerung Suchraum Gambach

Die Maßnahme M834 wird vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahme M834 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 beantragt und von der Bundesnetzagentur bestätigt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2037 an.

In der Schaltanlage im Suchraum Karlstadt am Main / Eußenheim / Gössenheim (Suchraum Gambach) werden Betriebsmittel zur Leistungsflusssteuerung errichtet, um die Leistungsflüsse in Richtung Bergrheinfeld/West und Aschaffenburg gezielt steuern zu können.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahmen das neu zu errichtende 380/110-kV-Umspannwerk im Suchraum Gambach in das 380-kV-Doppelsystem voll eingeschliffen werden soll. Der Bedarf für einen solchen Netzanschluss ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Alternativen

Die Prüfung der Bundesnetzagentur hinsichtlich möglicher Alternativen zu dieser Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen und wird im weiteren Verlauf der Prüfung erfolgen.

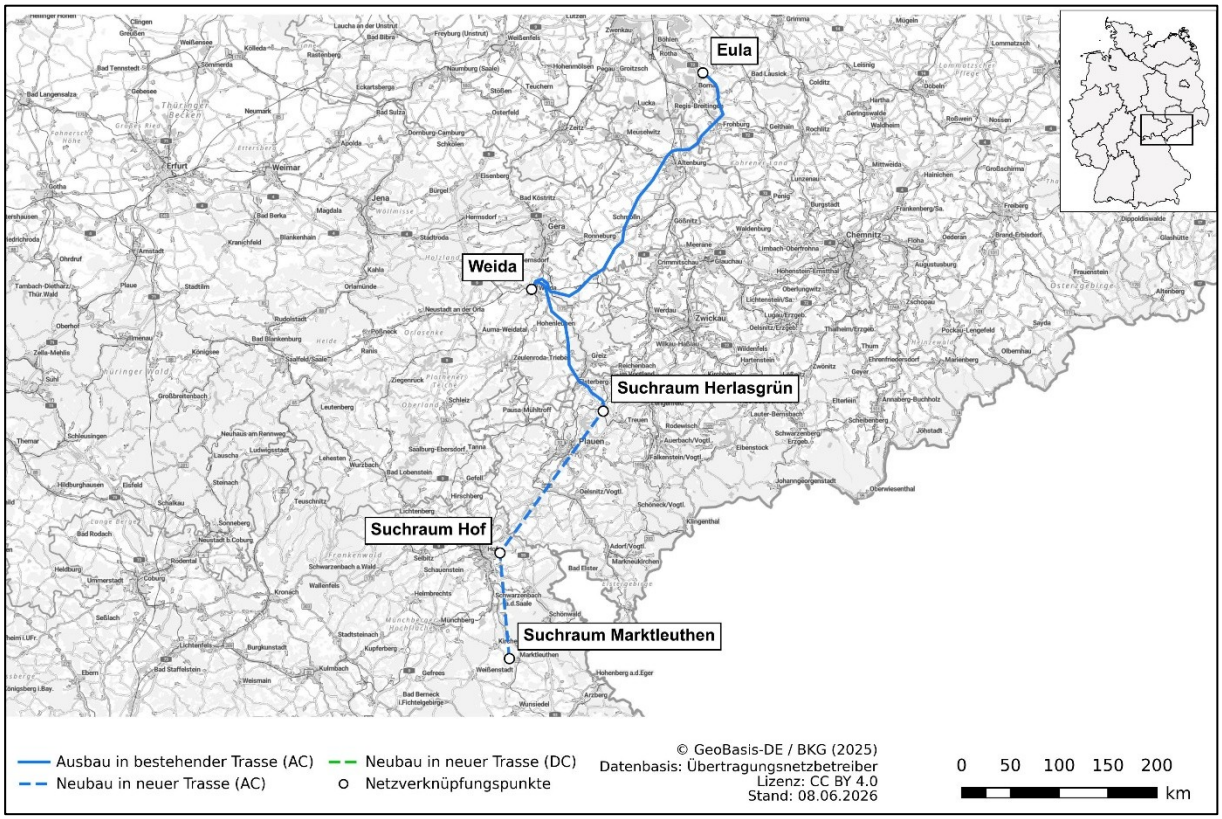
Vorläufige Prüfungsergebnisse

P484 M834	A2037	A2037+	B2037	C2037
Wirksamkeit				
Überlastungsindex	310 GWh	510 GWh	950 GWh	1020 GWh

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Maßnahme erweist sich zum derzeitigen Stand der Prüfung in allen betrachteten Szenarien als wirksam. Sie trägt durch Reduzierung des Überlastungsindex signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

P485: Netzausbau Eula – Suchraum Marktleuthen



M485a: Eula – Weida – Suchraum Herlasgrün
M835: Suchraum Herlasgrün – Suchraum Hof – Suchraum Marktleuthen

Die Maßnahmen M485a und M835 werden vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahmen M485a und M835 wurden von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 beantragt und von der Bundesnetzagentur bestätigt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahmen im Jahr 2037 an.

Durch Neubau in bestehender Trasse soll mit der Maßnahme M485a ein 380-kV-Doppelsystem von Eula, über Weida nach Herlasgrün errichtet werden und die bestehende 220-kV-Struktur abgelöst werden.

Durch Neubau in neuer Trasse soll mit der Maßnahme M835 ein 380-kV-Doppelsystem von Herlasgrün zum neu zu errichtenden 380/110-kV-Umspannwerk im Suchraum der Städte Marktleuthen / Kirchenlamitz (Suchraum Marktleuthen) errichtet werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahmen die Schaltanlagen in Eula und Weida erweitert werden müssten. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung in Umsetzung der Maßnahme und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben weiterhin an, dass im Rahmen der Maßnahmen das neu zu errichtenden 380/110-kV-Umspannwerk im Suchraum der Stadt Hof, Gemeinden Döhlau / Gattendorf / Regnitzlosau (Suchraum Hof) in das neue 380-kV-Doppelsystem voll einzuschleifen ist. Weiterhin sollen im neu zu errichtenden 380/110-kV-Umspannwerk im Suchraum Marktleuthen mehrere 380/110-kV-Transformatoren zur Versorgung des unterlagerten Verteilernetzes errichtet werden. Der Bedarf für solche Netzanschlüsse ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Alternativen

Die Prüfung der Bundesnetzagentur hinsichtlich möglicher Alternativen zu dieser Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen und wird im weiteren Verlauf der Prüfung erfolgen.

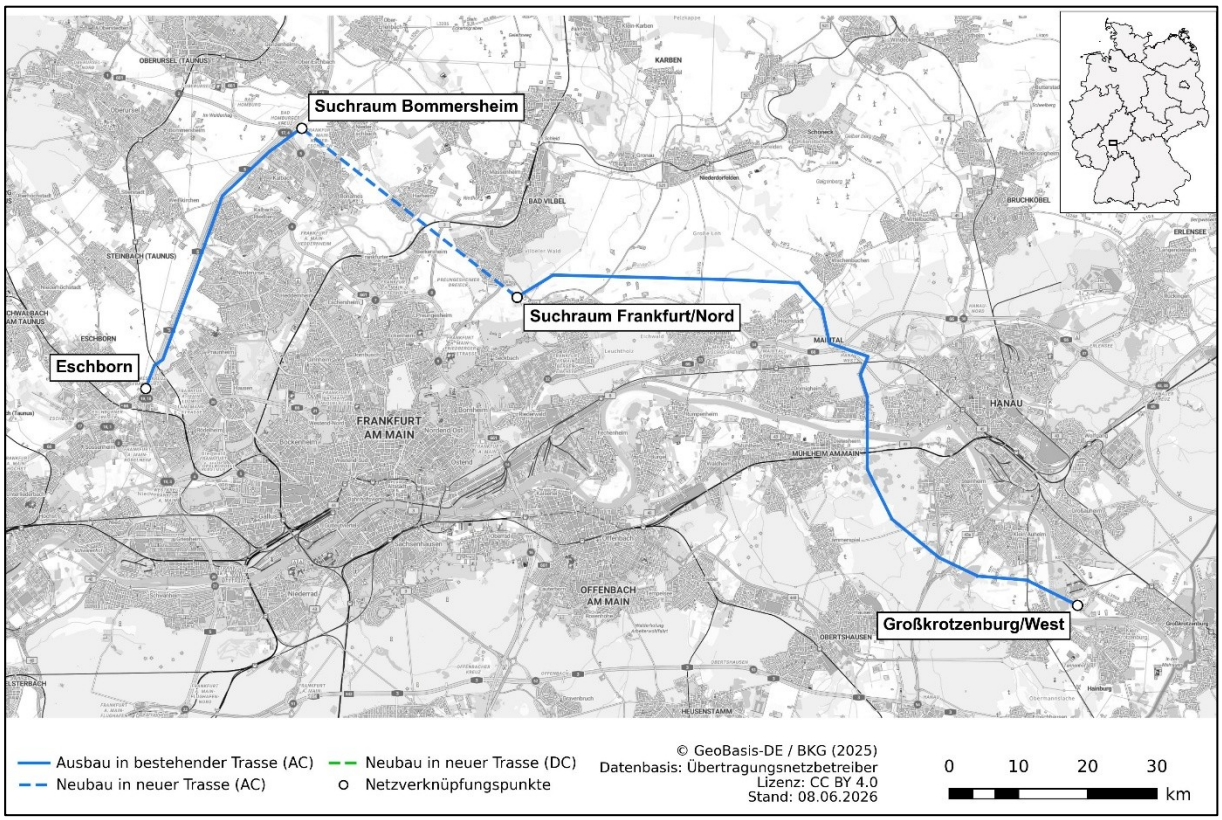
Vorläufige Prüfungsergebnisse

P485 M485a, M835	A2037	A2037+	B2037	C2037
Wirksamkeit				
Überlastungsindex	400 GWh	770 GWh	1320 GWh	1100 GWh
Erforderlichkeit				
Leistungsfluss (max.)	2977 MW	3262 MW	3473 MW	3372 MW
Auslastung (Mittel)	22 %	23 %	22 %	22 %
Auslastung (max.)	60 %	66 %	71 %	69 %

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Maßnahmen erweisen sich zum derzeitigen Stand der Prüfung in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie haben eine ausreichende Auslastung und tragen durch Reduzierung des Überlastungsindex signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

P486: Netzausbau Großkrotzenburg/West – Suchraum Bommersheim



M836: Großkrotzenburg/West – Suchraum Frankfurt/Nord
M837: Suchraum Frankfurt/Nord – Suchraum Bommersheim
M837a: Volleinschleifung Suchraum Bommersheim und Eschborn in Karben – Frankfurt/Südwest

Die Maßnahmen M836, M837 und M837a werden vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahmen M836 und M837 wurden von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 beantragt und von der Bundesnetzagentur bestätigt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahmen im Jahr 2037 an.

Durch Neubau in bestehender und neuer Trasse soll ein 380-kV-Doppelsystem von Großkrotzenburg/West über Frankfurt/Nord zur neu zu errichtenden 380-kV-Schaltanlage im Suchraum der Städte Oberursel (Taunus) / Bad Homburg vor der Höhe / Frankfurt am Main (Suchraum Bommersheim) errichtet werden. Die bestehenden 220-kV-Stromkreise zwischen Großkrotzenburg und Frankfurt/Nord entfallen.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahmen die Schaltanlage in Großkrotzenburg/West verstärkt werden müsse. Weiterhin sei das bestehend 220/110-kV-Umspannwerk in Frankfurt/Nord im Zuge der Umstellung auf 380 kV im Suchraum Stadtbezirke Frankfurt am Main-Ost / Bergen-Enkheim, Stadt Bad Vilbel) und das bestehend 220/110-kV-Umspannwerk in Dörnigheim im Suchraum der Stadt Maintal (Maintal) neu zu errichten. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich

jedoch auf die Ausführung und Umsetzung der Maßnahme und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben weiterhin an, dass im Rahmen der Maßnahmen im neu zu errichtenden 380/110-kV-Umspannwerk in Frankfurt/Nord, im neu zu errichtenden 380/110-kV-Umspannwerk im Suchraum Bommersheim, sowie im neu zu errichtenden 380/110-kV-Umspannwerk Maintal mehrere 380/110-kV-Transformatoren aufzustellen seien. Der Bedarf für solche Netzanschlüsse ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

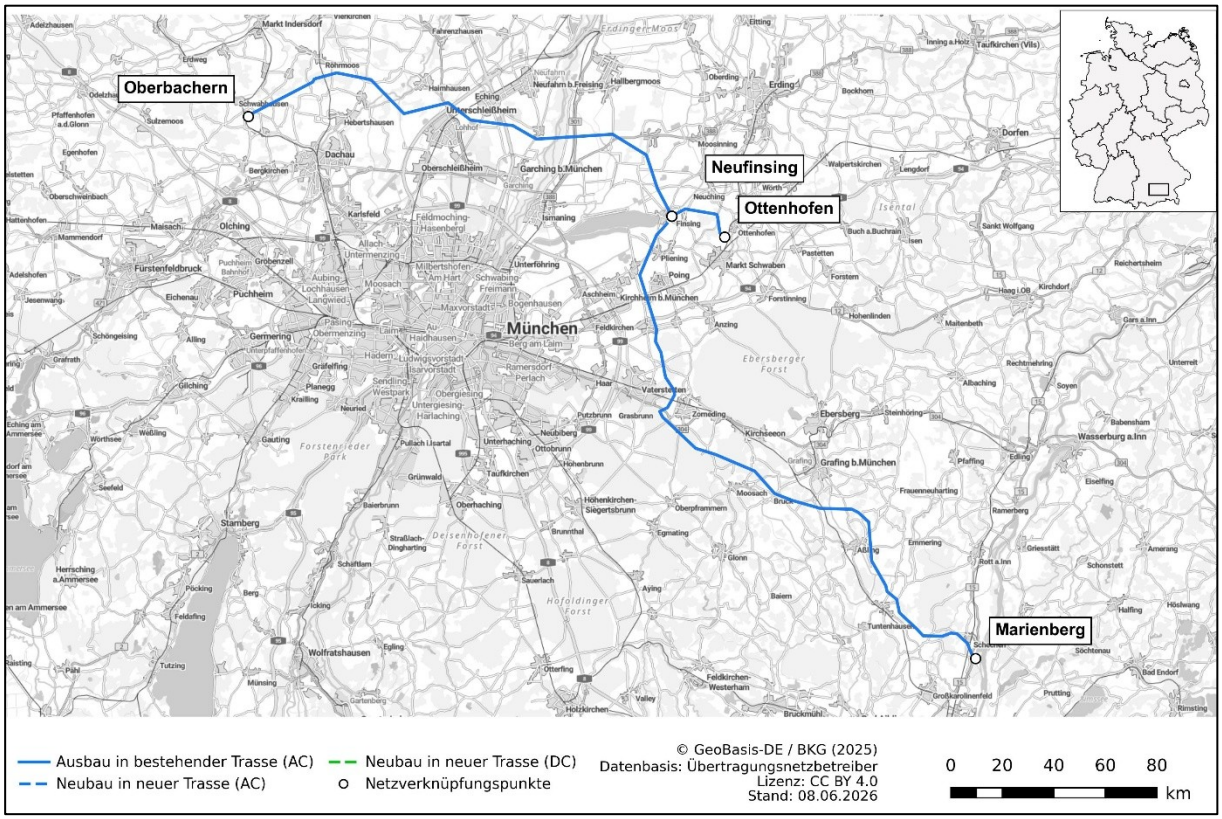
Alternativen

Die Prüfung der Bundesnetzagentur hinsichtlich möglicher Alternativen zu dieser Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen und wird im weiteren Verlauf der Prüfung erfolgen.

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Prüfung der Maßnahmen ist noch nicht abgeschlossen. Derzeit geht die Bundesnetzagentur von einer Bestätigungsfähigkeit der Maßnahmen unter dem Aspekt der Versorgungssicherheit in der betroffenen Region aus.

P488: Netzverstärkung Oberbachern – Marienberg



M841: Oberbachern – Neufinsing
M842: Ottenhofen – Neufinsing
M843: Neufinsing – Marienberg

Die Maßnahmen M841, M842 und M843 werden vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahmen M841, M842 und M843 wurden von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 beantragt und von der Bundesnetzagentur bestätigt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahmen im Jahr 2037 an.

Durch eine Spannungsumstellung des 220-kV-Doppelsystems zwischen Oberbachern, Neufinsing und Ottenhofen auf 380 kV, soll mit den Maßnahmen M841 und M842 die Übertragungskapazität erhöht werden.

Durch Neubau in bestehender Trasse soll das 220-kV-Doppelsystem von Neufinsing nach Marienberg durch ein leistungsfähigeres 380-kV-Doppelsystem ersetzt werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahmen die Schaltanlagen in Oberbachern, Ottenhofen und Neufinsing erweitert werden müssen. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung in Umsetzung der Maßnahme und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben weiterhin an, dass im Rahmen der Maßnahmen die 220-kV-Schaltanlagen in Neufinsing und Marienberg durch 380-kV-Schaltanlagen abzulösen sind und mehrere 380/110-kV-Transformatoren aufzustellen seien. Dies ist aufgrund der Spannungsumstellung notwendig. Wie die Verstärkung im Detail umgesetzt wird, kann jedoch auf Ebene des Netzentwicklungsplans nicht geprüft werden und bleibt den folgenden Verfahren vorbehalten.

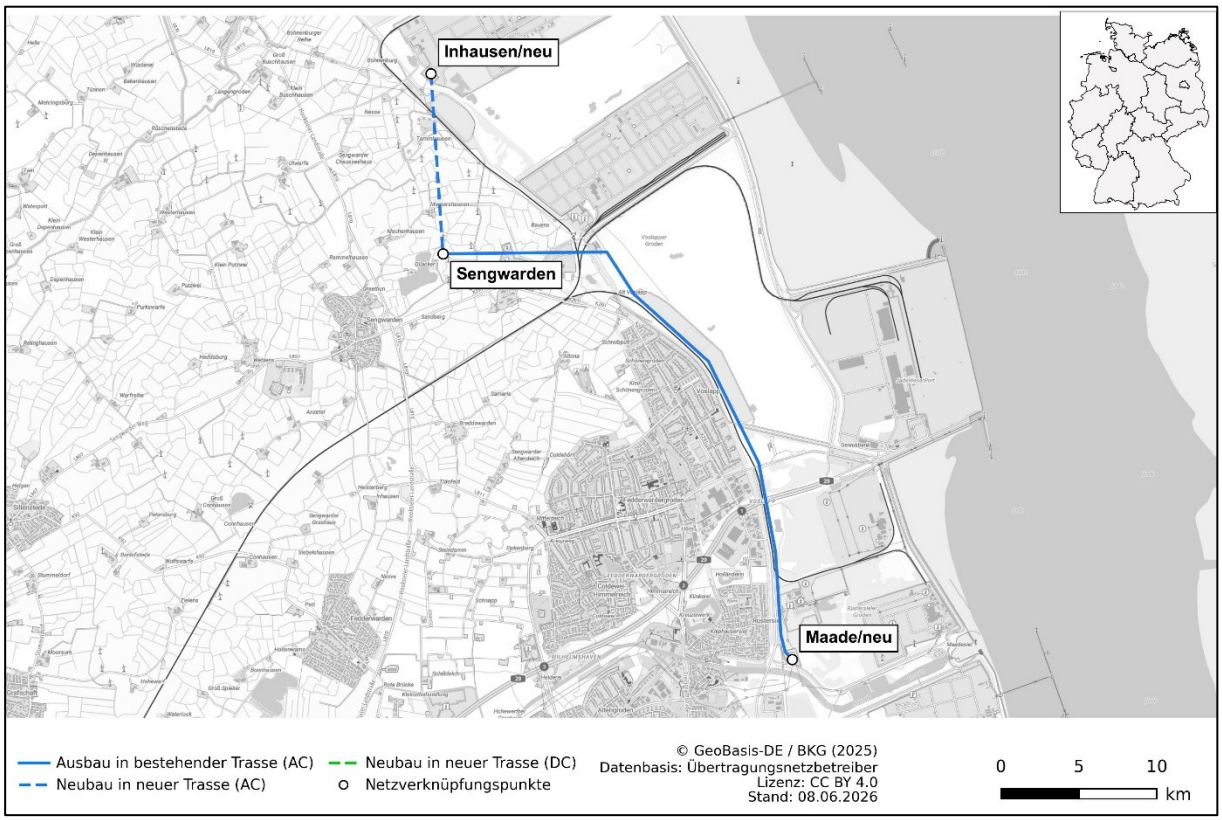
Alternativen

Die Prüfung der Bundesnetzagentur hinsichtlich möglicher Alternativen zu dieser Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen und wird im weiteren Verlauf der Prüfung erfolgen.

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Prüfung der Maßnahmen ist noch nicht abgeschlossen. Derzeit geht die Bundesnetzagentur von einer Bestätigungsfähigkeit der Maßnahmen unter dem Aspekt der Versorgungssicherheit in der betroffenen Region aus.

P489: Netzausbau Inhausen/neu – Maade/neu



M810: Inhausen/neu – Sengwarden

Die Maßnahme M810 wird vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahme M810 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 beantragt und von der Bundesnetzagentur bestätigt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2033 an.

Durch Neubau in neuer Trasse soll ein 380-kV-Doppelsystem von Inhausen nach Sengwarden errichtet werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme in räumlicher Nähe zum bestehenden 220-kV-Umspannwerk Inhausen im Stadtteil Vosslapper Groden der Stadt Wilhelmshaven ein neues 380-kV-Umspannwerk neu zu errichten ist und das Umspannwerk Sengwarden um zwei zusätzliche Schaltfelder zu verstärken ist. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung und Umsetzung der Maßnahme und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Alternativen

Die Prüfung der Bundesnetzagentur hinsichtlich möglicher Alternativen zu dieser Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen und wird im weiteren Verlauf der Prüfung erfolgen.

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Prüfung der Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen. Derzeit geht die Bundesnetzagentur von einer Bestätigungsfähigkeit der Maßnahme unter dem Aspekt der Versorgungssicherheit in der betroffenen Region aus.

M811: Sengwarden – Maade/neu

Die Maßnahme M811 wird vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahme M811 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 beantragt und von der Bundesnetzagentur bestätigt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2032 an.

Durch Neubau in bestehender Trasse soll das 220-kV-Doppelsystem zwischen Maade und Fedderwarden durch ein neues 380-kV-Doppelsystem von Maade nach Sengerwarden ersetzt werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Suchraum der Stadtteile Rüstersieler Groden/Heppenser Groden der Stadt Wilhelmshaven das bestehende 220-kV-Umspannwerk Maade neu zu errichten ist und das Umspannwerk Sengwarden um zwei zusätzliche Schaltfelder zu verstärken ist. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung und Umsetzung der Maßnahme und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

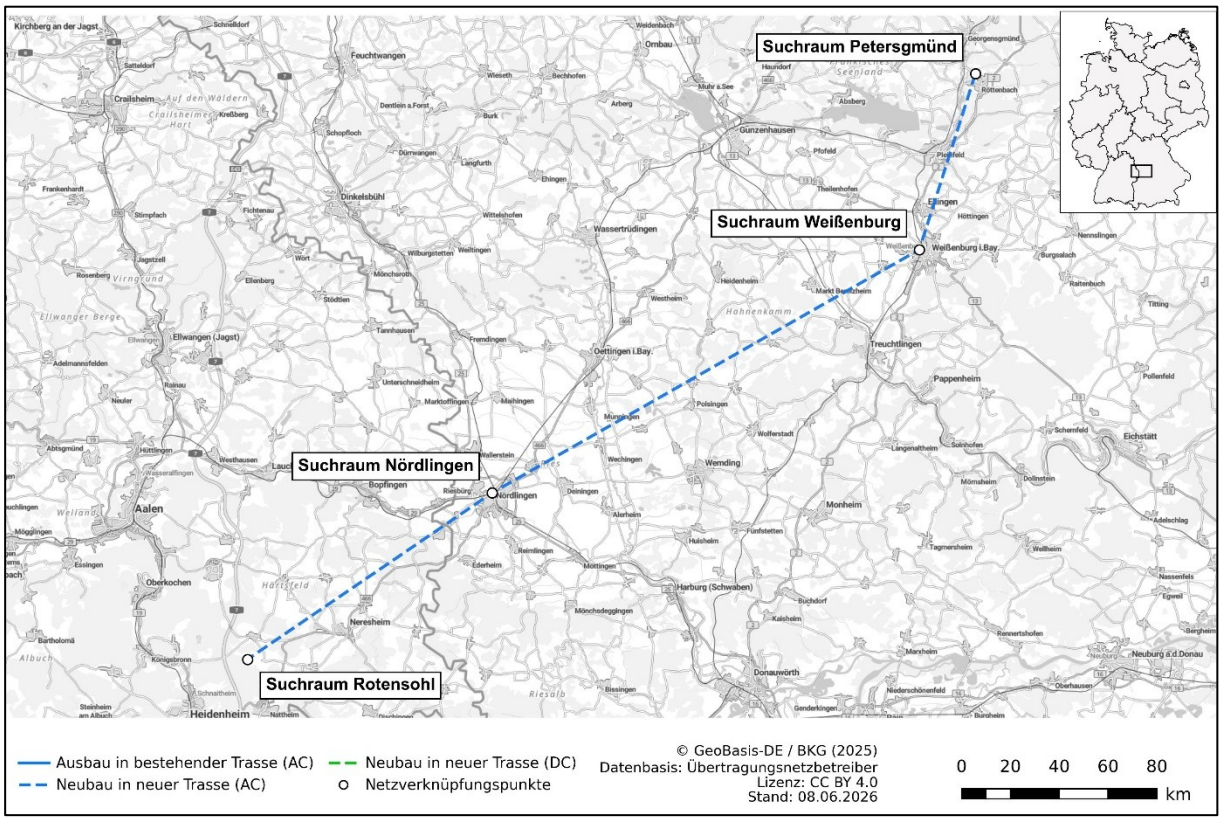
Alternativen

Die Prüfung der Bundesnetzagentur hinsichtlich möglicher Alternativen zu dieser Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen und wird im weiteren Verlauf der Prüfung erfolgen.

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Prüfung der Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen. Derzeit geht die Bundesnetzagentur von einer Bestätigungsfähigkeit der Maßnahme unter dem Aspekt der Versorgungssicherheit in der betroffenen Region aus.

P490: Netzausbau Suchraum Petersgmünd – Suchraum Rotensohl



M840: Suchraum Petersgmünd – Suchraum Weißenburg – Suchraum Nördlingen – Suchraum Rotensohl

Die Maßnahme M840 wird vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahme M840 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 beantragt und von der Bundesnetzagentur bestätigt. Gegenüber der Bestätigung wurde seitens der Übertragungsnetzbetreiber der Netzverknüpfungspunkt Goldshöfe gegen den Netzverknüpfungspunkt Rotensohl ausgetauscht.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2037 an.

Durch Neubau in neuer Trasse soll ein 380-kV-Doppelsystem vom neu zu errichtenden 380/110-kV-Umspannwerk im Suchraum Georgensgmünd / Röttenbach / Spalt (Suchraum Petersgmünd) zum neu zu errichtenden 380/110-kV-Umspannwerk im Suchraum Heidenheim / Aalen / Dischingen / Neresheim / Herbrechtingen / Giengen an der Brenz / Nattheim / Oberkochen / Königsbronn / Zöschingen / Syrgenstein (Suchraum Rotensohl) errichtet werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme ein Ersatzneubau der Schaltanlage in Rotensohl erfolgen müsste. Sofern dies aufgrund mangelnder Erweiterbarkeit der Anlagen erfolgen soll,

bezieht sich dies auf die Ausführung und Umsetzung der Maßnahme und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben weiterhin an, dass im Rahmen der Maßnahme die neu zu errichtenden 380/110-kV-Umspannwerke im Suchraum Dittenheim / Theilenhofen / Alesheim / Meinheim (Suchraum Weißenburg) und im Suchraum Nördlingen / Reimlingen / Möttingen / Deiningen / Ederheim / Hohenaltheim / Alerheim / Wechingen / Wallerstein / Mönchsdeggingen / Riesbürg (Suchraum Nördlingen) in das neue 380-kV-Doppelsystem voll eingeschliffen werden sollen. Das neu zu errichtende 380/110-kV-Umspannwerk im Suchraum Petersgmünd mit mehreren zusätzlichen 380/110-kV-Transformatoren soll in das bestehende 380-kV-Doppelsystem von Raitersaich nach Irsching voll eingeschliffen werden. Der Bedarf für solche Netzanschlüsse ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Alternativen

Die Prüfung der Bundesnetzagentur hinsichtlich möglicher Alternativen zu dieser Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen und wird im weiteren Verlauf der Prüfung erfolgen.

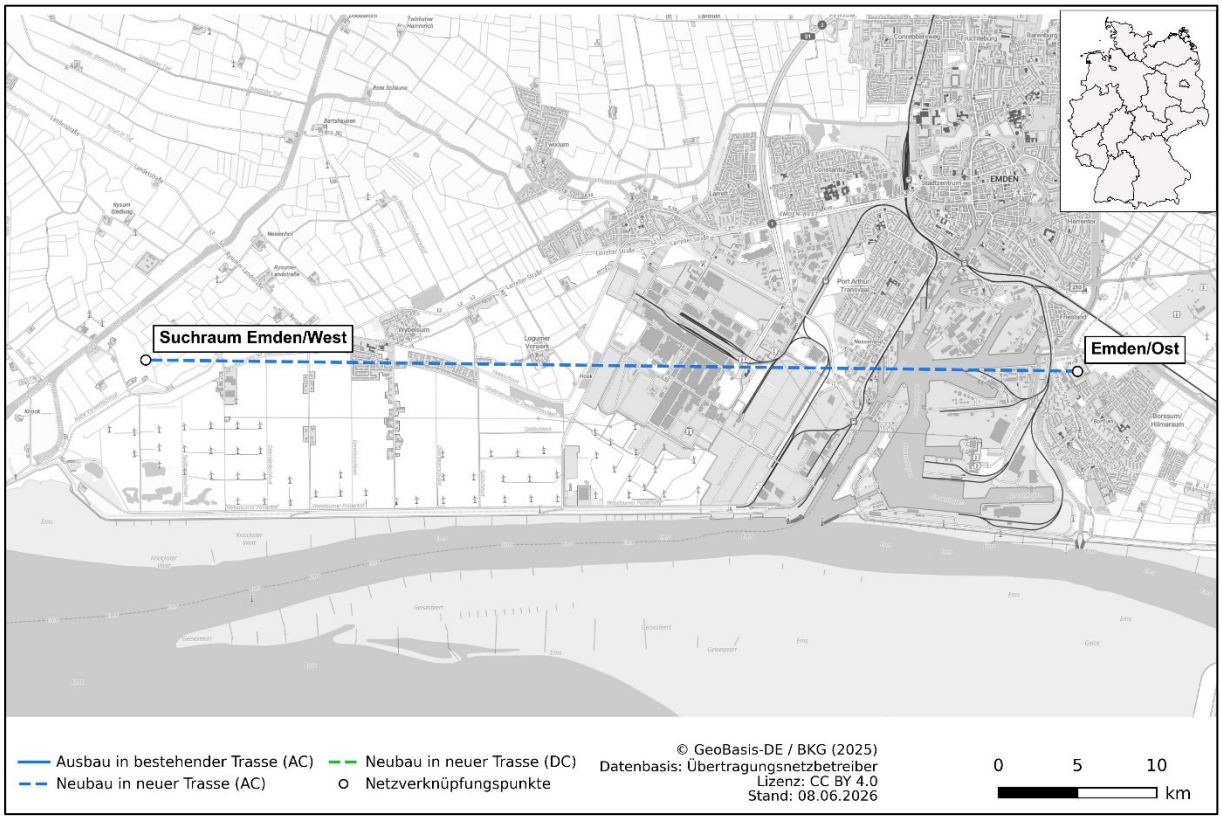
Vorläufige Prüfungsergebnisse

P490 M840	A2037	A2037+	B2037	C2037
Wirksamkeit				
Überlastungsindex	140 GWh	220 GWh	510 GWh	580 GWh
Erforderlichkeit				
Leistungsfluss (max.)	3112 MW	3112 MW	3114 MW	3113 MW
Auslastung (Mittel)	10 %	11 %	12 %	12 %
Auslastung (max.)	62 %	62 %	62 %	62 %

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Maßnahme erweist sich zum derzeitigen Stand der Prüfung in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt durch Reduzierung des Überlastungsindex signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

P491: Netzausbau Emden/Ost – Suchraum Emden/West (Rysum)



M902: Emden/Ost – Suchraum Emden/West

Die Maßnahme M902 wird vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahme M902 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 beantragt und von der Bundesnetzagentur bestätigt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2034 an.

Durch Neubau in neuer Trasse soll zwischen dem neu zu errichtenden 380/110-kV-Umspannwerk im Suchraum der Stadt Emden, Gemeinde Krummhörn (Suchraum Emden/West) und Emden/Ost ein 380-kV-Doppelsystem errichtet werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme die Schaltanlage in Emden/Ost verstärkt werden müsste. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung und Umsetzung der Maßnahme und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

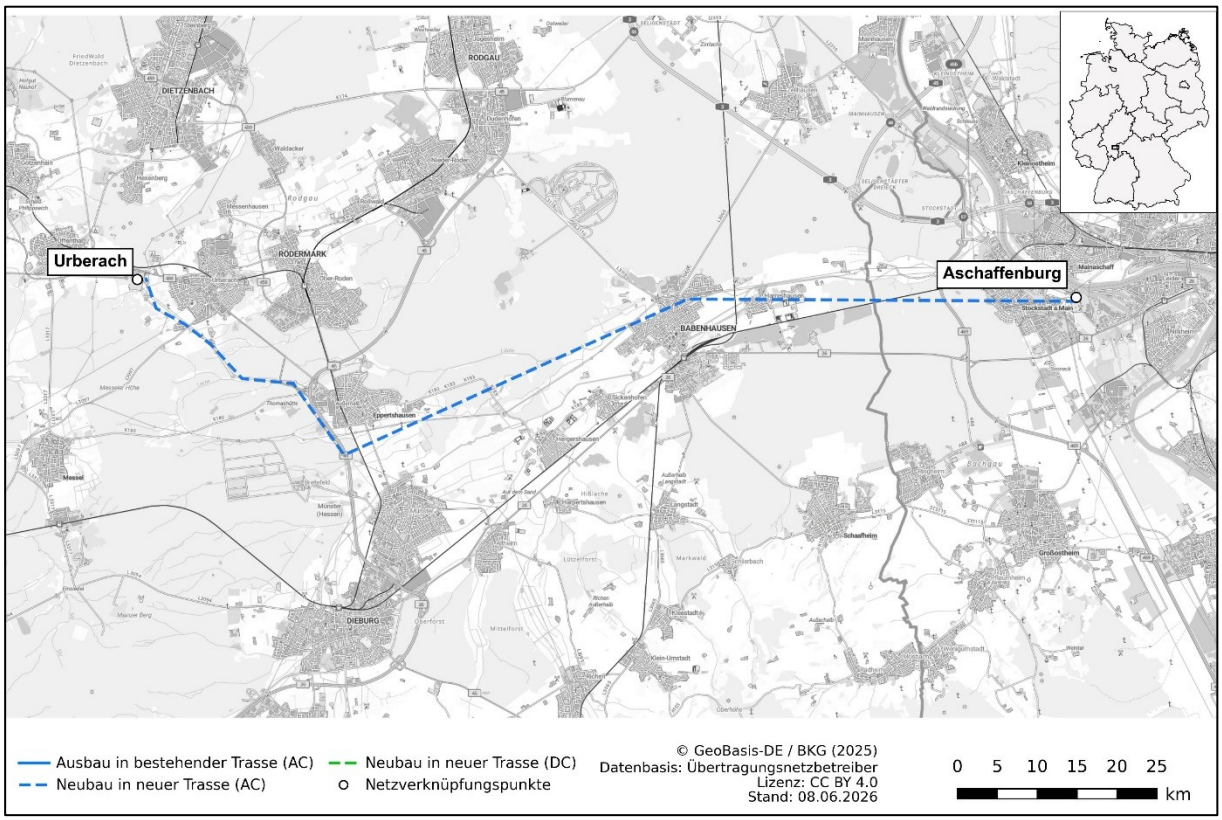
Alternativen

Die Prüfung der Bundesnetzagentur hinsichtlich möglicher Alternativen zu dieser Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen und wird im weiteren Verlauf der Prüfung erfolgen.

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Prüfung der Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen. Derzeit geht die Bundesnetzagentur von einer Bestätigungsfähigkeit der Maßnahme unter dem Aspekt der Versorgungssicherheit in der betroffenen Region aus.

P500: Netzausbau Aschaffenburg – Urberach



M737: Aschaffenburg – Urberach

Die Maßnahme M737 wird vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahme M737 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2021-2035 beantragt und von der Bundesnetzagentur bestätigt. Die Maßnahme ist als Vorhaben 96 seit 2022 im Bundesbedarfsplangesetz.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2035 an.

Durch Neubau in neuer Trasse soll ein 380-kV-Doppelsystem von Aschaffenburg nach Urberach errichtet werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme die Schaltanlage in Urberach und Aschaffenburg erweitert werden müsste. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung in Umsetzung der Maßnahme und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben weiterhin an, dass im Rahmen der Maßnahme mehrere zusätzliche 380/110-kV-Transformatoren in Aschaffenburg aufgestellt werden müssten. Weiterhin sei im Rahmen der Maßnahme das neu zu errichtende 380/110-kV-Umspannwerk im Suchraum Alzenau / Freigericht (Suchraum

Somborn) neu zu errichten. Der Bedarf für solche Netzanschlüsse ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Alternativen

Der Gesetzgeber hat sich im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zum Bundesbedarfsplangesetz 2022 für die hier vorgeschlagene Variante entschieden.

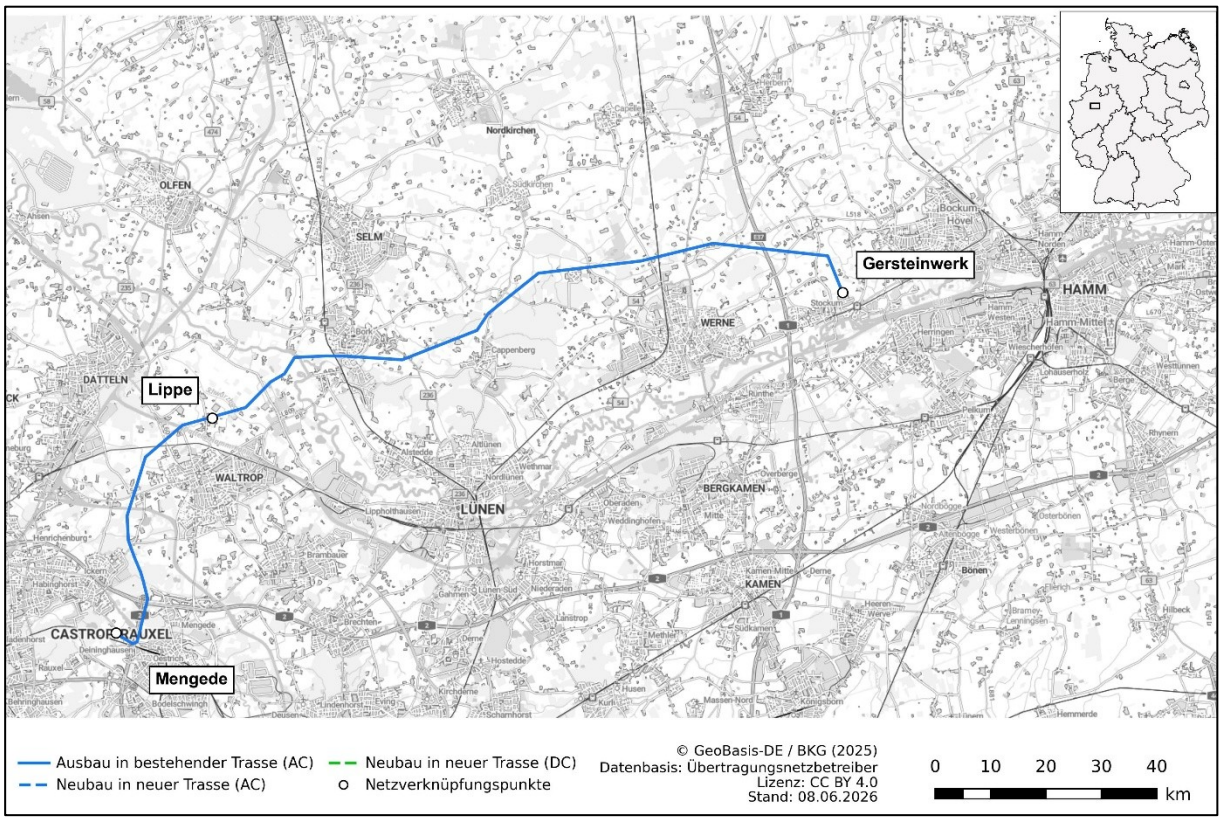
Vorläufige Prüfungsergebnisse

P500 M737	A2037	A2037+	B2037	C2037
Wirksamkeit				
Überlastungsindex	200 GWh	330 GWh	640 GWh	760 GWh
Erforderlichkeit				
Leistungsfluss (max.)	2584 MW	2635 MW	2811 MW	2790 MW
Auslastung (Mittel)	19 %	21 %	22 %	24 %
Auslastung (max.)	68 %	69 %	73 %	72 %

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Maßnahme erweist sich zum derzeitigen Stand der Prüfung in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt durch Reduzierung des Überlastungsindex signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

P501: Netzverstärkung Gersteinwerk – Mengede



M740: Gersteinwerk – Lippe – Mengede

Die Maßnahme M740 wird vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahme M740 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2021-2035 beantragt von der Bundesnetzagentur bestätigt. Die Maßnahme ist als Vorhaben 90 seit 2022 im Bundesbedarfsplangesetz.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2037 an.

Durch Neubau in bestehender Trasse sowie durch Umbeseilung soll zum einen das bestehende 380-kV-Doppelsystem von Gersteinwerk über Lippe nach Mengede gegen ein leistungsfähigeres ersetzt werden und zum anderen ein bestehendes 220-kV-Doppelsystem durch ein zweites 380-kV-Doppelsystem von Gersteinwerk über Lippe nach Mengede ersetzt werden. Es verlaufen dann vier 380-kV-Stromkreise von Gersteinwerk über Lippe nach Mengede. Das entfallende 220-kV-Doppelsystem verläuft von Gersteinwerk nach Pöppinghausen und versorgt die Standorte Elmenhorst und Ruhrzink.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme die Anlage Lippe ersatzneugebaut werden müsse. Wie die Verstärkung im Detail umgesetzt wird, kann jedoch auf Ebene des Netzentwicklungsplans nicht geprüft werden und bleibt den folgenden Verfahren vorbehalten.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben weiterhin an, dass im Rahmen der Maßnahme in Lippe zusätzliche 380/110-kV-Transformatoren für Elmenhorst und Ruhrzink aufgestellt werden müssten und eine 380-kV-Anlage in Pöppinghausen errichtet werden müsste. Dies ist aufgrund des Rückbaus des 220-kV-Doppelsystems notwendig. Wie dies im Detail umgesetzt wird, kann jedoch auf Ebene des Netzentwicklungsplans nicht geprüft werden und bleibt den folgenden Verfahren vorbehalten.

Alternativen

Der Gesetzgeber hat sich im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zum Bundesbedarfsplangesetz 2022 für die hier vorgeschlagene Variante entschieden.

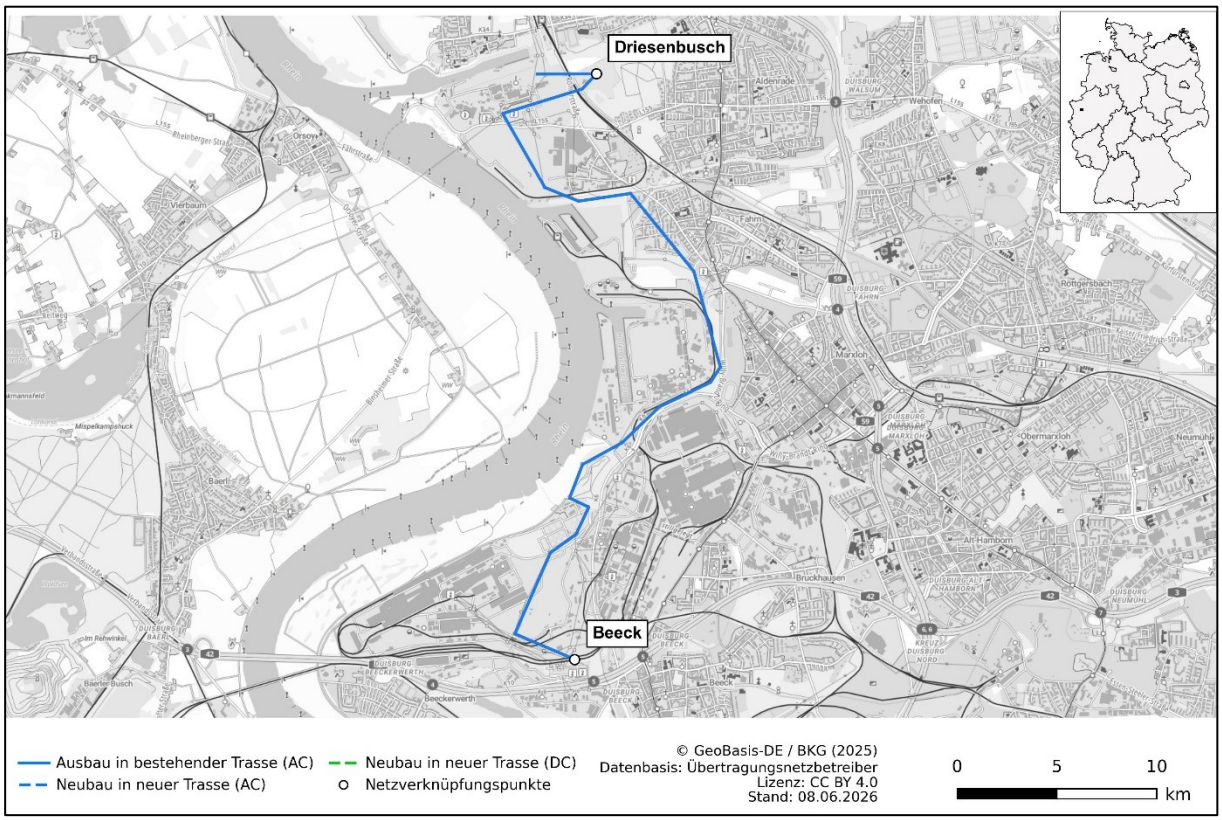
Vorläufige Prüfungsergebnisse

P501 M740	A2037	A2037+	B2037	C2037
Wirksamkeit				
Überlastungsindex	220 GWh	320 GWh	320 GWh	380 GWh
Erforderlichkeit				
Leistungsfluss (max.)	6285 MW	6357 MW	6163 MW	6505 MW
Auslastung (Mittel)	33 %	34 %	32 %	34 %
Auslastung (max.)	68 %	67 %	66 %	67 %

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Maßnahme erweist sich zum derzeitigen Stand der Prüfung in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt durch Reduzierung des Überlastungsindex signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

P502: Netzausbau Driesenbusch – Beeck



M741: Driesenbusch – Beeck

Die Maßnahme M741 wird vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahme M741 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2021-2035 beantragt und von der Bundesnetzagentur bestätigt. Die Maßnahme ist als Vorhaben 92 seit 2022 im Bundesbedarfsplangesetz.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2030 an.

Durch Neubau in neuer und bestehender Trasse soll das bestehende 220-kV-Doppelsystem von Walsum nach Beeck durch ein 380-kV-Doppelsystem vom neu zu errichtenden 380/110-kV-Umspannwerk Driesenbusch nach Beeck ersetzt werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass das neu zu errichtende 380/110-kV-Umspannwerk Driesenbusch in bestehende 380-kV-Stromkreise eingeschliffen werden soll. Der Bedarf für einen solchen Netzanschluss ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben weiterhin an, dass im Rahmen der Maßnahme das Umspannwerk Beeck auf 380 kV umzustellen ist und 380/110-kV-Transformatorenen aufzustellen sind. Dies ist aufgrund der Spannungsumstellung notwendig. Wie die Verstärkung im Detail umgesetzt wird, kann jedoch auf Ebene des Netzentwicklungsplans nicht geprüft werden und bleibt den folgenden Verfahren vorbehalten.

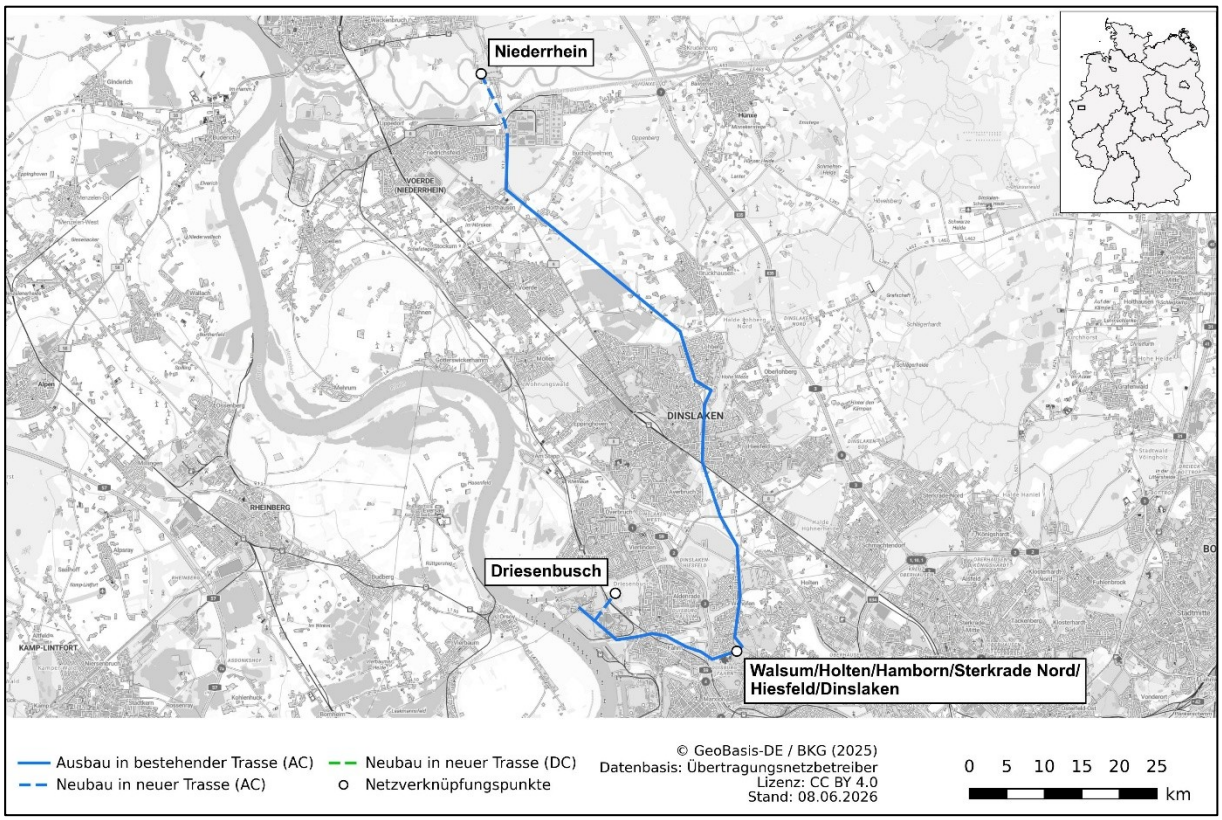
Alternativen

Der Gesetzgeber hat sich im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zum Bundesbedarfsplangesetz 2022 für die hier vorgeschlagene Variante entschieden.

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Prüfung der Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen. Derzeit geht die Bundesnetzagentur von einer Bestätigungsfähigkeit der Maßnahme unter dem Aspekt der Versorgungssicherheit in der betroffenen Region aus.

P503: Netzausbau Niederrhein – Driesenbusch



M742: Niederrhein – Walsum/Holten/Hamborn/Sterkrade Nord/Hiesfeld/Dinslaken – Driesenbusch

Die Maßnahme M742 wird vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahme M742 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2021-2035 beantragt und im Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 erstmals von der Bundesnetzagentur bestätigt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2037 an.

Durch Umbeseilung und Neubau in neuer Trasse wird eine 220-kV-Trasse von Niederrhein über Hamborn nach Walsum durch ein 380-kV-Doppelsystem von Niederrhein über den Suchraum Walsum / Holten / Hamborn / Sterkrade Nord / Hiesfeld / Dinslaken nach Driesenbusch ersetzt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme die Schaltanlagen in Niederrhein und Driesenbusch erweitert werden müssten. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung in Umsetzung der Maßnahme und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben weiterhin an, dass im Rahmen der Maßnahme das 220/110-kV-Umspannwerk Hamborn als neues 380/110-kV-Umspannwerk im Suchraum Walsum / Holten / Hamborn / Sterkrade Nord / Hiesfeld / Dinslaken auf 380 kV umzustellen ist. Weiterhin sollen als Ersatz für das

entfallende 220/110-kV-Umspannwerk Schwelgern in Driesenbusch zwei zusätzliche 380/110-kV-Transformatoren aufgestellt werden. Der Bedarf für solche Netzanschlüsse ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Alternativen

Die Prüfung der Bundesnetzagentur hinsichtlich möglicher Alternativen zu dieser Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen und wird im weiteren Verlauf der Prüfung erfolgen.

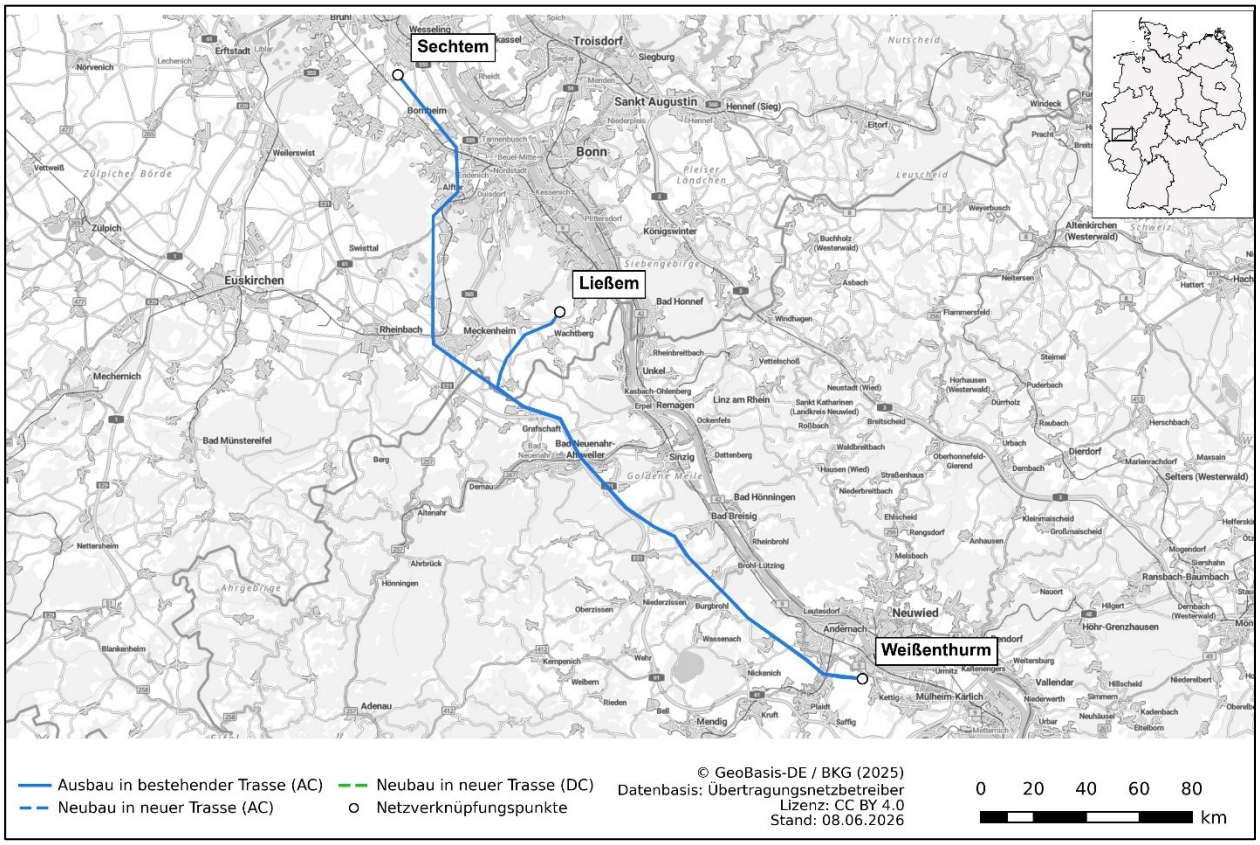
Vorläufige Prüfungsergebnisse

P503 M742	A2037	A2037+	B2037	C2037
Wirksamkeit				
Überlastungsindex	720 GWh	840 GWh	980 GWh	1210 GWh
Erforderlichkeit				
Leistungsfluss (max.)	2377 MW	2433 MW	2482 MW	2556 MW
Auslastung (Mittel)	27 %	27 %	26 %	27 %
Auslastung (max.)	49 %	50 %	52 %	52 %

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Maßnahme erweist sich zum derzeitigen Stand der Prüfung in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt durch Reduzierung des Überlastungsindex signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

P504: Netzverstärkung Sechtem – Weißenthurm



M743: Sechtem – Ließem – Weißenthurm

Die Maßnahme M743 wird vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahme M743 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2021-2035 beantragt und von der Bundesnetzagentur bestätigt. Die Maßnahme ist als Vorhaben 94 seit 2022 im Bundesbedarfsplangesetz.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2030 an.

Durch Umbeseilung soll die Stromtragfähigkeit des bestehenden 380-kV-Doppelsystems zwischen Sechtem und Weißenthurm mit Einschleifung in Ließem erhöht werden.

Alternativen

Der Gesetzgeber hat sich im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zum Bundesbedarfsplangesetz 2022 für die hier vorgeschlagene Variante entschieden.

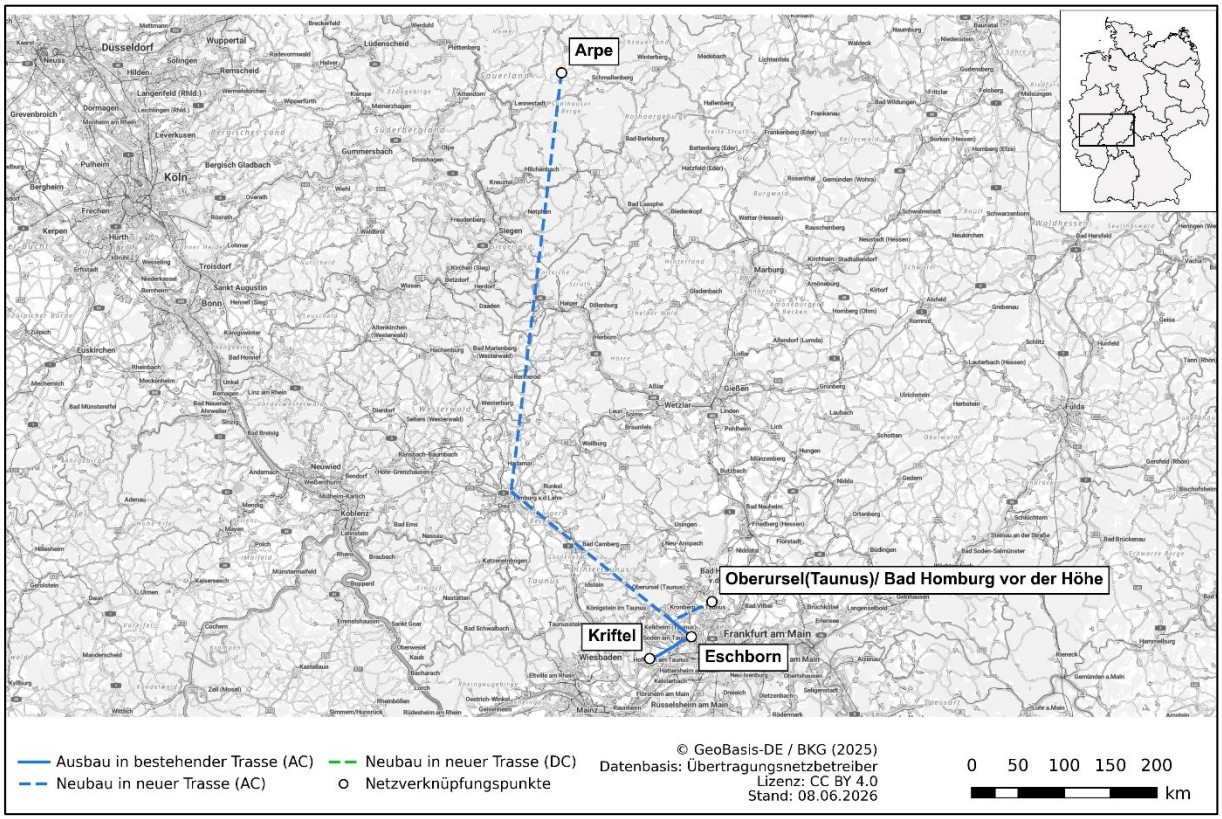
Vorläufige Prüfungsergebnisse

P504 M743	A2037	A2037+	B2037	C2037
Wirksamkeit				
Überlastungsindex	150 GWh	180 GWh	540 GWh	480 GWh
Erforderlichkeit				
Leistungsfluss (max.)	2877 MW	2877 MW	3661 MW	3417 MW
Auslastung (Mittel)	19 %	19 %	22 %	22 %
Auslastung (max.)	80 %	79 %	99 %	92 %

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Maßnahme erweist sich zum derzeitigen Stand der Prüfung in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt durch Reduzierung des Überlastungsindex signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

P509/P701: Netzausbau Arpe – Kriftel



M784/M1101: Arpe – Oberursel (Taunus)/Bad Homburg vor der Höhe – Eschborn – Kriftel
M1101SA: Doppeleinschleifung Arpe

Die Maßnahmen M784, M1101 und M1101SA werden vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahme M784 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 beantragt und von der Bundesnetzagentur bestätigt.

Die Maßnahmen M1101 und M1101SA wurden von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2025-2037/2045 beantragt.

Die Bundesnetzagentur prüft die beiden Projekte P509 und P701 aufgrund des nicht auflösbaren elektrotechnischen und räumlichen Zusammenhangs als gesamthafte Maßnahme.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahmen im Jahr 2037 an.

Durch Neubau in neuer Trasse soll ein neues 380-kV-Doppelsystem vom eingeschliffenen Standort Arpe über das neu zu errichtenden 380/110-kV-Umspannwerk im Suchraum Oberursel (Taunus) / Bad Homburg vor der Höhe zum neu zu errichtenden 380/110-kV-Umspannwerk Eschborn errichtet werden. Weiterhin soll durch Zubeseilung ein zusätzlicher 380-kV-Stromkreis zwischen der neu zu errichtenden Anlage Eschborn und Kriftel realisiert werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahmen die Schaltanlage in Kriftel verstärkt werden müsste. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung in Umsetzung der Maßnahme und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Alternativen

Die Prüfung der Bundesnetzagentur hinsichtlich möglicher Alternativen zu dieser Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen und wird im weiteren Verlauf der Prüfung erfolgen.

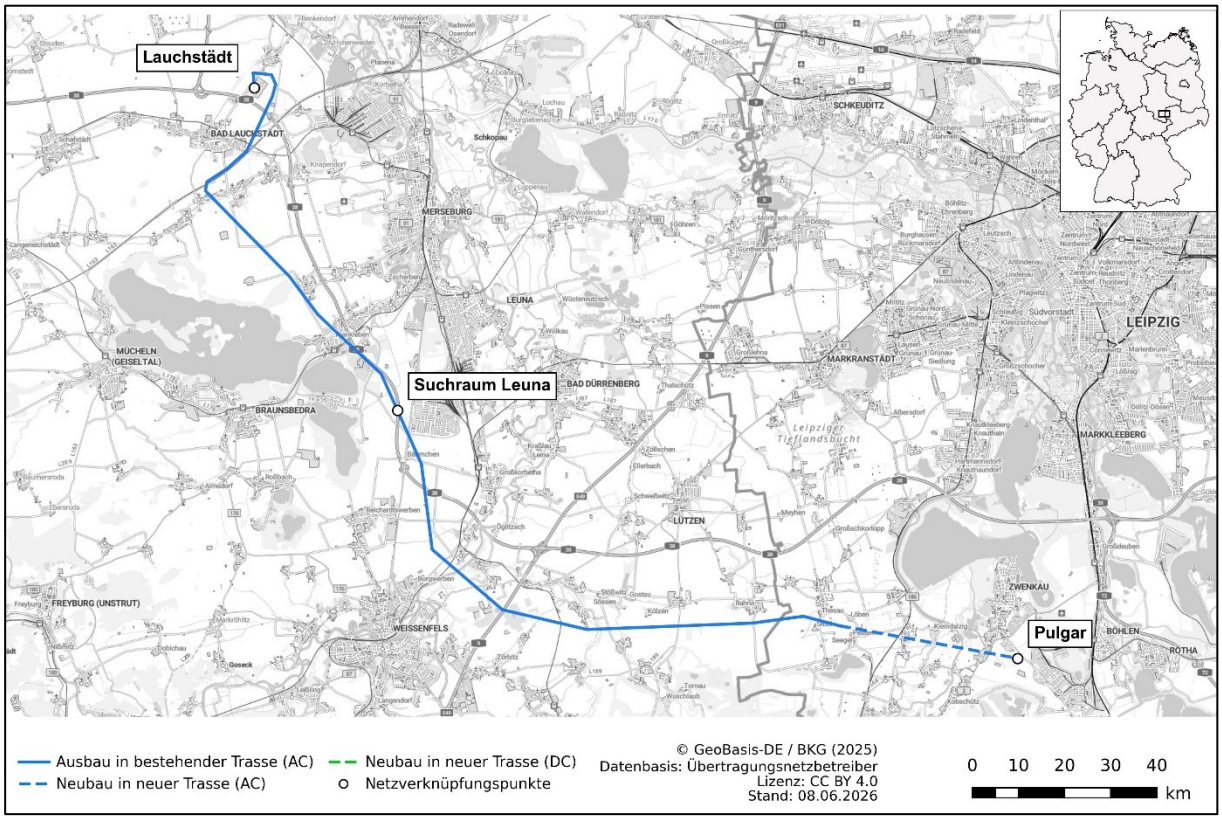
Vorläufige Prüfungsergebnisse

P509 M784 / P701 M1101	A2037	A2037+	B2037	C2037
Wirksamkeit				
Überlastungsindex	2604 GWh	3070 GWh	4693 GWh	4813 GWh
Erforderlichkeit				
Leistungsfluss (max.)	4639 MW	4669 MW	5173 MW	5072 MW
Auslastung (Mittel)	34 %	33 %	32 %	33 %
Auslastung (max.)	106 %	108 %	122 %	118 %

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Maßnahme erweist sich zum derzeitigen Stand der Prüfung in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt durch Reduzierung des Überlastungsindex signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

P528: Netzausbau Lauchstädt – Pulgar



M750: Lauchstädt – Suchraum Leuna – Pulgar

Die Maßnahme M750 wird vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahme M750 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2021-2035 beantragt und von der Bundesnetzagentur bestätigt. Die Maßnahme ist als Vorhaben 93 seit 2022 im Bundesbedarfsplangesetz.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2033 an.

Durch Neubau in bestehender Trasse soll das bestehende 220-kV-Doppelsystem von Lauchstädt nach Eula im Bereich zwischen Lauchstädt und Pulgar durch ein 380-kV-Doppelsystem ersetzt werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme ein neues 380/110-kV-Umspannwerk im Suchraum Leuna / Merseburg / Weißenfels / Braunsbedra (Suchraum Leuna) für die Einbindung von Großverbrauchern errichtet werden müsse. Der Bedarf für einen solchen Netzanschluss ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Alternativen

Der Gesetzgeber hat sich im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zum Bundesbedarfsplangesetz 2022 für die hier vorgeschlagene Variante entschieden.

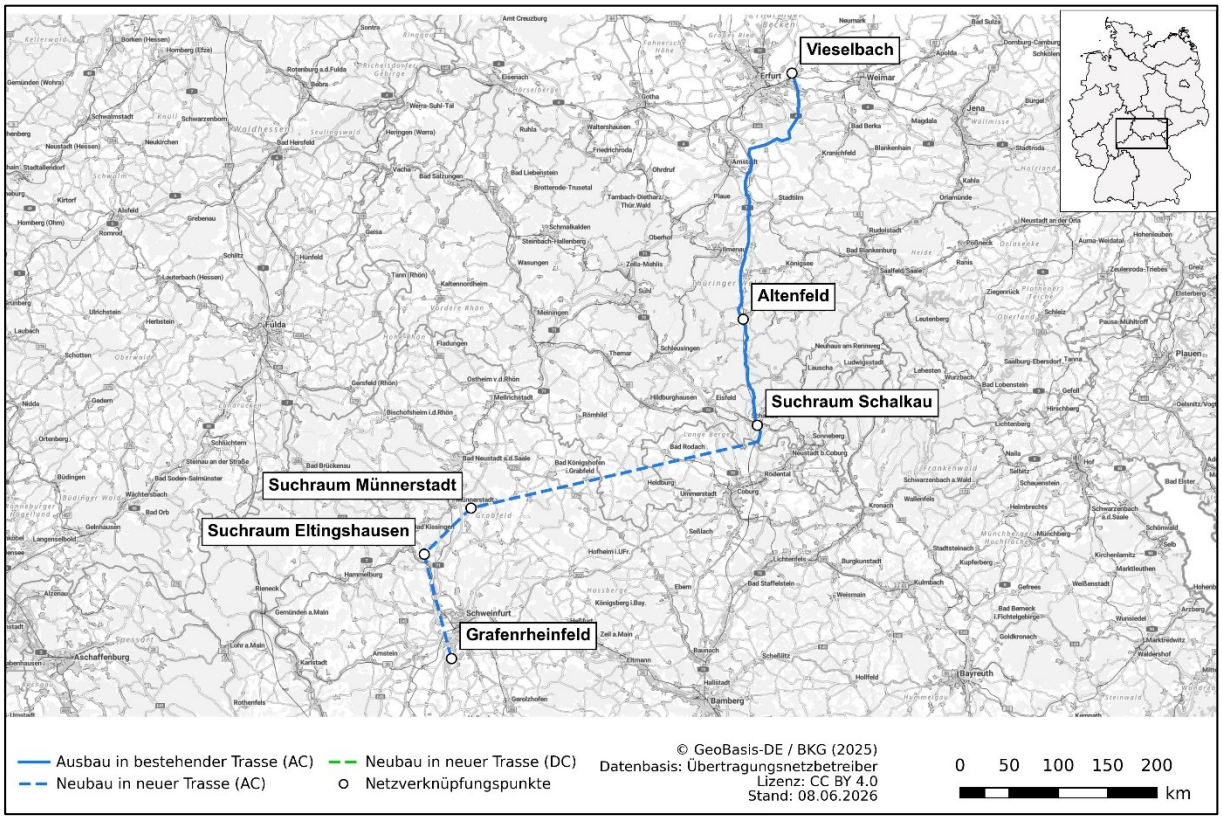
Vorläufige Prüfungsergebnisse

P528 M750	A2037	A2037+	B2037	C2037
Wirksamkeit				
Überlastungsindex	330 GWh	560 GWh	880 GWh	710 GWh
Erforderlichkeit				
Leistungsfluss (max.)	3144 MW	3300 MW	3688 MW	3586 MW
Auslastung (Mittel)	24 %	25 %	24 %	24 %
Auslastung (max.)	64 %	67 %	75 %	73 %

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Maßnahme erweist sich zum derzeitigen Stand der Prüfung in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt durch Reduzierung des Überlastungsindex signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

P540: Netzausbau Vieselbach – Grafenrheinfeld



M1000: Vieselbach – Altenfeld – Suchraum Schalkau – Landesgrenze Thüringen/ Bayern (Mast 77)
M1001: Landesgrenze Thüringen/ Bayern (Mast 77) – Suchraum Münnerstadt – Suchraum Eltingshausen – Grafenrheinfeld

Die Maßnahmen M1000 und M1001 werden vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahmen M1000 und M1001 wurden von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 beantragt und von der Bundesnetzagentur bestätigt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahmen M1000 und M1001 im Jahr 2045 an.

Durch Zubeseilung soll mit der Maßnahme M1000 ein 380-kV-Doppelsystem von Vieselbach über Altenfeld zur Landesgrenze Thüringen/Bayern errichtet werden.

Durch Neubau in neuer Trasse soll mit der Maßnahme M1001 ein 380-kV-Doppelsystem von der Landesgrenze Thüringen/Bayern nach Grafenrheinfeld errichtet werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme das Umspannwerk in Grafenrheinfeld verstärkt werden müsste. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung in Umsetzung der Maßnahme und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben weiterhin an, dass im Rahmen der Maßnahmen die neu zu errichtenden 380/110-kV-Umspannwerke im Suchraum der Gemeinden Schalkau/Frankenblick (Suchraum Schalkau), im Suchraum der Stadt Münnerstadt/ Markt Maßbach (Suchraum Münnerstadt) und im Suchraum der Gemeinden Oerlenbach / Poppenhausen (Suchraum Eltingshausen) in das neue 380-kV-Doppelsystem voll eingeschliffen werden sollen. Der Bedarf für einen solche Netzanschlüsse ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Alternativen

Die Prüfung der Bundesnetzagentur hinsichtlich möglicher Alternativen zu dieser Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen und wird im weiteren Verlauf der Prüfung erfolgen.

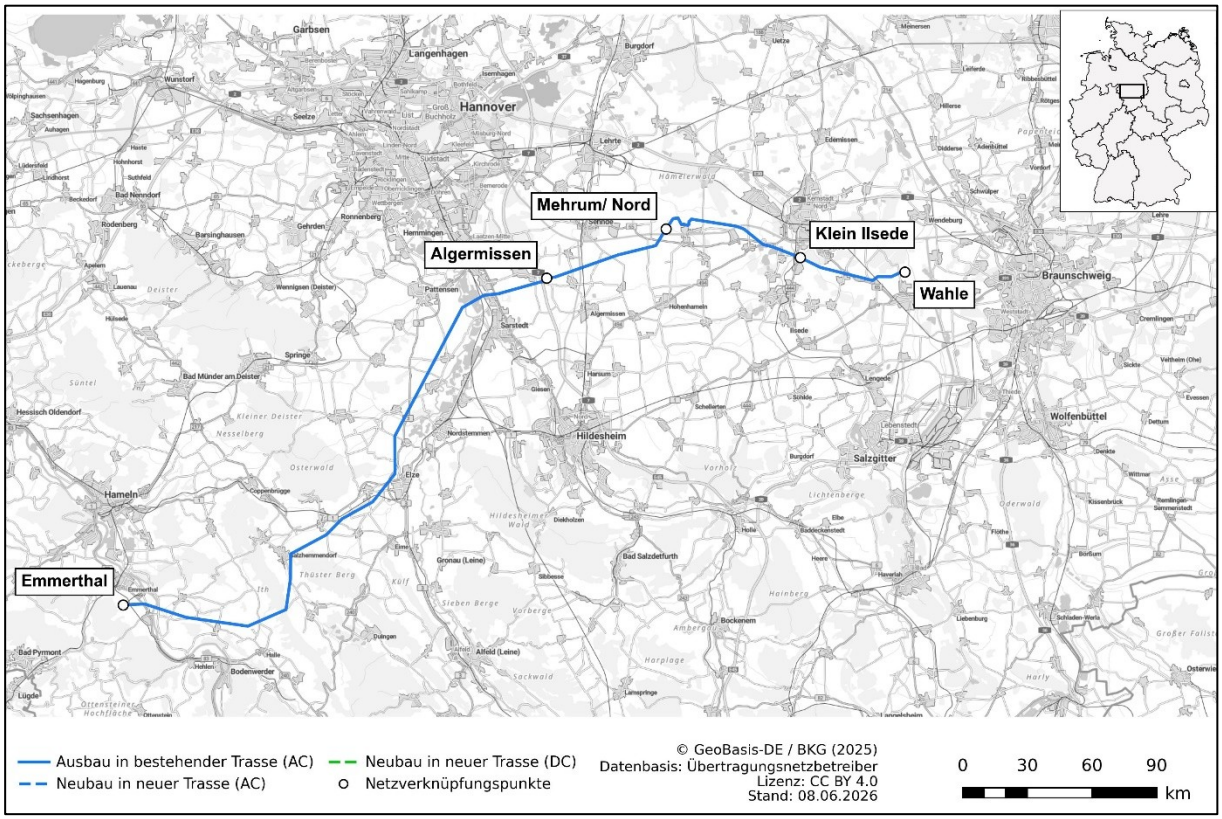
Vorläufige Prüfungsergebnisse

P540 M1000, M1001	A2037	A2037+	B2037	C2037
Wirksamkeit				
Überlastungsindex	550 GWh	1240 GWh	2640 GWh	2560 GWh
Erforderlichkeit				
Leistungsfluss (max.)	2734 MW	2735 MW	3279 MW	3239 MW
Auslastung (Mittel)	16 %	18 %	19 %	20 %
Auslastung (max.)	55 %	55 %	67 %	66 %

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Maßnahmen erweisen sich zum derzeitigen Stand der Prüfung in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie haben eine ausreichende Auslastung und tragen durch Reduzierung des Überlastungsindex signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

P551: Netzverstärkung Wahle – Emmerthal



M844: Wahle – Klein Ilsede – Mehrum/Nord – Algermissen – Emmerthal

Die Maßnahme M844 wird vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahmen M844 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 beantragt und von der Bundesnetzagentur bestätigt. Im Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 war die Maßnahme dem Projekt P480 zugeordnet.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2035 an.

Durch Umbeseilung soll die Stromtragfähigkeit des bestehenden 380-kV-Doppelsystems zwischen Wahle und Emmerthal mit Einschleifung in Klein Ilsede, Mehrum und Algermissen erhöht werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahmen die neu zu errichtenden 380/110-kV-Umspannwerke Klein Ilsede und Algermissen in das neue 380-kV-Doppelsystem eingeschliffen werden sollen. Weiterhin soll in Emmerthal als Ersatz für das bestehende Umspannwerk Grohnde ein neues 380/110-kV-Umspannwerk, sowie ein zusätzlicher 380/110-kV-Transformator errichtet werden. Der Bedarf für solche Netzanschlüsse ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Alternativen

Die Prüfung der Bundesnetzagentur hinsichtlich möglicher Alternativen zu dieser Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen und wird im weiteren Verlauf der Prüfung erfolgen.

Vorläufige Prüfungsergebnisse

P551 M844	A2037	A2037+	B2037	C2037
Wirksamkeit				
Überlastungsindex	10 GWh	20 GWh	50 GWh	50 GWh
Erforderlichkeit				
Leistungsfluss (max.)	2960 MW	3326 MW	3618 MW	3383 MW
Auslastung (Mittel)	19 %	20 %	20 %	21 %
Auslastung (max.)	62 %	70 %	76 %	71 %

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Maßnahme erweist sich zum derzeitigen Stand der Prüfung in drei der vier betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt durch Reduzierung des Überlastungsindex signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

P553: Leistungsflusssteuerung in der Leitung Wahle – Liedingen

M1002: Leistungsflusssteuerung in der Leitung Wahle – Liedingen

Die Maßnahme M1002 wird vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahme M1002 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2025-2037/2045 beantragt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2037 an.

In der 380-kV-Schaltanlage Liedingen werden Betriebsmittel zur Leistungsflusssteuerung errichtet, um die Leistungsflüsse auf der Achse Wahle – Liedingen sowie indirekt auf der Achse Mehrum/Nord – Liedingen – Bleckenstedt/Süd gezielt steuern zu können.

Alternativen

Die Prüfung der Bundesnetzagentur hinsichtlich möglicher Alternativen zu dieser Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen und wird im weiteren Verlauf der Prüfung erfolgen.

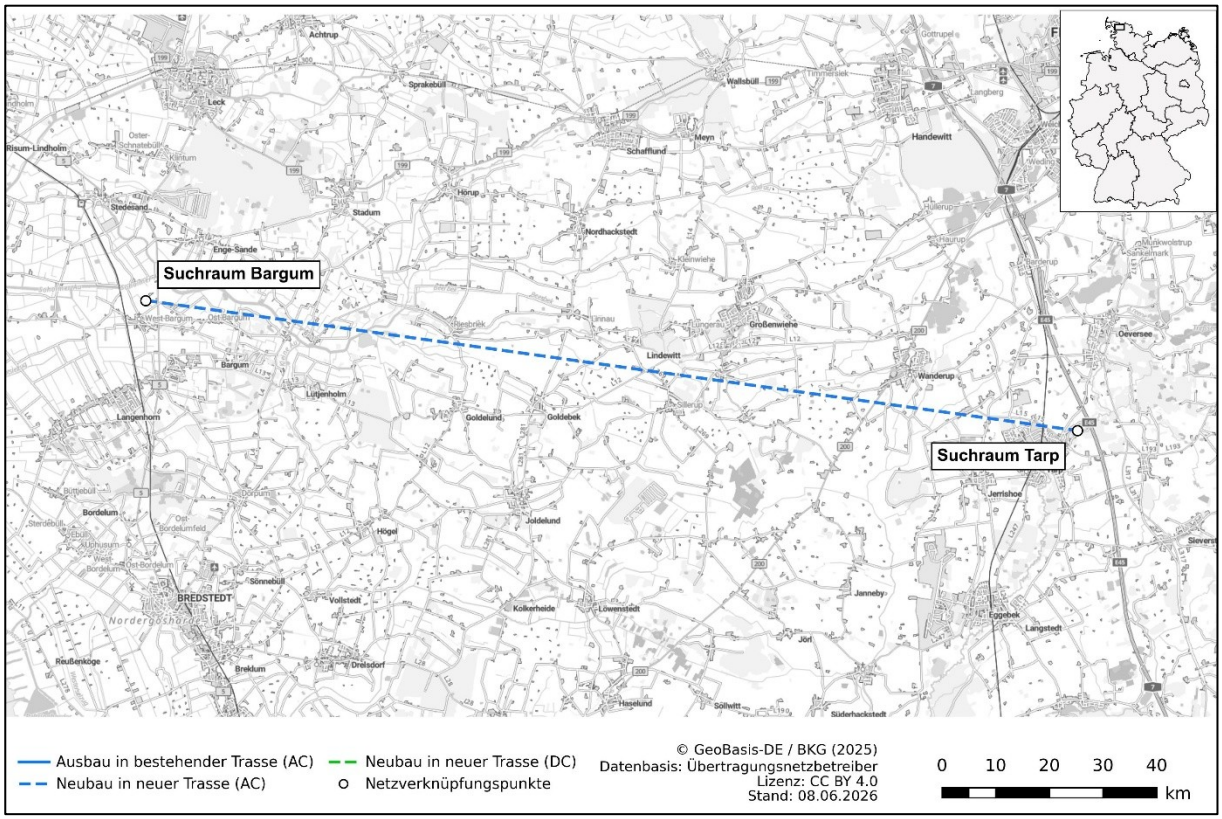
Vorläufige Prüfungsergebnisse

P553 M1002	A2037	A2037+	B2037	C2037
Wirksamkeit				
Überlastungsindex	220 GWh	290 GWh	780 GWh	820 GWh

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Maßnahme erweist sich zum derzeitigen Stand der Prüfung in allen betrachteten Szenarien als wirksam. Sie trägt durch Reduzierung des Überlastungsindex signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

P554: Netzausbau Suchraum Bargum – Suchraum Tarp



M1003: Suchraum Bargum – Suchraum Tarp

Die Maßnahme M1003 wird vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahme M1003 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2025-2037/2045 beantragt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2037 an.

Durch Neubau in neuer Trasse soll ein 380-kV-Doppelsystem vom neu zu errichtenden 380/110-kV-Umspannwerk im Suchraum der Gemeinden Enge-Sande/ Leck/ Bargum/ Langenhorn/ Stedesand/ Risum-Lindholm (Suchraum Bargum) zum neu zu errichten 380/110-kV-Umspannwerk im Suchraum der Gemeinden Sieverstedt/ Tarp/ Jerrishoe / Wanderup (Suchraum Tarp) errichtet werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme das neu zu errichtende 380/110-kV-Umspannwerk im Suchraum Bargum mit vier 380/110-kVTransformatoren voll in das 380-kV-Doppelsystem Klixbüll/Süd – Husum/Nord einzuschleifen ist. Weiterhin soll das im Suchraum Tarp neu zu errichtende 380/110-kV-Umspannwerk mit vier 380/110-kV-Transformatoren voll in das 380-kV-Doppelsystem Handewitt – Audorf/Süd eingeschliffen werden. Der Bedarf für solche Netzanschlüsse ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Alternativen

Die Prüfung der Bundesnetzagentur hinsichtlich möglicher Alternativen zu dieser Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen und wird im weiteren Verlauf der Prüfung erfolgen.

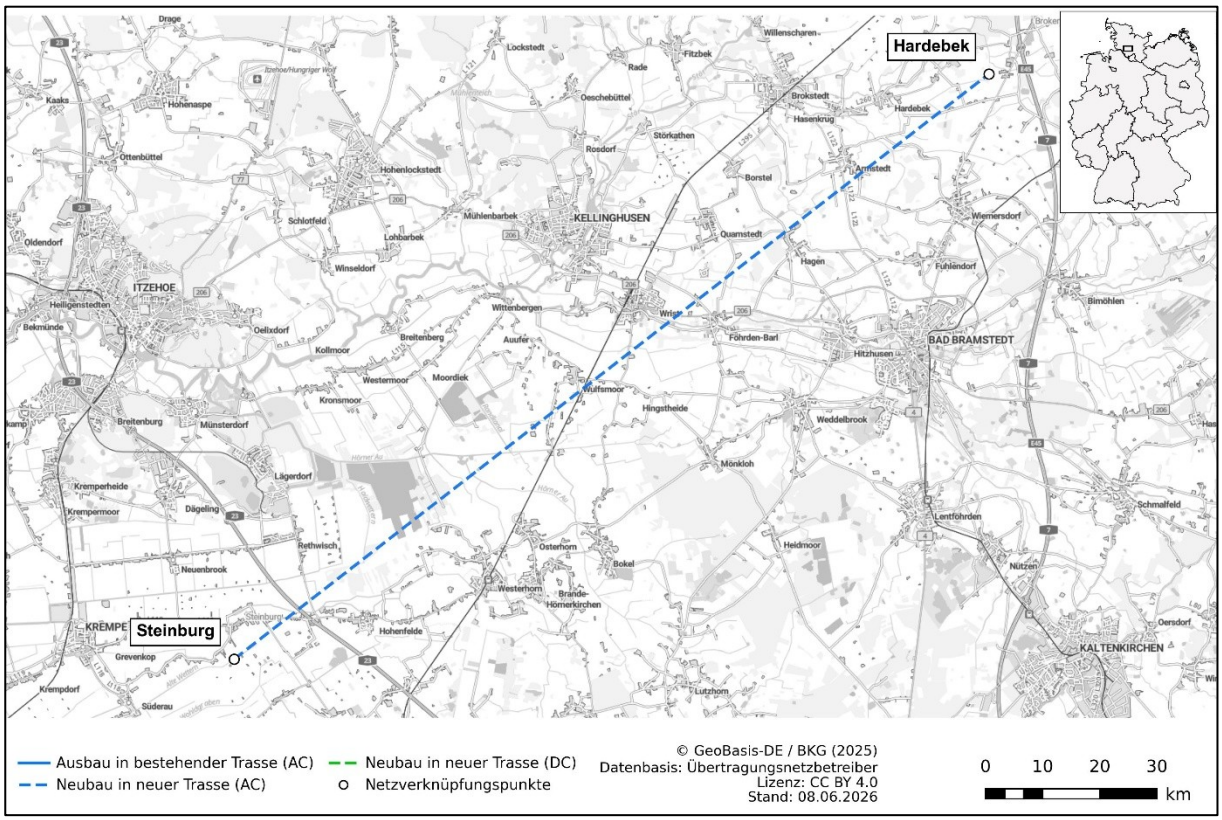
Vorläufige Prüfungsergebnisse

P554 M1003	A2037	A2037+	B2037	C2037
Wirksamkeit				
Überlastungsindex	670 GWh	620 GWh	700 GWh	520 GWh
Erforderlichkeit				
Leistungsfluss (max.)	1321 MW	1350 MW	1285 MW	1265 MW
Auslastung (Mittel)	11 %	10 %	9 %	9 %
Auslastung (max.)	26 %	27 %	26 %	25 %

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Maßnahme erweist sich zum derzeitigen Stand der Prüfung in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt durch Reduzierung des Überlastungsindex signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

P555: Netzausbau Hardebek – Steinburg



M1004: Hardebek – Steinburg

Die Maßnahme M1004 wird vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahme M1004 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2025-2037/2045 beantragt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2037 an.

Durch Neubau in neuer Trasse soll ein 380-kV-Doppelsystem von nach Kreis Steinburg (Gemeinde Sommerland) errichtet werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme die Schaltanlagen in Hardebek und im Kreis Steinburg (Gemeinde Sommerland) erweitert werden müssten. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung in Umsetzung der Maßnahme und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Alternativen

Die Prüfung der Bundesnetzagentur hinsichtlich möglicher Alternativen zu dieser Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen und wird im weiteren Verlauf der Prüfung erfolgen.

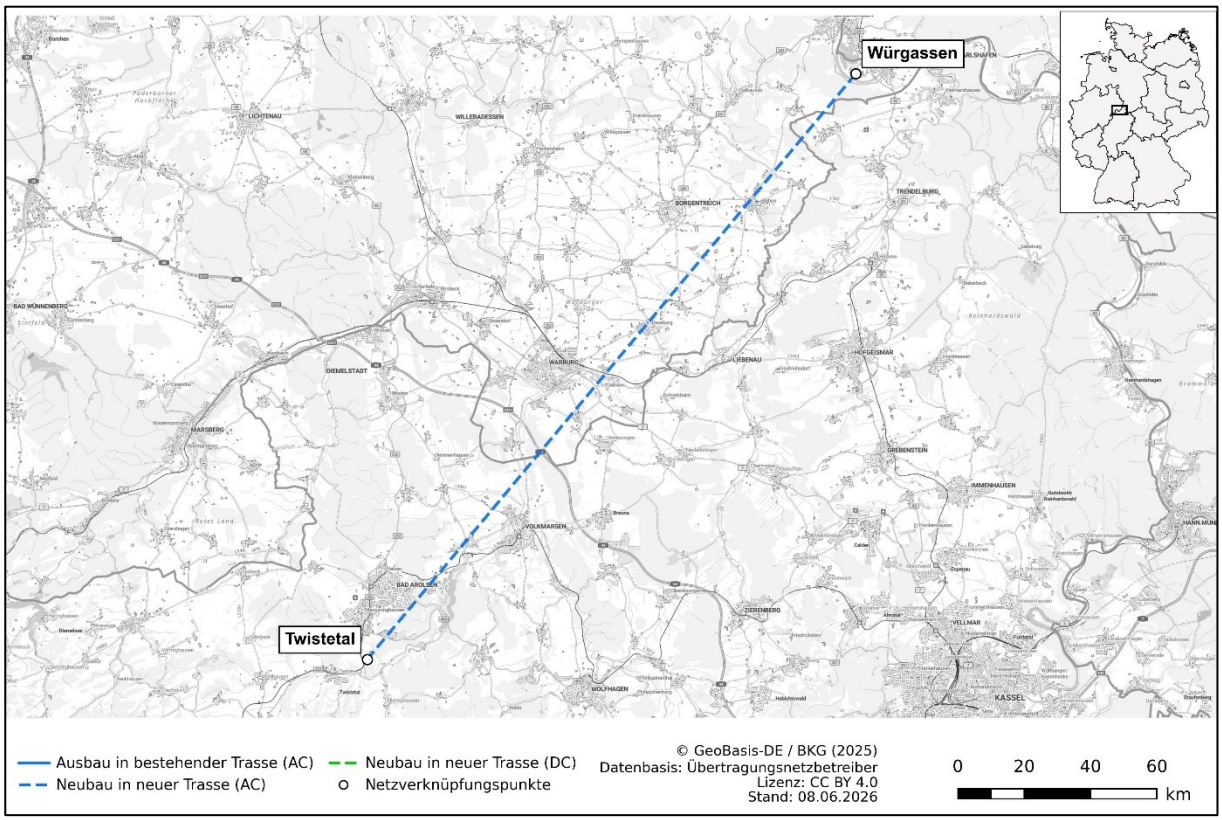
Vorläufige Prüfungsergebnisse

P555 M1004	A2037	A2037+	B2037	C2037
Wirksamkeit				
Überlastungsindex	930 GWh	830 GWh	960 GWh	800 GWh
Erforderlichkeit				
Leistungsfluss (max.)	3590 MW	3571 MW	3606 MW	3595 MW
Auslastung (Mittel)	15 %	15 %	16 %	16 %
Auslastung (max.)	73 %	72 %	73 %	73 %

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Maßnahme erweist sich zum derzeitigen Stand der Prüfung in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt durch Reduzierung des Überlastungsindex signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

P559: Netzausbau Würgassen – Twistetal



M1211: Würgassen – Twistetal

Die Maßnahme M1211 wird vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahme M1211 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2025-2037/2045 beantragt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2045 an.

Durch Neubau in neuer Trasse soll ein 380-kV-Doppelsystem von Würgassen nach Twistetal errichtet werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme die Schaltanlagen in Würgassen und Twistetal erweitert werden müssten. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung in Umsetzung der Maßnahme und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Alternativen

Die Prüfung der Bundesnetzagentur hinsichtlich möglicher Alternativen zu dieser Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen und wird im weiteren Verlauf der Prüfung erfolgen.

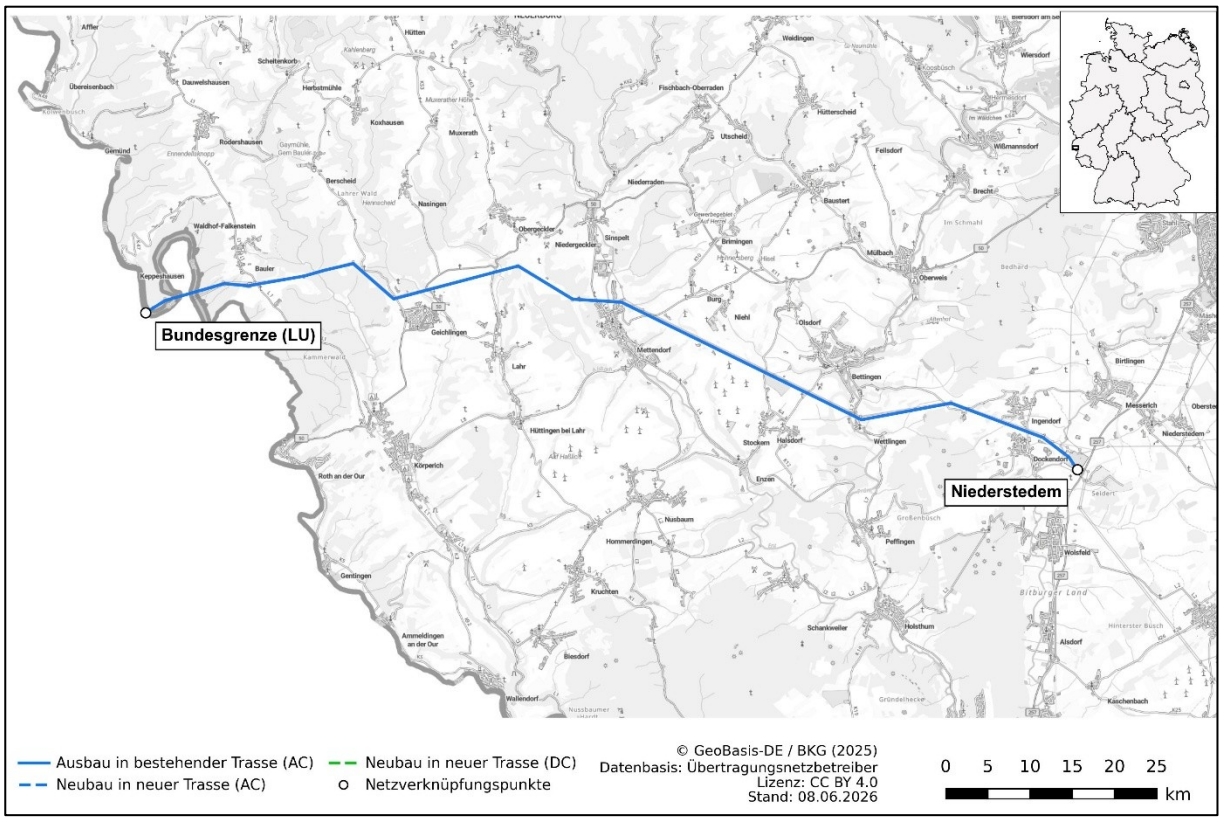
Vorläufige Prüfungsergebnisse

P559 M1211	A2037	A2037+	B2037	C2037
Wirksamkeit				
Überlastungsindex	170 GWh	360 GWh	510 GWh	480 GWh
Erforderlichkeit				
Leistungsfluss (max.)	3493 MW	3488 MW	3513 MW	3523 MW
Auslastung (Mittel)	15 %	15 %	17 %	18 %
Auslastung (max.)	71 %	71 %	71 %	71 %

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Maßnahme erweist sich zum derzeitigen Stand der Prüfung in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt durch Reduzierung des Überlastungsindex signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

P601: Netzverstärkung Niederstedem – Bundesgrenze (LU)



M903: Niederstedem – Bundesgrenze (LU)

Die Maßnahme M903 wird vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahme M903 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 beantragt und von der Bundesnetzagentur bestätigt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2037 an.

Durch Neubau in bestehender Trasse soll das 220-kV-Doppelsystem von Niederstedem zur deutsch-luxemburgischen Grenze durch ein 380-kV-Doppelsystem ersetzt werden. Einer der neuen Stromkreise soll zunächst in 220 kV betrieben werden.

Da dieser Interkonnektor innerhalb der gemeinsamen Preiszone von Deutschland und Luxemburg verläuft, wird die Maßnahme M903 anders als die restlichen Interkonnektoren außerhalb des Energieleitungs-ausbaugesetzes oder des Bundesbedarfsplangesetzes keiner volkswirtschaftlichen Kosten-Nutzen-Analyse unterzogen.

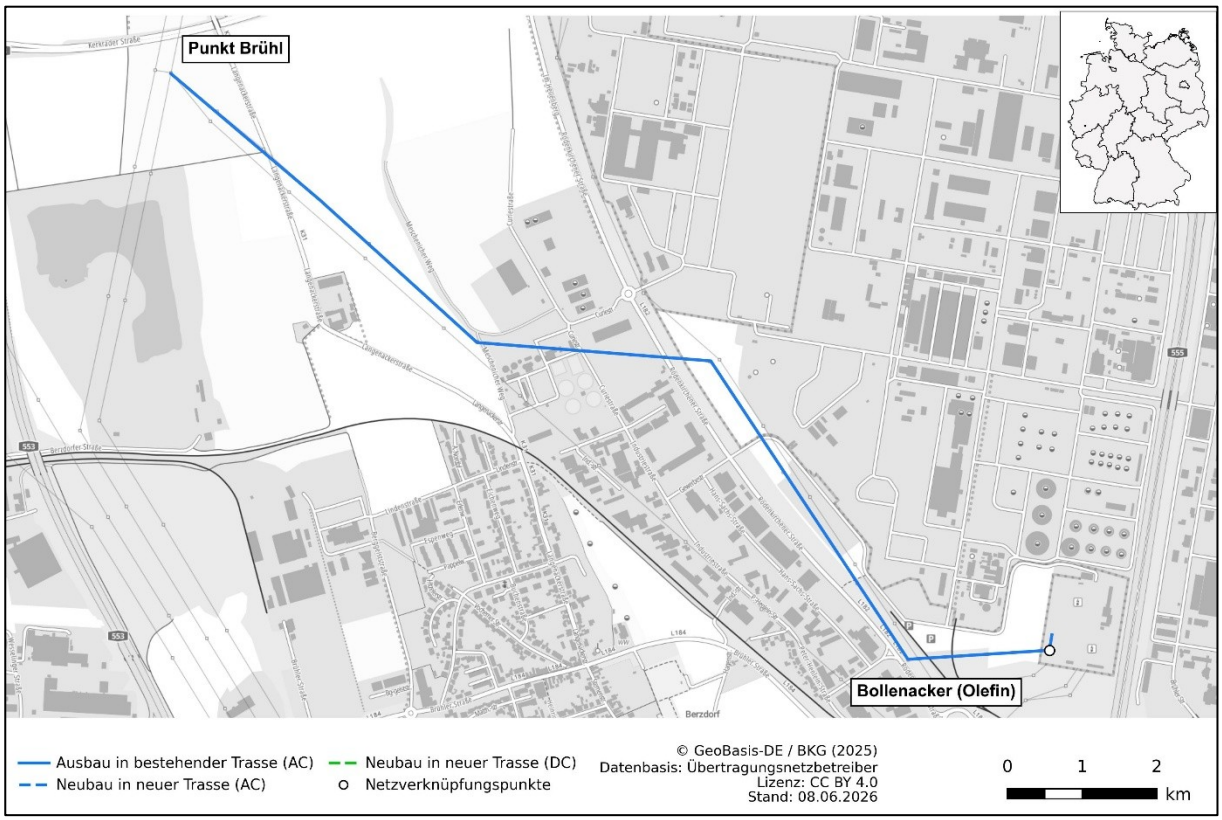
Alternativen

Die Prüfung der Bundesnetzagentur hinsichtlich möglicher Alternativen zu dieser Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen und wird im weiteren Verlauf der Prüfung erfolgen.

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Prüfung der Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen. Derzeit geht die Bundesnetzagentur von einer Bestätigungsfähigkeit der Maßnahme unter dem Aspekt der Versorgungssicherheit in der betroffenen Region aus.

P602: Netzverstärkung Bollenacker (Olefin) – Punkt Brühl



M904: Bollenacker (Olefin) – Punkt Brühl

Die Maßnahme M904 wird vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahme M904 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 beantragt und von der Bundesnetzagentur bestätigt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2035 an.

Durch Neubau in bestehender Trasse soll das bestehende 220-kV-Doppelsystem vom Punkt Brühl nach Bollenacker durch ein 380-kV-Doppelsystem ersetzt werden. Das Doppelsystem soll genutzt werden um einen Stromkreis von Rommerskirchen nach Sechtem durch eine neu zu errichtenden 380-kV-Schaltanlage Olefin zu führen.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme die Schaltanlage in Bollenacker erweitert werden müsste und zur 380-kV-Anlage Olefin würde. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung in Umsetzung der Maßnahme und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan. Auch müssten im Rahmen der Maßnahmen in Bollenacker zusätzliche oberspannungsseitig umschaltbare Transformatoren aufgestellt werden. Der Bedarf für einen solchen Netzanschluss ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

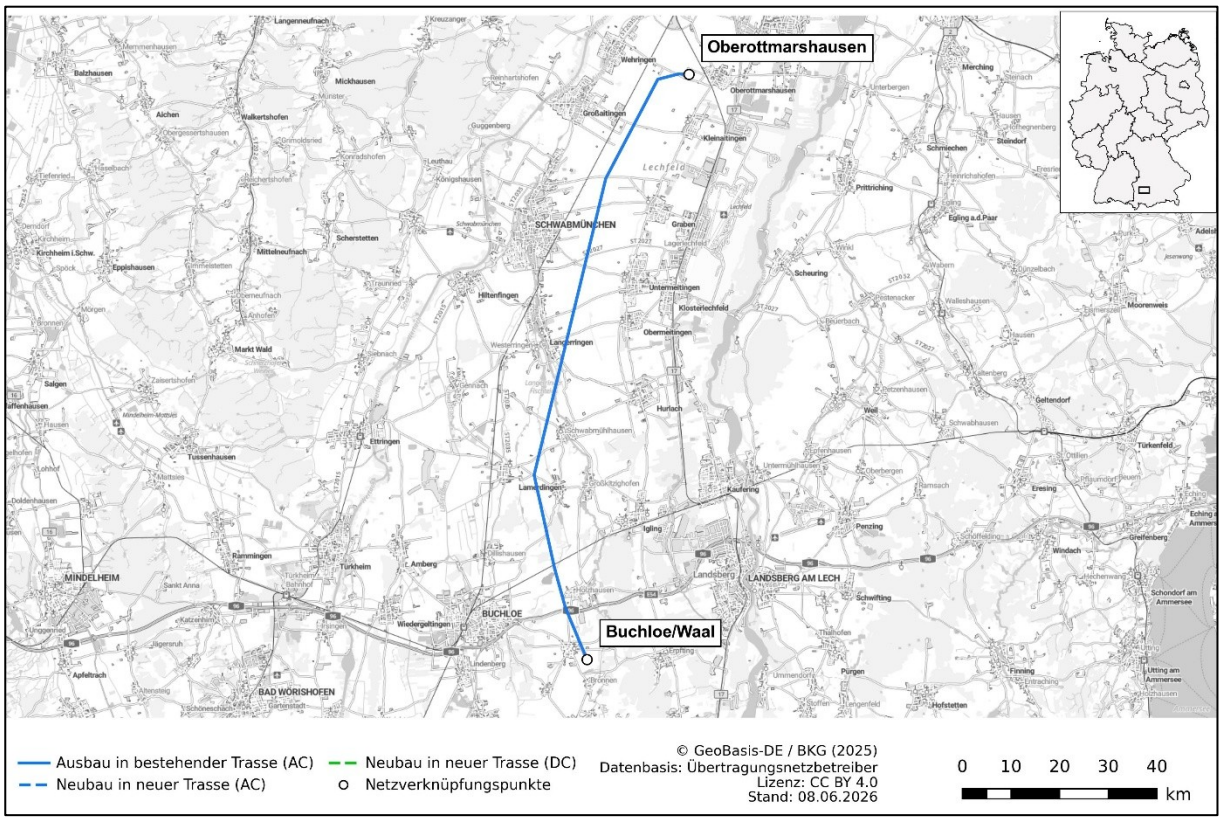
Alternativen

Die Prüfung der Bundesnetzagentur hinsichtlich möglicher Alternativen zu dieser Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen und wird im weiteren Verlauf der Prüfung erfolgen.

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Prüfung der Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen. Derzeit geht die Bundesnetzagentur von einer Bestätigungsfähigkeit der Maßnahme unter dem Aspekt der Versorgungssicherheit in der betroffenen Region aus.

P606: Netzverstärkung Oberottmarshausen – Buchloe/Waal



M909: Oberottmarshausen – Buchloe/Waal

Die Maßnahme M909 wird vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahme M909 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 beantragt und von der Bundesnetzagentur bestätigt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2035 an.

Durch Zubeseilung soll von Oberottmarshausen zu dem neu zu errichtenden 380/110-kV-Umspannwerk im Suchraum Buchloe / Waal ein zusätzlicher 380-kV-Stromkreis realisiert werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahmen ein neues 380/110-kV-Umspannwerk im Suchraum Buchloe / Waal zu errichten sei. Der Bedarf für einen solchen Netzanschluss ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Alternativen

Die Prüfung der Bundesnetzagentur hinsichtlich möglicher Alternativen zu dieser Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen und wird im weiteren Verlauf der Prüfung erfolgen.

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Prüfung der Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen. Derzeit geht die Bundesnetzagentur von einer Bestätigungsfähigkeit der Maßnahme unter dem Aspekt der Versorgungssicherheit in der betroffenen Region aus.

P608: Leistungsflusssteuerung im Westerwald/Siegerland

M911: Leistungsflusssteuerung im Westerwald/Siegerland

Die Maßnahme M911 wird vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahme M911 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 beantragt und von der Bundesnetzagentur bestätigt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2037 an.

In der neu zu errichtenden 380-kV-Schaltanlage im Suchraum Westerwald / Siegerland werden Betriebsmittel zur Leistungsflusssteuerung errichtet, um die Leistungsflüsse des 380-kV-Doppelsystems von Linde nach Aßlar gezielt steuern zu können.

Alternativen

Die Prüfung der Bundesnetzagentur hinsichtlich möglicher Alternativen zu dieser Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen und wird im weiteren Verlauf der Prüfung erfolgen.

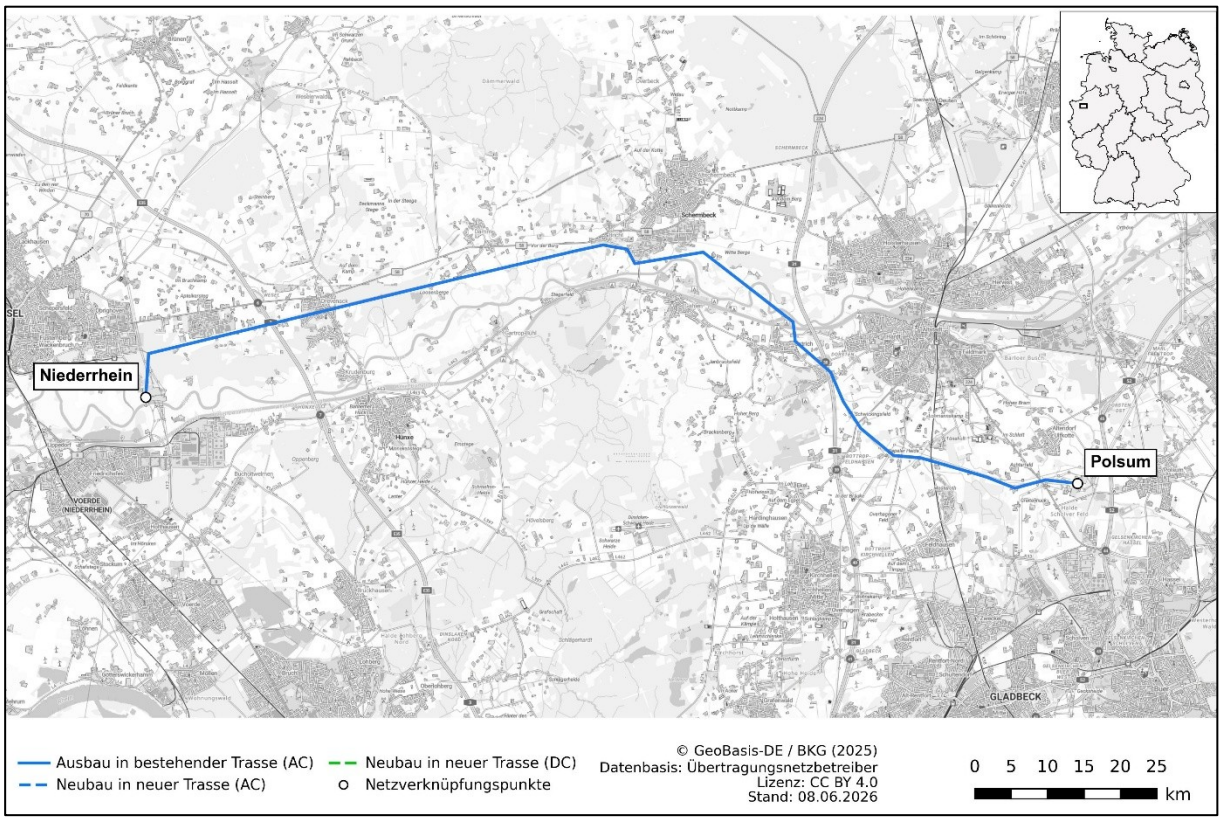
Vorläufige Prüfungsergebnisse

P608 M911	A2037	A2037+	B2037	C2037
Wirksamkeit				
Überlastungsindex	740 GWh	950 GWh	2610 GWh	2410 GWh

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Maßnahme erweist sich zum derzeitigen Stand der Prüfung in allen betrachteten Szenarien als wirksam. Sie trägt durch Reduzierung des Überlastungsindex signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

P613: Netzverstärkung Polsum – Niederrhein



M970: Polsum – Niederrhein

Die Maßnahme M970 wird vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahme M970 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 beantragt und von der Bundesnetzagentur bestätigt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2035 an.

Durch Umbeseilung soll die Stromtragfähigkeit des bestehenden 380-kV-Doppelsystems zwischen Polsum und Niederrhein erhöht werden.

Alternativen

Die Prüfung der Bundesnetzagentur hinsichtlich möglicher Alternativen zu dieser Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen und wird im weiteren Verlauf der Prüfung erfolgen.

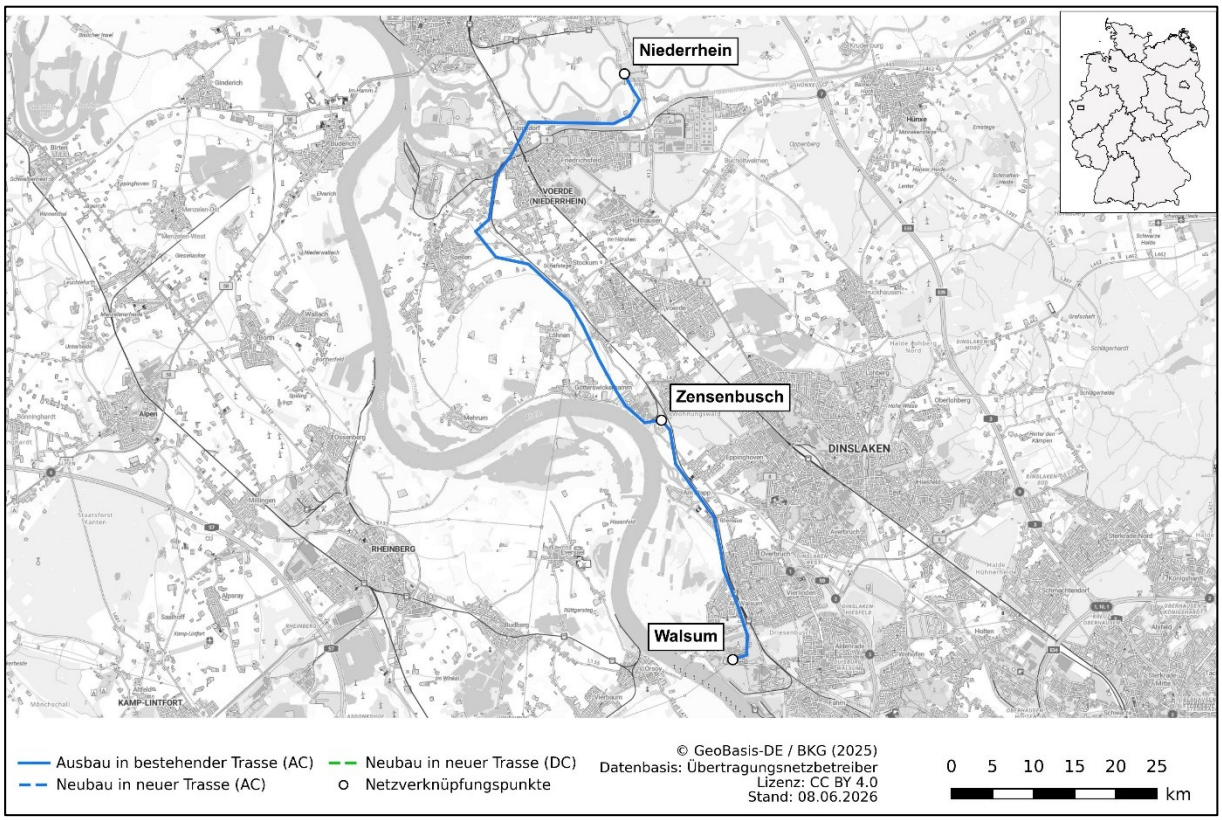
Vorläufige Prüfungsergebnisse

P613 M970	A2037	A2037+	B2037	C2037
Wirksamkeit				
Überlastungsindex	20 GWh	30 GWh	60 GWh	70 GWh
Erforderlichkeit				
Leistungsfluss (max.)	3994 MW	4225 MW	4056 MW	4001 MW
Auslastung (Mittel)	30 %	36 %	30 %	31 %
Auslastung (max.)	82 %	86 %	83 %	82 %

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Maßnahme erweist sich zum derzeitigen Stand der Prüfung in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt durch Reduzierung des Überlastungsindex signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

P614: Netzverstärkung Niederrhein – Walsum



M989: Niederrhein – Zensenbusch – Walsum

Die Maßnahme M989 wird vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit nicht als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahme M989 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 beantragt und von der Bundesnetzagentur bestätigt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2035 an.

Durch Umbeseilung soll die Stromtragfähigkeit des bestehenden 380-kV-Doppelsystems zwischen Niederrhein und dem neu zu errichtenden 380/110-kV-Umspannwerk Walsum (Driesenbusch) erhöht werden.

Alternativen

Die Prüfung der Bundesnetzagentur hinsichtlich möglicher Alternativen zu dieser Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen und wird im weiteren Verlauf der Prüfung erfolgen.

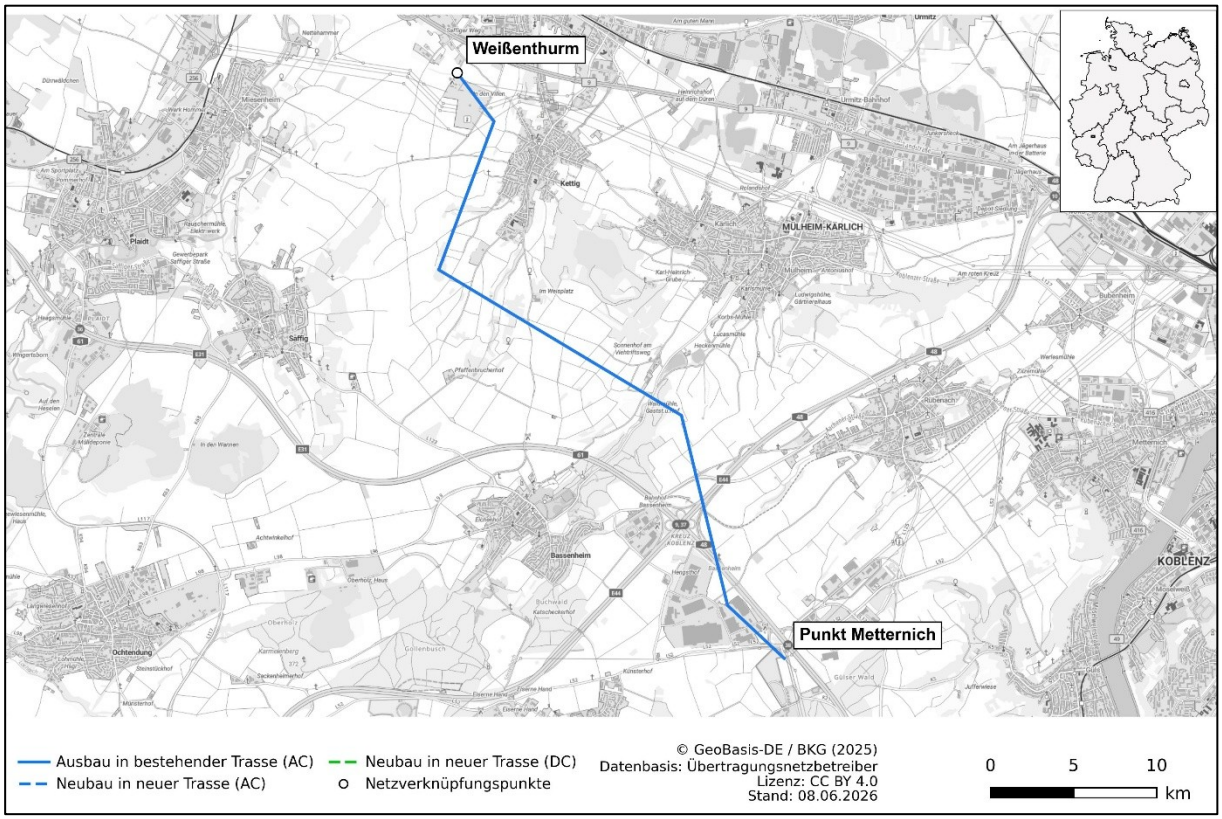
Vorläufige Prüfungsergebnisse

P614 M989	A2037	A2037+	B2037	C2037
Wirksamkeit				
Überlastungsindex	9 GWh	10 GWh	20 GWh	30 GWh

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Maßnahme erweist sich zum derzeitigen Stand der Prüfung nur in zwei der vier betrachteten Szenarien als wirksam. Die niedrigeren Annahmen zum Stromverbrauch in den Szenarien A2037 und A2037plus ändern die Lastflüsse in der betroffenen Region, sodass keine ausreichende Reduzierung auf die verbleibenden Engpässe mehr gegeben ist.

P615: Netzverstärkung Weißenthurm – Punkt Metternich



M990: Weißenthurm – Punkt Metternich

Die Maßnahme M990 wird vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahme M990 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 beantragt und von der Bundesnetzagentur bestätigt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2032 an.

Durch Umbeseilung des Teilstückes von Weißenthurm zum Punk Metternich eines 220-kV-Stromkreises nach Niederstedem soll die Stromtragfähigkeit des gesamten Stromkreises vereinheitlicht und damit erhöht werden. Zudem soll eine Spannungsumstellung des Stromkreises auf 380 kV und die Einschleifung des Standortes Wengerohr, sowie des neu zu errichtenden 380/110-kV-Umspannwerk im Suchraum Kehrig / Pillig in den neuen 380-kV-Stromkreis, erfolgen.

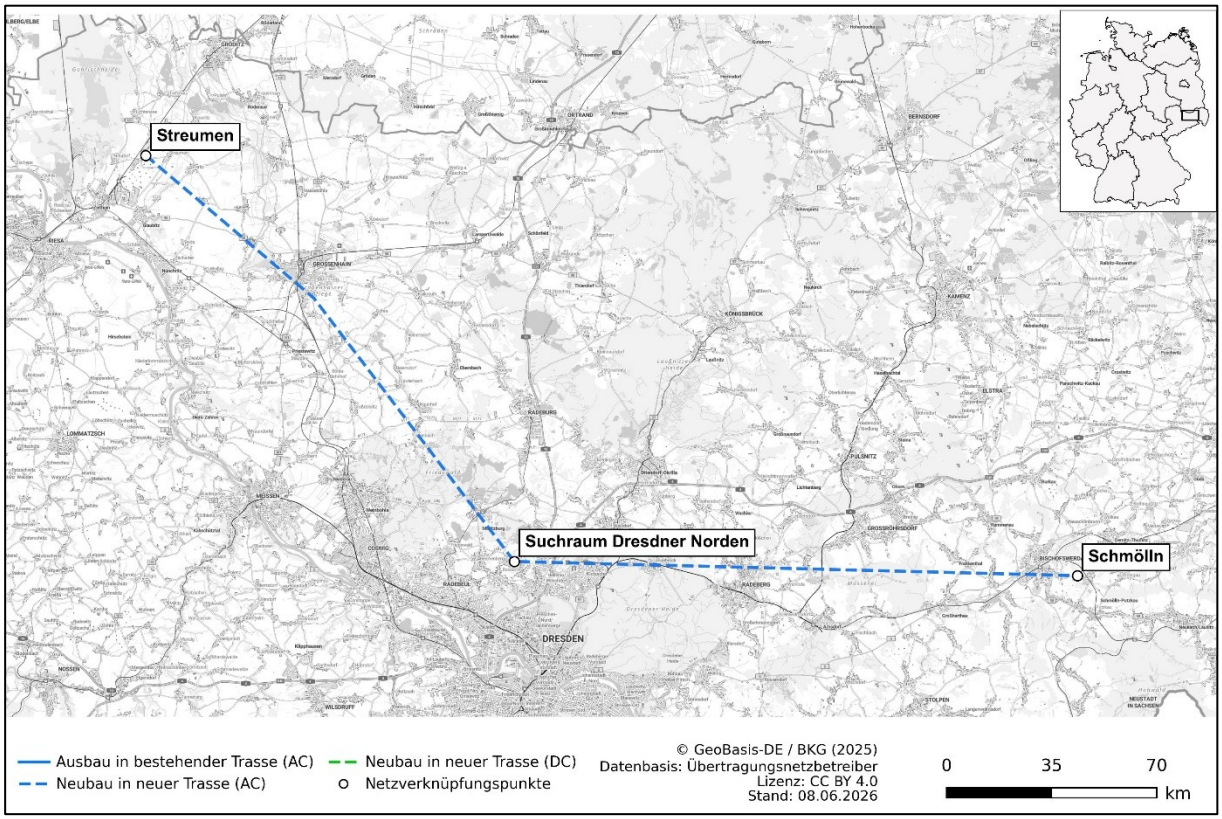
Alternativen

Die Prüfung der Bundesnetzagentur hinsichtlich möglicher Alternativen zu dieser Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen und wird im weiteren Verlauf der Prüfung erfolgen.

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Prüfung der Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen. Derzeit geht die Bundesnetzagentur von einer Bestätigungsfähigkeit der Maßnahme unter dem Aspekt der Versorgungssicherheit in der betroffenen Region aus.

P625: Netzausbau Streumen – Schmölln



M625: Streumen – Suchraum Dresdner Norden – Schmölln

Die Maßnahme M625 wird vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahme M625 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 beantragt und von der Bundesnetzagentur bestätigt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2035 an.

Durch Neubau in neuer Trasse soll ein 380-kV-Doppelsystem von Streumen nach Schmölln errichtet werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme die neu zu errichtenden 380/110-kV-Umspannwerke im Suchraum Flugplatz Großenhain und im Suchraum der Gemeinden Moritzburg / Radeburg / Ottendorf-Okrilla / Stadtbezirk Klotzsche (Suchraum Dresdner Norden) in das neue 380-kV-Doppelsystem voll eingeschliffen werden sollen. Der Bedarf für einen solchen Netzanschluss ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Alternativen

Die Prüfung der Bundesnetzagentur hinsichtlich möglicher Alternativen zu dieser Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen und wird im weiteren Verlauf der Prüfung erfolgen.

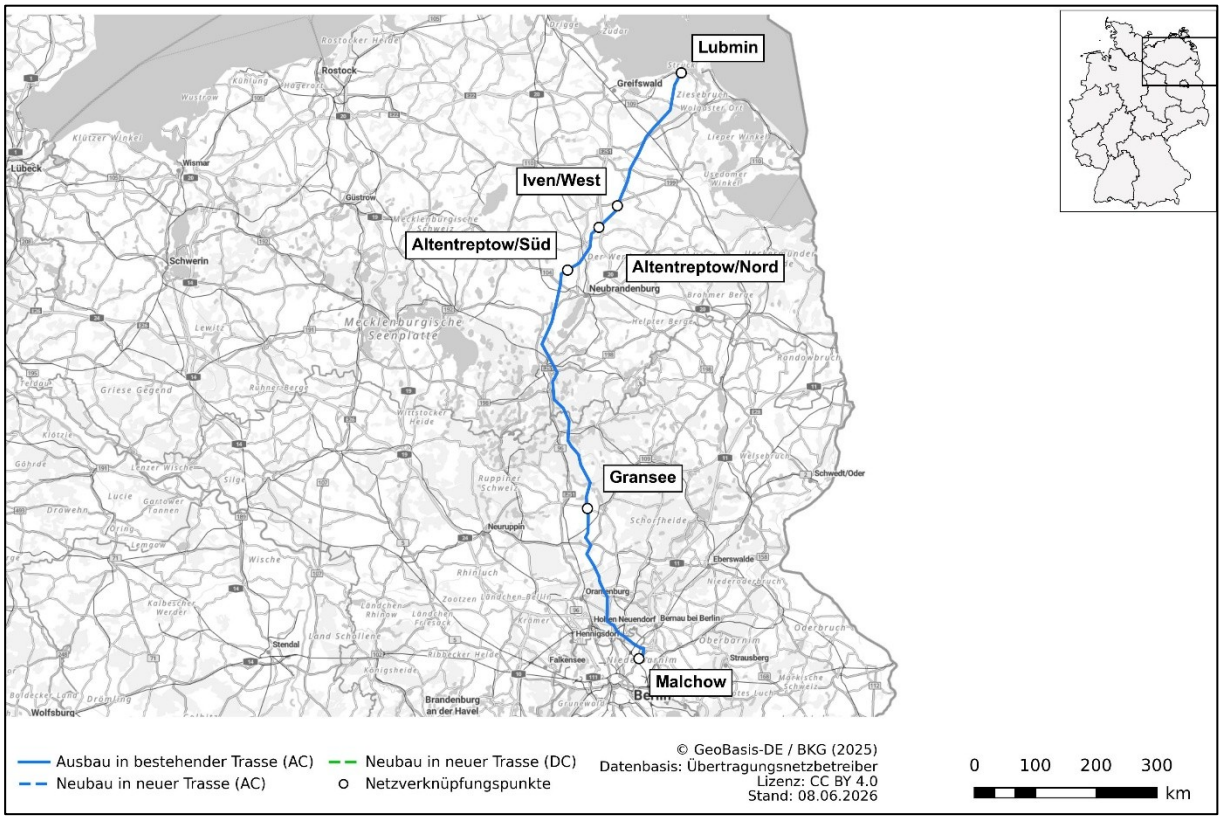
Vorläufige Prüfungsergebnisse

P625 M625	A2037	A2037+	B2037	C2037
Wirksamkeit				
Überlastungsindex	70 GWh	140 GWh	230 GWh	130 GWh
Erforderlichkeit				
Leistungsfluss (max.)	1544 MW	1544 MW	1842 MW	1687 MW
Auslastung (Mittel)	14 %	14 %	14 %	12 %
Auslastung (max.)	31 %	31 %	37 %	34 %

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Maßnahme erweist sich zum derzeitigen Stand der Prüfung in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt durch Reduzierung des Überlastungsindex signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

P628: Netzverstärkung Lubmin – Malchow



M628a: Lubmin – Iven/West – Altentreptow/Nord – Altentreptow/Süd – Gransee – Malchow

Die Maßnahme M628a wird vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahme M628a wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 beantragt und von der Bundesnetzagentur bestätigt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2037 an.

Durch Neubau in bestehender Trasse soll das bestehende 380-kV-Doppelsystem von Lubmin nach Malchow über das neu zu errichtende 380/110-kV-Umspannwerk in Iven, sowie über die bestehenden Umspannwerke in Altentreptow/Nord, Altentreptow/Süd und Gransee durch ein leistungsfähigeres 380-kV-Doppelsystem ersetzt werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme die Schaltanlagen in Lubmin, Altentreptow/Nord, Altentreptow/Süd, Gransee und Malchow verstärkt werden müssten. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung in Umsetzung der Maßnahme und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Alternativen

Die Prüfung der Bundesnetzagentur hinsichtlich möglicher Alternativen zu dieser Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen und wird im weiteren Verlauf der Prüfung erfolgen.

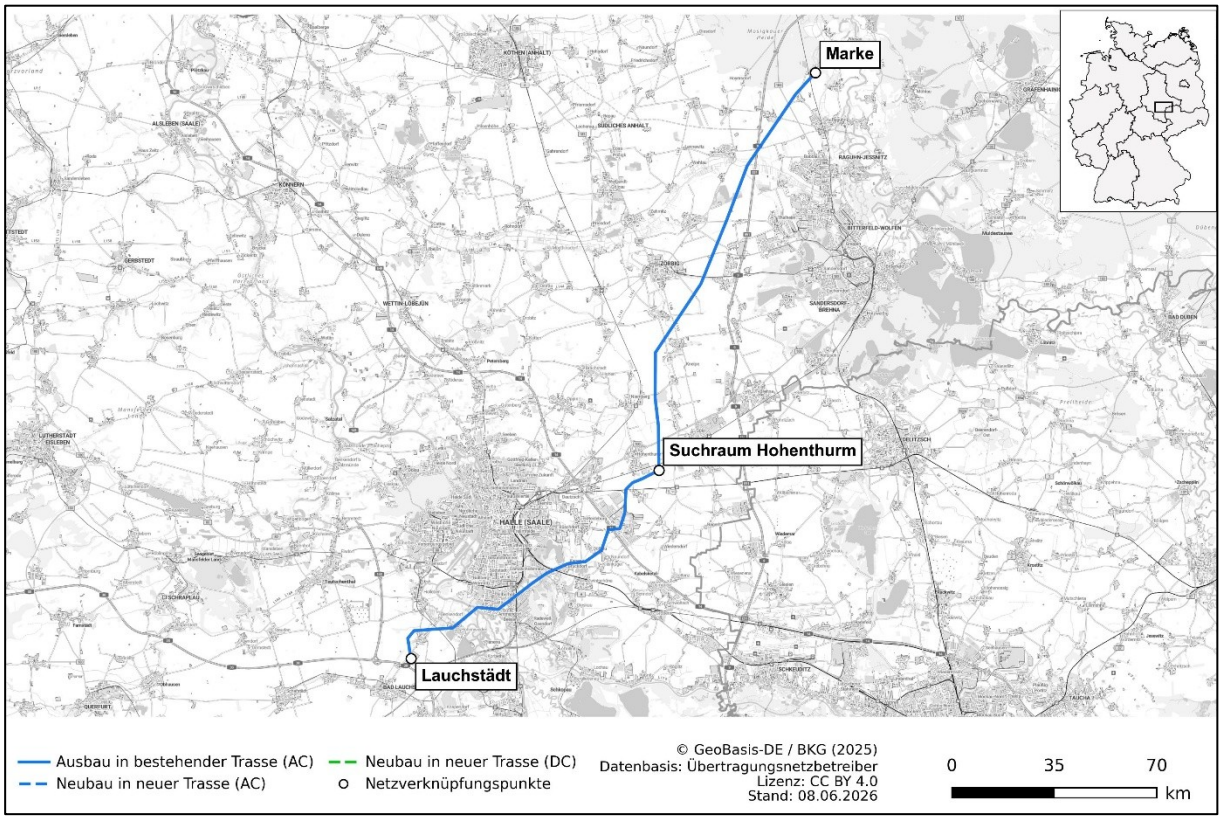
Vorläufige Prüfungsergebnisse

P628 M628a	A2037	A2037+	B2037	C2037
Wirksamkeit				
Überlastungsindex	1860 GWh	1830 GWh	2590 GWh	3000 GWh
Erforderlichkeit				
Leistungsfluss (max.)	4619 MW	4801 MW	5348 MW	5941 MW
Auslastung (Mittel)	36 %	35 %	36 %	37 %
Auslastung (max.)	93 %	97 %	108 %	136 %

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Maßnahme erweist sich zum derzeitigen Stand der Prüfung in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt durch Reduzierung des Überlastungsindex signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

P631: Netzverstärkung Marke – Lauchstädt



M631a: Marke – Suchraum Hohenthurm
M631b: Suchraum Hohenthurm – Lauchstädt

Die Maßnahmen M631a und M631b werden vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahmen M631a und M631b wurden von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 beantragt und von der Bundesnetzagentur bestätigt.

Im Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 waren beide Maßnahmen in einer Maßnahme M631a zusammengefasst und wurden im Netzentwicklungsplan 2025-2037/2045 in zwei Maßnahmen M631a und M631b aufgeteilt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahmen Jahr 2045 an.

Durch Neubau in bestehender Trasse soll das das bestehende 380-kV-Doppelsystem von Marke über die neu zu errichtende Schaltanlage im Suchraum Hohenthurm nach Lauchstädt durch ein leistungsfähigeres 380-kV-Doppelsystem ersetzt werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme die Umspannwerke in Marke und Lauchstädt verstärkt werden müssten. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung in Umsetzung der Maßnahme und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Alternativen

Die Prüfung der Bundesnetzagentur hinsichtlich möglicher Alternativen zu dieser Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen und wird im weiteren Verlauf der Prüfung erfolgen.

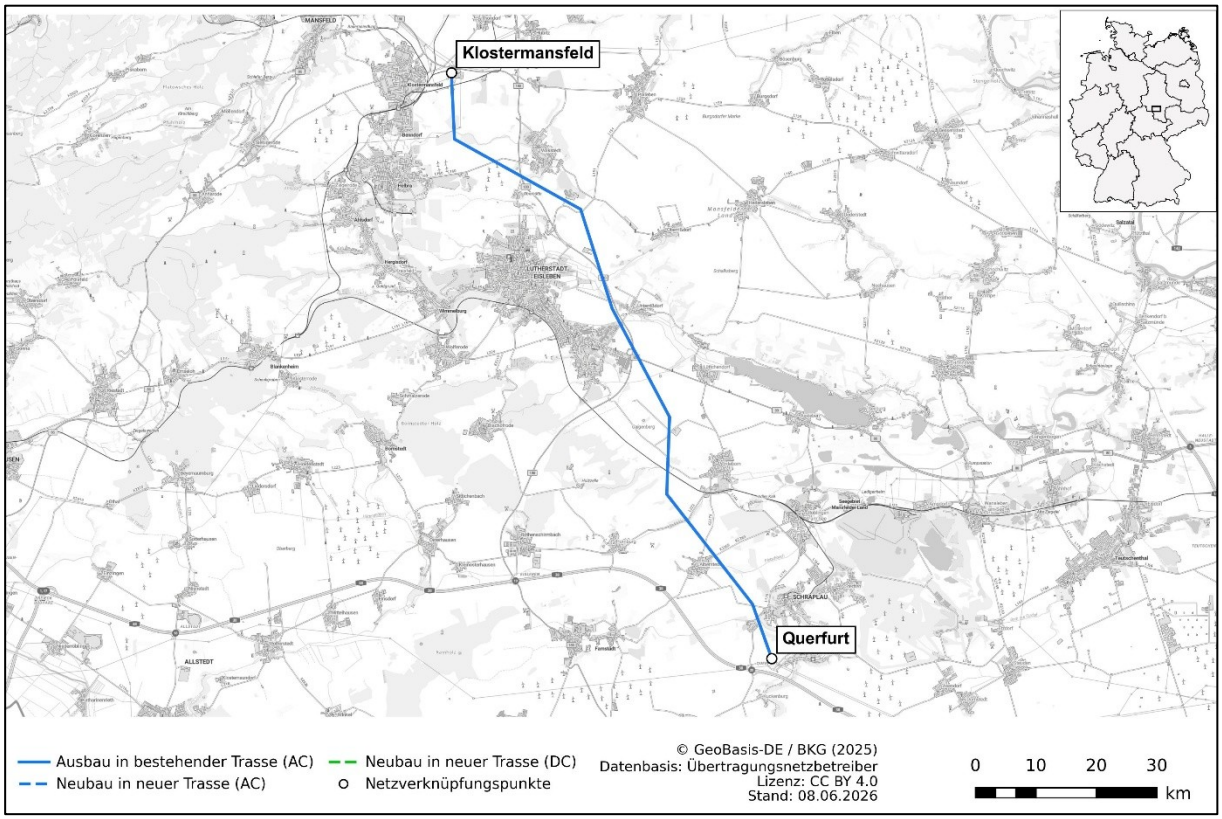
Vorläufige Prüfungsergebnisse

P631 M631a, M631b	A2037	A2037+	B2037	C2037
Wirksamkeit				
Überlastungsindex	400 GWh	580 GWh	750 GWh	750 GWh
Erforderlichkeit				
Leistungsfluss (max.)	4717 MW	5198 MW	5238 MW	4785 MW
Auslastung (Mittel)	29 %	29 %	28 %	29 %
Auslastung (max.)	96 %	106 %	106 %	97 %

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Maßnahmen erweisen sich zum derzeitigen Stand der Prüfung in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie haben eine ausreichende Auslastung und tragen durch Reduzierung des Überlastungsindex signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

P634: Netzverstärkung Klostermansfeld – Querfurt



M634a: Klostermansfeld – Querfurt

Die Maßnahme M634a wird vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahme M634a wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 beantragt und von der Bundesnetzagentur bestätigt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2037 an.

Durch Neubau in bestehender Trasse soll ein zusätzliches 380-kV-Doppelsystem von Klostermansfeld zum neu zu errichtenden 380/110-kV-Umspannwerk in Querfurt errichtet werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme die Schaltanlagen in Klostermansfeld und Querfurt erweitert werden müssten. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung in Umsetzung der Maßnahme und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Alternativen

Die Prüfung der Bundesnetzagentur hinsichtlich möglicher Alternativen zu dieser Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen und wird im weiteren Verlauf der Prüfung erfolgen.

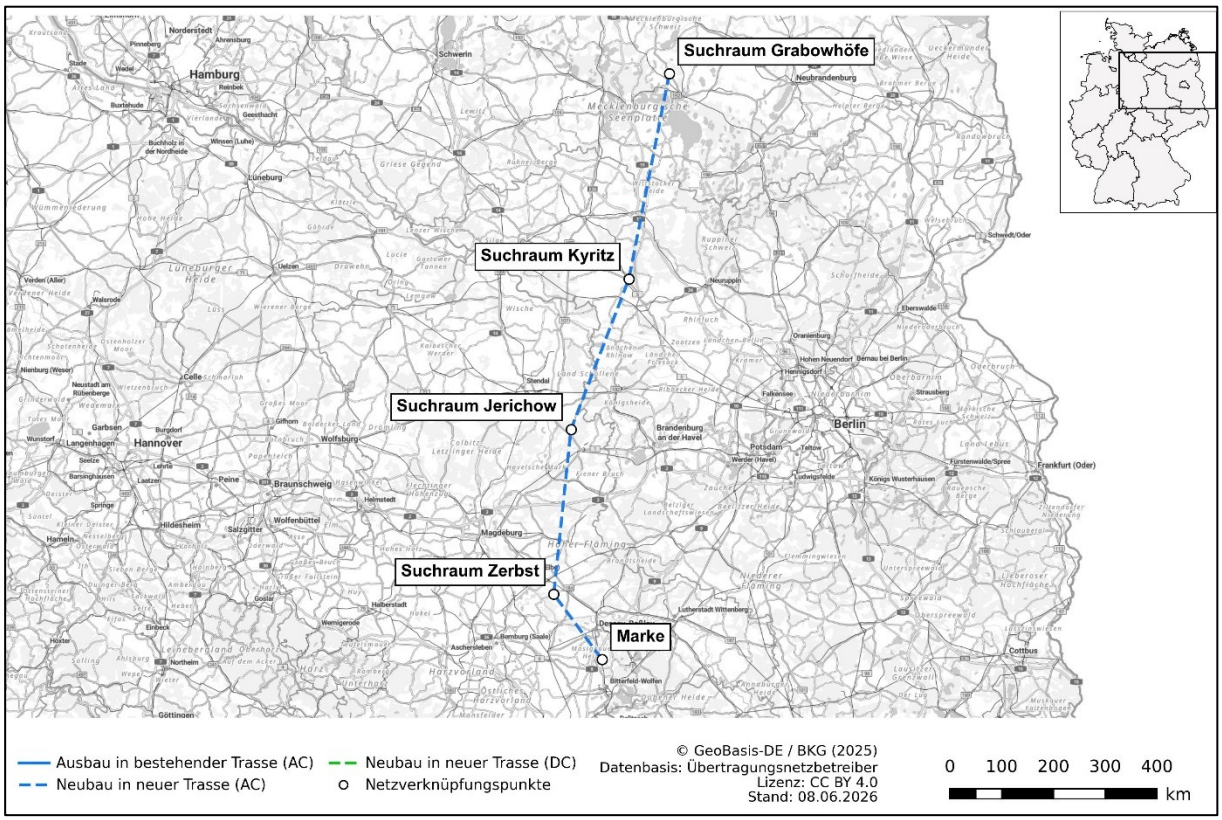
Vorläufige Prüfungsergebnisse

P634 M634a	A2037	A2037+	B2037	C2037
Wirksamkeit				
Überlastungsindex	160 GWh	250 GWh	340 GWh	280 GWh
Erforderlichkeit				
Leistungsfluss (max.)	2077 MW	2188 MW	2285 MW	2209 MW
Auslastung (Mittel)	15 %	16 %	15 %	15 %
Auslastung (max.)	42 %	45 %	47 %	45 %

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Maßnahme erweist sich zum derzeitigen Stand der Prüfung in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt durch Reduzierung des Überlastungsindex signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

P635: Netzausbau Suchraum Grabowhöfe – Marke



M635a: Suchraum Grabowhöfe – Suchraum Kyritz – Suchraum Jerichow – Suchraum Zerbst – Marke

Die Maßnahme M635a wird vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahme M635a wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 beantragt und von der Bundesnetzagentur bestätigt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2045 an.

Durch Neubau in neuer Trasse soll ein 380-kV-Doppelsystem vom neu zu errichtenden 380/110-kV-Umspannwerk im Suchraum Grabowhöfe nach Marke errichtet werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme die Schaltanlage in Marke erweitert werden müsste. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung in Umsetzung der Maßnahme und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben weiterhin an, dass im Rahmen der Maßnahmen die neu zu errichtenden 380/110-kV-Umspannwerke im Suchraum der Gemeinden Kyritz / Wusterhausen-Dosse (Suchraum Kyritz), im Suchraum Einheitsgemeinde Stadt Jerichow (Suchraum Jerichow) und im Suchraum Stadt Zerbst/Anhalt (Suchraum Zerbst) in das neue 380-kV-Doppelsystem voll eingeschliffen werden sollen. Der Bedarf für solche Netzanschlüsse ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Alternativen

Die Prüfung der Bundesnetzagentur hinsichtlich möglicher Alternativen zu dieser Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen und wird im weiteren Verlauf der Prüfung erfolgen.

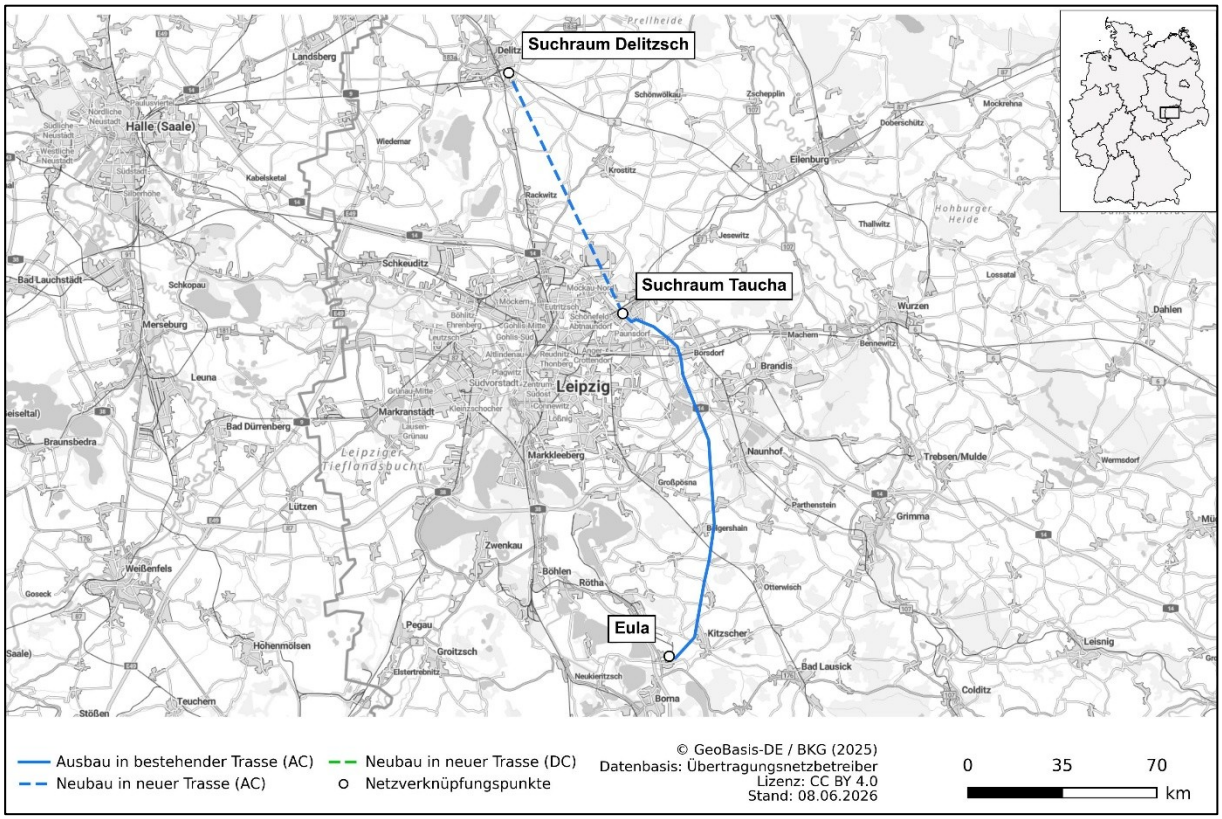
Vorläufige Prüfungsergebnisse

P635 M635a	A2037	A2037+	B2037	C2037
Wirksamkeit				
Überlastungsindex	2510 GWh	3010 GWh	3910 GWh	3970 GWh
Erforderlichkeit				
Leistungsfluss (max.)	3642 MW	3984 MW	4339 MW	3937 MW
Auslastung (Mittel)	25 %	25 %	22 %	22 %
Auslastung (max.)	74 %	81 %	88 %	80 %

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Maßnahme erweist sich zum derzeitigen Stand der Prüfung in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt durch Reduzierung des Überlastungsindex signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

P636: Netzausbau Suchraum Delitzsch – Eula



M636a: Suchraum Delitzsch – Suchraum Taucha – Eula

Die Maßnahme M636a wird vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahme M636a wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 beantragt und von der Bundesnetzagentur bestätigt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2045 an.

Durch Neubau in neuer Trasse soll ein 380-kV-Doppelsystem vom neu zu errichtenden 380/110-kV-Umspannwerk im Suchraum Stadt Delitzsch / Wiedemar / Schönwolkau (Suchraum Delitzsch) nach Taucha realisiert werden. Durch Neubau in bestehender Trasse soll das bestehende 220-kV-Doppelsystem von Taucha nach Eula durch ein 380-kV-Doppelsystem ersetzt werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass das bestehende 220/110-kV-Umspannwerk in Tauche auf 380 kV umzustellen ist. Dazu sei das Umspannwerk im Suchraum Tauche neu zu errichten. Dieser Netzanschluss ist nicht Teil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben weiterhin an, dass im Rahmen der Maßnahmen die Schaltanlage in Eula verstärkt werden müsste. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung und Umsetzung der Maßnahme, und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Alternativen

Die Prüfung der Bundesnetzagentur hinsichtlich möglicher Alternativen zu dieser Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen und wird im weiteren Verlauf der Prüfung erfolgen.

Vorläufige Prüfungsergebnisse

P636 M636a	A2037	A2037+	B2037	C2037
Wirksamkeit				
Überlastungsindex	260 GWh	460 GWh	690 GWh	630 GWh
Erforderlichkeit				
Leistungsfluss (max.)	2600 MW	2909 MW	3185 MW	3169 MW
Auslastung (Mittel)	21 %	22 %	21 %	20 %
Auslastung (max.)	53 %	59 %	65 %	64 %

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Maßnahme erweist sich zum derzeitigen Stand der Prüfung in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt durch Reduzierung des Überlastungsindex signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

P637: Leistungsflusssteuerung Iven/West

M637a: Leistungsflusssteuerung Iven/West

Die Maßnahme M637a wird vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahme M637a wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 beantragt und von der Bundesnetzagentur bestätigt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2032 an.

In der Schaltanlage Iven/West werden Betriebsmittel zur Leistungsflusssteuerung errichtet, um die Leistungsflüsse in Richtung Pasewalk und Altentreptow gezielt steuern zu können.

Alternativen

Die Prüfung der Bundesnetzagentur hinsichtlich möglicher Alternativen zu dieser Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen und wird im weiteren Verlauf der Prüfung erfolgen.

Vorläufige Prüfungsergebnisse

P637 M637a	A2037	A2037+	B2037	C2037
Wirksamkeit				
Überlastungsindex	130 GWh	180 GWh	260 GWh	200 GWh

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Maßnahme erweist sich zum derzeitigen Stand der Prüfung in allen betrachteten Szenarien als wirksam. Sie trägt durch Reduzierung des Überlastungsindex signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

P639: Leistungsflusssteuerung Eisenach

M639a: Leistungsflusssteuerung Eisenach

Die Maßnahme M639a wird vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahme M639a wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 beantragt und erstmals von der Bundesnetzagentur bestätigt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2033 an.

In der Schaltanlage Eisenach werden Betriebsmittel zur Leistungsflusssteuerung errichtet, um die Leistungsflüsse in Richtung Ebenheim und Mecklar gezielt steuern zu können.

Alternativen

Die Prüfung der Bundesnetzagentur hinsichtlich möglicher Alternativen zu dieser Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen und wird im weiteren Verlauf der Prüfung erfolgen.

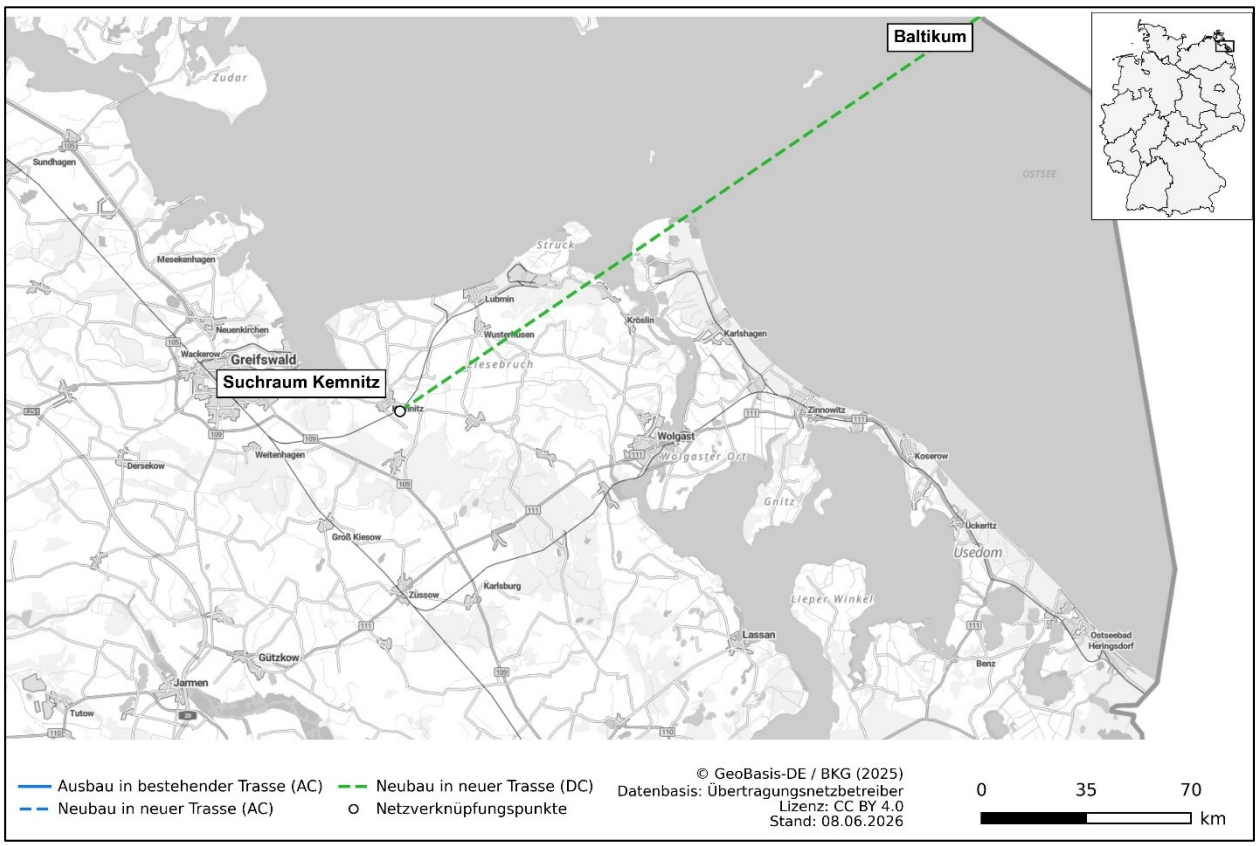
Vorläufige Prüfungsergebnisse

P639 M639a	A2037	A2037+	B2037	C2037
Wirksamkeit				
Überlastungsindex	310 GWh	420 GWh	650 GWh	680 GWh

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Maßnahme erweist sich zum derzeitigen Stand der Prüfung in allen betrachteten Szenarien als wirksam. Sie trägt durch Reduzierung des Überlastungsindex signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

P642: Hybrider Interkonnektor Deutschland – Lettland/Litauen (Baltic-German PowerLink)



Das Projekt P642 erhöht die Übertragungskapazität zwischen Deutschland und dem Baltikum.

M642: Baltic-German PowerLink

Die Maßnahme M642 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2025-2037/2048 beantragt und ist als Nummer 1211 Teil des TYNDP.

Bei der Maßnahme M642 handelt es sich um ein Interkonnektor-Projekt, welches nach Genehmigung des Szenariorahmens mittels volkswirtschaftlicher Kosten-Nutzen-Analyse zu prüfen ist.

Mit der Maßnahme M642 soll eine HGÜ-Verbindung zwischen der neu zu errichtenden 380-kV-Schaltanlage im Suchraum der Gemeinden Brünzow / Kemnitz in Mecklenburg-Vorpommern und Estland realisiert werden. Mit dem Interkonnektor ist eine Übertragungskapazität von 700 MW von Deutschland nach Lettland/Litauen und 2 GW von Lettland/Litauen nach Deutschland vorgesehen. Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine anvisierte Inbetriebnahme bis zum Jahr 2037 an.

Bei diesem Vorhaben handelt es sich um ein sogenanntes Hybrid-Projekt (siehe zur Prüfmethodik Abschnitt II E 3.8).

Vorläufige Bewertung

Die Maßnahme ist im Referenznetz enthalten und wurde daher mittels TOOT-Methodik (Bewertung durch Herausnahme) geprüft. Weiterhin ist das Projekt nur in den Szenarien A 2037 und B 2037 enthalten, weshalb die Bewertung lediglich einem informatorischen Ausblick entspricht.

Grenzüberschreitende DC-Vorhaben mit einer Übertragungskapazität von 2 GW werden von den Übertragungsnetzbetreibern derzeit grundsätzlich mit metallischem Rückleiter (DMR) geplant. Sollte jedoch zu einem späteren Zeitpunkt die Entscheidung getroffen werden, auf den DMR zu verzichten, reduzieren sich die Projektkosten, da dann auf das zusätzliche dritte Erdkabel mit entsprechend umfangreichen baulichen Maßnahmen verzichtet werden kann. Diese Variante ist für die Ausführung als Erdkabel ebenfalls in der nachfolgenden Tabelle abgebildet.

Trotz der hohen Wohlfahrtseffekte ist der Nettonutzen sowohl für Deutschland, bedingt durch die hohen Projektkosten sowie durch den zusätzlichen Redispatch über alle Szenarien des Zieljahres 2045 hinweg, stets negativ. Im Szenario C 2037 ist der Nettonutzen hingegen positiv, hier wirkt sich das Projekt positiv auf die Redispatchkosten aus. Aus europäischer Sicht zeigt sich das Vorhaben in den Marktergebnissen stets als volkswirtschaftlich sinnvoll. Die Ursachen für diese Auffälligkeiten sind noch nicht abschließend geklärt. Die Ursachen, warum eine Kosten-Nutzen-Analyse ein solches Ergebnis auswirft, können nicht der Kosten-Nutzen-Analyse selbst entnommen werden. Dazu müssten die Übertragungsnetzbetreiber weiteres Begründungsmaterial für das Projekt vorlegen. Dass in den Rechnungen des Zieljahres 2045 nicht auf Basis des Flow-Based-Market-Coupling (FBMC)-Ansatzes, sondern stattdessen vereinfacht mit festgelegten Handelskapazitäten (NTC) gerechnet wird, könnte ein Grund für die Abweichung sein. Insoweit ist zum Stand der Konsultation fraglich, ob die gesamteuropäische Betrachtung oder der Fokus auf den deutschen Nutzen für die Bestätigung des Vorhabens zu Grunde gelegt werden sollte. Darüber hinaus steht die Gewichtung der zeitlichen Perspektive zur Diskussion. Schließlich stellt sich die Frage, ob bei einem über eine Kosten-Nutzen-Analyse begründeten Projekt das Ergebnis in allen Szenarien positiv sein muss oder ob ein negatives Szenario ausreicht, um die möglichen positiven Effekte in andere Szenarien unerreichbar zu machen.

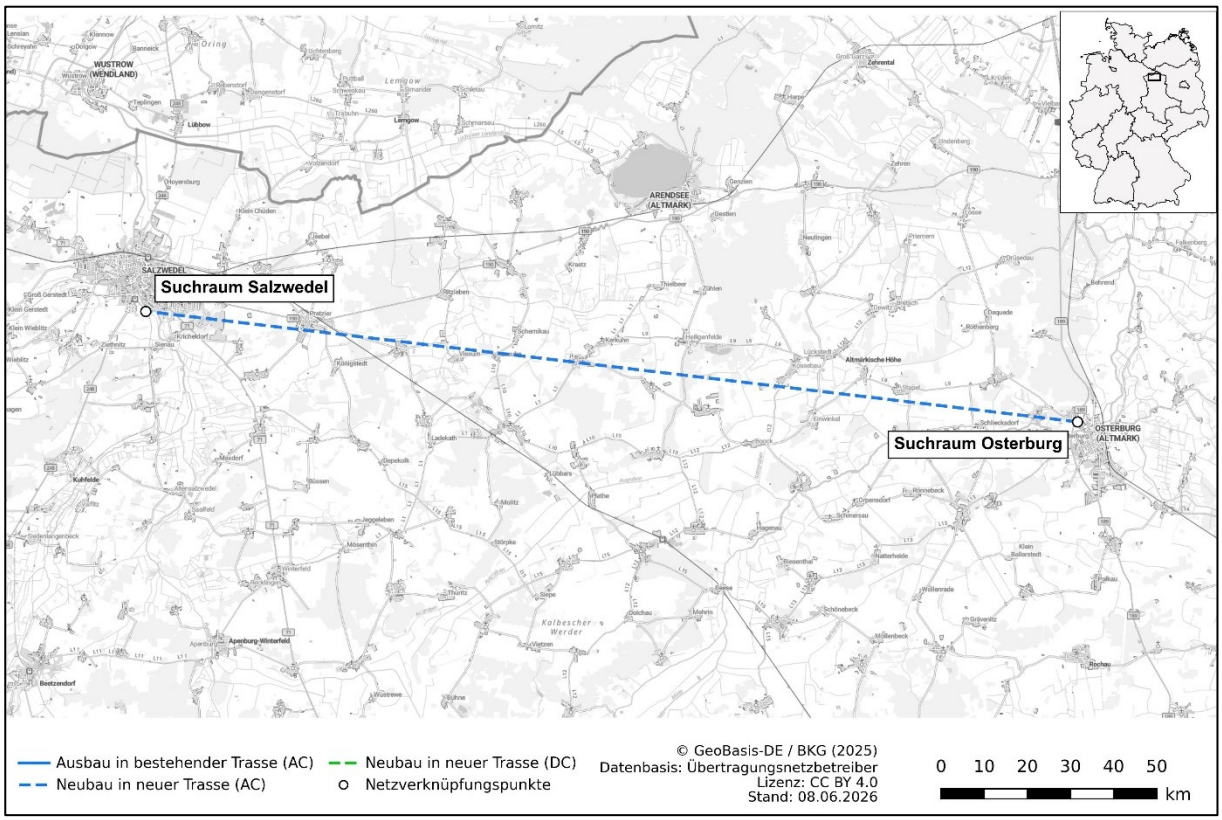
Die Bundesnetzagentur begrüßt zu diesen Fragestellungen jegliche Beiträge aus der Konsultation.

In der folgenden Tabelle bedeutet ein positiver Wert bei den Redispatchkosten eine Erhöhung dieser Kosten. Die Redispatchkosten werden nur für Deutschland berechnet und sind daher nicht im europäischen Nettonutzen enthalten.

Bewertung über 30 Jahre [in Mio. Euro]	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045
Marktbasierter Nettonutzen Europa (mit/ohne DMR)	5712 / 7219	186 / 1693	2091 / 3599	1671 / 3179
SEW Deutschland, davon ...	9157	10703	9569	9978
... Konsumentenrenten	55836	60204	39572	42825
... Produzentenrenten	-50255	-51505	-34952	-36609
... Engpassrenten	3576	2003	4950	4763
Redispatch-Kosten	-885	7017	9046	9435
Kosten Europa Erdkabel mit/ohne DMR	19675 / 18168	19675 / 18168	19675 / 18168	19675 / 18168
Kosten DE Erdkabel mit/ohne DMR	9838 / 9084	9838 / 9084	9838 / 9084	9838 / 9084
Nettonutzen DE Erdkabel mit/ohne DMR	204 / 958	-6151 / -5398	-9314 / -8560	-9294 / -8540

Die spezifische Aufteilung der Kosten zwischen den beteiligten Ländern wird zu einem späteren Zeitpunkt verhandelt. Für die obige Darstellung wurde eine hälftige Kostenteilung unterstellt, die im Rahmen von internationalen Verhandlungen nicht immer erreicht wird. Darüber hinaus ist für die Gesamtbewertung der Projekte entscheidend, ob diese Projekte zusätzlich oder ergänzend zum nationalen Offshore-Ausbau betrachtet werden. Die vorliegende Bewertung wurde auf Basis der aktuell (Juni 2026) geltenden Rechtslage vorgenommen.

P650: Netzausbau Suchraum Salzwedel – Suchraum Osterburg



M650a: Suchraum Salzwedel – Suchraum Osterburg

Die Maßnahme M650a wird vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahme M650a wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2025-2037/2045 beantragt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2037 an.

Durch Neubau in neuer Trasse soll ein 380-kV-Doppelsystem zwischen den neu zu errichtenden 380/110-kV-Umspannwerk im Suchraum Stadt Salzwedel, Gemeinden Wallstawe / Apenburg-Winterfeld (Suchraum Salzwedel) und dem neu zu errichtenden 380/110-kV-Umspannwerk im Suchraum Stadt Osterburg, Gemeinden Goldbeck / Rochau / Bismark / Stendal (Suchraum Osterburg) errichtet werden.

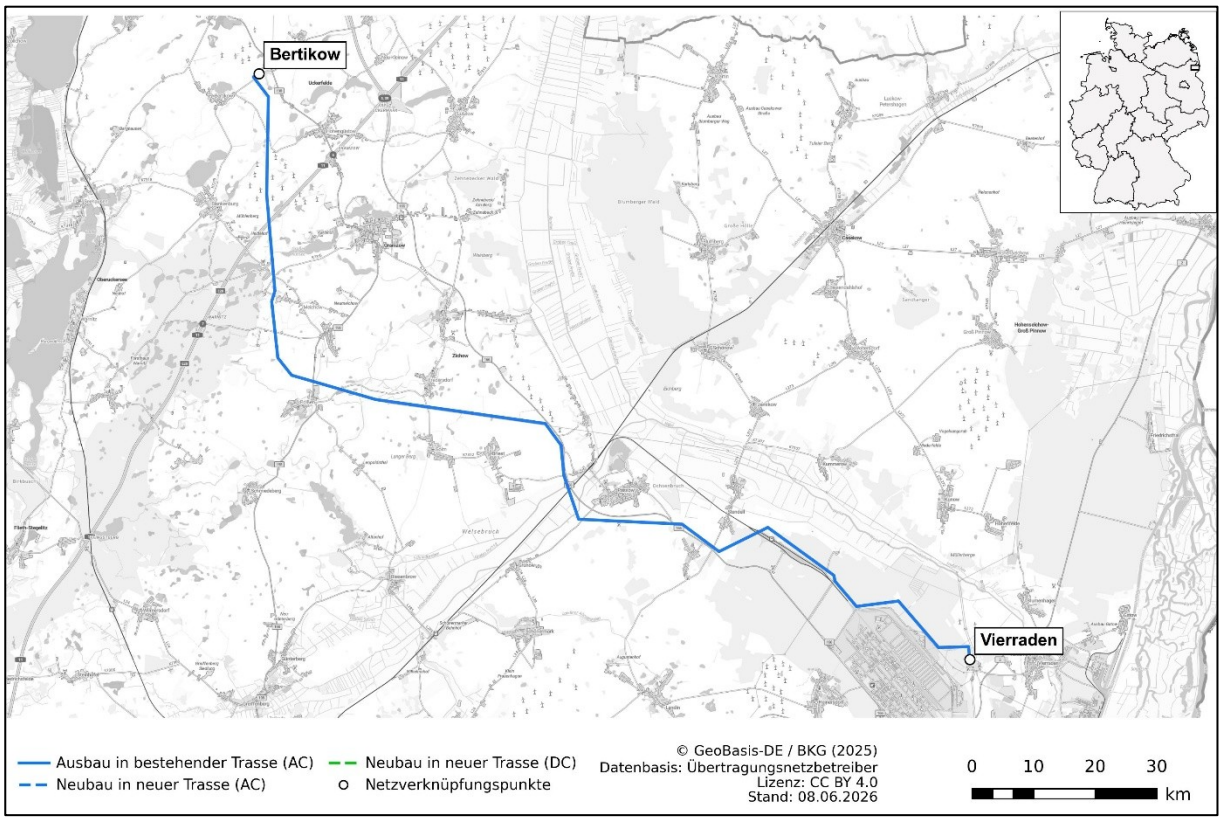
Alternativen

Die Prüfung der Bundesnetzagentur hinsichtlich möglicher Alternativen zu dieser Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen und wird im weiteren Verlauf der Prüfung erfolgen.

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Prüfung der Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen. Derzeit geht die Bundesnetzagentur von einer Bestätigungsfähigkeit der Maßnahme unter dem Aspekt der Versorgungssicherheit in der betroffenen Region aus.

P654: Netzverstärkung Bertikow – Vierraden



M654a: Bertikow – Vierraden

Die Maßnahme M654a wird vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahme M654a wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2025-2037/2045 beantragt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2037 an.

Durch die Umbeseilung soll die Stromtragfähigkeit des bestehenden 380-kV-Doppelsystems zwischen Bertikow und Vierraden erhöht werden.

Alternativen

Die Prüfung der Bundesnetzagentur hinsichtlich möglicher Alternativen zu dieser Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen und wird im weiteren Verlauf der Prüfung erfolgen.

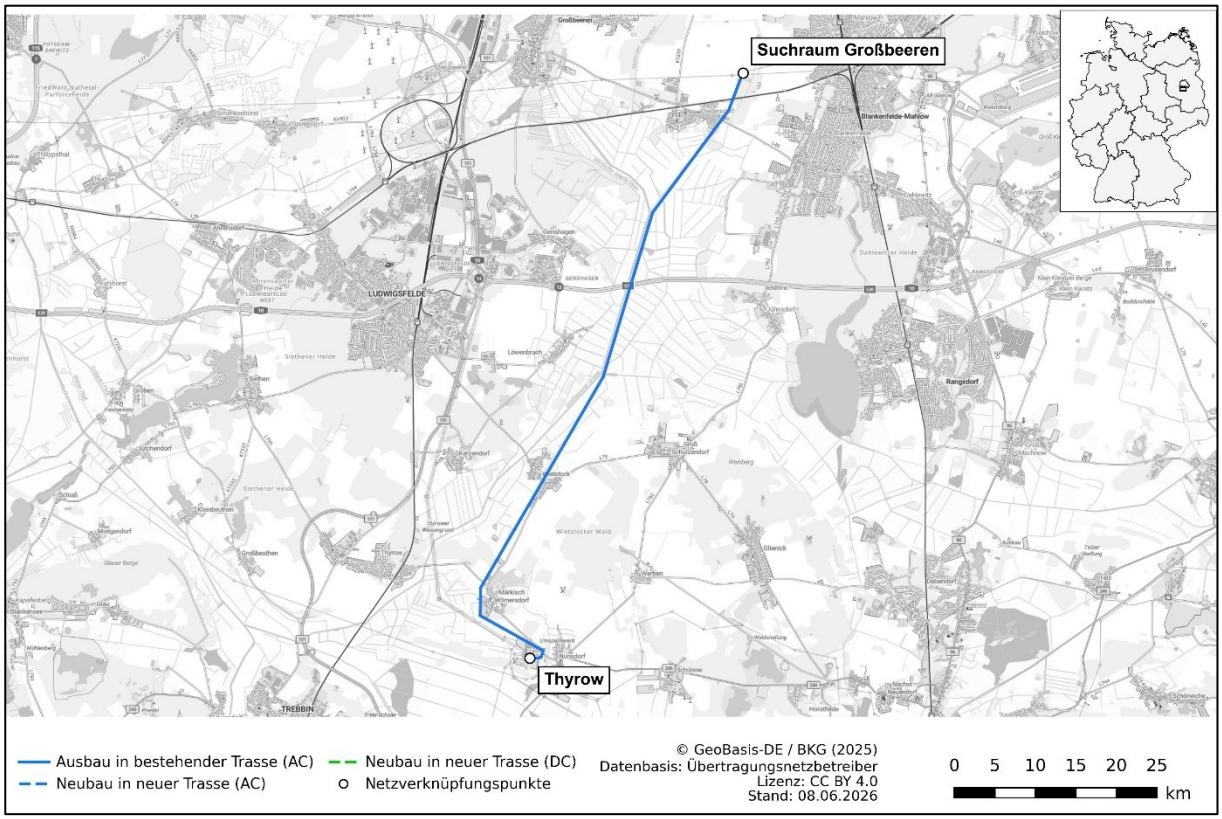
Vorläufige Prüfungsergebnisse

P654 M654a	A2037	A2037+	B2037	C2037
Wirksamkeit				
Überlastungsindex	70 GWh	70 GWh	100 GWh	120 GWh
Erforderlichkeit				
Leistungsfluss (max.)	4419 MW	4391 MW	5010 MW	4766 MW
Auslastung (Mittel)	36 %	36 %	36 %	34 %
Auslastung (max.)	89 %	89 %	102 %	97 %

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Maßnahme erweist sich zum derzeitigen Stand der Prüfung in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt durch Reduzierung des Überlastungsindex signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

P655: Netzverstärkung Thyrow – Suchraum Großbeeren



M655a: Thyrow – Suchraum Großbeeren

Die Maßnahme M655a wird vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahme M655a wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2025-2037/2045 beantragt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2035 an.

Durch Neubau in bestehender Trasse soll das bestehende 380-kV-Doppelsystem zwischen Thyrow und dem neu geplanten 380/110-kV-Umspannwerk im Suchraum Großbeeren durch ein weiteres 380-kV-Doppelsystem ergänzt werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme die Umspannwerke in Thyrow und im Suchraum Großbeeren erweitert werden müssten. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung in Umsetzung der Maßnahme und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

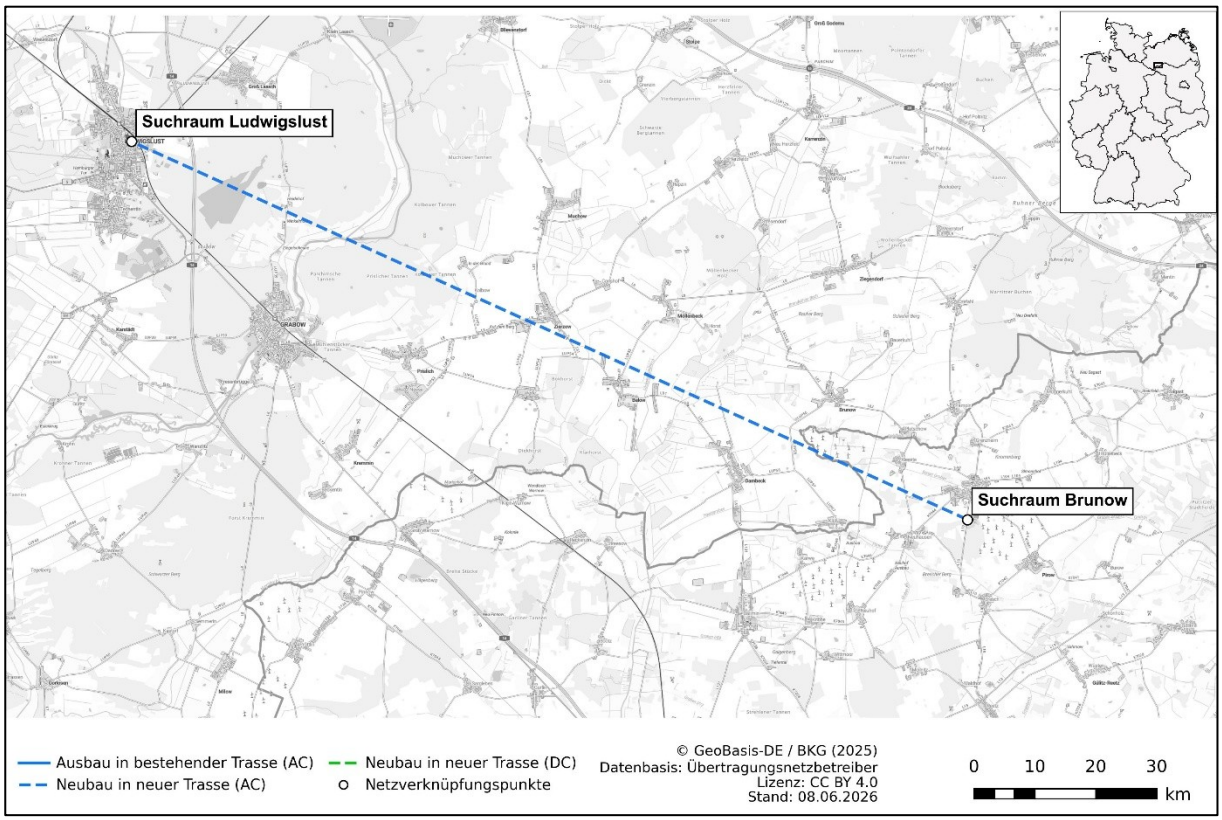
Alternativen

Die Prüfung der Bundesnetzagentur hinsichtlich möglicher Alternativen zu dieser Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen und wird im weiteren Verlauf der Prüfung erfolgen.

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Prüfung der Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen. Derzeit geht die Bundesnetzagentur von einer Bestätigungsfähigkeit der Maßnahme unter dem Aspekt der Versorgungssicherheit in der betroffenen Region aus.

P656: Netzausbau Suchraum Ludwigslust – Suchraum Brunow



M656a: Suchraum Ludwigslust – Suchraum Brunow

Die Maßnahme M656a wird vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahme M656a wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2025-2037/2045 beantragt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2037 an.

Durch Neubau in neuer Trasse soll ein 380-kV-Doppelsystem von Brunow nach Ludwigslust errichtet werden.

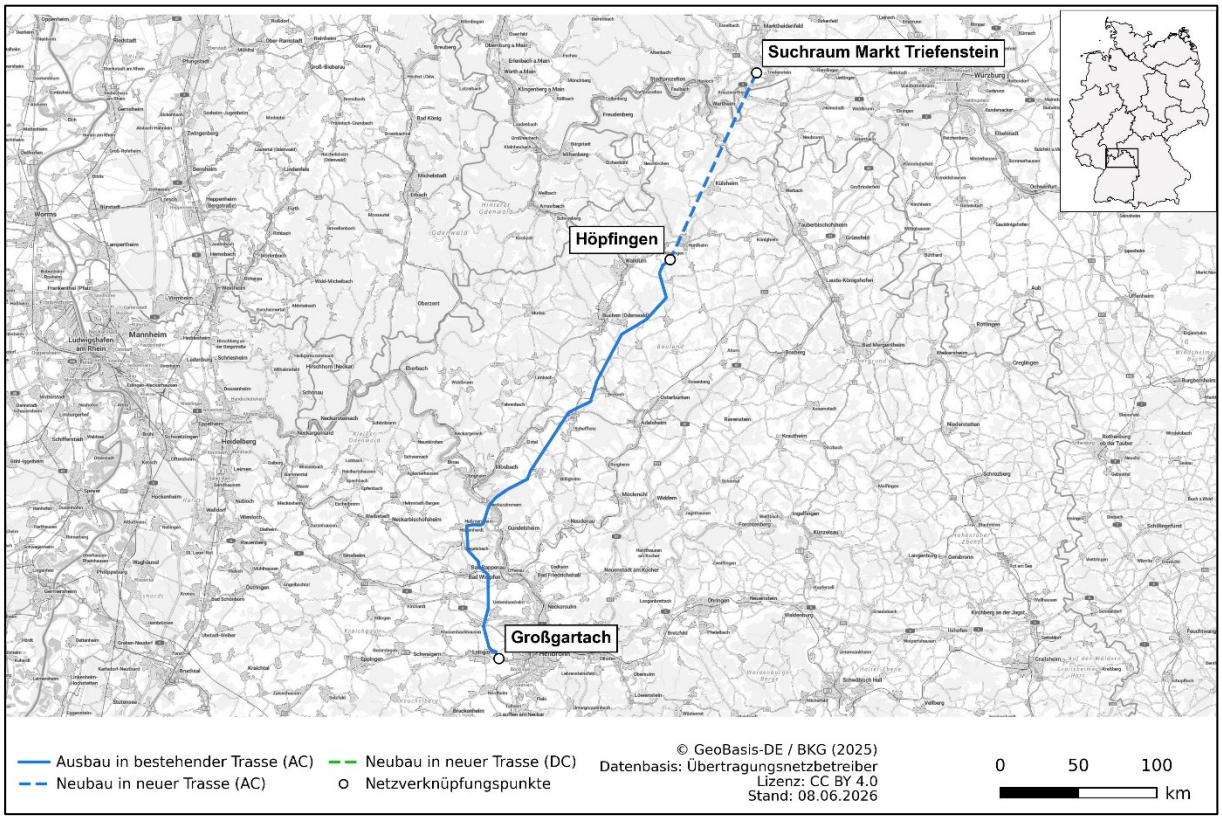
Alternativen

Die Prüfung der Bundesnetzagentur hinsichtlich möglicher Alternativen zu dieser Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen und wird im weiteren Verlauf der Prüfung erfolgen.

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Prüfung der Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen. Derzeit geht die Bundesnetzagentur von einer Bestätigungsfähigkeit der Maßnahme unter dem Aspekt der Versorgungssicherheit in der betroffenen Region aus.

P675: Netzausbau Suchraum Markt Triefenstein – Großgartach



M854: Suchraum Markt Triefenstein – Höpfingen

Die Maßnahme M854 wird vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahme M854 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 beantragt und von der Bundesnetzagentur bestätigt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahmen im Jahr 2037 an.

Durch Neubau in neuer Trasse soll ein 380-kV-Doppelsystem vom neu zu errichtenden 380/110-kV-Umspannwerk im Suchraum Marktheidenfeld / Kreuzwertheim / Triefenstein / Erlenbach (Suchraum Markt Triefenstein) nach Höpfingen errichtet werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme die Schaltanlage in Höpfingen verstärkt werden müsste. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung in Umsetzung der Maßnahme und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Alternativen

Die Prüfung der Bundesnetzagentur hinsichtlich möglicher Alternativen zu dieser Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen und wird im weiteren Verlauf der Prüfung erfolgen.

Vorläufige Prüfungsergebnisse

P675 M854	A2037	A2037+	B2037	C2037
Wirksamkeit				
Überlastungsindex	250 GWh	360 GWh	510 GWh	460 GWh
Erforderlichkeit				
Leistungsfluss (max.)	3095 MW	3093 MW	3095 MW	3095 MW
Auslastung (Mittel)	18 %	19 %	19 %	19 %
Auslastung (max.)	62 %	62 %	62 %	62 %

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Maßnahme erweist sich zum derzeitigen Stand der Prüfung in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt durch Reduzierung des Überlastungsindex signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

M855: Höpfingen – Großgartach

Die Maßnahme M855 wird vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahme M855 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 beantragt und von der Bundesnetzagentur bestätigt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2037 an.

Durch Neubau in bestehender Trasse soll ein zusätzliches 380-kV-Doppelsystem von Höpfingen nach Großgartach errichtet werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme die Schaltanlagen in Höpfingen und Großgartach verstärkt werden müssten. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung in Umsetzung der Maßnahme und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Alternativen

Die Prüfung der Bundesnetzagentur hinsichtlich möglicher Alternativen zu dieser Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen und wird im weiteren Verlauf der Prüfung erfolgen.

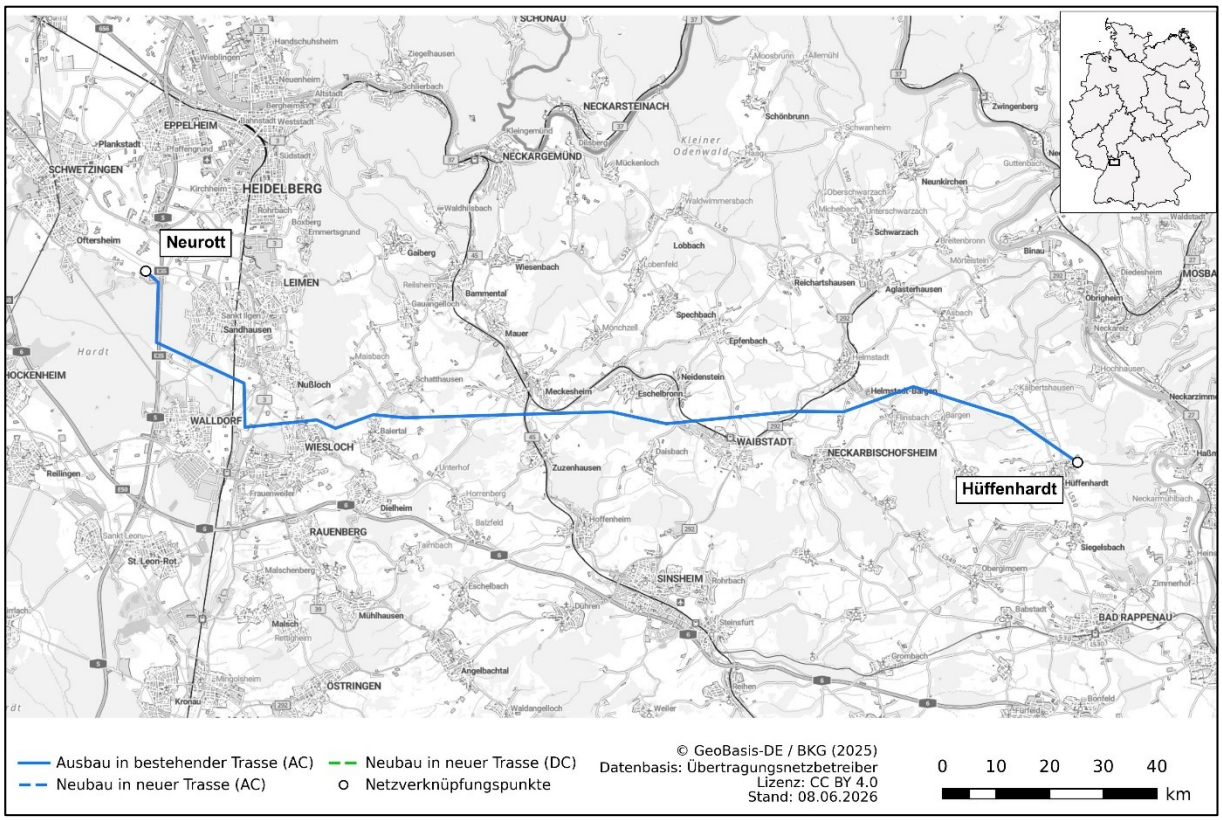
Vorläufige Prüfungsergebnisse

P675 M855	A2037	A2037+	B2037	C2037
Wirksamkeit				
Überlastungsindex	70 GWh	110 GWh	160 GWh	140 GWh
Erforderlichkeit				
Leistungsfluss (max.)	2785 MW	3015 MW	3149 MW	2914 MW
Auslastung (Mittel)	9 %	10 %	10 %	10 %
Auslastung (max.)	56 %	60 %	63 %	58 %

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Maßnahme erweist sich zum derzeitigen Stand der Prüfung in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt durch Reduzierung des Überlastungsindex signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

P677: Netzverstärkung Neurott – Hüffenhardt



M861: Neurott – Hüffenhardt

Die Maßnahme M861 wird vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahme M861 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2023-2037/204 beantragt und von der Bundesnetzagentur bestätigt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2030 an.

Durch Zu- und Umbeseilung soll ein zusätzlicher 380-kV-Stromkreis zwischen Neurott und Hüffenhardt errichtet werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme die Schaltanlagen in Neurott und Hüffenhardt verstärkt werden müssten. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung in Umsetzung der Maßnahme und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Alternativen

Die Prüfung der Bundesnetzagentur hinsichtlich möglicher Alternativen zu dieser Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen und wird im weiteren Verlauf der Prüfung erfolgen.

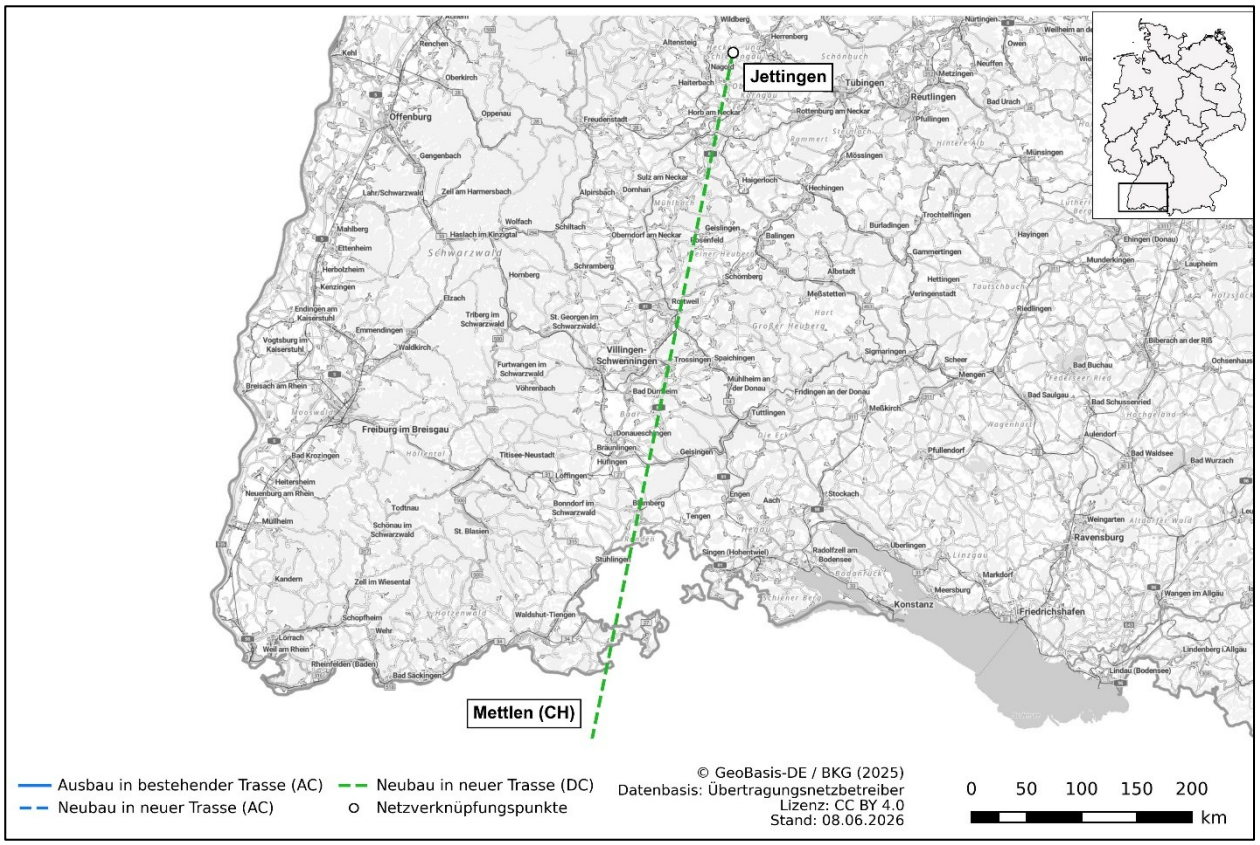
Vorläufige Prüfungsergebnisse

P677 M861	A2037	A2037+	B2037	C2037
Wirksamkeit				
Überlastungsindex	40 GWh	60 GWh	190 GWh	250 GWh
Erforderlichkeit				
Leistungsfluss (max.)	1306 MW	1301 MW	1530 MW	1556 MW
Auslastung (Mittel)	8 %	9 %	11 %	11 %
Auslastung (max.)	52 %	52 %	61 %	63 %

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Maßnahme erweist sich zum derzeitigen Stand der Prüfung in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt durch Reduzierung des Überlastungsindex signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

P678: Interkonnektor Deutschland – Schweiz



Das Projekt P678 erhöht die Übertragungskapazität zwischen Deutschland und der Schweiz.

M862b: Südlicher Landkreis Böblingen – Mettlen (CH) (Erweiterung um 1 GW)

Bei der Maßnahme M862b handelt es sich um eine Leistungserhöhung der Maßnahme M862 um 1 GW auf insgesamt 2 GW.

Die Maßnahme wurde im NEP 2025-2037/2045 erstmalig ausgewiesen. Im TYNDP 2024 ist sie als Projekt Nummer 1058 mit dem Status „under consideration“ enthalten.

Mit der Maßnahme sollen eine HGÜ-Verbindung mit einer Leistung von insgesamt 2 GW (zusammengefasst mit der Maßnahme M862) zwischen Süddeutschland und der Schweiz sowie die benötigten Konverterstationen zur Anbindung in die Drehstromnetze errichtet werden. Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine anvisierte Inbetriebnahme bis 2037 an.

Vorläufige Bewertung

Die Maßnahme ist nicht im Referenznetz enthalten und wurde daher mittels PINT-Methodik (Bewertung durch Hinzufügen) geprüft. Die Bewertung von Interkonnektoren erfolgt anhand einer Kosten-Nutzen-Analyse (vgl. Abschnitt II E 3.6).

Die Entscheidung, ob das Vorhaben als Freileitung oder Erdkabel ausgeführt werden soll, steht derzeit noch aus. Da sich die Projektkosten je nach Ausführung unterscheiden, ist auch der resultierende Nettonutzen für beide Optionen dargestellt.

Das Projekt weist im Betrachtungsjahr 2037 durchweg positive Wohlfahrtseffekte auf, teils sind diese sogar sehr hoch (Szenario A 2037). Allerdings ist die Produzentenrente, also der Einfluss auf die Erträge der Stromerzeuger, durchweg negativ. Auch ist der Nettonutzen für Deutschland im Jahr 2037 insgesamt positiv. Das eigentlich Auffällige an dem Projekt ist allerdings der abnehmende Nutzen über die Zeit. Für Deutschland ist der Nettonutzen in den Szenarien des Jahres 2045 durchweg negativ. Aus gesamteuropäischer Sicht ist das Vorhaben lediglich im Szenario A 2045 positiv. Die Ursachen für diese Auffälligkeiten sind noch nicht abschließend geklärt. Die Ursachen, warum eine Kosten-Nutzen-Analyse ein solches Ergebnis auswirft, können nicht der Kosten-Nutzen-Analyse selbst entnommen werden. Dazu müssten die Übertragungsnetzbetreiber weiteres Begründungsmaterial für das Projekt vorlegen. Dass in den Rechnungen des Zieljahres 2045 nicht auf Basis des Flow-Based-Market-Coupling (FBMC)-Ansatzes, sondern stattdessen vereinfacht mit festgelegten Handelskapazitäten (NTC) gerechnet wird, könnte ein Grund für die Abweichung sein. Insoweit ist zum Stand der Konsultation fraglich, ob die gesamteuropäische Betrachtung oder der Fokus auf den deutschen Nutzen für die Bestätigung des Vorhabens zu Grunde gelegt werden sollte. Darüber hinaus steht die Gewichtung der zeitlichen Perspektive zur Diskussion. Schließlich stellt sich die Frage, ob bei einem über eine Kosten-Nutzen-Analyse begründeten Projekt das Ergebnis in allen Szenarien positiv sein muss oder ob ein negatives Szenario ausreicht, um die möglichen positiven Effekte in andere Szenarien unerreichbar zu machen.

Die Bundesnetzagentur begrüßt zu diesen Fragestellungen jegliche Beiträge aus der Konsultation.

In den folgenden Tabellen bedeutet ein positiver Wert bei den Redispatchkosten eine Erhöhung dieser Kosten. Die Redispatchkosten werden nur für Deutschland berechnet und sind daher nicht im europäischen Nettonutzen enthalten.

Bewertung über 30 Jahre [in Mio. Euro]	**A 2037**	**B 2037**	**C 2037**
Marktbasierter Nettonutzen Europa (mit/ohne DMR)	-772 / -19	-1163 / -652	-986 / -475
SEW Deutschland, davon ...	29346	3228	1928
... Konsumentenrenten	168860	3877	5166
... Produzentenrenten	-120344	-2361	-4135
... Engpassrenten	-19170	1712	897
Redispatch-Kosten	242	256	208
Kosten Europa Freileitung	1712	1712	1712
Kosten Europa Erdkabel mit/ohne DMR	1917 / 1598	1917 / 1598	1917 / 1598
Kosten DE Freileitung	856	856	856
Kosten DE Erdkabel mit/ohne DMR	959 / 799	959 / 799	959 / 799
Nettonutzen DE Freileitung	27734	1603	350
Nettonutzen DE Erdkabel mit/ohne DMR	27570 / 27825	1439 / 1694	186 / 350

Bewertung über 30 Jahre [in Mio. Euro]	A 2045	B 2045	C 2045
Marktbasierter Nettonutzen Europa (mit/ohne DMR)	1166 / 1677	-1510 /-1000	-854 / -343
SEW Deutschland, davon ...	2558	1553	1798
... Konsumentenrenten	-305	4177	-569
... Produzentenrenten	2565	-2057	1999
... Engpassrenten	298	-567	368
Redispatch-Kosten	1910	1888	2314
Kosten Europa Freileitung	1712	1712	1712
Kosten Europa Erdkabel mit/ohne DMR	1917 / 1598	1917 / 1598	1917 / 1598
Kosten DE Freileitung	856	856	856
Kosten DE Erdkabel mit/ohne DMR	959 / 799	959 / 799	959 / 799
Nettonutzen DE Freileitung	-722	-1704	-1886
Nettonutzen DE Erdkabel mit/ohne DMR	-886 / -630	-1868 / -1613	-2050 / -1794

Zu berücksichtigen ist hierbei, dass die spezifische Aufteilung der Kosten zwischen den beteiligten Ländern zu einem späteren Zeitpunkt verhandelt wird. Für die hier zu Grunde liegende Bewertung wurden nur die auf deutschem Boden anfallenden Kosten für Deutschland unterstellt.

Da das Projekt bereits im NEP 2023-2037/2045 mit einer Kapazität von 1 GW bestätigt wurde, wird hier nur die beantragte Erhöhung auf 2 GW betrachtet. Die europäischen Gesamtkosten der Maßnahme konnten aufgrund fehlender Angaben zur Gesamtlänge nicht eindeutig bestimmt werden. Die Leitungslängen innerhalb der Schweiz sind nicht bekannt und daher in den europäischen Gesamtkosten bisher nicht enthalten, der europäische Nettonutzen wird somit überschätzt. Die spezifische Aufteilung der Kosten zwischen den beteiligten Ländern wird zu einem späteren Zeitpunkt verhandelt. Für die Prüfung im NEP wird daher in der Regel vereinfacht eine hälftige Kostenteilung unterstellt. Für die obige Darstellung konnten jedoch abweichend hiervon aufgrund fehlender Daten nur die auf deutschem Boden anfallenden Kosten für Deutschland unterstellt werden.

P680: Leistungsflusssteuerung Höpfingen

M917: Leistungsflusssteuerung Höpfingen

Die Maßnahme M917 wird vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahme M917 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 beantragt und von der Bundesnetzagentur bestätigt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2030 an.

In der Schaltanlage Höpfingen werden Betriebsmittel zur Leistungsflusssteuerung errichtet, um die Leistungsflüsse in Richtung Hüffenhardt und Großgartach, sowie in Richtung Grafenrheinfeld und dem neu zu errichtenden 380/110-kV-Umspannwerk im Suchraum Marktrheinfeld / Kreuzwertheim / Triefenstein / Erlenbach (Suchraum Markt Triefenstein) gezielt steuern zu können.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme die Schaltanlage in Höpfingen verstärkt werden müsste. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung in Umsetzung der Maßnahme und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Alternativen

Die Prüfung der Bundesnetzagentur hinsichtlich möglicher Alternativen zu dieser Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen und wird im weiteren Verlauf der Prüfung erfolgen.

Vorläufige Prüfungsergebnisse

P680 M917	A2037	A2037+	B2037	C2037
Wirksamkeit				
Überlastungsindex	210 GWh	210 GWh	390 GWh	440 GWh

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Maßnahme erweist sich zum derzeitigen Stand der Prüfung in allen betrachteten Szenarien als wirksam. Sie trägt durch Reduzierung des Überlastungsindex signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

P681: Leistungsflusssteuerung Rotensohl

M919: Leistungsflusssteuerung Rotensohl

Die Maßnahme M919 wird vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahme M919 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 beantragt und von der Bundesnetzagentur bestätigt.

Die Maßnahme M919 wurde im Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 noch in der Schaltanlage Goldshöfe anstatt Rotensohl bestätigt. Dies steht in direkten Zusammenhang mit der Änderung bei dem Projekt P490.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2036 an.

In der Schaltanlage Rotensohl werden Betriebsmittel zur Leistungsflusssteuerung errichtet, um die Leistungsflüsse in Richtung Kupferzell, Dellmensingen und Petersgmünd gezielt steuern zu können.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme die Schaltanlage in Rotensohl verstärkt werden müsste. Unabhängig von dem Projekt P681 muss nach Angabe der Übertragungsnetzbetreiber die Schaltanlage Rotensohl im Rahmen des Projekts P490 im Suchraum Heidenheim / Aalen / Dischingen / Neresheim / Herbrechtingen / Giengen an der Brenz / Nattheim / Oberkochen / Königsbronn / Zöschingen / Syrgenstein ersatzneugebaut werden. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung in Umsetzung der Maßnahme und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Alternativen

Die Prüfung der Bundesnetzagentur hinsichtlich möglicher Alternativen zu dieser Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen und wird im weiteren Verlauf der Prüfung erfolgen.

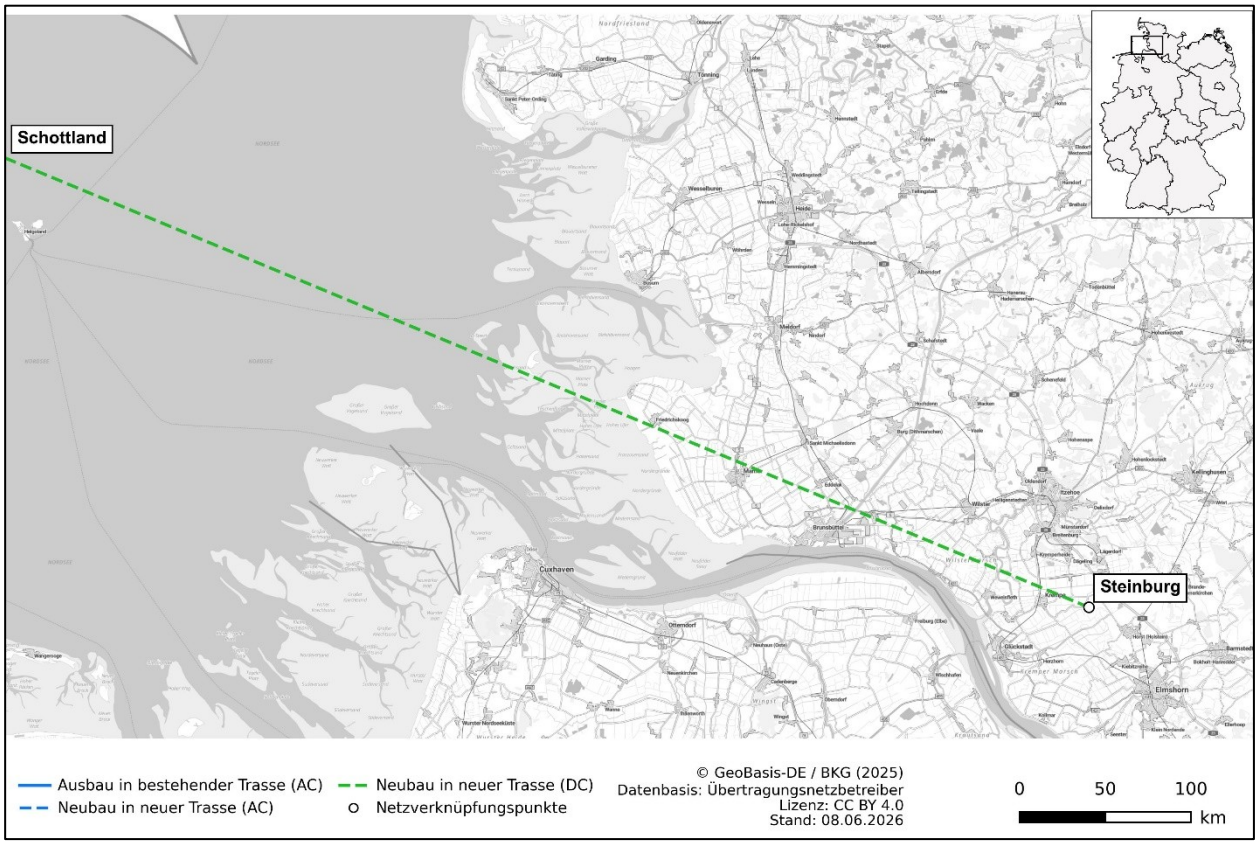
Vorläufige Prüfungsergebnisse

P681 M919	A2037	A2037+	B2037	C2037
Wirksamkeit				
Überlastungsindex	180 GWh	220 GWh	320 GWh	340 GWh

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Maßnahme erweist sich zum derzeitigen Stand der Prüfung in allen betrachteten Szenarien als wirksam. Sie trägt durch Reduzierung des Überlastungsindex signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

P700: Hybrider Interkonnektor Deutschland – Vereinigtes Königreich (HansaLink)



Das Projekt P700 erhöht die Übertragungskapazität zwischen Deutschland und Großbritannien.

Bei den Maßnahmen M700a und M700b handelt es sich um ein Interkonnektor-Projekt, welches die Übertragungsnetzbetreiber mittels einer volkswirtschaftlichen Kosten-Nutzen-Analyse begründet haben. Zugleich handelt es sich um ein sogenanntes Hybrid-Projekt (siehe zur Prüfmethodik Abschnitt II E 3.8). Die beiden Maßnahme M700a und M700b wurden von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2025-2037/2048 beantragt und sind als Nummer 1192 und 1193 Teil des TYNDP.

M700a: HansaLink (UK-DE Hybrid Interconnector) Phase 1

Mit der Maßnahme M700a soll eine HGÜ-Verbindung mit einer Übertragungskapazität von 2 GW zwischen einem neu zu errichtenden 380/110-kV-Umspannwerk im Suchraum Grevenkop in Schleswig-Holstein und einem 2000-MW-Offshore-Windpark in Großbritannien realisiert werden. Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme M700a im Jahr 2033 an.

Vorläufige Bewertung

Die Maßnahme M700a ist im Referenznetz enthalten und wurde daher mittels TOOT-Methodik (Bewertung durch Herausnahme) geprüft.

Der Vorhabenträger hat das Projekt ohne metallischen Rückleiter (DMR) eingereicht, jedoch werden grenzüberschreitende DC-Vorhaben mit einer Übertragungskapazität von 2 GW von den deutschen

Übertragungsnetzbetreibern derzeit grundsätzlich mit DMR geplant. Sollte jedoch zu einem späteren Zeitpunkt die Entscheidung getroffen werden, auf den DMR zu verzichten, reduzieren sich die Projektkosten, da dann das zusätzliche dritte Erdkabel mit entsprechend umfangreichen baulichen Maßnahmen entfallen könnte. Diese Variante ist für die Ausführung als Erdkabel ebenfalls in der nachfolgenden Tabelle abgebildet.

Das Projekt weist im Betrachtungsjahr 2037 durchweg positive Wohlfahrtseffekte auf, teils sind diese sogar sehr hoch (Szenario A 2037). Allerdings ist die Produzentenrente, also der Einfluss auf die Erträge der Stromerzeuger, durchweg negativ. In Szenario C 2037 ist auch der Nettonutzen für Deutschland insgesamt negativ.

Das eigentlich Auffällige an dem Projekt ist allerdings der abnehmende Nutzen über die Zeit. Für Deutschland ist der Nettonutzen in den Szenarien des Jahres 2045 durchweg negativ. Auch aus gesamteuropäischer Sicht ist der Nutzen des Vorhabens in Szenario A 2045 deutlich geringer als in 2037, obwohl er in der europäischen Perspektive über alle Szenarien hinweg noch positiv bleibt. Die Ursachen für diese Auffälligkeiten sind noch nicht abschließend geklärt. Die Ursachen, warum eine Kosten-Nutzen-Analyse ein solches Ergebnis auswirft, können nicht der Kosten-Nutzen-Analyse selbst entnommen werden. Dazu müssten die Übertragungsnetzbetreiber weiteres Begründungsmaterial für das Projekt vorlegen. Dass in den Rechnungen des Zieljahres 2045 nicht auf Basis des Flow-Based-Market-Coupling (FBMC)-Ansatzes, sondern stattdessen vereinfacht mit festgelegten Handelskapazitäten (NTC) gerechnet wird, könnte ein Grund für die Abweichung sein.

Insoweit ist zum Stand der Konsultation fraglich, ob die gesamteuropäische Betrachtung oder der Fokus auf den deutschen Nutzen für die Bestätigung des Vorhabens zu Grunde gelegt werden sollte. Darüber hinaus steht die Gewichtung der zeitlichen Perspektive zur Diskussion. Schließlich stellt sich die Frage, ob bei einem über eine Kosten-Nutzen-Analyse begründeten Projekt das Ergebnis in allen Szenarien positiv sein muss oder ob ein negatives Szenario ausreicht, um die möglichen positiven Effekte in andere Szenarien unerreichbar zu machen.

Die Bundesnetzagentur begrüßt zu diesen Fragestellungen jegliche Beiträge aus der Konsultation.

In den folgenden Tabellen bedeutet ein positiver Wert bei den Redispatchkosten eine Erhöhung dieser Kosten. Die Redispatchkosten werden nur für Deutschland berechnet und sind daher nicht im europäischen Nettonutzen enthalten.

Bewertung über 30 Jahre [in Mio. Euro]	**A 2037**	**B 2037**	**C 2037**
Marktbasierter Nettonutzen Europa (mit/ohne DMR)	10007 / 12167	1668 / 3828	1089 / 3258
SEW Deutschland, davon ...	27589	10218	7920
... Konsumentenrenten	206319	108571	52154
... Produzentenrenten	-162031	-94141	-45507
... Engpassrenten	-16698	-4212	1274
Redispatch-Kosten	1929	2111	1934
Kosten Europa Erdkabel mit/ohne DMR	15056 / 12896	15056 / 12896	15056 / 12896
Kosten DE Erdkabel mit/ohne DMR	7528 / 6448	7528 / 6448	7528 / 6448

Nettonutzen DE Erdkabel mit/ohne DMR	18132 / 19212	578 / 3770	-1542 / -462
Bewertung über 30 Jahre [in Mio. Euro]	**A 2045**	**B 2045**	**C 2045**
Marktbasierter Nettonutzen Europa (mit/ohne DMR)	4466 / 6626	6094 / 8254	6764 / 8924
SEW Deutschland, davon ...	4958	5640	9086
... Konsumentenrenten	-2570	35186	41038
... Produzentenrenten	-18263	-30626	-35609
... Engpassrenten	408	1081	3656
Redispatch-Kosten	-5531	3678	3445
Kosten Europa Erdkabel mit/ohne DMR	15056 / 12896	15056 / 12896	15056 / 12896
Kosten DE Erdkabel mit/ohne DMR	7528 / 6448	7528 / 6448	7528 / 6448
Nettonutzen DE Erdkabel mit/ohne DMR	-5531 / -1490	-5565 / -4485	-1887 / -807

Zu berücksichtigen ist, dass die spezifische Aufteilung der Kosten zwischen den beteiligten Ländern zu einem späteren Zeitpunkt verhandelt wird. Für die hier zu Grunde liegende Bewertung wurde eine hälftige Kostenteilung unterstellt, die aber in der Praxis mitunter nicht das Ergebnis der Verhandlungen ist. Darüber hinaus ist für die Gesamtbewertung der Projekte entscheidend, ob diese Projekte zusätzlich oder ergänzend zum nationalen Offshore-Ausbau betrachtet werden. Die vorliegende Bewertung wurde auf Basis der aktuell (Juni 2026) geltenden Rechtslage vorgenommen.

M700b: HansaLink (UK-DE Hybrid Interconnector) Phase 2

Mit der Maßnahme M700b soll ein weiterer Offshore-Windpark mit 2 GW angeschlossen werden, wobei sich die Übertragungsleistung nach Deutschland nicht erhöht. Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme M700b im Jahr 2035 an.

Vorläufige Bewertung

Die Maßnahme ist nicht im Referenznetz enthalten und wurde daher mittels PINT-Methodik (Bewertung durch Hinzunahme) geprüft. Weiterhin ist das Projekt nicht im Szenario A2037 enthalten, weshalb die Bewertung lediglich einem informatorischen Ausblick entspricht.

Bei der Maßnahme handelt es sich um den Anschluss eines weiteren Windparks. Die Kosten enthalten somit lediglich einen 2000-MW-Offshore-Konverter.

Die zweite Stufe des Vorhabens HansaLink weist für Deutschland negative Wohlfahrtseffekte auf, wodurch auch der Nettonutzen für Deutschland in allen Szenarien stets negativ ist. Aus gesamteuropäischer Sicht ist das Vorhaben hingegen teilweise positiv. Insoweit ist zum Stand der Konsultation fraglich, ob die gesamt-europäische Betrachtung oder der Fokus auf den deutschen Nutzen für die Bestätigung des Vorhabens zu Grunde gelegt werden sollte. Darüber hinaus steht auch die Gewichtung einzelner Szenarien zur Diskussion. Aufgrund des unterschiedlichen Fokus der einzelnen Szenarien und der daraus resultierenden Strompreise fällt auch die Bewertung von Interkonnektoren teils deutlich unterschiedlich aus.

Die Bundesnetzagentur begrüßt auch zu dieser Fragestellung Beiträge aus der Konsultation.

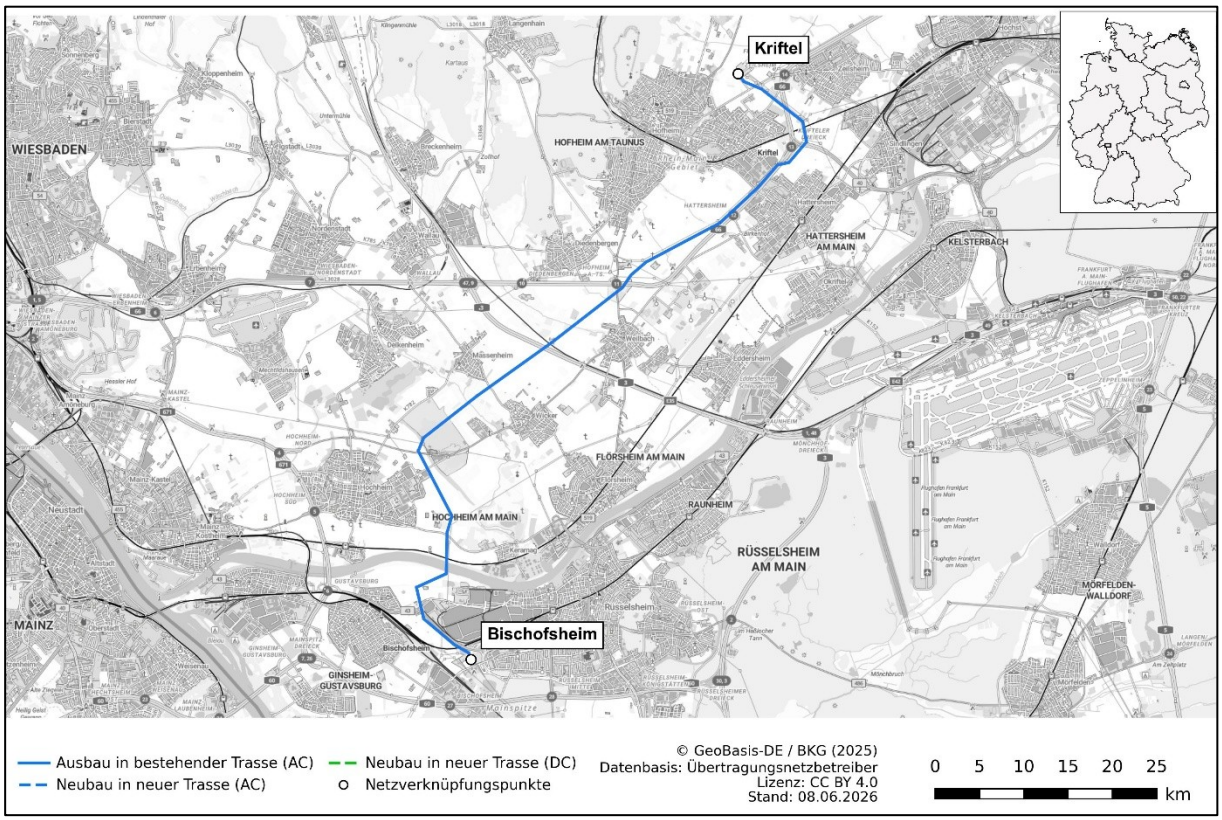
In den folgenden Tabellen bedeutet ein positiver Wert bei den Redispatchkosten eine Erhöhung dieser Kosten. Die Redispatchkosten werden nur für Deutschland berechnet und sind daher nicht im europäischen Nettonutzen enthalten.

Bewertung über 30 Jahre [in Mio. Euro]	**B 2037**	**C 2037**
Marktbasierter Nettonutzen Europa	1651	1672
SEW Deutschland, davon ...	-1208	-2673
... Konsumentenrenten	-11356	7934
... Produzentenrenten	8891	-7700
... Engpassrenten	1257	-2907
Redispatch-Kosten	2111	1934
Kosten Europa	3520	3520
Kosten DE	1760	1760
Nettonutzen DE	-5079	-6367

Bewertung über 30 Jahre [in Mio. Euro]	**A 2045**	**B 2045**	**C 2045**
Marktbasierter Nettonutzen Europa	455	-313	-9
SEW Deutschland, davon ...	1278	182	473
... Konsumentenrenten	-639	859	2256
... Produzentenrenten	327	-1097	-2280
... Engpassrenten	1590	421	497
Redispatch-Kosten	2961	3678	3445
Kosten Europa	3520	3520	3520
Kosten DE	1760	1760	1760
Nettonutzen DE	-3443	-5255	-4732

Zu beachten ist auch hier, dass die spezifische Aufteilung der Kosten zwischen den beteiligten Ländern zu einem späteren Zeitpunkt verhandelt wird. Für die hier zu Grunde liegende Bewertung wurde eine hälftige Kostenteilung unterstellt, die aber in der Praxis mitunter nicht das Ergebnis der Verhandlungen ist. Darüber hinaus ist für die Gesamtbewertung der Projekte entscheidend, ob diese Projekte zusätzlich oder ergänzend zum nationalen Offshore-Ausbau betrachtet werden. Die vorliegende Bewertung wurde auf Basis der aktuell (Juni 2026) geltenden Rechtslage vorgenommen.

P702: Netzverstärkung Kriftel – Bischofsheim



M1102: Kriftel – Bischofsheim

Die Maßnahme M1102 wird vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahme M1102 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2025-2037/2045 beantragt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2037 an.

Durch Zubeseilung soll zwischen Kriftel und Bischofsheim neben dem bereits bestehenden ein zusätzlicher 380-kV-Stromkreis errichtet werden.

Alternativen

Die Prüfung der Bundesnetzagentur hinsichtlich möglicher Alternativen zu dieser Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen und wird im weiteren Verlauf der Prüfung erfolgen.

Vorläufige Prüfungsergebnisse

P702 M1102	A2037	A2037+	B2037	C2037
Wirksamkeit				
Überlastungsindex	570 GWh	610 GWh	1000 GWh	980 GWh
Erforderlichkeit				
Leistungsfluss (max.)	833 MW	850 MW	987 MW	921 MW
Auslastung (Mittel)	10 %	11 %	11 %	11 %
Auslastung (max.)	35 %	35 %	41 %	38 %

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Maßnahme erweist sich zum derzeitigen Stand der Prüfung in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt durch Reduzierung des Überlastungsindex signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

P703: Leistungsflusssteuerung in der Pfalz

M1103: Leistungsflusssteuerung in der Pfalz

Die Maßnahme M1103 wird vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahme M1103 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2025-2037/2045 beantragt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2037 an.

In der Schaltanlage Maximiliansau werden Betriebsmittel zur Leistungsflusssteuerung errichtet, um die Leistungsflüsse in Richtung Lambsheim und Daxlanden gezielt steuern zu können.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme die Schaltanlage in Maximiliansau verstärkt werden müsste. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung in Umsetzung der Maßnahme und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Alternativen

Die Prüfung der Bundesnetzagentur hinsichtlich möglicher Alternativen zu dieser Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen und wird im weiteren Verlauf der Prüfung erfolgen.

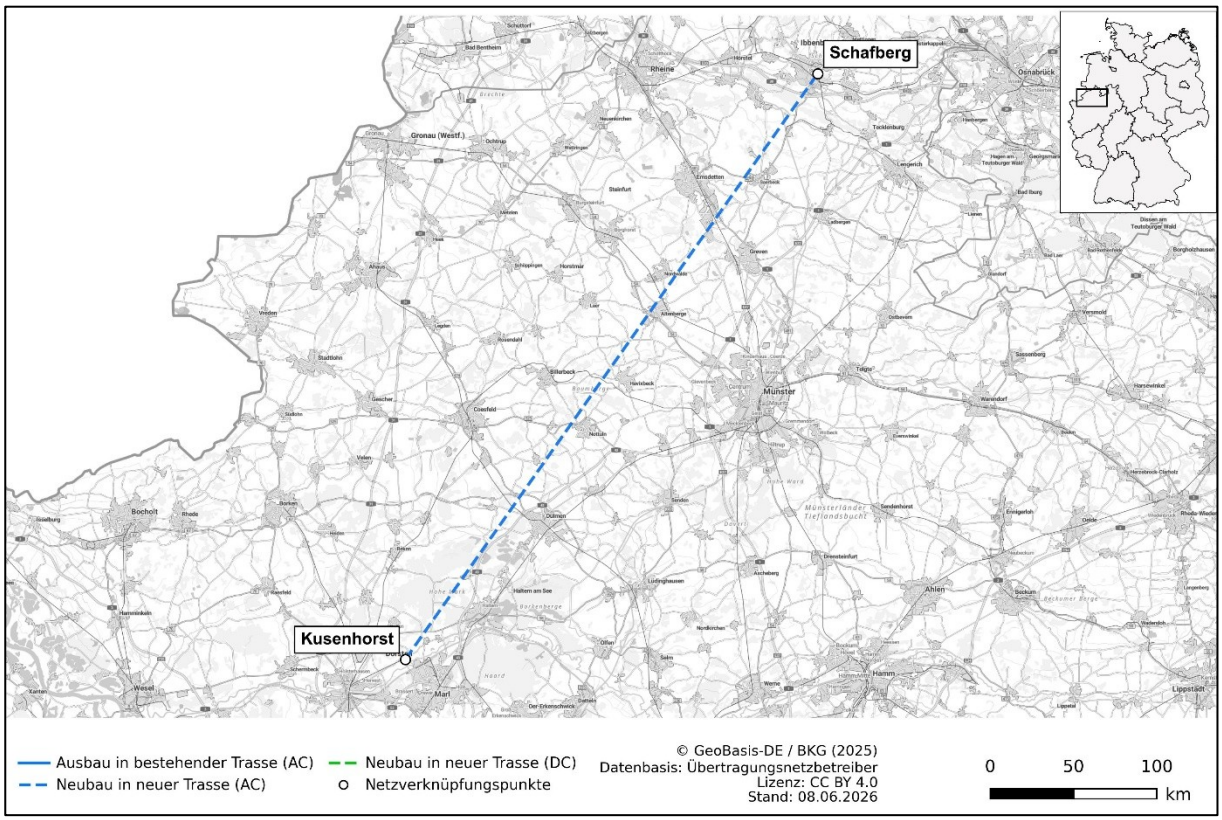
Vorläufige Prüfungsergebnisse

P703 M1103	A2037	A2037+	B2037	C2037
Wirksamkeit				
Überlastungsindex	90 GWh	130 GWh	290 GWh	320 GWh

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Maßnahme erweist sich zum derzeitigen Stand der Prüfung in allen betrachteten Szenarien als wirksam. Sie trägt durch Reduzierung des Überlastungsindex signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

P706: Netzausbau Schafberg – Kusenhorst



M1106: Schafberg – Kusenhorst

Die Maßnahme M1106 wird vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahme M1106 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2025-2037/2045 beantragt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2045 an.

Durch Neubau in neuer Trasse soll ein 380-kV-Doppelsystem vom neu zu errichtenden 380/110-kV-Umspannwerk Schafberg nach Kusenhorst errichtet werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme die Schaltanlagen in Schafberg und Kusenhorst verstärkt werden müssten. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung in Umsetzung der Maßnahme und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Alternativen

Die Prüfung der Bundesnetzagentur hinsichtlich möglicher Alternativen zu dieser Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen und wird im weiteren Verlauf der Prüfung erfolgen.

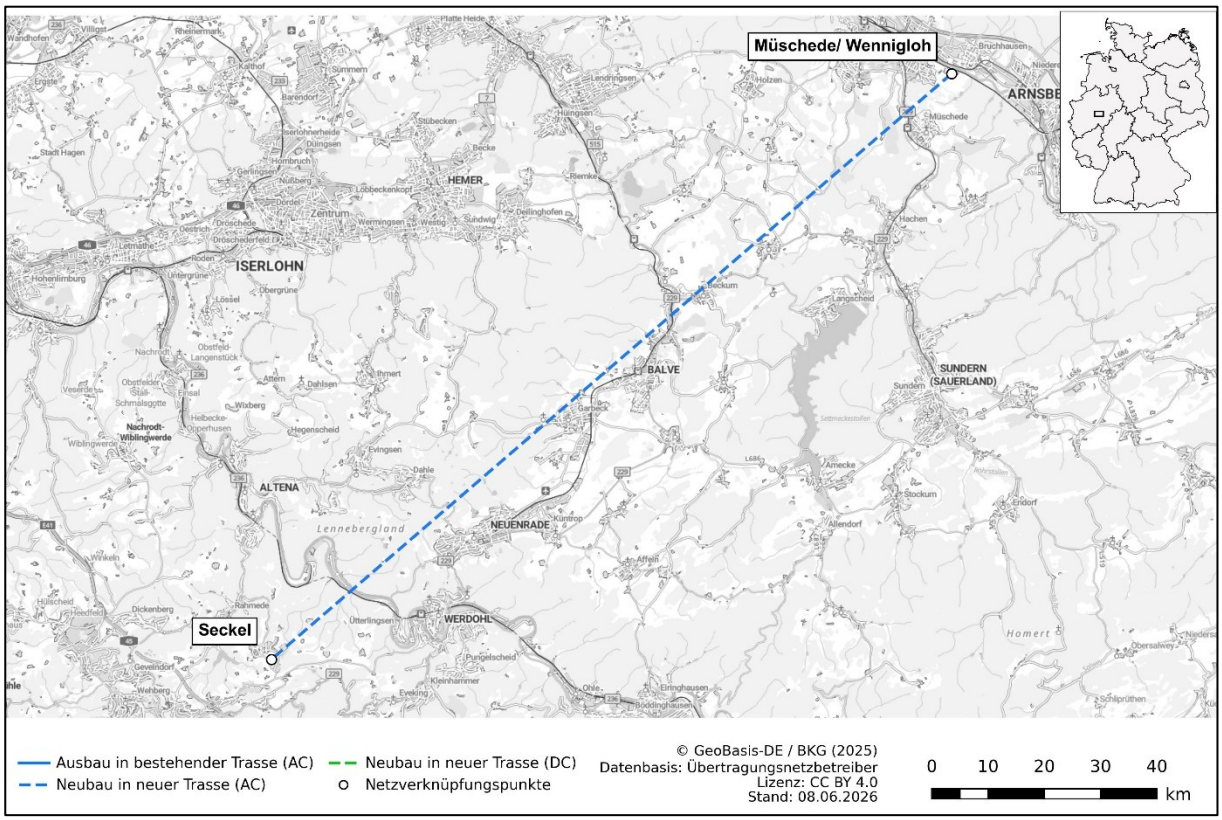
Vorläufige Prüfungsergebnisse

P706 M1106	A2037	A2037+	B2037	C2037
Wirksamkeit				
Überlastungsindex	230 GWh	360 GWh	450 GWh	490 GWh
Erforderlichkeit				
Leistungsfluss (max.)	3158 MW	2887 MW	3007 MW	3128 MW
Auslastung (Mittel)	31 %	30 %	31 %	32 %
Auslastung (max.)	65 %	60 %	62 %	64 %

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Maßnahme erweist sich zum derzeitigen Stand der Prüfung in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt durch Reduzierung des Überlastungsindex signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

P707: Netzausbau Müschede/Wennigloh – Seckel



M1107: Müschede/Wennigloh – Seckel

Die Maßnahme M1107 wird vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahme M1107 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2025-2037/2045 beantragt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2045 an.

Durch Neubau in neuer Trasse soll ein 380-kV-Doppelsystem vom neu zu errichtenden 380/110-kV-Umspannwerk im Suchraum Müschede / Wennigloh zum neu zu errichtenden 380/110-kV-Umspannwerk im Suchraum Seckel errichtet werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme die Schaltanlagen in Müschede / Wennigloh und Seckel erweitert werden müssten. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung in Umsetzung der Maßnahme und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Alternativen

Die Prüfung der Bundesnetzagentur hinsichtlich möglicher Alternativen zu dieser Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen und wird im weiteren Verlauf der Prüfung erfolgen.

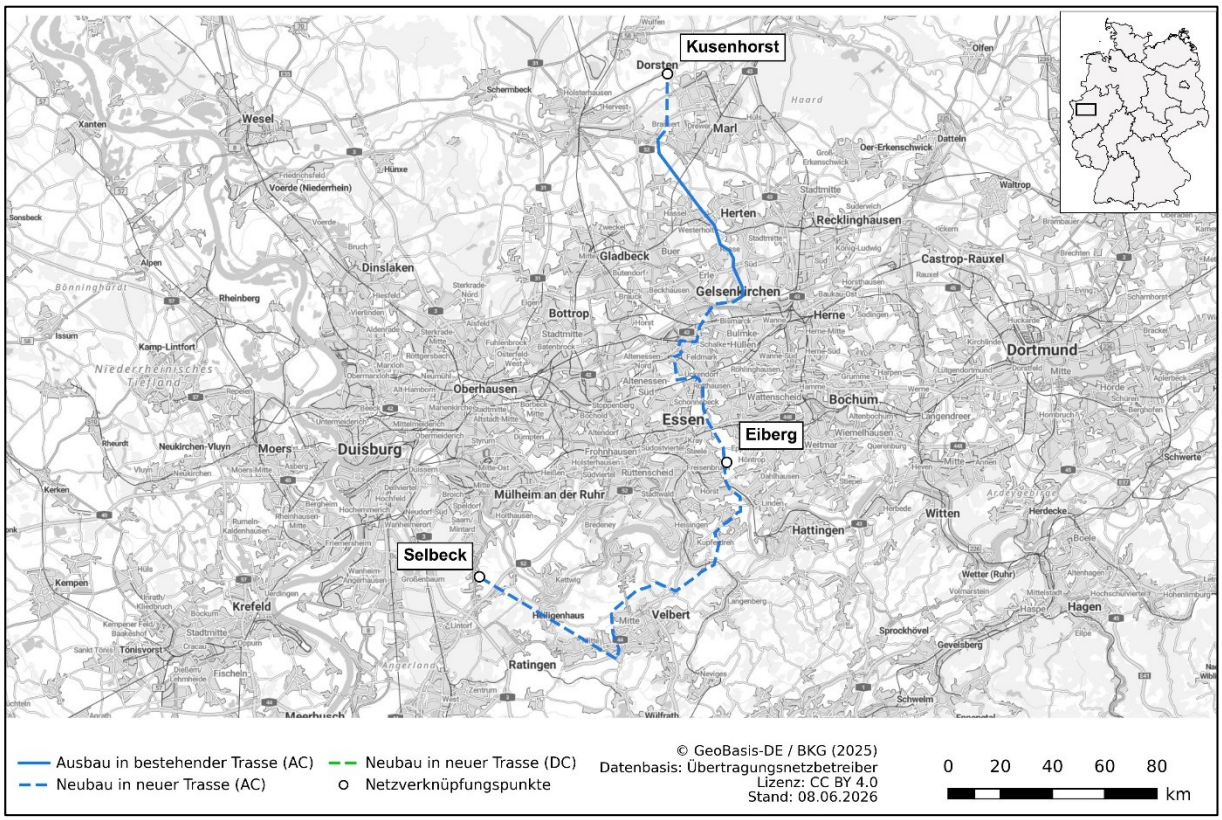
Vorläufige Prüfungsergebnisse

P707 M1107	A2037	A2037+	B2037	C2037
Wirksamkeit				
Überlastungsindex	160 GWh	240 GWh	530 GWh	530 GWh
Erforderlichkeit				
Leistungsfluss (max.)	2790 MW	3111 MW	2826 MW	2890 MW
Auslastung (Mittel)	22 %	24 %	23 %	24 %
Auslastung (max.)	56 %	63 %	57 %	58 %

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Maßnahme erweist sich zum derzeitigen Stand der Prüfung in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt durch Reduzierung des Überlastungsindex signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

P709: Netzausbau Kusenhorst – Selbeck



M1109: Kusenhorst – Eiberg – Selbeck

Die Maßnahme M1109 wird vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahme M1109 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2025-2037/2045 beantragt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2045 an.

Durch Neubau in neuer und bestehender Trasse sowie Umbeseilung soll ein 380-kV-Doppelsystem von Kusenhorst, über Eiberg nach Selbeck errichtet werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme die Schaltanlagen in Kusenhorst, Selbeck und Eiberg erweitert werden müssten. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung in Umsetzung der Maßnahme und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Alternativen

Die Prüfung der Bundesnetzagentur hinsichtlich möglicher Alternativen zu dieser Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen und wird im weiteren Verlauf der Prüfung erfolgen.

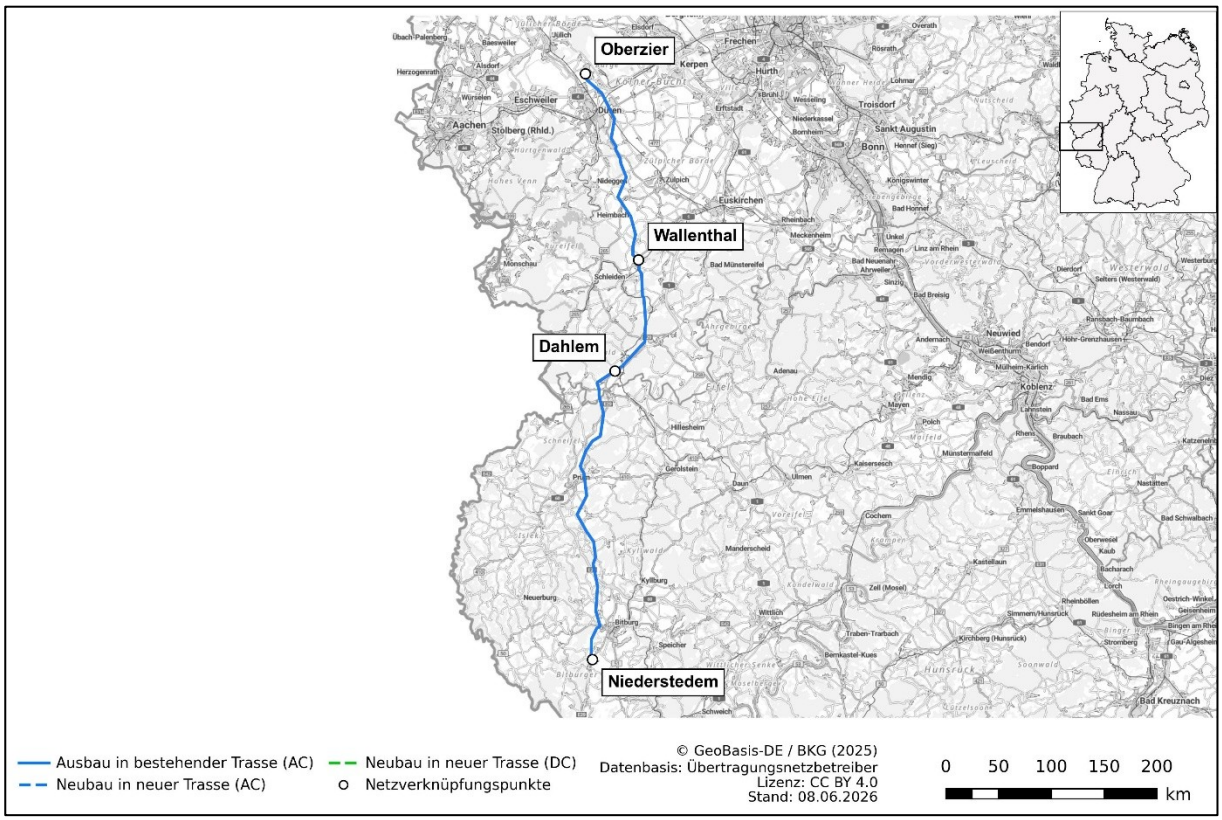
Vorläufige Prüfungsergebnisse

P709 M1109	A2037	A2037+	B2037	C2037
Wirksamkeit				
Überlastungsindex	240 GWh	310 GWh	390 GWh	460 GWh
Erforderlichkeit				
Leistungsfluss (max.)	3470 MW	3222 MW	3844 MW	4064 MW
Auslastung (Mittel)	34 %	28 %	32 %	34 %
Auslastung (max.)	82 %	77 %	91 %	97 %

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Maßnahme erweist sich zum derzeitigen Stand der Prüfung in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt durch Reduzierung des Überlastungsindex signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

P711: Netzverstärkung Oberzier – Niederstedem



M1111a: Oberzier – Wallenthal
M1111b: Wallenthal – Dahlem

Die Maßnahmen M1111a und M1111b werden vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahmen M1111a und M1111b wurden von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2025-2037/2045 beantragt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahmen im Jahr 2037 an.

Durch Umbeseilung soll die Stromtragfähigkeit des bestehenden 380-kV-Doppelsystems zwischen Oberzier und Dahlem erhöht werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahmen das neu zu errichtende 380/110-kV-Umspannwerk Wallenthal in das 380-kV-Doppelsystem voll eingeschliffen werden soll. Der Bedarf für einen solchen Netzanschluss ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Alternativen

Die Prüfung der Bundesnetzagentur hinsichtlich möglicher Alternativen zu dieser Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen und wird im weiteren Verlauf der Prüfung erfolgen.

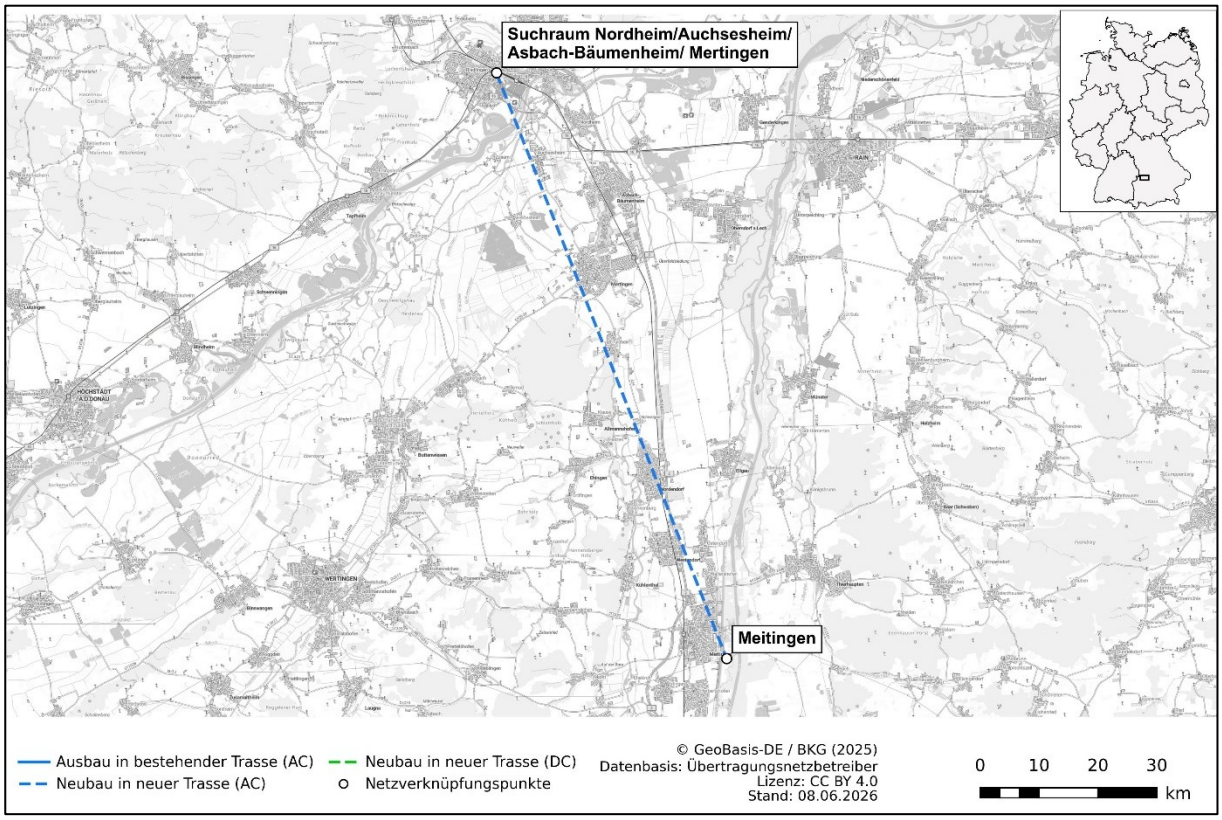
Vorläufige Prüfungsergebnisse

P711 M1111a, M1111b	A2037	A2037+	B2037	C2037
Wirksamkeit				
Überlastungsindex	20 GWh	20 GWh	170 GWh	170 GWh
Erforderlichkeit				
Leistungsfluss (max.)	3334 MW	3309 MW	4332 MW	3990 MW
Auslastung (Mittel)	15 %	16 %	19 %	19 %
Auslastung (max.)	69 %	69 %	89 %	83 %

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Maßnahmen erweisen sich zum derzeitigen Stand der Prüfung in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie haben eine ausreichende Auslastung und tragen durch Reduzierung des Überlastungsindex signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

P713: Netzausbau Meitingen – Suchraum Nordheim/Auchsesheim/Asbach-Bäumenheim/Mertingen



M1113: Meitingen – Suchraum Nordheim/Auchsesheim/Asbach-Bäumenheim/Mertingen

Die Maßnahme M1113 wird vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahme M1113 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2025-2037/2045 beantragt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2037 an.

Durch Neubau in neuer Trasse soll ein 380-kV-Doppelsystem von Meitingen zum neu zu errichtenden 380/110-kV-Umspannwerk im Suchraum Nordheim / Auchsesheim / Asbach-Bäumenheim / Mertingen errichtet werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme die Schaltanlagen in Meitingen erweitert werden müsste. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung in Umsetzung der Maßnahme und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

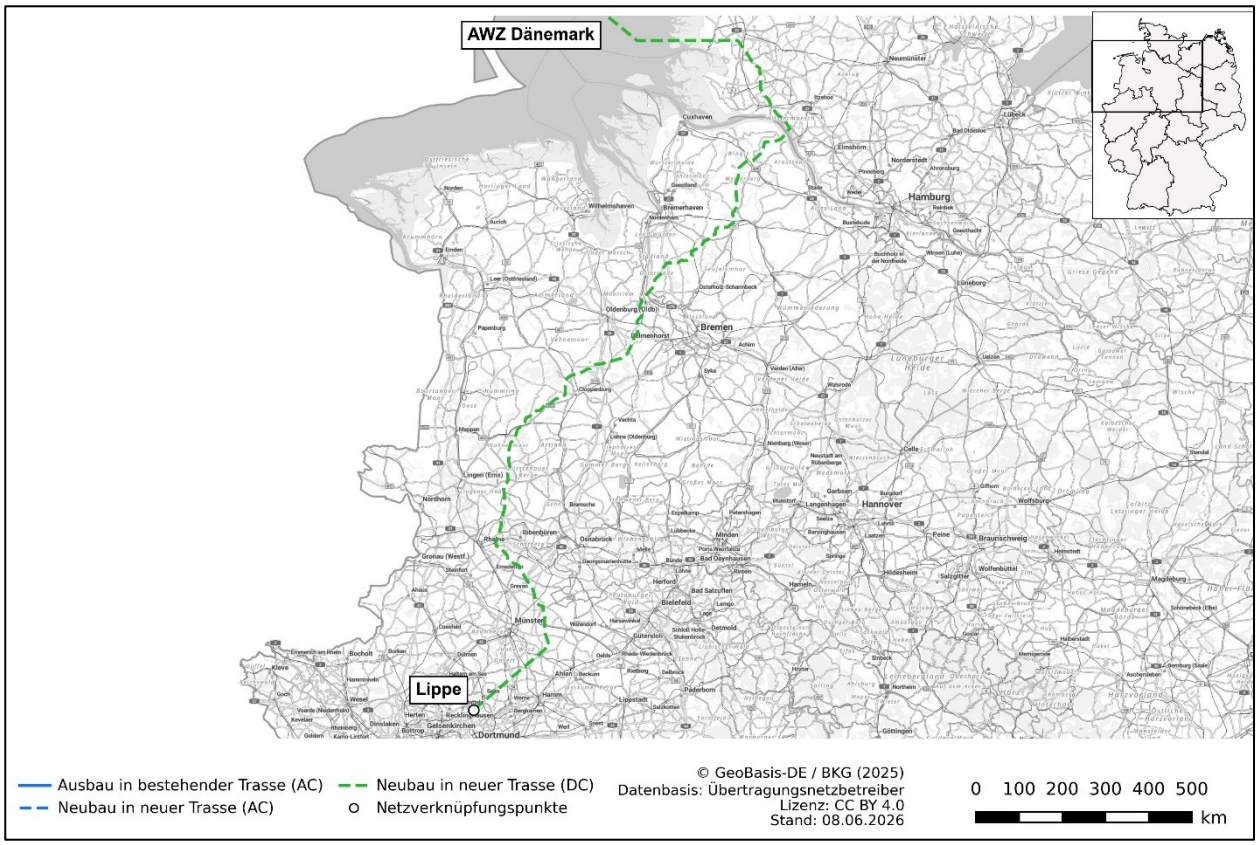
Alternativen

Die Prüfung der Bundesnetzagentur hinsichtlich möglicher Alternativen zu dieser Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen und wird im weiteren Verlauf der Prüfung erfolgen.

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Prüfung der Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen. Derzeit geht die Bundesnetzagentur von einer Bestätigungsfähigkeit der Maßnahme unter dem Aspekt der Versorgungssicherheit in der betroffenen Region aus.

P715: Hybrider Interkonnektor Deutschland – Dänemark (TYSDAN)



Das Projekt P715 erhöht die Übertragungskapazität zwischen Deutschland und Dänemark.

M1115:

Die Maßnahme wurde im NEP 2023-2037/2045 erstmalig ausgewiesen. Im TYNDP 2024 ist sie als Projekt Nummer 1214 mit dem Status „under consideration“ enthalten.

Mit der Maßnahme M1115 soll eine HGÜ-Verbindung mit einer Übertragungskapazität von 2 GW zwischen Lippe in Nordrhein-Westfalen und einem Offshore-Windpark in der Ausschließlichen Wirtschaftszone Dänemarks realisiert werden. Ob der Netzverknüpfungspunkt Lippe tatsächlich für den Interkonnektor zur Verfügung steht oder, wie in den vorherigen Planungen angenommen wurde, für ein Offshore-Anbindungssystem benötigt werden wird, kann erst im kommenden NEP bzw. der finalen Abstimmung mit dem BSH im Rahmen des Flächenentwicklungsplans für die Ausschließlichen Wirtschaftszone abschließend bewertet werden, ebenso wie die Frage, ob das für Korridor B vorgesehene Leerrohr für das Offshore-Anbindungssystem eine weitere landseitige HGÜ-Trasse oder wie seitens der Übertragungsnetzbetreiber vorgeschlagen für Projekt P715 genutzt wird. Zeitlicher Spielraum wäre vorhanden, denn die Übertragungsnetzbetreiber geben eine anvisierte Inbetriebnahme bis zum Jahr 2039/2040 an.

Bei diesem Vorhaben handelt es sich um ein sogenanntes Hybrid-Projekt (siehe zur Prüfmethodik Abschnitt II E 3.8).

Vorläufige Bewertung

Die Maßnahme ist nicht im Referenznetz enthalten und wurde daher mittels PINT-Methodik (Bewertung durch Hinzufügen) geprüft. Weiterhin ist das Projekt nur in den Szenarien für das Jahr 2045 enthalten, weshalb die Bewertung lediglich einem informatorischen Ausblick entspricht.

Die Entscheidung, ob der landseitige Teil des Vorhabens als Freileitung oder Erdkabel ausgeführt werden soll, steht derzeit noch aus. Da sich die Projektkosten je nach Ausführung unterscheiden, ist auch der resultierende Nettonutzen für beide Optionen dargestellt.

Grenzüberschreitende DC-Vorhaben mit einer Übertragungskapazität von 2 GW werden von den Übertragungsnetzbetreibern derzeit grundsätzlich mit metallischem Rückleiter (DMR) geplant. Sollte jedoch zu einem späteren Zeitpunkt die Entscheidung getroffen werden, auf den DMR zu verzichten, reduzieren sich die Projektkosten, da dann das zusätzliche dritte Erdkabel mit entsprechend umfangreichen baulichen Maßnahmen verzichtet entfallen kann. Diese Variante ist für die Ausführung als Erdkabel ebenfalls in der nachfolgenden Tabelle abgebildet. Bei einer Ausführung als Freileitung ist der Kostenunterschied mit oder ohne DMR vernachlässigbar, da bei dieser Bauweise lediglich ein weiteres Leiterseil auf einem bestehenden Mast hinzugefügt werden müsste bzw. entfiele.

Trotz der hohen Wohlfahrtseffekte ist der Nettonutzen sowohl für Deutschland als auch aus gesamteuropäischer Sicht aufgrund der hohen Projektkosten über alle Szenarien hinweg stets negativ. Auch die Redispatch-Kosten steigen durch Hinzunahme des Vorhabens, obwohl ein südlich gelegener Netzverknüpfungspunkt gewählt worden ist.

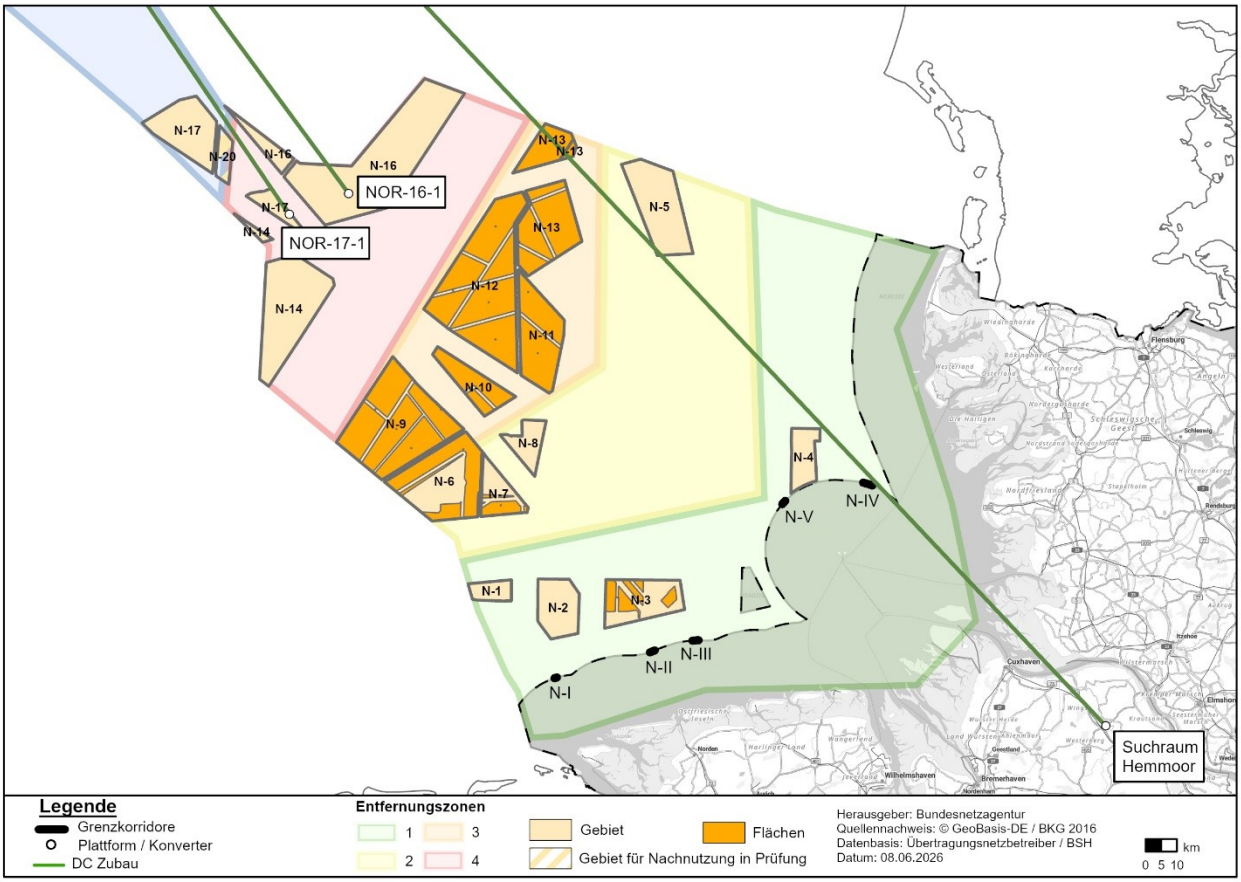
In der folgenden Tabelle bedeutet ein positiver Wert bei den Redispatchkosten eine Erhöhung dieser Kosten. Die Redispatchkosten werden nur für Deutschland berechnet und sind daher nicht im europäischen Nettonutzen enthalten.

Bewertung über 30 Jahre [in Mio. Euro]	A 2045	B 2045	C 2045
Marktbasierter Nettonutzen Europa (mit/ohne DMR)	-12719 / -8946	-9839 / -6066	-9497 / -5724
SEW Deutschland, davon ...	6760	6456	10751
... Konsumentenrenten	47303	37163	44969
... Produzentenrenten	-41149	-32899	-40122
... Engpassrenten	606	2193	5905
Redispatch-Kosten	1255	2522	2379
Kosten Europa Freileitung	24899	24899	24899
Kosten Europa Erdkabel mit/ohne DMR	26485 / 22712	26485 / 22712	26485 / 22712
Kosten DE Freileitung	12450	12450	12450
Kosten DE Erdkabel mit/ohne DMR	13242 / 11356	13242 / 11356	13242 / 11356
Nettonutzen DE Freileitung	-6944	-8515	-4077
Nettonutzen DE Erdkabel mit/ohne DMR	-7737 / -5851	-9308 / -7421	-4870 / -2984

Die spezifische Aufteilung der Kosten zwischen den beteiligten Ländern wird zu einem späteren Zeitpunkt verhandelt. Für die obige Darstellung wurde eine hälftige Kostenteilung unterstellt, die im Rahmen von internationalen Verhandlungen nicht immer erreicht wird. Darüber hinaus ist für die Gesamtbewertung der Projekte entscheidend, ob diese Projekte zusätzlich oder ergänzend zum nationalen Offshore-Ausbau betrachtet werden. Die vorliegende Bewertung wurde auf Basis der aktuell (Juni 2026) geltenden Rechtslage vorgenommen.

Der Vorhabenträger erklärt im Projektsteckbrief des zweiten Entwurfs des NEP 2025-2037/2045, dass für das Vorhaben ein Leerrohr des Korridor B genutzt werden soll, wodurch sich die Kosten reduzieren würden. Das Leerrohr kommt jedoch auch für eine Erweiterung des Korridor B oder eine Nutzung für eine Offshore-Anbindung infrage (siehe oben Abschnitt III D 2). Da die reduzierten Kosten einer Leerrohranbindung insoweit auch bei anderweitiger Nutzung anfallen, ist eine Anrechnung auf den Interkonnektor nicht gerechtfertigt. Die Bundesnetzagentur hat in ihren Kostenannahmen daher auf die NEP-Standardkosten für Erdkabel zurückgegriffen. Zudem spricht aufgrund der durchweg negativen Wirkung des Projekts sowohl für Deutschland als auch Europa nach derzeitigem Stand vieles für eine Nutzung des Leerrohrs für eine weitere landseitige HGÜ oder ein reguläres Offshore-Anbindungssystem.

P716: Hybrider Interkonnektor Deutschland – Norwegen



Das Projekt P716 erhöht die Übertragungskapazität zwischen Deutschland und Norwegen. Es wurde im NEP 2025-2037/2045 erstmalig ausgewiesen. Im TYNDP 2024 ist es, neben weiteren Auslegungsvarianten, als Teil der Nummer 1200 mit dem Status „under consideration“ enthalten.

Bei der Maßnahme handelt es sich um ein sogenanntes Hybrid-Projekt (siehe zur Prüfmethodik Abschnitt II E 3.8).

Die finale Auslegung sowie der finale politische Wille zur Umsetzung des Projektes von norwegischer Seite erscheinen derzeit nicht gesichert. Aus diesem Grund wurden unterschiedliche Umsetzungsvarianten als je eine Maßnahme definiert, welche in je einem der betrachteten Szenarien, also nicht gleichzeitig, geprüft wurden.

Die Bundesnetzagentur begrüßt zu diesen Fragestellungen jegliche Beiträge aus der Konsultation.

M1159:

Die Maßnahme M1159 verbindet einen Offshore-Windpark in der norwegischen Ausschließlichen Wirtschaftszone (Sorvest F) mit einem Offshore-Windpark in der deutschen Ausschließlichen Wirtschaftszone, welcher über die Anbindung NOR-17-1 am Netzverknüpfungspunkt Ried mit dem deutschen Übertragungsnetz verbunden ist. Sowohl die Leistung der Windparks als auch aller Anbindungssysteme sind als 2-GW-System ausgelegt.

Vorläufige Bewertung

Die Maßnahme ist nicht im Referenznetz enthalten und wurde daher mittels PINT-Methodik (Bewertung durch Hinzufügen) geprüft. Weiterhin ist das Projekt nur in den Szenarien für das Jahr 2045 enthalten, weshalb die Bewertung lediglich einem informatorischen Ausblick entspricht.

Grenzüberschreitende DC-Vorhaben mit einer Übertragungskapazität von 2 GW werden von den Übertragungsnetzbetreibern derzeit grundsätzlich mit metallischem Rückleiter (DMR) geplant. Sollte jedoch zu einem späteren Zeitpunkt die Entscheidung getroffen werden, auf den DMR zu verzichten, reduzieren sich die Projektkosten, da dann das zusätzliche dritte Erdkabel mit entsprechend umfangreichen baulichen Maßnahmen entfallen kann. Diese Variante ist für die Ausführung als Erdkabel ebenfalls in der nachfolgenden Tabelle abgebildet.

Die Maßnahme zeigt über alle Szenarien hinweg stets einen positiven Nettonutzen sowohl aus deutscher als auch aus europäischer Perspektive. Dies zeigt, dass diese Konfiguration fortgeführt und weitergehend geprüft werden sollte. Insgesamt zeigt die Maßnahme M1159 des Projektes P716 das beste Ergebnis, da sie in den Szenarien B/C 2045 sogar eine reduzierende Wirkung auf die Redispatchkosten hat.

In der folgenden Tabelle bedeutet ein positiver Wert bei den Redispatchkosten eine Erhöhung dieser Kosten. Die Redispatchkosten werden nur für Deutschland berechnet und sind daher nicht im europäischen Nettonutzen enthalten.

Bewertung über 30 Jahre [in Mio. Euro]	A 2045	B 2045	C 2045
Marktbasierter Nettonutzen Europa (mit/ohne DMR)	8172 / 8604	6892 / 7324	7723 / 8155
SEW Deutschland, davon ...	10949	11598	11020
... Konsumentenrenten	12950	22785	17088
... Produzentenrenten	-17866	-28058	-23774
... Engpassrenten	15866	16871	17706
Redispatch-Kosten	813	-284	-355
Kosten Europa Erdkabel mit/ohne DMR	5392 / 4960	5392 / 4960	5392 / 4960
Kosten DE Erdkabel mit/ohne DMR	2696 / 2480	2696 / 2480	2696 / 2480
Nettonutzen DE Erdkabel mit/ohne DMR	7440 / 7656	9186 / 9402	8679 / 8895

Die spezifische Aufteilung der Kosten zwischen den beteiligten Ländern wird zu einem späteren Zeitpunkt verhandelt. Für die obige Darstellung wurde eine hälftige Kostenteilung unterstellt, die im Rahmen von internationalen Verhandlungen nicht immer erreicht wird. Darüber hinaus ist für die Gesamtbewertung der Projekte entscheidend, ob diese Projekte zusätzlich oder ergänzend zum nationalen Offshore-Ausbau betrachtet werden. Die vorliegende Bewertung wurde auf Basis der aktuell (Juni 2026) geltenden Rechtslage vorgenommen.

M1160:

Die Maßnahme M1159 verbindet einen Offshore-Windpark in der norwegischen Ausschließlichen Wirtschaftszone (Sorvest F) direkt mit einem Netzverknüpfungspunkt am deutschen Festland, hier im Suchraum Samtgemeinde Hemmoor. Sowohl die Leistung der Windparks als auch aller Anbindungssysteme sind als 2-GW-System ausgelegt.

Vorläufige Bewertung

Die Maßnahme ist nicht im Referenznetz enthalten und wurde daher mittels PINT-Methodik (Bewertung durch Hinzufügen) geprüft. Weiterhin ist das Projekt nur in den Szenarien für das Jahr 2045 enthalten, weshalb die Bewertung lediglich einem informatorischen Ausblick entspricht.

Grenzüberschreitende DC-Vorhaben mit einer Übertragungskapazität von 2 GW werden von den Übertragungsnetzbetreibern derzeit grundsätzlich mit metallischem Rückleiter (DMR) geplant. Sollte jedoch zu einem späteren Zeitpunkt die Entscheidung getroffen werden, auf den DMR zu verzichten, reduzieren sich die Projektkosten, da dann das zusätzliche dritte Erdkabel mit entsprechend umfangreichen baulichen Maßnahmen entfallen kann. Diese Variante ist für die Ausführung als Erdkabel ebenfalls in der nachfolgenden Tabelle abgebildet. Bei einer Ausführung als Freileitung ist der Kostenunterschied mit oder ohne DMR vernachlässigbar, da bei dieser Bauweise lediglich ein weiteres Leiterseil auf einem bestehenden Mast hinzugefügt werden müsste bzw. entfiele.

Die Maßnahme zeigt über alle Szenarien hinweg stets einen positiven Nettonutzen für Europa. Aus deutscher Perspektive ist der Nettonutzen im Szenario C 2045 jedoch negativ. Die Konfiguration der Maßnahme M1160 mit einer direkten Verbindung eines radial an Norwegen angebundenen Windparks fällt somit in der Bewertung schlechter aus als eine reine Vernetzung auf See zwischen einem norwegischen und einem deutschen Windpark (siehe Maßnahmen M1159 und M1161). Dies liegt insbesondere an den geringeren Projektkosten dieser Varianten bei einem ähnlichen volkswirtschaftlichen Nutzen.

In der folgenden Tabelle bedeutet ein positiver Wert bei den Redispatchkosten eine Erhöhung dieser Kosten. Die Redispatchkosten werden nur für Deutschland berechnet und sind daher nicht im europäischen Nettonutzen enthalten.

Bewertung über 30 Jahre [in Mio. Euro]	A 2045	B 2045	C 2045
Marktbasierter Nettonutzen Europa (mit/ohne DMR)	9589 / 11269	9419 / 11099	10313 / 11993
SEW Deutschland, davon ...	11056	9064	6431
... Konsumentenrenten	30606	35642	35905
... Produzentenrenten	-26610	-30923	-32532
... Engpassrenten	7060	4345	3059
Redispatch-Kosten	5145	3983	2893
Kosten Europa Erdkabel mit/ohne DMR	10680 / 9000	10680 / 9000	10680 / 9000
Kosten Freileitung Europa	9600	9600	9600
Kosten Freileitung DE	4800	4800	4800
Kosten DE Erdkabel mit/ohne DMR	5340 / 4500	5340 / 4500	5340 / 4500
Nettonutzen DE Erdkabel mit/ohne DMR	571 / 1411	-259 / 581	-1802 / -1262

Die spezifische Aufteilung der Kosten zwischen den beteiligten Ländern wird zu einem späteren Zeitpunkt verhandelt. Für die obige Darstellung wurde eine hälftige Kostenteilung unterstellt, die im Rahmen von internationalen Verhandlungen nicht immer erreicht wird. Darüber hinaus ist für die Gesamtbewertung der Projekte entscheidend, ob diese Projekte zusätzlich oder ergänzend zum nationalen Offshore-Ausbau betrachtet werden. Die vorliegende Bewertung wurde auf Basis der aktuell (Juni 2026) geltenden Rechtslage vorgenommen.

M1161:

Die Maßnahme M1159 verbindet einen Offshore-Windpark in der norwegischen Ausschließlichen Wirtschaftszone (Sorvest F) mit einem Offshore-Windpark in der deutschen Ausschließlichen Wirtschaftszone, welcher über die Anbindung NOR-16-1 am Netzverknüpfungspunkt Hardebek mit dem deutschen Netz verbunden ist. Sowohl die Leistung der Windparks als auch aller Anbindungssysteme sind als 2-GW-System ausgelegt.

Vorläufige Bewertung

Die Maßnahme ist nicht im Referenznetz enthalten und wurde daher mittels PINT-Methodik (Bewertung durch Hinzufügen) geprüft. Weiterhin ist das Projekt nur in den Szenarien für das Jahr 2045 enthalten, weshalb die Bewertung lediglich einem informatorischen Ausblick entspricht.

Grenzüberschreitende DC-Vorhaben mit einer Übertragungskapazität von 2 GW werden von den Übertragungsnetzbetreibern derzeit grundsätzlich mit metallischem Rückleiter (DMR) geplant. Sollte jedoch zu einem späteren Zeitpunkt die Entscheidung getroffen werden, auf den DMR zu verzichten, reduzieren sich die Projektkosten, da dann das zusätzliche dritte Erdkabel mit entsprechend umfangreichen baulichen Maßnahmen entfallen kann. Diese Variante ist für die Ausführung als Erdkabel ebenfalls in der nachfolgenden Tabelle abgebildet.

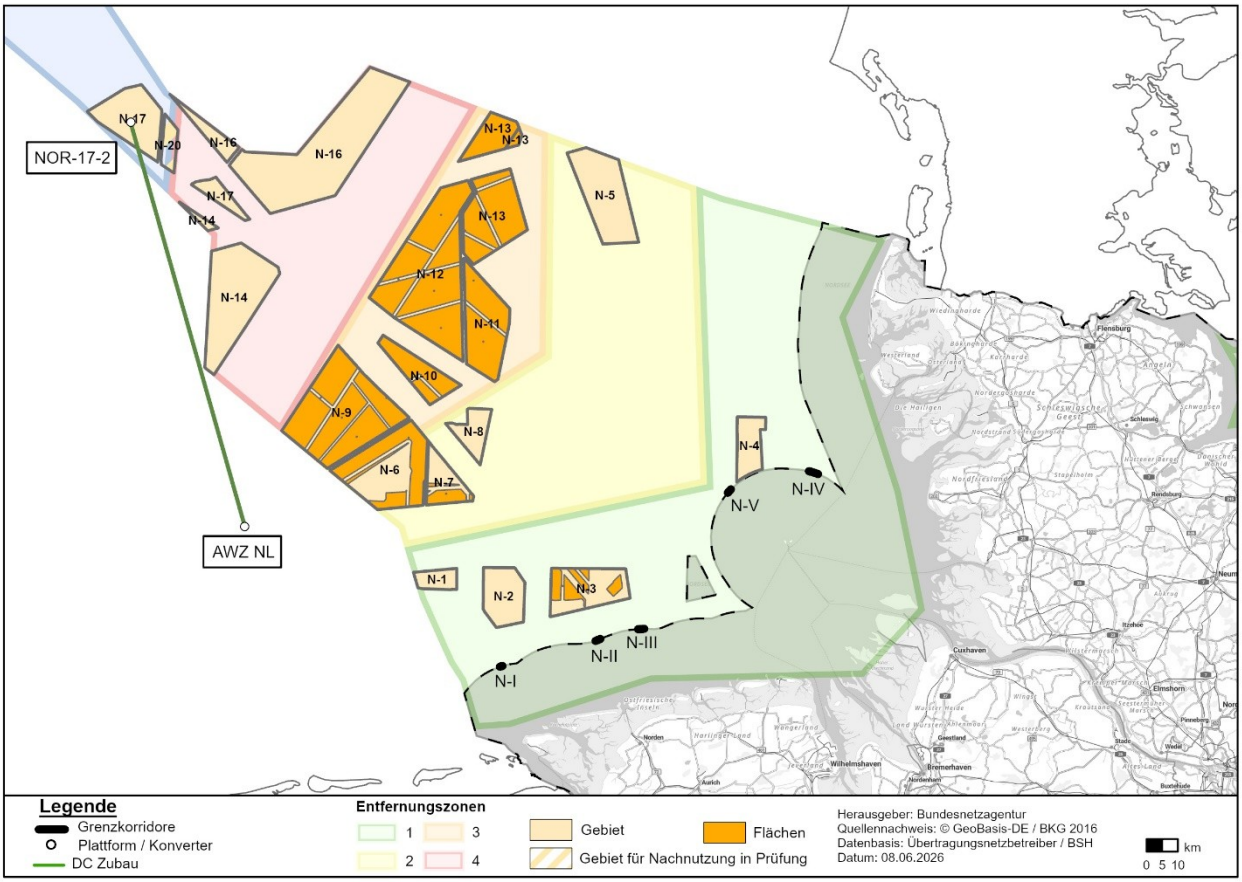
Die Maßnahme zeigt über alle Szenarien hinweg stets einen positiven Nettonutzen sowohl aus deutscher als auch aus europäischer Perspektive. Dies zeigt, dass diese Konfiguration fortgeführt und weitergehend geprüft

werden sollte. In der Gesamtschau schneidet die Maßnahme M1161 aus deutscher Perspektive leicht schlechter ab als die Maßnahme M1159. In der folgenden Tabelle bedeutet ein positiver Wert bei den Redispatchkosten eine Erhöhung dieser Kosten. Die Redispatchkosten werden nur für Deutschland berechnet und sind daher nicht im europäischen Nettonutzen enthalten.

Bewertung über 30 Jahre [in Mio. Euro]	**A 2045**	**B 2045**	**C 2045**
Marktbasierter Nettonutzen Europa (mit/ohne DMR)	8171 / 8603	8226 / 8658	7927 / 8359
SEW Deutschland, davon ...	11123	14670	9373
... Konsumentenrenten	17060	23701	18048
... Produzentenrenten	-21508	-28116	-24310
... Engpassrenten	15571	19085	15635
Redispatch-Kosten	1882	1192	1156
Kosten Europa Erdkabel mit/ohne DMR	5392 / 4960	5392 / 4960	5392 / 4960
Kosten DE Erdkabel mit/ohne DMR	2696 / 2480	2696 / 2480	2696 / 2480
Nettonutzen DE Erdkabel mit/ohne DMR	6545 / 6716	10782 / 10998	5521 / 5737

Die spezifische Aufteilung der Kosten zwischen den beteiligten Ländern wird zu einem späteren Zeitpunkt verhandelt. Für die obige Darstellung wurde eine hälftige Kostenteilung unterstellt, die im Rahmen von internationalen Verhandlungen nicht immer erreicht wird. Darüber hinaus ist für die Gesamtbewertung der Projekte entscheidend, ob diese Projekte zusätzlich oder ergänzend zum nationalen Offshore-Ausbau betrachtet werden. Die vorliegende Bewertung wurde auf Basis der aktuell (Juni 2026) geltenden Rechtslage vorgenommen.

P717: Hybrider Interkonnektor Deutschland – Niederlande



Das Projekt P717 erhöht die Übertragungskapazität zwischen Deutschland und den Niederlanden.

M1220: NOR-17-2 – AWZ Niederlande

Die Maßnahme wurde im NEP 2023-2037/2045 erstmalig ausgewiesen. Im TYNDP 2024 ist sie als Projekt Nummer 1213 mit dem Status „under consideration“ enthalten.

Mit der Maßnahme M1220 soll eine HGÜ-Verbindung mit einer Übertragungskapazität von 2 GW zwischen einem niederländischen und einem deutschen Offshore-Windpark in der Nordsee realisiert werden. Für den deutschen Windpark wurde derjenige gewählt, der über das Netzanbindungssystem NOR-17-2 an den Netzverknüpfungspunkt im Suchraum Nüttermoor angeschlossen werden soll. Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine anvisierte Inbetriebnahme bis zum Jahr 2040 an.

Bei diesem Vorhaben handelt es sich um ein sogenanntes Hybrid-Projekt (siehe zur Prüfmethodik Abschnitt II E 3.8).

Vorläufige Bewertung

Die Maßnahme ist nicht im Referenznetz enthalten und wurde daher mittels PINT-Methodik (Bewertung durch Hinzufügen) geprüft. Weiterhin ist das Projekt nur in den Szenarien für das Jahr 2045 enthalten, weshalb die Bewertung lediglich einem informatorischen Ausblick entspricht.

Grenzüberschreitende DC-Vorhaben mit einer Übertragungskapazität von 2 GW werden von den Übertragungsnetzbetreibern derzeit grundsätzlich mit metallischem Rückleiter (DMR) geplant. Sollte jedoch zu einem späteren Zeitpunkt die Entscheidung getroffen werden, auf den DMR zu verzichten, reduzieren sich die Projektkosten, da dann das zusätzliche dritte Erdkabel mit entsprechend umfangreichen baulichen Maßnahmen entfallen kann. Diese Variante ist für die Ausführung als Erdkabel ebenfalls in der nachfolgenden Tabelle abgebildet.

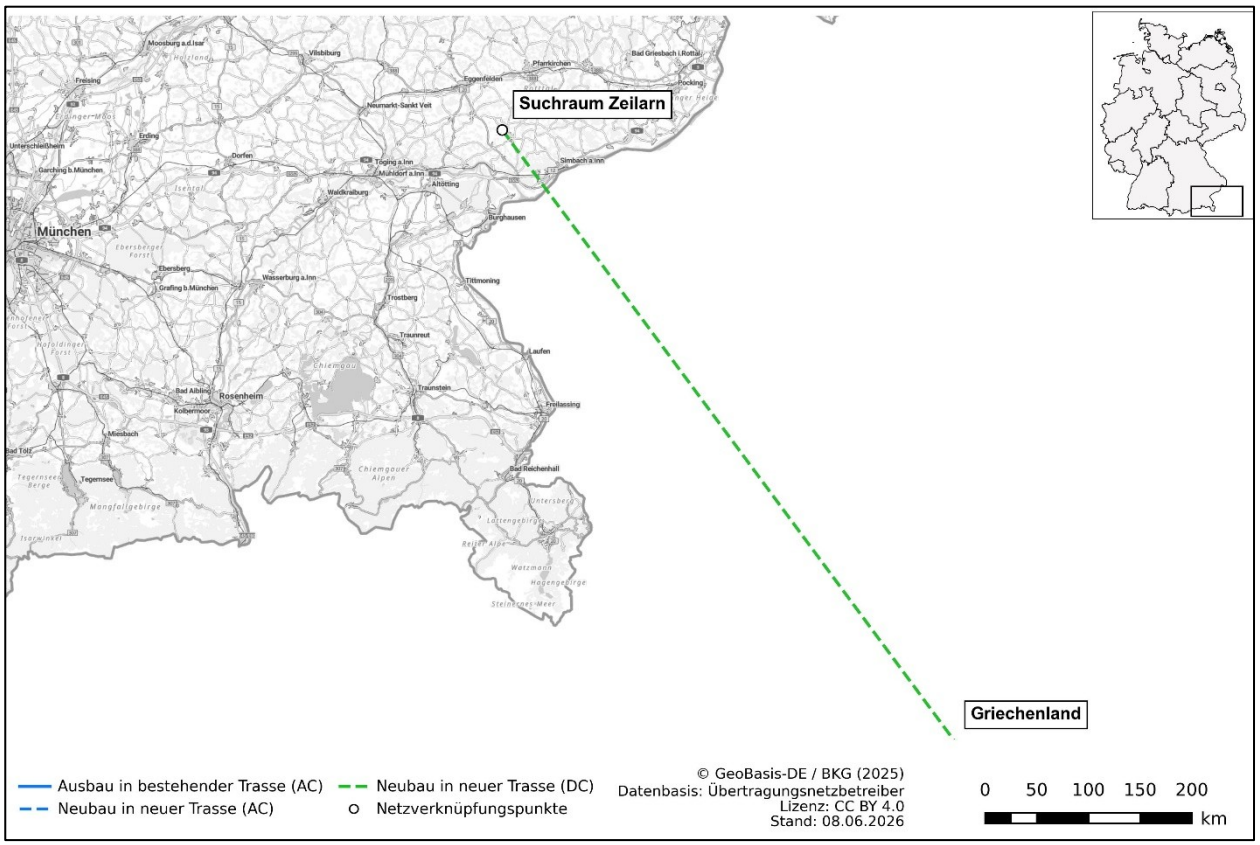
Das Projekt weist lediglich im Szenario B 2045 einen positiven Nettonutzen für Deutschland auf. Aus europäischer Sicht ist der volkswirtschaftliche Nutzen insgesamt negativ.

In der folgenden Tabelle bedeutet ein positiver Wert bei den Redispatchkosten eine Erhöhung dieser Kosten. Die Redispatchkosten werden nur für Deutschland berechnet und sind daher nicht im europäischen Nettonutzen enthalten.

Bewertung über 30 Jahre [in Mio. Euro]	**A 2045**	**B 2045**	**C 2045**
Marktbasierter Nettonutzen Europa (mit/ohne DMR)	-1204 / -1023	-2112 / -1931	-1195 / -1014
SEW Deutschland, davon ...	3360	2158	1270
... Konsumentenrenten	4994	3168	6617
... Produzentenrenten	-5822	-5359	-9318
... Engpassrenten	4188	4348	3971
Redispatch-Kosten	1955	-190	1516
Kosten Europa Erdkabel mit/ohne DMR	3373 / 3192	3373 / 3192	3373 / 3192
Kosten DE Erdkabel mit/ohne DMR	1686 / 1596	1686 / 1596	1686 / 1596
Nettonutzen DE Erdkabel mit/ohne DMR	-281 / -191	661 / 752	-1932 / -1842

Die spezifische Aufteilung der Kosten zwischen den beteiligten Ländern wird zu einem späteren Zeitpunkt verhandelt. Für die obige Darstellung wurde eine hälftige Kostenteilung unterstellt, die im Rahmen von internationalen Verhandlungen nicht immer erreicht wird. Darüber hinaus ist für die Gesamtbewertung der Projekte entscheidend, ob diese Projekte zusätzlich oder ergänzend zum nationalen Offshore-Ausbau betrachtet werden. Die vorliegende Bewertung wurde auf Basis der aktuell (Juni 2026) geltenden Rechtslage vorgenommen.

P718: Interkonnektor Deutschland – Griechenland (Green Aegean)



Das Projekt P718 schafft erstmalig Übertragungskapazität zwischen Deutschland und Griechenland. Es wurde vom griechischen Übertragungsnetzbetreiber IPTO vorgeschlagen.

M1221: Suchraum Zeilarn – Griechenland

Die Maßnahme wird im NEP 2025-2037/2045 erstmalig ausgewiesen. Im TYNDP 2024 ist sie als Projekt Nummer 1231 mit dem Status „under consideration“ enthalten.

Mit der Maßnahme sollen eine HGÜ-Verbindung mit einer Leistung von 3 GW zwischen Süddeutschland und Griechenland sowie die benötigten Konverterstationen zur Anbindung in die Drehstromnetze errichtet werden. Die Maßnahme soll als DC-Kabel, teils unterseeisch, teils landseitig, Drittstaaten durchqueren. Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine durch IPTO anvisierte Inbetriebnahme bis 2036 an.

Vorläufige Bewertung

Die Maßnahme ist nicht im Referenznetz enthalten und wurde daher mittels PINT-Methodik (Bewertung durch Hinzufügen) geprüft. Weiterhin ist das Projekt nur in den Szenarien für das Jahr 2045 sowie in C 2037 enthalten, weshalb die Bewertung lediglich einem informatorischen Ausblick entspricht. Die Bewertung von Interkonnektoren erfolgt anhand einer Kosten-Nutzen-Analyse (vgl. Abschnitt II E 3.6).

Die Entscheidung, ob das Vorhaben als Freileitung oder Erdkabel ausgeführt werden soll, steht derzeit noch aus. Da sich die Projektkosten je nach Ausführung unterscheiden, ist auch der resultierende Nettonutzen für beide Optionen dargestellt.

Grenzüberschreitende DC-Vorhaben mit einer Übertragungskapazität von 2 GW werden von den Übertragungsnetzbetreibern derzeit grundsätzlich mit metallischem Rückleiter (DMR) geplant. Sollte jedoch zu einem späteren Zeitpunkt die Entscheidung getroffen werden, auf den DMR zu verzichten, reduzieren sich die Projektkosten, da dann das zusätzliche dritte Erdkabel mit entsprechend umfangreichen baulichen Maßnahmen entfallen kann. Diese Variante ist für die Ausführung als Erdkabel ebenfalls in der nachfolgenden Tabelle abgebildet.

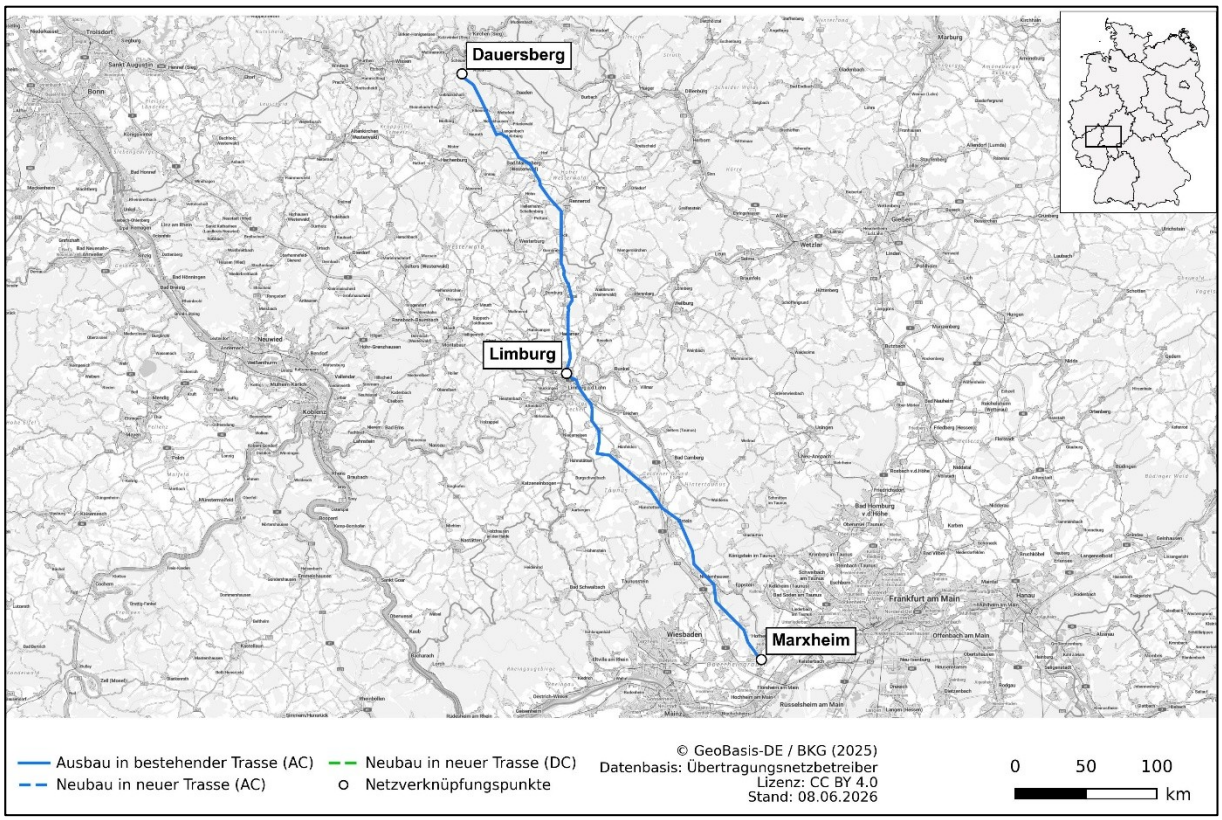
Trotz der sehr hohen Wohlfahrtseffekte ist der Nettonutzen sowohl für Deutschland als auch aus gesamteuropäischer Sicht aufgrund der ebenfalls sehr hohen Kosten über alle Szenarien hinweg stets negativ. Auch die resultierenden Redispatchkosten sind sehr hoch und deuten darauf hin, dass der vorgeschlagene Netzverknüpfungspunkt eher weniger geeignet ist, um solch hohe Leistungen aufnehmen zu können.

In der folgenden Tabelle bedeutet ein positiver Wert bei den Redispatchkosten eine Erhöhung dieser Kosten. Die Redispatchkosten werden nur für Deutschland berechnet und sind daher nicht im europäischen Nettonutzen enthalten.

Bewertung über 30 Jahre [in Mio. Euro]	**C 2037**	**A 2045**	**B 2045**	**C 2045**
Marktbasierter Nettonutzen Europa (mit/ohne DMR)	-27677 / -15133	-30685 / -18141	-33661 / -21117	-34894 / -22350
SEW Deutschland, davon ...	11045	12626	12777	10565
... Konsumentenrenten	28249	31328	22833	20500
... Produzentenrenten	-20522	-21427	-14654	-13479
... Engpassrenten	3318	2725	4597	3545
Redispatch-Kosten	3937	38267	29745	27641
Kosten Europa Erdkabel mit/ohne DMR	47744 / 35200	47744 / 35200	47744 / 35200	47744 / 35200
Kosten Europa Freileitung	39680	39680	39680	39680
Kosten DE Freileitung	19840	19840	19840	19840
Kosten DE Erdkabel mit/ohne DMR	23872 / 17600	23872 / 17600	23872 / 17600	23872 / 17600
Nettonutzen DE Erdkabel mit/ohne DMR	-16764 / -10492	-49513 / -43241	-40840 / -34568	-40948 / -34676

Die spezifische Aufteilung der Kosten zwischen den beteiligten Ländern wird zu einem späteren Zeitpunkt verhandelt. Für die obige Darstellung wurde eine hälftige Kostenteilung unterstellt, die im Rahmen von internationalen Verhandlungen nicht immer erreicht wird. Weiterhin ist anzumerken, dass aufgrund fehlender Kostensätze für (noch zu entwickelnde) 3-GW-Leitungen die Kosten für zwei 525-kV/2-GW-Leistungen unterstellt worden sind.

P720: Netzverstärkung Dauersberg – Marxheim



M1158: Limburg – Marxheim

Die Maßnahme M1158 wird vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Beschreibung

Die Maßnahme M1158 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2025-2037/2045 beantragt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2037 an.

Durch Umbeseilung soll die Stromtragfähigkeit des bestehenden 380-kV-Stromkreises zwischen Limburg und Marxheim angehoben werden.

Alternativen

Die Prüfung der Bundesnetzagentur hinsichtlich möglicher Alternativen zu dieser Maßnahme ist noch nicht abgeschlossen und wird im weiteren Verlauf der Prüfung erfolgen.

Vorläufige Prüfungsergebnisse

P720 M1158	A2037	A2037+	B2037	C2037
Wirksamkeit				
Überlastungsindex	20 GWh	20 GWh	80 GWh	80 GWh
Erforderlichkeit				
Leistungsfluss (max.)	3741 MW	3707 MW	4030 MW	3781 MW
Auslastung (Mittel)	36 %	36 %	39 %	39 %
Auslastung (max.)	153 %	151 %	165 %	155 %

Vorläufige Bewertung (Stand 12.06.2026)

Die Maßnahme erweist sich zum derzeitigen Stand der Prüfung in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt durch Reduzierung des Überlastungsindex signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

IV Vorläufige Prüfungsergebnisse: Offshore-Anbindungen und Offshore-Vernetzung

Eingangsgrößen für die Prüfung der Offshore-Anbindungen sind der Szenariorahmen 2025-2037/2045 sowie die hierfür relevanten Vorgaben aus dem Flächenentwicklungsplan (FEP) 2025 vom 30.01.2025. Ferner werden Erkenntnisse und Diskussionspunkte aus der laufenden Fortschreibung des FEP einbezogen. Zudem werden auch die Raumordnungspläne der Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) sowie der Küstenländer berücksichtigt.

A Offshore-spezifische Vorgaben aus dem Szenariorahmen

Die Übertragungsnetzbetreiber haben die Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie gemäß dem genehmigten Szenariorahmen 2025-2037/2045 (vgl. Abschnitt II A) übernommen. Neben der genehmigten Mantelzahl haben die Übertragungsnetzbetreiber dabei auch der Vorgabe für die Regionalisierung, d.h. der Aufteilung dieser Leistung auf Nord- und Ostsee Rechnung getragen. Demnach wurde von den Übertragungsnetzbetreibern die gesamte Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie wie folgt berücksichtigt:

Gebiet	Szenario A 2037	Szenario B 2037	Szenario C 2037	Szenario A 2045	Szenario B 2045	Szenario C 2045
Nordsee	46	52	52	56	65	65
Ostsee	4	4	4	4	5	5
Gesamt	50	56	56	60	70	70

Durch die Offshore-Optimierung und die damit einhergehende Überbauung kommen die Übertragungsnetzbetreiber zu leicht abweichenden installierten Leistungen der Windenergie auf See.

B Vorgaben aus dem Flächenentwicklungsplan

Nach § 12b Abs. 1 Satz 4 Nr. 7 EnWG müssen die Übertragungsnetzbetreiber im Entwurf zum NEP bei Ermittlung des Ausbedarfs an Offshore-Anbindungsleitungen auch den FEP zugrunde legen.

Bei der Prüfung des NEP sind aus Sicht der Bundesnetzagentur insbesondere die folgenden Inhalte des FEP relevant:

- Gebiete und Flächen innerhalb der Gebiete für die Ausschreibung von Offshore-Windenergie, die zeitliche Reihenfolge, in der diese Flächen zur Ausschreibung kommen sollen, sowie die voraussichtlich zu installierende Leistung der Flächen,

- die Kalenderjahre (der FEP enthält darüber hinaus auch Angaben zu den Inbetriebnahmequartalen und Quartalen des Kabeleinzugs), in denen auf den festgelegten Flächen jeweils die bezuschlagten Offshore-Windparks und das entsprechende Offshore-Anbindungssystem in Betrieb genommen werden sollen,

- Grenzkorridore, an denen die Offshore-Anbindungssysteme die Grenze zwischen der Ausschließlichen Wirtschaftszone und dem Küstenmeer überschreiten,

- standardisierte Technikgrundsätze und Planungsgrundsätze.

Der FEP beruht hinsichtlich des Ausbaupfades für Offshore-Windenergie auf den Regelungen des WindSeeG. Aktuell trifft er Festlegungen für eine Offshore-Gesamtleistung von ca. 42,6 GW bis zum Jahr 2034 und gibt darüber hinaus einen Ausblick, wie das Ziel von 70 GW bis zum Jahr 2045 erreicht werden könnte.

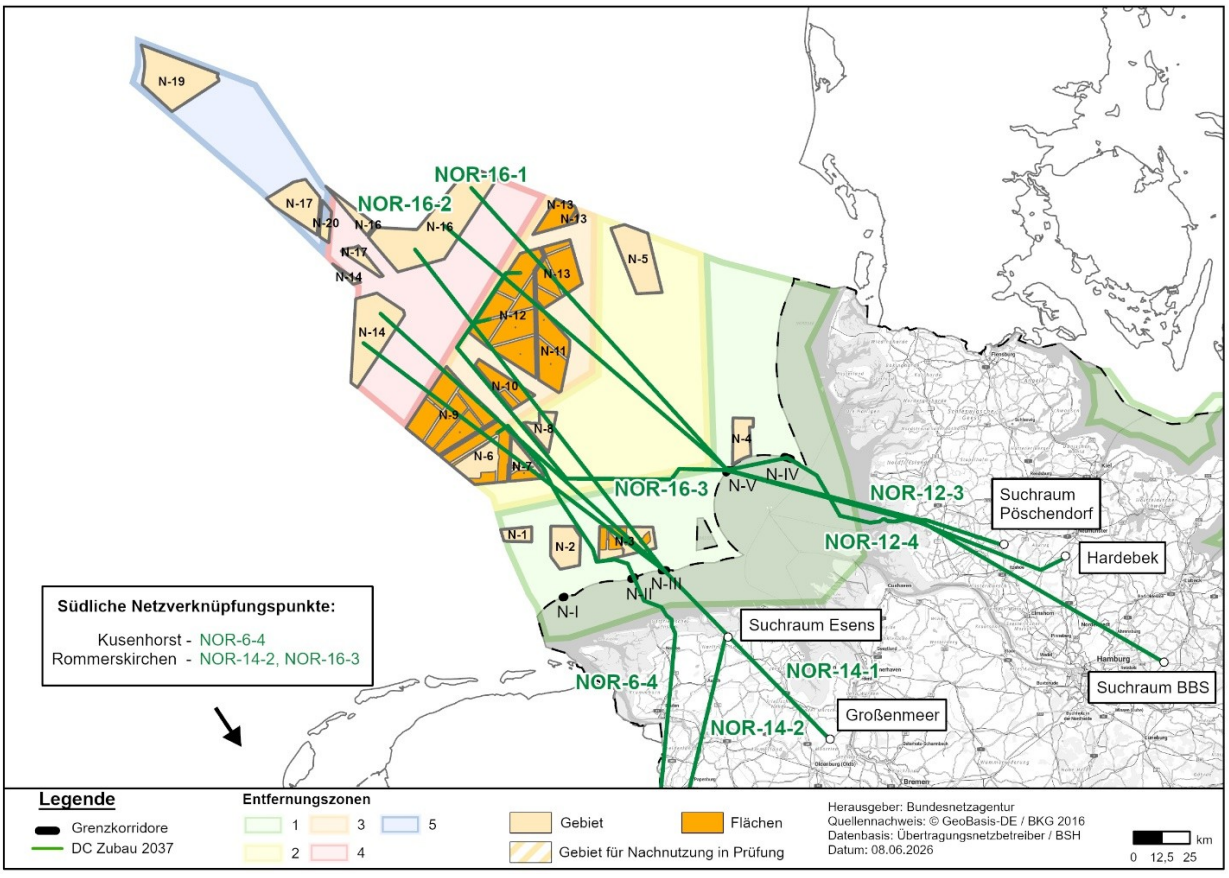
Zudem legt der FEP technische Standards für die Offshore-Anbindungssysteme fest. Hiernach sind die Anbindungssysteme in der Nordsee als HGÜ-Systeme auszuführen, wobei die Anbindungen bis einschließlich 2028 eine Übertragungsspannung in Höhe von +/- 320 kV und eine Übertragungskapazität in Höhe von mindestens 900 MW aufweisen müssen. Ab dem Jahr 2029 ist eine Übertragungsspannung in Höhe von +/- 525 kV und eine Übertragungskapazität in Höhe von 2 GW festgelegt. In der Ostsee sind die Anbindungssysteme als AC-Systeme auszuführen, wobei diese eine Übertragungsspannung in Höhe von 220 kV und eine Übertragungskapazität in Höhe von 300 MW aufweisen müssen. Eine Ausnahme hiervon bildet das Anbindungssystem OST-2-4, welches in DC-Technik mit einer Übertragungsspannung in Höhe von +/- 525 kV und eine Übertragungskapazität in Höhe von 2 GW ausgeführt wird.

C Zwischenergebnisse der Prüfung: Offshore

Folgende Offshore-Anbindungssysteme erscheinen derzeit einschließlich dem geplanten Zeitpunkt ihrer Fertigstellung und ihres Netzverknüpfungspunkts bestätigungsfähig:

Anbindungs-system	geplanter Zeitpunkt der Inbetriebnahme	Netzverknüpfungspunkt	Grenz-korridor	Übertragungs-kapazität [MW]
NOR-6-4	2034	Kusenhorst	VII	2.000
NOR-12-3	2034	Suchraum Pöschendorf	V	2.000
NOR-12-4	2034	Suchraum Pöschendorf	III	2.000
NOR-14-2	2036	Rommerskirchen	III	2.000
NOR-16-1	2036	Hardebek	III	2.000
NOR-16-2	2037	Suchraum BBS	V	2.000
NOR-14-1	2037	Großenmeer	III	2.000
NOR-16-3	2037	Rommerskirchen	III	2.000

Nach Planänderung des FEP2025 vom 30.01.2026 soll die NOR-6-4 hiervon abweichend bereits in 2033 in Betrieb genommen werden. In der Ostsee sind im NEP 2025-2037/2045 keine weiteren Offshore-Anbindungssysteme vorgesehen.



1. Ausbaubedarf an Anbindungssystemen

Der Ausbaubedarf wird grundsätzlich anhand der Vorgaben des FEP zu den Gebieten und Flächen auf See ermittelt, die zur Ausschreibung für die Gewinnung von Offshore-Windenergie kommen sollen, sowie der voraussichtlich zu installierenden Leistung der festgelegten Flächen und zur Übertragungskapazität der Anbindungssysteme. Soweit im FEP Flächen und Gebiete vorgesehen sind, für deren Erschließung es weiterer Anbindungsleitungen bedarf, sind letztere im NEP zu bestätigen.

Der FEP basiert auf dem WindSeeG, welches ein Ausbauziel von mindestens 30 GW für das Jahr 2030 und 70 GW für das Jahr 2045 vorgibt. Der genehmigte Szenariorahmen 2025-2037/2045 unterstellt zum Jahr 2037 einen Ausbau an Offshore-Windenergie von 50 bis 56 GW und von 60 bis 70 GW bis zum Jahr 2045.

Für den Zeitraum bis einschließlich 2034 sind die anzubindenden Flächen bereits durch den FEP festgelegt. Bis 2037 sind darüber hinaus fünf weitere Anbindungen erforderlich, die zugehörigen anzubindenden Flächen müssen jedoch in der Fortschreibung des FEP noch festgelegt werden. Dieser Bedarf ist durch das Ausbauziel von 40 GW bis 2035 sowie die geplante Verstetigung des Weiteren Offshore-Ausbaus gegeben, sodass eine Bestätigung unter Vorbehalt der Flächenfestlegung in der Fortschreibung des FEP gerechtfertigt erscheint. Auch der Bedarf für weitere Offshore-Anbindungen ab dem Jahr 2037 ist zum Erreichen der Ziele des WindSeeG grundsätzlich gegeben. Wie er sich im Einzelnen gestaltet, hängt jedoch von einigen Faktoren ab, deren Entwicklung sich derzeit noch nicht genau prognostizieren lässt.

So bildet der NEP 2025-2037/2045 zum ersten Mal eine Offshore-Optimierung ab. Dabei haben die Übertragungsnetzbetreiber in der Modellierung einen durchschnittlichen Überbauungsgrad von 15% angenommen. Auf Basis aktueller Studien scheint der volkswirtschaftlich ideale Grad der Überbauung jedoch eher bei 10% zu liegen. Der genaue Wert wird in der Fortschreibung des FEP durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie individuell auf den einzelnen Flächen festgelegt. Eine geringere Überbauung könnte im Ergebnis dazu führen, dass mehr Anbindungssysteme als im NEP 2025-2037/2045 angenommen benötigt werden. Diese Abweichung kann in der Prüfung des aktuellen NEP nicht mehr abgebildet werden, da die zugrundeliegenden Marktmodelle bereits fertiggestellt wurden. Insoweit findet die entsprechende Fortschreibung des FEP jedoch Eingang in den kommenden NEP-Prozess. Des Weiteren wird in der Branche eine Anhebung der Regellaufzeit der Windparks auf bis zu 35 Jahre diskutiert. Im NEP wurde eine Laufzeit von 25 bis 30 Jahren angenommen. Die aus einer möglichen Anhebung ggf. resultierende spätere Außerbetriebnahme von Windparks und Anbindungsleitungen könnte wiederum zu einer geringeren Anzahl an notwendigen Anbindungssystemen in 2045 führen. Zuletzt wird auch die Technologie der Offshore Anbindungen diskutiert. Derzeit ist in den Planungsgrundsätzen des FEP festgelegt, dass ONAS als 2-GW-Bipol mit metallischem Rückleiter (DMR) in 525-kV-Technik umgesetzt werden müssen. Die Bundesnetzagentur steht mit dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie und den Übertragungsnetzbetreibern im Austausch, um die Notwendigkeit des DMR zu bewerten. Ein Verzicht könnte die Anzahl der Kabel pro System von zwei auf drei reduzieren und somit zu deutlichen Kosteneinsparungen führen. Jedoch ginge dies mit einer reduzierten Redundanz und Einschränkungen betrieblicher Freiheitsgrade einher. Der Abwägungsprozess ist noch nicht abgeschlossen, das Ergebnis wird in die Fortschreibung des FEP eingehen. Eine weitere technologische Änderung, welche zur Diskussion steht, ist die bisherige 320-kV-Technologie wieder als zusätzliche Option in die Planungsgrundsätze aufzunehmen. Dies hätte wiederum Einfluss auf die Anzahl der notwendigen Offshore-Anbindungen.

Aufgrund dieser momentan noch bestehenden Unschärfen werden im NEP 2025-2037/2045 keine Anbindungen für den Zeitraum nach 2037 bestätigt. Die folgende Tabelle zeigt daher lediglich einen informatorischen Ausblick über potenzielle Anbindungssysteme und geeignete Netzverknüpfungspunkte zwischen 2037 und 2045, stellt jedoch keine Bestätigung dar.

Anbindungssystem	Voraussichtlicher Grenzkorridor	Möglicher Netzverknüpfungspunkt
NOR-16-4	III	Kriftel
NOR-17-1	III	Suchraum Ried
NOR-17-2	III	Suchraum Nüttermoor
NOR-13-2	V	Suchraum BBS
NOR-5-2	III/V	Niederrhein/Suchraum Lippe
NOR-19-1	III	Suchraum Esens/Oberzier
NOR-19-2	III	Suchraum Esens/Oberzier
NOR-5-3	III/V	Sechtem/Suchraum Lippe

Für den Anschluss von Offshore-Anbindungssystemen im Suchraum Esens ist die Umsetzung des Projekts DC36 Voraussetzung.

Im Rahmen der Fortschreibung des FEP wird jedoch aufgrund knapper Trassenführungsräume die Verschwenkung weiterer ONAS von den Grenzkorridoren nach Niedersachsen hin zu den Grenzkorridoren nach Schleswig-Holstein zu überprüfen sein. Für das Anbindungssystem NOR-5-2 oder das Anbindungssystem NOR-5-3 könnte insoweit die Möglichkeit bestehen, das in den Projekten DC21 und DC25 des Korridors B vorgesehene Leerrohr zu nutzen, um die Anbindung über den Grenzkorridor V nach Schleswig-Holstein und von dort weiter zum NVP zu führen. Infolgedessen bedürfte es einer Abwägung der Nutzung des Leerrohrs für eine Offshore-Anbindung oder wie oben beschrieben für eine weitere landseitige HGÜ in Kombination mit einem küstennahen Anschluss eines ONAS in Schleswig-Holstein. Diese Abwägung maritimer und landseitiger Belange werden das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie und die Bundesnetzagentur unter Beachtung der jeweiligen Zuständigkeiten aber in gemeinsamer Sicht auf eine ausgewogene Gesamtplanung vornehmen.

2. Landseitige Netzverknüpfungspunkte

Landseitige Netzverknüpfungspunkte stellen die Verbindung der Anbindungssysteme der Offshore-Windenergieanlagen mit dem 220/380-kV-Übertragungsnetz an Land dar.

Die im zweiten Entwurf des NEP durch die Übertragungsnetzbetreiber vorgeschlagenen Netzverknüpfungspunkte sind dahingehend zu überprüfen, ob diese tatsächlich im jeweiligen Jahr zur Verfügung stehen, ein gegebenenfalls zur landseitigen Integration erforderlicher Netzausbau hinreichend realisiert ist und keine alternativen, besser geeigneten Netzverknüpfungspunkte zur Verfügung stehen. Letzteres kann der Fall sein, wenn küstennähere Netzverknüpfungspunkte zur Verfügung stehen, welche gewährleisten, dass der seeseitig erzeugte Strom ohne wesentliche Engpässe in das landseitige Netz integriert wird. Denn ein küstennaher Netzverknüpfungspunkt kann zwar aufgrund der geringeren Länge der Anbindungssysteme zu geringeren Kosten führen. Dies kann jedoch zu landseitigen Überlastungen führen, welche wiederum weiteren ebenfalls kostenintensiven landseitigen Netzausbau auslösen. Durch den nochmals forcierten Ausbau der Offshore-

Windenergie in den Jahren 2026 bis 2045 wird die Auswahl derart geeigneter Netzverknüpfungspunkte in Norddeutschland immer geringer. Hinzu kommt, dass der windstarke Norden auch durch Onshore-Windenergie geprägt ist. Dies führt zu einer starken Belastung des Übertragungsnetzes in Norddeutschland und somit zur Notwendigkeit, auch weiter südlich gelegene Netzverknüpfungspunkte in Betracht zu ziehen. Bei der Suche nach geeigneten Netzverknüpfungspunkten müssen somit die Länge der Anbindungsleitung sowie die resultierende Überlastung im landseitigen Netz und damit einhergehender Netzausbaubedarf abgewogen werden.

Als Prüfkriterium für die Aufnahmefähigkeit des landseitigen Netzes dienen die Ergebnisse einer Netzanalyse, welche die elektrotechnischen Auswirkungen der Netzanbindung auf das landseitige Netz und den sich daraus ergebenden Überlastungen zeigt. Dies gilt insbesondere im Hinblick auf die Konsistenz mit gegebenenfalls erforderlichen landseitigen Netzausbau. Ist z. B. eine landseitige Maßnahme voraussichtlich erst nach der Inbetriebnahme einer Offshore-Anbindung fertiggestellt, obwohl die landseitige Maßnahme erforderlich ist, um Überlastungen infolge der Einspeisung von Offshore-Windstrom über die betroffene Anbindung zu beheben, muss geprüft werden, ob andere Netzverknüpfungspunkte in Betracht kommen, die besser, insbesondere früher geeignet sind, um ab dem geplanten Inbetriebnahmejahr Offshore-Windstrom in das landseitige Netz zu integrieren.

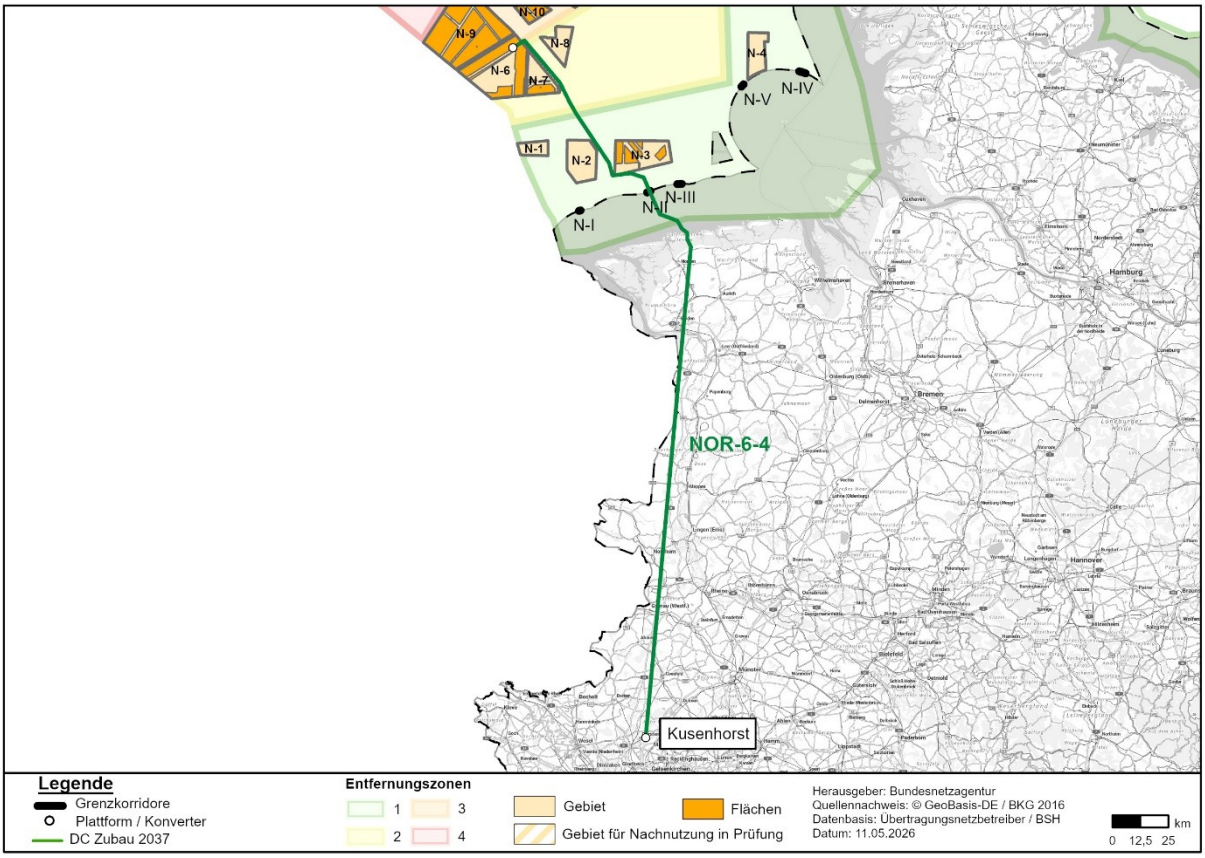
Die Bundesnetzagentur erachtet im Lichte der beschriebenen Prüfung die im Rahmen des zweiten Entwurfs des NEP 2025-2037/2045 eingebrachten Netzverknüpfungspunkte grundsätzlich als sachgerecht.

3. Konsistenz mit dem landseitigen Übertragungsnetzausbau

Der Ausbau der erforderlichen Offshore-Anbindungssysteme muss im Einklang stehen mit dem Ausbau landseitiger Maßnahmen im Übertragungsnetz. Schnittstellen sind insbesondere die Netzverknüpfungspunkte an Land. Eine Konsistenz zwischen landseitigem und seeseitigem Netzausbau ist dann gegeben, wenn die einzubindende Offshore-Erzeugungskapazität an Land perspektivisch auch hinreichend abtransportiert werden kann. Dafür sollten die Planungen technisch, räumlich und zeitlich so gut wie möglich aufeinander abgestimmt sein.

Im Entwurf des NEP 2025-2037/2045 wurde die anzubindende Erzeugungsleistung als Einspeisung an den entsprechenden landseitigen Netzverknüpfungspunkten modelliert und so in den Netzberechnungen für den landseitigen NEP berücksichtigt.

Projekt NOR-6-4



Ziel des Projekts ist die Anbindung von Offshore-Windparks in der Nordsee in Gebiet N-6 (Zone 2).

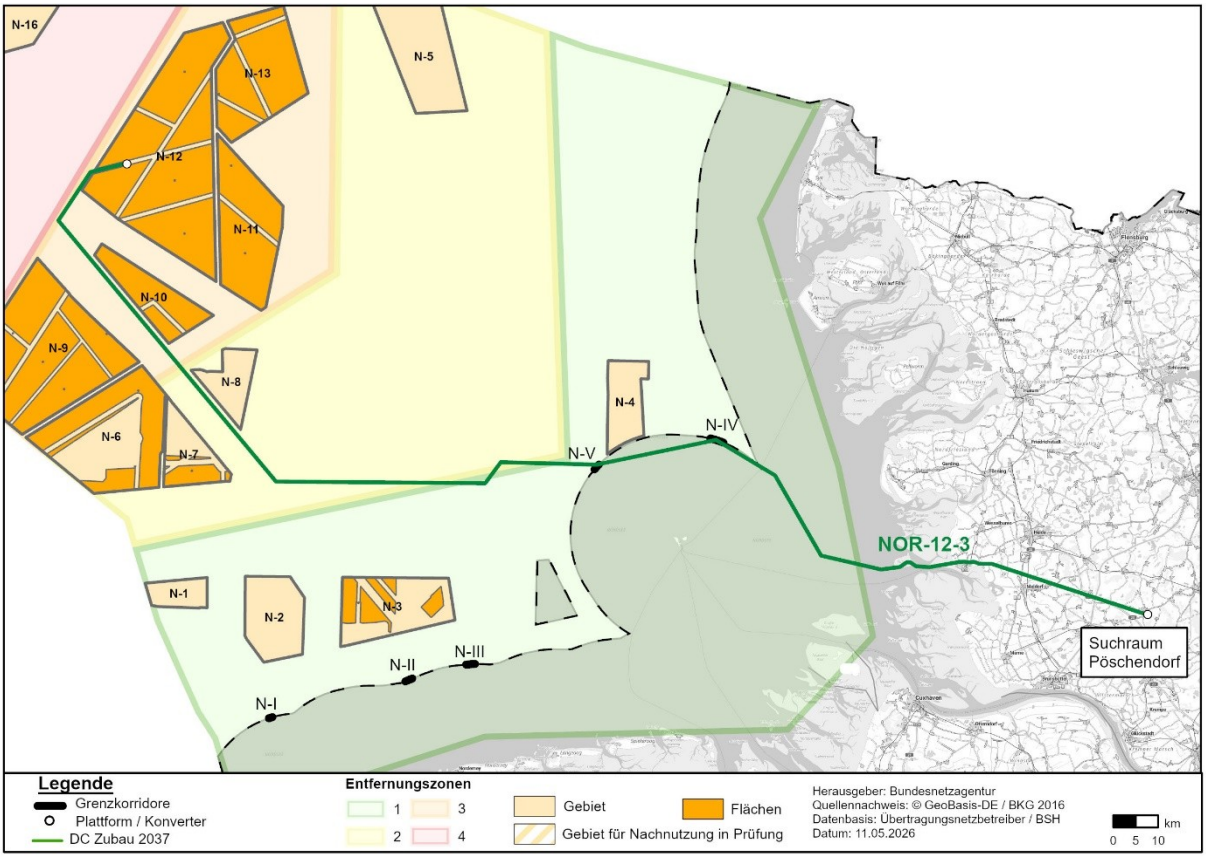
M254: HGÜ-Verbindung NOR-6-4

Das Anbindungssystem NOR-6-4 wird vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Die Netzanbindung soll mittels 525-kV-DC-Technologie und einer Übertragungskapazität von 2 GW realisiert werden. Von der Konverterplattform im Gebiet N-6 in der Ausschließlichen Wirtschaftszone aus soll sie über den Grenzkorridor N-II durch das Küstenmeer zum Netzverknüpfungspunkt Kusenhorst verlaufen. Die Inbetriebnahme ist laut dem überarbeiteten Entwurf des Netzentwicklungsplans für das Jahr 2034 geplant. Nach Planänderung des FEP 2025 vom 30.01.2026 soll die NOR-6-4 hiervon abweichend bereits in 2033 in Betrieb genommen werden.

Die Netzanbindung passt zeitlich (mit Einschränkung der oben angegebenen abweichenden Inbetriebnahme Daten) und räumlich zum im FEP 2025 festgelegten weiteren Ausbau der Windenergie auf See. Der landseitige Netzverknüpfungspunkt ermöglicht eine effiziente Integration des seeseitig erzeugten Stroms in das Übertragungsnetz.

Projekt NOR-12-3



Ziel des Projekts ist die Anbindung von Offshore-Windparks in der Nordsee in Gebiet N-12 (Zone 3).

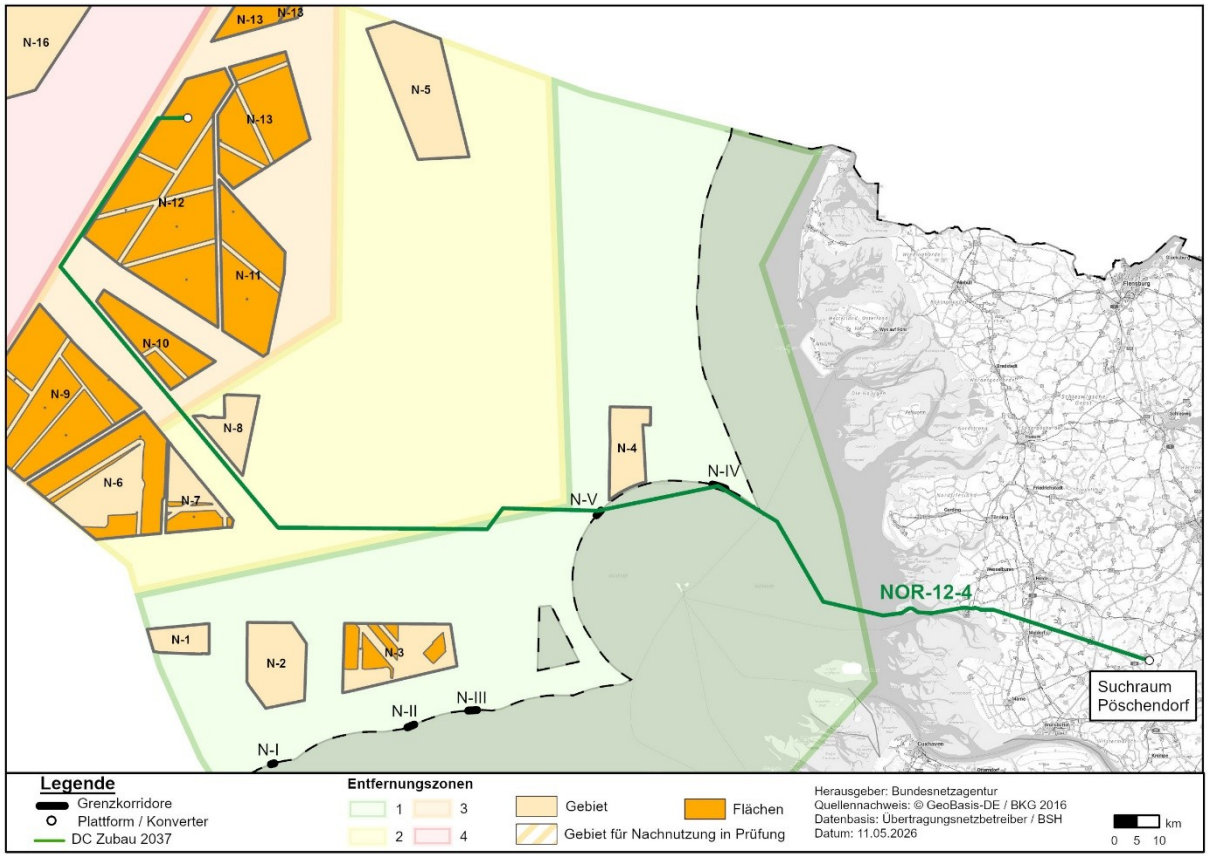
M262: HGÜ-Verbindung NOR-12-3

Das Anbindungssystem NOR-12-3 wird vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Die Netzanbindung soll mittels 525-kV-DC-Technologie und einer Übertragungskapazität von 2 GW realisiert werden. Von der Konverterplattform im Gebiet N-12 in der Ausschließlichen Wirtschaftszone aus soll sie über den Grenzkorridor N-V durch das Küstenmeer zum Netzverknüpfungspunkt Suchraum Pöschendorf verlaufen. Die Inbetriebnahme ist laut dem überarbeiteten Entwurf des Netzentwicklungsplans für das Jahr 2034 geplant.

Die Netzanbindung passt damit zeitlich und räumlich zum im FEP 2025 festgelegten weiteren Ausbau der Windenergie auf See. Der landseitige Netzverknüpfungspunkt ermöglicht eine effiziente Integration des seeseitig erzeugten Stroms in das landseitige Übertragungsnetz.

Projekt NOR-12-4



Ziel des Projekts ist die Anbindung von Offshore-Windparks in der Nordsee in Gebiet N-12 (Zone 3).

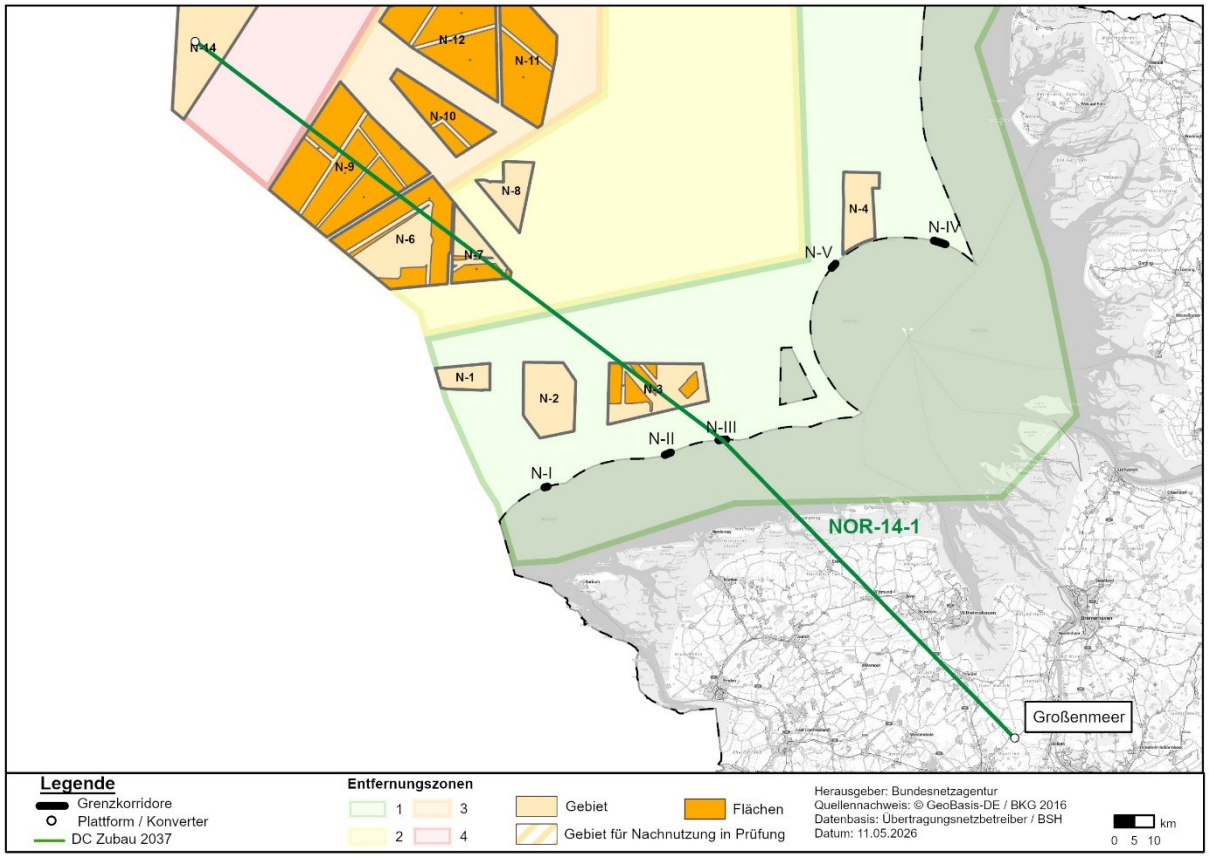
M262: HGÜ-Verbindung NOR-12-4

Das Anbindungssystem NOR-12-4 wird vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Die Netzanbindung soll mittels 525-kV-DC-Technologie und einer Übertragungskapazität von 2 GW realisiert werden. Von der Konverterplattform im Gebiet N-12 in der Ausschließlichen Wirtschaftszone aus soll sie über den Grenzkorridor N-V durch das Küstenmeer zum Netzverknüpfungspunkt Suchraum Pöschendorf verlaufen. Die Inbetriebnahme ist laut dem überarbeiteten Entwurf des Netzentwicklungsplans für das Jahr 2034 geplant.

Die Netzanbindung passt damit zeitlich und räumlich zum im FEP 2025 festgelegten weiteren Ausbau der Windenergie auf See. Der landseitige Netzverknüpfungspunkt ermöglicht eine effiziente Integration des seeseitig erzeugten Stroms in das landseitige Übertragungsnetz.

Projekt NOR-14-1



Ziel des Projekts ist die Anbindung von Offshore-Windparks in der Nordsee in Gebiet N-14 (Zone 4).

M250: HGÜ-Verbindung NOR-14-1

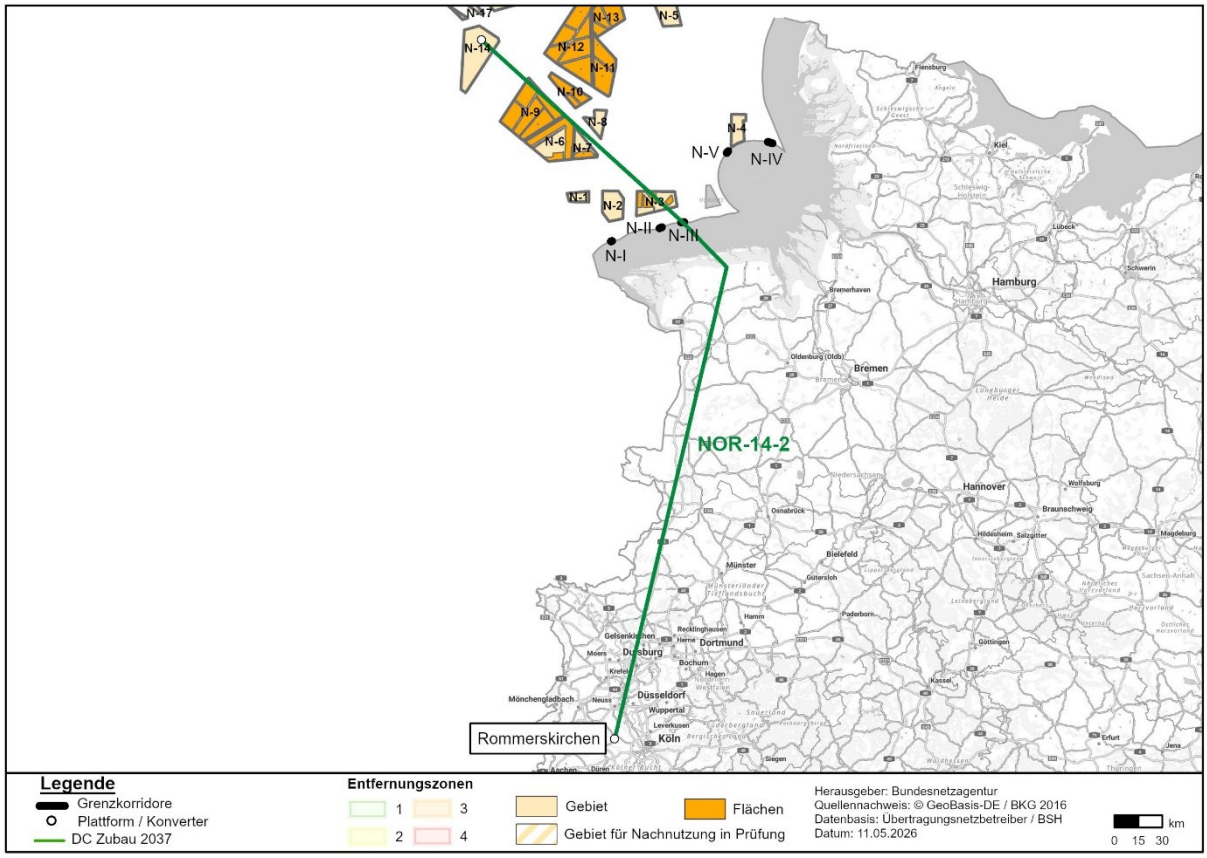
Das Anbindungssystem NOR-14-1 wird vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Die Netzanbindung soll mittels 525-kV-DC-Technologie und einer Übertragungskapazität von 2 GW realisiert werden. Von der Konverterplattform im Gebiet N-14 in der Ausschließlichen Wirtschaftszone aus soll sie über den Grenzkorridor N-III durch das Küstenmeer zum Netzverknüpfungspunkt Großenmeer (ehemaliger Arbeitstitel „Suchraum Rastede“) verlaufen. Die Inbetriebnahme ist laut dem überarbeiteten Entwurf des Netzentwicklungsplans für das Jahr 2037 geplant.

Der FEP 2025 hat für die Zonen 4 und 5 der Nordsee noch keine Gebiete oder Flächen mit einer erwarteten Erzeugungsleistung ausgewiesen. Die Zonen 4 und 5 werden voraussichtlich mit mehreren Anbindungssystemen erschlossen. Daher ist für diese Anbindungsleitungen im NEP 2025-2037/2045 eine Bestätigung vom Netzverknüpfungspunkt aus vorerst bis lediglich zum Grenzkorridor, über den diese Zonen angebunden werden sollen, vorgesehen.

Die Netzanbindung passt zeitlich und räumlich zum voraussichtlichen weiteren Ausbau der Windenergie auf See. Der landseitige Netzverknüpfungspunkt ermöglicht eine effiziente Integration des seeseitig erzeugten Stroms in das landseitige Übertragungsnetz.

Projekt NOR-14-2



Ziel des Projekts ist die Anbindung von Offshore-Windparks in der Nordsee in Gebiet N-14 (Zone 4).

M246: HGÜ-Verbindung NOR-14-2

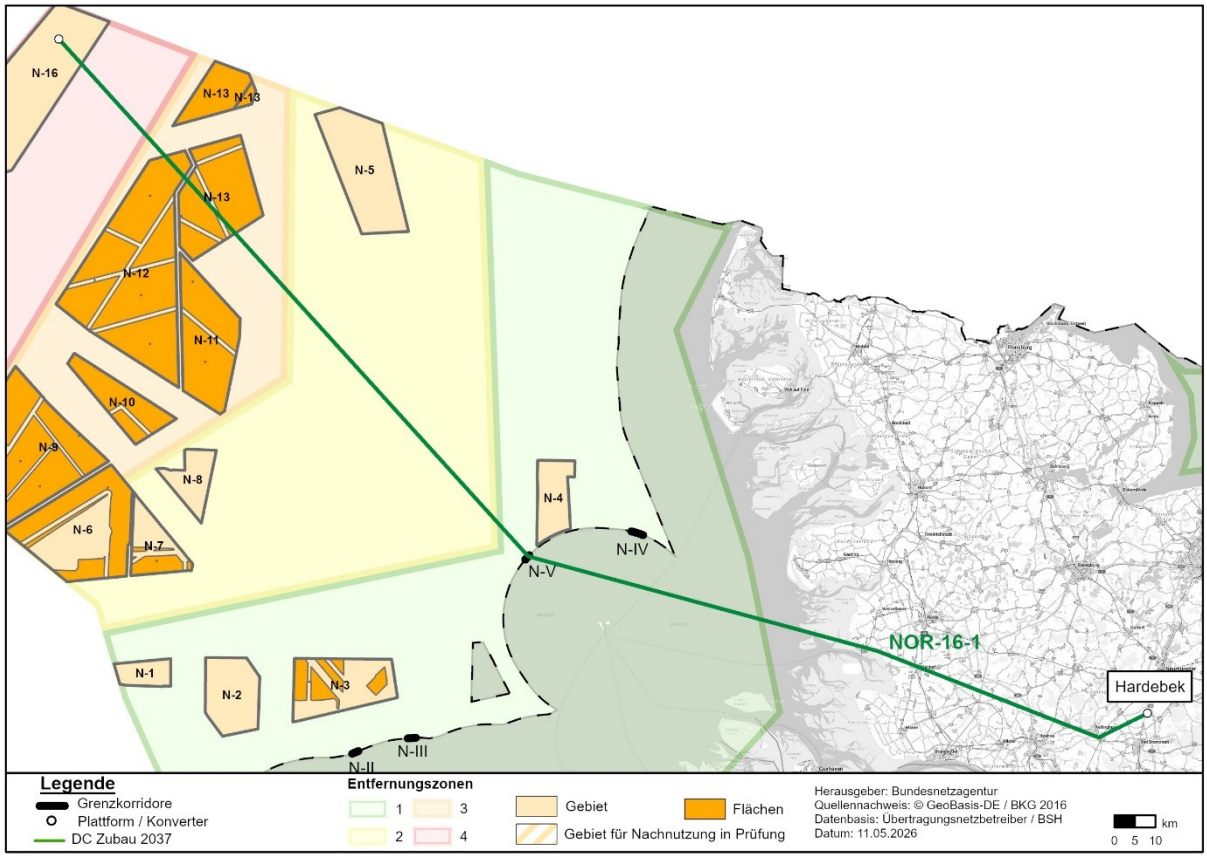
Das Anbindungssystem NOR-14-2 wird vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Die Netzanbindung soll mittels 525-kV-DC-Technologie und einer Übertragungskapazität von 2 GW realisiert werden. Von der Konverterplattform im Gebiet N-14 in der Ausschließlichen Wirtschaftszone aus soll sie über den Grenzkorridor N-III durch das Küstenmeer zum Netzverknüpfungspunkt Rommerskirchen verlaufen. Die Inbetriebnahme ist laut dem überarbeiteten Entwurf des Netzentwicklungsplans für das Jahr 2036 geplant.

Der FEP 2025 hat für die Zonen 4 und 5 der Nordsee noch keine Gebiete oder Flächen mit einer erwarteten Erzeugungsleistung ausgewiesen. Die Zonen 4 und 5 werden voraussichtlich mit mehreren Anbindungssystemen erschlossen. Daher ist für diese Anbindungsleitungen im NEP 2025-2037/2045 eine Bestätigung vom Netzverknüpfungspunkt aus vorerst bis lediglich zum Grenzkorridor, über den diese Zonen angebunden werden sollen, vorgesehen.

Die Netzanbindung passt zeitlich und räumlich zum voraussichtlichen weiteren Ausbau der Windenergie auf See. Der landseitige Netzverknüpfungspunkt ermöglicht eine effiziente Integration des seeseitig erzeugten Stroms in das landseitige Übertragungsnetz.

Projekt NOR-16-1



Ziel des Projekts ist die Anbindung von Offshore-Windparks in der Nordsee in Gebiet N-16 (Zone 4).

M266: HGÜ-Verbindung NOR-16-1

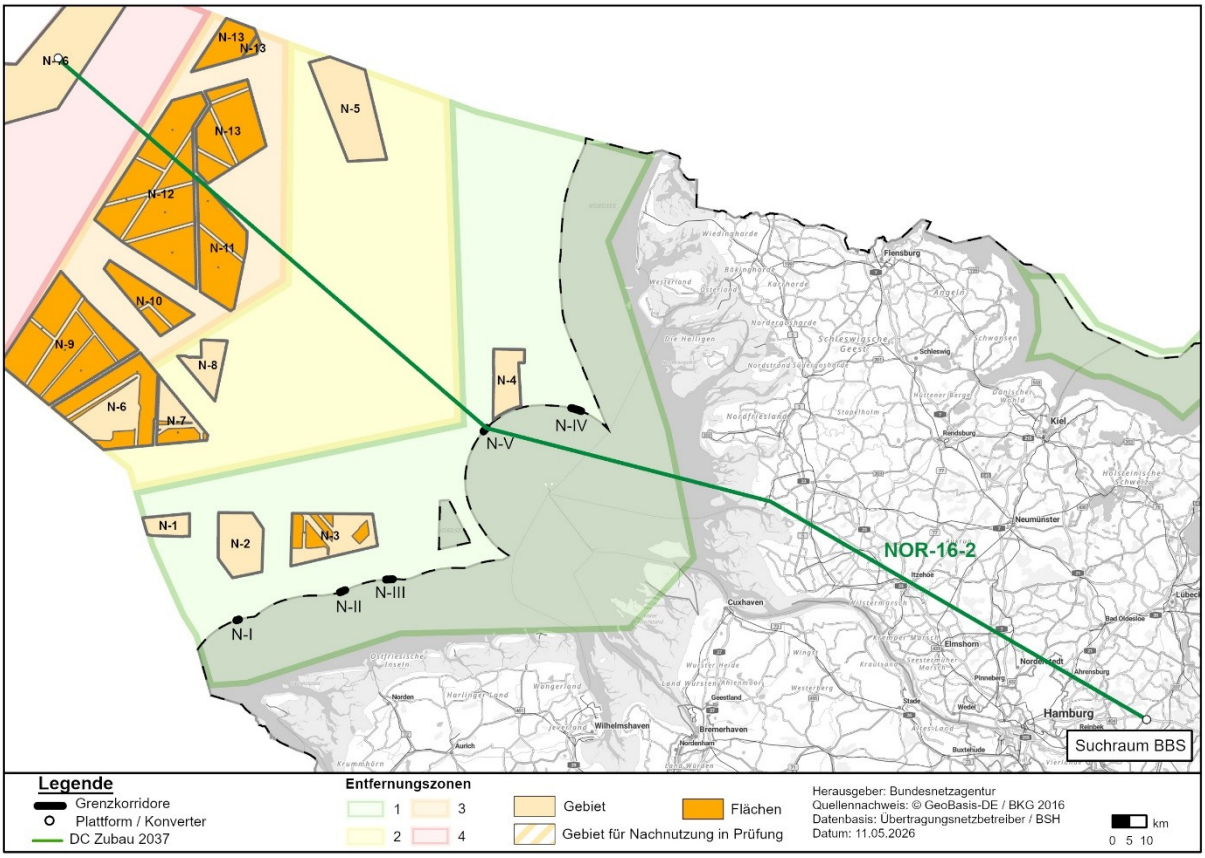
Das Anbindungssystem NOR-16-1 wird vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Die Netzanbindung soll mittels 525-kV-DC-Technologie und einer Übertragungskapazität von 2 GW realisiert werden. Von der Konverterplattform im Gebiet N-16 in der Ausschließlichen Wirtschaftszone aus soll sie über den Grenzkorridor N-IV oder N-V durch das Küstenmeer zum Netzverknüpfungspunkt Hardebek verlaufen. Die Inbetriebnahme laut dem überarbeiteten Entwurf des Netzentwicklungsplans für das Jahr 2036 geplant.

Der FEP 2025 hat für die Zonen 4 und 5 der Nordsee noch keine Gebiete oder Flächen mit einer erwarteten Erzeugungsleistung ausgewiesen. Die Zonen 4 und 5 werden voraussichtlich mit mehreren Anbindungssystemen erschlossen. Daher ist für diese Anbindungsleitungen im NEP 2025-2037/2045 eine Bestätigung vom Netzverknüpfungspunkt aus vorerst bis lediglich zum Grenzkorridor, über den diese Zonen angebunden werden sollen, vorgesehen.

Die Netzanbindung passt zeitlich und räumlich zum voraussichtlichen weiteren Ausbau der Windenergie auf See. Der landseitige Netzverknüpfungspunkt ermöglicht eine effiziente Integration des seeseitig erzeugten Stroms in das landseitige Übertragungsnetz.

Projekt NOR-16-2



Ziel des Projekts ist die Anbindung von Offshore-Windparks in der Nordsee in Gebiet N-16 (Zone 4).

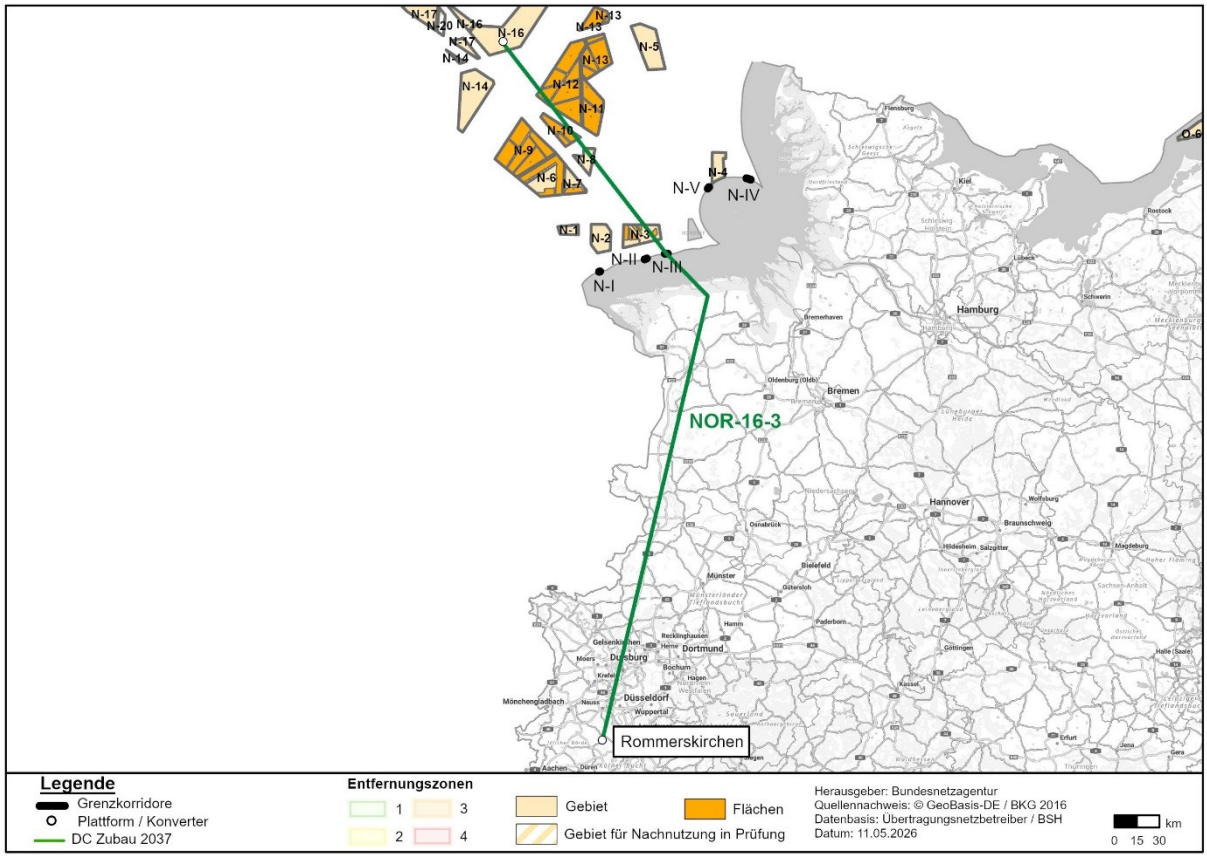
M265: HGÜ-Verbindung NOR-16-2

Das Anbindungssystem NOR-16-2 wird vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Die Netzanbindung soll mittels 525-kV-DC-Technologie und einer Übertragungskapazität von 2 GW realisiert werden. Von der Konverterplattform im Gebiet N-16 in der Ausschließlichen Wirtschaftszone aus soll sie über den Grenzkorridor N-V durch das Küstenmeer zum Netzverknüpfungspunkt Suchraum BBS (Ämter Büchen/ Breitenfelde/Schwarzenbek-Land) verlaufen. Die Inbetriebnahme ist laut dem überarbeiteten Entwurf des Netzentwicklungsplans für das Jahr 2037 geplant.

Der FEP 2025 hat für die Zonen 4 und 5 der Nordsee noch keine Gebiete oder Flächen mit einer erwarteten Erzeugungsleistung ausgewiesen. Die Zonen 4 und 5 werden voraussichtlich mit mehreren Anbindungssystemen erschlossen. Daher ist für diese Anbindungsleitungen im NEP 2025-2037/2045 eine Bestätigung vom Netzverknüpfungspunkt aus vorerst bis lediglich zum Grenzkorridor, über den diese Zonen angebunden werden sollen, vorgesehen. Die Netzanbindung passt zeitlich und räumlich zum voraussichtlichen weiteren Ausbau der Windenergie auf See. Der landseitige Netzverknüpfungspunkt ermöglicht eine effiziente Integration des seeseitig erzeugten Stroms in das landseitige Übertragungsnetz.

Projekt NOR-16-3



Ziel des Projekts ist die Anbindung von Offshore-Windparks in der Nordsee in Gebiet N-16 (Zone 4).

M265: HGÜ-Verbindung NOR-16-3

Das Anbindungssystem NOR-16-3 wird vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse derzeit als bestätigungsfähig eingestuft.

Die Netzanbindung soll mittels 525-kV-DC-Technologie und einer Übertragungskapazität von 2 GW realisiert werden. Von der Konverterplattform im Gebiet N-16 in der Ausschließlichen Wirtschaftszone aus soll sie über den Grenzkorridor N-III durch das Küstenmeer zum Netzverknüpfungspunkt Rommerskirchen verlaufen. Die Inbetriebnahme ist laut dem überarbeiteten Entwurf des Netzentwicklungsplans für das Jahr 2037 geplant.

Der FEP 2025 hat für die Zonen 4 und 5 der Nordsee noch keine Gebiete oder Flächen mit einer erwarteten Erzeugungsleistung ausgewiesen. Die Zonen 4 und 5 werden voraussichtlich mit mehreren Anbindungssystemen erschlossen. Daher ist für diese Anbindungsleitungen im NEP 2025-2037/2045 eine Bestätigung vom Netzverknüpfungspunkt aus vorerst bis lediglich zum Grenzkorridor, über den diese Zonen angebunden werden sollen, vorgesehen.

Die Netzanbindung passt zeitlich und räumlich zum voraussichtlichen weiteren Ausbau der Windenergie auf See. Der landseitige Netzverknüpfungspunkt ermöglicht eine effiziente Integration des seeseitig erzeugten Stroms in das landseitige Übertragungsnetz.

Sofern das Anbindungssystem NORD-16-3 bestätigt würde, stünde seine Beauftragung unter dem Vorbehalt, dass die potenziellen Flächen, die durch dieses Anbindungssystem erschlossen werden sollen, in einer Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans als Flächen festgelegt werden.

Abkürzungsverzeichnis

AC	alternating current, Wechselstrom bzw. Drehstrom
AWZ	Ausschließliche Wirtschaftszone
BBP, BBPlG	Bundesbedarfsplan, Bundesbedarfsplangesetz
BMWE	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BSH	Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie
CBA	Cost benefit analysis (Kosten-Nutzen-Betrachtung)
CO_2	Kohlenstoffdioxid
DC	direct current, Gleichstrom
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnLAG	Energieleitungsausbaugesetz
ENTSO-E	European association for the cooperation of transmission system operators for electricity
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
FBMC	Flow-Based-Market-Coupling
FEP	Flächenentwicklungsplan
FLM	Freileitungsmonitoring
GW, GWh	Gigawatt, Gigawattstunde

GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistungen
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HTL	Hochtemperaturleiterseile
Hz	Hertz
IBN	Inbetriebnahme
kV	Kilovolt
kW, kWh	Kilowatt, Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MW, MWh	Megawatt, Megawattstunde
NEP	Netzentwicklungsplan
NNF	Netznutzungsfall
NOVA	Netz-Optimierung vor Verstärkung vor Ausbau
NTC	Net Transfer Capacity, Transferkapazitäten zwischen zwei Staaten
PCI	Projects of Common Interest
PV	Photovoltaik
PST	Phasenschiebertransformator
TW, TWh	Terawatt, Terawattstunde
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan, Netzentwicklungsplan des Verbunds der europäischen Übertragungsnetzbetreiber
SEW	Socio-Economic-Welfare
UW	Umspannwerk
WindSeeG	Windenergie-auf-See-Gesetz

Impressum

Herausgeber

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Stand

Juni 2026

Text

Referat 624



bundesnetzagentur.de

x.com/BNetzA

social.bund.de/@bnetza

youtube.com/BNetzA