Anhang zum Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021, zweiter Entwurf

Aktualisierung Februar 2022

Projektsteckbriefe Onshore

Projektsteckbriefe Offshore

Inhaltsverzeichnis

Einführende Bemerkungen . . . **236**

Projektsteckbriefe . . . **239**

50HzT-003: Netzverstärkung und -ausbau: Neubau Höchstspannungsleitung Neuenhagen – Bertikow/Vierraden – Krajnik (PL) (Uckermarkleitung) . . . 240

50HzT-007: Netzverstärkung und -ausbau: Neubau Höchstspannungsleitung Neuenhagen – Wustermark (als 1. Teil des Berliner Rings) in bestehender Trasse im Raum Berlin und Erweiterung von Umspannwerken (380-kV-Nordring Berlin) . . . 243

50HzT-035: Netzausbau: 380-kV-Netzanschlussanlage PSW Leutenberg . . . 246

50HzT-P33: Netzverstärkung zwischen Niedersachsen und Sachsen-Anhalt . . . 248

50HzT-P34: Netzverstärkung: Güstrow – Wolmirstedt . . . 251

50HzT-P36: Netzverstärkung: Bertikow – Pasewalk . . . 254

50HzT-P38: Netzverstärkung: Pulgar – Vieselbach . . . 257

50HzT-P39: Netzverstärkung: Röhrsdorf – Weida – Remptendorf . . . 260

50HzT-P128: Netzausbau: 3. und 4. Querregeltransformator Vierraden . . . 263

50HzT-P180: Netzverstärkung: Marzahn – Teufelsbruch (380-kV-Diagonale Berlin) . . . 266

50HzT-P213: Netzverstärkung und -ausbau: Errichtung eines Interkonnektors zwischen Polen und Deutschland . . . 269

50HzT-P215: Netzausbau: Netzkuppeltransformator Bentwisch . . . 271

50HzT-P221: DC-Netzausbau: Hansa PowerBridge (HPB) . . . 273

50HzT-P252: Netzausbau: Umspannwerk Berlin/Südost . . . 276

50HzT-P345: Netzoptimierung: Leistungsflusssteuernde Maßnahme Hamburg/Ost (Ad-hoc-Maßnahme) . . . 279

50HzT-P357: Netzoptimierung: Leistungsflusssteuernde Maßnahme Güstrow (Ad-hoc-Maßnahme) . . . 281

50HzT-P358: Netzverstärkung: Netzkuppeltransformatoren Lauchstädt und Weida . . . 283

50HzT-P413: Netzverstärkung: Umspannwerk Klostermansfeld . . . 285

50HzT-P450: Netzoptimierung Ragow – Streumen . . . 287

AMP-001: Netzverstärkung und -ausbau: Wehrendorf – St. Hülfe . . . 289

AMP-009: Netzverstärkung und -ausbau: Dörpen/West – Niederrhein . . . 291

AMP-010: Netzverstärkung und -ausbau in der Region Münsterland – Westfalen . . . 293

AMP-014: Netzverstärkung und -ausbau in der Region Westliches Rheinland . . . 296

AMP-018: Netzverstärkung zwischen Rommerskirchen und Sechtem . . . 299

AMP-022: Netzverstärkung und -ausbau zwischen Kruckel und Dauersberg . . . 301

AMP-028: Netzverstärkung und -ausbau zum Netzanschluss des Kraftwerks am Standort Herne . . . 304

AMP-032: Netzverstärkung im nördlichen Rheinland . . . 306

AMP-034: Netzausbau in Kusenhorst, Büscherhof, Weißenthurm und Kriftel zur Blindleistungskompensation . . . 308

AMP-P21: Netzverstärkung und -ausbau: Conneforde – Garrel/Ost – Cappeln/West – Merzen . . . 310

AMP-P41: Netzverstärkung und -ausbau: Region Koblenz und Trier . . . 312

AMP-P47: Netzausbau und -verstärkung in der Region Frankfurt – Karlsruhe . . . 314

AMP-P47a: Netzausbau und -verstärkung in der Region Frankfurt – Karlsruhe . . . 316

AMP-P52: Netzverstärkung: südliches Baden-Württemberg . . . 318
AMP-P154: Netzausbau in Siegburg . . . 320
AMP-P310: Netzverstärkung: Bürstadt –Kühmoos (Ad hoc-Maßnahme) . . . 322
AMP-P346: Phasenschiebertransformatoren in Hanekenfähr (Ad hoc-Maßnahme) . . . 324
AMP-P347: Phasenschiebertransformatoren in Oberzier (Ad hoc-Maßnahme) . . . 326
AMP-P412: Sammelprojekt für Q-Kompensationsanlagen in der Regelzone Amprion . . . 328
AMP-P460: Netzerweiterung in der Region Büscherhof . . . 330
P463: (Vertikale) Netzverstärkungen Westliches Rheinland (Klimareserve) . . . 332
TTG-006: Netzausbau: Neubau einer 380-kV-Leitung zwischen Wahle und Mecklar . . . 335
TTG-007: Netzausbau: Neubau einer 380-kV-Leitung zwischen Dörpen/West und Niederrhein (Punkt Meppen) . . . 337
TTG-009: Netzausbau: Neubau einer 380-kV-Leitung zwischen Ganderkesee und St. Hülfe . . . 339
TTG-018: Netzausbau: Zubau von Blindleistungskompensationsanlagen in der TenneT-Regelzone . . . 341
TTG-019: Netzausbau: Umspannwerk Unterweser . . . 343
TTG-021: Ad hoc-Maßnahmen zur Netzoptimierung in der TenneT-Regelzone . . . 345
TTG-P21: Netzverstärkung zwischen Conneforde und dem Landkreis Cloppenburg . . . 347
TTG-P24: Netzverstärkung und -ausbau zwischen Stade, Dollern und Landesbergen . . . 350
TTG-P25: Netzausbau an der Westküste Schleswig-Holsteins . . . 353
TTG-P33: Netzverstärkung zwischen Niedersachsen und Sachsen-Anhalt . . . 355
TTG-P46: Netzverstärkung zwischen Redwitz und Schwandorf (Ostbayernring) . . . 357
TTG-P48: Netzverstärkung zwischen Bayern und Baden-Württemberg . . . 359
TTG-P67: Erhöhung der Kuppelkapazität zwischen Deutschland und Österreich . . . 361
TTG-P69: Netzverstärkung und -ausbau zwischen Emden/Ost und Conneforde . . . 363
TTG-P72: Netzverstärkung und -ausbau an der Ostküste Schleswig-Holsteins . . . 365
TTG-P115: Netzausbau: Schaltanlage Mehrum/Nord . . . 368
TTG-P118: Netzverstärkung zwischen Borken und Mecklar . . . 370
TTG-P151: Netzverstärkung zwischen Borken und Twistetal . . . 373
TTG-P157: Netzverstärkung: Umspannwerk Conneforde . . . 375
TTG-P185: Erhöhung der Stromtragfähigkeit der Leitung Redwitz – Landesgrenze Bayern/Thüringen . . . 377
TNG-P47: Netzausbau und -verstärkung in der Region Frankfurt – Karlsruhe . . . 379
TNG-P48: Netzverstärkung im Nordosten von Baden-Württemberg und Bayern . . . 381
TNG-P49: Netzverstärkung Badische Rheinschiene . . . 383
TNG-P50: Netzverstärkung Schwäbische Alb . . . 385
TNG-P70: Netzausbau der 380-kV-Schaltanlage Birkenfeld und deren Anschluss an das 380-kV-Netz . . . 387
TNG-P90: Blindleistungskompensationsanlagen TransnetBW . . . 389
TNG-P350: Lastflusssteuernde Maßnahme Pulverdingen . . . 391
DC1: HGÜ-Verbindung von Niedersachsen nach Nordrhein-Westfalen (A-Nord) . . . 393
DC2: HGÜ-Verbindung von Nordrhein-Westfalen nach Baden-Württemberg (Ultranet) . . . 395
DC3/DC4: HGÜ-Verbindungen von Schleswig-Holstein nach Baden-Württemberg und Bayern (SuedLink) . . . 397

DC5: HGÜ-Verbindung Wolmirstedt – Isar (SuedOstLink) . . . 400
DC1a: Ausnutzung inhärenter Reserven der HGÜ-Verbindung von Niedersachsen nach Nordrhein-Westfalen (A-Nord) . . . 404
DC20: HGÜ-Verbindung Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin – Landkreis Börde – Isar . . . 407
DC21: HGÜ-Verbindung von Niedersachsen nach Nordrhein/Westfalen . . . 413
DC25: HGÜ-Verbindung von Schleswig-Holstein nach Nordrhein/Westfalen . . . 417
DC31: HGÜ-Verbindung von Schleswig-Holstein nach Mecklenburg-Vorpommern . . . 421
DC34: HGÜ-Verbindung von Niedersachsen nach Hessen . . . 425
P20: Netzausbau zwischen Emden und Halbemond . . . 429
P22: Netzverstärkung Conneforde – Unterweser und Elsfleth/West – Ganderkesee . . . 432
P23: Netzverstärkung zwischen Dollern und Elsfleth/West . . . 435
P26: Netzverstärkung zwischen Brunsbüttel, Büttel, Wilster/West und Stade/West . . . 438
P33: Netzverstärkung zwischen Wolmirstedt und Gleidingen/Hallendorf . . . 441
P37: Vieselbach – Mecklar . . . 444
P43: Netzverstärkung und -ausbau zwischen Mecklar, Dipperz und Bergrheinfeld/West . . . 447
P51: Netzverstärkung im Mittleren Neckarraum . . . 450
P52: Netzverstärkung südliches Baden-Württemberg . . . 452
P53: Netzverstärkung und -ausbau zwischen Raitersaich/West, Ludersheim, Sittling und Altheim . . . 455
P72: Netzverstärkung und -ausbau an der Ostküste Schleswig-Holsteins (Ostküstenleitung) . . . 458
P74: Netzverstärkung und –ausbau in Bayerisch Schwaben . . . 461
P84: Netzverstärkung Hamburg/Nord – Hamburg/Ost – Gemeinden Talkau/Elmenhorst/Kankelau/Fuhlenhagen . . . 465
P90: Blindleistungskompensationsanlagen TransnetBW . . . 468
P112: Netzverstärkung und -ausbau zwischen Pirach, Pleinting und St. Peter . . . 472
P113: Netzverstärkung zwischen Krümmel und Wahle . . . 475
P116: Netzverstärkung und -ausbau zwischen Dollern und Ovenstädt . . . 478
P119: Netzverstärkung und -ausbau zwischen Conneforde, Elsfleth/West und Sottrum . . . 481
P124: Netzverstärkung: Wolmirstedt – Klostermansfeld – Schraplau/Obhausen – Lauchstädt . . . 485
P133: Netzverstärkung zwischen Borken und Gießen/Nord . . . 488
P135: Netzverstärkung zwischen Ovenstädt und Bechterdissen . . . 491
P150: Netzverstärkung Schraplau/Obhausen – Wolkramshausen – Vieselbach . . . 494
P159: Netzverstärkung Bürstadt – BASF . . . 498
P161: Netzverstärkung südöstlich von Frankfurt . . . 501
P170: Netzverstärkung Uchtelfangen – Ensdorf – Vigy . . . 504
P175: Netzausbau und -verstärkung: Wilhelmshaven 2 – Fedderwarden – Conneforde . . . 508
P176: Netzverstärkung südwestliches Baden-Württemberg/Grenzregion Frankreich . . . 511
P200: Oberzier – Pkt. Blatzheim . . . 513
P204: 380-kV-Umstellung zwischen Tiengen und Beznau (CH) . . . 516
P206: Hochrhein . . . 520
P211: Netzverstärkung zwischen Gießen/Nord und Karben . . . 523
P212: Netzverstärkung Landesbergen – Grohnde – Würgassen – Bergshausen – Borken . . . 525

P215: Netzverstärkung Güstrow – Bentwisch – Gemeinden Sanitz/Gnewitz/Dettmannsdorf/Stadt Marlow 528
P216: Netzverstärkung Güstrow – Siedenbrünzow – Iven/Krusenfelde/Krien/Spantekow/Werder/
Bartow – Pasewalk/Nord – Pasewalk 531
P221: DC-Netzausbau: 2. Ausbaustufe Hansa PowerBridge (HPB II) 535
P222: Netzverstärkung zwischen Oberbachern und Ottenhofen 539
P223: Netzverstärkung Güstrow – Wessin – Görries – Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/
Warsow/Holthusen/Schossin – Gemeinden Talkau/Elmenhorst/Kankelau/Fuhlenhagen – Krümmel 542
P225: Netzverstärkung zwischen Altheim und Isar 545
P227: Netzausbau Lübeck/West – Krümmel 548
P228: Netzverstärkung Landesbergen – Mehrum/Nord – Gleidingen/Hallendorf 551
P252: Netzverstärkung Marzahn – Wuhlheide 555
P302: Netzverstärkung zwischen Höpfingen und Hüffenhardt 559
P306: Netzverstärkung zwischen Neckar und Enz 561
P313: Netzausbau der grenzüberschreitenden Kuppelkapazität zwischen Deutschland und Belgien
(Zweiter Interkonnektor Deutschland – Belgien) 564
P314: Leistungsflusssteuerung zwischen Uchtelfangen und Vigy 568
P315: Netzausbau Hanekenfähr – Gronau 571
P327: Leistungsflusssteuerung in der Region Siegerland (Ad hoc-Maßnahme) 574
P328: DC-Netzausbau: Errichtung eines DC-Interkonnektors zwischen Deutschland und
Großbritannien (NeuConnect) 577
P330: Netzverstärkung Tauber 2 579
P353: Querregeltransformatoren (PST) in Twistetal (Ad-hoc-Maßnahme) 581
P355: Netzverstärkung Neuenhagen – Heinersdorf – Eisenhüttenstadt – Preilack 584
P359: Netzverstärkung und –ausbau: Stendal/West – Wolmirstedt 587
P360: Netzausbau und -verstärkung Blindleistungskompensationsanlagen Regelzone 50Hertz 590
P365: Netzbooster TenneT 598
P366: Umstrukturierung Großraum Frankfurt 602
P367: Erhöhung der Kuppelkapazität zwischen Deutschland und den Niederlanden 606
P371: Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in der TenneT-Regelzone 610
P400: Sammelprojekt für Q-Kompensationsanlagen in der TenneT-Regelzone 613
P402: Netzausbau Westerkappeln – Gersteinwerk 620
P403: Netzverstärkung Hattingen – Linde 623
P406: Netzverstärkung Aach – Bofferdange 626
P408: Netzverstärkung zentrales Ruhrgebiet 629
P410: Phasenschiebertransformatoren in Enniger (Ad hoc-Maßnahme) 632
P412: Sammelprojekt für Q-Kompensationsanlagen in der Regelzone Amprion 635
P414: hybridge – Elektrolyse 639
P421: Netzverstärkung Trossingen 642
P428: Netzverstärkung 380-kV-Schaltanlage Kühmoos 645
P430: Netzbooster Pilotanlage Kupferzell 647

P450: Netzverstärkung Güstrow – Siedenbrünzow – Putlitz/Süd – Putlitz – Perleberg – Stendal/West 650
P451: Netzverstärkung Graustein – Bärwalde 653
P461: Netzerweiterung der Anlage Paffendorf 655
P462: Netzerweiterung im Raum Aachen 658
P464: Netzerweiterung im Saarland 662
P500: Netzverstärkung und -ausbau Somborn – Aschaffenburg – Urberach 665
P501: Netzverstärkung Gersteinwerk-Lippe-Mengede 668
P502: Netzverstärkung Walsum-Beeck 671
P503: Netzverstärkung Niederrhein – Walsum 674
P504: Netzverstärkung Sechtem – Weißenthurm 677
P505: Netzverstärkung Bauler – Bundesgrenze (LU) 680
P509: Netzausbau Limburg – Eschborn 683
P510: Dezentraler Netzbooster in der Region Bayerisch Schwaben 686
P528: Netzverstärkung Lauchstädt – Leuna/Merseburg/Weißenfels – Pulgar 689
P531: Netzausbau und -verstärkung Berlin 692
P532: Netzverstärkung Umspannwerk Streumen 697
P550: Netzoptimierung zwischen Conneforde und dem Landkreis Cloppenburg 699

Einführende Bemerkungen

Die einzelnen Projekte des Netzentwicklungsplans Strom (NEP) 2035 (2021) sind nachfolgend in Form von Steckbriefen dargestellt. Die Steckbriefe beschreiben und begründen die im Rahmen der Netzanalysen identifizierten Maßnahmen und fassen zusammengehörige Maßnahmen zu Projekten zusammen. Anlagenmaßnahmen, die mit erforderlichen Leitungsmaßnahmen einhergehen (Leitungs-Schaltfelder), werden nicht separat ausgewiesen.

> Dieser Anhang zum zweiten Entwurf des NEP 2035 (2021) ist eine aktualisierte Fassung von Februar 2022. Im Vergleich zur Fassung, die von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) mit dem zweiten Entwurf des NEP 2035 (2021) am 26. April 2021 veröffentlicht wurde, sind folgende Änderungen enthalten:
>
> - Der Anhang enthält alle Änderungen der Onshore- und Offshore-Projekte, die infolge der Bestätigung des NEP 2035 (2021) am 14.01.2022 durch die BNetzA erfolgten. Dies betrifft insbesondere die technisch und konzeptionelle Ausgestaltung, die Inbetriebnahmedaten, die Netzverknüpfungspunkte sowie die Änderungen von Vorhabenträger der Projekte und Maßnahmen. Sofern nötig, wurden entsprechend Texte, Karten und Tabellen aktualisiert.
> - Die wesentlichen Änderungen gegenüber dem zweiten Entwurf sind über eine Fußnote dargestellt. Zudem wird je Projektsteckbrief aufgezeigt, ob das Projekt von der BNetzA bestätigt wurde.
> - Die durch die ÜNB initiierten Änderungen bestehender Projektsteckbriefe im Rahmen der Konsultation zum zweiten Entwurf wurden integriert.
> - Ergänzt wurden das Projekt P421 (TransnetBW), welches im Nachgang zum zweiten Entwurf nachgereicht wurde, und infolge der Bestätigung der BNetzA vom 14.01.2022 das Offshore-Projekt OST-2-4 (50Hertz).
> - In der aktualisierten Fassung sind zwei Projekte nicht mehr enthalten. Die Maßnahmen von P429 (TransnetBW) werden innerhalb anderer Projekte umgesetzt und P358 (50Hertz) war nicht Gegenstand der Prüfung des NEP durch die BNetzA.
>
> Damit stellen die ÜNB sicher, dass der Anhang einen aktuellen Planungsstand auf Basis der Bestätigung des NEP 2035 (2021) durch die BNetzA aufzeigt.

Neben Leitungsbaumaßnahmen sind im NEP 2035 (2021) auch reine Punktmaßnahmen (Transformatoren, Blindleistungskompensationsanlagen, Schaltanlagen) in Umspannwerken erforderlich. Der Bedarf des Übertragungsnetzes wird als horizontale, der Bedarf zu den unterlagerten Verteilnetzen wird als vertikale Punktmaßnahme charakterisiert. Da die Bundesnetzagentur vertikale Punktmaßnahmen nicht nach § 12c Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) bestätigt, werden diese im NEP 2035 (2021) in der Regel nicht als eigenständige Maßnahmen aufgeführt, sondern zusammen mit verschiedenen horizontalen Punktmaßnahmen zur Information in einem gesonderten Begleitdokument zum NEP unter www.netzentwicklungsplan.de/Punktmassnahmen_NEP_2035_V2021_2_Entwurf.pdf zusammengefasst.

Für die Verknüpfung von Verteil- und Übertragungsnetz sind vor dem Hintergrund zunehmender Einspeisung aus erneuerbaren Energien vertikale Punktmaßnahmen ein wichtiger Aspekt der Netzentwicklung. Sofern vertikale Punktmaßnahmen Leitungsbaumaßnahmen zugeordnet werden können, werden diese im entsprechenden Steckbrief erwähnt. Grundsätzlich sind vertikale Punktmaßnahmen notwendig und daher in den NEP-Datensätzen enthalten.

Die Steckbriefe sind in Start- und Zubaunetz sowie in Onshore- und Offshoreprojekte unterteilt und nach ausführendem Übertragungsnetzbetreiber im Startnetz bzw. durch die Nummerierung im Zubaunetz sortiert. In den Steckbriefen werden konkrete Angaben zur geplanten Technologie der jeweiligen Maßnahmen gemacht – einschließlich der Ausführung als Freileitung oder Erdkabel. Prinzipiell gilt der Grundsatz, dass es sich bei Leitungsprojekten bzw. Maßnahmen mit dem Kürzel „DC“ um DC-Projekte bzw. -Maßnahmen handelt. Leitungsprojekte und Maßnahmen, die auf Projektebene das Kürzel „P“ und auf Maßnahmenebene das Kürzel „M“ tragen, werden dagegen in AC-Technologie ausgeführt. Ausnahmen stellen die Projekte 50HzT-P221 und P328 dar, bei denen es sich um Interkonnektoren handelt, die in DC-Technologie ausgeführt werden. In den Steckbriefen werden Maßnahmen, wo sinnvoll, zu Projekten zusammengefasst.

Im Rahmen des NEP wird noch nicht über den konkreten Trassenverlauf von Maßnahmen entschieden. Ist eine gemeinsame Trassenführung z. B. von HGÜ-Projekten geplant, so wird in den jeweiligen Steckbriefen darauf hingewiesen.

In den Bezeichnungen der Startnetz-Projekte werden die Namen der Übertragungsnetzbetreiber wie folgt abgekürzt: 50Hertz = 50HzT, Amprion = AMP, TenneT = TTG, TransnetBW = TNG.

Die Projekte des Netzentwicklungsplans sind darauf ausgerichtet, die ermittelten Übertragungsengpässe gemäß **NOVA-Prinzip** zunächst durch Optimierungen und Verstärkungen des bestehenden Netzes zu beheben. Erst wenn diese Potenziale im netztechnisch zulässigen Umfang ausgenutzt wurden, d. h. bei der notwendigen Gesamtanalyse keine weitere netztechnisch zulässige Lösung bzgl. Leistungsfluss inkl. Spannungs-/Blindleistungssteuerung, Kurzschlussfestigkeit und Stabilität ermittelt werden konnte, wird der Ausbau des bestehenden Netzes initiiert. **Netzoptimierungen** umfassen z. B. die Spannungsumstellung von 220 auf 380 kV von dafür bereits ausgerüsteten Freileitungen. Diese Maßnahmen haben weitgehend keine baulichen Erfordernisse. **Netzverstärkungen** sind z. B. der Austausch von Betriebsmitteln in Anlagen oder der Neubau von Freileitungen mit höherer Stromtragfähigkeit in bestehenden Trassen (Ersatzneubau) oder parallel zu bestehenden Leitungen (Parallelneubau). Unter **Netzausbau** wird die Erweiterung des Netzes durch zusätzliche Umspannwerke und Schaltanlagen oder zusätzliche Leitungen in neuen Trassen verstanden (siehe hierzu auch Kapitel 5.1 des NEP-Berichts).

Die Steckbriefe sind unterteilt in eine Beschreibung und eine Begründung der Maßnahmen eines Projekts. Die Ausführlichkeit der Beschreibung und Begründung variiert in Abhängigkeit zum Fortschritt der Planung. Sie enthalten jeweils eine Übersichtstabelle, in der für jede Maßnahme die Art, die Bundesländer-Zugehörigkeit, die NOVA-Kategorie, der NOVA-Typ, die Erforderlichkeit je Szenario, die anvisierte Inbetriebnahme sowie der Stand der Umsetzung angegeben sind.

In der Spalte „NOVA-Kategorie“ werden für die jeweiligen NOVA-Kategorien Kürzel verwendet: NO = Netzoptimierung, NV = Netzverstärkung, NA = Netzausbau. In der Spalte Umsetzungsstand ist – wo möglich – vermerkt, wie weit die Realisierung der Maßnahmen aktuell vorangeschritten ist. Grundlage hierfür war der Umsetzungstand **Ende März 2021**.

In der Spalte „Umsetzungsstand“ wird unterschieden zwischen:

- keine Angabe = noch keine Aktivitäten,
- 1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren,
- 2: im Raumordnungsverfahren (ROV)/in der Bundesfachplanung (BFP),
- 3: vor oder im Planfeststellungsverfahren (PFV)/Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG),
- 4: genehmigt oder in Bau,
- 5: Maßnahme wurde realisiert.

Bei Maßnahmen des Energieleitungsausbaugesetzes (EnLAG) und des Bundesbedarfsplangesetzes (BBPlG) haben die Übertragungsnetzbetreiber in der Spalte „anvisierte Inbetriebnahme“ teilweise zwei Termine angegeben. Der erste setzt eine sehr ambitionierte Realisierung weitgehend ohne Berücksichtigung möglicher zukünftiger Risiken voraus, der zweite nimmt eine Realisierung unter Berücksichtigung gewisser zukünftiger Risiken an. Angesichts der Erfahrungen aus der Vergangenheit entspricht das spätere Datum den Erwartungen der ÜNB, unterliegt aber weiteren Unsicherheiten, sodass eine weitere Verzögerung des genannten Termins im gleichen Maße wahrscheinlich ist wie dessen Realisierung. Wird nur ein Termin angegeben, so liegt die erwartete Inbetriebnahme ohne Berücksichtigung von Risiken und mit Berücksichtigung gewisser Risiken im gleichen Jahr.

Die angegebenen anvisierten Inbetriebnahmejahre sind vom jeweiligen Genehmigungsverfahren und Projektverlauf abhängig. Sie beruhen auf planerischen Überlegungen, welche Maßnahmen zur Behebung von Engpässen im Zielnetz erforderlich sind. Bei neuen Maßnahmen ist in der Regel das Zieljahr der Szenarien angegeben, in denen der Bedarf ermittelt wurde.

Der im sehr frühen planerischen Stadium der Netzplanung aufgestellte Zeitplan wird ggf. später noch den tatsächlichen Umständen der jeweiligen Planungs- und Genehmigungsverfahren anzupassen sein. Somit entsprechen die Angaben den aktuellen Zielsetzungen, können aber nicht als verbindlich angesehen werden.

Die Längenangaben der jeweiligen Maßnahmen beziehen sich auf die betroffenen Trassenkilometer und nicht auf die jeweiligen Stromkreislängen. Die Trassenlängen beschreiben bei Neubautrassen die notwendige Rauminanspruchnahme. So wird zum Beispiel bei einer Auflage von zwei Stromkreisen auf einem neuen Gestänge in einer neuen Trasse die Trassenlänge als Entfernung zwischen deren gemeinsamen Anfangs- und Endpunkt angegeben. Die anzugebende Stromkreislänge würde in diesem Fall das Zweifache der Trassenlänge betragen. Eine Beschreibung der Ermittlung der Längenangaben bei neuen AC- oder DC-Maßnahmen findet sich in Kapitel 5.3.

Hinweise aus der Konsultation des ersten Entwurfs des NEP 2035 (2021), die konkrete Projekten und Maßnahmen betreffen, wurden – soweit möglich – in Form von Anpassungen und Ergänzungen der Projektsteckbriefe verarbeitet. Auf eine Kenntlichmachung der Änderungen in den Steckbriefen wurde aus Gründen der besseren Lesbarkeit sowie der Aufwandsminimierung verzichtet.

Projektsteckbriefe

Im Folgenden werden die Projekte des Start- und Zubaunetzes dargestellt. Die Maßnahmen, die in den folgenden Karten eingezeichnet sind, werden farblich sowie durch Schraffuren bzw. vollflächige Linien nach Netzausbau und Netzverstärkung unterschieden. Die nachfolgende Legende gilt für alle Projekte des Start- und Zubaunetzes:

Legende

Leitungsbezogene Maßnahmen

AC-Netzverstärkung

AC-Netzausbau (Umsetzungsstand: fortgeschrittenes Planfeststellungsverfahren oder in Bau)

AC-Netzausbau

DC-Netzverstärkung

DC-Netzausbau (Umsetzungsstand: fortgeschrittenes Planfeststellungsverfahren oder in Bau)

DC-Netzausbau

Anlagenbezogene Maßnahmen

Netzverstärkung

Netzausbau

Ausbau von bestehenden Anlagen

DC-Konverter

Leitungsverbindungen Bestandsnetz

Umspannwerke/Stationen

AC 380 kV

AC 220 kV

AC 150 kV

DC

Definitionen

Netzausbau

Netzausbaumaßnahmen beschreiben den Neubau von Umspannwerken und Schaltanlagen oder von Leitungen in neuen Trassen.

Als Ausbau von bestehenden Anlagen werden der Zubau von Transformatoren, Blindleistungskompensationsanlagen oder wirkleistungssteuernden Betriebsmitteln in bestehenden Umspannwerken und Schaltanlagen sowie die ggf. notwendige Erweiterung der Grundstücksfläche zur Einordnung des Zubaus bezeichnet.

Netzverstärkung

Als Netzverstärkungsmaßnahmen gelten der Austausch von Betriebsmitteln in Anlagen und Leitungen gegen leistungsstärkere Komponenten, die Erweiterung von bestehenden Umspannwerken und Schaltanlagen, z. B. um zusätzliche Schaltfelder und/oder Sammelschienen, sowie ein Neubau von Leitungen in bestehenden Trassen.

Stand der Umsetzung

In der Spalte „Stand der Umsetzung“ ist, wo möglich, vermerkt, wie weit die Realisierung der Maßnahmen aktuell vorangeschritten ist.

In dieser Spalte wird unterschieden zwischen:

- keine Angabe = noch keine Aktivitäten,
- 1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren,
- 2: im Raumordnungsverfahren (ROV)/ Bundesfachplanung (BFP),
- 3: vor oder im Planfeststellungsverfahren (PFV)/ Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutz gesetz (BImSchG),
- 4: genehmigt oder in Bau,
- 5: Maßnahme wurde realisiert.

50HzT-003: Netzverstärkung und -ausbau: Neubau Höchstspannungsleitung Neuenhagen – Bertikow/Vierraden – Krajnik (PL) (Uckermarkleitung)

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz Grundlage: EnLAG, Nr. 3

Beschreibung des geplanten Projekts

Das netztechnische Ziel der Maßnahmen ist die Erhöhung der horizontalen Übertragungskapazität im Netz der 50Hertz und regelzonenüberschreitend bzw. länderübergreifend zum benachbarten polnischen Übertragungsnetzbetreiber PSE.

Hierzu ist im Leitungsabschnitt Neuenhagen – Vierraden – Bertikow eine neue 380-kV-Doppelleitung zum Teil auf neuer Trasse zu errichten. Gemäß dem Prinzip der Trassenbündelung verläuft die geplante Trasse überwiegend parallel zu anderen Infrastrukturtrassen: einer Bahntrasse und über rund 100 Kilometer parallel zu bestehenden 110-kV- und 220-kV-Leitungen. Letztgenannte 220-kV-Leitung, die heute die Verbindung zwischen Neuenhagen und Bertikow/Vierraden herstellt, wird nach Inbetriebnahme der 380-kV-Uckermarkleitung rückgebaut.

Die zuvor bereits mit 220 kV betriebene Kuppelleitung Vierraden (50Hertz) – Krajnik (PSE) wurde inzwischen auch auf deutscher Seite komplett als 380-kV-Doppelleitung errichtet. Nach Inbetriebnahme der 380-kV-Anlage Vierraden Ende 2017 und der dortigen ersten beiden 380/380-kV-Querregeltransformatoren wird die Kuppelleitung seit Mitte 2018 mit 380 kV betrieben. Diese 380-kV-Netzkonfiguration wird temporär bis zur Inbetriebnahme der 380-kV-Uckermarkleitung und der 380-kV-Anlage Bertikow über zwei 380/220-kV-Netzkuppeltransformatoren in Vierraden mit dem verbleibenden 220-kV-Netz in der Uckermark-Region verbunden.

Durch die Uckermarkleitung wird die Transportkapazität für die im Norden der 50Hertz-Regelzone eingespeiste Leistung aus erneuerbaren Energien (insbesondere Onshore-Windenergie aus Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg sowie Offshore-Windenergie aus Mecklenburg-Vorpommern) geschaffen bzw. erhöht.

Der Planfeststellungsbeschluss (PFB) wurde im Juli 2014 erteilt. Mit dem Bau wurde nicht begonnen, da gegen den Beschluss geklagt wurde. Das Bundesverwaltungsgericht hat am 21.01.2016 den PFB aufgrund von Mängeln für rechtswidrig und nicht vollziehbar erklärt. Die festgestellten Mängel führten nicht zur Aufhebung, sondern nur zur Feststellung der Rechtswidrigkeit und Nichtvollziehbarkeit des PFB, weil sie durch ein ergänzendes Verfahren behoben werden können. Für das Gericht steht die Notwendigkeit der Uckermarkleitung außer Frage, ebenso der Trassenverlauf, der nach intensiver Alternativenprüfung festgelegt worden war. Die Antragsunterlagen zum Planergänzungsverfahren wurden im November 2017 zur Prüfung beim Landesamt für Bergbau, Geologie und Rohstoffe (LBGR) eingereicht. Die Vollständigkeit wurde bestätigt und im Mai 2018 das Anhörungsverfahren zum Planergänzungsverfahren eingeleitet. Der Beschluss dazu wurde im August 2020 erteilt. Gegen diesen wird aktuell geklagt, in einzelnen Baulosen wurde mit dem Bau begonnen.

Folgende Maßnahmen sind erforderlich und sind zum Teil bereits abgeschlossen:

- Errichtung der 380-kV-Freileitung Neuenhagen – Vierraden – Bertikow (Netzverstärkung und -ausbau),
- Erweiterung der 380-kV-Einfacheinschleifung Vierraden zur 380-kV-Doppeleinschleifung (2. Einschleifung als Netzverstärkung und -ausbau) im Zusammenhang mit der Errichtung der Querregeltransformatoren Vierraden; diese Maßnahme ist nicht Bestandteil des o. g. Planfeststellungsverfahrens für die Uckermarkleitung,
- Ablösung der bestehenden 220/110-kV-Anlage Vierraden durch eine neu zu errichtende 380/110-kV-Anlage, einschließlich Ablösung der 220/110-kV- durch eine 380/110-kV-Transformation (Netzausbau, Maßnahme abgeschlossen),

- Anteilige Umrüstung und Erweiterung der mit 220 kV betriebenen, bereits für 380 kV vorbereiteten Anlage Bertikow auf 380-kV-Betrieb, einschließlich Einsatz eines 380/220-kV-Netzkuppeltransformators (Netzverstärkung),
- Neubau eines Abschnitts in bestehender Trasse der 380-kV-Freileitung Vierraden – Krajnik und Umstellung auf 380-kV-Betrieb (Netzverstärkung, Maßnahme abgeschlossen).

Perspektivisch ist die Verlängerung der 380-kV-Leitung Neuenhagen – Vierraden – Bertikow (sogenannte Uckermarkleitung) bis Pasewalk und über Pasewalk/Nord bis nach Iven geplant (erster Abschnitt bis Pasewalk, 50HzT-P36, BBPlG Nr. 11).

Aktuelle Informationen zum Projekt unter:
www.50hertz.com/de/Netz/Netzentwicklung/ProjekteanLand/Uckermarkleitung

Maßnahmen	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
Neuenhagen – Vierraden – Bertikow	Leitung	BB	NVA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse, Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau	56	64	2023	4: Genehmigt oder im Bau
2. Einschleifung Vierraden	Leitung	BB	NVA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	5		2022	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz
Netzkuppeltransformator Bertikow	Anlage	BB	NA	horizontal			2022	4: Genehmigt oder im Bau

Begründung des geplanten Projekts

Aufgrund der strukturellen Besonderheiten der Regelzone der 50Hertz, d. h. anwachsender Leistungsüberschuss aus regenerativer Erzeugung bei bestenfalls stagnierendem Verbrauch, kommt es zu ausgeprägten Nord-Süd- und Ost-West-Leistungsflüssen, verbunden mit hohen Leistungstransporten in Richtung Südwest. Des Weiteren treten dabei hohe Belastungen des polnischen Übertragungsnetzes durch parallele Leistungsflüsse auf, weshalb seitens 50Hertz und PSE der Einsatz von 380/380-kV-Querregeltransformatoren auf den deutsch-polnischen Kuppelleitungen beschlossen und 2017/2018 realisiert wurde.

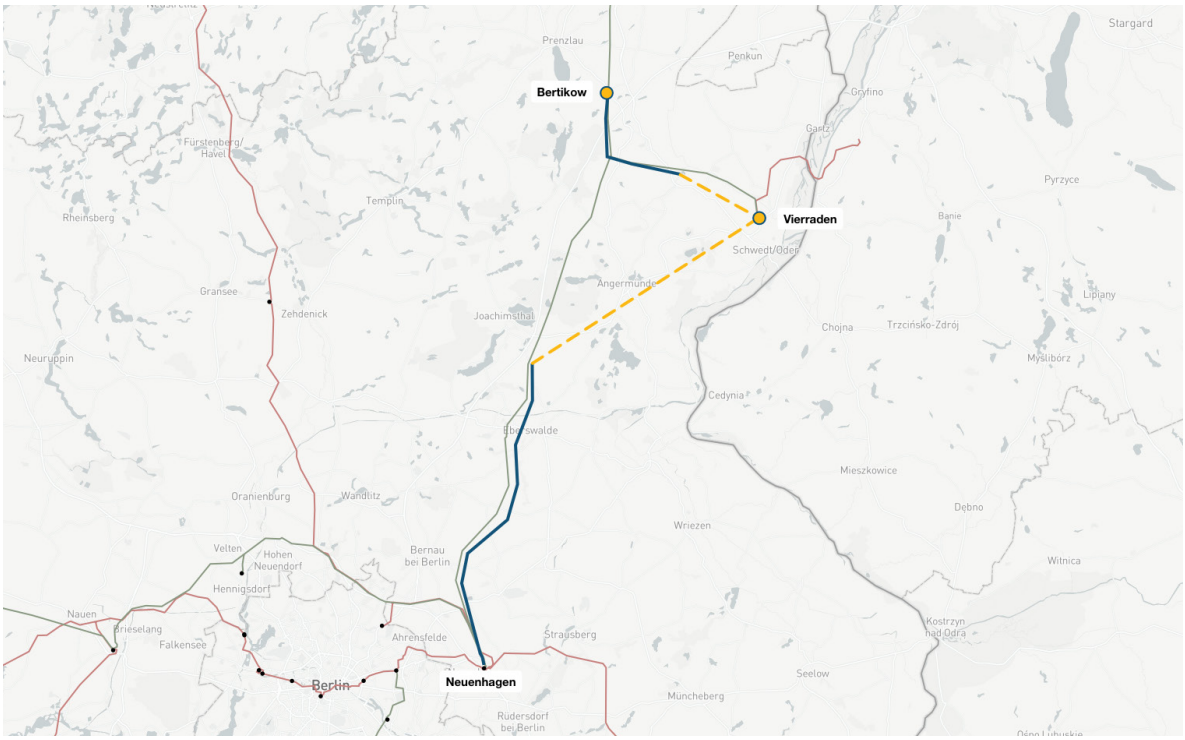
Umfangreiche Netzberechnungen zeigten u. a. erhebliche Überlastungen der bestehenden regionalen 220-kV-Netzstruktur auf, die belegen, dass diese für die anstehenden Übertragungsaufgaben in der Region unzureichend und daher eine Änderung der Netzstruktur auf 380 kV notwendig ist.

Die 380-kV-Freileitung Neuenhagen – Vierraden – Bertikow ist zusammen mit der 380-kV-Umstellung der Kuppelleitung Vierraden – Krajnik zur Vermeidung von unzulässig hohen Belastungen in der regionalen 220-kV-Netzstruktur erforderlich. Mittels der genannten Maßnahmen wird eine Erhöhung der horizontalen Übertragungskapazität im Bereich der Uckermarkleitung erreicht und so das Höchstspannungsnetz an die neuen Anforderungen angepasst.

Auch die im Rahmen des NEP durchgeführten Untersuchungen zeigen die Notwendigkeit eines Leitungsneubaus deutlich auf: Die Einspeiseleistung der in der Netzregion Uckermark bereits heute vorhandenen Windparks sowie die der zukünftig geplanten EE-Anlagen übersteigt die Übertragungskapazität der vorhandenen 220-kV-Leitung Neuenhagen – Vierraden – Bertikow um ein Vielfaches. Durch die Installation von Querregeltransformatoren zur Limitierung der Leistungsflüsse in das polnische Nachbarnetz über die 380-kV-Kuppelleitung Vierraden – Krajnik wird zudem die Netzbelastung in der betrachteten Netzregion Uckermark weiter erhöht.

Netzoptimierungs- oder Netzverstärkungsmaßnahmen, wie Leiterseilmonitoring oder Umbeseilung auf Hochtemperaturleiterseile (sofern technisch und genehmigungsrechtlich zulässig), ergeben bei einer 220-kV-Leitung kein ausreichendes und nachhaltiges Erhöhungspotenzial, um die stark anwachsenden Übertragungsaufgaben, insbesondere durch die Einspeiseleistung der Windenergieanlagen, erfüllen zu können. Dies ist nur durch eine wesentlich leistungsstärkere 380-kV-Leitung möglich, da die Erhöhung der Spannungsebene in Verbindung mit einem höheren Übertragungsquerschnitt eine deutlich höhere Übertragungsleistung und geringere Übertragungsverluste ermöglicht.

Zur Reduzierung der Eingriffe in Landschaft und Natur wurde die am besten geeignete Trassenführung möglichst in Bündelung mit vorhandenen 110- und 220-kV-Leitungstrassen ermittelt (inkl. Raumentlastung durch den Rückbau der 220-kV-Leitung).



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2035 (2021). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

50HzT-007: Netzverstärkung und -ausbau: Neubau Höchstspannungsleitung Neuenhagen – Wustermark (als 1. Teil des Berliner Rings) in bestehender Trasse im Raum Berlin und Erweiterung von Umspannwerken (380-kV-Nordring Berlin)

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz Grundlage: EnLAG, Nr. 11

Beschreibung des geplanten Projekts

Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist die Erhöhung der Übertragungskapazität im Raum Berlin bzw. im nördlichen Berliner Umland für die im Nordosten der Regelzone von 50Hertz erzeugte Einspeiseleistung, insbesondere aus Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen.

Ein Teil der übertragenen Leistung dient der Deckung der Nachfrage in Berlin und im Berliner Umland (Brandenburg). Zudem ermöglicht die leistungsstärkere 380-kV-Netzstruktur die nachhaltige Berücksichtigung von Kundenbelangen (zukunftssicherer Anschluss von direkt am Übertragungsnetz angeschlossenen Kundenanlagen der stromintensiven Industrie).

Hierfür ist der Neubau einer rund 75 km langen 380-kV-Freileitung weitestgehend in der bestehenden Trasse der bisherigen 220-kV-Freileitung erforderlich (Ersatzneubau und Neubau in neuer Trasse). Im Zusammenhang mit dem Leitungsvorhaben müssen die Umspannwerke (UW) Wustermark, Hennigsdorf, Malchow und Neuenhagen um entsprechende 380-kV-Leitungsschaltfelder erweitert sowie nachfolgend genannte Änderungen eingeleitet werden.

Für das UW Malchow ist eine zweite Einschleifung in die oben genannte Leitung vorgesehen (Leitungsneubau in Bündelung zu einem bestehenden 380-kV-Trassenkorridor, in o. g. Neubaulänge enthalten), womit die Voraussetzungen für eine netztechnisch flexible Betriebsführung, eine optimierte Netzstruktur zwischen den UW Malchow und Neuenhagen sowie eine höhere Netz- und Versorgungssicherheit geschaffen werden.

Im Bereich Hennigsdorf sind der Neubau einer 380-kV-Schaltanlage in Ergänzung zur bestehenden 220-kV-Kundenanlage sowie von zwei 380/220-kV-Netzkuppeltransformatoren erforderlich, um den Anschlusskunden auch zukünftig versorgen zu können.

Im UW Wustermark wurde die erforderliche Erweiterung der bestehenden Anlage um einen zusätzlichen 380/220-kV-Netzkuppeltransformator bereits abgeschlossen.

Die Maßnahmen des Projekts 50HzT-007 stehen in Zusammenhang mit dem Projekt 50HzT-003 (Neubau Höchstspannungsleitung Neuenhagen – Bertikow/Vierraden – Krajnik (PL) (Uckermarkleitung)), welche dem Transport von Einspeiseleistung, insbesondere aus Windenergieanlagen, in die Netzregion und den Raum Berlin inkl. Umland dient.

Für das Projekt ist das Raumordnungsverfahren abgeschlossen. Der erste (westliche) Abschnitt wurde planfestgestellt und im 4. Quartal 2016 mit einer Länge von rund 29 km in Betrieb genommen. Der Planfeststellungsbeschluss für den zweiten (östlichen) Abschnitt von Hennigsdorf nach Neuenhagen wurde im August 2019 erteilt. In einzelnen Teilbereichen des östlichen Abschnittes wurde mit dem Bau begonnen.

Aktuelle Informationen zum Projekt unter:
www.50hertz.com/de/Netz/Netzentwicklung/ProjekteanLand/380-kV-NordringBerlin

Maßnahmen	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
Neuenhagen – Wustermark	Leitung	BB	NVA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse, Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau	14	61	2022, 2023	4: Genehmigt oder im Bau

Begründung des geplanten Projekts

Die Erhöhung der Übertragungskapazität im Raum Berlin inkl. Umland ist auch erforderlich, um die Netz- und Versorgungssicherheit Berlins anforderungsgerecht aufrecht zu erhalten.

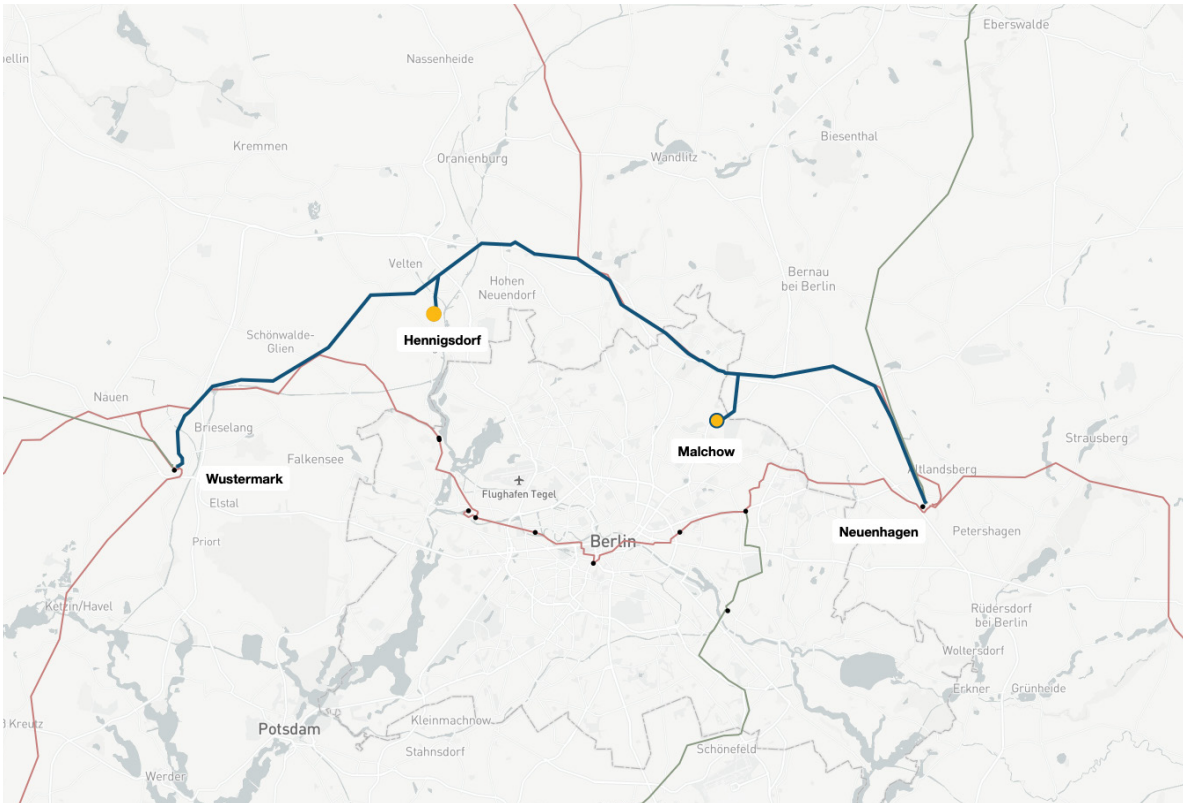
Die vorhandene 380-kV-Doppelleitung Neuenhagen – Malchow – Lubmin ist und die geplante Uckermarkleitung (50HzT-003) wird an die 380-kV-Anlage in Neuenhagen, gelegen am östlichen Stadtrand von Berlin, angeschlossen. Von Neuenhagen führt eine 380-kV-Doppelleitung in die Stadt Berlin hinein und eine weitere nach Preilack in die Lausitz. Die 380-kV-Leitungsverbindung in die Stadt Berlin hinein ist auf dem Abschnitt Neuenhagen – Marzahn als Freileitung ausgeführt. Von Marzahn verlaufen durch das Berliner Stadtgebiet weitestgehend 380-kV-Doppelkabelanlagen bis nach Teufelsbruch (Berlin-Spandau am westlichen Stadtrand). Diese sogenannte 380-kV-Diagonale in Berlin wurde ursprünglich ausschließlich zur Versorgung Berlins geplant und errichtet sowie dafür bzgl. Übertragungskapazität ausgelegt.

Aufgrund der geänderten Anforderungen an das Übertragungsnetz durch die allgemeine Marktentwicklung für den Stromhandel und den Ferntransport von erneuerbaren Energien haben sich veränderte Leistungsflussbedingungen eingestellt. Dadurch und aufgrund der technischen Parameter von Kabeln (wesentlich kleinere Impedanz als eine Freileitung) stellen sich verstärkte Transitleistungsflüsse auf der 380-kV-Diagonale in Berlin ein. Diese führen zu hohen Belastungen und damit zur Gefährdung der Netz- und Versorgungssicherheit. Eine temporär leistungsflussbedingte, schaltungstechnische „Auftrennung" der Diagonale zur Unterbindung unzulässig hoher Transitleistungsflüsse ist daher derzeit ohne die Realisierung weiterer Maßnahmen auf der 380-kV-Diagonale in Berlin (siehe 50HzT-P180) nicht möglich. Die Erhöhung der Übertragungskapazität durch den Nordring Berlin ermöglicht die Integration der im Nordosten der Regelzone von 50Hertz erzeugten EE-Einspeiseleistung, insbesondere aus Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen, leistet zudem einen Beitrag zur Entlastung der Berlin-Diagonale und trägt damit insgesamt zur Stabilität der Netzsituation in Berlin bei.

Die Erhöhung der Übertragungskapazität soll mittelfristig durch die Umstrukturierung des vorhandenen 220-kV-Nord- und perspektivisch auch des 220-kV-Südrings im Raum Berlin realisiert werden. Diese Maßnahmen werden bedarfsgerecht, auch unter Berücksichtigung der Netz- und Systemsicherheit in der Bau- und Betriebsphase, in zwei Schritten geplant. Zunächst wird im ersten Schritt der „380-kV-Nordring Berlin", d. h. die 380-kV-Doppelleitung von Wustermark über Hennigsdorf nach Neuenhagen, realisiert.

Bei weiter steigender Einspeisung aus erneuerbaren Energien besteht die Planungsoption u. a. für eine 380-kV-Netzumstellung im Süden Berlins als zweiter Schritt (sogenannter „380-kV-Südring Berlin" von Marzahn über Wuhlheide nach Thyrow inkl. Projekt 50HzT-P252 Neubau-Umspannwerk Berlin/Südost). Darüber hinaus wird die Übertragungskapazität durch das Projekt 50HzT-P180 in Berlin erhöht.

Die notwendige Absicherung in Ausfallsituationen zusammen mit der notwendigen Erhöhung der horizontalen Übertragungskapazität kann nur durch den Neubau der o. g. 380-kV-Freileitung Neuenhagen – Hennigsdorf – Wustermark (inkl. Neubau des Leitungsanschlusses zum Umspannwerk Malchow) und die damit verbundenen Maßnahmen erfolgen.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2035 (2021). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

50HzT-035: Netzausbau: 380-kV-Netzanschlussanlage PSW Leutenberg

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Grundlage: Anschlusspflicht von Kraftwerken

Beschreibung des geplanten Projekts

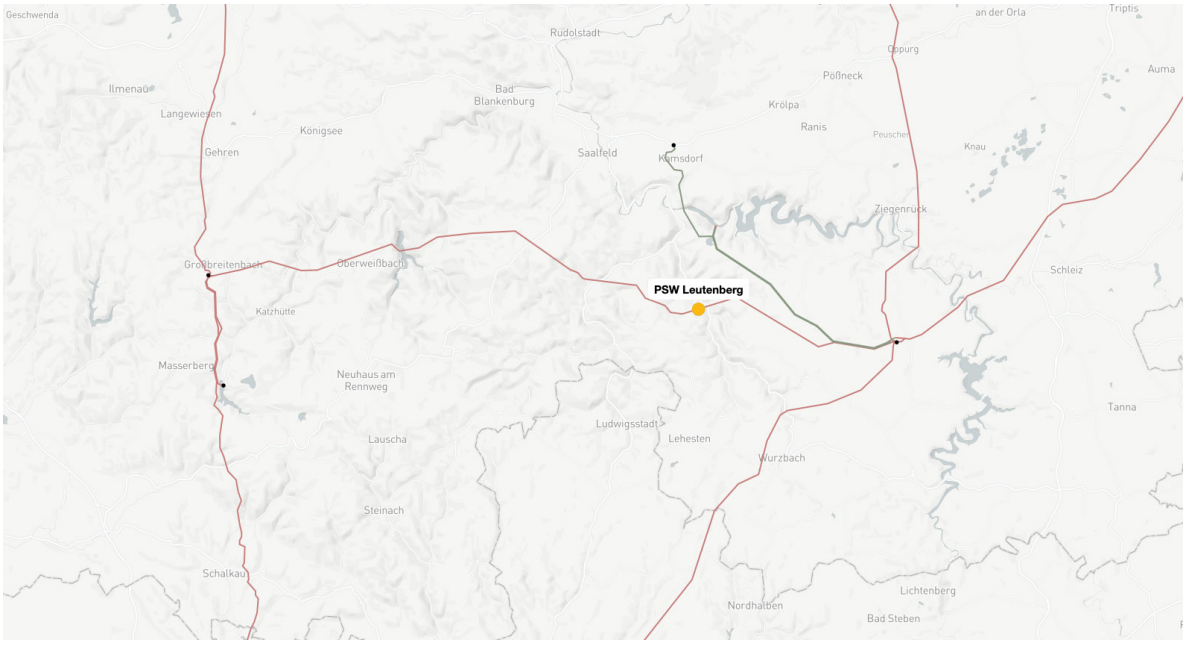
Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist es, den Anschluss für das geplante Pumpspeicherwerk (PSW) Leutenberg an das 380-kV-Übertragungsnetz von 50Hertz herzustellen. Es ist geplant, die neu zu errichtende 380-kV-Netzanschlussanlage in die vorhandene 380-kV-Leitung Altenfeld – Remptendorf einzubinden.

Maßnahmen	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
Netzanschluss PSW Leutenberg	Leitung	TH	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	2		2028	
Netzanschluss PSW Leutenberg	Anlage	TH	NA	horizontal für Dritte			2028	

Begründung des geplanten Projekts

Bei 50Hertz liegt ein qualifiziertes Netzanschlussbegehren gemäß Kraftwerks-Netzanschlussverordnung (KraftNAV) für das Pumpspeicherwerk im Raum Leutenberg/Probstzella (Thüringen) vor. Unter dem Projektnamen „Wasserspeicherkraftwerk Leutenberg/Probstzella“ wurde das Raumordnungsverfahren mit der Landesplanerischen Beurteilung des Thüringer Landesverwaltungsamtes vom 22.08.2016 erfolgreich abgeschlossen. In der Machbarkeitsstudie zum Netzanschluss wird von der Errichtung einer 380-kV-Schaltanlage und der Einbindung in die vorhandene 380-kV-Leitung Altenfeld – Remptendorf als netztechnisch und wirtschaftlich vorteilhafte Anschlusslösung ausgegangen.

Da seit dem Abschluss des Raumordnungsverfahrens durch den Antragsteller keine weiteren Schritte für das PSW-Projekt eingeleitet wurden, erfolgen derzeit seitens 50Hertz keine Aktivitäten im Netzanschlussverfahren gemäß gesetzlicher Netzanschlussverpflichtung.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2035 (2021). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen sowie Maßnahmen mit Netzanschlussverpflichtung. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

50HzT-P33: Netzverstärkung zwischen Niedersachsen und Sachsen-Anhalt

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Grundlage: Planfeststellung eingeleitet

Nr. BBPlG 2021: 10

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Sachsen-Anhalt und Niedersachsen. Es stärkt die Verbindung der Übertragungsnetze von 50Hertz und TenneT und dient dem Abtransport von Onshore-Windenergie. Dieser Steckbrief beschreibt den Anteil von 50Hertz vom Umspannwerk Wolmirstedt bis zur Landesgrenze Sachsen-Anhalt/Niedersachsen. Der Anteil von TenneT von der v. g. Landesgrenze zum Umspannwerk Helmstedt wird im Projekt TTG-P33 aufgeführt.

50HzT-P33 enthält folgende Maßnahme:

- M24a2: Wolmirstedt – Landesgrenze Sachsen-Anhalt/Niedersachsen
  Von Wolmirstedt bis zur Landesgrenze Sachsen-Anhalt/Niedersachsen wurde die bestehende 380-kV-Leitung bereits durch Umbeseilung auf HTLS mit einer Stromtragfähigkeit von 3.600 A pro Stromkreis verstärkt. Bis zum Abschluss des Genehmigungsverfahrens werden die Stromkreise mit den derzeit genehmigten, niedrigeren Stromgrenzwerten betrieben.

  Aktuelle Informationen zum Projekt unter:

www.50hertz.com/de/Netz/Netzentwicklung/ProjekteanLand/NetzverstaerkungHelmstedtWolmirstedt

Maßnahmen	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
Wolmirstedt – Landesgrenze ST/NI (Mast 6)	Leitung	ST	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung		46	2022	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die bestehende 380-kV-Leitung Wolmirstedt – Helmstedt (Kuppelleitung zwischen 50Hertz und TenneT) sowie die sich anschließende 380-kV-Leitung Helmstedt – Hattorf – Wahle (TenneT) werden durch hohe Leistungsflüsse vor allem in Ost-West-Richtung, bedingt durch einen großen Erzeugungsüberschuss in der Regelzone von 50Hertz, bereits heute hoch belastet.

Netzplanerische Begründung

Die bestehenden Leitungen weisen eine Übertragungskapazität von 1.660 MVA pro Stromkreis auf. Ohne die Netzverstärkung wird die 380-kV-Leitung Wolmirstedt – Helmstedt bei Ausfall eines Stromkreises dieser Leitung unzulässig hoch belastet. Bei Ausfall eines bereits nach Maßnahme M24a verstärkten 380-kV-Stromkreises von Wolmirstedt nach Helmstedt und weiter bis Wahle wird der verbleibende Parallelstromkreis ebenfalls unzulässig hoch belastet. Diese Situation kann durch eine weitere Netzverstärkung als zusätzlicher 380-kV-Neubau in bestehender Trasse zwischen Wolmirstedt und Mehrum vermieden werden. Für diesen Fall wurde die Maßnahme M24b identifiziert (siehe Projekt P33).

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt. Durch WAFB auf der bestehenden 380-kV-Leitung Wolmirstedt – Helmstedt können zwar in Starkwindperioden maximal 2.150 MVA übertragen werden. In Schwach- bzw. Mittelwindperioden ist die Übertragungskapazität der Leitung Wolmirstedt – Helmstedt für die gemäß Szenariorahmen zu erwartenden Übertragungsaufgaben hingegen weiterhin nicht ausreichend. Die Umbeseilung (Netzverstärkung) ist im 50Hertz-Leitungsabschnitt für die Maßnahme M24a2 erfolgt und dient als langfristige Netzverstärkung.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Als Alternative wurden eine zusätzliche 380-kV-Leitung von Stendal/West (50Hertz) nach Wahle (TenneT) sowie eine Verstärkung der südlichen Achse mithilfe eines 380-kV-Neubaus in neuer Trasse zwischen den Standorten Förderstedt und Marke bzw. Klostermansfeld erwogen. Mithilfe einer dieser beiden genannten Doppelleitungen könnte die Überlastung Wolmirstedt – Helmstedt wirksam reduziert werden. Diese Option wurde aber aufgrund der zusätzlichen Rauminanspruchnahme durch eine neue Trasse verworfen.

Die Projekte 50HzT-P33 und P228 (TenneT: Netzverstärkung zwischen Landesbergen und Mehrum/Nord) dienen gemeinsam der Abführung von regenerativer Einspeisung aus dem Norden sowie aus dem Osten Deutschlands. Damit wird eine wichtige Transitquerspange in Bestandstrassen geschaffen, die gleichzeitig der langfristigen Versorgung der Großräume Hannover und Braunschweig dient.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt 50HzT-P33 wurde als P33 seit dem NEP 2012 mehrfach bestätigt und ist Teil des Bundesbedarfsplans (Vorhaben Nr. 10).



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2035 (2021). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

50HzT-P34: Netzverstärkung: Güstrow – Wolmirstedt

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Grundlage: Planfeststellung eingeleitet

Nr. BBPlG 2021: 39

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität von Mecklenburg-Vorpommern über Brandenburg nach Sachsen-Anhalt. Zwischen den Umspannwerken Güstrow (Mecklenburg-Vorpommern) und Wolmirstedt (Sachsen-Anhalt) verläuft eine 220-kV-Freileitung, deren Übertragungskapazität durch den Neubau einer 380-kV-Freileitung erhöht werden soll. Die geplante 380-kV-Freileitung soll auf rund 190 Kilometern Länge weitgehend im Raum der schon bestehenden Freileitungstrasse verlaufen. Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung orientiert sich die Planung an der Bestandstrasse. Dabei können Abweichungen vom aktuellen Trassenverlauf bei der nachgelagerten Planung entstehen, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen, bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern oder Bündelungen mit linienförmiger Infrastruktur umzusetzen, um unter anderem dem Bündelungsgebot Rechnung zu tragen. Die bestehende 220-kV-Freileitung wird nach Inbetriebnahme der 380-kV-Freileitung zurückgebaut.

- M22a: Perleberg – Stendal/West – Wolmirstedt
  Von Perleberg über Stendal/West nach Wolmirstedt wird ein 380-kV-Leitungsneubau mit Hochstrombeseilung im bestehenden 220-kV-Trassenraum errichtet (Ersatzneubau). Hierzu sind die 380-kV-Anlagen in den Umspannwerken Perleberg, Stendal/West und Wolmirstedt zu erweitern. Der Abschnitt Stendal/West – Wolmirstedt wurde planfestgestellt und 2020 errichtet. Für den Abschnitt Perleberg – Stendal/West hat 50Hertz die Antragsunterlagen auf Planfeststellung in Sachsen-Anhalt und in Brandenburg eingereicht. Derzeit befinden sich die Unterlagen in Überarbeitung.
- M22b: Parchim/Süd – Perleberg
  Von Parchim/Süd nach Perleberg wird ein 380-kV-Leitungsneubau mit Hochstrombeseilung im bestehenden 220-kV-Trassenraum errichtet (Ersatzneubau). Hierzu ist die 380-kV-Anlage im Umspannwerk Perleberg zu erweitern. Die Planfeststellungsanträge für die beiden Leitungsabschnitte Parchim/Süd – Landesgrenze und Landesgrenze – Perleberg wurden inzwischen in Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg eingereicht.
- M22c: Güstrow – Parchim/Süd
  Von Güstrow nach Parchim/Süd wird ein 380-kV-Leitungsneubau mit Hochstrombeseilung im bestehenden 220-kV-Trassenraum errichtet (Ersatzneubau). Hierzu ist die 380-kV-Anlage im Umspannwerk Güstrow zu erweitern. Die Antragsunterlagen zur Planfeststellung wurden eingereicht und sind in Prüfung.

Mit der Realisierung von M22b wird das bereits für einen späteren 380-kV-Betrieb konzipierte, aktuell mit 220 kV in Betrieb befindliche, Umspannwerk Parchim/Süd für den 380-kV-Betrieb erweitert. Mit Realisierung von M22a erfolgt die vollständige Umstellung auf 380 kV inkl. Einsatz einer 380/110-kV- anstelle der heutigen 220/110-kV-Transformation.

Weitere Informationen zum Projekt sind verfügbar unter:
www.50hertz.com/de/Netz/Netzentwicklung/ProjekteanLand/380-kV-FreileitungPerlebergWolmirstedt
www.50hertz.com/de/Netz/Netzentwicklung/ProjekteanLand/380-kV-FreileitungGuestrowParchimSuedPerleberg

Maßnahmen	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
Perleberg – Stendal/West – Wolmirstedt	Leitung	BB, ST	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		101	2022, 2023	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz, 5: Realisiert
Parchim/Süd – Perleberg	Leitung	MV, BB	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		37	2025, 2026	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz
Güstrow – Parchim/Süd	Leitung	MV	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		53	2025, 2026	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Durch die zu erwartenden Onshore- und Offshore-Windeinspeisungen in Mecklenburg-Vorpommern sowie erhöhte Transitleistungsflüsse aus Dänemark in Richtung Süden wird diese Leitung perspektivisch noch stärker belastet werden. Die 220-kV-Leitung Güstrow – Wolmirstedt besitzt derzeit eine Übertragungskapazität von ca. 400 MVA pro Stromkreis. Aufgrund der vorherrschenden Hauptleistungsflussrichtung von Nord nach Süd ist die 220-kV-Leitung Güstrow – Wolmirstedt bei entsprechenden Erzeugungs- und Lastsituationen bereits heute hoch belastet. Die Belastung steigt durch die anwachsende EE-Einspeiseleistung, die u. a. auch vom UW Parchim/Süd aufzunehmen ist, weiter an. Die bestehende 220-kV-Leitung Güstrow – Wolmirstedt besitzt somit für die zu erwartenden Übertragungsaufgaben eine zu geringe Übertragungskapazität.

Netzplanerische Begründung

Zur Erhöhung der Übertragungskapazität muss folglich die Spannungsebene auf 380 kV erhöht und die Leitung neu errichtet werden. Ohne den Neubau im bestehenden Trassenraum wird die 220-kV-Leitung Güstrow – Wolmirstedt bei Ausfall eines 220-kV-Stromkreises dieser Leitung bzw. bei Ausfall eines Stromkreises der 380-kV-Leitung Stendal/West – Wolmirstedt unzulässig hoch belastet.

Die unzulässig hohe Leitungsbelastung wird wesentlich durch die über das Umspannwerk Parchim/Süd zusätzlich eingespeiste EE-Leistung verursacht. Daher ist es notwendig, dieses Umspannwerk auf 380 kV umzustellen und in die 380-kV-Leitung Güstrow – Wolmirstedt einzubinden. Zusätzlich ist eine Einschleifung der 380-kV-Neubau-Freileitung in das Umspannwerk Perleberg und eine 380-kV-Doppeleinschleifung in das Umspannwerk Stendal/West erforderlich.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt 50Hzt-P34 wurde als P34 seit dem NEP 2013 mehrfach bestätigt und ist Teil des Bundesbedarfsplans (Vorhaben Nr. 39).



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2035 (2021). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

50HzT-P36: Netzverstärkung: Bertikow – Pasewalk

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Grundlage: Planfeststellung eingeleitet

Nr. BBPlG 2021: 11

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern. Es schließt nördlich an das Vorhaben 50HzT-003 (Uckermarkleitung) an. Das Projekt beinhaltet folgende Maßnahmen:

- M21: Bertikow – Pasewalk
  Von Bertikow (Brandenburg) nach Pasewalk (Mecklenburg-Vorpommern) wird eine neue 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung errichtet (Ersatzneubau). Im Zuge der Trassenfindung wurde angestrebt, im Trassenraum der bestehenden 220-kV-Leitung zu verbleiben. In einem Abschnitt wurde dem Bündelungsgebot der Bundesnetzagentur gefolgt; der betreffende geplante Abschnitt verläuft gebündelt mit der BAB A20.
  Die 380-kV-Anlage Bertikow ist zu erweitern. Weiterhin ist am Standort Pasewalk eine 380-kV-Anlage mit 3 x 380/110-kV-Transformatoren für die Ablösung der bestehenden 220-kV-Anlage inkl. 220/110-kV-Transformatoren neu zu errichten (siehe Begleitdokument Punktmaßnahmen).
- M21TR1: Netzkuppeltransformatoren Pasewalk:
  Es sind zwei 380/220-kV-Netzkuppeltransformatoren im Umspannwerk (UW) Pasewalk für die Stützung des verbleibenden 220-kV-Netzes in Mecklenburg-Vorpommern vorzusehen.

Für die 380-kV-Leitung wurde die Bundesfachplanung abgeschlossen und der Antrag auf Planfeststellung bei der Bundesnetzagentur eingereicht. Nach Inbetriebnahme der 380-kV-Freileitung ist geplant, die 220-kV-Leitung zurückzubauen.

Der aktuelle Verfahrensstand sowie detaillierte Unterlagen zur Trassenkorridorfindung sind verfügbar unter:
www.50hertz.com/de/Netz/Netzentwicklung/ProjekteanLand/380-kV-FreileitungBertikowPasewalk

Maßnahmen	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
Bertikow – Pasewalk	Leitung	BB, MV	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		32	2024, 2025	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz
Netzkuppeltransformatoren Pasewalk	Anlage	MV	NV	horizontal			2024, 2025	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Im östlichen Mecklenburg-Vorpommern ist in der Region, in der das UW Pasewalk liegt, bereits eine hohe Leistung von Erneuerbare-Energien-Anlagen installiert, die nach Prognosen des regionalen Verteilnetzbetreibers weiter stark anwachsen wird. In der Region ist zudem mit dem UW Pasewalk/Nord (Arbeitstitel) ein direkter, leistungsstarker Windparkanschluss am Übertragungsnetz geplant. Damit einher geht ein weiter ansteigender Transportbedarf. Zudem werden die bestehenden 220-kV-Leitungen durch die Übertragung von Windenergie aus der Uckermark in Richtung Westen bzw. in Richtung Polen (Kuppelleitung Vierraden – Krajnik) zusätzlich

belastet. Für die zu erwartenden Onshore-Windeinspeisungen übersteigt der aus vorgenannten Gründen insgesamt resultierende Übertragungsbedarf die Übertragungskapazität der 220-kV-Leitungen deutlich.

Netzplanerische Begründung

Die 220-kV-Leitung Bertikow – Pasewalk besitzt derzeit eine Übertragungskapazität von ca. 410 MVA pro Stromkreis. Ohne den 380-kV-Neubau Bertikow – Pasewalk wird die bestehende 220-kV-Leitung teilweise bereits im Grundfall, und erst recht bei Ausfall eines Stromkreises, unzulässig hoch belastet.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Zur Maßnahme M21 sind keine anderen Netzoptimierungen oder -verstärkungen möglich, die wirtschaftliche oder netztechnische Alternativen darstellen. Die erwartete installierte EE-Leistung kann in der Region nur durch die Einbindung in das 380-kV-Netz abgeführt werden, da keine parallele 220-kV-Verbindung vorhanden ist. Eine Reduzierung der Belastung der Verbindung von Bertikow nach Pasewalk durch Topologieänderungen (z. B. Entmaschung in Bertikow) führt zum Belastungsanstieg auf dem mit 380 kV betriebenen Interkonnektor Vierraden – Krajnik (PL). Da hierbei die Leistungsflüsse zum polnischen Übertragungsnetzbetreiber PSE zusätzlich beeinflusst würden, stellt diese Option keine nachhaltige Lösung dar und wurde verworfen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt 50HzT-P36 mit der Maßnahme M21 wurde als Projekt P36 ab dem NEP 2012 mehrfach von der Bundesnetzagentur bestätigt und ist im Bundesbedarfsplan enthalten (Vorhaben Nr. 11).



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2035 (2021). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

50HzT-P38: Netzverstärkung: Pulgar – Vieselbach

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Grundlage: Planfeststellung eingeleitet

Nr. BBPlG 2021: 13

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Sachsen und Thüringen:

- M27a: Pulgar – Geußnitz (Abschnitt Ost)
  Auf dem Abschnitt vom Umspannwerk Pulgar bis Geußnitz (bei Zeitz) wird auf 27 km die bestehende Freileitung mit HTLS umbeseilt und die 380-kV-Anlage Pulgar entsprechend verstärkt. Für den Abschnitt Ost wurde die Bundesfachplanung bereits abgeschlossen. Anstelle eines Planfeststellungsverfahrens wurde ein vereinfachtes Anzeigeverfahren nach § 25 NABEG durchlaufen. Derzeit befindet sich die Maßnahme bereits in der Realisierung.
- M27b: Geußnitz – Bad Sulza (Abschnitt Mitte)
  Auf dem Abschnitt von Geußnitz bis Bad Sulza ist auf 42 km die bestehende Freileitung durch einen 380-kV-Leitungsneubau mit Hochstrombeseilung zu verstärken (Ersatzneubau). Der Abschnitt Mitte befindet sich im Planfeststellungsverfahren.
- M27c: Bad Sulza – Vieselbach (Abschnitt West)
  Auf dem Abschnitt von Bad Sulza bis zum Umspannwerk Vieselbach ist auf 37 km die bestehende Freileitung durch einen 380-kV-Leitungsneubau mit Hochstrombeseilung zu verstärken (Ersatzneubau); ebenso entsprechend die 380-kV-Anlage Vieselbach. Der Abschnitt West befindet sich im Planfeststellungsverfahren.

Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung orientiert sich die Planung an der Bestandstrasse. Dabei können Abweichungen vom aktuellen Trassenverlauf bei der nachgelagerten Planung entstehen, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen, bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern oder Bündelungen mit linienförmiger Infrastruktur umzusetzen, um unter anderem dem Bündelungsgebot Rechnung zu tragen.

Der aktuelle Verfahrensstand sowie detaillierte Unterlagen zur Trassenkorridorfindung sind verfügbar unter www.50hertz.com/de/Netz/Netzentwicklung/ProjekteanLand/380-kV-FreileitungPulgarVieselbach

Maßnahmen	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
Pulgar – Geußnitz (Abschnitt Ost)	Leitung	SN	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung		27	2024, 2025	4: Genehmigt oder im Bau
Geußnitz – Bad Sulza (Abschnitt Mitte)	Leitung	SN, TH	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		41	2024, 2025	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz
Bad Sulza – Vieselbach (Abschnitt West)	Leitung	TH	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		37	2024, 2025	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Aufgrund der vorherrschenden Hauptleistungsflussrichtung von Nordost/Ost nach Südwest/West aus der 50Hertz-Regelzone in Richtung TenneT ist die 380-kV-Leitung Pulgar – Vieselbach bei entsprechenden Erzeugungs- und Lastsituationen bereits heute sehr hoch belastet. Neben dem Übertragungsbedarf an konventioneller Erzeugungsleistung muss sie die stetig steigende Erzeugungsleistung aus erneuerbaren Energien aufnehmen.

Netzplanerische Begründung

Die bestehenden Leitungsabschnitte weisen eine Übertragungskapazität von 1.660 bzw. 1.790 MVA pro Stromkreis auf. Am Standort Pulgar ist das Kraftwerk Lippendorf mit einer installierten Bruttonennleistung von 1.840 MW angeschlossen. Die Übertragungskapazität der Leitung Pulgar – Vieselbach ist für die zu erwartenden Übertragungsaufgaben nicht ausreichend. Ohne den Neubau in bestehender Trasse wird die 380-kV-Leitung Pulgar – Vieselbach bei Ausfall eines Stromkreises dieser Leitung unzulässig hoch belastet. Das Projekt 50HzT-P38 ist auch nach dem Kohleausstieg erforderlich, da der Übertragungsbedarf durch den fortschreitenden Ausbau erneuerbarer Energien weiter ansteigen wird.

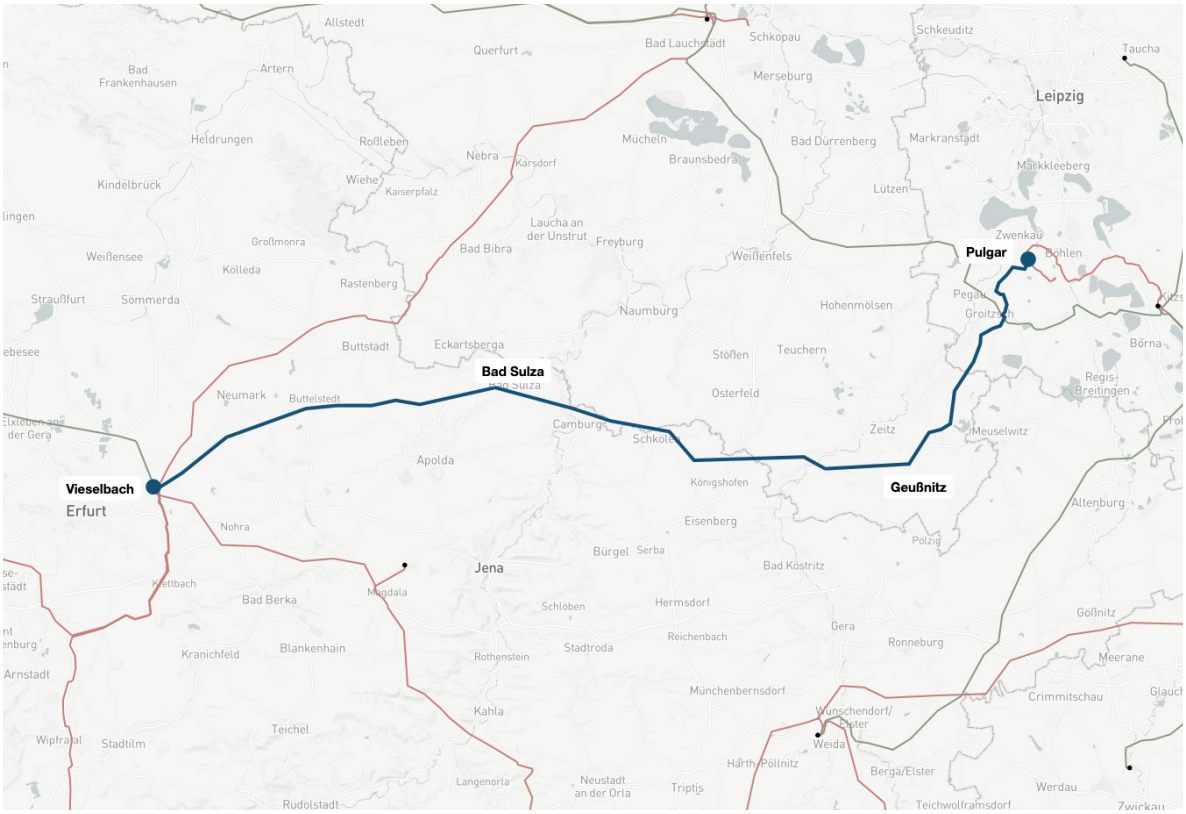
Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Zur Anwendung des witterungsabhängigen Freileitungsbetriebs (WAFB) als Instrument der Netzoptimierung ist die bestehende 380-kV-Leitung Pulgar – Vieselbach aufgrund ihrer Bauweise, insbesondere in den Abschnitten Geußnitz – Bad Sulza und Bad Sulza – Vieselbach, nicht geeignet. Im Abschnitt Pulgar – Geußnitz ist als NOVA-Maßnahme eine Umbeseilung zur Netzverstärkung vorgesehen. Weitere Netzoptimierungen in Form von netzbezogenen Maßnahmen stehen zur Beherrschung der erwarteten Leistungsfluss- und Netzsituationen in dieser Netzregion nur in sehr begrenztem Umfang zur Verfügung:

Eine Reduzierung der Belastung der Verbindung von Pulgar nach Vieselbach durch Topologieänderungen (z. B. Entmaschung in Streumen) führt nahezu direkt proportional zu einem Belastungsanstieg auf den sehr stark belasteten 380-kV-Verbindungen in Richtung Bayern und ist daher keine nachhaltige Lösung. Eine Netzverstärkung durch Umbeseilung mit Hochstrombeseilung bzw. Hochtemperaturleiterseile scheidet ebenfalls aufgrund der Bauweise und Maststatik in den Abschnitten Geußnitz – Bad Sulza und Bad Sulza – Vieselbach aus.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt 50HzT-P38 mit der Maßnahme M27 wurde als P38 seit dem NEP 2012 mehrfach von der Bundesnetzagentur bestätigt und ist Teil des Bundesbedarfsplans (Vorhaben Nr. 13).



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2035 (2021). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

50HzT-P39: Netzverstärkung: Röhrsdorf – Weida – Remptendorf

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Grundlage: Planfeststellung eingeleitet

Nr. BBPlG 2021: 14

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Sachsen und Thüringen:

- M29a: Röhrsdorf – Weida (Abschnitt Ost)
- M29b: Weida – Remptendorf (Abschnitt West)

Von Röhrsdorf über Weida nach Remptendorf wird die bestehende 380-kV-Freileitung durch einen 380-kV-Leitungsneubau mit Hochstrombeseilung verstärkt (Ersatzneubau). Hierzu sind die 380-kV-Anlagen Röhrsdorf, Weida und Remptendorf zu verstärken und in Weida für die Doppeleinschleifung (2. Einschleifung) zu erweitern. Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung orientiert sich die Planung an der Bestandstrasse. Dabei können Abweichungen vom aktuellen Trassenverlauf bei der nachgelagerten Planung entstehen, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen, bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern oder Bündelungen mit linienförmiger Infrastruktur umzusetzen, um unter anderem dem Bündelungsgebot Rechnung zu tragen.

Für den Abschnitt West wurde die Bundesfachplanung Ende Dezember 2018 abgeschlossen. Seit 2019 befindet sich der Abschnitt West im Planfeststellungsverfahren.

Für den Abschnitt Ost von Röhrsdorf bis Weida wurde die Bundesfachplanung im Februar 2020 abgeschlossen. Im Frühjahr 2020 wurde das Planfeststellungsverfahren gestartet.

Weitere Informationen zum Projekt sind verfügbar unter:
www.50hertz.com/de/Netz/Netzentwicklung/ProjekteanLand/NetzverstaerkungRoehrsdorfWeidaRemptendorf

Maßnahmen	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
Röhrsdorf – Weida (Abschnitt Ost)	Leitung	SN, TH	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		66	2025, 2026	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz
Weida – Remptendorf (Abschnitt West)	Leitung	TH	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		43	2025, 2026	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die 380-kV-Leitung Röhrsdorf – Weida – Remptendorf ist bereits heute durch die hohen Leistungsflüsse von Ost nach West/Südwest aus dem 50Hertz-Gebiet in Richtung TenneT sehr stark belastet. Neben dem Übertragungsbedarf an konventioneller Erzeugungsleistung muss sie die stetig steigende Erzeugungsleistung aus erneuerbaren Energien aufnehmen. Durch die grenznahe Lage und Anbindung an das tschechische Netz wirken sich die Leistungsflüsse zwischen Deutschland und Tschechien auch auf die Leitung Röhrsdorf – Weida – Remptendorf aus.

Netzplanerische Begründung

Die bestehenden Leitungen weisen eine Übertragungskapazität von 1.700 MVA pro Stromkreis auf. Die Übertragungskapazität der 380-kV-Leitung Röhrsdorf – Weida – Remptendorf ist für die zu erwartenden Übertragungsaufgaben nicht ausreichend. Ohne den Neubau in bestehender Trasse wird die 380-kV-Leitung Röhrsdorf – Weida – Remptendorf bei Ausfall eines Stromkreises dieser Leitung unzulässig hoch belastet. Das Projekt 50HzT-P39 ist auch nach dem Kohleausstieg erforderlich, da der Übertragungsbedarf durch den fortschreitenden Ausbau erneuerbarer Energien weiter ansteigen wird.

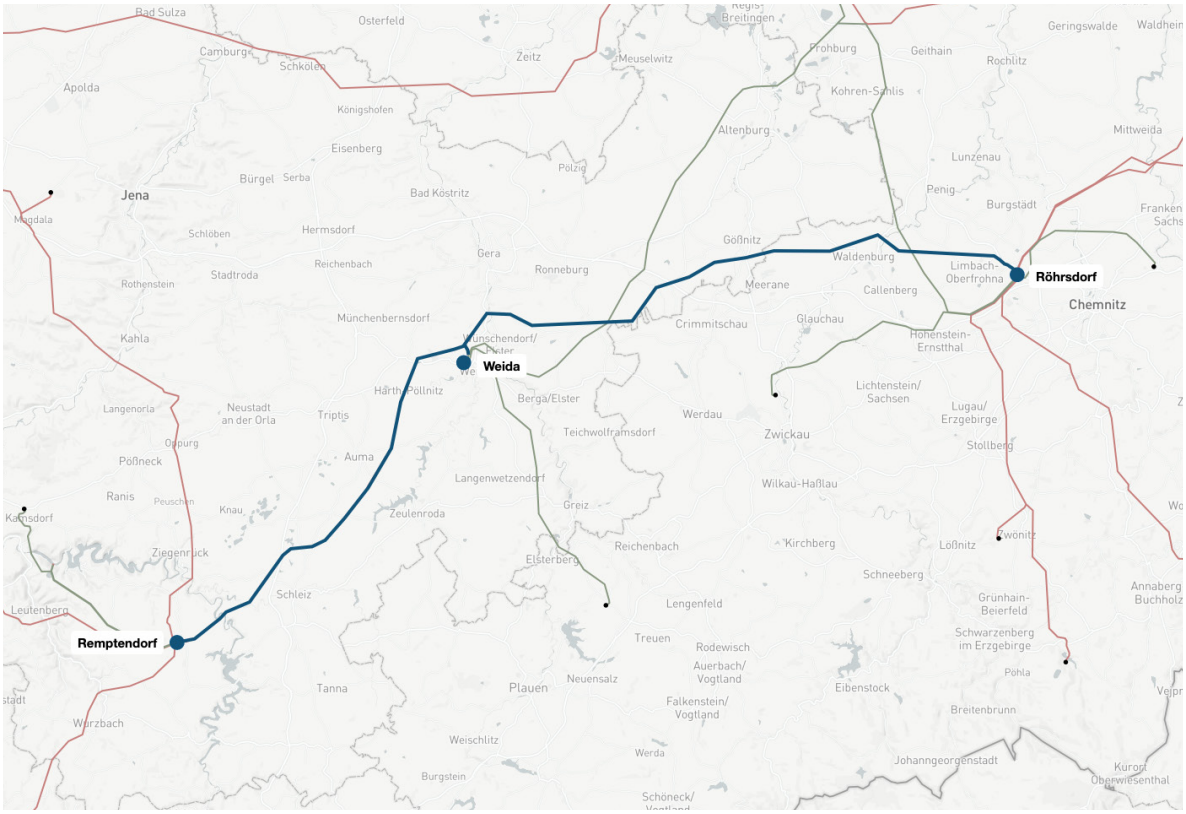
Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Zur Anwendung des witterungsabhängigen Freileitungsbetriebs (WAFB) als Instrument der Netzoptimierung ist die bestehende 380-kV-Leitung Röhrsdorf – Weida – Remptendorf aufgrund ihrer Bauweise nicht geeignet.

Netzoptimierungen in Form von netzbezogenen Maßnahmen stehen zur Beherrschung der erwarteten Leistungsfluss- und Netzsituationen in dieser Netzregion nur in sehr begrenztem Umfang zur Verfügung. Eine Reduzierung der Belastung der Verbindung von Röhrsdorf nach Remptendorf durch Topologieänderungen (z. B. Entmaschung in Röhrsdorf) führt nahezu direkt proportional zum Belastungsanstieg auf der 380-kV-Verbindung Röhrsdorf – Hradec (CZ). Da hierbei die Leistungsflüsse auf dem Interkonnektor zum tschechischen Übertragungsnetzbetreiber ČEPS beeinflusst würden, stellt dies keine nachhaltige Lösung dar. Eine Netzverstärkung durch Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen scheidet ebenfalls aufgrund der Bauweise und Maststatik aus.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt 50Hzt-P39 mit der Gesamtmaßnahme M29 wurde als Projekt P39 ab dem NEP 2012 mehrfach von der Bundesnetzagentur bestätigt und ist Teil des Bundesbedarfsplans (Vorhaben Nr. 14).



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2035 (2021). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

50HzT-P128: Netzausbau: 3. und 4. Querregeltransformator Vierraden

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Grundlage: in Umsetzung befindlich

Beschreibung des geplanten Projekts

Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist die Annäherung der physikalischen Austauschleistungen an die NTC-Werte (Net Transfer Capacity: max. Austauschleistungen für den Stromhandel zwischen zwei Gebieten, ohne dort die Netzsicherheit zu gefährden) zwischen den Regelzonen von 50Hertz und dem polnischen Übertragungsnetzbetreiber PSE sowie dem tschechischen Übertragungsnetzbetreiber ČEPS.

50Hertz hat in Kooperation mit PSE in 2018 die ersten beiden 380/380-kV-Querregeltransformatoren an der deutsch-polnischen Grenze in Betrieb genommen, um ungeplante, grenzüberschreitende Stromflüsse besser steuern und damit mehr Stromhandel bei gleichzeitigem Erhalt der Netz- und Systemsicherheit zulassen zu können. Für die gleiche Aufgabe wurden in 2017 auch Querregeltransformatoren an der deutsch-tschechischen Grenze in Kooperation von 50Hertz und ČEPS in Betrieb genommen.

An allen derzeitigen und zukünftigen Kuppelstellen nach Polen und Tschechien sollen Querregeltransformatoren zur Leistungsflusssteuerung installiert werden, dabei ist der Einsatz von mindestens einem Querregeltransformator pro Stromkreis notwendig. Zusätzlich zu den oben genannten Querregeltransformatoren in Vierraden und Röhrsdorf ist dies auf polnischer Seite in Mikulowa (bestehende 380-kV-Kuppelleitung nach Hagenwerder) und auf tschechischer Seite in Hradec (bestehende 380-kV-Kuppelleitung nach Röhrsdorf) bereits der Fall. Auf polnischer Seite ist dies in Zielona Gora (perspektivische 380-kV-Kuppelleitung nach Eisenhüttenstadt) geplant.

Die Querregeltransformatoren in Mikulowa und Hradec wurden 2017/18 in Betrieb genommen. Für Vierraden ist der Einsatz von zwei weiteren Querregeltransformatoren im Zusammenhang mit der Inbetriebnahme der 380-kV-Uckermarkleitung (50HzT-003) vorgesehen, um dem Bedarf nach Leistungsflusssteuerung in den Szenarien des Netzentwicklungsplans zu entsprechen. Dem Grunde nach stellt dieses Projekt ein internationales Projekt dar, das u. a. aufgrund von Untersuchungen auf europäischer Ebene (u. a. EWIS-Studie und ENTSO-E TYNDP) begründet ist.

Die Inbetriebnahme der ersten beiden Querregeltransformatoren in Vierraden (Nr. 1 und 2) ist mit der Aufnahme des 380-kV-Betriebes der Kuppelleitung Vierraden – Krajnik in der Jahresmitte 2018 erfolgt. Für den 3. und 4. Querregeltransformator Vierraden besteht ein grundsätzlicher netztechnischer Zusammenhang mit der Uckermarkleitung, siehe Projekt 50HzT-003.

Weitere Informationen zum Projekt 50HzT-003 sind verfügbar unter:
https://www.50hertz.com/de/Netz/Netzentwicklung/ProjekteanLand/Uckermarkleitung

Maßnahmen	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
3. und 4. Querregeltransformator Vierraden	Anlage	BB	NO	horizontal			2022	4: Genehmigt oder im Bau

Begründung des geplanten Projekts

Insbesondere die hohe Einspeisung erneuerbarer Energien (EE) in der 50Hertz-Regelzone hat in den vergangenen Jahren die Belastung der Interkonnektoren, insbesondere auf den Verbindungen zu Polen und Tschechien, deutlich erhöht, ebenso die Belastungen in den benachbarten polnischen und tschechischen Übertragungsnetzen. Diese Belastungen würden infolge des weiteren EE-Ausbaus in Deutschland, insbesondere auch in der Regelzone von 50Hertz, sowie des ansteigenden innereuropäischen Stromhandels weiter zunehmen. Bereits die heutige Situation wird von den benachbarten Übertragungsnetzbetreibern PSE und ČEPS gegenüber 50Hertz bzw. von den Nachbarländern Polen und Tschechien gegenüber Deutschland nicht mehr toleriert.

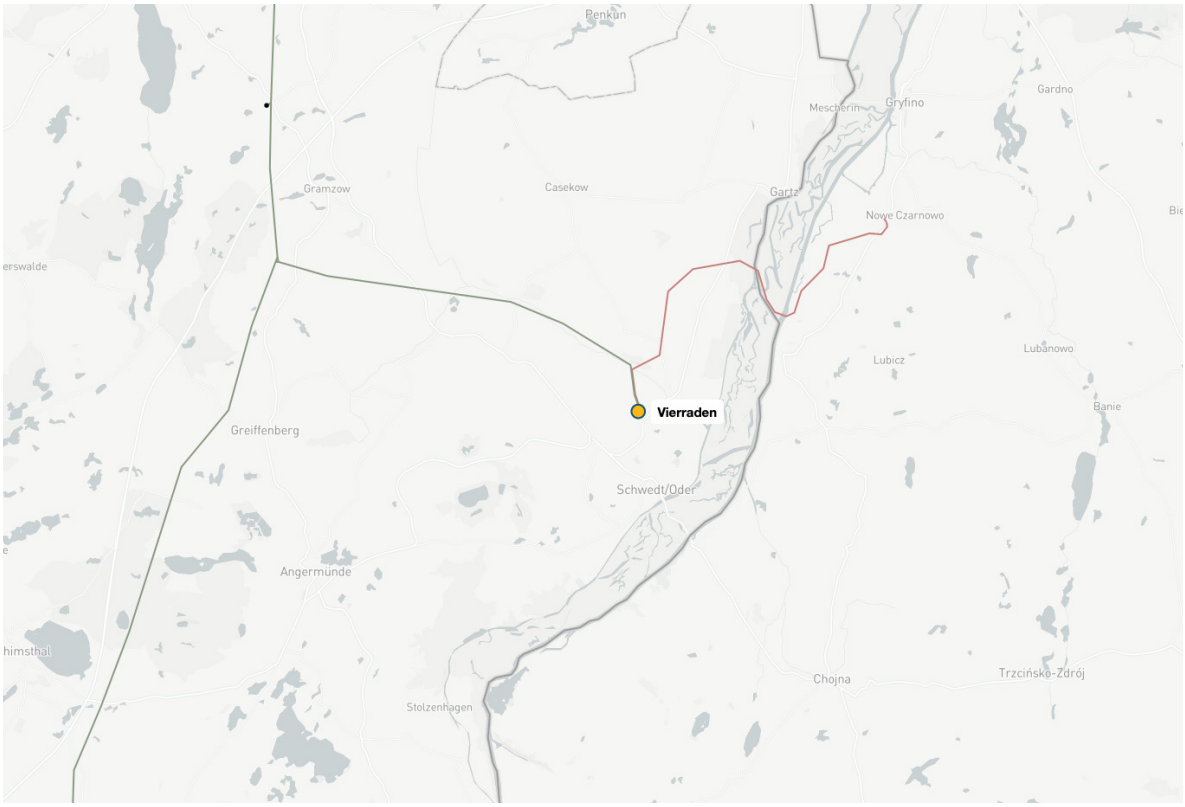
Der zwischen den Übertragungsnetzbetreibern zu koordinierende Betrieb der Querregeltransformatoren soll nicht einseitig Stromflüsse auf den Interkonnektoren begrenzen, sondern über deren Steuerbarkeit einen weitgehend freizügigen europäischen Strommarkt bei einem zugleich sicheren Netz- und Systembetrieb ermöglichen. Durch Querregeltransformatoren wird dem Markt auf Interkonnektoren letztlich mehr gesichert handelbare Übertragungskapazität zur Verfügung gestellt. Entsprechend kann eine höhere handelbare Übertragungskapazität bei nahezu gleichbleibender technischer Übertragungskapazität dem Markt zur Verfügung gestellt werden. Um diese Kapazitäten nutzen zu können, müssen alle regelzoneninternen Netzelemente in den Beeinflussungsbereichen der Querregeltransformator bedarfsgerecht verstärkt und ausgebaut werden.

Darüber hinaus verfolgt 50Hertz mit dem Konzept einer flexiblen Anschaltung der Querregeltransformatoren an 50Hertz-interne 380-kV-Stromkreise in Vierraden und Röhrsdorf das Ziel, die regelzoneninternen Übertragungskapazitäten effektiver ausnutzen zu können. Dies ist derzeit insbesondere am stark vermaschten 380-kV-Netzknoten Röhrsdorf im Südraum der 50Hertz-Regelzone von Interesse, um die bestehenden und neu hinzu gekommenen höheren Übertragungskapazitäten noch besser ausnutzen zu können. Mit dem weiteren 380-kV-Netzausbau im nordöstlichen Bereich der 50Hertz-Regelzone trifft das dann auch auf Vierraden zu.

Bei den vorgenannten Maßnahmen handelt es sich um Punktmaßnahmen mit nationalen und internationalen Auswirkungen auf den physikalischen Leistungsfluss. Die Maßnahmen wurden in den Netzentwicklungsplan aufgenommen, da diese für die Umsetzung der Übertragungsaufgaben entsprechend Szenariorahmen notwendig sind.

Ohne den Einsatz der Querregeltransformatoren an der deutsch-polnischen und deutsch-tschechischen Grenze wird der zulässige Export nach Polen und Tschechien in der Höhe und Zeitdauer überschritten, damit die (n-1)-Sicherheit v. a. in den Übertragungsnetzen der Nachbarländer gefährdet.

Die Installation von Querregeltransformatoren an der deutsch-polnischen und deutsch-tschechischen Grenze hat positive Auswirkungen auf die Einhaltung der grenzüberschreitenden Handelsflüsse. Dies verbessert an allen direkt und indirekt betroffenen Grenzen den grenzüberschreitenden Stromhandel und physikalischen Leistungsfluss ohne zusätzlichen Neubau von Leitungen, was letztlich auch einen Beitrag zur Verwirklichung des europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes darstellt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2035 (2021). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

50HzT-P180: Netzverstärkung: Marzahn – Teufelsbruch (380-kV-Diagonale Berlin)

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz Grundlage: in Umsetzung befindlich

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Berlin.

- M406: Marzahn – Friedrichshain – Mitte – Charlottenburg – Reuter – Teufelsbruch

  Vom Umspannwerk (Berlin-)Marzahn über das Umspannwerk (Berlin-)Friedrichshain zum Umspannwerk (Berlin-)Mitte sind anstelle der bestehenden beiden 380-kV-Kabel neue 380-kV-Kabel mit einer höheren Übertragungskapazität im vorhandenen Kabeltunnel erforderlich (Ersatzneubau). Hierzu sind die 380-kV-Anlagen Marzahn, Friedrichshain und Mitte anzupassen.

  Vom Umspannwerk (Berlin-)Mitte zum Umspannwerk (Berlin-)Charlottenburg sind anstelle der bestehenden beiden 380-kV-Kabel neue 380-kV-Kabel mit einer höheren Übertragungskapazität in Tunnelbauweise erforderlich (Ersatzneubau). Hierzu sind die 380-kV-Anlagen Charlottenburg und Mitte anzupassen bzw. zu erweitern.

  Vom Umspannwerk (Berlin-)Charlottenburg zum Umspannwerk (Berlin-)Reuter sind, zumindest im betreffenden Kabelabschnitt, anstelle der bestehenden beiden 380-kV-Kabel neue 380-kV-Kabel mit einer höheren Übertragungskapazität in Tunnelbauweise erforderlich (Ersatzneubau). Hierzu sind die 380-kV-Anlagen Reuter und Charlottenburg anzupassen bzw. zu erweitern.

  Vom Umspannwerk (Berlin-)Reuter zum Umspannwerk (Berlin-)Teufelsbruch sind anstelle der bestehenden beiden 380-kV-Kabel neue 380-kV-Kabel mit einer höheren Übertragungskapazität in Tunnelbauweise erforderlich (Ersatzneubau). Hierzu sind die 380-kV-Anlagen Reuter und Teufelsbruch anzupassen.

Die vorgenannten Netzverstärkungen erfolgen einerseits in den vorhandenen Kabeltunneln Marzahn – Friedrichshain – Mitte, andererseits als Neubau vorzugsweise in Tunnelbauweise für die betreffenden Kabelabschnitte Mitte – Charlottenburg – Reuter – Teufelsbruch.

Weitere Informationen zum Projekt sind verfügbar unter:
www.50hertz.com/de/Netz/Netzentwicklung/ProjekteanLand/380-kV-KabeldiagonaleBerlin

Maßnahmen	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
Marzahn – Friedrichshain – Mitte – Charlottenburg – Reuter – Teufelsbruch (Kabel)	Leitung	BE	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		28	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren, 3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz, 4: Genehmigt oder im Bau

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Erhöhung der Stromtragfähigkeit der 380-kV-Diagonale wird aufgrund von veränderten Leistungsflussbedingungen notwendig: Zunehmende Transitleistungsflüsse in der regionalen Hauptleistungsflussrichtung von Ost nach West, für die die 380-kV-Diagonale ursprünglich nicht ausgelegt wurde, belasten sie bereits heute sehr stark. Neben dem Übertragungsbedarf an konventioneller Erzeugungsleistung muss sie die im Umland stetig steigende Erzeugungsleistung aus erneuerbaren Energien (EE) aufnehmen. Die 380-kV-Diagonale ist daher bereits heute durch Ost-West-Leistungsflüsse von vornehmlich im Umland erzeugter EE-Leistung östlich und nördlich von Berlin (u. a. bestehende Umspannwerke Pasewalk, Bertikow, Vierraden, Neuenhagen, Gransee und Heinersdorf) zum Teil bis zur Belastungsgrenze beansprucht. Mit dem weiteren EE-Ausbau wird sich diese Beanspruchung weiter erhöhen.

Für Berlin ist in den nächsten Jahren von einem Lastanstieg auszugehen. Dieser resultiert vorrangig aus der Errichtung von Elektroheizern (E-Heizer, Power to Heat). Dieser Lastanstieg sowie die weiter ansteigende Belastung der 380-kV-Diagonale durch zunehmende Transitleistungsflüsse, bedingt durch den Transport von EE-Leistung, kann nur durch eine Erhöhung der Übertragungskapazität der Diagonale und die Bereitstellung entsprechender Transformatorkapazitäten in den Umspannwerken zwischen Übertragungs- und Verteilnetz gedeckt werden. In diesem Zusammenhang steht auch das Projekt 50HzT-P252 Umspannwerk Berlin/Südost.

Netzplanerische Begründung

Die in Berlin noch vorhandenen Kraftwerkskapazitäten stehen infolge ihrer Aufgaben zur Sicherung der Fernwärmeversorgung nur bedingt für den Redispatch – hinsichtlich einer allerdings eher nur theoretisch vorhandenen Reduzierungsoption der Netzbelastung – zur Verfügung.

Die bestehenden Kabel weisen eine Übertragungskapazität von maximal 1.070 MVA pro Stromkreis auf. Zu beachten ist, dass Kabel, bedingt durch ihre besonderen technischen Parameter (wesentlich höherer Leitwert von Kabeln gegenüber einer Freileitung), grundsätzlich höher als z. B. parallel verlaufende Freileitungen belastet werden.

Die Übertragungskapazität der 380-kV-Diagonale ist für die gemäß Szenariorahmen zu erwartenden Übertragungsaufgaben nicht ausreichend. Ohne den Neubau in bestehender Trasse wird z. B. bei Ausfall eines 380-kV-Stromkreises zwischen Reuter und Mitte das verbleibende 380-kV-Kabel (der 2. Stromkreis der Doppelkabelverbindung) unzulässig hoch belastet.

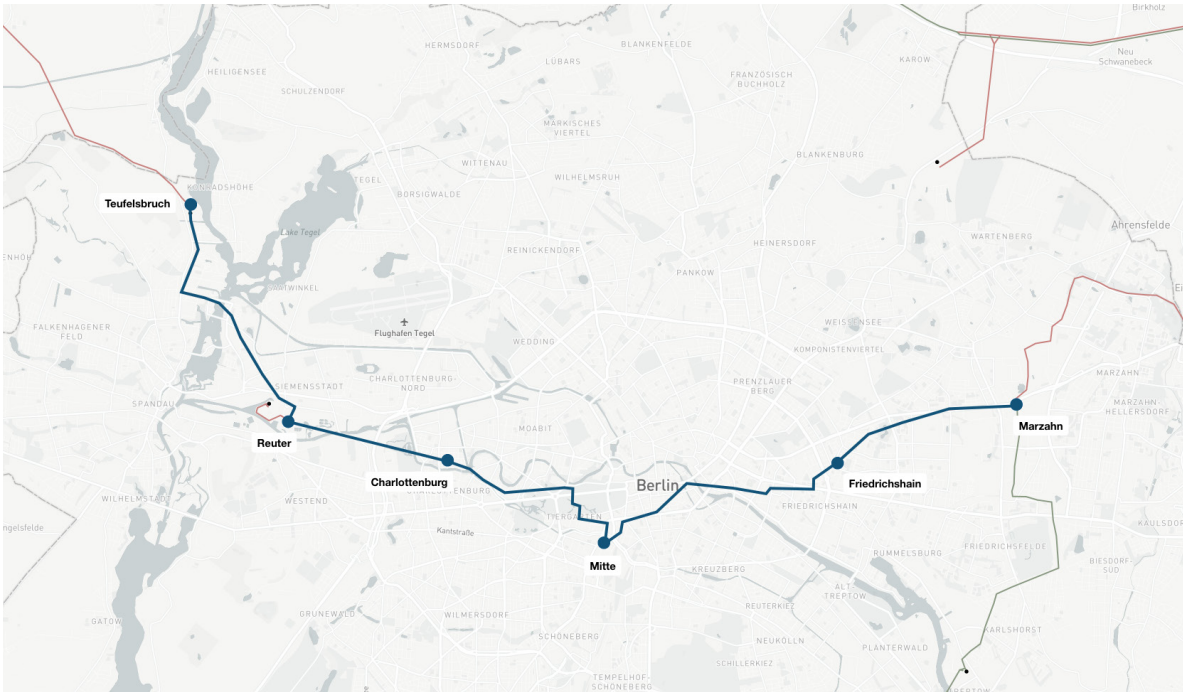
Das Projekt 50HzT-P180 leistet insgesamt einen zentralen Beitrag zur Netz- und Versorgungssicherheit Berlins. Fehler an einem 380-kV-Kabel, die auf der Diagonale bereits aufgetreten sind, ziehen deutlich längere Zeiträume von Nichtverfügbarkeiten für Reparaturen im Vergleich zu Freileitungen nach sich. Diese Nichtverfügbarkeiten auf der Diagonale können nicht durch das umliegende Übertragungsnetz bzw. das nachgelagerte Verteilnetz aufgefangen werden. Durch die Verstärkung der 380-kV-Diagonale und die entsprechenden Maßnahmen in den Umspannwerken wird das Zuverlässigkeitsniveau sowohl im Fall von Wartungs- und Baumaßnahmen (Erweiterungsmaßnahmen) als auch bei Belastungen der Diagonale im Grenzbereich der zulässigen Übertragungskapazität erhöht. Dieses Projekt ist für die Erhöhung der Netzsicherheit und -zuverlässigkeit zur stabilen Versorgung der Hauptstadt notwendig.

Andere gemäß dem NOVA-Prinzip zu erwägende 380-kV-Neubau-Maßnahmen wurden aufgrund des daraus resultierenden zusätzlichen Raumbedarfs im Ballungsraum/Stadtgebiet Berlin derzeit noch nicht erwogen.

Perspektivisch sind zusätzliche 380-kV-Neubau-Maßnahmen in Berlin nicht ausgeschlossen. Diese hängen besonders von der weiteren Lastentwicklung in Berlin ab (u. a. Entwicklung Elektromobilität und Entwicklung der Fernwärmeversorgung von der KWK- zur Power-to-Heat-Technologie).

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt 50Hzt-P180 wurde als Projekt P180 erstmals im NEP 2014 identifiziert und zuletzt erneut im NEP 2030 (2019) bestätigt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2035 (2021). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

50HzT-P213: Netzverstärkung und -ausbau: Errichtung eines Interkonnektors zwischen Polen und Deutschland

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz Grundlage: EnLAG, Nr. 12

Nr. TYNDP 2020: 229

Beschreibung des geplanten Projekts

Das netztechnische Ziel des Projekts ist die Errichtung eines dritten Interkonnektors und damit zusätzlicher horizontaler Übertragungskapazität zwischen Deutschland (50Hertz) und Polen (PSE). Hierfür sind in Zuständigkeit von 50Hertz die Errichtung einer ca. 8 km langen 380-kV-Doppelleitung von Eisenhüttenstadt zur deutsch-polnischen Staatsgrenze (Netzausbau) und die Erweiterung (Netzverstärkung) der 380-kV-Anlage Eisenhüttenstadt um zwei 380-kV-Leitungsschaltfelder inkl. Umstrukturierung zur Sammelschienenanlage erforderlich. Zudem ist leitungstechnisch der Umbau des Doppelstichanschlusses zu einer Einschleifung und der Neubau einer zweiten Einschleifung der 380-kV-Anlage Eisenhüttenstadt in die Leitung Preilack – Neuenhagen mit einer Länge von ca. 7 km inkl. zwei weiterer Leitungsschaltfelder erforderlich (Netzausbau).

Das Raumordnungsverfahren (ROV) wurde auf deutscher Seite im März 2015 mit der Landesplanerischen Beurteilung für die Planung der „380-kV-Freileitung Verstärkung Netzanschluss Umspannwerk Eisenhüttenstadt“ abgeschlossen.

Das ROV war ursprünglich zudem für die grenzüberschreitende Planung „380-kV-Freileitung 3. Interkonnektor Eisenhüttenstadt – Plewiska“ eröffnet worden. Nachdem der polnische Übertragungsnetzbetreiber sein Netzkonzept so weiterentwickelt hat, dass der 3. Interkonnektor vor dem Jahr 2030 nicht mehr vorgesehen ist, hat 50Hertz den Gegenstand des ROV auf die Verstärkung des Netzanschlusses des Umspannwerkes Eisenhüttenstadt zurückgenommen.

Netztechnische Voraussetzung für das Projekt ist der Ausbau der bestehenden sammelschienenlosen 380-kV-Doppelstichanlage in Eisenhüttenstadt zu einer 380-kV-Sammelschienenanlage inkl. Kupplung und die netztechnisch stärkere Einbindung der Anlage mit einer zweiten Einschleifung in das Übertragungsnetz.

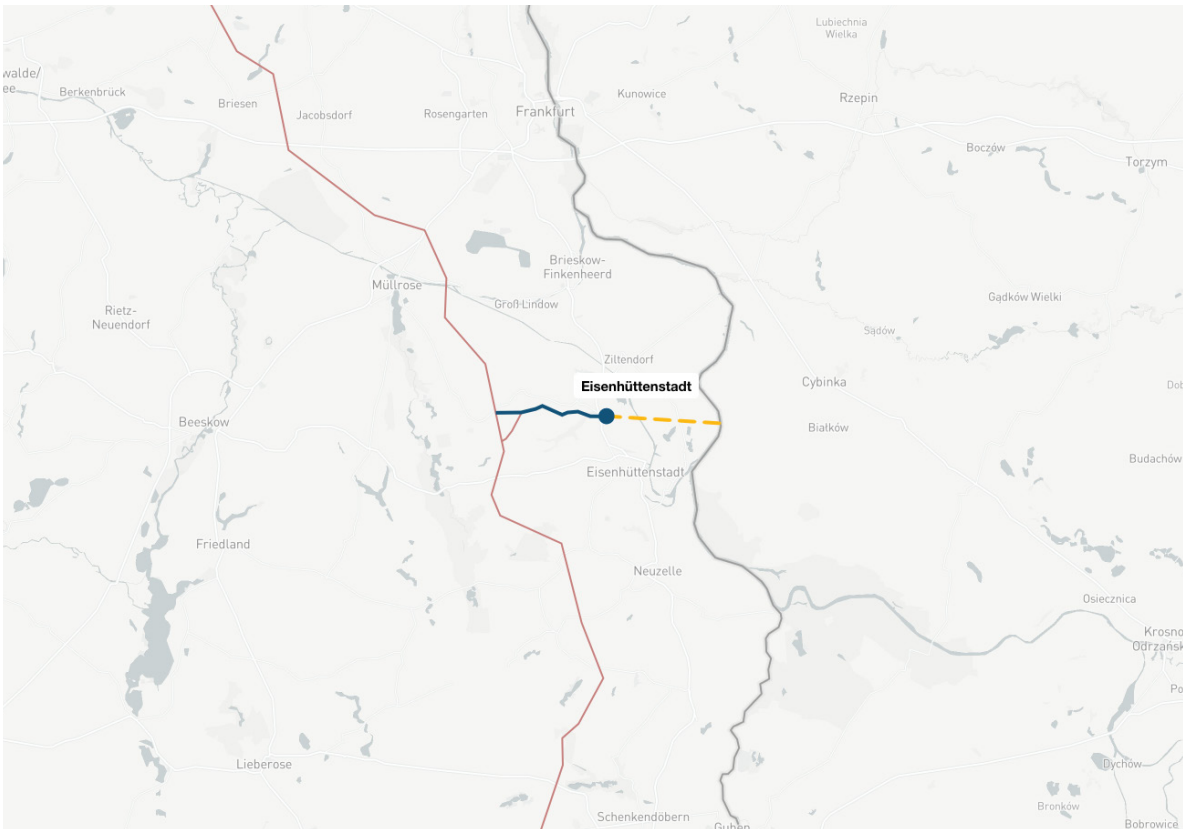
Weitere Informationen zum Projekt sind verfügbar unter:
www.50hertz.com/Netz/Netzentwicklung/ProjekteanLand/DritterInterkonnektor

Maßnahmen	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
3. Interkonnektor DE – PL	Leitung	BB	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	8		2035	2: Im Raumordnungsverfahren/ Bundesfachplanung
2. Einschleifung Eisenhüttenstadt	Leitung	BB	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	7		2035	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz
Eisenhüttenstadt	Anlage	BB	NV	horizontal			2035	

Begründung des geplanten Projekts

Aufgrund der strukturellen Besonderheiten der Regelzone von 50Hertz (anwachsender Leistungsüberschuss aus regenerativer Erzeugung bei bestenfalls stagnierendem Verbrauch) kommt es zu ausgeprägten Nord-Süd- und Ost-West-Leistungsflüssen verbunden mit hohen Leistungstransporten zur Regelzone der TenneT, aber auch zu hohen Belastungen des polnischen Übertragungsnetzes durch sogenannte Ringflüsse. Insbesondere an Starkwindtagen führt dies zu regional hohen Belastungen von Betriebsmitteln (Leitungen). Der neue Interkonnektor führt einerseits zur Entlastung der bestehenden Betriebsmittel und der anteiligen Abführung der in der Regelzone von 50Hertz eingespeisten Leistung. Andererseits entsteht mit dieser Verbindung zusätzliche horizontale Übertragungskapazität zwischen Deutschland und Polen, die in Ost-West-Richtung grundsätzlich höhere handelsbedingte Leistungsflüsse im europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt ermöglicht (Verbesserung der Marktintegration Osteuropas).

Durch die Verstärkung des Netzanschlusses entstehen die beiden 380-kV-Freileitungen Neuenhagen – Eisenhüttenstadt und Eisenhüttenstadt – Preilack. Damit wird eine verbesserte Netz- und Versorgungssicherheit in der Region erreicht und eine wichtige infrastrukturelle Voraussetzung für die weitere wirtschaftliche Entwicklung des regionalen Wachstumskerns Frankfurt (Oder)/Eisenhüttenstadt geschaffen.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2035 (2021). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

50HzT-P215: Netzausbau: Netzkuppeltransformator Bentwisch

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Grundlage: in Umsetzung befindlich

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt 50HzT-P215 dient der Schaffung einer 380/220-kV-Netzkuppelkapazität im Umspannwerk Bentwisch. Gemäß der Anpassung des Ausbauziels der Bundesregierung auf einen Anteil von 65 % erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch ist die 380/220-kV-Netzkuppelkapazität in Mecklenburg-Vorpommern durch den Ausbau erneuerbarer Energien (EE) an Land und auf See mit 220-kV-Netzanschlüssen nicht mehr ausreichend. Durch die Errichtung des 380/220-kV-Netzkuppeltransformators am Standort Bentwisch wird die Aufnahme der steigenden EE-Leistung über das 220-kV-Übertragungsnetz im Norden der 50Hertz-Regelzone ermöglicht. Das Projekt enthält die folgende Maßnahme:

- M692: Errichtung eines 380/220-kV-Netzkuppeltransformators in Bentwisch mit Einbindung in die 220-kV-Leitung Lüdershagen – Güstrow.

Maßnahmen	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
380/220-kV-Netzkuppeltransformator Bentwisch	Anlage	MV	NA	horizontal			2025	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Das netztechnische Ziel des Projekts ist die notwendige Erhöhung bzw. Optimierung der horizontalen Übertragungskapazität für die EE-Integration im 220-kV-Netz in Mecklenburg-Vorpommern.

Durch den prognostizierten starken Anstieg an Onshore-EE-Leistung im Verteilnetz der E.DIS Netz in Mecklenburg-Vorpommern und der Anschlüsse der Offshore-Windparks im Cluster 3 „Westlich Adlergrund“ (CWA3) und im Gebiet O-7 (nordwestlich Warnemünde) wird der bestehende 380/220-kV-Netzkuppeltransformator (800 MVA) im UW Güstrow unzulässig hoch belastet. Mit Einsatz eines 380/220-kV-Netzkuppeltransformators in Bentwisch wird sowohl eine höhere EE-Integration als auch eine wirkungsvolle Entlastung des Netzkuppeltransformators in Güstrow erreicht. Zudem schafft diese Maßnahme die Voraussetzung für einen 380-kV-Neubau der 220-kV-Leitung Bentwisch – Güstrow (siehe Projekt P215).

Mit Abschluss des Projekts P215 wird der 380/220-kV-Netzkuppeltransformator am Standort Bentwisch entweder als Netzanschlusstransformator für die Offshore-Windparks im Gebiet O-7 (nordwestlich Warnemünde) oder durch Umrüstung als 380/110-kV-Transformator bei Zuwachs an Rückspeisung aus dem Verteilnetz der E.DIS Netz als dritte vertikale Netzschnittstelle nachhaltig weitergenutzt.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Die Maßnahme M692 wurde im Projekt P215 des NEP 2030 (2019) erstmals identifiziert und bestätigt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2035 (2021). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

50HzT-P221: DC-Netzausbau: Hansa PowerBridge (HPB)

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Nr. TYNDP 2020: 176

Grundlage: Planfeststellung eingeleitet

Nr. BBPlG 2021: 69

Beschreibung des geplanten Projekts

Hansa PowerBridge ist ein HVDC-Interkonnektor zwischen der Regelzone von 50Hertz und Svenska kraftnät in Südschweden. Das technische Ziel des Projekts ist die Erhöhung der Handelskapazität zwischen Schweden und Deutschland. Der Interkonnektor soll eine weitere Verbindung in das skandinavische Stromnetz schaffen. Der geplante Trassenverlauf führt vom Netzverknüpfungspunkt (NVP) Güstrow über die im Flächenentwicklungsplan 2020 festgelegten Grenzkorridore O-III und O-IX durch das deutsche Küstenmeer, die deutsche und schwedische ausschließliche Wirtschaftszone sowie das schwedische Küstenmeer bis zum NVP Ystad in Schweden. In Zeiten überschüssigen Stroms aus erneuerbaren Energien in Deutschland kann dieser über die Hansa PowerBridge nach Schweden transportiert werden. Dort wird er direkt verbraucht oder in skandinavischen Wasserkraftwerken gespeichert. In Schwachwindzeiten, bei geringer Sonneneinstrahlung und hohem Stromverbrauch in Deutschland können skandinavische Stromproduzenten ihre ungenutzten Wasserkraftreserven flexibel einsetzen, um ihren günstigen, umweltfreundlichen Strom dem deutschen Konsumenten preisdämpfend zur Verfügung zu stellen. Der Interkonnektor trägt daher zur Versorgungssicherheit und zu günstigen Strompreisen in beiden Ländern bei.

Der Bedarf der Hansa PowerBridge wurde im Ten Year Network Development Plan (TYNDP) als Projekt 176 ausgewiesen. Aus diesem Grund ist die Hansa PowerBridge im Netzentwicklungsplan Strom als Interkonnektor zwischen Schweden und Deutschland mit einer Übertragungskapazität von 700 MW und einer Inbetriebnahme bis 2025/26 enthalten.

Weitere Informationen zum Projekt unter:
www.50hertz.com/de/Netz/Netzentwicklung/ProjekteaufSee/HansaPowerBridge

Maßnahmen	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
DC-Kabel Hansa PowerBridge (HPB)	Leitung	MV	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	60		2025, 2026	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz
Konverter Hansa PowerBridge (HPB)	Anlage	MV	NA	horizontal			2025, 2026	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz

Begründung des geplanten Projekts

Die Hansa PowerBridge soll die Kapazität für den Austausch elektrischer Energie zwischen Deutschland und Schweden erhöhen. Seit Ende 1994 sind beide Strommärkte nur durch die 600-MW-HGÜ-Verbindung Baltic Cable direkt verbunden. Schwedens Energiemix wird von Wasserkraftwerken dominiert, die sehr flexibel einsetzbar sind und CO_2-freien Strom produzieren. Schweden ist gut mit Norwegen vernetzt, wo ebenfalls große Mengen an Wasserkraft zur Verfügung stehen. Beide Länder verfügen zusammen über eine Kapazität an Wasserkraftwerken von 48 GW. Die Erschließung von Speicherkapazitäten ist ein Schlüssel für das Gelingen der deutschen Energiewende. Die Einspeisung erneuerbarer Energien in Deutschland wird weiter wachsen. In Zeiten überschüssigen Stroms aus erneuerbaren Energien in Deutschland kann die Hansa PowerBridge diesen Strom nach Schweden transportieren, wo er direkt verbraucht werden kann, anstatt die Wasserressourcen

der dortigen Wasserkraftwerke zu nutzen. In Schwachwindzeiten, geringer Sonneneinstrahlung und hohem Stromverbrauch in Deutschland können schwedische Produzenten ihre ungenutzten Wasserreserven flexibel einsetzen, um ihren günstigen, umweltfreundlichen Strom dem deutschen Konsumenten preisdämpfend zur Verfügung zu stellen. Damit dienen diese Wasserkraftwerke als indirekte Speicher für Strom aus deutschen erneuerbaren Energien. Deshalb ist der Interkonnektor sowohl für Deutschland als auch für Schweden vorteilhaft. Marktsimulationen zeigen, dass der deutsche Strommarkt sehr von der volatilen Einspeisung aus Anlagen auf Basis der erneuerbaren Energien geprägt sein wird. Die Hansa PowerBridge trägt dazu bei, Preisspitzen zu vermeiden und die Marktpreise in beiden Zonen stabil zu halten.

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

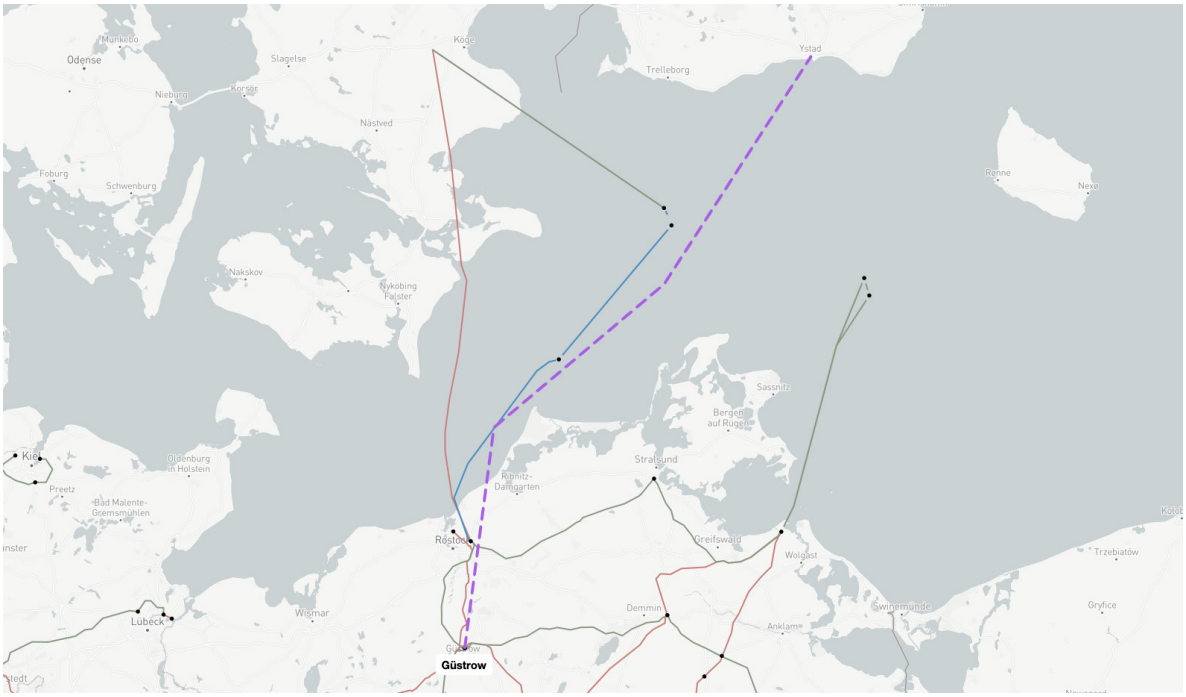
In technischer Hinsicht stabilisiert die Hansa PowerBridge das europäische Elektrizitätssystem, weil überschüssige erneuerbare Energie darüber abtransportiert werden kann und Ausfälle anderer Leitungen im System durch eine zusätzliche Verbindung einfacher kompensiert werden können.

Die Hansa PowerBridge kann außerdem einen wesentlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit in Skandinavien in Trockenperioden leisten, in denen Wassermangel die übliche Stromerzeugung der Wasserkraftwerke nicht zulässt. Die Errichtung einer Gleichstromverbindung ist unter anderem erforderlich, da das skandinavische und kontinentaleuropäische Elektrizitätssystem asynchron betrieben werden.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

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

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



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

50HzT-P252: Netzausbau: Umspannwerk Berlin/Südost

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Grundlage: Planfeststellung eingeleitet

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Netz- und Versorgungssicherheit der Hauptstadt Berlin. Dafür soll gemeinsam mit dem Verteilnetzbetreiber die Versorgung der bestehenden Netzschnittstellen, insbesondere die auf der 380-kV-Diagonale Berlin liegenden (siehe 50HzT-P180), verbessert werden. Hierfür werden weitere 380/110-kV-Netzschnittstellen bzw. -Umspannwerke (UW) im Umland als entlastende und stützende Einspeisepunkte für Berlin zur Erhöhung der Netz- und Versorgungssicherheit des Ballungsraumes errichtet.

- M585: UW Berlin/Südost
  Errichtung eines neuen 380/110-kV-Umspannwerks Berlin/Südost

Dazu ist im ersten Schritt eine Einschleifung des Neubau-UW Berlin/Südost, das sich auf dem Gebiet der Gemeinde Schönefeld am Stadtrand von Berlin im Land Brandenburg befindet, in die vorhandene 220-kV-Leitung Marzahn – Wuhlheide – Thyrow erforderlich.

Das neue 380/110-kV-UW Berlin/Südost wird für eine unverzügliche Inbetriebnahme temporär mit 220 kV betrieben und in den Abschnitt Wuhlheide – Thyrow der 220-kV-Leitung Marzahn – Wuhlheide – Thyrow eingebunden.

Maßnahmen	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
Umspannwerk Berlin/ Südost	Anlage	BB	NA	vertikal			2025	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Derzeit betreibt 50Hertz zwischen dem UW Teufelsbruch am westlichen und dem UW Marzahn am östlichen Stadtrand von Berlin eine 380-kV-Diagonale, die überwiegend aus Kabelanlagen besteht. Im Ostteil Berlins bestehen mit den UW Malchow und Wuhlheide weitere Netzschnittstellen zwischen dem Übertragungsnetz und dem Verteilnetz in Berlin. Die 380-kV-Diagonale einschließlich ihrer 380/110-kV-UW wurde ursprünglich für die Versorgung der 110-kV-Teilnetze errichtet. Insbesondere die UW auf der 380-kV-Diagonale dienen der Versorgung der innerstädtischen Lastschwerpunkte Berlins, dies sind aktuell die UW Friedrichshain, Mitte, Charlottenburg, Reuter und Teufelsbruch sowie seit 2019 Marzahn. Ab Mitte der 1990er Jahre wurde die 380-kV-Diagonale im Westen von Reuter nach Teufelsbruch und im Osten von Mitte über Friedrichshain nach Marzahn verlängert sowie 2001 Charlottenburg zwischen Reuter und Mitte eingebunden. Mit der Inbetriebnahme der kompletten Diagonale im Jahr 2000 (letztes Teilstück zwischen Friedrichshain und Marzahn) inkl. dem östlichen Anschluss an das UW Neuenhagen (Freileitung Neuenhagen – Marzahn) wurde die Diagonale zum integralen Bestandteil des umliegenden 380-kV-Übertragungsnetzes.

Durch den sich ändernden Strommarkt und die Netzintegration erneuerbarer Energien (EE), mit besonders hohem Anteil in Nordostdeutschland, wurde die 380-kV-Diagonale, zusätzlich zur Versorgung der Berliner

110-kV-Verteilnetze, mit bis heute steigenden Transitleistungsflüssen in Ost-West-Richtung belastet.

Aufgrund der Ballungsdichte bezogen auf Last und Einwohnerzahl hat 50Hertz in Berlin eine besondere Netz- und Versorgungssituation mit sehr hohen Sicherheits- und Zuverlässigkeitsanforderungen an die Netzvorhaltung und den Netzbetrieb.

Der aktuelle Leistungsbezug über die 380/110-kV- und 220/110-kV-Netzschnittstellen zwischen dem Übertragungs- und Verteilnetz in Berlin beträgt derzeit bis zu 2.000 MW. Ohne Einspeisung von Erzeugungsanlagen in den Verteilnetzen läge der maximale Leistungsbezug Berlins bei ca. 2.500 MW.

Für Berlin ist in den nächsten Jahren von einem Lastanstieg auszugehen. Dieser resultiert vorrangig aus der Errichtung von Elektroheizern (E-Heizer, Power to Heat) für die Fernwärmeversorgung zur Ablösung kohlegefeuerter Anlagen zur Strom- und Wärmeerzeugung bis spätestens 2030.

Mit dem Bevölkerungswachstum Berlins steigt auch der Leistungsbezug an den Netzschnittstellen. Des Weiteren wird zum Erreichen der energiepolitischen Ziele in Deutschland, insbesondere in Berlin durch die Klimaschutzvereinbarung des Landes mit Vattenfall Europe von 2009, eine deutliche Reduzierung der CO_2-Emissionswerte angestrebt. Das heißt, die bestehenden Kohlekraftwerke werden vorzugsweise durch Gas- und Dampf-Kraftwerke oder als Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen mit geringerer als der heute bestehenden elektrischen Erzeugungsleistung ersetzt oder zum Teil sogar gänzlich vom Netz genommen.

Die genannte Bevölkerungsentwicklung in Kombination mit der Veränderung der Erzeugung von elektrischer Energie führt zu geänderten Rahmenbedingungen in der Last- und Erzeugungskonstellation für Berlin, die neben Auswirkungen auf die Berliner Verteilnetze eine Verstärkung und einen Ausbau des Übertragungsnetzes inkl. der HöS/HS-Netzschnittstellen in der Region erforderlich machen.

Netzplanerische Begründung

Da sich die Versorgung der zentralen Stadtbereiche Berlins historisch bedingt auf die 380-kV-Diagonale und die dort nachgelagerten 110-kV-Teilnetze konzentriert, kann es bei Nichtverfügbarkeiten von Betriebsmitteln, z. B. in der Kombination von (planmäßiger) Wartung/Instandhaltung mit Ausfällen, bzw. bei nicht auszuschließenden Mehrfachausfällen, zu Unterbrechungen in der Stromversorgung der Hauptstadt Berlin kommen.

Berlin hat als Bundeshauptstadt, hier insbesondere das Zentrum Berlins mit dem Sitz von Bundesregierung, Bundesrat und Bundesministerien, eine besondere Relevanz, die eine jederzeit sichere Stromversorgung erfordert.

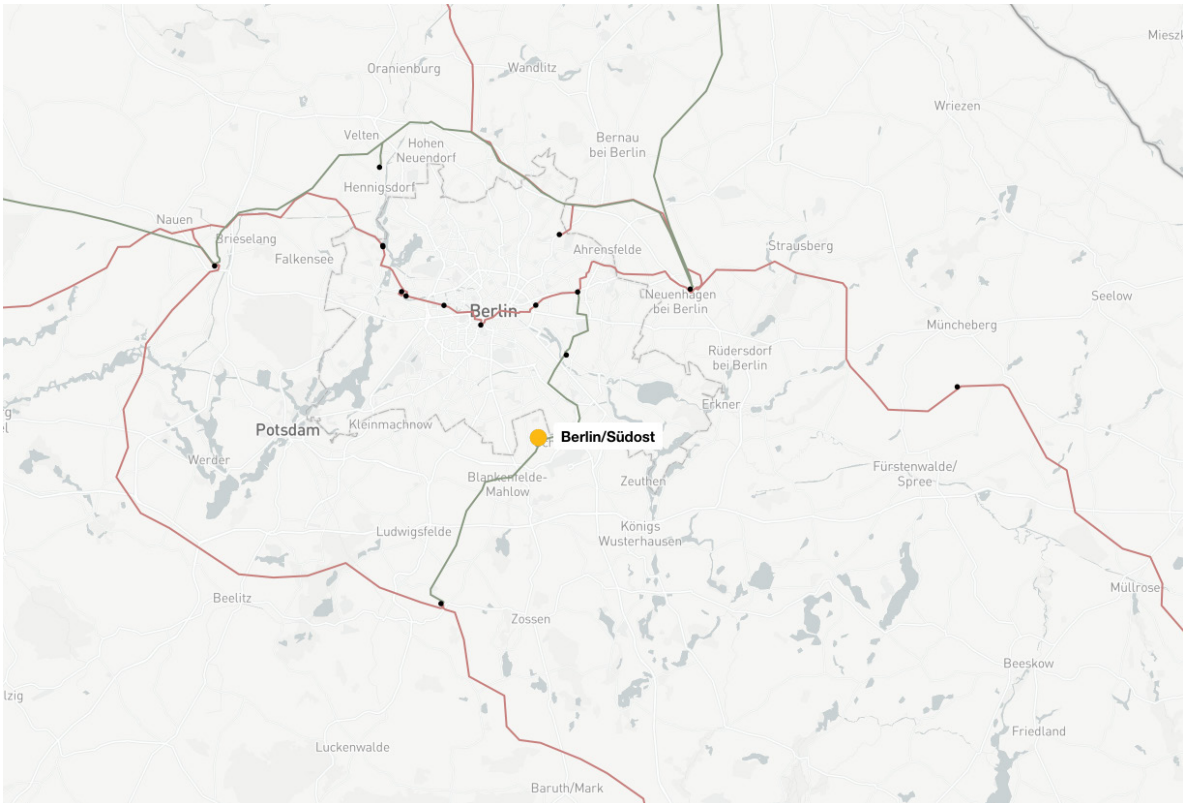
Aufgrund der massiven Auswirkungen von Kaskadeneffekten als Folge von Fehlern im Höchstspannungsnetz, die sich unmittelbar auf die Netz- und Versorgungssicherheit in den nachgelagerten Verteilnetzen auswirken können, sind besonders hohe Anforderungen an die Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit des Übertragungsnetzes in Bereichen hoher Bevölkerungs- und Infrastrukturdichte zu stellen. Dies gilt insbesondere bei Fehlern auf der 380-kV-Diagonale in Berlin. Demzufolge sind Lastschwerpunkte in Berlin möglichst über mehrere Netzschnittstellen zu versorgen, um einen Komplettausfall und den oben erwähnten Kaskadeneffekt zu vermeiden.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Der erwartete Lastanstieg in Berlin, insbesondere durch E-Heizer, kann nur durch die Bereitstellung entsprechender Transformatorkapazitäten in den Umspannwerken zwischen Übertragungs- und Verteilnetz gedeckt werden. An den Standorten der bestehenden Umspannwerke in Berlin ist durch städtebaulich limitierte Platzverhältnisse kein Erweiterungspotenzial für weitere Transformatoren vorhanden. Zudem wäre eine weitere Konzentration von Transformatorenleistung auf der Diagonale in ihrer heutigen Konstellation hinsichtlich Netz- und Versorgungssicherheit kontraproduktiv. Deshalb ist es notwendig, neue Standorte zu errichten, die zugleich die netztechnische Flexibilität erhöhen. Gemeinsam mit dem Verteilnetzbetreiber plant 50Hertz dafür ein neues 380/110-kV-Umspannwerk im Bereich der Gemeinde Schönefeld.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wurde im NEP 2030 (2017) erstmals identifiziert.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2035 (2021). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

50HzT-P345: Netzoptimierung: Leistungsflusssteuernde Maßnahme Hamburg/Ost (Ad-hoc-Maßnahme)

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Grundlage: in Umsetzung befindlich

Beschreibung des geplanten Projekts

Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist die Leistungsflusssteuerung zur Beeinflussung der Belastung der an der 380-kV-Anlage des Umspannwerks (UW) Hamburg/Ost angeschlossenen Stromkreise. Insbesondere die Stromkreise zwischen den UW Hamburg/Ost und Hamburg/Nord sind unzulässig hoch belastet und müssen trotz der Leistungsflusssteuerung für die Realisierung der Übertragungsaufgaben verstärkt werden. Durch den Einsatz von 380/380-kV-Querregeltransformatoren kann der Leistungsfluss auf den betreffenden Stromkreisen reduziert und zielgerichtet auf andere, weniger belastete Stromkreise verteilt werden. Die Querregeltransformatoren werden so in die – im Zusammenhang mit dem flexiblen Einsatzkonzept umzustrukturierende – 380-kV-Anlage des UW Hamburg/Ost eingebunden, dass sie je nach Netz- und Belastungssituation in die von Hamburg/Ost nach Hamburg/Nord bzw. Krümmel abgehenden Stromkreise geschaltet werden können. Die flexible Anschaltung versetzt die Systemführung in die Lage, je nach zu erwartender Netz- und Belastungssituation, unzulässig hohe Belastungen der Stromkreise präventiv zu reduzieren und somit die Redispatchkosten zu senken.

Weitere Informationen zum Projekt unter:

www.50hertz.com/de/Netz/Netzentwicklung/ProjekteanLand/UmspannwerkHamburgOst

Maßnahmen	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
Querregeltransformatoren inkl. Anlagenumstrukturierung UW Hamburg/Ost	Anlage	HH	NO	horizontal			2022	4: Genehmigt oder im Bau

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Insbesondere die hohe Einspeisung erneuerbarer Energien im nördlichen Bereich der 50Hertz- und der TenneT-Regelzone hat in den vergangenen Jahren die Leitungsbelastungen im Raum Hamburg deutlich erhöht. Diese werden infolge des weiteren Ausbaus erneuerbarer Energien in Deutschland, insbesondere auch in der für das Übertragungsnetz im Raum Hamburg relevanten Region Schleswig-Holstein (Onshore- und Offshore), und des ansteigenden innereuropäischen Stromhandels, u. a. der Importe aus Skandinavien, weiter zunehmen.

Netzplanerische Begründung

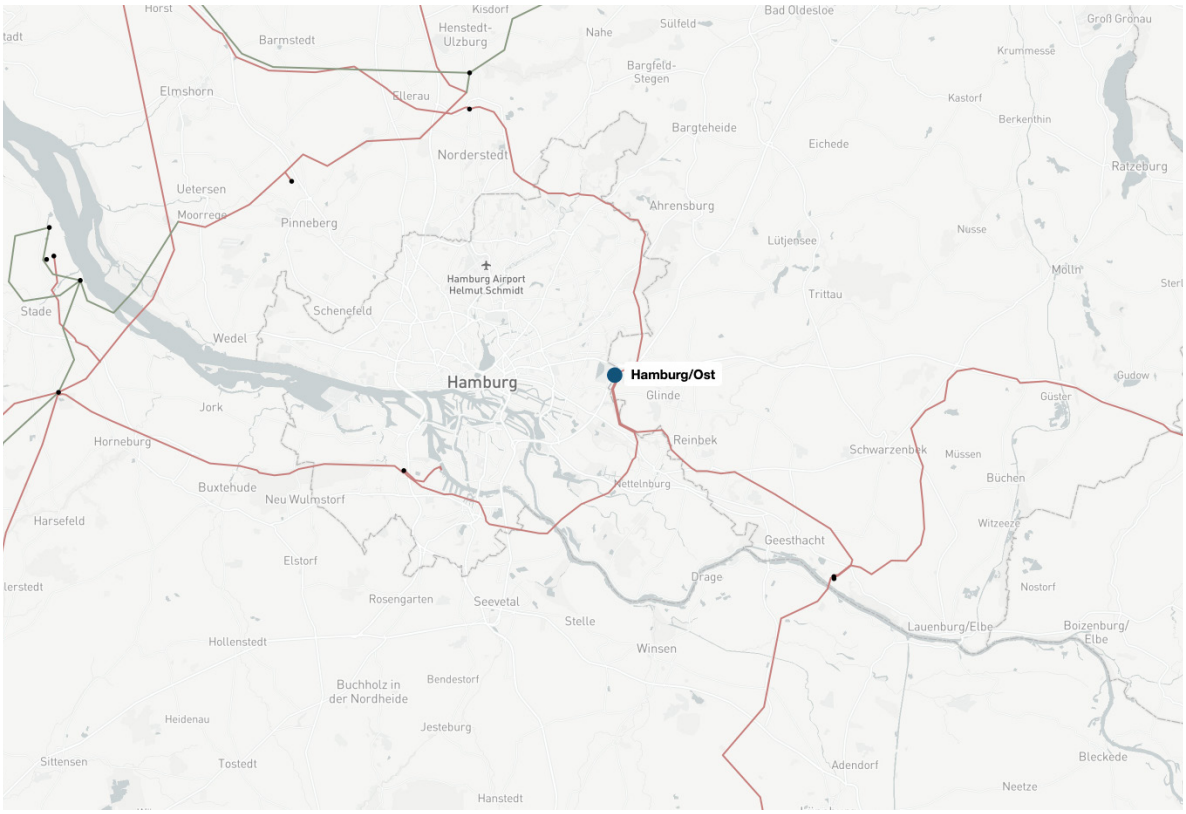
Darüber hinaus verfolgt 50Hertz mit dem Konzept einer flexiblen Anschaltung der Querregeltransformatoren im UW Hamburg/Ost an die 380-kV-Stromkreise nach Hamburg/Nord bzw. Krümmel das Ziel, die Übertragungskapazitäten effektiver auszunutzen. Dies ist insbesondere am stark vermaschten 380-kV-Netzknoten Hamburg/Ost im Nordwestraum der 50Hertz-Regelzone von Interesse, um u. a. zur TenneT die bereits bestehenden und noch neu hinzukommenden höheren Übertragungskapazitäten besser ausnutzen zu können.

Bei der Maßnahme handelt es sich um eine Punktmaßnahme mit nationalen Auswirkungen auf den physikalischen Leistungsfluss. Die Maßnahme wurde in den Netzentwicklungsplan aufgenommen, da diese für die Umsetzung der Übertragungsaufgaben entsprechend Szenariorahmen notwendig ist. Zudem zeigt die Maßnahme eine dauerhaft Redispatch-senkende Wirkung und reduziert damit die für Redispatch und Einspeisemanagement anfallenden Kosten.

Ohne den Einsatz der Querregeltransformatoren wird die zulässige Netzbelastung zwischen 50Hertz und TenneT im Raum Hamburg, zwischen den Netzregionen Schleswig-Holstein und Niedersachsen, in der Höhe und Zeitdauer überschritten sowie die (n-1)-Sicherheit im deutschen Übertragungsnetz gefährdet.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt 50Hzt-P345 wurde als P345 im NEP 2030 (2017) erstmalig identifiziert und von der Bundesnetzagentur als Ad-hoc-Maßnahme bestätigt; ebenso im NEP 2030 (2019).



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2035 (2021). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

50HzT-P357: Netzoptimierung: Leistungsflusssteuernde Maßnahme Güstrow (Ad-hoc-Maßnahme)

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Grundlage: Planfeststellung eingeleitet

Beschreibung des geplanten Projekts

Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist die Leistungsflusssteuerung zur Beeinflussung der Belastung der 380-kV-Leitung Güstrow – Wessin – Görries – Krümmel. Insbesondere die Stromkreise zwischen den Umspannwerken (UW) Güstrow und Wessin/Görries zeigten sich in den Szenarien des NEP 2035 (2021) unzulässig hoch belastet. Durch den Einsatz von 380/380-kV-Querregeltransformatoren kann der Leistungsfluss auf den betreffenden Stromkreisen reduziert und auf andere, weniger belastete Stromkreise verteilt werden.

Maßnahmen	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
Querregeltransformatoren inkl. Anlagenumstrukturierung UW Güstrow	Anlage	MV	NO	horizontal			2025	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Insbesondere die hohe Einspeisung erneuerbarer Energien in der 50Hertz-Regelzone hat in den vergangenen Jahren die Leitungsbelastungen im Raum Güstrow deutlich erhöht. Diese werden infolge des weiteren Ausbaus erneuerbarer Energien in Deutschland, insbesondere auch in der für das Übertragungsnetz im Raum Güstrow relevanten Region Mecklenburg-Vorpommern (Onshore- und Offshore), weiter zunehmen.

Netzplanerische Begründung

Daher verfolgt 50Hertz mit dem Konzept der Querregeltransformatoren im UW Güstrow das Ziel, die regelzoneninternen Übertragungskapazitäten effektiver auszunutzen.

Bei der Maßnahme handelt es sich um eine horizontale Punktmaßnahme mit nationalen Auswirkungen auf den physikalischen Leistungsfluss. Die Maßnahme wurde in den Netzentwicklungsplan aufgenommen, da diese für die Umsetzung der Übertragungsaufgaben entsprechend Szenariorahmen notwendig ist. Zudem zeigt die Maßnahme eine dauerhaft Redispatch-senkende Wirkung und reduziert damit die für Redispatch und Einspeisemanagement anfallenden Kosten.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt 50HzT-P357 wurde als P357 im NEP 2030 (2019) erstmalig identifiziert und von der Bundesnetzagentur bestätigt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2035 (2021). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

50HzT-P358: Netzverstärkung: Netzkuppeltransformatoren Lauchstädt und Weida

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Grundlage: Planfeststellung eingeleitet

Beschreibung des geplanten Projekts

Das netztechnische Ziel des Projekts 50HzT-P358 ist es, durch den Einsatz der 380/220-kV-Netzkuppeltransformatoren in Lauchstädt und Weida einen Beitrag zur notwendigen Erhöhung bzw. Optimierung der horizontalen Übertragungskapazität im südlichen 380-kV-Netz der 50Hertz-Regelzone zu leisten.

Das Projekt ist Teil der Konzeption zur langfristigen Umstrukturierung des Südraums der 50Hertz-Regelzone.

Das Projekt beinhaltet die folgende Maßnahme zur Umstrukturierung des Südraums der 50Hertz-Regelzone:

- M567: Zwei 380/220-kV-Netzkuppeltransformatoren in Lauchstädt und ein 380/220-kV-Netzkuppeltransformator in Weida

Maßnahmen	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
Netzkuppeltransformatoren Lauchstädt und Weida	Anlage	ST, TH	NV	horizontal			2025	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz

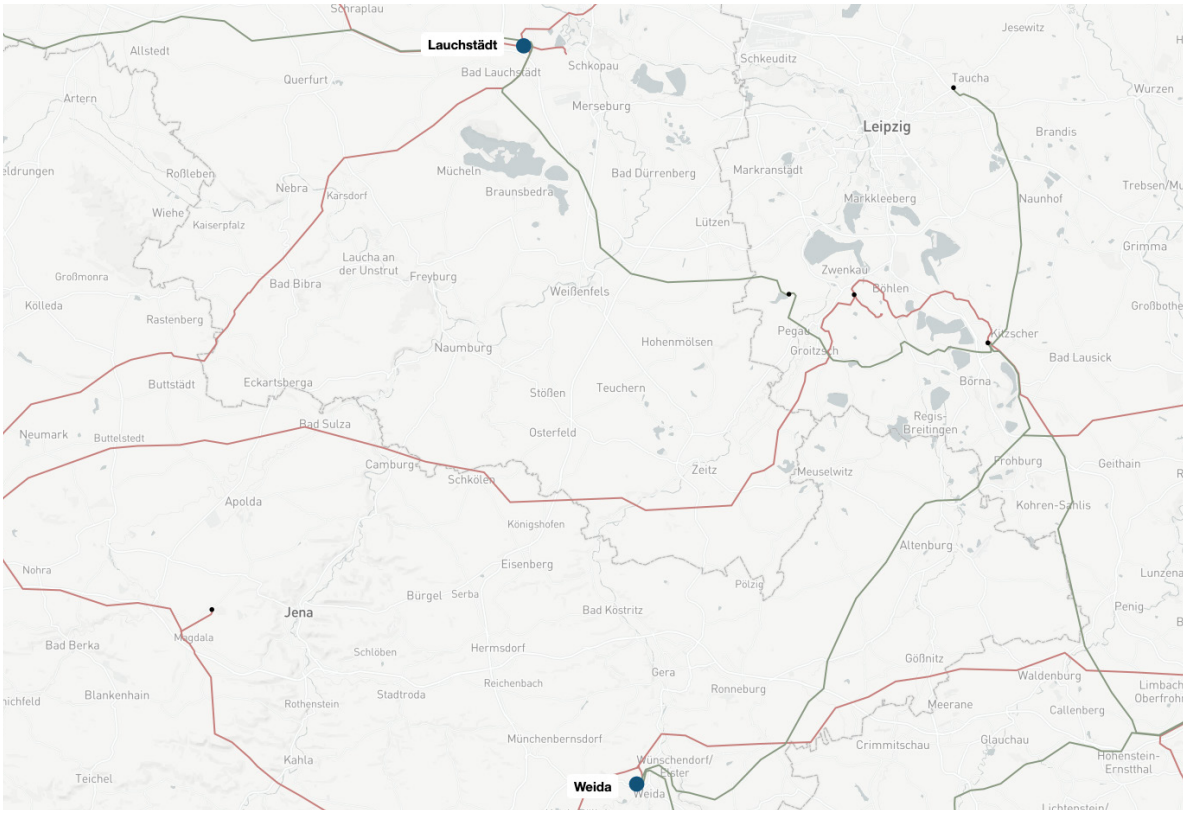
Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Mit dem Projekt wird eine Optimierung der regionalen 220-kV-Netzstruktur verfolgt. Diese soll über die 380/220-kV-Netzkuppeltransformatoren technisch-wirtschaftlich vorteilhaft zur Entlastung der 380-kV-Haupttransportleitungen im Südraum der 50Hertz-Regelzone genutzt werden. Insgesamt wird damit eine höhere Übertragungskapazität in der Netzregion erreicht.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Die Maßnahme M567 des Projektes 50Hzt-P358 wurde im NEP 2030 (2019) erstmals im Projekt P358 identifiziert und von der Bundesnetzagentur bestätigt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2035 (2021). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

50HzT-P413: Netzverstärkung: Umspannwerk Klostermansfeld

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Grundlage: Planfeststellung eingeleitet

Beschreibung des geplanten Projekts

Das netztechnische Ziel des Projektes 50HzT-P413 ist die Erhöhung der horizontalen und vertikalen Übertragungskapazität in Sachsen-Anhalt.

Die Übertragungskapazität der 380-kV-Netzstruktur in Sachsen-Anhalt ist durch die hohe Erzeugungsleistung von Erneuerbare-Energien-Anlagen (EE-Anlagen) und dem daraus folgenden vertikalen und horizontalen Leistungstransport bereits heute teilweise nicht mehr zur Erfüllung der Transportaufgaben ausreichend.

Zur Aufnahme von Einspeiseleistung aus EE-Anlagen ist es deshalb erforderlich, im bestehenden Umspannwerk (UW) Klostermansfeld einen vierten und fünften 380/110-kV-Transformator zu errichten (siehe Maßnahme M314TR11 im Begleitdokument Punktmaßnahmen). Dazu ist die 380-kV-Anlage Klostermansfeld, die derzeit nur über eine Einfacheinschleifung an einen Stromkreis der 380-kV-Leitung Wolmirstedt – Lauchstädt angeschlossen ist, mit einer 2. Einschleifung in den anderen Stromkreis der v. g. Leitung zur 380-kV-Doppeleinschleifung zu erweitern. Dafür ist eine neue 380-kV-Leitung im vorhandenen Trassenraum zu errichten.

Maßnahmen	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
2. Einschleifung Klostermansfeld	Leitung	ST	NV	Errichtung einer Leitung: Parallelneubau		1	2024	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz

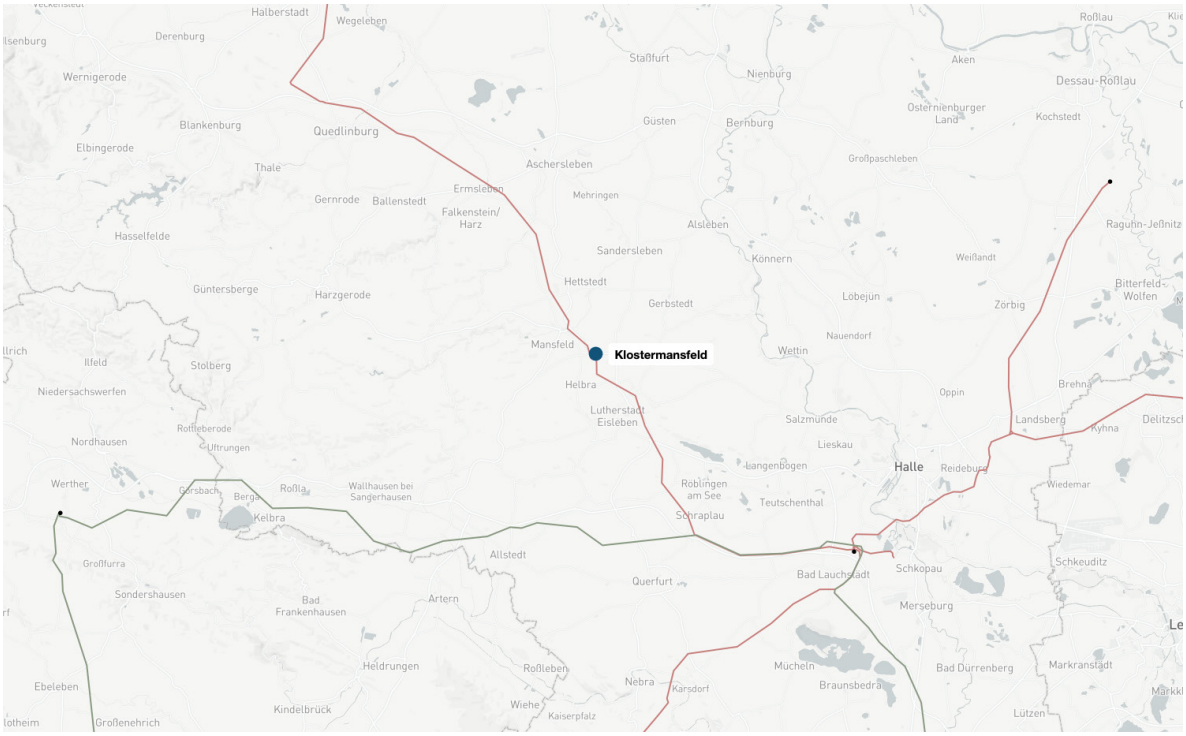
Begründung des geplanten Projekts

Mit den beiden zusätzlichen Transformatoren in Klostermansfeld, die die notwendige vertikale Übertragungskapazität zur Aufnahme der regionalen Einspeiseleistung aus EE-Anlagen in Sachsen-Anhalt schaffen, werden durch den Abtransport der aufgenommenen EE-Leistung die horizontalen Leistungsflüsse auf der 380-kV-Leitung Wolmirstedt – Klostermansfeld – Lauchstädt weiter zunehmen. Durch die Doppeleinschleifung der 380-kV-Anlage des UW Klostermansfeld wird eine netztechnisch vorteilhafte Symmetrierung der Leistungsflüsse auf dieser hochbelasteten Leitung erreicht.

Um beim Ausfall eines 380-kV-Stromkreises Wolmirstedt – Klostermansfeld bzw. Klostermansfeld – Lauchstädt sowohl die Netzsicherheit für das 110-kV-Teilnetz als auch die EE-Aufnahme und -Leistungsabführung weiterhin zu gewährleisten, ist eine 380-kV-Doppeleinschleifung des UW Klostermansfeld als horizontale Netzverstärkung zwingend erforderlich.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt 50HzT-P413 mit der Maßnahme 596 wurde erstmalig als P413 im NEP 2030 (2019) identifiziert.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2035 (2021). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

50HzT-P450: Netzoptimierung Ragow – Streumen

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Grundlage: in Umsetzung befindlich

Nr. BBPlG 2021: 61

Beschreibung des geplanten Projekts

Das netztechnische Ziel des Projektes 50HzT-P450 ist es, die Übertragungskapazität der 380-kV-Leitung Ragow – Streumen durch technische Maßnahmen zu steigern (Höherauslastung des Bestandsnetzes). Damit wird die horizontale Übertragungskapazität in der 50Hertz-Regelzone gesteigert; zugleich ein Beitrag zur Verringerung von Redispatch geleistet.

- M683: Ragow – Streumen

Durch gezielte technische Maßnahmen (Seilklemmentausch) auf der Freileitung werden gleichzeitig die technischen und betrieblichen Voraussetzungen für den Betrieb mit einer höheren Stromtragfähigkeit geschaffen. Insgesamt erfolgt damit mittels Netzoptimierung die dauerhafte Erhöhung der Übertragungskapazität auf der 380-kV-Leitung Ragow – Streumen.

Maßnahmen	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
Ragow – Streumen	Leitung	BB, SN	NO	horizontal		89	2022	4: Genehmigt oder im Bau

Begründung des geplanten Projekts

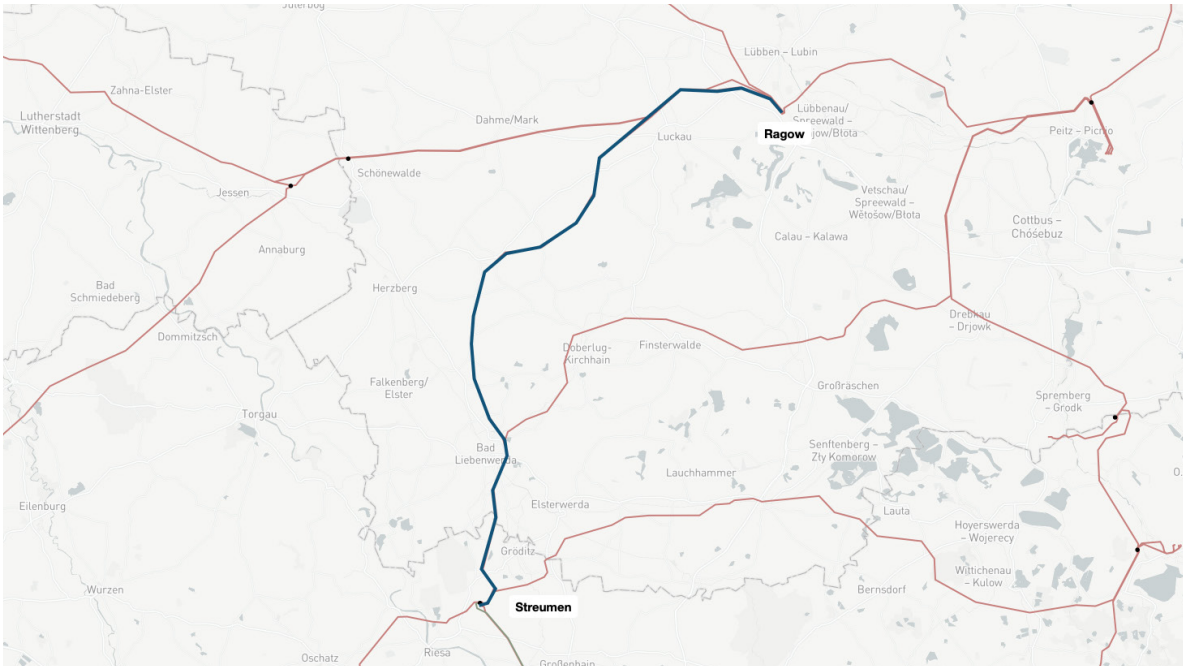
Netzplanerische Begründung

Mit der aufgezeigten Netzoptimierung wird eine höhere betriebliche Stromtragfähigkeit und damit eine höhere horizontale Übertragungskapazität auf der 380-kV-Leitung Ragow – Streumen und in der Netzregion erreicht.

Ohne diese Maßnahme ist für die in den NEP-Szenarien identifizierten Übertragungsaufgaben die (Nenn-) Übertragungskapazität der genannten Leitung unzureichend. Erst durch die im Ergebnis des Projektes erhöhte Stromtragfähigkeit können die in den NEP-Szenarien registrierten unzulässig hohen Belastungen der Stromkreise im Regelfall beseitigt und damit der ansonsten notwendige Redispatch verringert bzw. vermieden werden.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt 50HzT-P450 wurde erstmalig als Projekt P450 im NEP 2030 (2019) identifiziert und die Maßnahme M683 von der Bundesnetzagentur bestätigt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2035 (2021). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

AMP-001: Netzverstärkung und -ausbau: Wehrendorf – St. Hülfe

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion Grundlage: EnLAG, Nr. 2

Beschreibung des geplanten Projekts

Die neue Leitung ist ein Teilstück der geplanten Verbindung zwischen den Anlagen Ganderkesee im Netzgebiet der TenneT und Wehrendorf im Netzgebiet der Amprion. Der nördliche Teilabschnitt dieser neuen Verbindungsleitung, der Abschnitt zwischen Ganderkesee und St. Hülfe, wird von TenneT errichtet (sieheTTG-009).

Amprion sieht den Bau im Wesentlichen in der Trasse der heutigen 220-kV-Leitung St. Hülfe – Punkt Lemförde bzw. der heutigen 380/220-kV-Leitung Punkt Lemförde – Wehrendorf vor. Durch die Inanspruchnahme der 220-kV-Leitungstrasse entfällt die Möglichkeit der Versorgung der Anlage St. Hülfe aus dem 220-kV-Netz. Daher wird die Versorgungsaufgabe an dieser Stelle in die 380-kV-Ebene verlagert. In St. Hülfe wird somit eine 380-kV-Anlage inkl. 380/110-kV-Transformator neu gebaut. Im Einzelnen werden folgende Maßnahmen umgesetzt:

- Neubau einer 380-kV-Anlage St. Hülfe und Aufstellung eines 380/110-kV-Transformators (Netzausbau),
- Neubau einer 380-kV-Leitung in bestehender Trasse für vier 380-kV-Stromkreise auf der Strecke von Wehrendorf nach Punkt Lemförde und Neubau einer 380/110-kV-Leitung in bestehender Trasse von Punkt Lemförde nach St. Hülfe (Netzverstärkung).

Maßnahmen	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
Wehrendorf – St. Hülfe	Leitung	NI	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		33	2023	4: Genehmigt oder im Bau

Begründung des geplanten Projekts

Dieses Projekt ist erforderlich, um die im nördlichen Niedersachsen und in der Nordsee on- und offshore erzeugte Windenergie in Richtung der im Westen und Süden gelegenen Verbrauchszentren transportieren zu können.

Die Einführung von zwei leistungsstarken Zubringerstromkreisen in die Anlage Wehrendorf macht einen dauerhaften gekuppelten Zwei-Sammelschienen-Betrieb in dieser 380-kV-Anlage erforderlich. Zur Sicherstellung dieses Betriebs auch bei betriebsbedingten Abschaltungen wird die Anlage Wehrendorf um eine dritte Sammelschiene und eine zusätzliche Kupplung erweitert.

Da die Stromkreise für eine Transportkapazität von rund 2.700 MVA geplant sind, werden die Freileitungsfelder für einen maximalen Strom von 4.000 A ausgelegt und die Bestandsanlage verstärkt.

Der Neubau der 380-kV-Anlage St. Hülfe ist eine notwendige Folge des windbedingten Netzausbaus. Mit dem Neubau der 380-kV-Leitung von St. Hülfe nach Wehrendorf in der Trasse der bisherigen 220-kV-Freileitung entfällt die Möglichkeit, die Versorgungsaufgabe in St. Hülfe weiter aus dem 220-kV-Netz sicherstellen zu können.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2035 (2021). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

AMP-009: Netzverstärkung und -ausbau: Dörpen/West – Niederrhein

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Grundlage: EnLAG, Nr. 5

Nr. TYNDP 2020: 208

Beschreibung des geplanten Projekts

Zum Abtransport der in Norddeutschland eingespeisten Windenergie wird das Übertragungsnetz zwischen den Anlagen Dörpen/West im Netzgebiet von TenneT (sieheTTG-007) und Niederrhein im Netzgebiet von Amprion ausgebaut. Im Verantwortungsbereich von Amprion liegt der Neubau der Leitung (ca.150 km) zwischen der Anlage Niederrhein und der Übergabestelle zu TenneT westlich von Meppen.

Folgende Maßnahmen sind für die Umsetzung erforderlich:

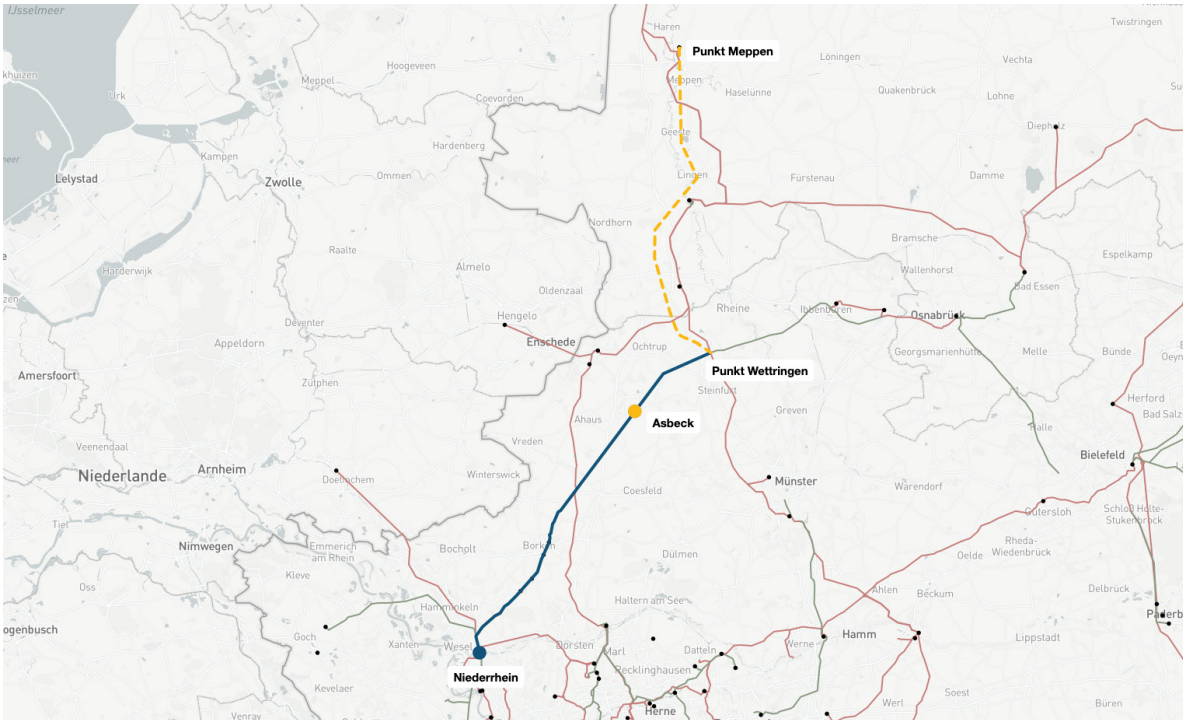
- Neubau einer 380-kV-Freileitung mit Teilverkabelungen weitgehend in bestehender Trasse zwischen Niederrhein und Punkt Wettringen (Netzverstärkung),
- Neubau einer 380-kV-Freileitung mit Teilverkabelungen zwischen Punkt Wettringen und Punkt Meppen (Netzausbau).

Die Leitung Niederrhein – Punkt Meppen wird abschnittsweise in Trassenräumen bestehender Freileitungen errichtet. Das Projekt ist im EnLAG (unter der Bezeichnung „Leitung Dörpen/West – Niederrhein“) als Pilotvorhaben zum Einsatz von Erdkabeln ausgewiesen. Abschnittsweise wird die neue Verbindung als Teilverkabelung ausgeführt (Raesfeld, Borken und Legden). Zum Übergang zwischen Freileitung und Erdkabel werden jeweils sogenannte Kabelübergabestationen errichtet. In der Kabelübergabestation Asbeck wird eine Kompensationsanlage zur Blindleistungskompensation errichtet.

Maßnahmen	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
Niederrhein – Punkt Wettringen	Leitung	NW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		73	2023	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz, 4: Genehmigt oder im Bau
Niederrhein – Punkt Wettringen (Kabel)	Leitung	NW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		12	2023	4: Genehmigt oder im Bau
Punkt Wettringen – Punkt Meppen	Leitung	NI, NW	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	65		2025, 2027	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz, 4: Genehmigt oder im Bau
Asbeck	Anlage	NW	NA	horizontal			2023	4: Genehmigt oder im Bau

Begründung des geplanten Projekts

Dieses Projekt ist erforderlich, um die im nordwestlichen Niedersachsen (Raum Emden) und der Nordsee on- und offshore erzeugte Windenergie in Richtung der im Westen und Süden gelegenen Verbrauchszentren transportieren zu können. Der Neubau ist notwendig, weil die Übertragungskapazität der bestehenden Leitungen zur Deckung des Transportbedarfs nicht ausreicht und diese hierfür auch nicht ertüchtigt werden können.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2035 (2021). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

AMP-010: Netzverstärkung und -ausbau in der Region Münsterland – Westfalen

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Grundlage: EnLAG, Nr.16 und 18

Beschreibung des geplanten Projekts

Über die bestehenden 380-kV-Stromkreise und die geplante 380-kV-Leitung zwischen Ganderkesee und Wehrendorf wird ein erheblicher Teil der in Norddeutschland on- und offshore erzeugten Windenergieleistung in den nördlichen und nordöstlichen Netzbereich von Amprion eingeleitet. Mit den hier dargestellten Maßnahmen von Amprion wird diese Leistung in Richtung der Verbrauchszentren im Westen und Süden transportiert.

Für die Erhöhung der Transportkapazität sind im Netzgebiet zwischen Wehrendorf, Lüstringen, Ibbenbüren, Enniger, Gütersloh, Hanekenfähr und Uentrop umfangreiche Netzverstärkungsmaßnahmen geplant.

Im Einzelnen werden folgende Maßnahmen umgesetzt:

- Neubau einer 380-kV-Freileitung Lüstringen – Hesseln als Ersatzneubau (Netzverstärkung),
- Neubau einer 380-kV-Freileitung Hesseln – Gütersloh als Ersatzneubau (Netzverstärkung),
- Neubau einer 380-kV-Freileitung Lüstringen – Wehrendorf als Ersatzneubau (Netzverstärkung),
- Erweiterung der 380-kV-Anlage Westerkappeln und Aufstellung eines 380/110-kV-Transformators (Ausbau von bestehenden Anlagen),
- Neubau einer 380-kV-Anlage Hesseln und Aufstellung eines 380/110-kV-Transformators (Netzausbau),
- Neubau einer 380-kV-Anlage Lüstringen und Aufstellung von 380/110-kV-Transformatoren (Netzausbau).

Zwischenzeitlich wurden folgende Maßnahmen fertiggestellt:

- Umbeseilung der 380-kV-Freileitung Westerkappeln – Lüstringen (Netzverstärkung) in den Abschnitten Westerkappeln – Punkt Hambüren und Punkt Gaste – Lüstringen,
- Zubeseilung eines 380-kV-Stromkreises Hanekenfähr – Punkt Walstedde – Uentrop (Netzverstärkung),
- abschnittsweise Neubau einer 380-kV-Freileitung in bestehender Trasse bzw. Zubeseilung eines 380-kV-Stromkreises Ibbenbüren – Punkt Hagedorn – Westerkappeln (Netzverstärkung),
- Neubau einer 380-kV-Anlage Ibbenbüren und Aufstellung eines 380/110-kV-Transformators (Netzausbau).

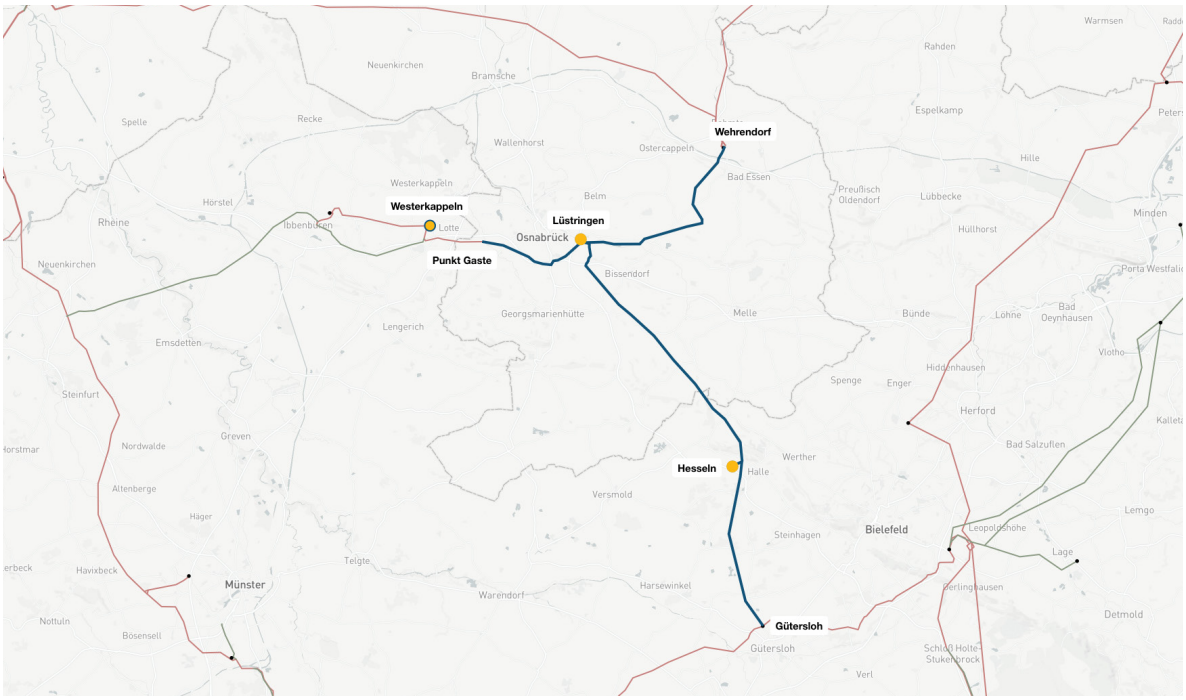
Das Leitungsprojekt Wehrendorf-Gütersloh ist ein Drehstrom-Pilotprojekt mit der Möglichkeit zur Teil-Erdverkabelung nach § 2 Energieleitungsausbaugesetz. Dementsprechend sind auf den Abschnitten Lüstringen – Hesseln und Lüstringen – Wehrendorf mehrere Teilerdverkabelungsabschnitte geplant. Zur Kompensation des kapazitiven Effekts von Erdkabeln werden mehrere Kabelübergabestationen mit Drosselspulen auf diesen Abschnitten erforderlich.

Maßnahmen	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
Punkt Gaste - Lüstringen	Leitung	NI	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung		14	2026, 2028	4: Genehmigt oder im Bau
Lüstringen - Wehrendorf	Leitung	NI	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		21	2027, 2028	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz
Lüstringen - Hesseln	Leitung	NI, NW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		29	2026, 2027	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz
Hesseln - Gütersloh	Leitung	NW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		29	2021	4: Genehmigt oder im Bau
Hesseln	Anlage	NW	NA	vertikal			2021	4: Genehmigt oder im Bau

Begründung des geplanten Projekts

Zur Bereitstellung von ausreichenden Transportkapazitäten für den Weitertransport der im nördlichen Niedersachsen und in der Nordsee on- und offshore erzeugten Windenergieleistung ist das 380-kV-Netz im nördlichen und nordöstlichen Netzbereich von Amprion zu verstärken. Die Minimierung des Eingriffs in den öffentlichen Raum und der begrenzte Trassenraum führen dazu, die erforderlichen neuen 380-kV-Leitungen, soweit möglich, in den Trassen der heutigen 220-kV-Leitungen zu errichten.

Somit ist auch die Versorgung der unterlagerten Verteilnetze, die heute überwiegend aus der 220-kV-Spannungsebene erfolgt, auf die 380-kV-Spannungsebene umzustellen. Heutige 220/110-kV-Abspannpunkte werden durch den Neubau von 380- kV-Schaltanlagen und die Aufstellung von 380/110-kV-Transformatoren auf eine Versorgung aus dem 380-kV-Netz umgestellt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2035 (2021). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

AMP-014: Netzverstärkung und -ausbau in der Region Westliches Rheinland

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Grundlage: EnLAG, Nr. 14 und 15

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Netzgebiet Westliches Rheinland umfasst im Wesentlichen das Übertragungsnetz im Bereich Utfort, Mündelheim, Osterath, Dülken, Düsseldorf, Norf, Frimmersdorf und Rommerskirchen.

Infolge der Verlagerung der Transportfunktion in die 380-kV-Spannungsebene und Stilllegungen von regional in das 220-kV-Netz einspeisenden Kraftwerken muss an mehreren Standorten die Versorgung sowohl der unterlagerten 110-kV-Spannungsebene als auch der Endkunden sukzessiv vollständig oder teilweise aus dem 220-kV-Netz auf eine 380/110-kV-Umspannung umgestellt werden.

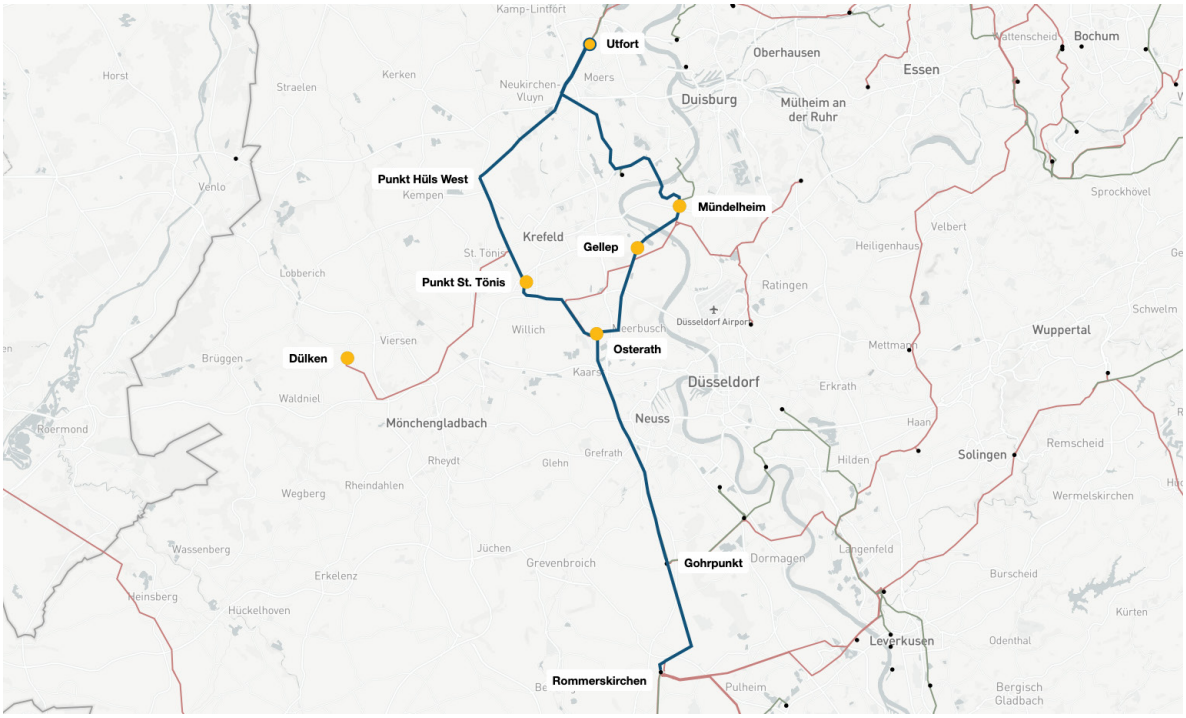
Folgende wesentliche Maßnahmen sind für die Umsetzung erforderlich:

- Neubau je einer 380-kV-Anlage in Dülken, Gellep und Mündelheim sowie Aufstellung von 380/110-kV-Transformatoren (Netzausbau),
- Erweiterung der 380-kV-Anlage Utfort und Aufstellung eines 380/110-kV-Transformators (Ausbau einer bestehenden Anlage),
- Neubau einer 380-kV-Freileitung in bestehender Trasse von Punkt Fellerhöfe bis Punkt St.Tönis (Netzverstärkung),
- 380-kV-Stromkreisauflage zwischen Punkt St.Tönis und Punkt Hüls-West (Netzverstärkung),
- Neubau einer 380-kV-Freileitung in bestehender Trasse von Osterath bis Gohrpunkt (Netzverstärkung),
- Neubau einer 380-kV-Freileitung in bestehender Trasse von Utfort bis Punkt Hüls-West (Netzverstärkung),
- Neubau einer 380-kV-Freileitung in bestehender Trasse von Gohrpunkt bis Rommerskirchen (Netzverstärkung),
- Spannungsumstellung mit Umbeseilung der 220-kV-Stromkreise zwischen Utfort und Osterath auf 380 kV (Netzverstärkung),
- Neubau einer 380-kV-Freileitung in bestehender Trasse zwischen Punkt Birkenhof und Gellep (Netzverstärkung).

Maßnahmen	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
Punkt Fellerhöfe – Punkt St. Tönis	Leitung	NW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		7	2021	4: Genehmigt oder im Bau
Punkt St. Tönis – Punkt Hüls-West	Leitung	NW	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung		6,5	2024, 2025	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz
Utfort – Pkt. Hüls-West	Leitung	NW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		14	2024	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz
Osterath – Gohrpunkt	Leitung	NW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		20	2022, 2023	4: Genehmigt oder im Bau
Gohrpunkt – Rommerskirchen	Leitung	NW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		10	2021	4: Genehmigt oder im Bau
Utfort – Osterath	Leitung	NW	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung		50	2024, 2026	4: Genehmigt oder im Bau
Punkt Birkenhof – Gellep	Leitung	NW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		2	2023	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz
Gellep	Anlage	NW	NA	vertikal			2023	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz
Dülken	Anlage	NW	NA	vertikal			2022	4: Genehmigt oder im Bau
Mündelheim	Anlage	NW	NA	vertikal			2024	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Durch zunehmende Stromhandelstransite, stetige Zunahme der Stromerzeugung aus Windkraft (v. a. in Norddeutschland) sowie Veränderungen im konventionellen Kraftwerkspark zeichnet sich eine Änderung der Leistungsflusssituation in der Region Westliches Rheinland des Übertragungsnetzes der Amprion ab. Diese Änderung wird u. a. auch durch vier zusätzliche 380-kV-Stromkreise in der UA Niederrhein aus Doetinchem (NL) (EnLAG-Maßnahme Nr. 13) und Diele (EnLAG-Maßnahme Nr. 5) hervorgerufen. Es sind daher Maßnahmen erforderlich, die eine bedarfsgerechte Erweiterung des Übertragungsnetzes in diesem Netzgebiet sicherstellen und insbesondere dem Entstehen von Netzengpässen entgegenwirken.
Durch die Überführung von Kraftwerksblöcken am Kraftwerksstandort Frimmersdorf, Neurath und Niederaußem in die Sicherheitsbereitschaft entfällt ersatzlos eine Einspeiseleistung von ca. 1.200 MW in die 220-kV-Ebene und ca. 300 MW in die unterlagerte 110-kV-Ebene. Darüber hinaus entfallen bis Ende 2020 durch das Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung (Kohleverstromungsbeendigungsgesetz – KVBG) in der Region weitere Einspeisungen aus Braunkohlekraftwerken mit einer Einspeiseleistung von ca. 2.700 MW. Bis Ende 2038 entfällt durch das KVBG die vollständige Einspeisung aus Kohlekraftwerken und somit aus allen Braunkohlekraftwerken im Rheinischen Revier.
Durch die Stilllegung dieser Kraftwerke entstehen in dem betroffenen Netzgebiet zusätzliche Transportbedarfe, die den Entfall der Kraftwerkseinspeisungen kompensieren. Durch die genannten Faktoren erhöht sich insgesamt der Transportbedarf wodurch in dem bestehenden Netz Engpässe entstehen. Durch die beschriebene Netzverstärkung werden diese Engpässe behoben.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2035 (2021). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

AMP-018: Netzverstärkung zwischen Rommerskirchen und Sechtem

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion Grundlage: EnLAG, Nr. 15

Beschreibung des geplanten Projekts

Amprion plant, die Transportkapazität auf der Rheinschiene zwischen den Regionen Köln und Koblenz/Frankfurt zu erhöhen. Das hier dargestellte Projekt beinhaltet im Rahmen dieser Netzerweiterung das Teilstück von Rommerskirchen bis Sechtem.

Zwischen Rommerskirchen und Sechtem werden drei zusätzliche 380-kV-Stromkreise benötigt.

Für die Realisierung eines der Stromkreise wird auf dem Abschnitt Brauweiler – Sechtem ein bestehender 220-kV-Stromkreis auf 380-kV-Betrieb umgestellt. Die beiden weiteren Stromkreise erfordern einen 380-kV-Leitungsneubau in bestehender Trasse.

Folgende Maßnahme ist nach derzeitigem Planungsstand für die Umsetzung erforderlich:

- Neubau einer 380-kV-Freileitung Rommerskirchen – Sechtem (Netzverstärkung).

Zwischenzeitlich wurden folgende Maßnahmen fertiggestellt:

- Erweiterung der 380-kV-Station Sechtem
- Erweiterung der 380-kV-Station Rommerskirchen
- Spannungsumstellung eines bestehenden 220-kV-Stromkreises auf dem Abschnitt Brauweiler – Sechtem auf 380-kV-Betrieb

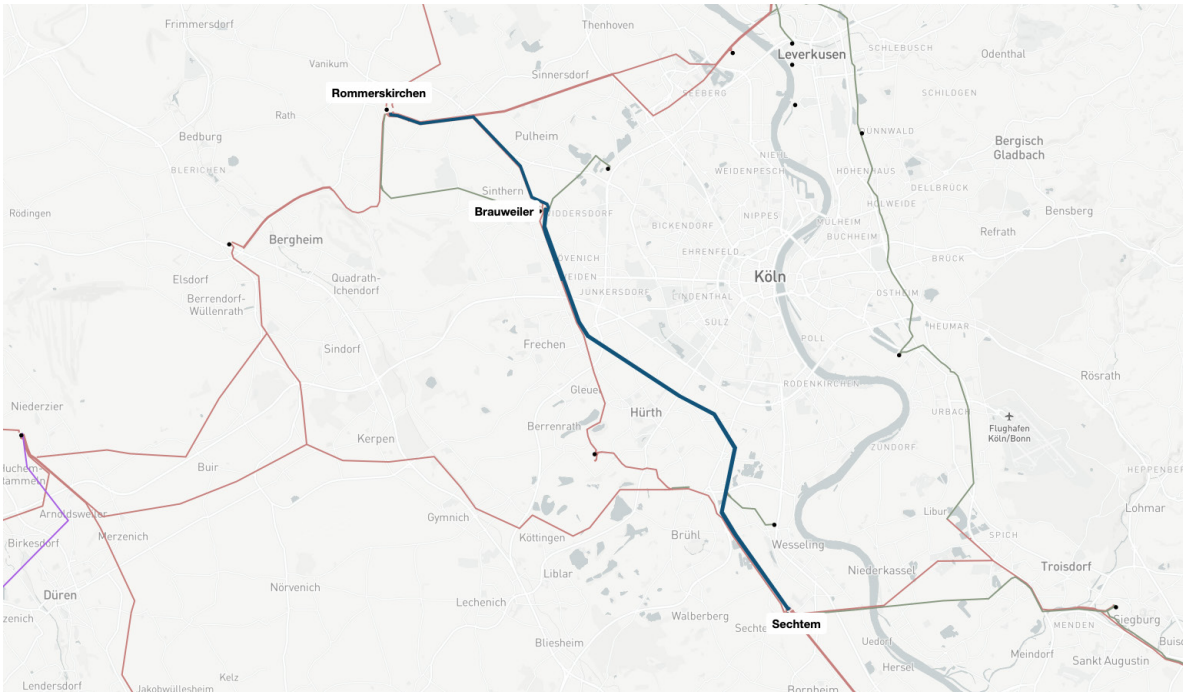
Maßnahmen	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
Rommerskirchen - Sechtem	Leitung	NW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		38	2022, 2024	4: Genehmigt oder im Bau

Begründung des geplanten Projekts

Zusätzlich zur großräumigen Änderung der Erzeugungsstruktur (Abschaltung Kernkraftwerke, stärkerer Zubau erneuerbarer Energien) sind die Leistungsflüsse durch die Kraftwerke im Rheinland, im Ruhrgebiet und im ostwestfälischen Raum beeinflusst.

Die Kraftwerke im Rheinland, im Ruhrgebiet und im ostwestfälischen Raum sind in der 380-kV-Spannungsebene angeschlossen. Hierdurch besteht in dem beschriebenen Netzgebiet ein Einspeiseüberschuss zusätzlich zum bestehenden Nord-Süd-Transit, mit der Folge eines Bedarfs zur Netzverstärkung und Beseitigung von Übertragungsengpässen.

Zur Sicherstellung einer langfristig bedarfsgerechten Transportkapazität und zur Gewährleistung der Systemsicherheit im Zusammenhang mit weiter zunehmender EE-Einspeisung ist ein Netzausbau zwischen Rommerskirchen und Sechtem erforderlich. Dieses Vorhaben schließt unmittelbar an die Maßnahmen zur Netzverstärkung und zum Netzausbau in der Region Westliches Rheinland an.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2035 (2021). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

AMP-022: Netzverstärkung und -ausbau zwischen Kruckel und Dauersberg

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion Grundlage: EnLAG, Nr. 19

Beschreibung des geplanten Projekts

Bedingt durch den zunehmenden Transit von Windenergie ist die Schaffung einer zusätzlichen Nord-Süd-Achse zwischen den Regionen Westfalen und Rhein-Main zwischen den 380-kV-Anlagen Kruckel – Dauersberg erforderlich. Mit diesen Maßnahmen erfolgt eine dem Bedarf entsprechende Erhöhung der Übertragungskapazität im 380-kV-Netz von Amprion.

Die Nutzung von Trassen heutiger 220-kV- und 110-kV-Freileitungen für neue, leistungsstärkere 380-kV-Freileitungen zur Minimierung der zusätzlichen Rauminanspruchnahme bringt eine Verlagerung auch der Versorgungsfunktion von der 220- in die 380-kV-Netzebene an den jeweiligen Übergabestellen in die unterlagerten Verteilnetze mit sich. Das Netzgebiet Kruckel – Dauersberg umfasst im Wesentlichen das Übertragungsnetz mit den Anlagenstandorten Kruckel, Garenfeld, Altenkleusheim, Bixterheide, Setzer Wiese, Eiserfeld und Dauersberg.

Folgende Maßnahmen sind nach derzeitigem Planungsstand für die Umsetzung im Wesentlichen erforderlich:

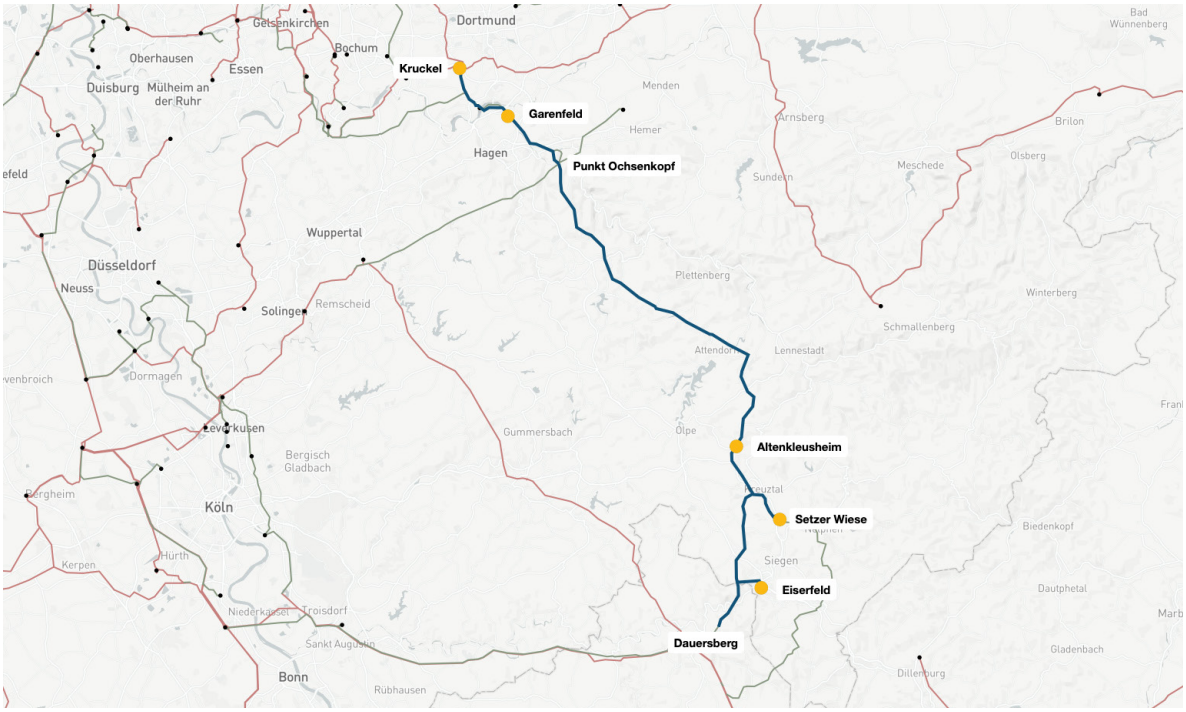
- Neubau einer 380-kV-Freileitung in bestehender Trasse zwischen Kruckel und Punkt Ochsenkopf mit abschnittweiser Mitführung von 110-kV-Stromkreisen (Netzverstärkung),
- Neubau einer 380-kV-Freileitung in bestehender Trasse zwischen Punkt Ochsenkopf und Dauersberg mit abschnittweiser Mitführung von 110-kV-Stromkreisen (Netzverstärkung),
- Neubau der 380-kV-Anlage Garenfeld und Aufstellung von 380/110-kV-Transformatoren (Netzausbau),
- Aufstellung Kompensationsanlage MSCDN in Garenfeld (Netzausbau),
- Neubau der 380-kV-Anlage Eiserfeld und Aufstellung eines 380/110-kV-Transformators (Netzausbau),
- Neubau der 380-kV-Anlage Setzer Wiese am neuen Standort Junkernhees und Aufstellung von 380/110-kV-Transformatoren (Netzausbau),
- Neubau der 380-kV-Anlage Altenkleusheim und Aufstellung von 380/110-kV-Transformatoren (Netzausbau),
- Neubau der 380-kV Anlage Kruckel und Aufstellung von 380/110-kV-Transformatoren (Netzausbau).

Zusätzlich muss der 110-kV-Netzanschluss des Pumpspeicherkraftwerks Koepchenwerk in Kruckel berücksichtigt werden.

Maßnahmen	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
Kruckel – Punkt Ochsenkopf	Leitung	NW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		21	2021/ 2025, 2022/ 2026	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz
Punkt Ochsenkopf – Dauersberg	Leitung	NW, RP	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		105	2024/ 2025, 2025/ 2026	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz, 4: Genehmigt oder im Bau
MSCDN Garenfeld	Anlage	NW	NA	horizontal			2025	4: Genehmigt oder im Bau
Garenfeld	Anlage	NW	NA	vertikal			2025	4: Genehmigt oder im Bau
Eiserfeld	Anlage	NW	NA	vertikal			2025	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz
Setzer Wiese/Fellinghausen	Anlage	NW	NA	vertikal			2025	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz
Altenkleusheim	Anlage	NW	NA	vertikal			2025	4: Genehmigt oder im Bau
Kruckel	Anlage	NW	NA	vertikal			2022	4: Genehmigt oder im Bau

Begründung des geplanten Projekts

Mit der immer weiter voranschreitenden Verstärkung des bereits bestehenden Nord-Süd-Transits aufgrund der erneuerbaren Erzeugung durch Windenergieanlagen im Norden und der Lastschwerpunkte im Süden Deutschlands nimmt die Entstehung von Übertragungsengpässen auf Stromkreisen mit dieser Transportaufgabe unweigerlich zu. Es werden daher Maßnahmen in die Wege geleitet, die eine bedarfsgerechte Erweiterung des Übertragungsnetzes in dem Netzgebiet von Kruckel bis Dauersberg sicherstellen und insbesondere dem Entstehen von Netzengpässen in diesem Netzgebiet entgegenwirken.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2035 (2021). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

AMP-028: Netzverstärkung und -ausbau zum Netzanschluss des Kraftwerks am Standort Herne

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Grundlage: Anschlusspflicht von KW

Beschreibung des geplanten Projekts

Am Standort Herne ist die Errichtung eines Kraftwerks (GuD Herne) geplant. Für den Anschluss des Kraftwerks muss eine neue 380-kV-Anlage Emscherbruch errichtet und die 380-kV-Anlage Eiberg erweitert werden. Zudem wird zwischen dem Punkt Wanne und dem Punkt Günnigfeld ein zusätzlicher 380-kV-Stromkreise zubeseilt.

Das Konzept für den Anschluss des geplanten Kraftwerks sieht folgende Maßnahmen vor:

- Zubeseilung von einem 380-kV-Stromkreis zwischen dem Punkt Wanne und dem Punkt Günnigfeld auf einer Länge von ca.5 km (Netzverstärkung),
- Neubau der 380-kV-Anlage Emscherbruch (Netzausbau).

Zwischenzeitlich wurden folgende Maßnahmen fertiggestellt:

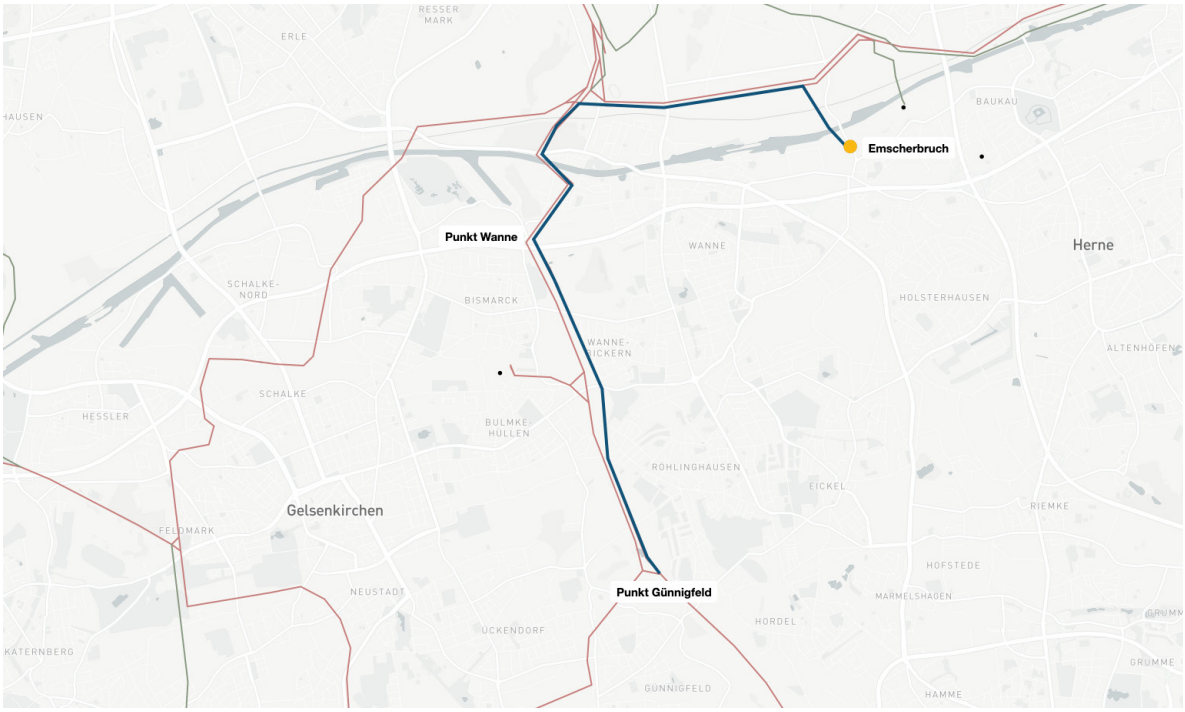
- Erweiterung der 380-kV-Anlage Eiberg und Aufstellung von zwei 380/110-kV-Transformatoren (Ausbau einer bestehenden Anlage).

Maßnahmen	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
Punkt Wanne - Punkt Günnigfeld	Leitung	NW	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung		5	2024, 2026	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
Emscherbruch	Anlage	NW	NA	für Dritte			2021	4: Genehmigt oder im Bau

Begründung des geplanten Projekts

Am Standort Herne ist die Errichtung eines neuen Kraftwerks (GuD Herne) geplant. Der Netzanschlussvertrag sieht den Anschluss des Kraftwerks an das 380-kV-Netz von Amprion vor. Amprion ist nach § 17 Abs.1 EnWG verpflichtet, Erzeugungsanlagen an ihr Netz anzuschließen.

Durch die Verlagerung der Kraftwerkseinspeisungen im Ruhrgebiet am Standort Herne in die 380-kV-Spannungsebene muss auch die Versorgungsfunktion aus dem 220-kV-Netz in das 380-kV-Netz verlagert werden. Aus diesem Grund wird die 380-kV-Anlage Eiberg erweitert und es werden dort zwei 380/110-kV-Transformatoren zur Versorgung des unterlagerten Verteilnetzes aufgestellt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2035 (2021). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

AMP-032: Netzverstärkung im nördlichen Rheinland

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion Grundlage: EnLAG, Nr. 14

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt zur Erhöhung der Übertragungskapazität im nördlichen Rheinland enthält folgende Maßnahme:

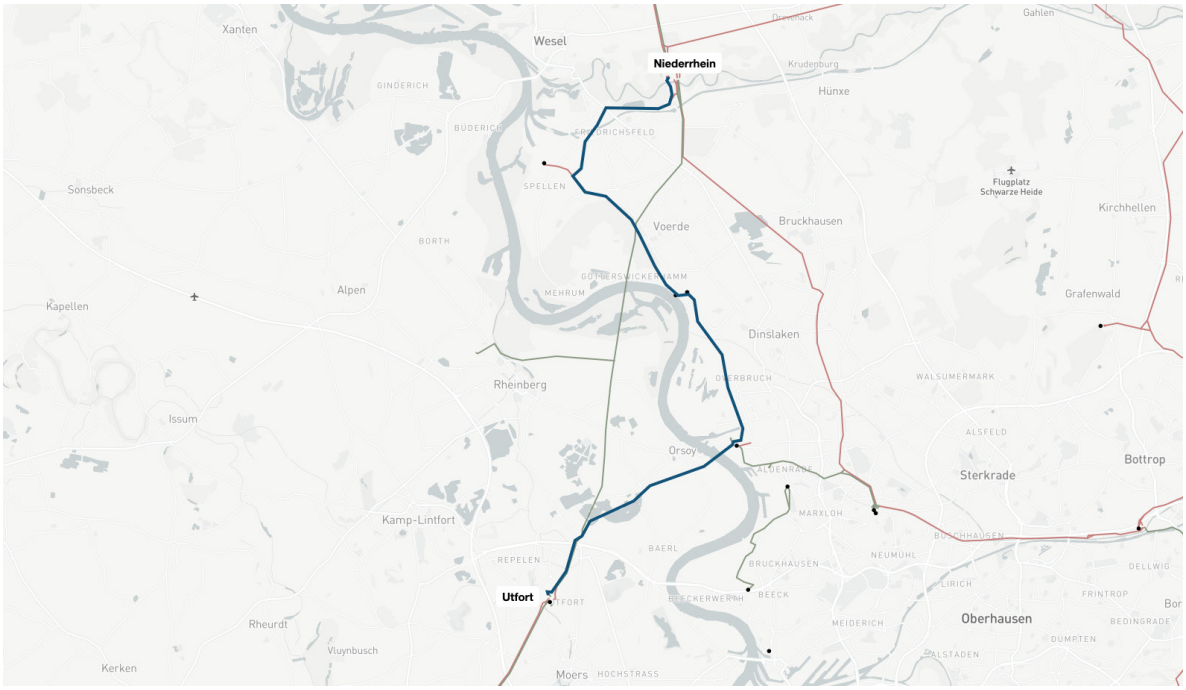
- Neubau einer 380-kV-Freileitung in einer bestehenden 220-kV-Trasse (Länge: ca. 25 km) zwischen Niederrhein und Utfort (Netzverstärkung).

Bei der Rheinquerung im Abschnitt Wesel – Utfort der Leitung Niederrhein – Utfort – Osterath handelt es sich gemäß § 2 Abs. 1 S. 1 Nr. 5 EnLAG um einen Erdkabelpilotstreckenabschnitt im Drehstrombereich.

Maßnahmen	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
Niederrhein - Utfort	Leitung	NW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		21	2025 (Provisorium) /2030, 2026 (Provisorium) /2031	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz

Begründung des geplanten Projekts

Die Netzerweiterung erhöht die Übertragungskapazität im nördlichen Rheinland. Insbesondere die bestehende 380-kV-Leitung Niederrhein – Zensenbusch – Walsum – Utfort wird durch das geplante Projekt entlastet. Die Auslastung der betroffenen Stromkreise ist neben der Übertragung von Windeinspeisung aus dem Nordwesten Deutschlands nach Süden auch auf Veränderungen der regionalen Einspeisung von Kraftwerksleistung zurückzuführen.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2035 (2021). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

AMP-034: Netzausbau in Kusenhorst, Büscherhof, Weißenthurm und Kriftel zur Blindleistungskompensation

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Grundlage: Umstrukturierung der Versorgungsaufgabe

Beschreibung des geplanten Projekts

Im Rahmen dieses Projekts errichtet Amprion Blindleistungserzeugungsanlagen. Damit wird das Ziel verfolgt, ausreichend Blindleistung zur Verfügung zu stellen. Dies ist notwendig, um die Spannungsgrenzen einzuhalten sowie die Spannungsstabilität gewährleisten zu können und einen sicheren Netzbetrieb bei hohen Leistungstransiten sicherzustellen. Folgende Maßnahme ist für die Umsetzung erforderlich:

- Neubau einer Blindleistungskompensationsanlage (MSCDN) mit 300 Mvar und Anschluss an die 380-kV-Anlage Büscherhof (Netzausbau).

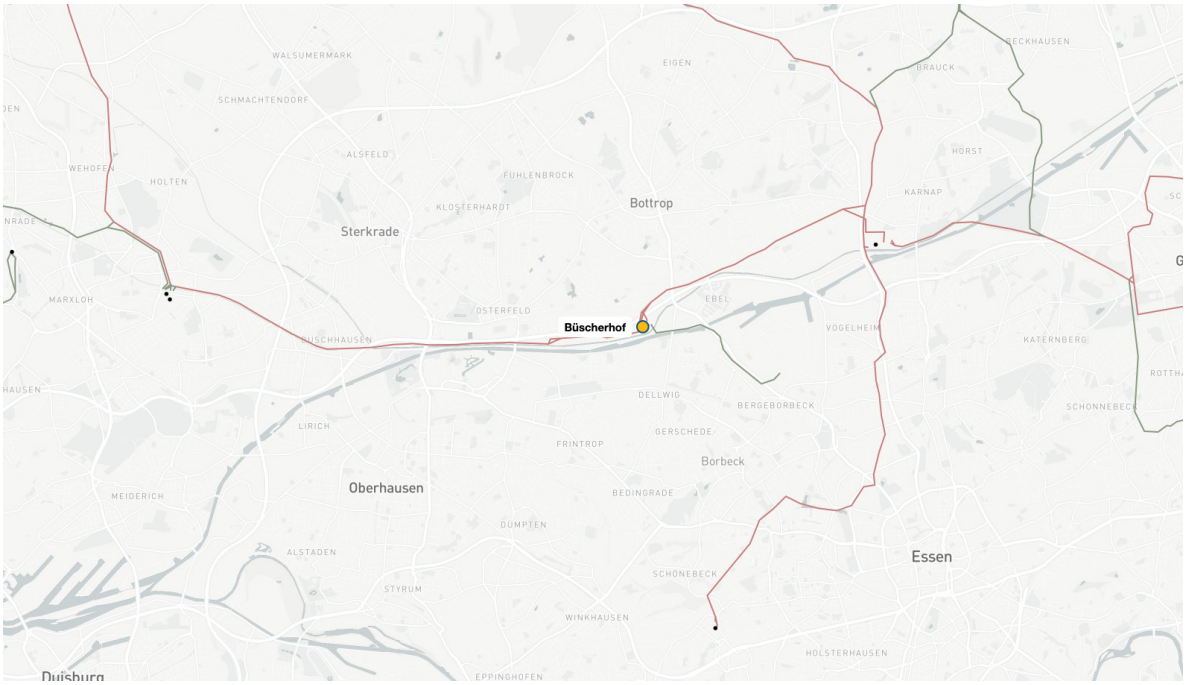
Zwischenzeitlich wurden folgende Maßnahmen fertiggestellt:

- Neubau einer Blindleistungskompensationsanlage (MSCDN) mit 300 Mvar und Anschluss an die 380-kV-Anlage Kusenhorst (Netzausbau),
- Neubau einer Blindleistungskompensationsanlage (MSCDN) mit 300 Mvar und Anschluss an die 380-kV-Anlage Weißenthurm (Netzausbau),
- Neubau einer Blindleistungskompensationsanlage (MSCDN) mit 300 Mvar und Anschluss an die 380-kV-Anlage Kriftel (Netzausbau),
- Neubau einer Blindleistungskompensationsanlage (SVC) mit 300 Mvar und Anschluss an die 380-kV-Anlage Kriftel (Netzausbau).

Maßnahmen	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
Büscherhof	Anlage	NW	NA	horizontal			2021	4: Genehmigt oder im Bau

Begründung des geplanten Projekts

Durch die veränderte Erzeugungsstruktur können durch die hohen Nord-Süd-Leistungsflüsse hohe Auslastungen der Leitungen auftreten. In diesen Situationen werden die Leitungen oberhalb der natürlichen Leistung der Freileitungsstromkreise betrieben. Dieser Netzzustand führt zu einem hohen Bedarf an induktiver Blindleistungserzeugung, um sämtliche Knotenspannungen auch im Fehlerfall im zulässigen Spannungsband zu halten. Die Bereitstellung der induktiven Blindleistung erfolgt üblicherweise durch die Erbringung der Systemdienstleistung „Spannungshaltung" der im Netz ausreichend homogen verteilten Kraftwerke im übererregten Betrieb. Durch die windbedingte Verdrängung sowie die Stilllegung konventioneller Kraftwerksleistung und der nur sehr begrenzt transportierbaren Blindleistung kann der für den sicheren Netzbetrieb notwendige Umfang an induktiver Blindleistungserzeugung nicht mehr auf diese Weise vorgehalten werden. Aus diesem Grund müssen kapazitive Blindleistungskompensationsanlagen einen Teil der notwendigen induktiven Blindleistung an Knoten mit signifikanten transitbedingten Spannungsabsenkungen bereitstellen.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2035 (2021). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

AMP-P21: Netzverstärkung und -ausbau: Conneforde – Garrel/Ost – Cappeln/West – Merzen

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Nr. TYNDP 2020: 337

Grundlage: Planfeststellung eingeleitet

Nr. BBPlG 2021: 6

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität aus dem nordwestlichen Niedersachsen in südliche Richtung und enthält folgende Maßnahmen:

- M51b: Cappeln/West – Merzen
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist eine neue 380-kV-Leitung zwischen dem neu zu errichtenden Umspannwerk Garrel/Ost und der neu zu errichtenden Umspannanlage Merzen im Landkreis Osnabrück erforderlich (Netzausbau).

Das Projekt ist ein Gemeinschaftsprojekt von TenneT und Amprion (siehe TTG-P21). Im Rahmen von TTG-P21 wird der nördliche Teil des Projekts beschrieben.

Das Projekt ist ein Drehstrom-Pilotprojekt mit der Möglichkeit zur Teil-Erdverkabelung nach § 4 Bundesbedarfsplangesetz. Dementsprechend sind mehrere Teilerdverkabelungsabschnitte geplant. Zur Kompensation des kapazitiven Effekts von Erdkabeln wird voraussichtlich eine Kabelübergabestation mit Drosselspulen erforderlich.

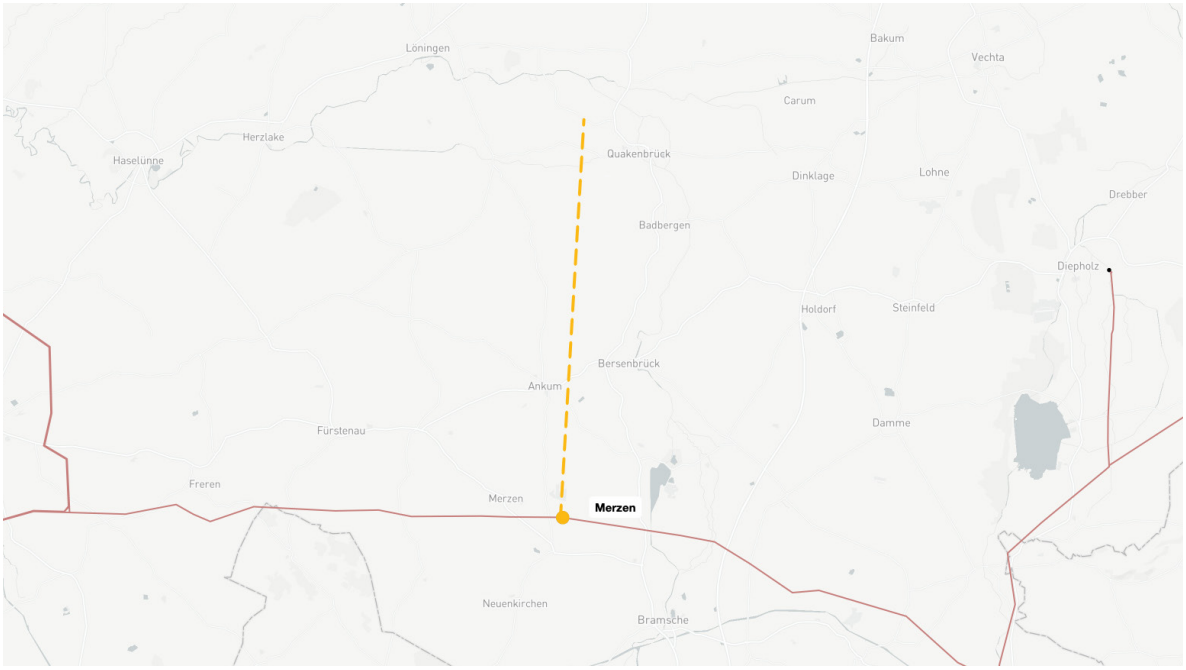
Maßnahmen	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
Regelzonengrenze TTG/ AMP - Merzen	Leitung	NI, NW	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	31		2026, 2027	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz

Begründung des geplanten Projekts

Aufgrund des prognostizierten starken Anstiegs vor allem der Onshore- und Offshore-Windenergieleistung im nordwestlichen Niedersachsen ist die vorhandene Netzinfrastruktur aus dem Nordwesten Niedersachsens in Richtung Süden nicht mehr ausreichend, um die überschüssige Leistung abtransportieren zu können.

Am nördlichen Umspannwerk Conneforde laufen mehrere 380-kV-Leitungen aus den Räumen Emden, Wilhelmshaven, Unterweser und Elsfleth zusammen, deren Leistung u. a. mittels des geplanten Projekts in Richtung Süden abzutransportieren ist.

Darüber hinaus ist Garrel/Ost im Offshore-Netzentwicklungsplan als Netzverknüpfungspunkt vorgesehen (Projekt NOR-7-1). Insbesondere aufgrund der prognostizierten Onshore-Rückspeisung aus dem Verteilnetz im Raum Cloppenburg sowie im Raum Merzen ist es erforderlich, die Umspannleistung zwischen dem Übertragungsnetz und dem unterlagerten Verteilnetz zu erhöhen. Hierfür sowie für die Integration der Energie aus Offshore-Windenergie sind zwei Umspannwerke im Raum Cloppenburg sowie eine neu zu errichtende Umspannanlage Merzen im Landkreis Osnabrück notwendig.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2035 (2021). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

AMP-P41: Netzverstärkung und -ausbau: Region Koblenz und Trier

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Grundlage: in Umsetzung befindlich

Nr. BBPlG 2021: 15

Beschreibung des geplanten Projekts

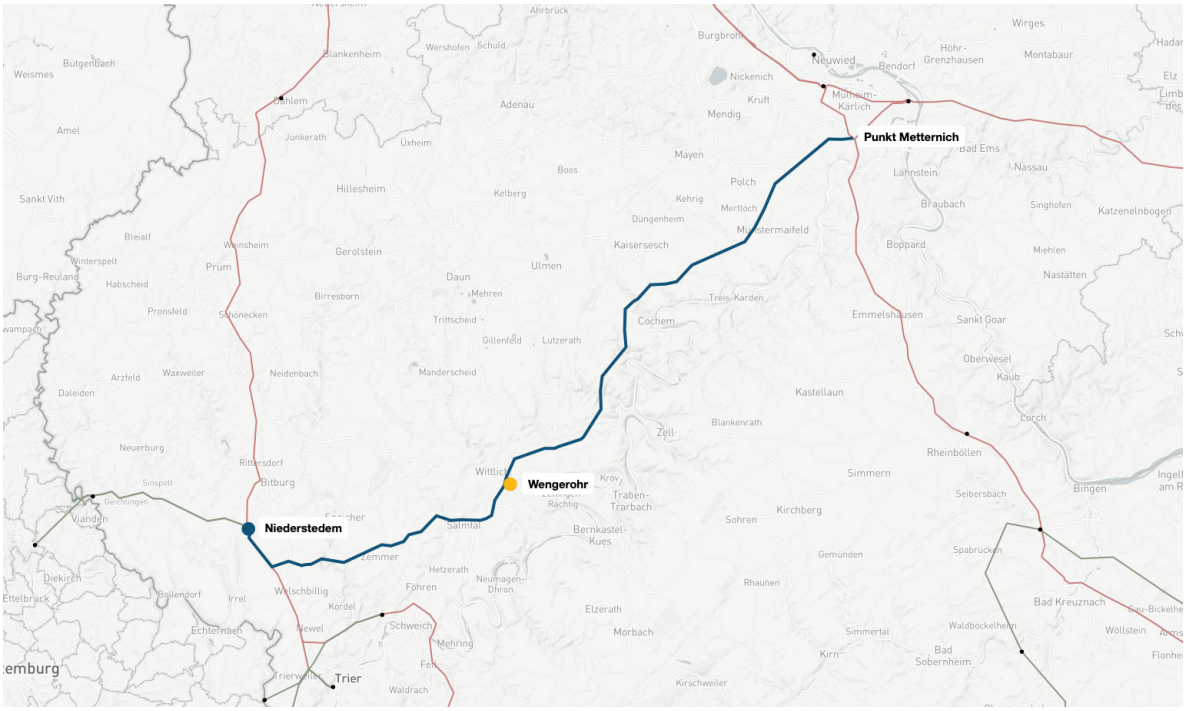
Zwischen dem westlich von Koblenz liegenden Punkt Metternich und Niederstedem in der südwestlichen Eifel wird eine 380-kV-Leitung in bestehender 220-kV-Trasse neu gebaut. Im Rahmen des Neubaus der Leitung in bestehender Trasse muss die Schaltanlage Niederstedem verstärkt werden. In Wengerohr sind der Neubau einer 380-kV-Schaltanlage und 380/110-kV-Transformatoren erforderlich. Die Anlage Wengerohr dient auch zur Aufnahme von Energie aus EEG-Anlagen in Rheinland-Pfalz. Zur Realisierung sind folgende Maßnahmen notwendig:

- Spannungsumstellung durch Neubau in Bestandstrasse Pkt. Metternich – Niederstedem (Netzverstärkung),
- Neubau einer 380-kV-Schaltanlage in Wengerohr und 380/110-kV-Transformatoren (Netzausbau)

Maßnahmen	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
Punkt Metternich - Niederstedem	Leitung	RP	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		105	2024	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz
Wengerohr	Anlage	RP	NV	vertikal			2024	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz

Begründung des geplanten Projekts

Die Netzverstärkung entlastet insbesondere die 380-kV-Leitung von Oberzier über Dahlem nach Niederstedem. Durch die Maßnahme werden die Schwerpunktanlagen Weißenthurm bei Koblenz und Niederstedem direkt miteinander verbunden und die Transportkapazität in dieser Trasse deutlich erhöht. Die verstärkte Einbindung der Umspannstation Niederstedem bewirkt auch eine verbesserte Anbindung an die benachbarten Transportnetze in Frankreich und Luxemburg.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2035 (2021). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

AMP-P47: Netzausbau und -verstärkung in der Region Frankfurt – Karlsruhe

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion, TransnetBW
Nr. TYNDP 2020: 134

Grundlage: Planfeststellung eingeleitet
Nr. BBPlG 2021: 19

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in der Region Frankfurt – Karlsruhe. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M60: Urberach – Pfungstadt – Weinheim
  Von Urberach (Amprion) nach Weinheim (TransnetBW) erfolgen abschnittsweise Zu- und Umbeseilungen von 380-kV-fähigen Stromkreisen auf bestehendem Gestänge (Netzverstärkung) und die Errichtung einer neuen 380-kV-Leitung (Netzausbau). Im Zuge dieses Projekts muss wegen der Inanspruchnahme von heutigem 220-kV-Trassenraum für den 380-kV-Ausbau die Versorgung der unterlagerten Verteilnetze im Raum Pfungstadt von 220 kV nach 380 kV verlagert werden (Netzausbau). Ferner ist die 380-kV-Schaltanlage Urberach zu verstärken. Zusätzliche 380/110-kV-Transformatoren sind dort notwendig (Netzverstärkung und Ausbau bestehender Anlage).

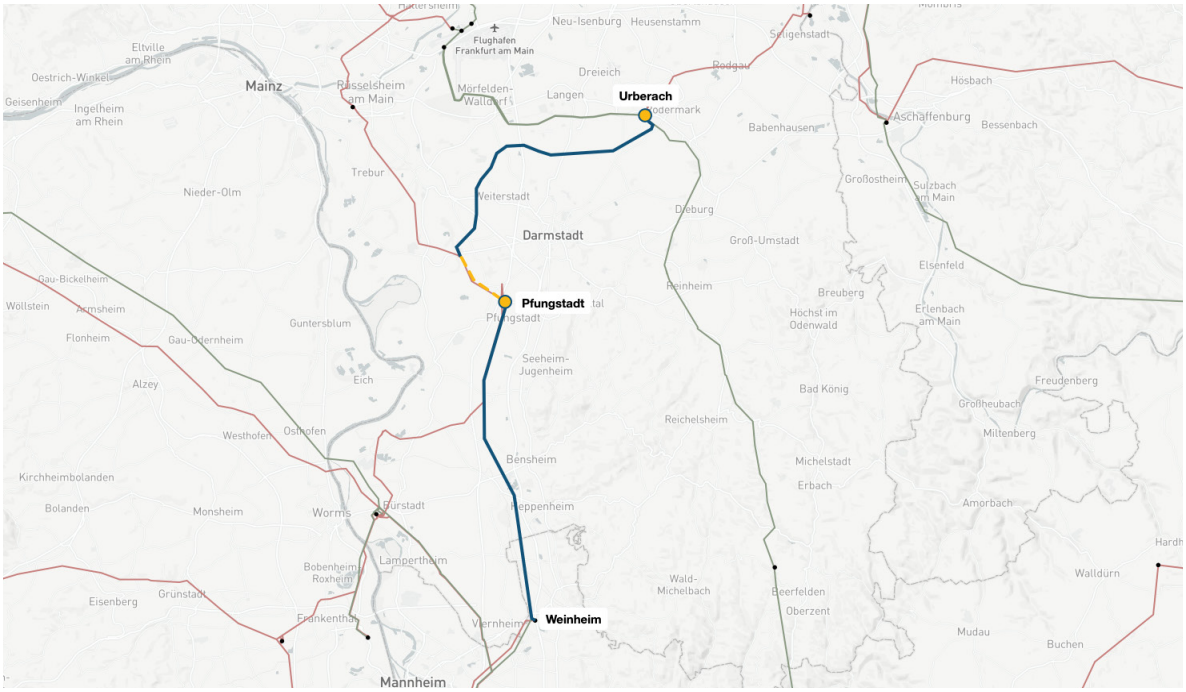
Das Projekt ist ein Gemeinschaftsprojekt von TransnetBW und Amprion (siehe TNG-P47). Im Rahmen von TNG-P47 wird der südliche Teil des Projekts beschrieben.

Maßnahmen	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
Urberach - Pfungstadt - Weinheim	Leitung	HE, BW	NVA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse, Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau, Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung	6	60	2024, 2025	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz

Begründung des geplanten Projekts

Das Rhein-Main-Gebiet ist historisch durch eine Vielzahl von Industriekunden geprägt. Die daraus resultierende Netzinfrastruktur kann zukünftig durch Verstärkungen und Umstrukturierungen für eine Erweiterung sowohl der Nord – Süd als auch der Ost – West Transportkapazität genutzt werden.

Die neue Verbindung von Urberach über Weinheim bis Daxlanden reduziert Überlastungen auf der bestehenden Leitung von Urberach nach Bürstadt signifikant. Der beschriebene Netzausbau bedeutet eine deutliche Verstärkung der Nord-Süd-Achse südlich von Frankfurt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2035 (2021). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

AMP-P47a: Netzausbau und -verstärkung in der Region Frankfurt – Karlsruhe

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Grundlage: Planfeststellung eingeleitet

Nr. BBPlG 2021: 76

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in der Region Frankfurt – Karlsruhe. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M64: Kriftel – Farbwerke-Höchst Süd:
  Die bislang an das 220-kV-Netz angeschlossene Umspannanlage Farbwerke Höchst-Süd wird durch Zu- und Umbeseilung zwischen Kriftel und Pkt. Marxheim (Netzverstärkung) sowie durch Leitungsneubau in bestehender 110-kV-Trasse zwischen Pkt. Hattersheim und Farbwerke-Höchst Süd (Netzausbau) an das 380-kV-Netz in Kriftel angeschlossen. Hierzu ist die Erweiterung der 380-kV-Anlage Kriftel (Netzverstärkung) und der Neubau einer 380-kV-Schaltanlage mit 380/110-kV-Transformatoren in Farbwerke-Höchst Süd (Netzausbau) notwendig.

Maßnahmen	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
Punkt Kriftel - Farbwerke Höchst-Süd	Leitung	HE	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau, Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung		11	2022, 2024	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz

Begründung des geplanten Projekts

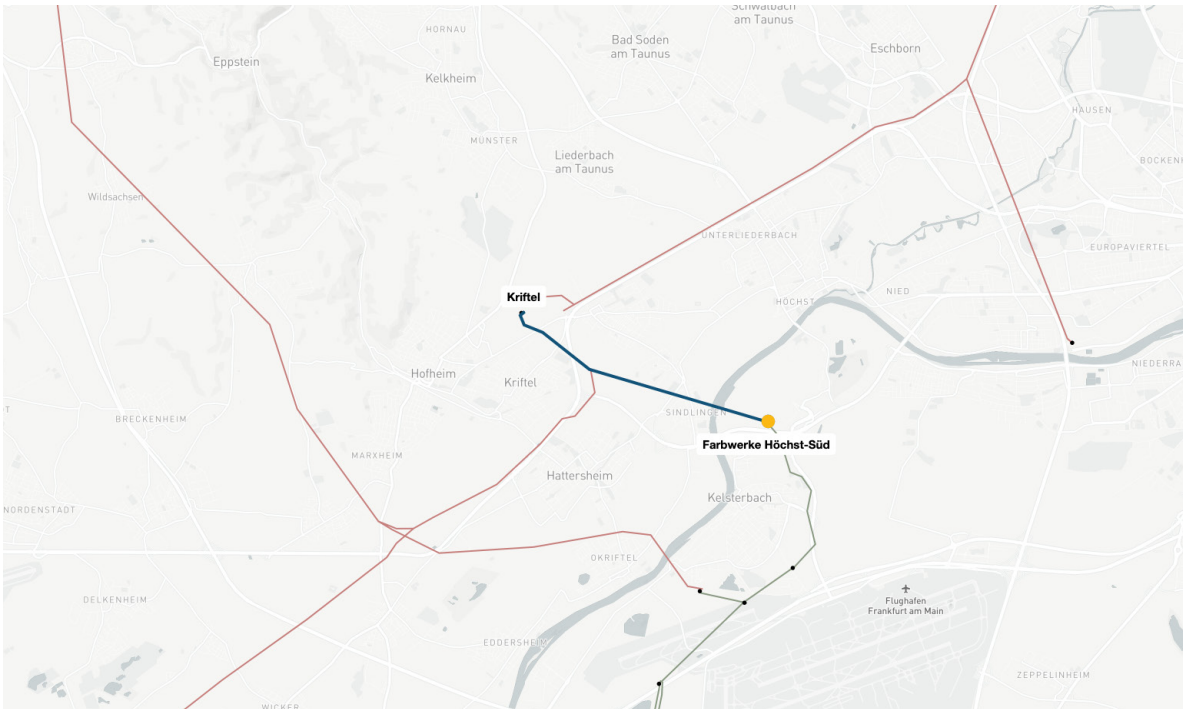
Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Das Rhein-Main-Gebiet ist historisch durch eine Vielzahl von Industriekunden geprägt. Die daraus resultierende Netzinfrastruktur kann zukünftig durch Verstärkungen und Umstrukturierungen für eine Erweiterung sowohl der Nord – Süd als auch der Ost – West Transportkapazität genutzt werden.

Zur Umsetzung der Maßnahme M60 Urberach – Pfungstadt – Weinheim des Projekts P47 wird die Anlage Urberach von 220 kV auf 380 kV umgestellt und erweitert werden. Durch die räumlichen Bedingungen ist ein paralleler Betrieb von 220-kV-Anlage und 380-kV-Anlage in Urberach nicht möglich. Durch die Umstellung der Anlage auf 380 kV entfällt die Anschlussmöglichkeit an das 220-kV-Netz in Urberach und der heutige Anschluss der Farbwerke-Höchst Süd kann nicht weiter aus dem 220-kV-Netz in Urberach versorgt werden.

Des Weiteren gibt es Mehrleistungsanfragen für den Netzknoten Farbwerke Höchst-Süd aufgrund der Ansiedlung von Rechenzentren, der die Umstellung der Versorgung des Netzknotens durch das 380-kV-Netz erfordert.

Um die Versorgung der Farbwerke Höchst-Süd weiterhin sicherzustellen, muss die Umspannanlage Farbwerke-Höchst Süd an das naheliegende 380-kV-Netz in Kriftel vor dem Entfall der 220-kV-Netzebene in Urberach und der vollständigen Umsetzung von P47 angeschlossen werden. Neben der Versorgung des überregional bedeutsamen Industrieparks wird die Versorgung des unterlagerten Verteilnetzbetreibers dadurch sichergestellt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2035 (2021). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

AMP-P52: Netzverstärkung: südliches Baden-Württemberg

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Nr. TYNDP 2020: 322

Grundlage: in Umsetzung befindlich, Planfeststellung eingeleitet

Nr. BBPlG 2021: 24, 25

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität im südlichen Baden-Württemberg. Zur Realisierung sind folgende Maßnahmen notwendig:

- M93 Punkt Rommelsbach – Herbertingen:
  Zwischen dem Punkt Rommelsbach und der Schaltanlage Herbertingen erfolgt ein Leitungsneubau in bestehender Trasse. Hierdurch wird die Übertragungskapazität deutlich erhöht (Netzverstärkung).
- M95 Punkt Wullenstetten – Punkt Niederwangen:
  Zwischen dem Punkt Wullenstetten und dem Punkt Niederwangen wird auf einer bestehenden 380-kV-Leitung eine Spannungsumstellung mit Stromkreisauflage/Umbeseilung erforderlich (Netzverstärkung). Hierdurch wird eine deutlich erhöhte Übertragungskapazität realisiert. Die 380-kV-Schaltanlage Dellmensingen ist zu erweitern (Netzverstärkung).

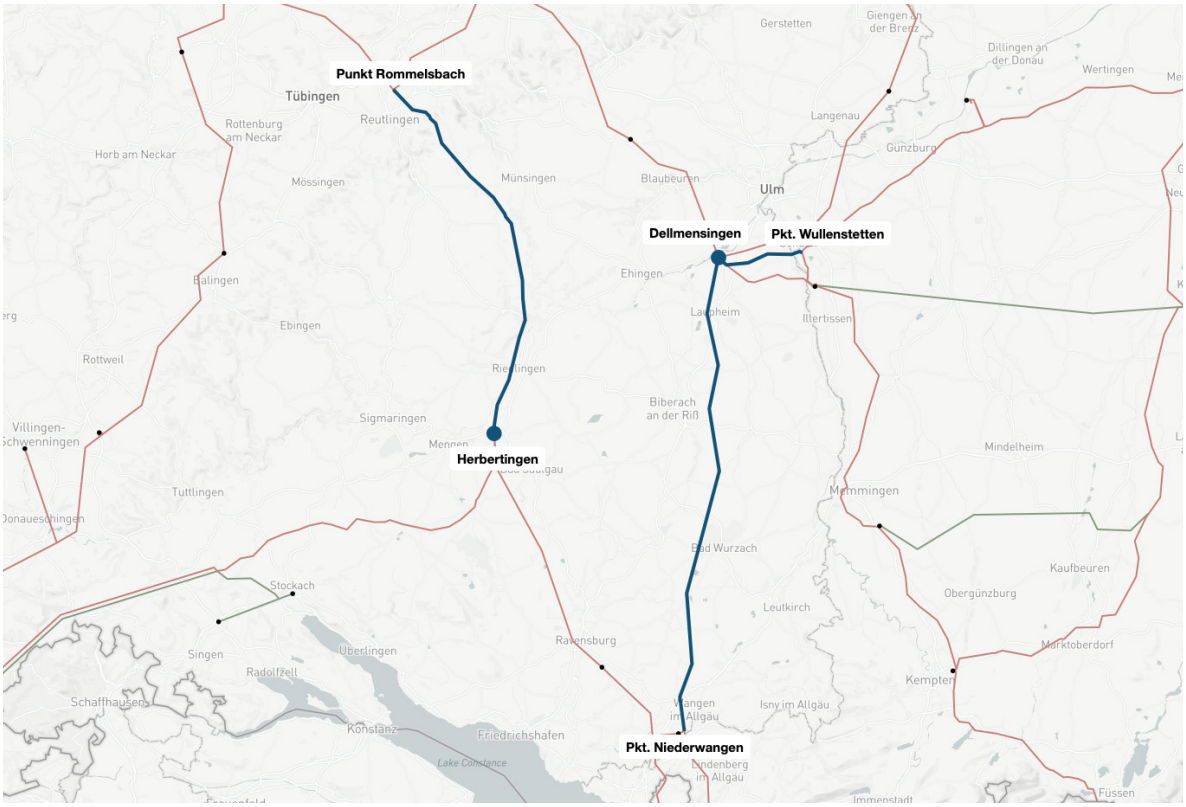
Maßnahmen	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
Punkt Rommelsbach - Herbertingen	Leitung	BW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		61	2021	4: Genehmigt oder im Bau
Punkt Wullenstetten - Punkt Niederwangen	Leitung	BY, BW	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung		88	2023, 2024	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz

Begründung des geplanten Projekts

Süddeutschland ist charakterisiert durch eine hohe installierte Leistung aus PV-Anlagen, die trotz der hohen Last zu Zeiten hoher Einspeisung zu einem Überschuss führen. Des Weiteren ist Süddeutschland die Verbindung zu den großen Pumpspeicherkraftwerken in den Alpen, die für die Umsetzung der Energiewende unerlässlich sind. Durch eine Verstärkung des Übertragungsnetzes kann sowohl die überschüssige Leistung aus den erneuerbaren Energiequellen abtransportiert, sichere Leistung zur Versorgung der Lasten zur Verfügung gestellt und die Flexibilisierungsmöglichkeiten der Pumpspeicherkraftwerke in den Alpen genutzt werden.

Infolge der oben beschriebenen Entwicklung ist eine Erhöhung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten notwendig, um den Austausch zwischen den beiden Märkten und damit den Zugang zu einer größeren gesicherten Leistung auch zukünftig zu ermöglichen.

Durch die Realisierung des Projekts kann zusätzliche Marktkapazität für den europäischen Energiemarkt bereitgestellt werden. Außerdem trägt die neue Verbindung, vor dem Hintergrund der signifikanten Änderungen der Erzeugungsstruktur, zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit bei.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2035 (2021). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

AMP-P154: Netzausbau in Siegburg

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Grundlage: Planfeststellung eingeleitet

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Transportkapazität im Raum um Siegburg. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M356TR1: Neubau 380-kV-Schaltanlage und Aufstellung 380/220-kV-Transformator
- M356a: Neubau 380-kV-Zuleitung

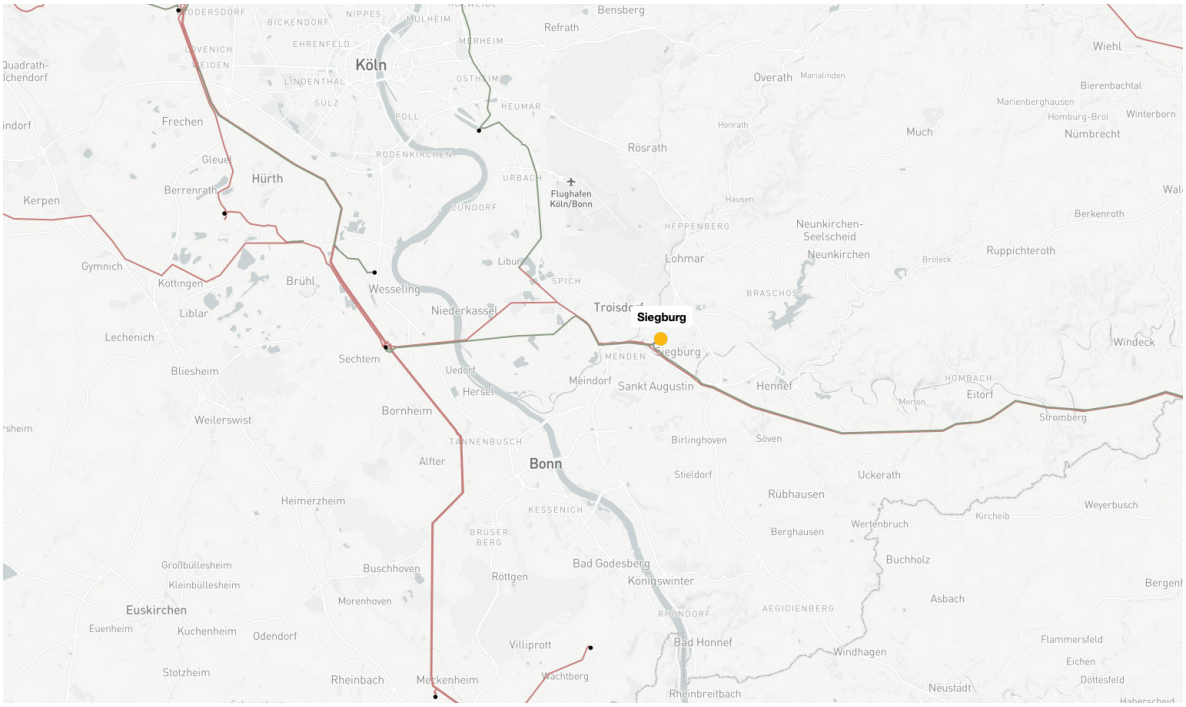
Die Maßnahme beinhaltet den Neubau einer 380-kV-Schaltanlage und Aufstellung eines 380/220-kV-Transformators (Netzausbau).

Maßnahmen	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
380/220-kV-Transformator Siegburg	Leitung	NW	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	1		2023	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz
380/220-kV-Transformator Siegburg	Anlage	NW	NA	horizontal			2023	4: Genehmigt oder im Bau

Begründung des geplanten Projekts

Durch den Entfall von Erzeugungsstrukturen in der 220-kV-Netzebene ändern sich Leistungsflüsse in der Region Rhein-Sieg. Um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten und Engpässe im Übertragungsnetz zu vermeiden, sind Verstärkungen notwendig.

Das Projekt AMP-P154 behebt dabei Überlastungen im Übertragungsnetz und dient der Spannungsstützung und der Versorgungssicherheit im 220-kV-Netz in der Region Köln/Bonn durch die Anbindung an das 380-kV-Netz.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2035 (2021). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

AMP-P310: Netzverstärkung: Bürstadt –Kühmoos (Ad hoc-Maßnahme)

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Grundlage: Planfeststellung eingeleitet

Beschreibung des geplanten Projekts

- M485: Ad hoc-Maßnahme Bürstadt – Kühmoos:
  Diese Maßnahme beinhaltet eine Netzverstärkung in bestehender 380-kV-Trasse. Zwischen der Anlage Bürstadt und der Anlage Maximiliansau wird ein bestehender 220-kV-Stromkreis auf 380 kV umgestellt und zusammen mit dem bestehenden 380-kV-Stromkreis auf gleicher Leitung mit Hochtemperatur-Leiterseilen (HTLS) umbeseilt (Netzverstärkung). Wenn dies aus statischen Gründen nicht möglich ist, kann die Umbeseilung auf HTLS-Seile durch den Neubau in bestehender Trasse ersetzt werden (Netzverstärkung). Zwischen Maximiliansau und Daxlanden wird ein bestehender 220-kV-Stromkreis auf 380-kV umgestellt (Netzverstärkung). Des Weiteren wird auf der bestehenden Leitung zwischen Daxlanden und Kühmoos ein zusätzlicher 380-kV-Stromkreis zubeseilt (Netzverstärkung). Die 380-kV-Anlage Weingarten ist zu verstärken, die 380-kV-Anlagen Bürstadt, Lambsheim und Kühmoos sind zu erweitern und die 380-kV-Anlagen Maximiliansau und Mutterstadt sind neu zu errichten (Netzverstärkung). Die neu zu errichtenden Anlagen liegen in unmittelbarer Nähe der Bestandsleitung. Für den Anschluss der neuen 380-kV-Schaltanlagen an die Bestandsleitung sind punktuelle Mastneubauten erforderlich. Aufgrund des notwendigen Entfalls der 220-kV-Stromkreise und der 220-kV-Anlage Maximiliansau werden 380/220-kV-Transformatoren in Bürstadt und Mutterstadt sowie 380/110-kV-Transformatoren in Maximiliansau errichtet.

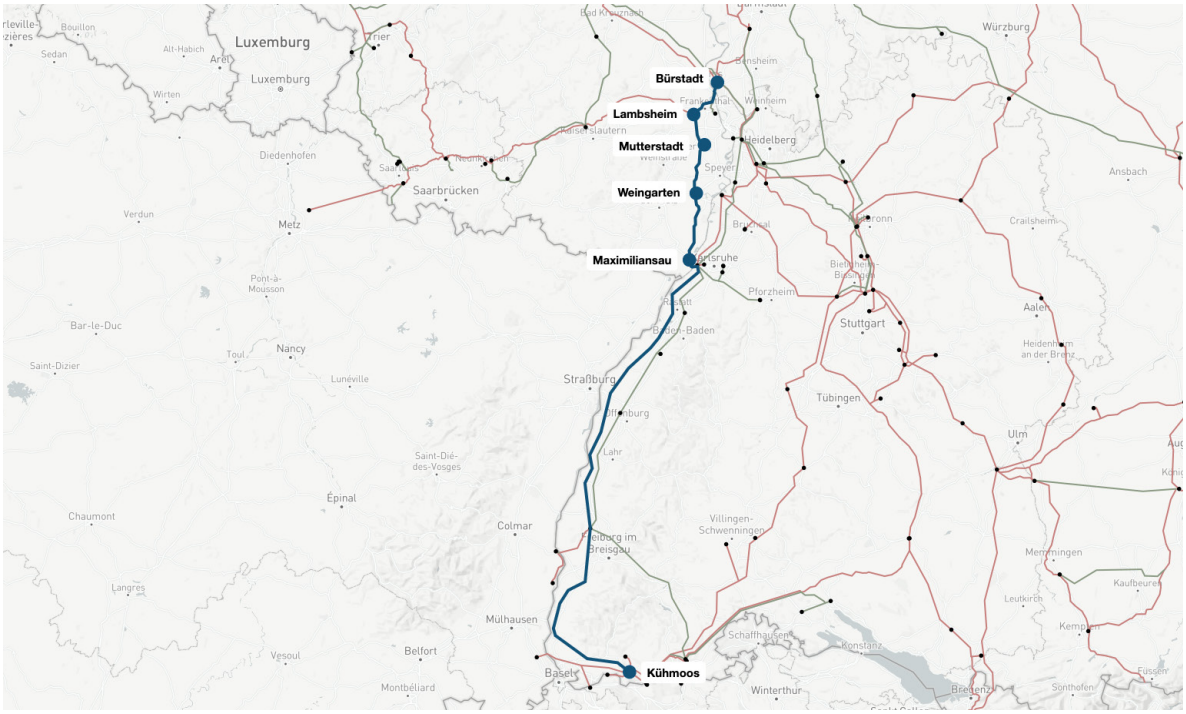
Maßnahmen	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
Bürstadt - Kühmoos	Leitung	HE, RP, BW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau, Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung		285	2023, 2025	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz

Begründung des geplanten Projekts

Bis zur vollständigen Umsetzung der Maßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan sind Ad hoc-Maßnahmen notwendig, um Engpässe im Übertragungsnetz zu reduzieren. Damit werden der Redispatch-Aufwand sowie Maßnahmen des Einspeisemanagements erneuerbarer Energien verringert. Die Wirksamkeit von Ad hoc-Maßnahmen fokussiert zunächst auf das Zeitfenster zwischen der Fertigstellung der betrachteten Maßnahme und der vollständigen Umsetzung der entsprechenden, für das Zieljahr als erforderlich und wirksam nachgewiesenen Maßnahmen aus dem NEP.

Die Übertragungskapazität des 380-kV-Netzes zwischen Süd-Hessen, Rheinland-Pfalz und Süd-Baden-Württemberg wird durch dieses Projekt wesentlich erweitert, sodass Überlastungen auf bestehenden Leitungen beseitigt werden. Die beschriebene Netzverstärkung führt zudem zu einer deutlichen Erhöhung der Übertragungskapazität auf der Nord-Süd-Achse zwischen Süd-Hessen und Süd-Baden-Württemberg.

Eine Wirtschaftlichkeitsrechnung unter der Nutzung von Redispatch-Analysen hat gezeigt, dass die Maßnahme sinnvoll und notwendig ist. Durch die schnelle Umsetzbarkeit hat sich die Maßnahme insbesondere im Zuge des Ausstiegs aus der Kernenergie als notwendig erwiesen und wurde im Rahmen einer BMWi-Studie zur Höherauslastung der Bestandsnetze ermittelt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2035 (2021). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

AMP-P346: Phasenschiebertransformatoren in Hanekenfähr (Ad hoc-Maßnahme)

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Grundlage: in Umsetzung befindlich

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Senkung des Redispatchbedarfs im Raum Emsland. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M557: Ad hoc-Maßnahme Phasenschiebertransformator Hanekenfähr

Die Phasenschiebertransformatoren werden am Standort Hanekenfähr aufgebaut und in der Normalschaltung in Reihe zu den 380-kV-Stromkreisen in Richtung Merzen geschaltet. Für die Errichtung der Phasenschiebertransformatoren muss die 380-kV-Anlage Hanekenfähr erweitert werden. Zudem sind Maßnahmen im Rahmen der Baufeldfreimachung auf dem Anlagengrundstück erforderlich.

Maßnahmen	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
PST Hanekenfähr	Anlage	NI	NO	horizontal			2023	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz

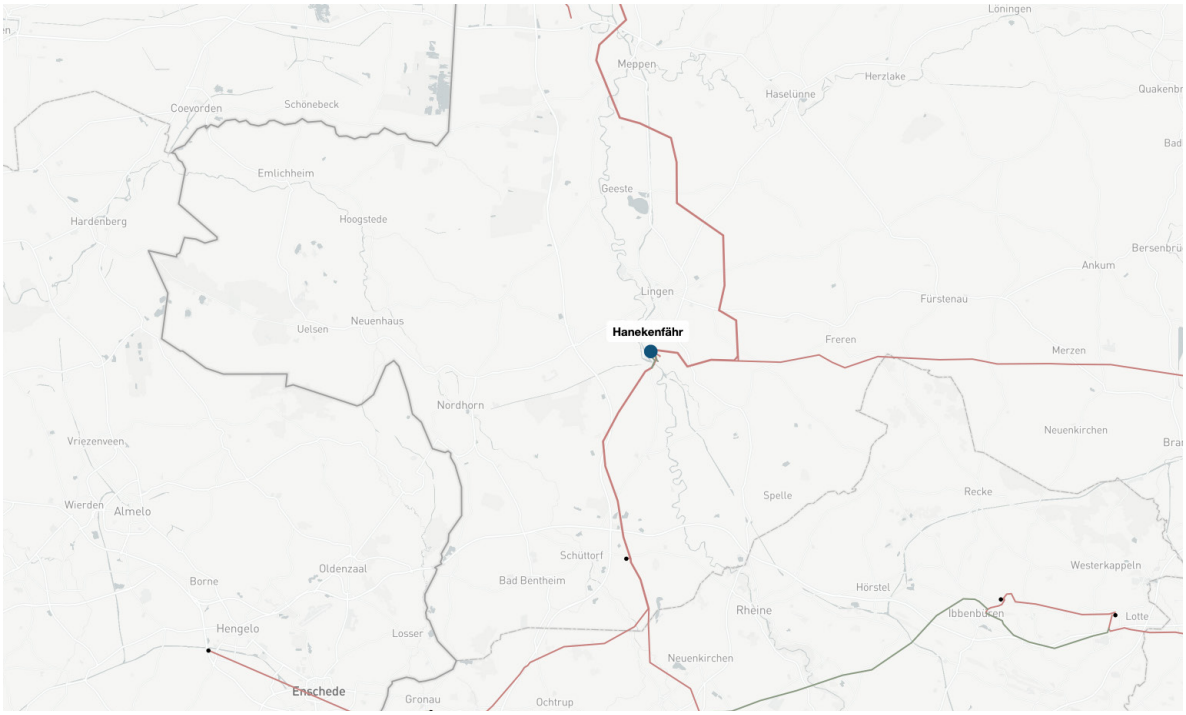
Begründung des geplanten Projekts

Norddeutschland ist charakterisiert durch eine Vielzahl von regenerativen Onshore- und Offshore-Energiequellen. Bei hoher regenerativer Einspeisung aus diesen Anlagen übersteigt die erzeugte Leistung den Bedarf der norddeutschen Lasten wesentlich. Durch dieses Projekt und die bestehende Netzinfrastruktur kann die regenerative Einspeisung abtransportiert werden.

Bis zur vollständigen Umsetzung der Maßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan sind Ad hoc-Maßnahmen notwendig, um Engpässe im Übertragungsnetz zu reduzieren. Damit wird der Redispatch-Aufwand sowie Maßnahmen des Einspeisemanagements erneuerbarer Energien verringert. Die Wirksamkeit von Ad hoc-Maßnahmen fokussiert zunächst auf das Zeitfenster zwischen der Fertigstellung der betrachteten Maßnahme und der vollständigen Umsetzung der entsprechenden, für das Zieljahr als erforderlich und wirksam nachgewiesenen Maßnahmen aus dem NEP.

Darüber hinaus dienen die Phasenschiebertransformatoren auch in den Zielnetzen für 2035 und 2040 der Steuerung und Optimierung der Leistungsflüsse im AC-Höchstspannungsnetz. Dadurch reduzieren sie mittel- und langfristig den ansonsten erforderlichen Bedarf an Netzverstärkungs- oder -ausbaumaßnahmen.

Die Maßnahme dient der temporären Engpassvermeidung auf der Trasse Wehrendorf – Hanekenfähr bis zur vollständigen Umsetzung u. a. von EnLAG-Vorhaben 16 (Wehrendorf – Gütersloh). Danach können die Phasenschschiebertransformatoren je nach Bedarf z. B. zur Regelung der Leistungsflüsse Richtung Uentrop/Gersteinwerk oder an einem anderen Standort verwendet werden.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2035 (2021). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

AMP-P347: Phasenschiebertransformatoren in Oberzier (Ad hoc-Maßnahme)

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Grundlage: in Umsetzung befindlich

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Senkung des Redispatchbedarfs im Rheinland. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M558: Ad hoc-Maßnahme Phasenschiebertransformatoren in Oberzier

Die Phasenschiebertransformatoren werden am Standort Oberzier aufgebaut und in der Normalschaltung jeweils zwischen die Sammelschienen in Oberzier geschaltet. Die 380-kV-Anlage Oberzier ist entsprechend zu erweitern.

Maßnahmen	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
Querregeltransformator (PST) Oberzier	Anlage	NW	NO	horizontal			2023	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz

Begründung des geplanten Projekts

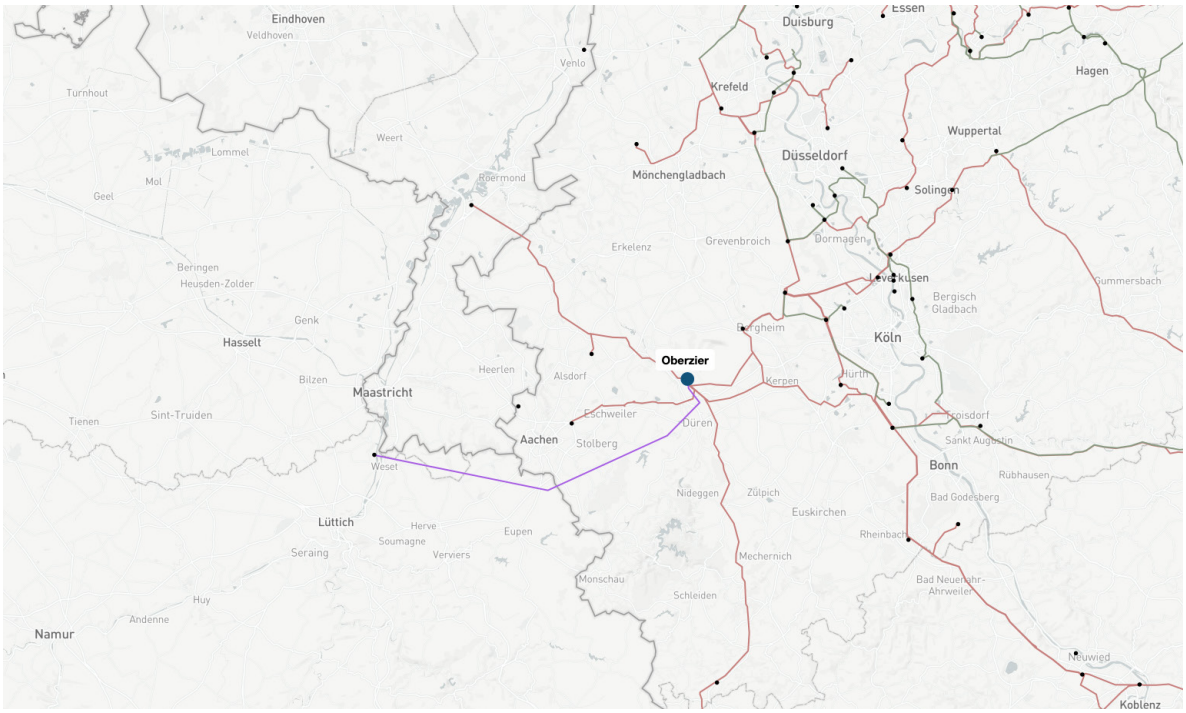
Die Region Rhein/Ruhr ist durch eine hohe Anzahl von Industriekunden und damit durch eine sehr hohe elektrische Nachfrage geprägt. Die lokalen Primärenergieträgerressourcen und die kurzen Transportwege haben dazu geführt, dass auch die konventionelle Erzeugung stark ausgebaut wurde. Daneben ist der im Rahmen der Energiewende stattfindende Ausbau der erneuerbaren Energien zu berücksichtigen. Die sich aus der Verbindung dieser Last- und Erzeugungsschwerpunkte resultierende Netzinfrastruktur kann zukünftig durch gezielte Verstärkungen und Umstrukturierungen für eine Erweiterung sowohl der Nord-Süd- als auch der Ost-West-Transportkapazität eingesetzt werden.

Bis zur vollständigen Umsetzung der Maßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan sind Ad hoc-Maßnahmen notwendig, um Engpässe im Übertragungsnetz zu reduzieren. Damit wird der Redispatch-Aufwand sowie Maßnahmen des Einspeisemanagements erneuerbarer Energien verringert. Die Wirksamkeit von Ad hoc-Maßnahmen fokussiert zunächst auf das Zeitfenster zwischen der Fertigstellung der betrachteten Maßnahme und der vollständigen Umsetzung der entsprechenden, für das Zieljahr als erforderlich und wirksam nachgewiesenen Maßnahmen aus dem NEP.

Darüber hinaus dienen die Phasenschiebertransformatoren auch in den Zielnetzen für 2035 und 2040 der Steuerung und Optimierung der Leistungsflüsse im AC-Höchstspannungsnetz. Dadurch reduzieren sie mittel- und langfristig den ansonsten erforderlichen Bedarf an Netzverstärkungs- oder -ausbaumaßnahmen.

Die Maßnahme dient der temporären Engpassvermeidung bis zur Umsetzung des Projektes P200. Nach Umsetzung des Projektes P200 werden die Phasenschiebertransformatoren anderweitig verwendet. Eine mögliche Anwendung ist bei entsprechendem Bedarf z. B. die Verschaltung in Richtung Maasbracht (NL) zur Steuerung der internationalen Handelsflüsse im Flow-Based Market Coupling.

Auf den Stromkreisen Punkt Blatzheim – Oberzier sind aufgrund der Demontage einer Leitung im Zuge der Erweiterung des Tagebaus Hambach Engpässe vorhanden. Die Stromkreise stellen Beschränkungen (critical branches) im Flow-Based Market Coupling dar, die durch die leistungsflusssteuernde Maßnahme vermieden bzw. abgeschwächt werden können. Da in Oberzier vier Sammelschienen vorhanden sind, ergibt sich die Möglichkeit, die Phasenschiebertransformatoren flexibel in Reihe zu allen abgehenden Leitungen zu schalten und nicht auf vorher festgelegte Stromkreise beschränkt zu sein. Insbesondere werden so Flexibilitäten bei Freischaltungen zur Umsetzung zahlreicher Projekte in der Region geschaffen.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2035 (2021). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

AMP-P412: Sammelprojekt für Q-Kompensationsanlagen in der Regelzone Amprion

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Grundlage: in Umsetzung befindlich

Beschreibung des geplanten Projekts

Das netztechnische Ziel des Projekts ist eine Verbesserung der Spannungshaltung und Spannungsstabilität in der Regelzone von Amprion. Dazu sind folgende Maßnahmen erforderlich:

- M412a: Q-Kompensationsanlagen rotierende Phasenschieber (RPSA) Amprion
  An dem Standort Hoheneck ist ein rotierender Phasenschieber mit 300 Mvar zu errichten.
- M412b: Q-Kompensationsanlagen STATCOM Amprion
  An den Standorten Gersteinwerk, Opladen und Wehrendorf sind STATCOMs mit jeweils 300 Mvar zu errichten.
- M412d: Q-Kompensationsanlagen MSCDN Amprion
  An den Standorten Gersteinwerk und Sechtem sind MSCDNs mit jeweils 300 Mvar zu errichten.
- M412e: Stationäre spannungshebende Q-Kompensationsanlagen
  An dem Standort Polsum ist eine MSCDN mit 300 Mvar zu errichten.
- M412g: Regelbare Q-Kompensationsanlagen
  An dem Standort Meppen sind zwei rotierende Phasenschieber (RPSA) mit jeweils 300 Mvar zu errichten.
  An den Standorten Rheinau, Polsum und Bürstadt sind STATCOMs mit jeweils 600 Mvar zu errichten.

Maßnahmen	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
Q-Kompensationsanlagen Phasenschieber Amprion	Anlage		NA	horizontal			2023	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz
Q-Kompensationsanlagen STATCOM Amprion	Anlage		NA	horizontal			2023	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz
Q-Kompensationsanlagen MSCDN Amprion	Anlage		NA	horizontal			2023	4: Genehmigt oder im Bau
Stationäre spannungshebende Q-Kompensationsanlagen	Anlage		NA	horizontal			2023	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz
Regelbare Q-Kompensationsanlagen	Anlage		NA	horizontal			2024	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz

Begründung des geplanten Projekts

Durch die veränderte Erzeugungsstruktur treten unter anderem durch hohe Nord-Süd-Leistungsflüsse hohe Belastungen der Leitungen auf. In diesen Situationen werden die Leitungen weit oberhalb ihrer natürlichen Leistung betrieben. Dieser Netzzustand führt zu einem hohen Bedarf an Blindleistung. Um die Spannung auch in kritischen Situationen im betrieblich notwendigen Spannungsband zu halten, sind ausreichende Blindleistungspotenziale vorzuhalten. Zur Spannungshaltung wurde bisher stationäre Blindleistung insbesondere von den im Netz verteilten Kraftwerken erbracht. Viele der großen konventionellen Kraftwerke werden in den nächsten Jahren jedoch stillgelegt. Neben den wachsenden stationäre Bedarfen steigen zusätzlich u. a. die Anfor-

derungen an einen schnellen Wechsel der dynamisch bereitzustellenden Blindleistung durch die Auswirkungen kurzfristiger Änderungen des witterungs- und marktbedingten Einspeiseverhaltens. Aus diesem Grund müssen neben stationären Anlagen insbesondere regelbare Blindleistungskompensationsanlagen einen Teil der notwendigen Blindleistung dynamisch bereitstellen. Durch eine stufenlos regelbare Blindleistungskompensationsanlage kann die erforderliche kapazitive oder induktive Blindleistung, abhängig von der jeweiligen Last und Erzeugungssituation und deren Änderung, bedarfsgerecht und dynamisch zur Verfügung gestellt werden.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2035 (2021). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

AMP-P460: Netzerweiterung in der Region Büscherhof

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Grundlage: Planfeststellung eingeleitet

Beschreibung des geplanten Projekts

Ein Netzkunde, der derzeit an die UA Büscherhof angeschlossen ist, hat eine Erhöhung der Netzanschlusskapazität von 322 MVA auf 400 MVA beantragt. Derzeit erfolgt die Versorgung des Netzkunden aus der 220-kV-Spannungsebene. Durch den Ausstieg aus der Kohleverstromung wurden und werden auch weiterhin in den kommenden Jahren Kraftwerkseinheiten abgeschaltet, die historisch bedingt vorwiegend das 220-kV-Netz gestützt haben. Um eine langfristige Versorgung der Netzkunden in der Region zu gewährleisten, wird der Anschluss des Netzkunden auf die 380-kV-Spannungsebene umgestellt. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M687: Netzerweiterung in der Region Büscherhof
  Zwischen der UA Büscherhof und der neu zu errichtenden 380-kV-Anlage zur Versorgung des Kunden erfolgt eine Umbeseilung einer bestehenden 220 kV-Leitung auf 380 kV auf einer Länge von 3,4 km. Die UA Büscherhof ist entsprechend um die erforderlichen Schaltfelder zu erweitern.

Maßnahmen	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
Büscherhof - Umbeseilung und Schaltfelderweiterung	Leitung	NW	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung		3,4	2023, 2024	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz

Begründung des geplanten Projekts

Die Region Rhein/Ruhr ist durch eine hohe Anzahl von Industriekunden und damit durch eine sehr hohe Nachfrage nach elektrischer Energie geprägt. Die lokalen Primärenergieträgerressourcen und die kurzen Transportwege haben dazu geführt, dass auch die konventionelle Erzeugung stark ausgebaut wurde. Berücksichtigt werden muss außerdem der im Rahmen der Energiewende stattfindende Ausbau der erneuerbaren Energien mit entsprechender Verdrängung insbesondere der steinkohlebasierten, konventionellen Erzeugung. Die sich aus der Verbindung dieser Last- und Erzeugungsschwerpunkte resultierende Netzinfrastruktur kann zukünftig durch gezielte Verstärkungen und Umstrukturierungen für eine Erweiterung sowohl der Nord-Süd- als auch der Ost-West-Transportkapazität eingesetzt werden.

Bedingt durch die strukturellen Veränderungen im Ruhrgebiet und durch den Entfall insbesondere von 220-kV-Einspeisungen und 220-kV-Stromkreisen, deren Freileitungsgestängeplätze im Sinne des NOVA-Prinzips zur Erweiterung des 380-kV-Netzes genutzt werden, ist das in der Region verbleibende 220-kV-Netz hoch ausgelastet. Die 220-kV-Ebene verbleibt mit sehr hohen, lokalen und industriell geprägten Lastzentren.

Eine zusätzliche Erhöhung der Netzanschlusskapazität eines Netzkunden am Netzanschlusspunkt Büscherhof ist daher nicht aus der 220-kV-Spannungsebene zu leisten. Zur Bereitstellung der erhöhten Netzanschlusskapazität ist der Netzanschluss in die 380-kV-Ebene zu verlegen. Die 380-kV-Anlage Büscherhof ist deutlich leistungsstärker und redundant in das 380-kV-Netz eingebunden.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2035 (2021). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

P463: (Vertikale) Netzverstärkungen Westliches Rheinland (Klimareserve)[1]

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Beschreibung des geplanten Projekts

Infolge des Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz) vom 29.07.2016 kommt es gem. § 13g durch die vorgesehene Überführung von Braunkohlekraftwerken in die Sicherheitsbereitschaft (Klimareserve) in den nächsten Jahren im Bereich des westlichen Rheinlands (Raum Osterath) sowie der Rheinschiene im Bereich Köln und Düsseldorf früher als bisher geplant zu einem signifikanten Entfall von Erzeugungsanlagen. Hierbei handelt es sich größtenteils um Einspeisungen in die 220-kV-Netzebene, was adäquate Ersatzmaßnahmen im 380/220-kV-Netz zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit erforderlich macht.

- M690: Netzverstärkungen Westliches Rheinland (Klimareserve)
  Zwischen der UA St. Peter und UA Norf wurde auf bestehendem Gestänge ein zusätzlicher 220-kV-Stromkreis realisiert. Notwendig sind zudem die Aufstellung je eines 380/220-kV-Transformators in den Umspannanlagen St. Peter mit 1000 MVA sowie Opladen mit 600 MVA (bereits realisiert). Darüber hinaus werden die 380/220-kV-Anlagen in St. Peter (vgl. hierzu Punktmaßnahme P463 Anlage St. Peter), Norf (vgl. hierzu Punktmaßnahme P463 Anlage Norf) und Opladen erweitert und erforderliche Verstärkungen der Stahlkonstruktion der Schaltanlagen durchgeführt. Für die netztechnische Einbindung werden notwendige Anpassungen der Stromkreiseinführungen vorgenommen.

  Des Weiteren wird ein heute in der UA Opladen angeschlossener 380-kV-Maschinenstromkreis der RWE Power in der UA St. Peter eingebunden. Daraus resultierend verlagert sich der Netzanschlusspunkt von der UA Opladen zur UA St. Peter und es entsteht ein neuer 380-kV-Stromkreis zwischen der UA St. Peter und der UA Opladen.

  Für die Versorgung des Westlichen Rheinlandes ist zudem von der UA St. Peter bis zur UA Osterath ein übertragungsstarker 220-kV-Stromkreis zu realisieren. Die hierzu erforderlichen Stromkreise werden zurzeit von Kraftwerken der RWE Power genutzt und müssen nicht neu errichtet werden.

Maßnahmen	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
Westliches Rheinland – Netzverstärkungen	Anlage	NW	NV	vertikal			2023	3: Vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG, 4: Genehmigt oder im Bau, 5: Realisiert

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Region Rhein/Ruhr ist durch eine hohe Anzahl von Industriekunden und damit durch eine sehr hohe Nachfrage nach elektrischer Energie geprägt. Die damaligen lokalen Primärenergieträgerressourcen und die kurzen Transportwege haben dazu geführt, dass auch die konventionelle Erzeugung stark ausgebaut wurde. Im Rahmen der Energiewende findet nun ein Ausbau der erneuerbaren Energien (beispielsweise durch den perspektivischen Anschluss von Offshore-Windenergie) bei gleichzeitigem kontinuierlichen Wegfall der konventionellen Kraftwerke statt. Die aus der Verbindung dieser Last- und Erzeugungsschwerpunkte resultierende Netzinfrastruktur kann zukünftig durch gezielte Verstärkungen und Umstrukturierungen für eine Erweiterung sowohl der Nord-Süd- als auch der Ost-West-Transportkapazität eingesetzt werden.

1 Verschiebung des Projekts P463 ins Startnetz infolge der BNetzA Bestätigung vom 14.01.2022.

Netzplanerische Begründung

In Folge des Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz) vom 29.07.2016 ist in den letzten Jahren eine Einspeiseleistung in Höhe von ca. 1650 MW im Bereich des westlichen Rheinlands und der Rheinschiene im Bereich Köln und Düsseldorf entfallen. Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit der angeschlossenen Kunden wurde daher ein gemeinsames Konzept erarbeitet, um die zukünftigen Versorgungsaufgaben zu gewährleisten. Die oben genannten Maßnahmen sind ein Teil dieses gemeinsamen Konzepts.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als teilweise alternative Lösungsmöglichkeit wäre der Zwangseinsatz von noch vorhandenen Kraftwerken, welche im betroffenen Netzbereich zur Verfügung stehen, theoretisch möglich. Aufgrund des Alters dieser Kraftwerke (ca. 40 bis 50 Jahre) ist ein zuverlässiger Betrieb jedoch nicht gewährleistet. Ebenso stellt der Zwangseinsatz der vorhandenen Kraftwerke im Hinblick auf die Klimaziele der Bundesregierung keine nachhaltige Lösung dar.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

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

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2035 (2021) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.

Das Projekt hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2035, B 2035 , C 2035 und B 2040 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA Grundsatz berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahme M690 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen.

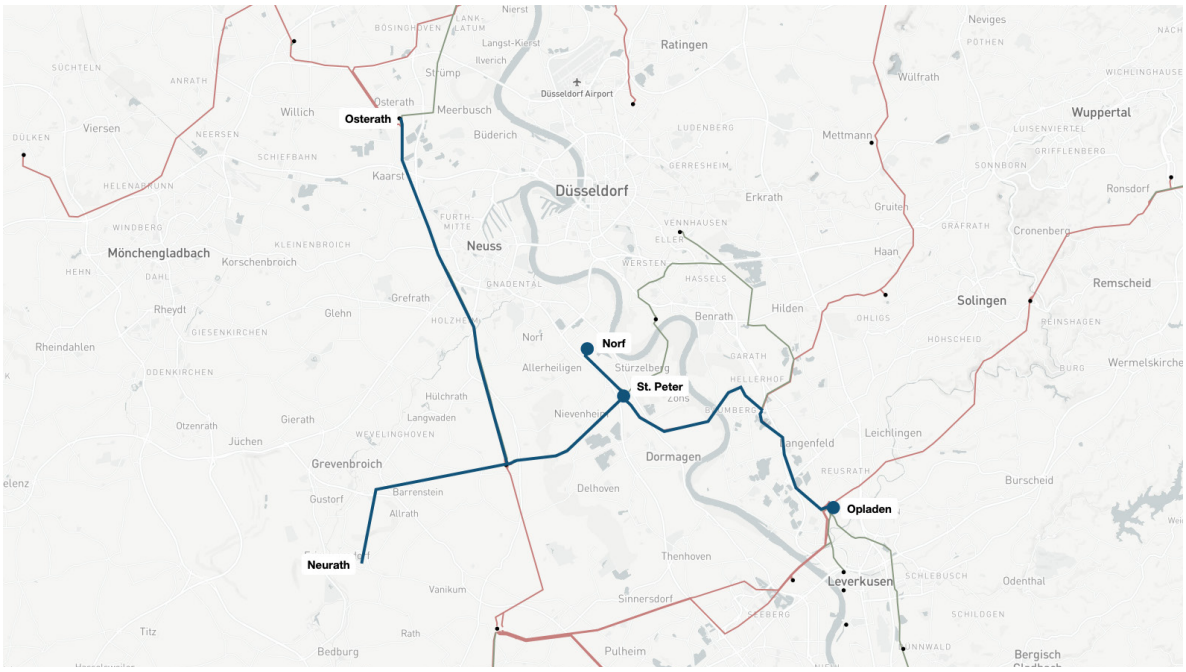
Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb(WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternative Netzverknüpfungspunkte für dieses Projekt sind grundsätzlich denkbar, jedoch in Bezug auf die volkswirtschaftlichen Kosten vor dem Hintergrund netzplanerischer Aspekte und die weitere Rauminanspruchnahme wesentlich schlechter.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P463 wurde im NEP 2030 (Version 2019) identifiziert und von der Bundesnetzagentur bestätigt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2035 (2021). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

TTG-006: Netzausbau: Neubau einer 380-kV-Leitung zwischen Wahle und Mecklar

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Grundlage: EnLAG, Nr. 6

Nr. TYNDP 2020: 1043

Beschreibung des geplanten Projekts

Das technische Ziel dieser Maßnahme ist die Erhöhung der Übertragungskapazität des 380-kV-Netzes aus dem Raum Braunschweig nach Fulda. Es wird eine 380-kV-Verbindung mit zwei Stromkreisen mit einer Stromtragfähigkeit von bis zu 4.000 A zwischen den Umspannwerken Wahle und Mecklar errichtet. Die Verbindung wird im EnLAG als Pilotstrecke für eine Teilerdverkabelung ausgewiesen.

Für die Errichtung der 380-kV-Leitung wird zumindest teilweise die Trasse der heutigen 220-kV-Leitung Lehrte – Sandershausen genutzt (Netzausbau und Netzverstärkung). Um diese 220-kV-Leitung abzulösen, werden zur Einspeisung der regionalen 110-kV-Netze in den Bereichen Hildesheim und Göttingen zwei Umspannwerke (Hardegsen und Lamspringe) mit insgesamt fünf 380/110-kV-Transformatoren an der 380-kV-Leitung Wahle – Mecklar errichtet (Netzausbau) und die regionalen 110-kV-Netze erweitert. Im Rahmen der Errichtung dieser neuen 380-kV-Leitung wird das Pumpspeicherwerk Erzhausen im Doppelstich als Erdkabel an diese Leitung angebunden werden. Nach Inbetriebnahme der 380-kV-Leitung einschließlich des Anschlusses des Pumpspeicherkraftwerks Erzhausen an die neue Leitung kann die 220-kV-Infrastruktur in der Region zurückgebaut werden.

Im Abschnitt zwischen den Umspannwerken Wahle und Lamspringe werden als Pilotstrecke rund 13 km erdverkabelt und im Abschnitt zwischen dem Umspannwerk Hardegsen und der Landesgrenze Niedersachsen/Hessen bei Göttingen 5,5 km. An allen Übergängen zwischen Freileitung und Erdkabel werden Kabelübergangsanlagen aufgebaut, einschließlich der erforderlichen Kompensationsspulen. Darüber hinaus sind weitere Kompensationsspulen in den Umspannwerken erforderlich.

Das gesamte Projekt ist planfestgestellt und befindet sich bereits im Bau. Auf einem Teilabschnitt von ca. 8 km Länge in Hessen werden die Leitungen Wahle – Mecklar und Borken – Mecklar (P118) parallel auf einem gemeinsamen Leitungsgestänge geführt.

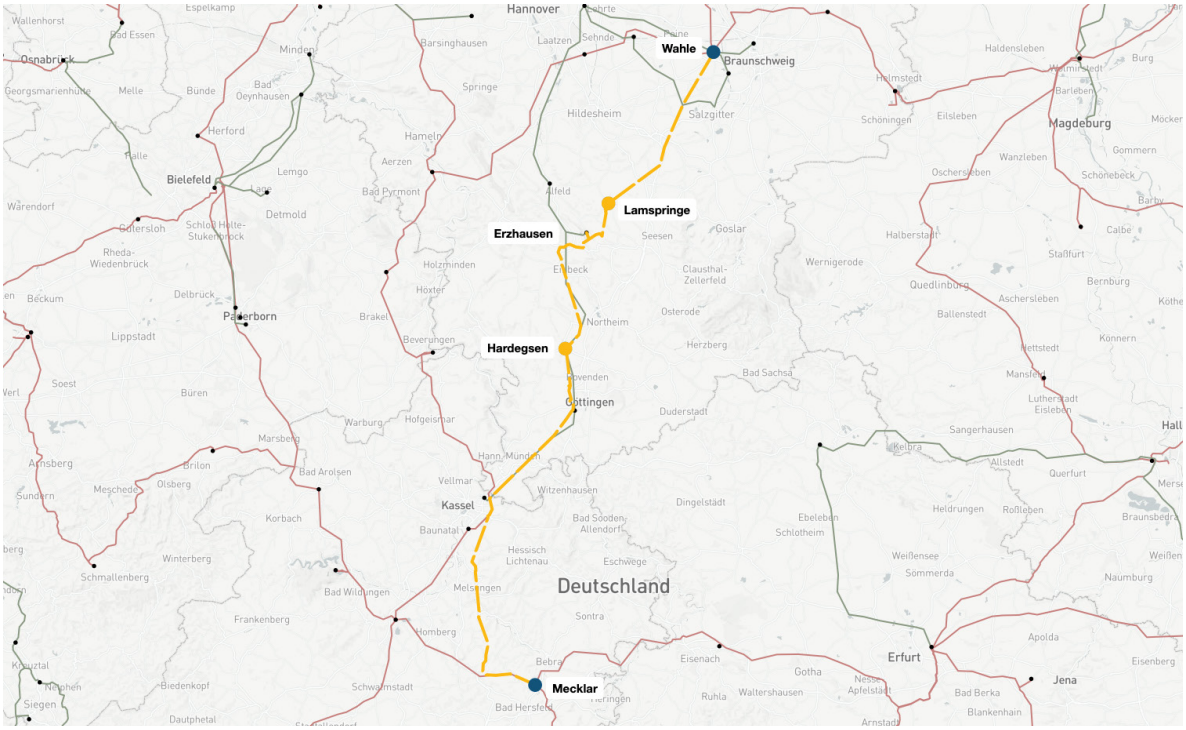
Weitere Informationen zum Projekt sind verfügbar unter:
www.tennet.eu/de/unser-netz/onshore-projekte-deutschland/wahle-mecklar/

Maßnahmen	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
Wahle - Mecklar	Leitung	NI, HE	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	221		2024	4: Genehmigt oder im Bau

Begründung des geplanten Projekts

Durch den starken Anstieg der erneuerbaren Energien in Gesamtdeutschland, aber vor allem der Windenergie in Norddeutschland, ist zusätzliche Übertragungskapazität aus Niedersachsen nach Hessen notwendig, um die Systemsicherheit gewährleisten zu können. Die derzeit bestehenden Nord-Süd-Verbindungen sind nicht ausreichend, um die Übertragungsaufgabe zu erfüllen.

Die parallele Leitungsführung auf einem Gestänge mit der Leitung Borken – Mecklar (P118) in einem Teilabschnitt in Hessen über ca. 8 km ist aus genehmigungsrechtlichen Gründen erforderlich. Durch die gemeinsame Führung beider Leitungen auf einem Gestänge können außerdem zwei kostenintensive Leitungskreuzungen der beiden Projekte verhindert werden.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2035 (2021). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

TTG-007: Netzausbau: Neubau einer 380-kV-Leitung zwischen Dörpen/West und Niederrhein (Punkt Meppen)

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Grundlage: EnLAG, Nr. 5

Nr. TYNDP 2020: 208

Beschreibung des geplanten Projekts

Mit der Maßnahme wird die Übertragungskapazität zwischen der nordwestlichen Küstenregion (Raum Dörpen) und der Region Niederrhein erhöht. Dazu wird zwischen dem Umspannwerk Dörpen/West (TenneT) und dem Umspannwerk Niederrhein (Amprion, siehe AMP-009) eine 380-kV-Verbindung mit zwei Systemen und einer Stromtragfähigkeit von bis zu 3.600 A errichtet und an diese Umspannwerke angeschlossen. TenneT errichtet die Leitung von Dörpen/West bis zur Anschlussstelle westlich von Meppen (Netzausbau). Hierfür wird die 380-kV-Schaltanlage in Dörpen/West ausgebaut.

Die Verbindung zwischen Dörpen/West und Niederrhein wird im EnLAG als Pilotstrecke für eine Teilerdverkabelung ausgewiesen. Im TenneT-Abschnitt erfolgt eine Erdverkabelung auf einem 3,1 km langen Teilabschnitt auf dem Gebiet der Stadt Haren (Ems).

Das Projekt ist bereits planfestgestellt und 28 der 31 km sind errichtet. Der Bau der letzten 3 km sowie die Gesamtinbetriebnahme sind abhängig von der Fertigstellung von AMP-009. Die Gesamtinbetriebnahme erfolgt voraussichtlich im Jahr 2024.

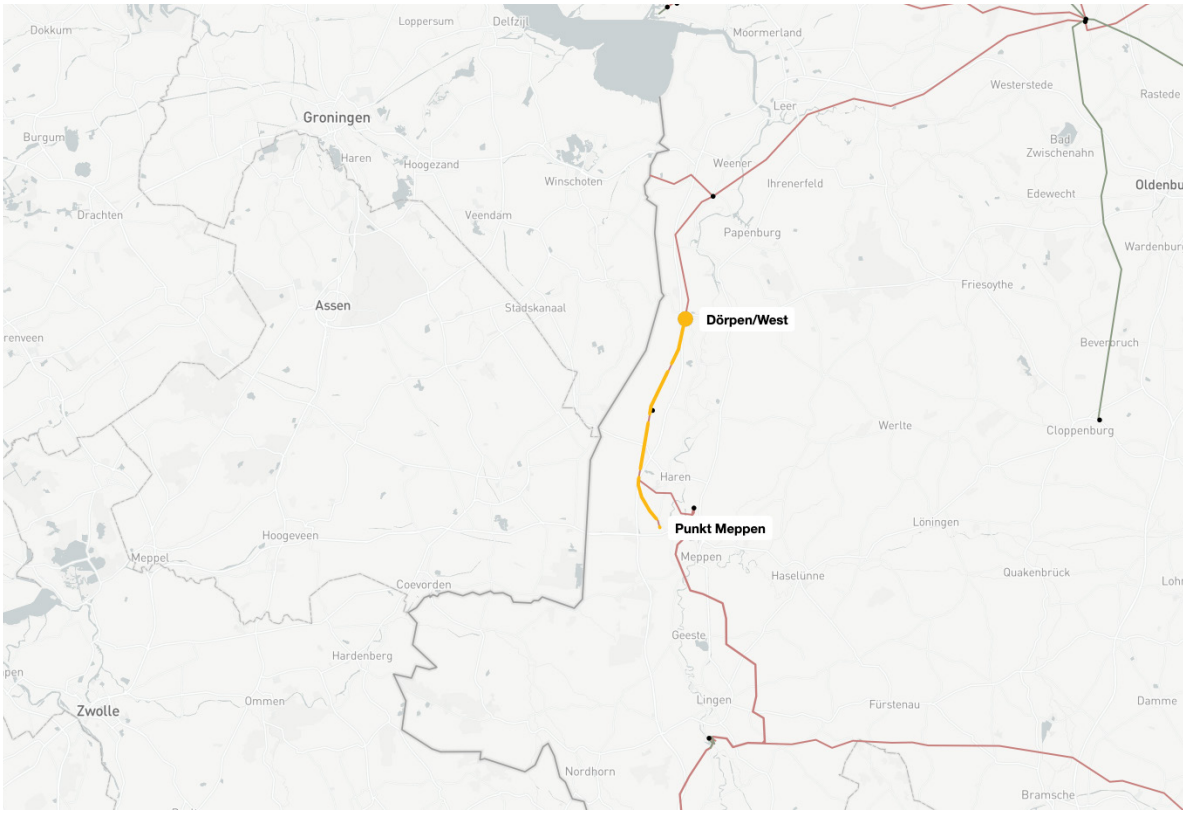
Weitere Informationen zum Projekt sind verfügbar unter:
www.tennet.eu/de/unser-netz/onshore-projekte-deutschland/doerpen-west-niederrhein/

Maßnahmen	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
Dörpen/West - Niederrhein (Punkt Meppen)	Leitung	NI	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	31		2023, 2024	5: Realisiert 4: Genehmigt oder im Bau

Begründung des geplanten Projekts

Die neue 380-kV-Verbindung zwischen dem Raum Diele/Dörpen und dem Raum Niederrhein dient vor allem dem Abtransport der Energie aus Offshore- und Onshore-Windenergie, die im Raum Diele/Dörpen angeschlossen wurde bzw. wird. Zudem wird ein großer Teil der Energie abgeführt, die im Raum Ostfriesland produziert wird. Dörpen/West ist darüber hinaus ein Netzverknüpfungspunkt für den Anschluss von Offshore-Windenergie (NOR-2-2, NOR-2-3, NOR-3-1).

Die Inbetriebnahme des Projekts erfolgt gemeinsam mit AMP-009 voraussichtlich im Jahr 2024. Bis dahin erfolgt die Abführung des in Dörpen/West eingespeisten Stroms aus Offshore-Windenergie über das bestehende 380-kV-Netz von Dörpen/West in Richtung Diele sowie Meppen. Dabei kann es in Engpasssituationen temporär zu Redispatch- oder Einspeisemanagement-Maßnahmen kommen.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2035 (2021). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

TTG-009: Netzausbau: Neubau einer 380-kV-Leitung zwischen Ganderkesee und St. Hülfe

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Grundlage: EnLAG, Nr. 2

Nr. TYNDP 2020: 208

Beschreibung des geplanten Projekts

Durch die Maßnahme wird die Übertragungskapazität von Niedersachsen nach Nordrhein-Westfalen erhöht. Die gesamte neue 380-kV-Verbindung geht von Ganderkesee über St. Hülfe nach Wehrendorf und wird in Zusammenarbeit von Amprion (siehe AMP-001) und TenneT realisiert. Die Maßnahme umfasst auf Seiten von TenneT die Errichtung einer 380-kV-Leitung mit zwei Systemen mit einer Stromtragfähigkeit von bis zu 3.300 A vom Umspannwerk Ganderkesee bis zum Umspannwerk St. Hülfe (Netzausbau) einschließlich des Ausbaus der 380-kV-Schaltanlage Ganderkesee (Netzverstärkung).

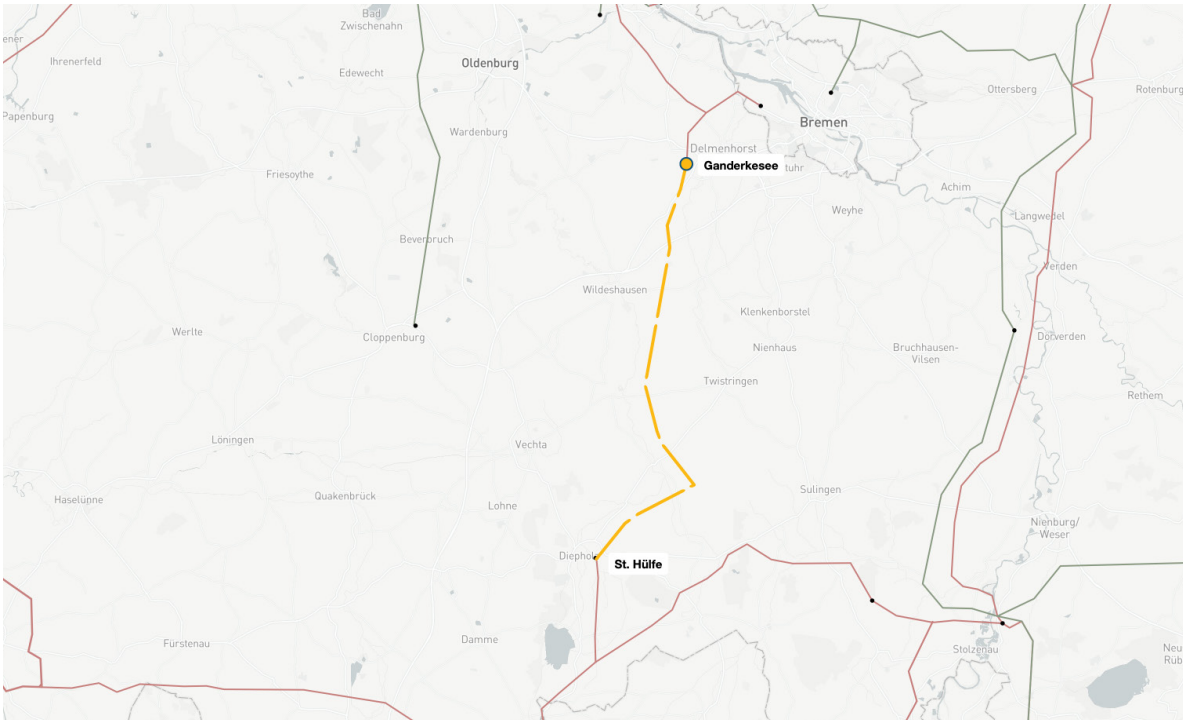
Die Verbindung wird im EnLAG als Pilotstrecke für eine Teilerdverkabelung ausgewiesen. Sie enthält drei Erdkabel-Abschnitte mit einer Gesamtlänge von insgesamt knapp 13 km.

Das Projekt bereits planfestgestellt und befindet sich im Bau. Weitere Informationen zum Projekt sind verfügbar unter: www.tennet.eu/de/unser-netz/onshore-projekte-deutschland/ganderkesee-st-huelfe/

Maßnahmen	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
Ganderkesee - St. Hülfe	Leitung	NI	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	61		2022, 2023	4: Genehmigt oder im Bau

Begründung des geplanten Projekts

Aufgrund des absehbaren massiven Zubaus an regenerativer Einspeiseleistung sowohl onshore als auch offshore ergibt sich eine zusätzliche Überschussleistung aus der Region. Mit der Leitung Ganderkesee – St Hülfe – Wehrendorf kann die Kapazität des Übertragungsnetzes in der betreffenden Region wesentlich erhöht werden. Ohne die Errichtung und Betriebsbereitschaft der beantragten Leitung bestünden zu bestimmten Zeiten zunehmende Übertragungseinschränkungen in Norddeutschland. Dies hätte zur Folge, dass in dieser Region Energie aus Windenergieanlagen zum Teil erheblichen Einspeiseeinschränkungen unterworfen wäre. Der weitere Ausbau regenerativer Energieerzeugung würde zudem behindert. Die geplante Leitung zwischen den Umspannwerken Ganderkesee und St. Hülfe und ihre Weiterführung zum Umspannwerk Wehrendorf wird eine wesentliche netztechnische Voraussetzung für die Übertragung der erwarteten Leistungszubauten von regenerativen Energien schaffen. Sie ist für die zukünftige Energieversorgung erforderlich. Mit anderen Maßnahmen wie etwa Optimierungen im vorhandenen Netz kann der mit dem Vorhaben verfolgte Zweck nicht erreicht werden.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2035 (2021). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

TTG-018: Netzausbau: Zubau von Blindleistungskompensationsanlagen in der TenneT-Regelzone

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Grundlage: in Umsetzung befindlich

Beschreibung des geplanten Projekts

Das technische Ziel dieser Maßnahme ist die Kompensation der Blindleistung zur Einhaltung der Spannungsgrenzen im Netz von TenneT.

In den Jahren 2012, 2014 und 2018 wurde für verschiedene Standorte der Bedarf für Blindleistungskompensationsanlagen im Rahmen von Blindleistungsstudien für die Zieljahre 2018, 2020, 2021 und 2024 ermittelt. Die Investitionsmaßnahmenanträge wurden bzw. werden in Kürze bei der Bundesnetzagentur (BNetzA) gestellt und sind weitgehend genehmigt. Darüber hinaus haben die Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen des NEP 2030 (2019) Stabilitätsanalysen durchgeführt, bei denen auch der Bedarf für Blindleistungskompensationsanlagen für die Jahre 2030 und 2035 ermittelt worden ist. Die Bedarfe wurden von der BNetzA im Rahmen des Projektes P400 geprüft und teilweise bestätigt.

Sofern für diese Maßnahmen bereits ein genehmigter IMA-Antrag vorliegt sowie die wesentlichen Komponenten der Kompensationsanlagen bereits bestellt wurden, die BImSchG-Genehmigungen bereits vorliegen oder sich die Anlagen bereits im Bau befinden, wurden sie im Startnetz des Netzentwicklungsplans berücksichtigt.

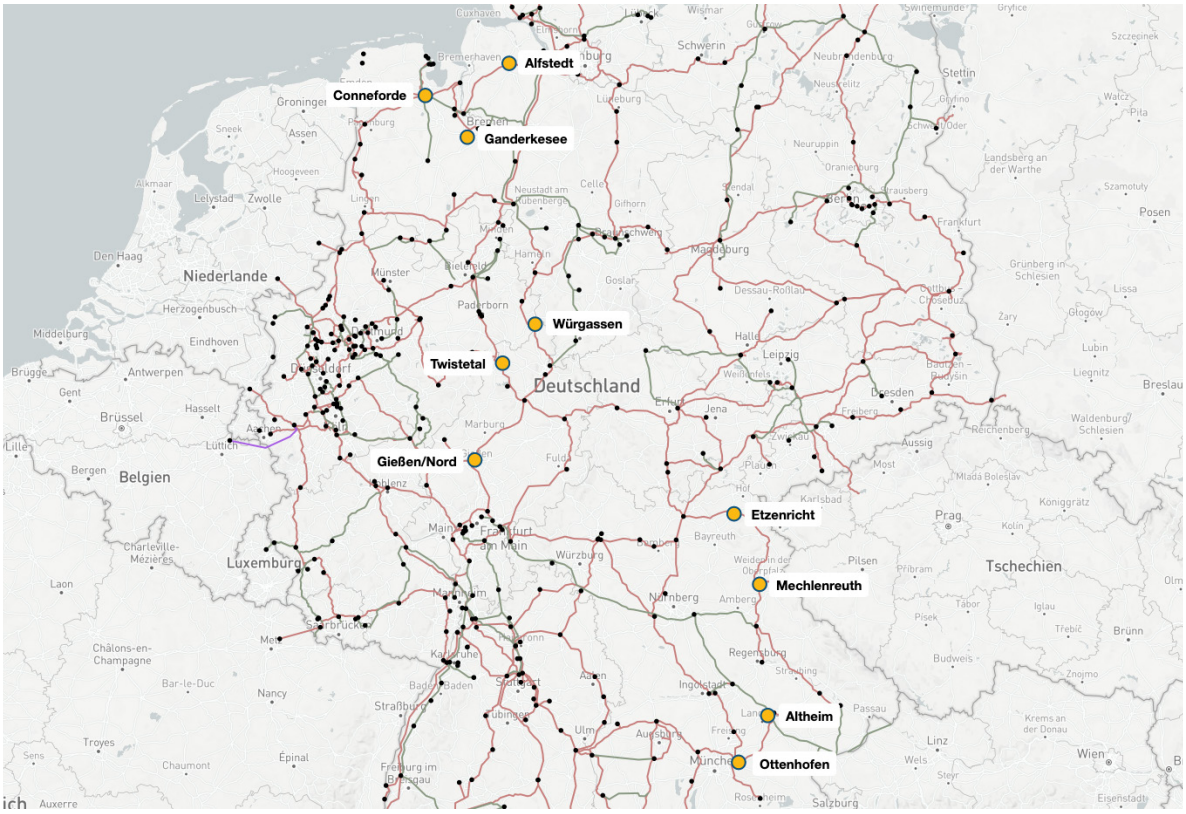
Darüber hinaus sind im Rahmen der Teil-Erdverkabelung verschiedener AC-Projekte Anlagen zur Blindleistungskompensation erforderlich, die in der Regel den einzelnen Projekten zugeordnet werden, sofern ihre Planung bereits konkretisiert wurde. Diese Anlagen sind in TTG-018 nicht enthalten.

An den nachfolgenden Standorten sind Kompensationsspulen sowie MSCDN (Mechanically Switched Capacitor with Damping Network) geplant.

M-Nr.	Standort	Stationäres Kompensationsmittel	Größe in Mvar	anvisierte Inbetriebnahme
M590c	Etzenricht	MSCDN	250	2023
M590f	Alfstedt	MSCDN	300	2023
M590i	Mechlenreuth	MSCDN	300	2023
M591b	Conneforde/Ost	Spule	120	2024
M591d	Ganderkesee	Spule	120	2024
M591g	Gießen/Nord	Spule	120	2022
M591i	Twistetal	Spule	120	2022
M591j	Würgassen	Spule	120	2022
M591k	Etzenricht	Spule	240	2023
M591n	Ottenhofen	Spule	240	2023
Q28	Mechlenreuth	Spule	120	2023
Q29	Altheim	Spule	120	2023

Begründung des geplanten Projekts

Zu Schwachlastzeiten und bei gleichzeitig geringen Transiten ist das Übertragungsnetz nur gering ausgelastet. Die Integration der erneuerbaren Energien in unterlagerten Netzen führt zu einer geringeren Abnahme und weiter verringerten Auslastung des Höchstspannungsnetzes. Ergebnis ist eine hohe Betriebsspannung, da schwach ausgelastete Stromkreise Blindleistung erzeugen. In Zeiten hoher Windeinspeisung (insbesondere in den nördlichen Regionen und Küstenregionen) ergeben sich besonders hohe Transite auf den Nord-Süd-Trassen mit einem deutlichen Blindleistungsverbrauch der hochbelasteten Übertragungswege, wodurch ein Bedarf an zusätzlicher Blindleistungskompensation entsteht. Durch den Zuwachs an EE-Erzeugung sinkt zudem die Anzahl der Kraftwerke, die sich an der Blindleistungskompensation beteiligen können. Besonders in Starkwindzeiten speisen aufgrund des Einspeisevorrangs von EE-Anlagen nur wenige Kraftwerke, die sich an der Blindleistungsregelung beteiligen können, in das Netz ein. Durch diese Effekte erhöht sich der Bedarf an Kompensationsanlagen im Höchstspannungsnetz noch weiter. Das Übertragungsnetz muss deshalb regional unterstützt werden, indem regional die Blindleistung kompensiert wird. Hinzu kommen Teil-Erdverkabelungsabschnitte im AC-Netz, die ebenfalls einen Bedarf an Blindleistungskompensation erzeugen. Die entsprechenden Anlagen wurden in diesem Steckbrief jedoch nicht berücksichtigt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2035 (2021). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

TTG-019: Netzausbau: Umspannwerk Unterweser

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Grundlage: in Umsetzung befindlich

Beschreibung des geplanten Projekts

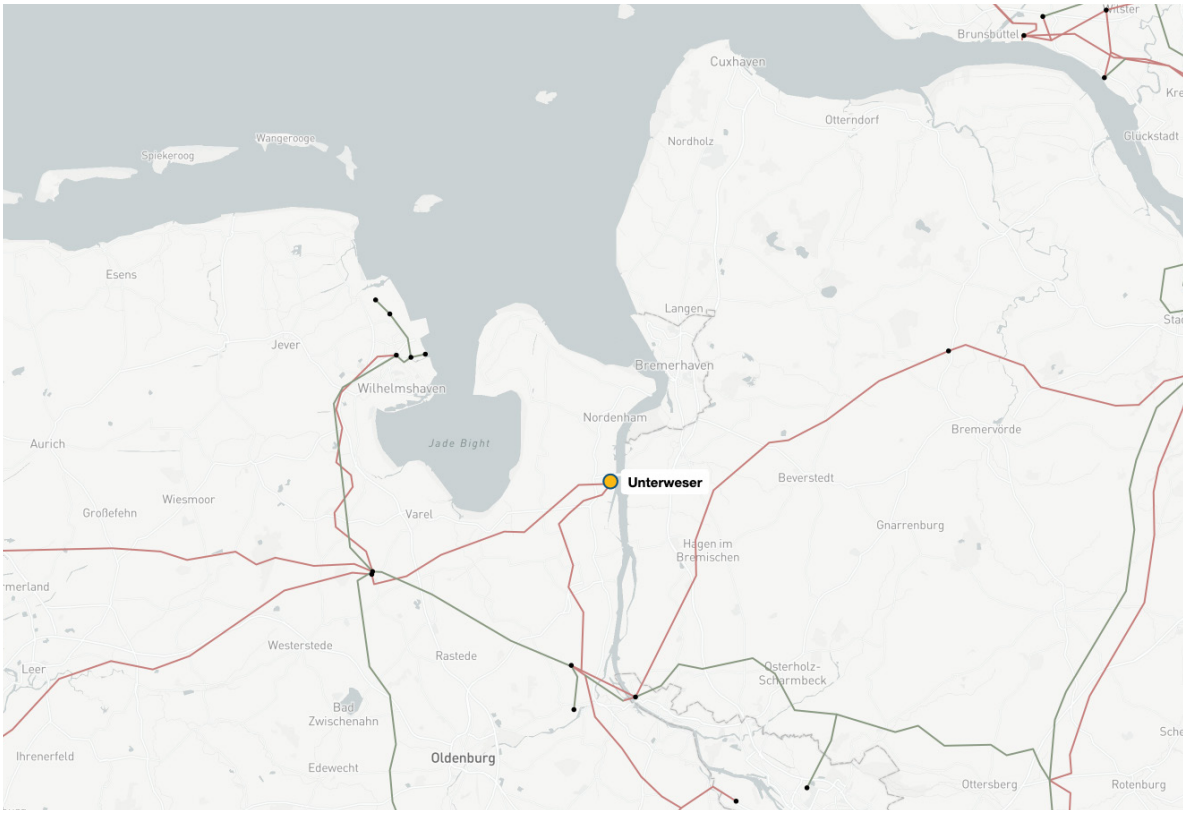
Mit der Maßnahme wird die 380-kV-Netzstruktur für die steigende regenerative Erzeugungsleistung in der gesamten Region Unterweser (Niedersachsen) vorbereitet, um diese in das Netz zu integrieren. Hierfür wird das bestehende Umspannwerk Unterweser bis zum Jahr 2024 erneuert (Netzverstärkung). Dabei werden ein 380/110-kV-Transformator, ein 380/220-kV-Transformator sowie eine Spule zur Blindleistungskompensation errichtet (Netzausbau). Darüber hinaus ist das Umspannwerk in einem zweiten Bauabschnitt bis 2028 für den Anschluss von Offshore-Windenergie vorzubereiten, u. a. durch die Verstärkung um eine Längskupplung.

Maßnahmen	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
Schaltanalage Unterweser	Anlage	NI	NV	horizontal			2024	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Für die nächsten Jahre gehen alle Szenarien von einem weiteren Anstieg der regenerativen Einspeiseleistung aus. Hierfür sind die vorhandenen Umspannwerke zu verstärken. Darüber hinaus ist das Umspannwerk Unterweser als Netzverknüpfungspunkt für den Anschluss von insgesamt 4.000 MW Offshore-Windenergie in den Jahren 2029 und 2030 vorgesehen (siehe die Offshore-Projekte NOR-9-1 und NOR-10-1).

Das Projekt steht darüber hinaus in Zusammenhang mit dem Projekt P22.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2035 (2021). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

TTG-021: Ad hoc-Maßnahmen zur Netzoptimierung in der TenneT-Regelzone

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Grundlage: in Umsetzung befindlich, Genehmigung eingeleitet

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Optimierung bzw. Verbesserung der Nutzung des vorhandenen 380-kV-Übertragungsnetzes in der TenneT-Regelzone und enthält folgende Maßnahmen:

- M519: Ad-hoc-Maßnahme Serienkompensation Stadorf – Wahle
  Das Ziel dieser Maßnahme ist die Optimierung bzw. Verbesserung der Nutzung des vorhandenen 380-kV-Übertragungsnetzes zwischen Hamburg und Hannover. Hierzu wird eine Thyristor gesteuerte Serienkompensationsanlage (TCSC) in Stadorf in der Leitung in Richtung Wahle errichtet (Netzoptimierung) sowie die Schaltanlage in Stadorf verstärkt (Netzverstärkung).
- M559: Ad-hoc-Maßnahme Querregeltransformatoren (PST) Wilster/West – Stade/West (Krempermarsch)
  Zur Vermeidung von Redispatch- und Einspeisemanagement-Maßnahmen sowie zur Optimierung der Leistungsflüsse im südlichen Schleswig-Holstein ist die Steuerung des Leistungsflusses durch Querregeltransformatoren erforderlich. Hierzu werden entlang der 380-kV-Leitung Wilster/West – Stade/West am Standort Krempermarsch vier Querregeltransformatoren errichtet (Netzoptimierung).
- M560: Querregeltransformatoren (PST) in Würgau
  Das Ziel dieser Maßnahme ist die Optimierung bzw. Verbesserung der Nutzung des vorhandenen 380-kV-Übertragungsnetzes in Bayern. Hierzu werden vier Querregeltransformatoren in Würgau errichtet (Netzoptimierung) sowie die Schaltanlage in Würgau verstärkt (Netzverstärkung).

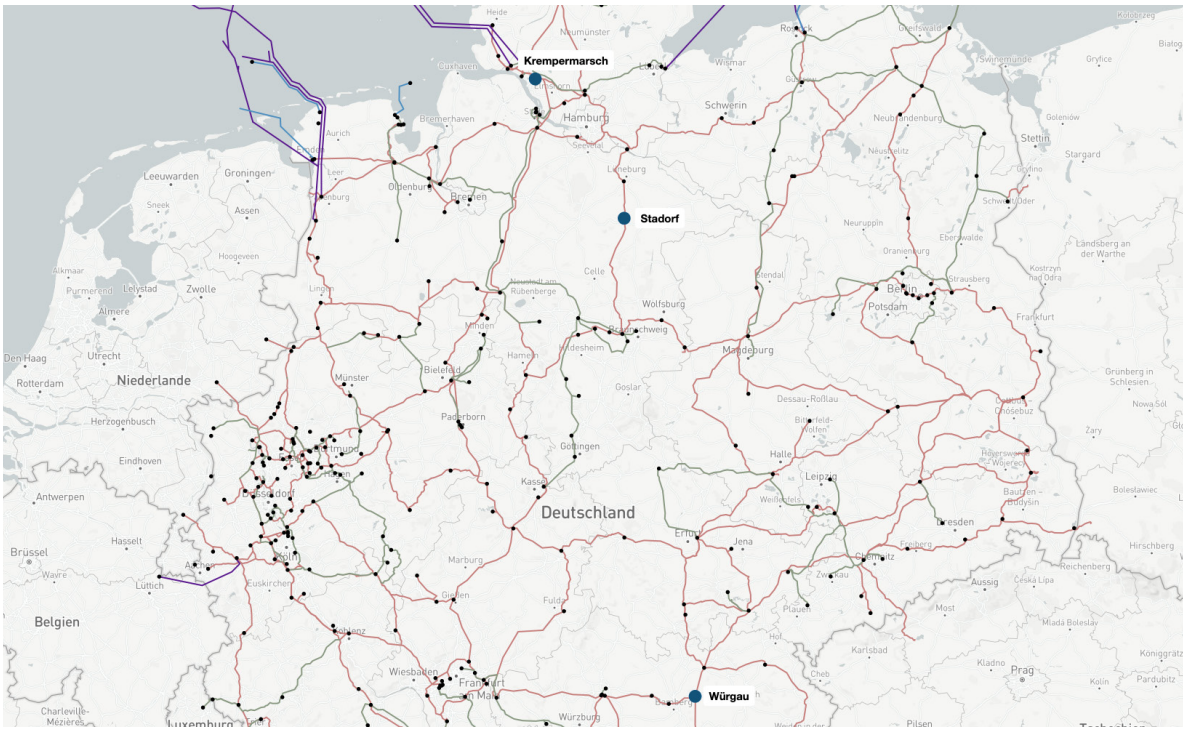
Ad-hoc-Maßnahmen sind notwendig, um bis zur vollständigen Umsetzung der Maßnahmen aus dem NEP Engpässe im Netz zu reduzieren und damit Redispatch-Aufwand zu verringern. Die Wirksamkeit von Ad-hoc-Maßnahmen fokussiert zunächst auf das Zeitfenster zwischen der Fertigstellung der betrachteten Maßnahme und der vollständigen Umsetzung der entsprechenden, für das Zieljahr als erforderlich und wirksam nachgewiesenen Maßnahmen aus dem NEP.

Maßnahmen	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
Ad hoc-Maßnahme Serienkompensation Stadorf – Wahle	Anlage	NI	NO	horizontal			2023	4: Genehmigt oder im Bau
Querregeltransformatoren (PST) Wilster/West – Stade/West (Krempermarsch)	Anlage	SH	NO	horizontal			2023	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz
Querregeltransformatoren (PST) Würgau	Anlage	BY	NO	horizontal			2023	4: Genehmigt oder im Bau

Begründung des geplanten Projekts

Ad-hoc-Maßnahmen sind kurzfristig durchführbare Maßnahmen, die Netzregionen bis zur Umsetzung der langfristig notwendigen Ausbaumaßnahmen entlasten können. Kriterium für die Ad-hoc-Maßnahmen ist daher, dass sie sich in dem Zeitraum bis zur Umsetzung des langfristig notwendigen Netzausbaus durch den vermiedenen Redispatch volkswirtschaftlich amortisieren und so die Gesamtkosten für die Netzkunden senken. Die in

diesem Projekt enthaltenen Ad hoc-Maßnahmen wurden von den ÜNB im Rahmen des NEP 2030 (2017) sowie im Rahmen des NEP 2030 (2019) als wirtschaftlich identifiziert und von der Bundesnetzagentur bestätigt. Sie amortisieren sich in der Regel volkswirtschaftlich innerhalb von drei Jahren nach ihrer Inbetriebnahme.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2035 (2021). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

TTG-P21: Netzverstärkung zwischen Conneforde und dem Landkreis Cloppenburg

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Nr. TYNDP 2020: 337

Grundlage: Planfeststellung eingeleitet

Nr. BBPlG 2021: 6

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität aus dem nordwestlichen Niedersachsen in südliche Richtung und enthält folgende Maßnahmen:

- M51a: Conneforde – Garrel/Ost (LK Cloppenburg 1) – Cappeln/West (LK Cloppenburg 2)
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist die bestehende 220-kV-Leitung zwischen Conneforde und Cloppenburg/Ost durch eine 380-kV-Leitung mit zwei Stromkreisen und einer Stromtragfähigkeit von je 4.000 A abzulösen (Netzverstärkung). Das bestehende Umspannwerk in Conneforde wird verstärkt (Netzverstärkung). Zur Einbindung der Leitung und des unterlagerten Verteilnetzes müssen im Landkreis Cloppenburg zwei neue Umspannwerke in Garrel/Ost und Cappeln/West mit jeweils zwei 380/110-kV-Transformatoren errichtet werden (Netzausbau).
- M51b: Cappeln/West (LK Cloppenburg 2) – Regelzonengrenze TenneT/Amprion
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist eine neue 380-kV-Leitung zwischen dem neu zu errichtenden Umspannwerk Cappeln/West im Landkreis Cloppenburg und der neu zu errichtenden Umspannanlage nahe dem „Punkt Merzen“ im Suchraum der Gemeinden Merzen und Neuenkirchen im Landkreis Osnabrück erforderlich (Netzausbau). TenneT ist für den Abschnitt bis zur Regelzonengrenze von TenneT und Amprion (Grenze LK Cloppenburg/LK Osnabrück) verantwortlich.

Die Maßnahme M51a befindet sich abschnittsweise bereits in der Planfeststellung. Die Einleitung der Planfeststellung für weitere Abschnitte sowie für M51b ist bis zur Veröffentlichung des zweiten Entwurfs des NEP 2035 (2021) geplant. Daher wurde das Projekt in das Startnetz überführt. Das Projekt TTG-P21 bildet zusammen mit dem Startnetz-Projekt AMP-P21 das ehemalige Projekt P21 Conneforde – Landkreis Cloppenburg – Merzen/Neuenkirchen.

Das Projekt ist ein Drehstrom-Pilotprojekt mit der Möglichkeit zur Teil-Erdverkabelung nach § 4 Bundesbedarfsplangesetz.

Im Zuge des Projekts sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

Weitere Informationen zum Projekt sind verfügbar unter:
www.tennet.eu/de/unser-netz/onshore-projekte-deutschland/conneforde-cloppenburg-merzen/

Maßnahmen	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
Conneforde - Garrel/Ost - Cappeln/West	Leitung	NI	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		77	2025, 2026	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz
Cappeln/West - Regelzonengrenze TTG/AMP	Leitung	NI	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	21		2025, 2026	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Region ist bereits heute geprägt durch hohe Einspeisung von Strom aus Bioenergie sowie aus Onshore-Windenergie. Der Zubau an Onshore-Windenergie wird gemäß den Szenarien perspektivisch die regionale Last übersteigen, sodass mit Rückspeisungen von Leistung in das 380-kV-Netz zu rechnen ist.

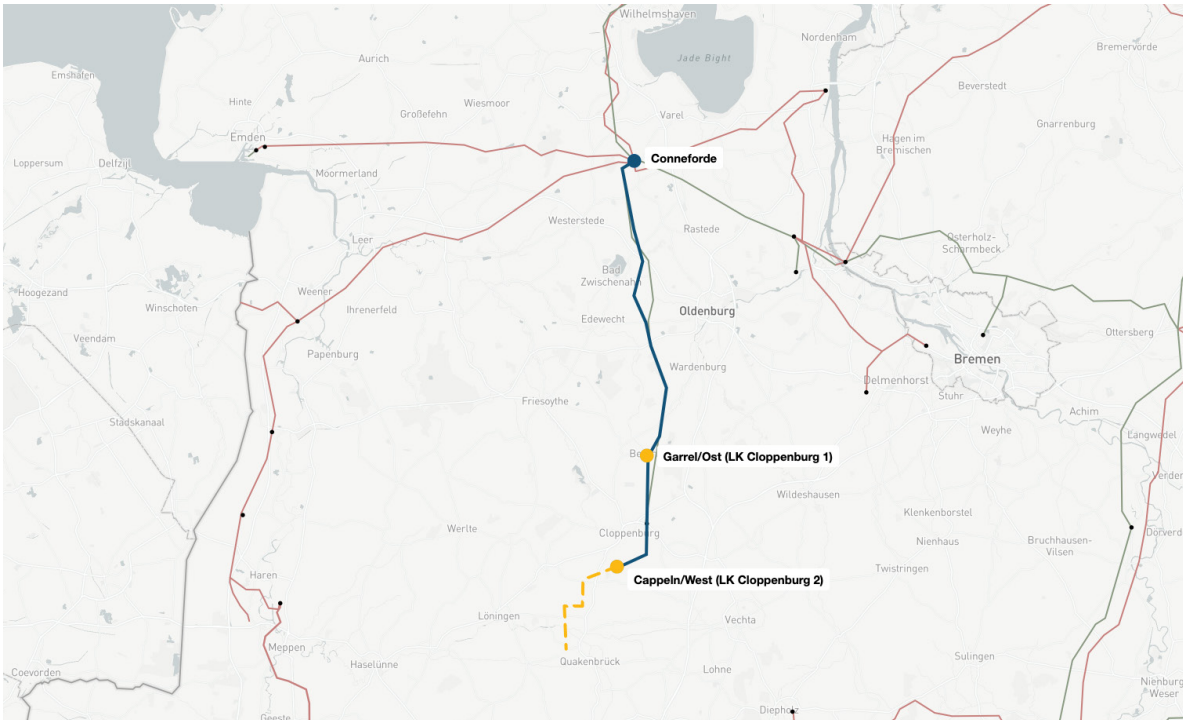
Netzplanerische Begründung

Aufgrund des prognostizierten starken Anstiegs vor allem der Onshore- und Offshore-Windenergieleistung im nordwestlichen Niedersachsen ist die vorhandene Netzinfrastruktur aus dem Nordwesten Niedersachsens in Richtung Süden nicht mehr ausreichend, um die überschüssige Leistung abtransportieren zu können.

Am nördlichen Umspannwerk Conneforde laufen mehrere 380-kV-Leitungen aus den Räumen Emden, Wilhelmshaven, Unterweser und Elsfleth zusammen, deren Leistung u. a. mittels des geplanten Projekts in Richtung Süden abzutransportieren ist. Darüber hinaus ist Garrel/Ost als Netzverknüpfungspunkt für den Anschluss von Offshore-Windenergie vorgesehen (Projekt NOR-7-1). Für den Fall, dass sich eine Inbetriebnahme von TTG-P21 in 2025 als nicht realisierbar herausstellen sollte, ist eine Interims-Anbindung von NOR-7-1 erforderlich, siehe hierzu den Steckbrief von P550.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt TTG-P21 bildet zusammen mit dem Projekt AMP-P21 das Projekt P21, das von der Bundesnetzagentur im NEP 2012, im NEP 2013, im NEP 2014, im NEP 2030 (2017) sowie im NEP 2030 (2019) bestätigt wurde und als Vorhaben Nr. 6 im Bundesbedarfsplan enthalten ist.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2035 (2021). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

TTG-P24: Netzverstärkung und -ausbau zwischen Stade, Dollern und Landesbergen

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Nr. TYNDP 2020: 1043,164

Grundlage: in Umsetzung befindlich, Planfeststellung eingeleitet

Nr. BBPlG 2021: 7

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Stade und Landesbergen und enthält folgende Maßnahmen:

- M71a/b: Stade/West – Sottrum
  Im Rahmen der Maßnahmen M71a und M71b ist eine Ablösung der vorhandenen 220-kV-Leitung zwischen Stade und Sottrum durch eine neue 380-kV-Leitung mit zwei Stromkreisen und einer Stromtragfähigkeit von bis zu 4.000 A von Stade/West nach Sottrum vorgesehen (Netzverstärkung). Zusätzlich ist in Stade/West eine neue 380-kV-Schaltanlage zu errichten (Netzausbau) und die 380-kV-Schaltanlage Sottrum zu verstärken (Netzverstärkung). Die neue 380-kV-Leitung wird mit Fertigstellung des Gesamtprojekts an Dollern vorbeigeführt und in Sottrum angeschlossen.
- M72: Sottrum – Mehringen (Grafschaft Hoya)
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist eine Ablösung der vorhandenen 220-kV-Leitung zwischen Sottrum und Wechold durch eine neue 380-kV-Leitung von Sottrum nach Mehringen (Grafschaft Hoya) mit zwei Stromkreisen mit einer Stromtragfähigkeit von je 4.000 A vorgesehen. Zum Anschluss der Leitung muss die bestehende 380-kV-Schaltanlage Sottrum erweitert (Netzverstärkung) bzw. die bestehende 220-kV-Schaltanlage Wechold durch einen Neubau mit einer Nennspannung von 380 kV am Standort Mehringen (Grafschaft Hoya) abgelöst werden (Netzausbau).
- M73: Mehringen (Grafschaft Hoya) – Landesbergen
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist eine Ablösung der vorhandenen 220-kV-Leitung zwischen Wechold und Landesbergen durch eine neue 380-kV-Leitung von Mehringen (Grafschaft Hoya) nach Landesbergen mit zwei Stromkreisen mit einer Stromtragfähigkeit von je 4.000 A vorgesehen. Zum Anschluss der Leitung ist die bestehende 220-kV-Schaltanlage Wechold durch einen Neubau mit einer Nennspannung von 380 kV am Standort Mehringen (Grafschaft Hoya) abzulösen (Netzausbau) und die bestehende 380-kV-Schaltanlage Landesbergen zu verstärken (Netzverstärkung).

Nach Errichtung von P24 kann die bestehende 220-kV-Leitung von Stade über Sottrum und Wechold nach Landesbergen rückgebaut werden. Im Zuge des Projekts sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

Das Projekt ist ein Drehstrom-Pilotprojekt mit der Möglichkeit zur Teil-Erdverkabelung nach § 4 Bundesbedarfsplangesetz.

Teile des Projektes sind bereits planfestgestellt und befinden sich in der Umsetzung, weitere Teile befinden sich in der Planfeststellung. Daher wurde das gesamte Projekt in das Startnetz überführt.

Weitere Informationen zum Projekt sind verfügbar unter:
www.tennet.eu/de/unser-netz/onshore-projekte-deutschland/stade-landesbergen/

Maßnahmen	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
Stade/West - Dollern	Leitung	NI	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		10	2021	4: Genehmigt oder im Bau
Dollern - Sottrum	Leitung	NI	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		60	2026	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG, 4: Genehmigt oder im Bau
Sottrum - Mehringen (Grafschaft Hoya)	Leitung	NI	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		42	2026	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
Mehringen (Grafschaft Hoya) - Landesbergen	Leitung	NI	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		45	2026	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Durch die stark ansteigende EE-Rückspeisung aus den Verteilnetzen in Norddeutschland ist der heutige Nord-Süd-Kanal über Dollern nach Landesbergen nicht mehr ausreichend, um diese Energie abtransportieren zu können. Dieser Korridor zwischen Dollern und Landesbergen ist jedoch eine zentrale Nord-Süd-Verbindung im Übertragungsnetz. In der geplanten Struktur wird ein Teil des Transits in die neu zu errichtende 380-kV- Schaltanlage in Stade/West und dann an Dollern vorbeigeführt. Damit wird eine Entflechtung vorgenommen, durch die eine starke Leistungskonzentration vermieden und damit die Gefahr des Ausfalls eines gesamten Transitkorridors minimiert werden kann. Zusätzlich wird durch das Projekt die Übertragungsleistung erhöht.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

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

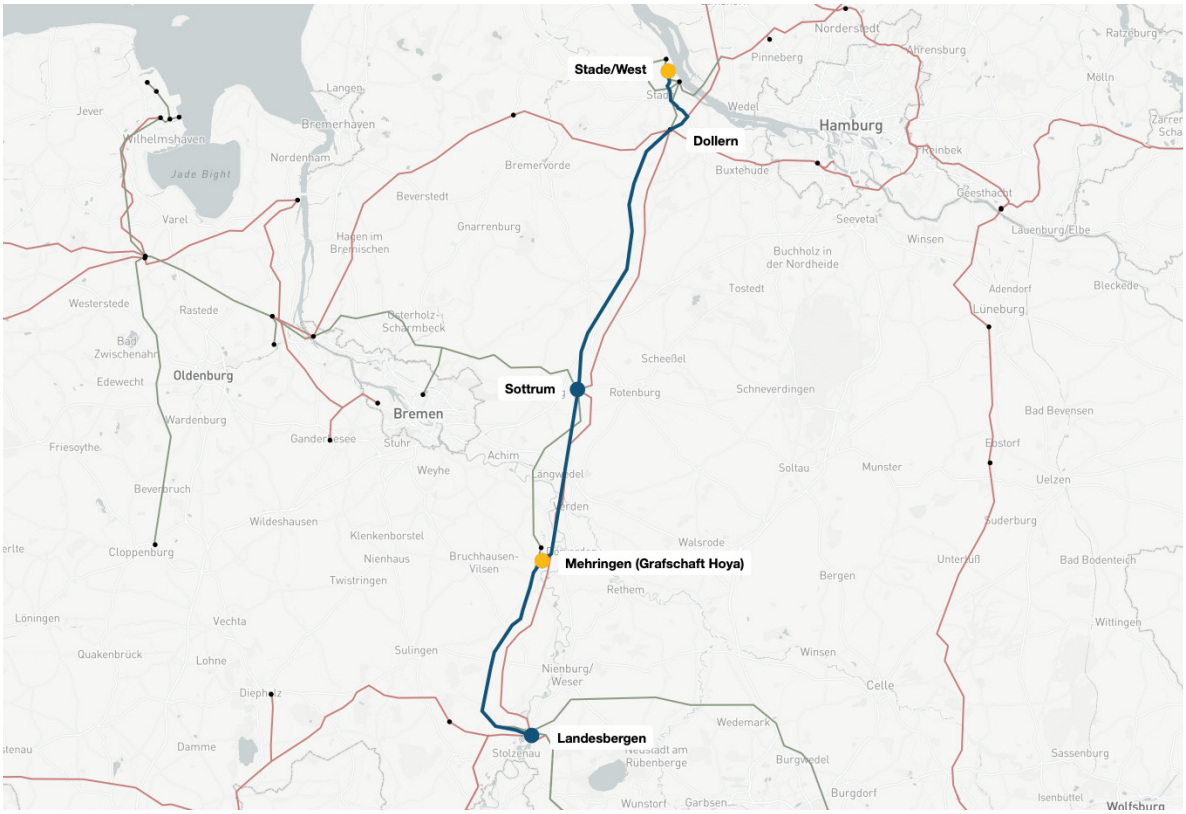
Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass die erforderliche Stromtragfähigkeit von 4.000 A auf der 220-kV-Spannungsebene auch durch HTL-Umbeseilung nicht erreicht werden kann. FLM wird bereits heute angewandt. Aus diesem Grund müssen die bestehenden 220-kV-Leitungen durch 380-kV-Leitungen abgelöst werden.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt TTG-P24 wurde als P24 im NEP 2012, im NEP 2013, im NEP 2014, im NEP 2030 (2017) sowie im NEP 2030 (2019) von der BNetzA bestätigt und ist Teil des Bundesbedarfsplans (Vorhaben Nr. 7).



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2035 (2021). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

TTG-P25: Netzausbau an der Westküste Schleswig-Holsteins

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Nr. TYNDP 2020: 258, 183

Nr. PCI: 1.3.1

Grundlage: in Umsetzung befindlich, Planfeststellung eingeleitet

Nr. BBPlG 2021: 8

Beschreibung des geplanten Projekts

Im Rahmen des Projekts ist die Errichtung einer neuen 380-kV-Doppelleitung an der Westküste Schleswig-Holsteins zwischen Heide/West und der Landesgrenze Deutschland/Dänemark über Husum/Nord und Klixbüll/Süd mit einer Stromtragfähigkeit von 3.600 A erforderlich (Netzausbau). Zum Anschluss der Leitung und der notwendigen Transformatoren müssen in Husum/Nord sowie in Klixbüll/Süd jeweils 380-kV-Schaltanlagen neu errichtet werden (Netzausbau). Die darüber hinaus erforderliche Schaltanlage in Heide/West wurde bereits im Rahmen des Abschnitts Süderdonn – Heide/West errichtet (siehe TTG-P25, NEP 2030 (2019)).

Das Projekt war in der Vergangenheit Teil des Zubaunetz-Projekts P25 „Netzverstärkung und –ausbau zwischen Brunsbüttel und der dänischen Grenze“. Das gesamte Projekt P25 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Schleswig-Holstein, zwischen Deutschland und Dänemark sowie von Schleswig-Holstein nach Süden. Da die Maßnahmen Heide/West – Husum/Nord sowie Husum/Nord – Klixbüll/Süd planfestgestellt sind und sich in der Umsetzung befinden sowie die Maßnahme Klixbüll/Süd – Grenze DE/DK im Planfeststellungsverfahren befindet, wurden diese Maßnahmen in das Startnetz überführt. Ebenfalls zum Gesamtprojekt gehören die Abschnitte Brunsbüttel – Süderdonn und Süderdonn – Heide/West, die bereits fertiggestellt wurden und in Betrieb sind.

Weitere Informationen zum Projekt sind verfügbar unter:
www.tennet.eu/de/unser-netz/onshore-projekte-deutschland/westkuestenleitung/

Maßnahmen	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
Heide/West - Husum/Nord	Leitung	SH	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	46		2021	4: Genehmigt oder im Bau
Husum/Nord - Klixbüll/Süd	Leitung	SH	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	38		2022	4: Genehmigt oder im Bau
Klixbüll/Süd - Bundesgrenze DK	Leitung	SH	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	16		2023	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Aufgrund des prognostizierten starken Anstiegs erneuerbarer Energien entlang der Westküste Schleswig-Holsteins sind die bestehende 110-kV-Netzstruktur und die vorhandenen Transformatoren nicht mehr ausreichend, um die Energie abtransportieren zu können. Die Ertüchtigung der 110-kV-Netzstruktur ist aufgrund der erwarteten Prognose nicht mehr bedarfsgerecht und nicht zukunftsorientiert. Eine Netzinfrastruktur auf der Höchstspannungsebene existiert an der Westküsten Schleswig-Holsteins noch nicht. Die Schaltanlage in

Heide/West ist darüber hinaus als Netzverknüpfungspunkt für den Anschluss von Offshore-Windenergie (u. a. NOR-13-1) sowie als Startpunkt für eine DC-Verbindung in Richtung Nordrhein-Westfalen (DC25) vorgesehen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

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

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt TTG-P25 wurde als Projekt P25 im NEP 2012, im NEP 2013, im NEP 2014, im NEP 2030 (2017) sowie im NEP 2030 (2019) von der Bundesnetzagentur bestätigt. Das Projekt ist als Vorhaben Nr. 8 im Bundesbedarfsplan enthalten. Der nördliche Abschnitt ab Klixbüll/Süd wird von der Europäischen Kommission als Vorhaben von gemeinsamem Interesse (Projects of Common Interest – PCI) unter der Nummer 1.3.1 in der PCI-Liste der Europäischen Union geführt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2035 (2021). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

TTG-P33: Netzverstärkung zwischen Niedersachsen und Sachsen-Anhalt

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Grundlage: Planfeststellung eingeleitet

Nr. BBPlG 2021: 10

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Sachsen-Anhalt und Niedersachsen. Es stärkt die Verbindung der Netze von 50Hertz und TenneT und dient dem Abtransport von Onshore-Windenergie. Es enthält folgende Maßnahme:

- M24a: Wahle – Hattorf – Helmstedt/Ost[1] – Grenze Niedersachsen/Sachsen-Anhalt (Mast 6)
  Von Wahle über Hattorf und Helmstedt/Ost nach Wolmirstedt ist die bestehende 380-kV-Leitung durch eine Umbeseilung zu verstärken. TenneT ist für den Abschnitt von Wahle bis zur Landesgrenze Niedersachsen/Sachsen-Anhalt (Mast 6) zuständig, auf dem der Einsatz von HTL mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis grundsätzlich möglich ist.

Weiterhin sind die 380-kV-Anlagen Hattorf und Wahle entsprechend zu verstärken (Netzverstärkung). Die 380-kV-Anlage Helmstedt wird am gleichen Standort als Helmstedt/Ost neu errichtet (Netzverstärkung). Die 380-kV-Schaltanlagen Helmstedt/Ost und Hattorf werden in diesem Zuge in die 380-kV-Doppelleitung komplett eingebunden (sogenannte Volleinschleifung). Das Projekt steht im direkten Zusammenhang mit dem Projekt 50HzT-P33 Wolmirstedt – Landesgrenze Sachsen/Anhalt – Niedersachsen. Beide zusammen bilden die Maßnahme M24a.

Im Zuge des Projekts sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

Die Maßnahme M24a befindet sich bereits in der Planfeststellung. Daher wurde sie in das Startnetz überführt.

Maßnahmen	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
Wahle – Hattorf – Helmstedt/Ost – Landesgrenze NI/ST (Mast 6)	Leitung	NI	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung		65	2025	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz

Begründung des geplanten Projekts

Die bestehende 380-kV-Leitung Wolmirstedt – Helmstedt (Kuppelleitung zwischen 50Hertz und TenneT) sowie die sich anschließende 380-kV-Leitung Helmstedt – Hattorf – Wahle (TenneT) werden durch hohe Leistungsflüsse vor allem in Ost-West-Richtung, bedingt durch einen großen Erzeugungsüberschuss in der Regelzone von 50Hertz, bereits heute hoch belastet. Ohne die Netzverstärkung wird die 380-kV-Leitung Wolmirstedt – Wahle bei Ausfall eines Stromkreises dieser Leitung unzulässig hoch belastet.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

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

1 Änderung des Maßnahmenzuschnitts über Helmstedt (Neuerrichtung 380-kV-Schaltanlage) entsprechend neuer Erkenntnisse und der Bestätigung der BNetzA vom 14.01.2022.

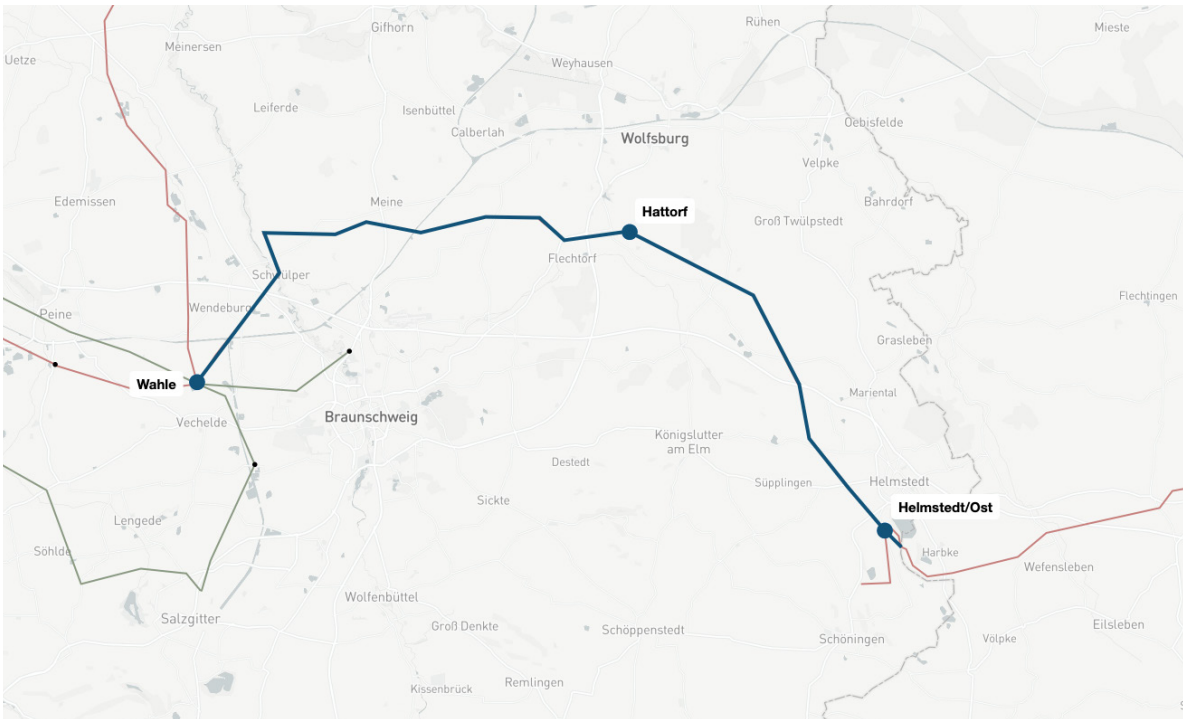
Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass durch FLM die geforderte Stromtragfähigkeit von mindestens 3.600 A nicht erreicht werden kann. Durch den Einsatz von HTL ist es dagegen möglich, die Freileitung mit FLM mit bis zu 4.000 A zu betreiben.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Die Maßnahme M24a wurde zusammen mit dem Abschnitt im Netzgebiet von 50Hertz (siehe 50HzT-P33) im NEP 2012, im NEP 2013, im NEP 2014, im NEP 2030 (2017) sowie im NEP 2030 (2019) von der BNetzA bestätigt und ist als Teil des Vorhabens Nr. 10 im Bundesbedarfsplan enthalten.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2035 (2021). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

TTG-P46: Netzverstärkung zwischen Redwitz und Schwandorf (Ostbayernring)

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Grundlage: Planfeststellung eingeleitet

Nr. BBPlG 2021: 18

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Bayerns zwischen Redwitz, Mechlenreuth, Etzenricht und Schwandorf und enthält die folgende Maßnahme:

- M56: Redwitz – Mechlenreuth – Etzenricht – Schwandorf
  Von Redwitz über Mechlenreuth und Etzenricht nach Schwandorf muss die bestehende Leitung verstärkt werden. Dabei handelt es sich um einen Neubau einer 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A in der Trasse der bestehenden Leitung, die aktuell mit je einem 220-kV- und einem 380-kV-Stromkreis betrieben wird (Netzverstärkung). Die bestehende 220-kV-Struktur von Redwitz über Mechlenreuth und Etzenricht nach Schwandorf wird nach Inbetriebnahme von TTG-P46 zurückgebaut. Außerdem müssen die 380-kV-Schaltanlagen in Redwitz, Mechlenreuth, Etzenricht und Schwandorf verstärkt werden (Netzverstärkung).

Das Projekt befindet sich seit 2018 im Planfeststellungsverfahren und wurde daher in das Startnetz überführt.

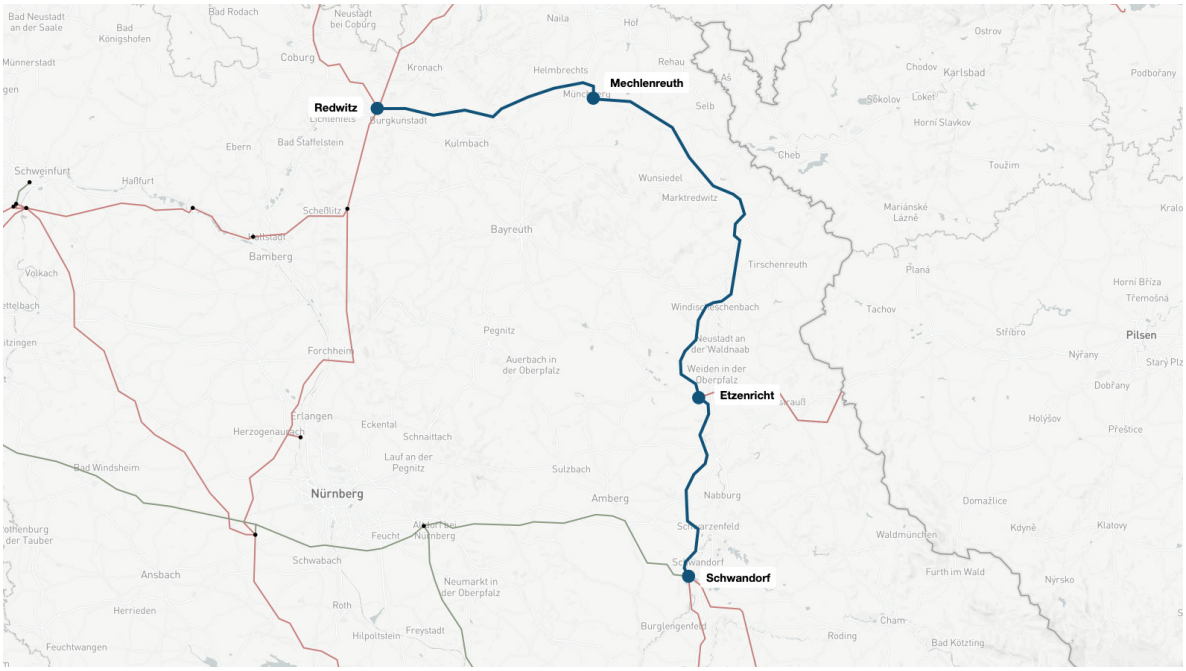
Weitere Informationen zum Projekt sind verfügbar unter:
www.tennet.eu/de/unser-netz/onshore-projekte-deutschland/ostbayernring/

Maßnahmen	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
Redwitz - Mechlenreuth - Etzenricht - Schwandorf (Ostbayernring)	Leitung	BY	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		182	2024/ 2025	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz

Begründung des geplanten Projekts

Aufgrund des prognostizierten starken Anstiegs erneuerbarer Energien im Norden Deutschlands sowie der Stilllegung von Kraftwerkseinheiten in Bayern ist die bestehende 380/220-kV-Netzstruktur nicht mehr ausreichend, um die Energie transportieren zu können. Daher ist der Neubau einer 380-kV-Doppelleitung in bestehender Trasse erforderlich.

Das Projekt wurde im NEP 2012, im NEP 2013, im NEP 2014 sowie im NEP 2030 (2017) von der BNetzA bestätigt und ist als Vorhaben Nr. 18 im Bundesbedarfsplan enthalten.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2035 (2021). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

TTG-P48: Netzverstärkung zwischen Bayern und Baden-Württemberg

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Grundlage: Planfeststellung eingeleitet

Nr. BBPlG 2021: 20

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt zur Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Bayern und dem Nordosten von Baden-Württemberg enthält folgende Maßnahme:

- M38a: Grafenrheinfeld – Punkt Rittershausen
  Im Rahmen der Maßnahme ist eine Stromkreisauflage für einen zusätzlichen 380-kV-Stromkreis zwischen Grafenrheinfeld und Kupferzell notwendig (Netzverstärkung). TenneT ist für den Abschnitt zwischen Grafenrheinfeld und dem Punkt Rittershausen zuständig. Im Zuge dessen ist darüber hinaus die Schaltanlage Grafenrheinfeld zu verstärken (Netzverstärkung).

Im Zuge des Projekts sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

Das Projekt steht im direkten Zusammenhang mit dem Projekt TNG-P48 Rittershausen – Kupferzell. Beide zusammen bilden die Maßnahme M38a.

Die Maßnahme M38a befindet sich bereits in der Planfeststellung und wurde daher in das Startnetz überführt.

Maßnahmen	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
Grafenrheinfeld - Punkt Rittershausen	Leitung	BY	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung		50	2024	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Die Netzverstärkung durch eine zusätzliche 380-kV-Stromkreisauflage zwischen Grafenrheinfeld und Kupferzell ist notwendig, damit es bei hohen Nord-Süd-Leistungsflüssen auf der Leitungsachse nicht zu unzulässigen Überlastungen kommt.

Die Leitung ist das einzige Bindeglied zwischen TenneT und TransnetBW für Leistungen aus den neuen Bundesländern von Altenfeld und Remptendorf über Redwitz und Grafenrheinfeld nach Baden-Württemberg. Auf dieser Leitungsachse können bereits heute schon hohe und teilweise sehr kritische Auslastungen auftreten, die Gegenmaßnahmen erfordern. Bei einem Verzicht auf diese Stromkreisauflage ist mit hohem Redispatchbedarf und damit hohen wiederkehrenden Kosten zu rechnen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

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

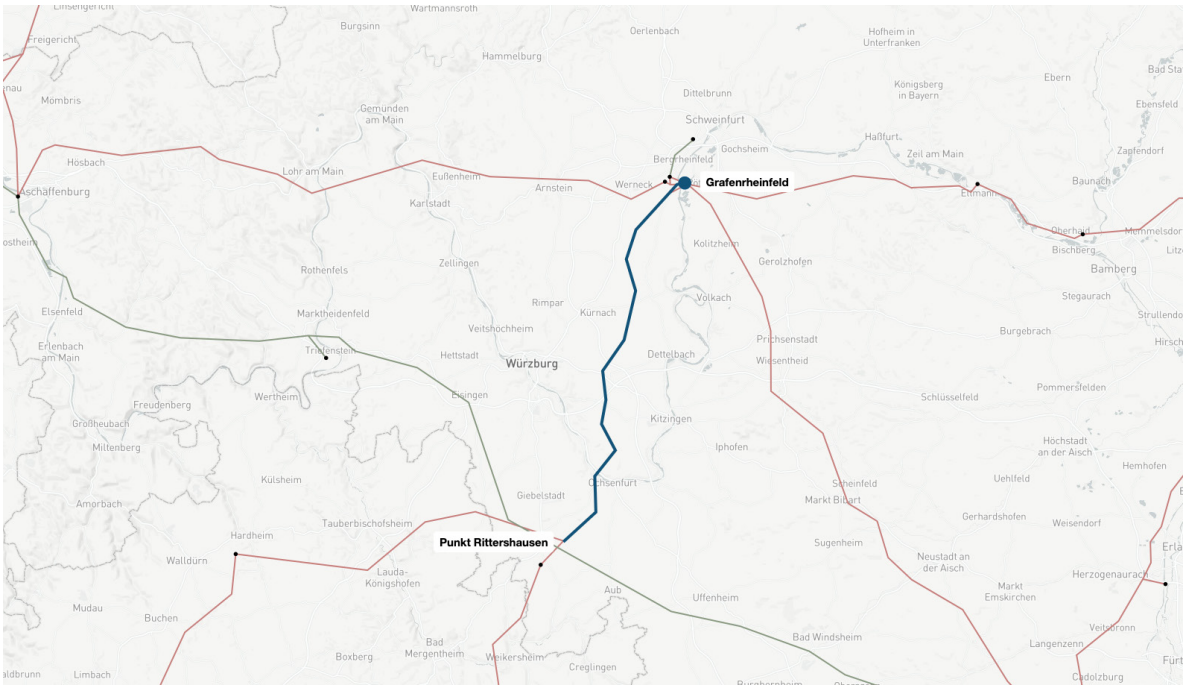
Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass durch FLM die geforderte Stromtragfähigkeit von mindestens 3.600 A nicht jederzeit erreicht werden kann. Durch die Stromkreisauflage werden die Möglichkeiten auf dem vorhandenen Gestänge von Grafenrheinfeld nach Kupferzell genutzt.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Die Maßnahme M38a wurde zusammen mit dem Abschnitt Rittershausen-Kupferzell (siehe TNG-P48) im NEP 2012, im NEP 2013, im NEP 2014, im NEP 2030 (2017) sowie im NEP 2030 (2019) von der BNetzA bestätigt und ist als Teil des Vorhabens Nr. 20 im Bundesbedarfsplan enthalten.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2035 (2021). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

TTG-P67: Erhöhung der Kuppelkapazität zwischen Deutschland und Österreich

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Nr. TYNDP 2020: 313

Grundlage: Planfeststellung eingeleitet

Nr. BBPlG 2021: 32

Nr. PCI: 3.1.1

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt trägt dazu bei, die Kuppelkapazität zwischen Deutschland und Österreich zu erhöhen. Dazu ist eine Netzverstärkung zwischen Altheim und St. Peter notwendig. Hierzu gehören folgende Maßnahmen:

- M102: Simbach – Bundesgrenze AT
  Im Rahmen der Maßnahme wird die bestehende 220-kV-Doppelleitung von Simbach über Matzenhof nach St. Peter (Österreich) durch eine 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A in bestehender Trasse abgelöst (Netzverstärkung). In Simbach muss die bestehende 220-kV-Schaltanlage durch eine neue 380-kV-Schaltanlage inklusive 380/110-kV-Transformatoren ersetzt werden (Netzverstärkung).
- M103a: Altheim – Adlkofen und M103b: Adlkofen – Matzenhof (Abzweig Simbach)
  Im Rahmen der Maßnahmen wird die 220-kV-Doppelleitung von Altheim über Adlkofen nach Matzenhof (Abzweig Simbach) durch eine neue 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A in bestehender Trasse abgelöst (Netzverstärkung). In Altheim wird eine neue 380-kV-Schaltanlage inklusive 380/110-kV-Transformatoren und einem 380/220-kV-Transformator errichtet (Netzausbau). Die Maßnahme steht im Zusammenhang mit P112 (Netzverstärkung Pleinting – Pirach – St. Peter).

Das Projekt befindet sich im Planfeststellungsverfahren und wurde daher in das Startnetz überführt.

Weitere Informationen zum Projekt sind verfügbar unter:
www.tennet.eu/de/unser-netz/onshore-projekte-deutschland/altheim-matzenhof-st-peter/
www.tennet.eu/de/unser-netz/onshore-projekte-deutschland/simbach-st-peter/

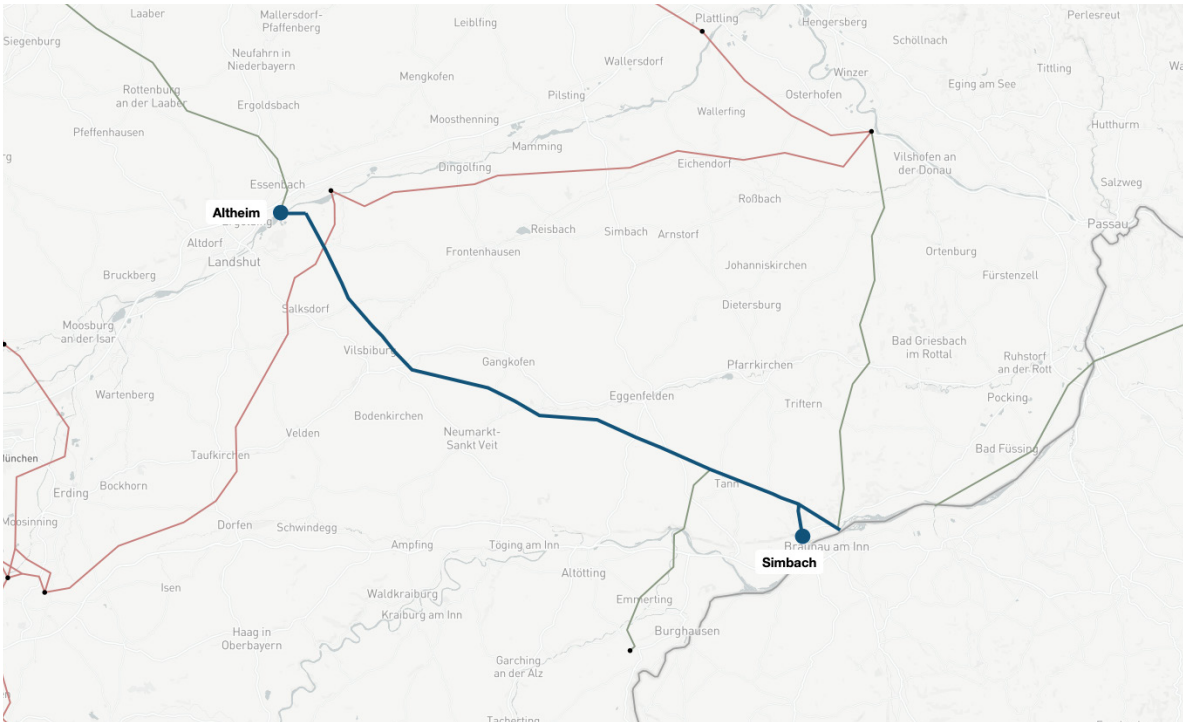
Maßnahmen	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
Simbach - Matzenhof - Bundesgrenze AT	Leitung	BY	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		13	2024, 2026	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz
Altheim - Adlkofen	Leitung	BY	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		7	2024, 2026	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz
Adlkofen - Matzenhof	Leitung	BY	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		66	2024, 2026	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz

Begründung des geplanten Projekts

Zur Erhöhung der Kuppelkapazität wird eine neue 380-kV-Leitung zwischen Bayern und Oberösterreich errichtet. Anschlusspunkt in Österreich ist das Umspannwerk St. Peter. Die Errichtung der 380-kV-Leitung ist ein Projekt in Zusammenarbeit mit Austrian Power Grid (APG). TenneT errichtet den Teilabschnitt bis zur österreichischen Grenze.

Die Übertragungskapazitäten der bestehenden 220-kV-Leitungen zwischen Österreich und Deutschland sind in zunehmendem Maße ausgeschöpft. Zukünftig wird von einem weiteren Anstieg der Leistungsflüsse ausgegangen. Netzbezogene Maßnahmen, die bei Gefährdung der (n-1)-Sicherheit derzeit eingesetzt werden, reichen zukünftig nicht mehr aus, um die (n-1)-Sicherheit zu gewährleisten. Hintergrund für den Leistungsanstieg ist der zunehmende Ausbau von EEG-Erzeugung in Deutschland, überwiegend Wind- und Solarenergie, sowie die Errichtung von zahlreichen neuen Pumpspeicherkraftwerken in Österreich.

Das Projekt wurde im NEP 2012, im NEP 2013, im NEP 2014 sowie im NEP 2030 (2017) von der BNetzA bestätigt und ist Teil des Bundesbedarfsplans (Vorhaben Nr. 32). Es wird von der Europäischen Kommission als Vorhaben von gemeinsamem Interesse (Projects of Common Interest – PCI) unter der Nummer 3.1.1 in der PCI-Liste der Europäischen Union geführt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2035 (2021). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

TTG-P69: Netzverstärkung und -ausbau zwischen Emden/Ost und Conneforde

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT
Nr. TYNDP 2020: 207

Grundlage: In Umsetzung befindlich
Nr. BBPlG 2021: 34

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient dazu, den in der Errichtung befindlichen Netzverknüpfungspunkt Emden/Ost mit dem Verbundnetz zu verbinden sowie die Rückspeisung aus Onshore-Windenergie im Raum nordwestliches Niedersachsen abzutransportieren. Zum Projekt gehört folgende Maßnahme:

- M105: Emden/Ost nach Conneforde
  Von Emden/Ost nach Conneforde ist ein Neubau einer 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von bis zu 3.600 A in der Trasse der vorhandenen 220-kV-Leitung erforderlich (Netzverstärkung). Die 380-kV-Schaltanlage in Emden/Ost ist neu zu errichten (Netzausbau) und die 380-kV-Schaltanlage in Conneforde ist zu verstärken (Netzverstärkung; siehe TTG-P157). Die bestehende 220-kV-Leitung wird nach Inbetriebnahme der 380-kV-Leitung zeitnah zurückgebaut.

Das Projekt ist ein Drehstrom-Pilotprojekt mit der Möglichkeit zur Teil-Erdverkabelung nach § 4 Bundesbedarfsplangesetz. Im Rahmen des Projektes werden zwei Abschnitte zur Teil-Erdverkabelung mit einer Gesamtlänge von 5 km errichtet.

Das Projekt ist bereits planfestgestellt und befindet sich in der Umsetzung.

Weitere Informationen zum Projekt sind verfügbar unter:
www.tennet.eu/de/unser-netz/onshore-projekte-deutschland/emden-conneforde/

Maßnahmen	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
Emden/Ost - Conneforde	Leitung	NI	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		61	2021, 2022	4: Genehmigt oder im Bau

Begründung des geplanten Projekts

Im Raum Emden/Oldenburg wird ein wesentlicher Anstieg der Einspeiseleistung von Onshore-EEG-Anlagen erwartet. Dadurch wird eine Erhöhung der Transportkapazität im Höchstspannungsnetz zwischen Emden, Conneforde und weiter in die west- bzw. süddeutschen Lastschwerpunkte erforderlich. Für den Abtransport der anfallenden EE-Rückspeisung ist die existierende 220-kV-Leitung Emden/Borssum – Conneforde nicht mehr ausreichend. Daher besteht die Notwendigkeit der Schaffung von zusätzlichen Transportkapazitäten zwischen Emden und Conneforde. Diese werden durch den Neubau einer 380-kV-Doppelleitung realisiert. Weiterhin wird in allen untersuchten Szenarien aufgrund des Zubaus von Offshore-Windenergieanlagen in der westlichen Nordsee die Schaffung weiterer Netzverknüpfungspunkte im nordwestlichen Niedersachsen notwendig.

Mit den Umspannwerken in Diele und Dörpen/West wurden bereits an zwei Standorten Anschlussmöglichkeiten für Konverter-Anlagen zur Einspeisung von Leistungen aus Offshore-Windenergieparks geschaffen. Die Anschlusskapazitäten dieser Anlagen sind jedoch nicht ausreichend für die in den Szenarien angenommene Leistung für Offshore-Windparks. Daher ist die Schaffung eines weiteren Netzverknüpfungspunktes in Emden/Ost für die Projekte NOR-8-1, NOR-3-3 und NOR-1-1 erforderlich.

Bis zur Inbetriebnahme von TTG-P69 erfolgt die Abführung des in Emden/Ost eingespeisten Stroms aus Offshore-Windenergie über die bestehende 220-kV-Leitung von Emden/Borssum nach Conneforde. Dabei kann es in Engpasssituationen temporär zu Einspeisemanagement-Maßnahmen kommen.

Das Projekt wurde im NEP 2012, im NEP 2013, im NEP 2014 sowie im NEP 2030 (2017) von der BNetzA bestätigt und ist Teil des Bundesbedarfsplans (Vorhaben Nr. 34).



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2035 (2021). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

TTG-P72: Netzverstärkung und -ausbau an der Ostküste Schleswig-Holsteins

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT
Nr. TYNDP 2020: 209

Grundlage: Planfeststellung eingeleitet
Nr. BBPlG 2021: 42

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Schleswig-Holsteins sowie von Schleswig-Holstein nach Süden und enthält folgende Maßnahme:

- M50: Kreis Segeberg – Lübeck/West
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Bau einer 380-kV-Leitung mit zwei Systemen in der Trasse der bestehenden 220-kV-Leitung zwischen Lübeck und Hamburg/Nord (Kreis Segeberg) notwendig (Netzverstärkung). Die 220-kV-Leitung wird anschließend zurückgebaut. In Kreis Segeberg sowie in Lübeck/West ist jeweils der Neubau einer 380-kV-Schaltanlage notwendig (Netzausbau). Die bestehenden 220/110-kV-Transformatoren im Hamburg/Nord werden durch neue 380/110-kV-Transformatoren in Kreis Segeberg ersetzt. Die bestehende 220-kV-Schaltanlage in Hamburg/Nord wird langfristig abgelöst. Die bestehende 220-kV-Schaltanlage Lübeck wird durch die neue 380-kV-Schaltanlage Lübeck/West in unmittelbarer Nähe ersetzt. Eine Umstellung der bestehenden Anlage am gleichen Standort ist technisch nicht möglich.

Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung orientiert sich die Planung an der Bestandstrasse. Dabei sind Abweichungen vom aktuellen Trassenverlauf bei der nachgelagerten Planung möglich, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen, bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern oder Bündelungen mit linienförmiger Infrastruktur umzusetzen, um u. a. dem Bündelungsgebot Rechnung zu tragen.

Im Zuge des Projekts sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

Das Projekt ist ein Drehstrom-Pilotprojekt mit der Möglichkeit zur Teil-Erdverkabelung nach § 4 Bundesbedarfsplangesetz.

Die Maßnahme M50 befindet sich bereits in der Planfeststellung. Daher wurde sie in das Startnetz überführt. Das Projekt TTG-P72 ist Teil des Gesamtprojektes P72 Netzverstärkung und -ausbau an der Ostküste Schleswig-Holsteins.

Weitere Informationen zum Projekt sind verfügbar unter:
www.tennet.eu/de/unser-netz/onshore-projekte-deutschland/ostkuestenleitung/

Maßnahmen	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
Kreis Segeberg - Lübeck/ West	Leitung	SH	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		50	2025	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz

Begründung des geplanten Projekts

Aufgrund des prognostizierten starken Anstiegs erneuerbarer Energien im östlichen Teil Schleswig-Holsteins sind die bestehende 220-kV-Netzstruktur zwischen Hamburg/Nord und Lübeck sowie die 110-kV-Netzstruktur

und die vorhandenen Transformatoren nicht mehr ausreichend, um die Energie abtransportieren zu können. Die Ertüchtigung der 110-kV-Netzstruktur ist aufgrund der erwarteten Prognose nicht mehr bedarfsgerecht und nicht zukunftsorientiert.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

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

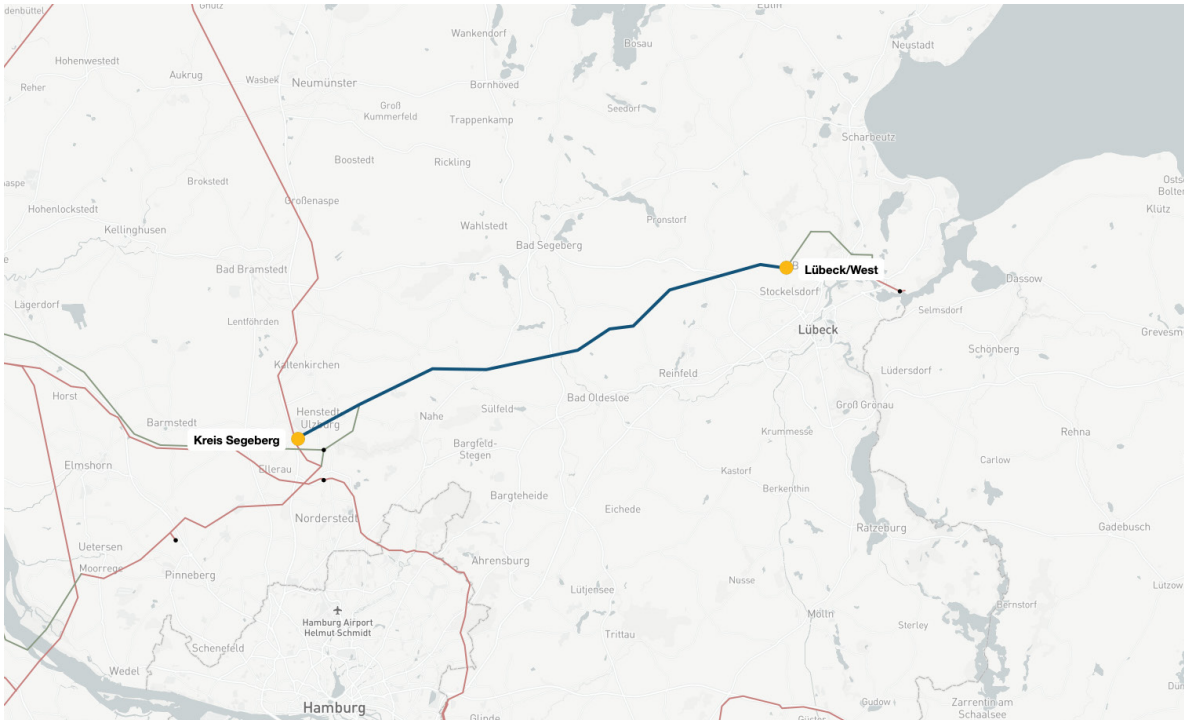
Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass die geforderte Stromtragfähigkeit auf der 220-kV-Spannungsebene auch durch HTL-Umbeseilung nicht erreicht werden kann. Aus diesem Grund müssen die bestehenden 220-kV-Leitungen durch 380-kV-Leitungen abgelöst werden.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Die Maßnahme M50 wurde als Teil des Gesamtprojektes P72 im NEP 2013, im NEP 2014, im NEP 2030 (2017) sowie im NEP 2030 (2019) von der Bundesnetzagentur bestätigt und ist Teil des Bundesbedarfsplans (Vorhaben Nr. 42).



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2035 (2021). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

TTG-P115: Netzausbau: Schaltanlage Mehrum/Nord

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Grundlage: In Umsetzung befindlich

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Beseitigung von Engpässen in Niedersachsen und enthält folgende Maßnahme:

- M205: Schaltanlage Mehrum/Nord
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Errichtung einer neuen 380-kV-Schaltanlage in Mehrum/Nord inklusive der Errichtung von zwei 380/220-kV-Verbundkupplern vorgesehen (Netzausbau). Die neue 380-kV-Schaltanlage Mehrum/Nord wird in die bestehende 380-kV-Leitung von Algermissen nach Klein Ilsede volleingeschleift und über Ausleitungen auf der 220-kV-Seite der 380/220-kV-Transformatoren mit der bestehenden 220-kV-Schaltanlage Mehrum verbunden. Durch Errichtung der neuen 380-kV-Schaltanlage Mehrum/Nord und der Verbundkuppler kann der vorhandene Engpass in der 220-kV-Netzebene beseitigt werden. Zur Anbindung der neuen 380-kV-Schaltanlage an die bestehende 380-kV-Leitung ist der Neubau von drei Masten mit anschließendem Rückbau von zwei Masten erforderlich. Darüber hinaus ist am Standort Mehrum die Errichtung einer 110-kV-Schaltanlage der Avacon geplant, die mit mehreren 380/110-kV-Transformatoren an die Schaltanlage Mehrum/Nord angeschlossen wird.

Das Projekt befindet sich bereits in der Errichtung und wurde insofern in das Startnetz überführt.

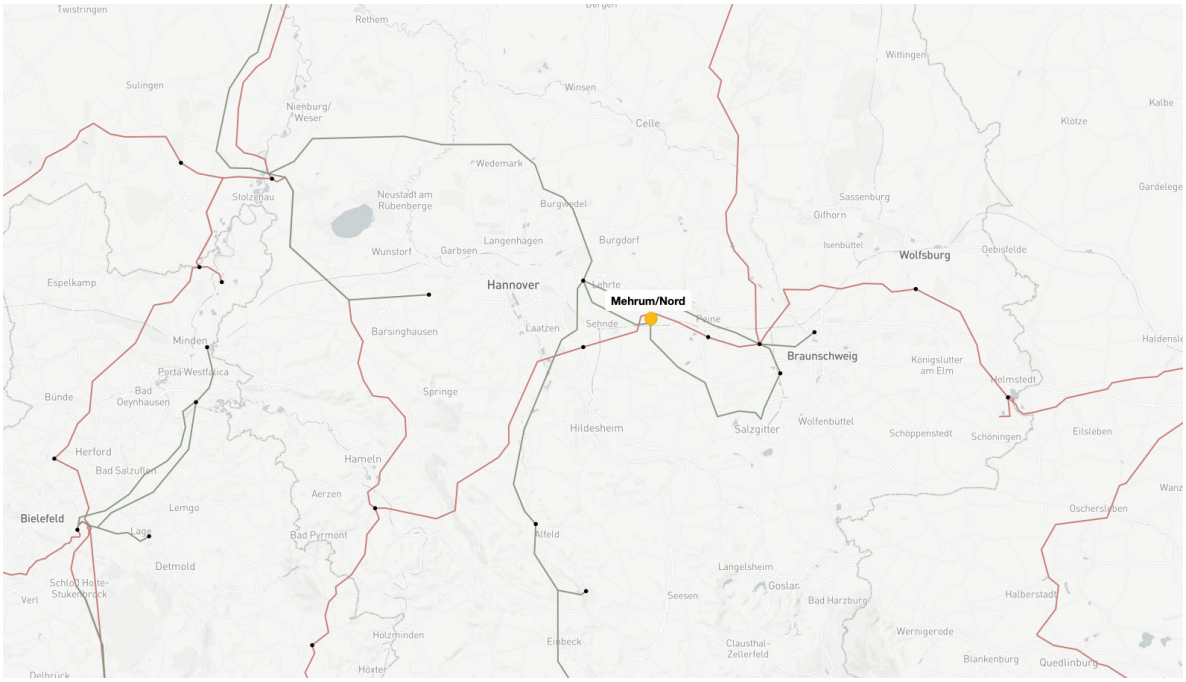
Maßnahmen	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
Mehrum/Nord	Anlage	NI	NA	horizontal			2021	4: Genehmigt oder im Bau

Begründung des geplanten Projekts

Bereits aktuell ist das Kraftwerk in Mehrum (690 MW) regelmäßig von Redispatch-Maßnahmen aufgrund hoher Netzlast betroffen. Bei Ausfall eines 220-kV-Stromkreises von Lehrte nach Mehrum kommt es zu unzulässig hoher Belastung des parallelen Stromkreises. Durch die direkte Anbindung des Kraftwerks an die 380-kV-Schaltanlage kann diese Situation deutlich entschärft werden.

Die Schaltanlage Mehrum/Nord ist darüber hinaus Kernpunkt für die weiteren Projekte P33 M24b und P228. Insgesamt wurde hier mit den nachgelagerten Verteilnetzbetreibern Avacon und Enercity eine langfristige Struktur für den Großraum Hannover festgelegt. Diese Struktur ermöglicht sowohl die Versorgung des Großraums Hannover als auch die regionale Aufnahme von EE-Einspeisung aus dem nachgelagerten Netz. Die existierende 220-kV-Netz-Infrastruktur ist hierfür in der Zukunft nicht mehr ausreichend.

Das Projekt wurde als P115 in den Netzentwicklungsplänen 2013, 2014, 2025 und 2030 (2017) identifiziert. Es wurde im Rahmen des NEP 2030 (2017) von der BNetzA bestätigt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2035 (2021). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

TTG-P118: Netzverstärkung zwischen Borken und Mecklar

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Grundlage: Planfeststellung eingeleitet

Nr. BBPlG 2021: 43

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Hessens und enthält folgende Maßnahme:

- M207: Netzverstärkung zwischen Borken und Mecklar
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Verstärkung der bestehenden zweisystemigen 380-kV-Leitung zwischen Borken und Mecklar auf eine Stromtragfähigkeit von 4.000 A mittels HTL-Umbeseilung vorgesehen. Gemäß Planfeststellungsbeschluss für das Startnetz-Projekt TTG-006 (Wahle – Mecklar) werden auf dem restlichen Teilabschnitt von ca. 8 km Länge die Leitungen M207 Borken – Mecklar und Wahle – Mecklar parallel auf einem gemeinsamen Leitungsgestänge geführt. Nach diesem Abschnitt, der bereits errichtet wurde, werden die beiden Leitungen wieder separat geführt. Darüber hinaus müssen die Schaltanlagen in Borken und Mecklar verstärkt werden (Netzverstärkung).

Im Zuge des Projekts sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

Die Maßnahme M207 befindet sich bereits abschnittsweise im Plananzeigeverfahren nach § 43f EnWG. Daher wurde das gesamte Projekt in das Startnetz überführt.

Maßnahmen	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
Borken - Mecklar	Leitung	HE	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung		41	2023, 2024	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

An den Netzverknüpfungspunkten Borken und Mecklar verlaufen jeweils wichtige Transportkanäle von Nord nach Süd sowie von Ost nach West. Durch das Projekt P118 wird ein besserer Leistungsausgleich zwischen diesen Trassen gewährleistet. Bei Ausfall eines Stromkreises der Leitung Borken – Mecklar ist der parallele Stromkreis unzulässig belastet. Deshalb muss die Stromtragfähigkeit der Leitung erhöht werden. Dadurch trägt das Projekt zu einem verbesserten Stromtransport für das gesteigerte Aufkommen an erneuerbaren Energien bei und sorgt somit für eine bessere Integration der erneuerbaren Energien.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

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

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass durch FLM die geforderte Stromtragfähigkeit von mindestens 3.600 A nicht erreicht werden kann. Durch den Einsatz von HTL auf zwei insgesamt 33 km langen Teilabschnitten ist es dagegen möglich, die Freileitung mit FLM mit bis zu 4.000 A zu betreiben. Hierfür sind einige bauliche Anpassungen notwendig. Aus genehmigungsrechtlichen Gründen ist für den restlichen Teilabschnitt von ca. 8 km Länge eine parallele Leitungsführung mit der Leitung Wahle – Mecklar (TTG-006) auf einem Gestänge vorgesehen.

Durch die gemeinsame Führung der beiden Leitungen auf einem Gestänge können außerdem zwei kostenintensive Leitungskreuzungen der beiden Projekte verhindert werden.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P118 wurde im NEP 2013 erstmals als erforderlich identifiziert und im NEP 2014, im NEP 2030 (2017) sowie im NEP 2030 (2019) von der Bundesnetzagentur bestätigt. Es ist Teil des Bundesbedarfsplans (Vorhaben Nr. 43).



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2035 (2021). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

TTG-P151: Netzverstärkung zwischen Borken und Twistetal

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Grundlage: Planfeststellung eingeleitet

Nr. BBPlG 2021: 45

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Hessens und enthält folgende Maßnahme:

- M353: Borken – Twistetal
  Im Rahmen der Maßnahme ist die Verstärkung der bestehenden zweisystemigen 380-kV-Leitung zwischen Borken und Twistetal auf eine Stromtragfähigkeit von bis zu 4.000 A mittels HTL-Umbeseilung vorgesehen (Netzverstärkung). Außerdem sind die Schaltanlagen in Borken und Twistetal zu verstärken (Netzverstärkung).

Im Zuge des Projekts sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

Für rund 75 % der Streckenlänge der Maßnahme M353 liegt die Plangenehmigung nach § 43f EnWG bereits vor. Mit der Realisierung wird noch in 2021 begonnen. Daher wurde das gesamte Projekt in das Startnetz überführt.

Maßnahmen	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
Borken - Twistetal	Leitung	HE	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung		43	2022, 2023	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz, 4: Genehmigt oder im Bau

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Die bestehende Leitung ist eine wichtige Nord-Süd-Trasse im TenneT-Höchstspannungsnetz und schließt direkt nördlich an das Projekt TTG-P118 Borken – Mecklar an. Bei Ausfall eines Stromkreises ist der parallele Stromkreis unzulässig hoch belastet. Aus diesem Grund muss die Stromtragfähigkeit der Leitung erhöht werden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

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

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass durch FLM die erforderliche Stromtragfähigkeit von mindestens 3.600 A nicht erreicht werden kann. Durch den Einsatz von HTL ist dagegen mit zusätzlichem FLM grundsätzlich eine Stromtragfähigkeit von bis zu 4.000 A pro Stromkreis möglich. Dies kann mit geringem baulichem Aufwand realisiert werden.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P151 wurde im NEP 2014, im NEP 2030 (2017) sowie im NEP 2030 (2019) von der BNetzA bestätigt und ist Teil des Bundesbedarfsplans (Vorhaben Nr. 45).



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2035 (2021). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

TTG-P157: Netzverstärkung: Umspannwerk Conneforde

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Grundlage: in Umsetzung befindlich

Beschreibung des geplanten Projekts

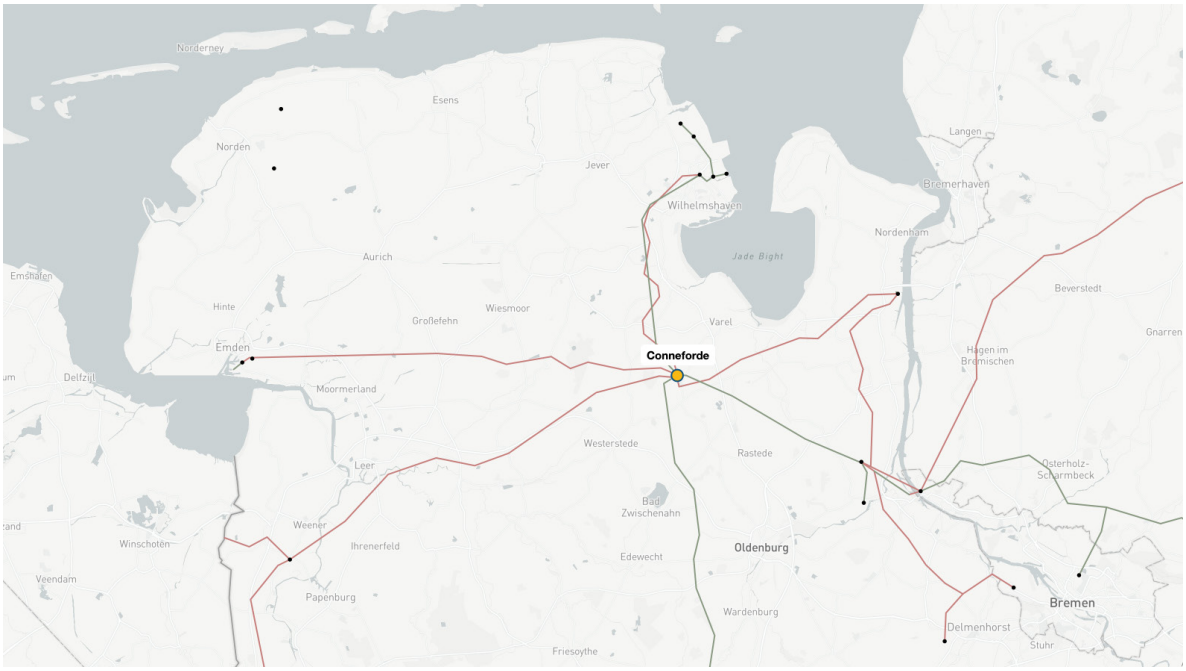
Mit der Maßnahme wird die Umspannkapazität im Raum Ammerland und Friesland (Niedersachsen) erhöht, um regenerative Erzeugungsleistung in das Netz zu integrieren. Hierfür werden im bestehenden Umspannwerk Conneforde zwei neue 380/110-kV-Transformatoren errichtet (Netzverstärkung), von denen der erste bereits 2015 in Betrieb gegangen ist. Weiterhin wird die Anlage dahingehend erweitert, dass die Projekte TTG-P21, P22 und TTG-P69 angeschlossen werden können. Die Erweiterung des Umspannwerks erfolgt im Einklang mit den anzuschließenden Projekten in unterschiedlichen Bauabschnitten.

Maßnahmen	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
Conneforde	Anlage	NI	NV	horizontal, vertikal			2023	4: Genehmigt oder im Bau

Begründung des geplanten Projekts

Die installierte Einspeiseleistung aus regenerativer Erzeugungsleistung im Raum Ammerland und Friesland, überwiegend aus Windenergie, hat sich in den letzten Jahren stark erhöht. Für die nächsten Jahre gehen alle Szenarien von einem weiteren Anstieg der regenerativen Einspeiseleistung aus. Hierfür sind die vorhandenen Umspannkapazitäten nicht mehr ausreichend und müssen daher verstärkt werden.

Das Projekt steht darüber hinaus in Zusammenhang mit den Projekten TTG-P21, P22 und TTG-P69. Diese Projekte bedingen einen Ausbau der Schaltanlage Conneforde.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2035 (2021). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

TTG-P185: Erhöhung der Stromtragfähigkeit der Leitung Redwitz – Landesgrenze Bayern/Thüringen

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Grundlage: in Umsetzung befindlich

Nr. BBPlG 2021: 46

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Redwitz und der Landesgrenze Bayern/Thüringen und enthält folgende Maßnahme:

- M420: Redwitz – Landesgrenze Bayern/Thüringen (Punkt Tschirn)
  Von Redwitz nach Landesgrenze Bayern/Thüringen ist die Verstärkung der 380-kV-Leitung vorgesehen. Hierzu soll die Stromtragfähigkeit der bestehenden 380-kV-Leitung zwischen Redwitz und Landesgrenze Bayern/Thüringen auf 3.600 A erhöht werden (Netzverstärkung). Eine Umrüstung auf Hochtemperaturseile ist – vorbehaltlich der Genehmigungsfähigkeit – grundsätzlich möglich. Hierfür ist die Schaltanlage in Redwitz zu verstärken (Netzverstärkung).

Im Zuge des Projekts sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

Das Projekt ist bereits planfestgestellt und befindet sich in der Realisierung. Es wurde daher in das Startnetz überführt. Die Fertigstellung und Inbetriebnahme ist für Herbst 2021 geplant.

Maßnahmen	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
Redwitz - Landesgrenze Bayern/Thüringen (Punkt Tschirn)	Leitung	BY	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung		38	2021	4: Genehmigt oder im Bau

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Derzeit sind die Bundesländer Bayern und Thüringen über eine 380-kV-Leitung mit zwei Stromkreisen zwischen Redwitz und Remptendorf verbunden. Die maximale Stromtragfähigkeit der 380-kV-Leitung beträgt unter Normbedingungen auf bayerischer Seite 2.619 A pro Stromkreis. Auch bei günstigen Umgebungsbedingungen (niedrige Temperaturen, starker Wind) kann die erforderliche Stromtragfähigkeit mit FLM nicht erreicht werden. Durch die Erhöhung der Übertragungsfähigkeit soll eine maximale Stromtragfähigkeit pro Stromkreis von 3.600 A erreicht werden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

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

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass die geforderte Stromtragfähigkeit von 3.600 A durch FLM nicht gesichert werden kann. Ein Austausch der Standardleiter durch HTL ist dagegen grundsätzlich möglich.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wurde als P185 im NEP 2014, im NEP 2030 (2017) sowie im NEP 2030 (2019) von der BNetzA bestätigt und ist Teil des Bundesbedarfsplans (Vorhaben Nr. 46).



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2035 (2021). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

TNG-P47: Netzausbau und -verstärkung in der Region Frankfurt – Karlsruhe

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Grundlage: Planfeststellung eingeleitet

Nr. BBPlG 2021: 19

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Vorhaben Nr. 19 aus dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in der Region Frankfurt – Karlsruhe.

Im Verantwortungsbereich der TransnetBW wird dazu ein Neubau in bestehender Trasse im Bereich von Weinheim bis Daxlanden umgesetzt sowie die betroffenen Anlagen verstärkt. Darüber hinaus ist in der Anlage Weinheim die Errichtung eines Querregeltransformators an der Schnittstelle zum Verteilnetz notwendig. Das Projekt umfasst folgende Maßnahmen:

- M31: Weinheim – Daxlanden
- M32: Weinheim – Mannheim (G380)
- M33: Mannheim (G380) – Altlußheim
- M34: Altlußheim – Daxlanden
- M31TR1: Querregeltransformator in Weinheim

Das Projekt ist ein Gemeinschaftsprojekt von TransnetBW und Amprion (siehe AMP-P47). Im Rahmen von AMP-P47 wird der nördliche Teil des Projekts beschrieben. Für den Abschnitt von Amprion AMP-P47 wurde bereits die Planfeststellung eingeleitet.

Maßnahmen	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
Weinheim – Daxlanden	Leitung	BW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		76	2028, 2031	2: Im Raumordnungsverfahren/ Bundesfachplanung
Weinheim – Mannheim (G380)	Leitung	BW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		17	2028, 2031	2: Im Raumordnungsverfahren/ Bundesfachplanung
Mannheim (G380) – Altlußheim	Leitung	BW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		22,5	2028, 2031	2: Im Raumordnungsverfahren/ Bundesfachplanung
Altlußheim – Daxlanden	Leitung	BW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		42	2028, 2031	2: Im Raumordnungsverfahren/ Bundesfachplanung

* Hinweis zu NOVA-Typ: Da die einzelnen Maßnahmen sich noch in der Bundesfachplanung befinden, kann der Typ der Netzverstärkung noch nicht definiert werden. Es kann in Einzelabschnitten eine Änderung oder Erweiterung einer Leitung (Zu- oder Umbeseilung) oder eine Errichtung einer Leitung (Zubau und Parallelneubau) vorgenommen werden.

Begründung des geplanten Projekts

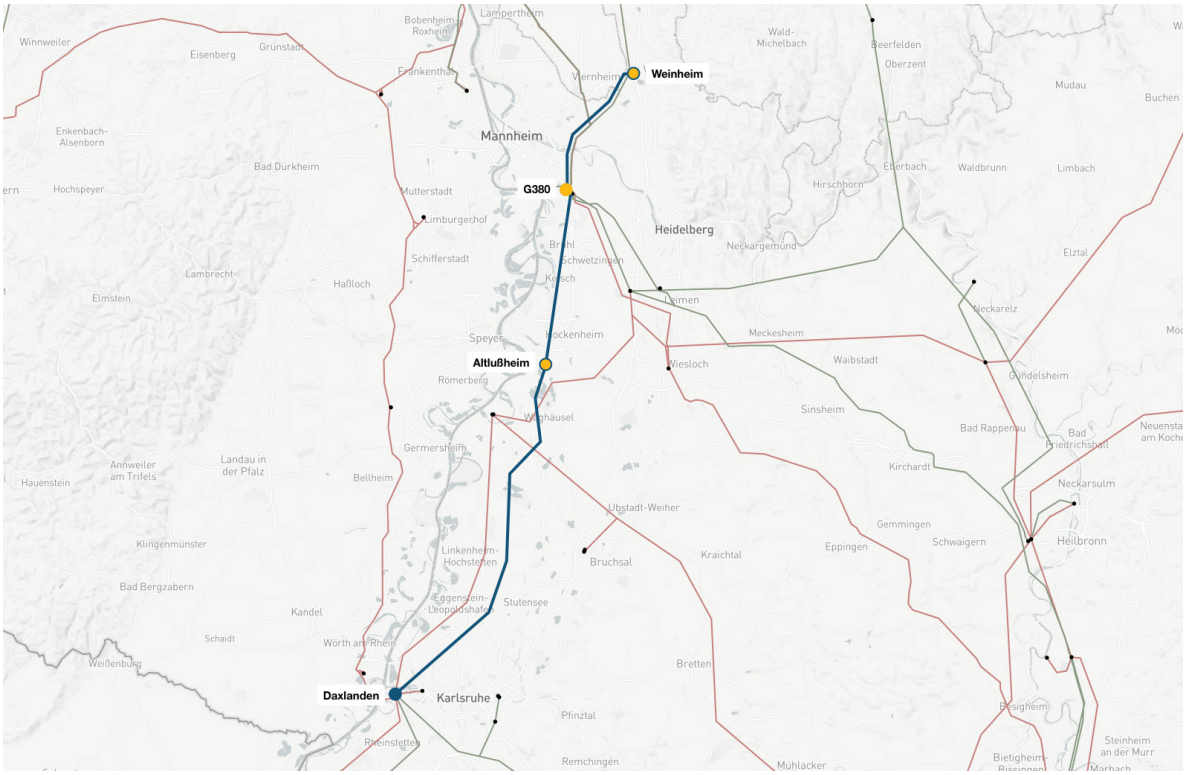
Das Rhein-Main-Gebiet ist historisch u. a. durch eine Vielzahl von Industriekunden geprägt. Die daraus resultierende Netzinfrastruktur kann zukünftig durch Verstärkungen und Umstrukturierungen für eine Erweiterung sowohl der Nord-Süd- als auch der Ost-West-Transportkapazität genutzt werden.

Die neue Verbindung von Urberach (AMP-P47) über Weinheim (TNG-P47) bis Daxlanden reduziert Überlastungen in diesem Bereich signifikant und bedeutet eine deutliche Verstärkung der Nord-Süd-Achse südlich von Frankfurt.

Der Stromkreis der Maßnahme M31 zwischen Weinheim und Daxlanden wird zur Erfüllung der vertikalen Versorgungsaufgabe (vgl. Punktmaßnahme P179 Heidelberg-Nord) im Umspannwerk Rheinau zur Versorgung des nachgelagerten Verteilnetzbetreibers eingebunden. Darüber hinaus erfolgt eine Einschleifung im Umspannwerk Altlußheim zur flexibleren Einbindung von Blindleistungskompensationsanlagen (vgl. Punktmaßnahme P90 Blindleistungskompensation) in der Region Nordbaden. Bei Einbindung nur eines der zwei Stromkreise von P47 in Altlußheim ist mit einem asymmetrischen Spannungsband auf den parallelen Stromkreisen und damit auch mit einer asymmetrischen Belastung sowie mit Blindleistungskreisströmen zu rechnen. Darüber hinaus können durch die Einschleifung Transitflüsse durch das Verteilnetz und daraus folgende Überlastungen in der unterlagerten 110-kV-Netzgruppe, vermieden werden. Die Maßnahme M31 erfährt durch die Einbindungen in ihrer horizontalen Transportfunktion keine Beeinflussung.

Die Netzverknüpfungspunkte „G380“ und „Mannheim“ bezeichnen denselben Ort. Zum besseren Verständnis der Historie wird der alte Name „G380“ in diesem Steckbrief in Klammern mitgeführt.

Mehr Informationen zum Projekt unter:
www.transnetbw.de/de/netzentwicklung/projekte/netzverstaerkung-weinheim-karlsruhe



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2035 (2021). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

TNG-P48: Netzverstärkung im Nordosten von Baden-Württemberg und Bayern

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Grundlage: Planfeststellung eingeleitet

Nr. BBPlG 2021: 20

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Vorhaben Nr. 20 aus dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) dient der Erhöhung der Übertragungskapazität im Nordosten von Baden-Württemberg und Bayern. Für den Abschnitt der TenneT sei auf TTG-P48 verwiesen. Auf Seiten der TransnetBW umfasst das Vorhaben folgende Maßnahmen:

- M38a: Auflage eines zusätzlichen 380-kV-Stromkreises zwischen Punkt Rittershausen und Kupferzell und Verstärkung der Schaltanlage Kupferzell
- M39: Ersatzneubau einer Leitung in bestehender Trasse zwischen Kupferzell und Großgartach und Verstärkung der betroffenen Schaltanlagen

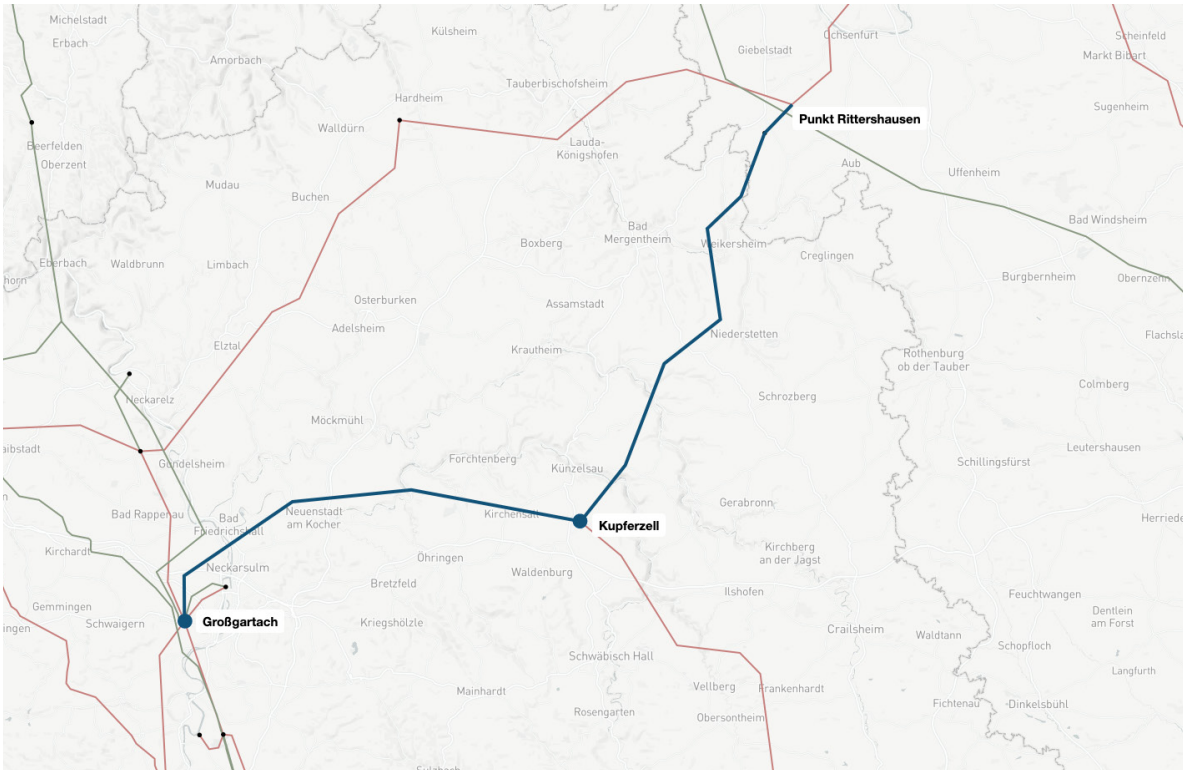
Maßnahmen	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
Punkt Rittershausen – Kupferzell	Leitung	BY, BW	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung		51	2025	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz
Kupferzell – Großgartach	Leitung	BW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		48	2025	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz

Begründung des geplanten Projekts

Bei Nord-Süd-Leistungsflüssen kommt es auf der Achse Grafenrheinfeld – Großgartach zu Überlastungen. Die Leitung ist das einzige Bindeglied zwischen TenneT und TransnetBW für Leistung aus den neuen Bundesländern von Altenfeld und Remptendorf über Redwitz und Grafenrheinfeld nach Baden-Württemberg. Zudem ermöglicht das Vorhaben die Aufnahme der zunehmenden Einspeisung erneuerbarer Energie im Nordosten Baden-Württembergs (z. B. Raum Hohenlohe-Franken).

Durch die Stromkreisauflage werden die verbleibenden Möglichkeiten auf dem vorhandenen Gestänge von Grafenrheinfeld nach Kupferzell genutzt. Auf dem bestehenden Gestänge zwischen Großgartach und Kupferzell ist es aus statischen Gründen nicht möglich eine stärkere Beseilung aufzulegen. Deswegen erfolgt ein Neubau in bestehender Trasse.

Mehr Informationen zum Projekt unter:
www.transnetbw.de/de/netzentwicklung/projekte/grafenrheinfeld-kupferzell-grossgartach



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2035 (2021). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

TNG-P49: Netzverstärkung Badische Rheinschiene

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Grundlage: Planfeststellung eingeleitet

Nr. BBPlG 2021: 21

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Vorhaben Nr. 21 aus dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) dient der Erhöhung der Übertragungskapazität der Badischen Rheinschiene auf bestehender Trasse.

Ein Teil der Maßnahmen wird als Pilotstrecke in Form eines Hochtemperaturleiterseils (HTLS-Beseilung) ausgeführt. Das NOVA-Prinzip wird berücksichtigt.

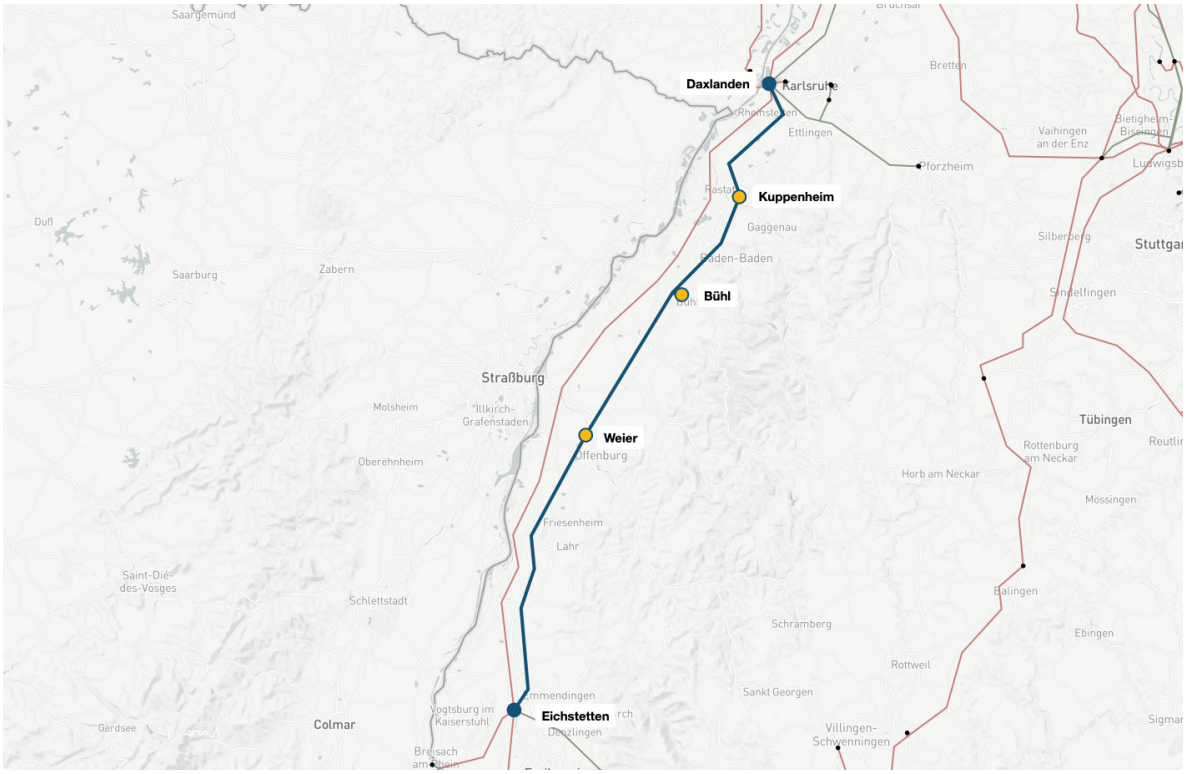
Die 220-kV-Leitungen von Daxlanden über Bühl, Kuppenheim und Weier nach Eichstetten werden auf 380 kV umgestellt (M41a) und eine Verstärkung sowie ein Ausbau der betroffenen Schaltanlagen, einschließlich der Umspannung in die unterlagerte Ebene, durchgeführt.

Maßnahmen	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
Daxlanden – Bühl/Kuppenheim – Weier – Eichstetten	Leitung	BW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		119	2028, 2029	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz

Begründung des geplanten Projekts

Das Ziel des Projektes ist die Verstärkung der Leitung und somit Erhöhung der Übertragungskapazität, damit die bestehende 220-kV-Leitung Daxlanden – Bühl/Kuppenheim – Weier – Eichstetten bei Ausfall eines Stromkreises nicht überlastet wird.

Mehr Informationen zum Projekt unter
www.transnetbw.de/de/netzentwicklung/projekte/daxlanden-eichstetten



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2035 (2021). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

TNG-P50: Netzverstärkung Schwäbische Alb

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Grundlage: In Umsetzung befindlich

Beschreibung des geplanten Projekts

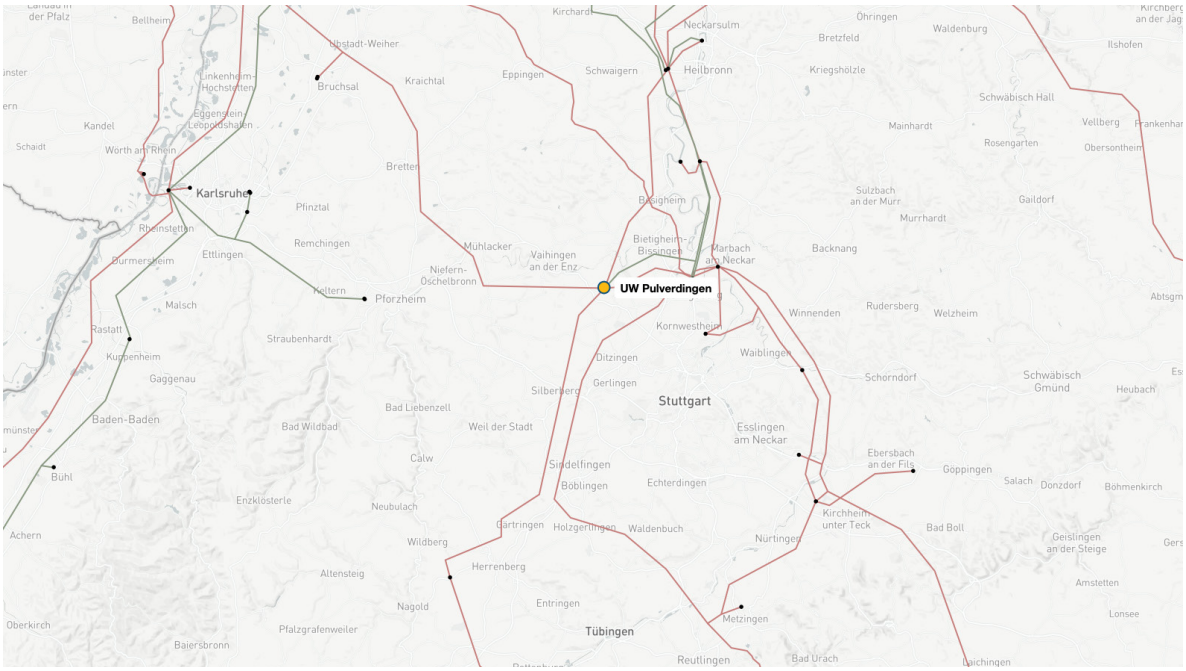
Das Projekt umfasst Leitungsmaßnahmen zur Erhöhung der Übertragungskapazität sowie Punktmaßnahmen zur Verstärkung der Schaltanlagen im Bereich der Schwäbischen Alb.

Im NEP2030 (2019) wurde nur die Maßnahme M366SA1 über den Neubau der Schaltanlage Pulverdingen von der Bundesnetzagentur bestätigt.

Maßnahmen	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
UW Pulverdingen	Anlage	BW	NVA	horizontal			2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Die 380-kV-Anlage Pulverdingen ist derzeit für einen Bemessungskurzzeitstrom im Kurzschlussfall von 50 kA/1s ausgelegt. Dies ist zukünftig nicht mehr ausreichend. Darüber hinaus muss auch die Stromtragfähigkeit der Betriebsmittel der Anlage erhöht werden. Sie ist zudem aufgrund zukünftiger Anforderungen, wie z. B. von den Projekten P350, P90 sowie von dem Anschluss des besonderen netztechnischen Betriebsmittels, zu erweitern. Die Vielzahl der zukünftigen Anforderungen bedingen daher einen Neubau der Anlage.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2035 (2021). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

TNG-P70: Netzausbau der 380-kV-Schaltanlage Birkenfeld und deren Anschluss an das 380-kV-Netz

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Grundlage: Planfeststellung eingeleitet

Nr. BBPlG 2021: 35

Beschreibung des geplanten Projekts

Die 380-kV-Schaltanlage Birkenfeld wird von der TransnetBW am Standort der bisherigen 220-kV-Anlage in GIS-Bauweise neu errichtet. Zur Einbindung in das bestehende 380-kV-Netz ist ein Leitungsneubau (M106) in neuer Trasse notwendig. Dieser geht jedoch weitgehend mit dem Rückbau vorhandener 110-kV-Trassen einher, die zukünftig auf der 380-kV-Trasse mitgeführt werden. Hinsichtlich des NOVA-Prinzips handelt es sich um einen Ausbau, der durch Mitführung von 110-kV-Stromkreisen auf 380-kV-Gestänge optimiert wird.

Maßnahmen	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
Birkenfeld – Mast 115A	Leitung	BW	NVA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse, Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau, Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung	11,5	14,2	2021, 2022	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz

Begründung des geplanten Projekts

Das Ziel des Projekts ist die Errichtung der 380-kV-Schaltanlage Birkenfeld sowie deren Einbindung in die bestehende 380-kV-Leitung Pulverdingen – Philippsburg.

Die Maßnahme ist im Bundesbedarfsplan (Vorhaben Nr. 35) seit 2013 enthalten und wurde im NEP 2019 bereits als Maßnahme des Startnetzes aufgenommen.

Mehr Informationen zu dem Projekt unter:
www.transnetbw.de/de/netzentwicklung/projekte/birkenfeld-pkt-oetisheim



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2035 (2021). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

TNG-P90: Blindleistungskompensationsanlagen TransnetBW

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW Grundlage: In Umsetzung befindlich

Beschreibung des geplanten Projekts

Die in diesem Projekt geplanten Anlagen dienen der Kompensation der Blindleistung zur Einhaltung der Spannungsgrenzen und Spannungsstabilität im Netzgebiet der TransnetBW. Ein vollständiges Bild der zu diesem Zweck benötigen Anlagen im Netzgebiet der TransnetBW ergibt sich in Kombination mit den noch im Zubaunetz befindlichen Anlagen, welche in P90 dargestellt sind.

Standort	Stationäres Kompensationsmittel	Größe in Mvar	anvisierte Inbetriebnahme
Daxlanden	Spule	250	2028
Eichstetten	Spule	250	2024
Goldshöfe	Spule	250	2020
Mühlhausen	Spule	250	2020
Obermooweiler	Spule	250	2021
Pulverdingen	Spule	250	2023
Weier	Spule	250	2021
Weinheim	Spule	250	2025

Begründung des geplanten Projekts

Der Bedarf an stationärer Blindleistungskompensation ergibt sich durch über- oder unternatürliche Belastung der Leitungen. Eine übernatürliche Belastung entsteht bei hoher Auslastung der Leitungen, wie einem hohen Transport von Windenergie aus Norddeutschland oder hohem Export in den Alpenraum. In diesem Fall ist die Aufrechterhaltung der Spannung durch Kompensation der induktiven Blindleistung mittels Kondensatoren notwendig.

Bei geringerer Auslastung des Netzes, wie einem Schwachlasttag mit hoher PV-Einspeisung wird die kapazitive Blindleistung durch Spulen kompensiert.

Der steigende Kompensationsbedarf wird durch folgende Entwicklungen verstärkt:

- Fortschreitende Energiewende mit Wechsel aus höherem Transportbedarf einerseits und geringerer Netzauslastung andererseits durch höhere Einspeisung aus unterlagerten Netzen
- Geringere Blindleistungsbereitstellung durch konventionelle Kraftwerke aufgrund deren Wegfalls
- Höherauslastung der Transportnetze durch z. B. witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb

Im Gegensatz zur Wirkleistung kann Blindleistung nicht transportiert werden, sondern muss dort kompensiert werden, wo sie benötigt wird.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2035 (2021). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

TNG-P350: Lastflusssteuernde Maßnahme Pulverdingen

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Grundlage: In Umsetzung befindlich

Beschreibung des geplanten Projekts

Im Rahmen des Projekts werden in der Schaltanlage Pulverdingen Querregeltransformatoren (M561) zur Netzoptimierung errichtet und die Schaltanlage Pulverdingen entsprechend erweitert.

Maßnahmen	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
PST Pulverdingen	Anlage	BW	NO	horizontal			2024	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Die Querregeltransformatoren steuern die Leistungsflüsse in der Region. Dies verhindert als Ad-Hoc-Maßnahme kurzfristig Überlastungen auf nahen, parallel verlaufenden Leitungen. Die Steuerung verhindert als Ad-Hoc-Maßnahme kurzfristig den kostenintensiven Einsatz von Redispatch. Mittel- und langfristig können sie den ansonsten erforderlichen Bedarf an Netzverstärkungs- oder -ausbaumaßnahmen reduzieren.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2035 (2021). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

DC1: HGÜ-Verbindung von Niedersachsen nach Nordrhein-Westfalen (A-Nord)

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion
Nr. TYNDP 2020: 132

Grundlage: Planfeststellung eingeleitet
Nr. BBPlG 2021: 1

Beschreibung des geplanten Projekts

Das netztechnische Ziel des Projekts ist eine Erhöhung der großräumigen Übertragungskapazität aus dem Nordwesten Niedersachsens in das Rheinland. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- DC1: HGÜ-Verbindung Emden/Ost – Osterath (A-Nord)
  Diese HGÜ-Verbindung hat eine Übertragungsleistung von 2 GW. Bei dem Projekt handelt es sich um ein Netzausbauprojekt zur verlustarmen Übertragung hoher Leistungen über große Entfernungen (Netzausbau). Die Verbindung ist bundeslandübergreifend im Sinne des NABEG.

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

Maßnahmen	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
Emden/Ost – Osterath	Leitung	NI, NW	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	300		2025, 2027	3: vor oder im PFV / Genehmigung nach BImSchG

Begründung des geplanten Projekts

Norddeutschland ist charakterisiert durch eine Vielzahl von regenerativen Onshore- und Offshore-Energiequellen. Die Erzeugung übersteigt bei hoher regenerativer Einspeisung den Bedarf der norddeutschen Lasten. Das nördliche Rheinland ist als erzeugungsstarke Region durch konventionelle Erzeugungskapazitäten gekennzeichnet. Weiterhin ist auch die Nähe zu den Lastschwerpunkten im Ruhrgebiet gegeben.

Der absehbare massive Zubau an Offshore-Windleistung in der Nordsee erfordert einen Netzausbau zur Abführung des Leistungsüberschusses aus dem nordwestlichen Niedersachsen. Ohne die Errichtung und Betriebsbereitschaft der HGÜ-Verbindung bestünden Netzengpässe im angrenzenden 380/220-kV-Netz. Dies hätte zur Folge, dass der vorrangig zu integrierende Strom aus erneuerbaren Energien zum Teil erheblichen Einspeiseeinschränkungen unterworfen wäre. Der weitere Ausbau regenerativer Energieerzeugung im Nordwesten Deutschlands würde zudem behindert. Mit der HGÜ-Verbindung Emden/Ost – Osterath wird die Kapazität des Übertragungsnetzes aus Norddeutschland zu den Lastschwerpunkten im nördlichen Rheinland sowie im Ruhrgebiet wesentlich erhöht. Emden/Ost ist im Offshore-Netzentwicklungsplan als Netzverknüpfungspunkt für eine Offshore-Windenergieleistung von voraussichtlich 2,7 GW vorgesehen.

Darüber hinaus besteht durch das HGÜ-Projekt DC2 die Möglichkeit des Weitertransports direkt in die Bedarfsregionen Süddeutschlands, wobei in Osterath der durch DC2 benötigte Konverter auch für die Gesamtverbindung DC1 / DC2 genutzt werden kann. Mit der Verbindung DC1 wird das gemeinsame deutsche Marktgebiet durch gezielten Energietransport gestärkt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2035 (2021). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

DC2: HGÜ-Verbindung von Nordrhein-Westfalen nach Baden-Württemberg (Ultranet)

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion, TransnetBW
Nr. TYNDP 2020: 254

Grundlage: Planfeststellung eingeleitet
Nr. BBPlG 2021: 2
Nr. PCI: 2.9

Beschreibung des geplanten Projekts

Das netztechnische Ziel des Projekts ist eine Erhöhung der großräumigen Übertragungskapazität aus Nordrhein-Westfalen in den Nordwesten Baden-Württembergs. Es stellt einen eigenständigen Teilabschnitt für eine großräumige Übertragungsverbindung von der Nordseeküste nach Baden-Württemberg dar (s. auch DC1). Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- DC2: HGÜ-Verbindung Osterath – Philippsburg (Ultranet)
  Diese HGÜ-Verbindung hat eine Übertragungsleistung von 2 GW (Netzverstärkung). Sie soll auf einer bestehenden Trasse durch Umstellung von AC- auf DC-Technologie realisiert werden. Im Zuge der Maßnahme muss in Rheinau die Versorgung des unterlagerten Verteilnetzes aus dem Übertragungsnetz von 220 kV auf 380 kV umgestellt werden, weil hier das bestehende 220-kV-Netz für die Realisierung des HGÜ-Stromkreises aufgegeben werden muss. Hierzu ist der Neubau einer 380-kV-Schaltanlage mit 380/110-kV-Transformatoren in Rheinau notwendig. Die HGÜ-Verbindung wird weitestgehend auf bestehenden AC-Leitungen realisiert, abschnittsweise werden neue Masten benötigt. Am Anfang- und Endpunkt der HGÜ-Verbindung Osterath – Philippsburg wird jeweils ein Konverter zum Leistungsaustausch mit dem AC-Netz benötigt.

Maßnahmen	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
Osterath – Philippsburg (Ultranet), Abschnitte Amprion	Leitung	NW, HE, BW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau, Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung		340	2023/ 2024, 2026	3: Vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz

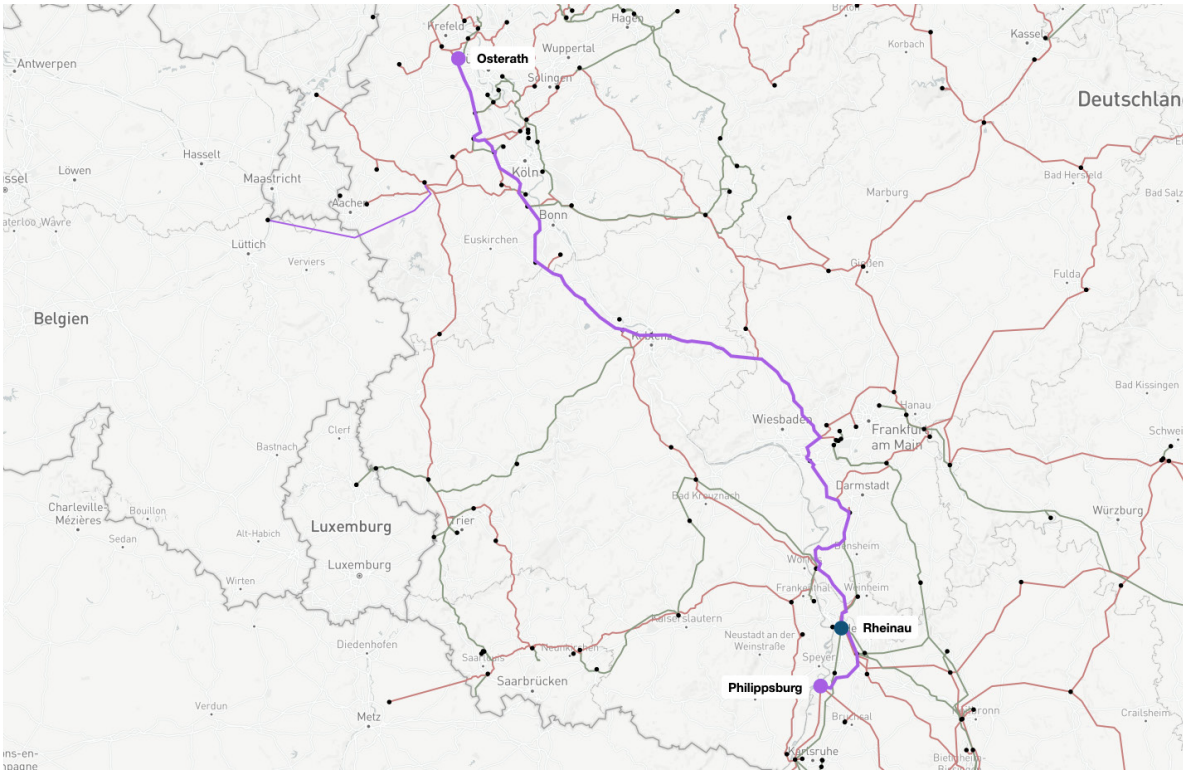
Begründung des geplanten Projekts

Süddeutschland ist, insbesondere in Folge des Kernenergieausstiegs, zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit auf Energietransporte aus anderen Regionen angewiesen. Hierfür müssen über den regionalen Lastbedarf hinausgehende, gesichert verfügbare Erzeugungskapazitäten in Anspruch genommen werden. Gleichzeitig schreitet der Ausbau der erneuerbaren Energien (vor allem Photovoltaik, aber auch Windenergie) in Baden-Württemberg weiter voran. Das nördliche Rheinland ist heute noch durch große konventionelle Erzeugungskapazitäten gekennzeichnet, im Rahmen der Energiewende werden diese sinken und NRW mit dem Lastschwerpunkt Ruhrgebiet zu einem Nettoenergieimporteur.

Zur Wahrung der Versorgungssicherheit in den Ballungsräumen in Südwestdeutschland wird zusätzliche Transportkapazität aus der Mitte Deutschlands benötigt, die u. A. durch dieses Projekt realisiert wird. Darüber hinaus erfordert der absehbare massive Zubau an Offshore-Windleistung in der Nordsee einen Netzausbau zur Abführung des Leistungsüberschusses aus dem nordwestlichen Niedersachsen, welcher durch die Erweiterung in Richtung Nordseeküste realisiert wird (s. DC1).

Mit der HGÜ-Verbindung Osterath – Philippsburg wird die Kapazität des Übertragungsnetzes wesentlich erhöht und die vorgenannte Anforderung (Gewährleistung der Versorgungssicherheit Süddeutschlands aus gesichert verfügbaren Erzeugungskapazitäten und Übertragung des Leistungsüberschusses aus erneuerbaren Energiequellen in Norddeutschland) erfüllt.

Im Zusammenhang mit dem Projekt DC1 transportiert die geplante HGÜ-Verbindung den aus regenerativen Energiequellen in Norddeutschland erzeugten Strom in die Bedarfsregionen Süddeutschlands. Sie stärkt das gemeinsame deutsche Marktgebiet durch gezielten Energietransport. In einigen Jahren ist zeitweilig in Abhängigkeit des Dargebots auch mit Phasen einer Überdeckung des Lastbedarfs im Süden alleine aus erneuerbaren Energien zu rechnen. In diesen Zeiten des Leistungsüberschusses an erneuerbaren Energie, z. B. aus Photovoltaik, ist es mit DC2 auch möglich, Leistung vom Süden in den Norden zu transportieren.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2035 (2021). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

DC3/DC4: HGÜ-Verbindungen von Schleswig-Holstein nach Baden-Württemberg und Bayern (SuedLink)

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT, TransnetBW

Nr. TYNDP 2020: 235

Grundlage: Planfeststellung eingeleitet

Nr. BBPlG 2021: 3, 4

Nr. PCI: 2.1

Beschreibung des geplanten Projekts

Das netztechnische Ziel dieser beiden Projekte ist eine Erhöhung der großräumigen Übertragungskapazität aus Schleswig-Holstein nach Baden-Württemberg und Bayern. Sie enthalten die folgenden Maßnahmen:

- DC3: Brunsbüttel nach Großgartach (SuedLink)
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Bau einer HGÜ-Verbindung mit einer Nennleistung von 2 GW in VSC-Technik von Brunsbüttel nach Großgartach, Ortsteil der Gemeinde Leingarten, vorgesehen.
- DC4: Wilster/West nach Bergrheinfeld/West (SuedLink)
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Bau einer HGÜ-Verbindung mit einer Nennleistung von 2 GW in VSC-Technik von Wilster/West nach Bergrheinfeld/West vorgesehen.

Die Verbindungen DC3 und DC4 werden nach Planung der ÜNB in weiten Teilen gemeinsam als paralleles Erdkabel auf einer Stammstrecke realisiert. Bei den genannten Projekten handelt es sich um eine steuerbare, verlustarme Übertragung hoher Leistungen über große Entfernungen. Beide Verbindungen sind länderübergreifend im Sinne des NABEG.

Für beide Projekte gilt ein Vorrang der Erdverkabelung nach § 3 Bundesbedarfsplangesetz.

Die Maßnahmen DC3 und DC4 befinden sich bereits weitgehend in der Planfeststellung. Daher wurden beide Projekte vollständig in das Startnetz überführt.

Weitere Informationen zu den Projekten sind verfügbar unter:
www.tennet.eu/de/unser-netz/onshore-projekte-deutschland/suedlink/
www.transnetbw.de/suedlink

Die Längenangabe in der nachfolgenden Tabelle bildet den durch die Bundesnetzagentur verbindlich festgelegten Korridor aus der Entscheidung zur Bundesfachplanung nach § 12 NABEG ab. Die Länge des Korridors am Ende der Planfeststellung kann hiervon abweichen.

Maßnahmen	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
Brunsbüttel – Großgartach (SuedLink)	Leitung	SH, NI, HE, TH, BY, BW	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	689		2026, 2028	3: Vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz
Wilster/West – Bergrheinfeld/West (SuedLink)	Leitung	SH, NI, HE, TH, BY	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	538		2026, 2028	3: Vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz

Begründung des geplanten Projekts

Durch die Verbindung der küstennahen Regionen in Schleswig-Holstein mit den Verbrauchszentren in Süddeutschland wird die Versorgungssicherheit erhöht. Dies erfolgt, indem sowohl Nord-Süd- als auch Süd-Nord-Leistungsflüsse ermöglicht werden, ohne das bestehende AC-Netz unzulässig zu belasten. Zusätzlich dienen die HGÜ-Verbindungen als Zu- und Ableitung der zu transportierenden Leistung für den Austausch mit Norwegen.

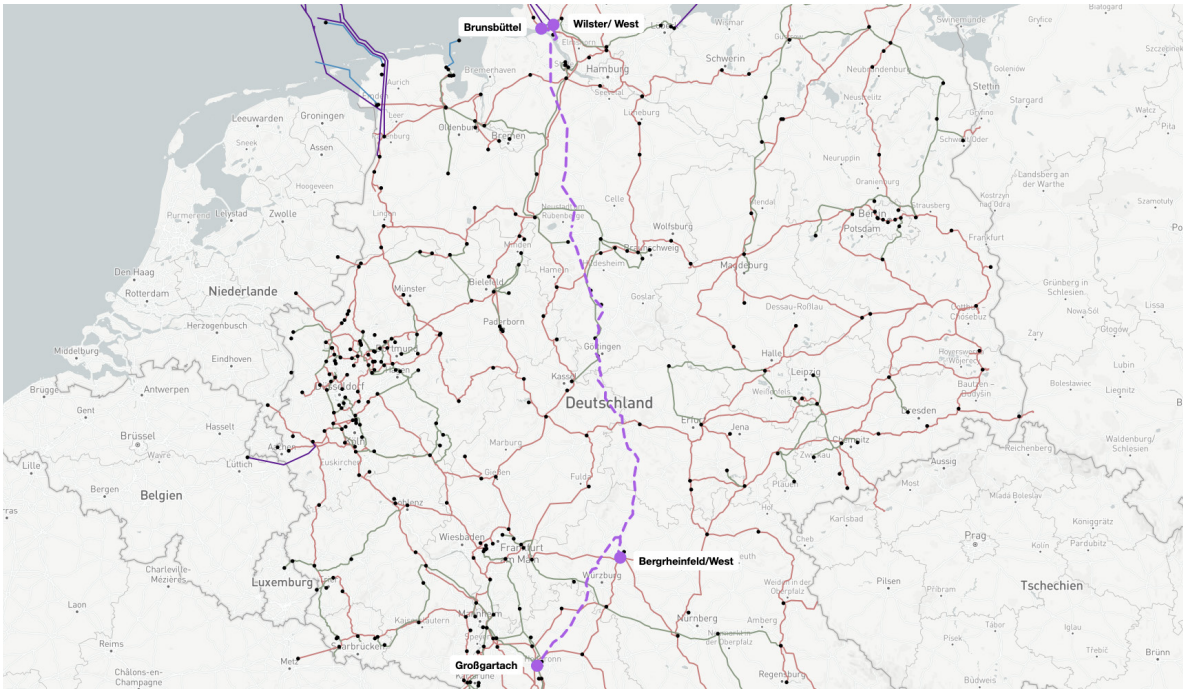
Mit den HGÜ-Verbindungen von Schleswig-Holstein nach Baden-Württemberg und Bayern wird die Kapazität des Übertragungsnetzes zwischen den betreffenden Regionen wesentlich erhöht und die Energie großräumig und verlustarm nach Süden transportiert.

Die geplanten HGÜ-Verbindungen sind eine wesentliche netztechnische Voraussetzung für die Übertragung der erwarteten Leistungszubauten von Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen zu den Verbrauchszentren in Baden-Württemberg und Bayern. Darüber hinaus schaffen die HGÜ-Verbindungen, neben der Erhöhung der Versorgungssicherheit, die Voraussetzung zu einem freizügigen Energieaustausch mit Skandinavien.

Die HGÜ-Verbindungen ermöglichen Einspeise- und Abgabepunkte sowohl in Norddeutschland als auch in Süddeutschland. In einigen Jahren ist zeitweilig in Abhängigkeit des Dargebots auch mit Phasen einer Überdeckung des Lastbedarfs im Süden alleine aus erneuerbaren Energien zu rechnen. In diesen Zeiten des Leistungsüberschusses an erneuerbaren Energien z. B. aus Photovoltaik ist es möglich auch Leistungen in den Norden zu transportieren.

Insbesondere bei weiträumigem Energietransport reduziert der Einsatz der DC-Technologie den Blindleistungsbedarf erheblich. Dazu stellen die HGÜ-Konverter zusätzlich Blindleistung für das AC-Netz bereit. Hierdurch trägt das Projekt DC3 zur Einhaltung der AC-Spannungsbänder bei und leistet damit einen wichtigen Beitrag zur Spannungsstabilität im AC-Netz.

Die Projekte DC3 und DC4 wurden im NEP 2012, im NEP 2013, im NEP 2014, im NEP 2030 (2017) sowie im NEP 2030 (2019) von der Bundesnetzagentur bestätigt und sind Bestandteil des Bundesbedarfsplans (Vorhaben Nr. 3 und 4). Die HGÜ-Verbindungen DC3 und DC4 werden von der Europäischen Kommission als innerdeutsches Vorhaben von gemeinsamem Interesse (Projects of Common Interest – PCI) unter der Nummer 2.10 in der PCI-Liste der Europäischen Union geführt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2035 (2021). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

DC5: HGÜ-Verbindung Wolmirstedt – Isar (SuedOstLink)

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz, TenneT
Nr. TYNDP 2020: 130

Grundlage: Planfeststellung eingeleitet
Nr. BBPlG 2021: 5
Nr. PCI: 3.12

Beschreibung des geplanten Projekts

Die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-Verbindung (HGÜ-Verbindung) DC5 verbindet die Regionen hoher Einspeisung erneuerbarer Energien in Nordostdeutschland, die Lastschwerpunkte im Süden Deutschlands und die heutigen und zukünftigen Speicher in der Alpenregion. Das Projekt hat in der öffentlichen Kommunikation den Titel SuedOstLink und enthält die folgende Maßnahme:

- DC5: Wolmirstedt – Isar
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Bau einer HGÜ-Verbindung mit einer Nennleistung von 2 GW von Wolmirstedt bei Magdeburg in Sachsen-Anhalt nach Isar in Bayern vorgesehen.

Bei dem Projekt handelt es sich um eine steuerbare, verlustarme Übertragung hoher Leistungen über große Entfernungen. Die Verbindung ist länderübergreifend im Sinne des NABEG. Für das Projekt gilt ein Vorrang der Erdverkabelung nach § 3 Bundesbedarfsplangesetz.

Das Projekt steht im Zusammenhang mit dem Projekt DC20, das als Vorhaben 5a des BBP 2021 enthalten ist. Zwischen dem Landkreis Börde im Raum Magdeburg sowie Isar ist nach den Planungen der ÜNB eine parallele Führung beider Projekte auf einer gemeinsamen Stammstrecke geplant.

Weitere Informationen zum Projekt sind verfügbar unter:
www.50hertz.com/de/Netz/Netzentwicklung/ProjekteanLand/SuedOstLink
www.tennet.eu/de/unser-netz/onshore-projekte-deutschland/suedostlink/

Die Längenangabe in der nachfolgenden Tabelle ist dem BBPlG-Monitoring Stand Quartal 3/2020 entnommen und bildet den durch die Bundesnetzagentur verbindlich festgelegten Korridor aus der Entscheidung zur Bundesfachplanung nach § 12 NABEG ab. Die Länge des Korridors am Ende der Planfeststellung kann hiervon abweichen.

Maßnahmen	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
Wolmirstedt – Isar	Leitung	ST, TH, SN, BY	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	539		2025, 2027	3: Vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

DC5 verbindet die nordöstliche Region Deutschlands, die mit über 60 % schon heute den deutschlandweit höchsten Erzeugungsanteil erneuerbarer Energien am Endverbrauch aufweist, mit Süddeutschland.

In Nordostdeutschland wachsen die Einspeisungen aus erneuerbaren Energien, insbesondere von Offshore- und Onshore-Wind- sowie Photovoltaik-Leistung stetig an. Demgegenüber steht in der Region ein stagnierender oder sogar rückläufiger Verbrauch, der heute schon häufig und künftig noch stärker unterhalb der eingespeisten Energiemengen liegt. Der Ausbau erneuerbarer Energien geht aufgrund der günstigen regionalen Bedingungen in Nordostdeutschland weiter voran.

Im Süden Deutschlands entsteht hingegen durch die Abschaltung der letzten Kernkraftwerke in 2022 sowie durch den gesetzlich beschlossenen Ausstieg aus der Kohleverstromung bis spätestens 2038 eine systematische Unterdeckung des Versorgungsbedarfs in den Folgejahren. Bayern, Baden-Württemberg und Hessen müssen demzufolge in 2035 rund 40 % ihres Jahresenergieverbrauchs importieren.

Gaskraftwerke und der dezentrale Ausbau erneuerbarer Energien ersetzen die Energieproduktion der stillgelegten Kernkraftwerke in Zukunft nicht vollständig. Süddeutschland ist daher zur Deckung des Strombedarfs und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit auf Energietransporte aus anderen Regionen angewiesen. DC5 erschließt die erneuerbaren Energien im Nordosten für die Lastregionen in Süddeutschland und dient gleichzeitig der Deckung der Höchstlast und damit der Versorgungssicherheit in Bayern.

Die HGÜ-Verbindung versorgt das süddeutsche Netz bei mittlerer und starker Windeinspeisung im Nordosten durch direkten Energietransport aus Regionen mit regenerativer Erzeugung. Sie stellt gleichzeitig die Verbindung zu den alpinen Speichern in Österreich her und leistet somit einen essenziellen Beitrag zur Energiewende.

Die HGÜ-Verbindung DC5 wird im Abschnitt Wolmirstedt – Isar weitgehend als Erdkabel geplant. Es wurden Freileitungsprüfverlangen nach §3 Abs. 3 BBPlG geltend gemacht.

Netzplanerische Begründung

Ohne die Errichtung der HGÜ-Verbindung würden zunehmend Netzengpässe in Nordost- und Süddeutschland entstehen. Dies hätte zur Folge, dass Offshore- bzw. Onshore-Windenergie- und Photovoltaik-Anlagen in diesen Regionen erheblichen Einspeiseeinschränkungen unterworfen wären. Durch den Einsatz der HGÜ-Verbindung wird mit dem Netzkonzept die Integration weiterer erneuerbarer Energien ermöglicht und gleichzeitig ein umfangreicher Ausbau des AC-Netzes in den betroffenen Regionen vermieden.

Insbesondere bei weiträumigem Energietransport reduziert der Einsatz der HGÜ-Verbindung den Blindleistungsbedarf erheblich. Dazu stellen die HGÜ-Konverter zusätzlich Blindleistung für das AC-Netz bereit. Hierdurch trägt das Projekt DC5 zur Einhaltung der AC-Spannungsbänder bei und leistet damit einen wichtigen Beitrag zur Spannungsstabilität im AC-Netz. In Wechselwirkung mit den geplanten Verstärkungen der Interkonnektoren an der deutsch-österreichischen Grenze trägt das Projekt zur Stärkung der Verbindung zwischen den Standorten der Windenergieanlagen, der Photovoltaik und der alpinen Speicher bei.

Aktuell werden für den Transport von Windenergie nach Bayern ausländische Netze in Anspruch genommen. Bei hohen Einspeiseleistungen aus Windenergieanlagen treten, trotz Einsatz von Querregeltransformatoren (PST) an den Grenzen Deutschlands zu Polen und Tschechien, weiterhin ungeplante Leistungsflüsse von Nordostdeutschland über das polnische und tschechische Netz (teilweise auch über Österreich) nach Bayern auf. Das Projekt DC5 beseitigt diese weitgehend, insbesondere im Zusammenspiel mit den o. g. PST, die gemeinsam mit PSE und ČEPS bereits heute an der deutsch-polnischen und deutsch-tschechischen Grenze zur Steuerung der Leistungsflüsse eingesetzt werden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Trotz der bereits erfolgten Verstärkung von AC-Leitungen in Deutschland sind weiterhin Maßnahmen notwendig, um ein engpassfreies Netz zu erzielen. Die HGÜ-Verbindung stellt die nachhaltigste Lösung dar.

Mit anderen Maßnahmen, insbesondere Netzoptimierungen oder Netzverstärkungen bzw. Netzausbau im vorhandenen AC-Netz, kann der mit dem Vorhaben verfolgte Zweck technisch nicht sinnvoll erreicht werden. Die Potenziale der AC-Netzverstärkungen sind bereits weitestgehend ausgeschöpft.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Als Netzverknüpfungspunkte einer HGÜ-Verbindung kommen nur elektrisch stark in das Netz eingebundene Standorte in Frage. Die Standorte der Netzverknüpfungspunkte orientieren sich daher an heutigen Netzschwerpunkten mit starker Anbindung an die regionalen Versorgungsstrukturen, um die regenerativ erzeugte Energie der HGÜ-Verbindung zuzuführen bzw. wieder in das AC-Netz abzugeben. Gleichzeitig muss die HGÜ-Verbindung zwischen den Punkten eine entlastende Wirkung auf AC-Leitungen auf der Transportachse haben. Auf diese Art wird der zusätzliche AC-Netzausbau zur Integration der HGÜ-Verbindung minimiert.

Vor diesem Hintergrund wurden die Standorte Wolmirstedt und Isar zum Anschluss der HGÜ-Verbindung ermittelt. Der Standort Wolmirstedt ist hierbei ein geeigneter Standort hinsichtlich der netztechnischen Wirksamkeit in Richtung Norden und Südosten (Vermeidung von (n-1)-Verletzungen und Verminderung von Netzausbau) sowie der Reduzierung von Leistungsflüssen nach Polen und Tschechien. Der Standort liegt zudem zentral in einer Region mit stark ausgeprägter Einspeisung von Windenergie und ist bereits mit sechs 380-kV-AC-Doppelleitungen eingebunden.

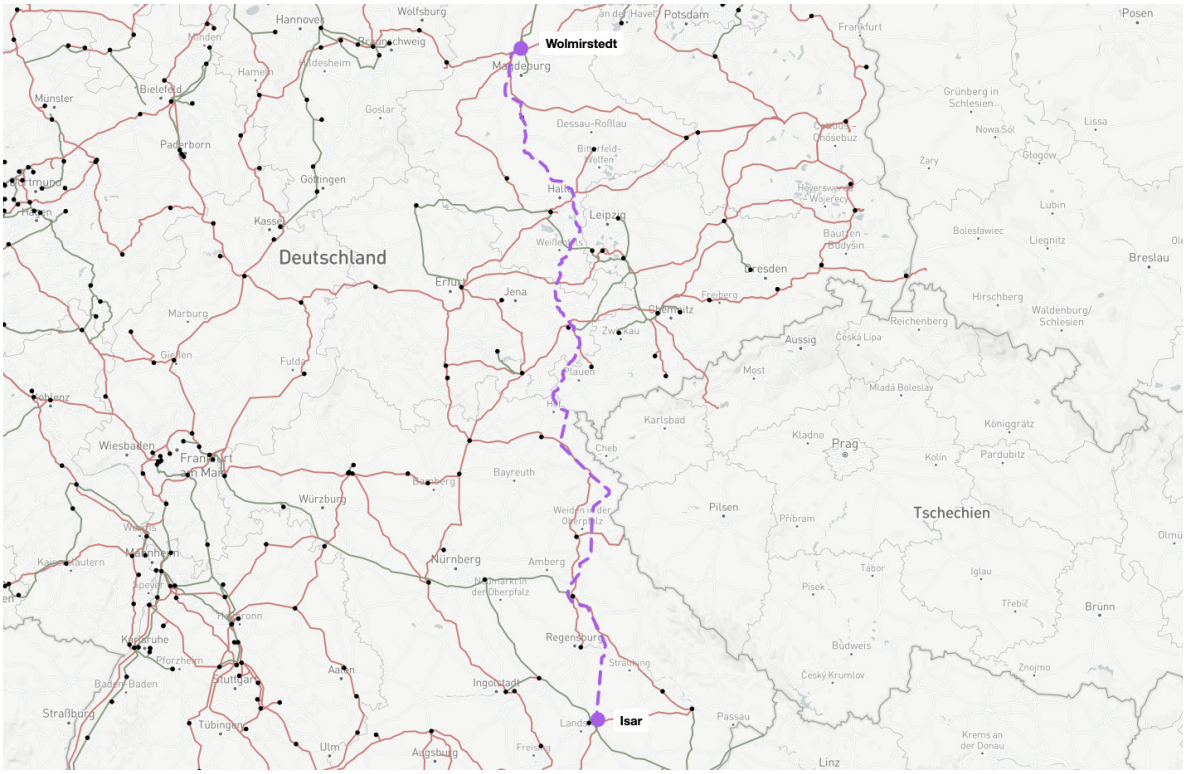
Der Anschlusspunkt Isar ist der Einspeisepunkt des heutigen Kernkraftwerks Isar. Der Stromtransport erfolgt somit gezielt in eine Netzregion, die bisher durch Kernkraftwerke versorgt wurde. Der Anschlusspunkt Isar ist daher zum Anschluss der HGÜ-Verbindung grundsätzlich netztechnisch geeignet, erfordert jedoch eine zusätzliche Netzverstärkung zwischen Oberbachern und Ottenhofen (siehe P222) und ist darüber hinaus unmittelbar mit den Grenzkuppelstellen nach Österreich verbunden, um die alpinen Speicher flexibel zur Nutzung von bzw. im Zusammenspiel mit Windenergie und Photovoltaik einzusetzen.

Für die HGÜ-Verbindung wurden alternative Standorte untersucht: Als relevante Alternative kann die Verbindung von Lauchstädt nach Meitingen gesehen werden, die bereits im NEP 2012, NEP 2013 und NEP 2014 Ergebnis der Planungen war. Das Ergebnis des zweiten Entwurfs des NEP 2014 war die HGÜ-Verbindung mit den Netzverknüpfungspunkten Wolmirstedt und Gundremmingen/Gundelfingen. Unter Berücksichtigung der veränderten Rahmenbedingungen durch die EEG-Novelle ergeben sich im Vergleich zu den Vorjahren höhere Einspeisungen aus erneuerbaren Energien in Nordostdeutschland. Aufgrund dessen ist eine Verlagerung des Standorts von Lauchstädt nach Wolmirstedt effektiv.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Die HGÜ-Verbindung DC5 wurde im NEP 2012, im NEP 2013, im NEP 2014 sowie im NEP 2030 (2017) und im NEP 2030 (2019) von der Bundesnetzagentur bestätigt und ist als Vorhaben Nr. 5 im Bundesbedarfsplan enthalten.

Das Projekt wird von der Europäischen Kommission als Vorhaben von gemeinsamem Interesse (Projects of Common Interest – PCI) unter der Nummer 3.12 der PCI-Liste der Europäischen Union geführt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2035 (2021). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

DC1a: Ausnutzung inhärenter Reserven der HGÜ-Verbindung von Niedersachsen nach Nordrhein-Westfalen (A-Nord)

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion Nr. BBPlG 2021: 1

Nr. TYNDP 2020: 132

Beschreibung des geplanten Projekts

Das netztechnische Ziel des Projekts ist die engpassminimierende Nutzung der Leistungsreserven, die sich aus der technischen Spezifizierung des Projekts DC1 ergeben. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- DC1a: Ausnutzung inhärenter Reserven der HGÜ-Verbindung Emden/Ost – Osterath (A-Nord)
  Durch die Ausnutzung inhärenter Reserven kann bei dieser HGÜ-Verbindung eine Übertragungsleistung von 2,4 GW zum Zwecke der Engpassbewirtschaftung genutzt werden.

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040			
DC1a	Leitung	NI, NW	NO	Optimierung		300	x	x	x	x	2025, 2027	3: Vor oder im Planfeststellungsverfahren/ Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz	✓

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Norddeutschland ist charakterisiert durch eine Vielzahl von regenerativen Onshore- und Offshore-Energiequellen. Die Erzeugung übersteigt bei hoher regenerativer Einspeisung den Bedarf der norddeutschen Lasten. Das nördliche Rheinland ist als erzeugungsstarke Region durch konventionelle Erzeugungskapazitäten gekennzeichnet. Weiterhin ist auch die Nähe zu den Lastschwerpunkten im Ruhrgebiet gegeben.

Der absehbare massive Zubau an Offshore-Windleistung in der Nordsee erfordert einen Netzausbau zur Abführung des Leistungsüberschusses aus dem nordwestlichen Niedersachsen. Die Errichtung der HGÜ-Verbindung DC01 von Emden nach Osterath wird einen Teil der regenerativ erzeugten Energie des Nordens zu den Lastzentren abtransportieren.

Die besonderen technischen Eigenschaften des Multiterminal-Projekts Ultranet/A-Nord bieten inhärente Reserven, die im Rahmen der langfristigen Netzplanung genutzt werden können. Aus diesem Grund wird für A-Nord unter gewissen Randbedingungen eine höhere Übertragungsleistung im Vergleich zu den weiteren in Deutschland geplanten HGÜ-Verbindungen berücksichtigt.

Im Rahmen des NEP wird die Nutzung der Leistungsreserven zur Engpassminimierung als zulässig erachtet, da die bedarfsdimensionierenden Netznutzungsfälle die Randbedingungen erfüllen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

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

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

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

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2035 (2021) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.

Das Projekt wurde in dem Ergebnisnetz der Szenarien A 2035, B 2035 , C 2035 und B 2040 als erforderlich angenommen.

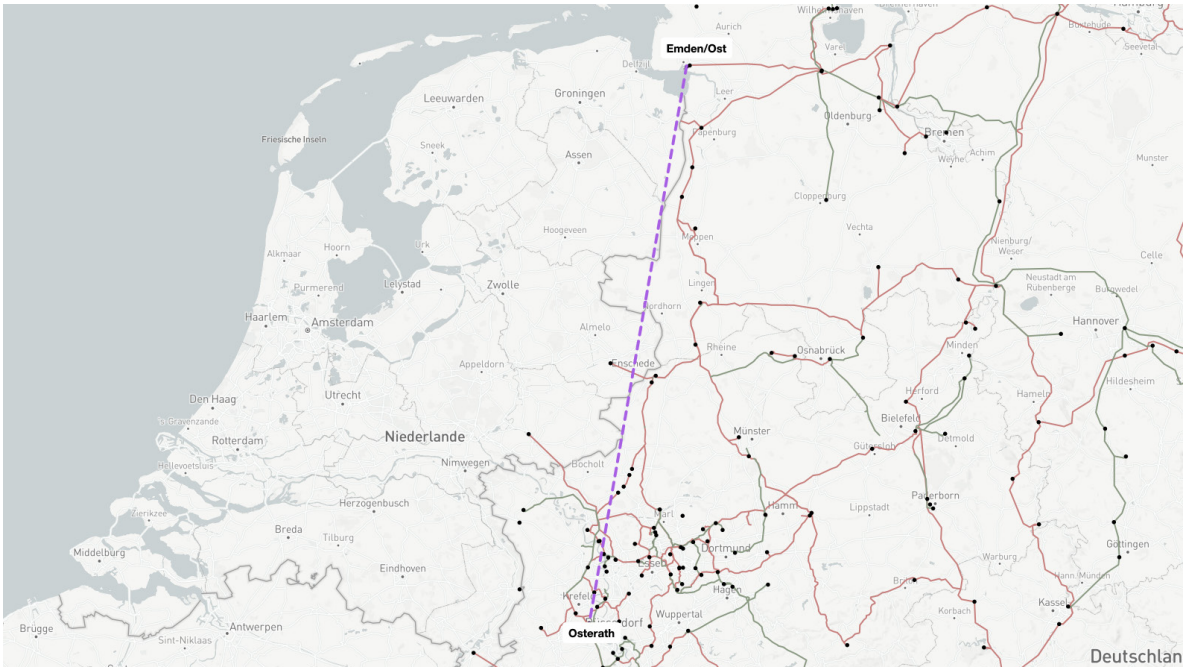
Prüfung nach NOVA

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Trotz der bereits erfolgten Verstärkung von AC-Leitungen in Deutschland sind weiterhin Maßnahmen notwendig, um ein engpassfreies Netz zu erzielen. Da die bestehende Netzinfrastruktur der Region weitgehend verstärkt ist, erfolgt ein Ausbau in neuer Trasse.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt DC1a wurde im NEP 2035 (2021) erstmalig identifiziert und von der BNetzA bestätigt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

DC20: HGÜ-Verbindung Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin – Landkreis Börde – Isar[1]

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz, TenneT Nr. BBPlG 2021: 5a

Beschreibung des geplanten Projekts

Die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-Verbindung (HGÜ-Verbindung) DC20 vom Suchraum der Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin in Mecklenburg-Vorpommern nach Isar in Bayern soll Standorte mit hohen Einspeisungen aus Windenergie und Photovoltaik in Nordostdeutschland mit den Lastschwerpunkten im Süden Deutschlands verbinden. Das Projekt enthält die folgenden Maßnahmen:

- DC20: Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin – Isar
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Bau einer HGÜ-Verbindung vom Suchraum der Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin in Mecklenburg-Vorpommern nach Isar in Bayern mit einer Bemessungsleistung von 2 GW vorgesehen. Die Maßnahme gliedert sich in zwei Bestandteile: Suchraum der Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin bis Landkreis Börde (Neubau) und Landkreis Börde bis Isar (Netzverstärkung). Im Suchraum der Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin und Isar sind je eine DC-Konverterstation mit einer Kapazität von 2 GW zu errichten (Netzausbau).

  Der südliche Teil der DC20 zwischen Landkreis Börde und Isar soll möglichst in Bündelung mit dem Projekt DC5 umgesetzt werden.

  Das für den Netzanschluss der HGÜ-Verbindung DC20 geplante Umspannwerk im Suchraum der Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin ist mit einer Doppeleinschleifung in die bestehende 380-kV-Freileitung Güstrow –Wessin – Görries – Krümmel einzubinden.

Die HGÜ-Verbindung DC20 entspricht dem gestiegenen Nord-Süd-Transportbedarf. Der steigende Übertragungsbedarf ist insbesondere durch den weiteren Ausbau von Erneuerbare-Energien-Anlagen entlang des Ausbaupfads des novellierten Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) getrieben. Seit dem NEP 2022 (2012) zeigt sich immer wieder der Bedarf für weitere 2 GW Transportkapazität zwischen Mecklenburg-Vorpommern und Bayern.

Für das Projekt gilt ein Vorrang der Erdverkabelung nach § 3 Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG), Freileitungsteilabschnitte sind als eng begrenzte Ausnahmen möglich. Für den Abschnitt Landkreis Börde – Isar ist gemäß der „G"-Kennzeichnung in der Anlage zu § 1 Abs. 1 BBPlG bei Zulassung des Vorhabens auf eine Bundesfachplanung zu verzichten.

Die Längenangabe in der nachfolgenden Tabelle ist dem BBPlG-Monitoring Stand Quartal 3/2020 entnommen und bildet für den Abschnitt Landkreis Börde – Isar den durch die Bundesnetzagentur verbindlich festgelegten DC5-Korridor aus der Entscheidung zur Bundesfachplanung nach § 12 NABEG ab. Das Vorhaben DC5 befindet sich mittlerweile in der Planfeststellung. Deshalb ist dieser Abschnitt von DC20 als Netzverstärkung (im Bestand des Projekts DC5) dargestellt. Die Gesamtlänge des Korridors von DC20 am Ende der Bundesfachplanung bzw. Planfeststellung kann hiervon abweichen.

1 Erweiterung des Netzverknüpfungspunkts „Suchraum Gemeinde Klein Rogahn" auf „Suchraum der Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin" entsprechend neuer Erkenntnisse und der Bestätigung der BNetzA vom 14.01.2022.

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040			
DC20	Leitung	MV, NI, BB, ST, SN, TH, BY	NVA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse, Errichtung einer Leitung: Parallelneubau	220	539	x	x	x	x	2030, 2032	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren, 3: Vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG	✓

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Erforderlichkeit des Projekts DC20 lässt sich insbesondere aus den beiden nachfolgenden Entwicklungen begründen:

- Das im Koalitionsvertrag der Regierungskoalition sowie mittlerweile im EEG verankerte Ziel, den Anteil erneuerbarer Energien bis zum Jahr 2030 auf 65 % zu steigern.
- Die mit dem „Clean energy for all Europeans package" einhergehenden Vorgaben auf europäischer Ebene für den grenzüberschreitenden Stromhandel, die zu einer Zunahme paneuropäischer Handelsflüsse führen werden.

Beide Entwicklungen führen zu einer höheren Auslastung des deutschen Übertragungsnetzes. Das Projekt DC20 schafft dazu neue Übertragungskapazitäten.

Die HGÜ-Verbindung von der neu zu errichtenden Anlage im Suchraum der Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin in Mecklenburg-Vorpommern nach Isar in Bayern soll Standorte mit hohen Einspeisungen aus Onshore- und Offshore-Windenergie in Nordostdeutschland mit den Lastschwerpunkten im Süden Deutschlands verbinden.

In Nord- und Mitteldeutschland wächst die Einspeisung aus erneuerbaren Energien, insbesondere von Onshore-Windleistung, stetig. Demgegenüber steht in der Region ein stagnierender oder sogar rückläufiger Verbrauch, der heute schon häufig unterhalb der eingespeisten Energiemengen liegt. Der Ausbau erneuerbarer Energien geht aufgrund der günstigen regionalen Bedingungen weiter voran. Dies betrifft insbesondere den Zuwachs der Onshore-Windleistung und Photovoltaik in Brandenburg, Sachsen-Anhalt und Thüringen sowie den Zubau an Onshore- und Offshore-Windleistung in Mecklenburg-Vorpommern.

Für das Szenario B 2035 des NEP 2035 (Version 2021) zeichnet sich für Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg und Sachsen-Anhalt zusammen eine Zunahme der Leistung aus Windenergieanlagen an Land auf 24,6 GW im Jahr 2035 ab. Bis zum Jahr 2040 ist darüber hinaus ein weiterer Zubau von Windenergieanlagen geplant. Ende 2019 waren etwa 15,7 GW installiert. In Summe wird für 2035 gegenüber Ende 2019 sogar eine Steigerung an installierter EE-Leistung über alle Energieträger von rund 26,6 GW auf 55 GW erwartet.

Im Süden Deutschlands entsteht hingegen durch die Abschaltung der letzten Kernkraftwerke im Jahr 2022 eine systematische Unterdeckung des Versorgungsbedarfs in den Folgejahren. Bayern, Baden-Württemberg und Hessen müssen im Jahr 2035 rund 40 % ihres Jahresenergieverbrauchs importieren. Dieser Importbedarf hat sich durch den politisch beschlossenen vollständigen Ausstieg aus der Kohleverstromung bis spätestens 2038 noch weiter gesteigert.

Gaskraftwerke und der dezentrale Ausbau erneuerbarer Energien ersetzen die Energieproduktion der stillgelegten Kernkraftwerke sowie der stillzulegenden Kohlekraftwerke in Zukunft nicht vollständig. Süddeutschland ist daher zur Deckung des Strombedarfs und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit auf Energietrans-

porte aus anderen Regionen angewiesen. DC20 erschließt die erneuerbaren Energien im Nordosten für die Lastregionen in Süddeutschland und dient gleichzeitig der Deckung der Höchstlast und damit der Versorgungssicherheit in Bayern. In Kombination mit dem Projekt DC31 Suchraum Heide – Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin ermöglicht DC20 darüber hinaus sogar die direkte Versorgung Süddeutschlands mit Onshore- und Offshore-Windenergie aus Schleswig-Holstein.

Die HGÜ-Verbindung versorgt das süddeutsche Netz bei mittlerer und starker Windeinspeisung im Nordosten durch direkten Energietransport aus Regionen mit regenerativer Erzeugung. Sie stellt gleichzeitig die Verbindung zu den alpinen Speichern in Österreich her und leistet somit einen essenziellen Beitrag zur Energiewende.

Die HGÜ-Verbindung DC20 wird im Abschnitt Landkreis Börde – Isar weitgehend als Erdkabel geplant. Im Sinne einer vorausschauenden Planung waren bereits im Zuge des Projekts DC5 Leerrohre für die zukünftige Erweiterung der HGÜ-Verbindung vorgesehen. Diese planerischen Vorarbeiten können nun von DC20 genutzt werden. So könnten im Planfeststellungsverfahren und insbesondere den folgenden Bauphasen Synergien geschaffen und die Eingriffe in Naturräume innerhalb weniger Jahre deutlich reduziert werden.

Die HGÜ-Verbindung DC20 ermöglicht einen Zugang zu möglichst kostengünstiger Energie durch einen vernetzten Energiebinnenmarkt. Als ein direkt steuerbares Element stützt sie dahingehend die Systemstabilität im Süden Deutschlands. Insbesondere bei mittlerer und starker Windeinspeisung im Nordosten wird das süddeutsche Netz durch den zielgerichteten Leistungstransport entscheidend gestützt.

Netzplanerische Begründung

Ohne die Errichtung dieser HGÜ-Verbindung bestünden zunehmend Netzengpässe zwischen Mecklenburg-Vorpommern, Mitteldeutschland und Bayern, was zu Einspeisemanagement erneuerbarer Energien und einer Erhöhung des Redispatchbedarfs führen würde.

Seit dem NEP 2022 (2012) zeigt sich in den Langfristszenarien immer wieder der Bedarf für zusätzliche Transportkapazität zwischen Mecklenburg-Vorpommern und Bayern, der im Zieljahr 2035 durch die HGÜ-Verbindung DC20 mit einer Bemessungsleistung von 2 GW möglichst in bestehender Trasse gedeckt werden könnte. Die HGÜ-Verbindung könnte weitestgehend in den Schutzstreifen bestehender AC-Freileitungen und DC-Kabeltrassen umgesetzt werden.

Im „Vorschlag für Lösung der Netzprobleme im Dreiländereck Bayern, Hessen und Thüringen“ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie sowie der Energieministerien der Länder Bayern, Hessen und Thüringen vom 05.06.2019 wurde unter anderem die Bundesnetzagentur mit der Prüfung beauftragt, ob auf das Projekt P44 verzichtet werden kann, wenn nicht nur das Vorhaben P43 (Ursprungsvariante), sondern auch bereits 2030 die von den Übertragungsnetzbetreibern im NEP 2030 (2019) für 2035 vorgesehene Erweiterung des SuedOstLink vom Suchraum der Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin nach Isar realisiert wird (DC20; SOL-Erweiterung).

Im Rahmen des daraufhin von der Bundesnetzagentur durchgeführten Variantenvergleichs der Vorhaben P44 (Netzverstärkung und -ausbau zwischen Altenfeld und Grafenrheinfeld) und DC20 (HGÜ-Verbindung Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin – Isar) hat die Bundesnetzagentur Netzanalysen für beide Varianten im Zieljahr 2030 durchgeführt. Dabei erweist sich das Vorhaben DC20 als grundsätzlich geeignet, an der Grenze zwischen Thüringen und Bayern eine Entlastung im bestehenden Stromnetz zu schaffen. Zudem hat die Bundesnetzagentur den deutschlandweiten Überlastungsindex für beide Varianten berechnet, welcher für die Entlastung auf überregionale Engpässe zugunsten DC20 eine um 12 % höhere Reduktion feststellt als bei der alternativen, eher regional wirkenden Maßnahme P44.

Im Dokument „Bedarfsermittlung 2019-2030: Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom“ (S. 160 ff.) vom 20. Dezember 2019 kommt die Bundesnetzagentur zu folgendem Ergebnis:

„Die alternativ geprüfte SuedOstLink-Erweiterung (DC20) im Jahr 2030 hat sich grundsätzlich ebenfalls als geeignet erwiesen. Insofern wird es im folgenden Gesetzgebungsverfahren einer Abwägungsentscheidung bedürfen, welche Alternative mit Blick auf Realisierungschancen und Akzeptanz weiter geplant werden soll. Dabei wird auch zu berücksichtigen sein, dass beim Vorhaben Nr. 5 des BBPlG (2019) (SuedOstLink) bereits zusätzliche Leerrohre gesetzlich vorgesehen waren (Kennzeichnung im Gesetz mit „H")."

Im Dokument „Bedarfsermittlung 2019-2030: Vorläufige Prüfungsergebnisse Netzentwicklungsplan Strom" (S. 169) vom 6. August 2019 hatte die Bundesnetzagentur dazu weiter erläutert: „Im Falle einer Abwägungsentscheidung gegen P44 wäre die Maßnahme DC20 vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse für 2030 bestätigungsfähig."

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

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

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

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

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2035 (2021) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme DC20 hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2035, B 2035, C 2035 und B 2040 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Trotz der bereits erfolgten Verstärkung von AC-Leitungen in Deutschland sind weiterhin Maßnahmen notwendig, um ein bedarfsgerechtes Netz zu erzielen. Die DC-Verbindung stellt die nachhaltigste Lösung dar. Mit anderen Maßnahmen, insbesondere Netzoptimierungen oder Netzverstärkungen bzw. Netzausbau im vorhandenen AC-Netz, kann der mit dem Vorhaben verfolgte Zweck technisch nicht sinnvoll erreicht werden.

Die Potenziale der AC-Netzverstärkungen sind bereits weitestgehend ausgeschöpft.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Als Netzverknüpfungspunkte einer HGÜ-Verbindung kommen nur elektrisch stark in das Netz eingebundene Standorte in Frage. Die Standorte der Netzverknüpfungspunkte orientieren sich daher an heutigen Netzschwerpunkten mit starker Vermaschung im Übertragungsnetz selbst und starker Anbindung an die regionalen Versorgungsstrukturen, um die Erzeugungsleistung aus erneuerbaren Energiequellen auf der einen Seite aus dem AC-Netz der HGÜ-Verbindung zuzuführen bzw. auf der anderen Seite wieder in das AC-Netz abzugeben. Gleichzeitig muss die HGÜ-Verbindung zwischen den Netzverknüpfungspunkten eine entlastende Wirkung auf die AC-Leitungen entlang der Transportachse haben. Auf diese Art wird der ansonsten notwendige zusätzliche AC-Netzausbau zur Integration der HGÜ-Verbindung minimiert.

Vor diesem Hintergrund wurde der Suchraum der Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin und Isar zum Anschluss der HGÜ-Verbindung ermittelt. Der Suchraum der Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/ Warsow/Holthusen/Schossin ist hierbei im Zusammenspiel mit der leistungsflusssteuernden Maßnahme in Güstrow (PST; Projekt 50HzT-P357) ein geeigneter Standort hinsichtlich der

netztechnischen Wirksamkeit in Richtung Norden und Südosten (Vermeidung von (n-1)-Verletzungen und Verminderung von Netzausbau) sowie der Reduzierung ungewollter Leistungsflüsse nach Polen und Tschechien. Der Standort liegt zudem zentral in einer Region mit stark ausgeprägter Einspeisung von Windenergie- und Photovoltaikanlagen.

Der Anschlusspunkt Isar ist der Einspeisepunkt des heutigen Kernkraftwerks Isar. Der Stromtransport erfolgt somit gezielt in eine Netzregion, die bisher durch Kernkraftwerke versorgt wurde. Der Anschlusspunkt Isar ist daher zum Anschluss der HGÜ-Verbindung grundsätzlich netztechnisch geeignet, erfordert jedoch einen zusätzlichen Netzausbau zwischen Isar und Altheim (P225; BBP-Vorhaben 77) und ist darüber hinaus unmittelbar mit den Grenzkuppelstellen nach Österreich verbunden, um die alpinen Speicher flexibel zur Nutzung von bzw. im Zusammenspiel mit Windenergie und Photovoltaik einzusetzen.

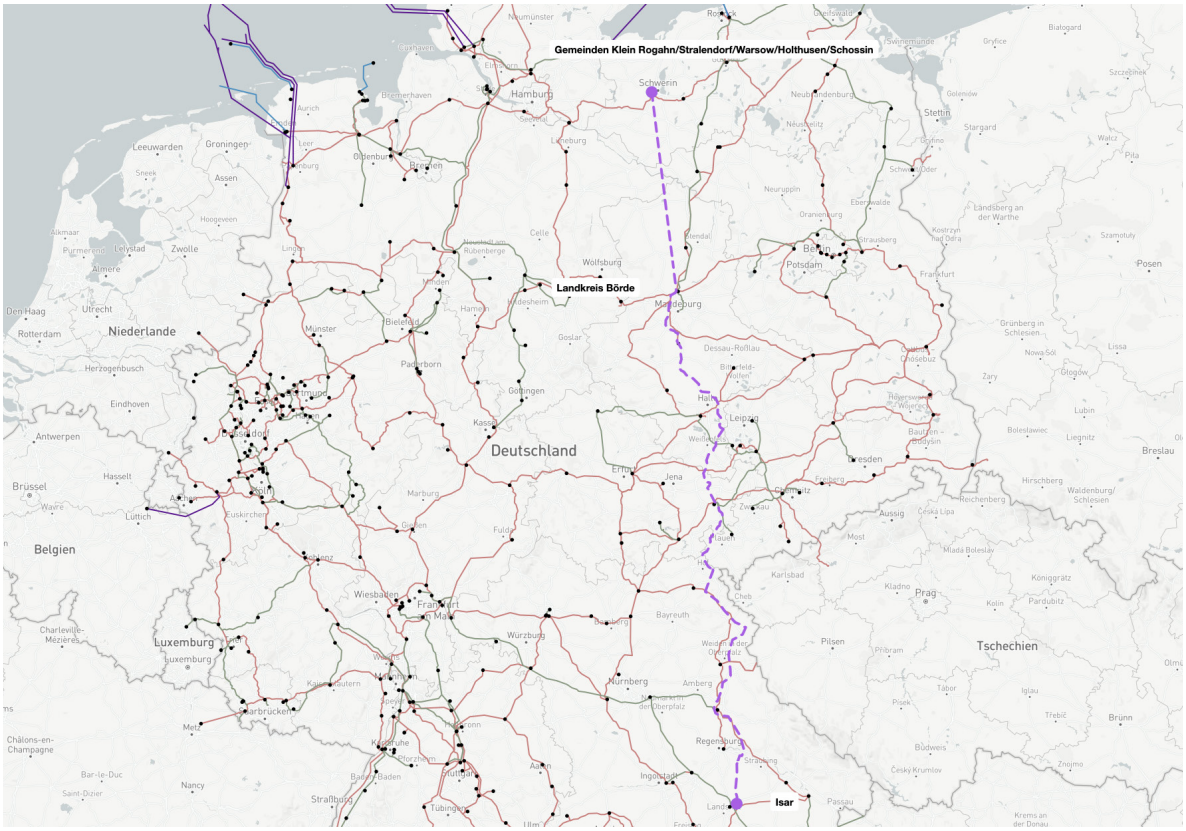
Für die HGÜ-Verbindung wurden alternative Standorte untersucht: Als relevante Alternative kann die HGÜ-Verbindung von Güstrow nach Isar betrachtet werden, die bereits im NEP 2030 (2017) Ergebnis der Planungen war. Unter Berücksichtigung der veränderten Rahmenbedingungen durch die EEG-Novelle erweist sich eine Verlagerung des Standortes von Güstrow in den Suchraum der Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin als vorteilhaft, um den aus erneuerbaren Energien erzeugten Strom effizient in das Netz zu integrieren. Im Vergleich zu dem bis zum NEP 2030 (2017) vorgeschlagenen Standort Güstrow, trägt die weiter westliche Ansiedlung des Standortes noch stärker zu einer Vergleichmäßigung der Leistungsflüsse bundesweit bei. Das AC-Netz wird wirkungsvoll entlastet und Überlastungen der benachbarten Netze in Polen und Tschechien können reduziert werden. Die zusätzlich geplanten Phasenschiebertransformatoren (PST) in Güstrow (50HzT-P357) können gezielt zur Entlastung der Doppelleitung Güstrow – Wessin – Görries – Krümmel eingesetzt werden. HGÜ und PST ermöglichen gemeinsam als leistungsflusssteuernde Elemente im koordinierten Einsatz eine bessere Ausnutzung der vorhandenen Netzkapazitäten sowohl in Mecklenburg-Vorpommern als auch in Schleswig-Holstein. Für den südlichen Netzverknüpfungspunkt Isar sind Alternativen im Rahmen von DC5 geprüft worden (vgl. Steckbrief DC5).

Im Bestätigungsdokument zum NEP 2030 (2019) kommt die Bundesnetzagentur zu dem Schluss, dass die HGÜ-Verbindung DC20 zwischen den Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin und Isar mit 2 GW bis zum Jahr 2030 als Alternative zur P44 grundsätzlich geeignet ist. Darauf aufbauend wurde vom Gesetzgeber das Projekt DC20 im Jahr 2021 als Vorhaben 5a in den Bundesbedarfsplan aufgenommen.

Die Darstellung des südlichen Vorhabenteils zwischen Isar und Landkreis Börde übernimmt den verbindlich für die nachfolgende Planung festgelegten Trassenkorridor von DC5 (BBP Nr. 5), der nach § 18 Abs. 3a NABEG n.F. voraussichtlich für die Maßnahme DC20 verbindlich sein wird. Demgegenüber folgt die Darstellung der für Neubauvorhaben üblichen Logik für den Abschnitt zwischen dem Suchraum der Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin und Landkreis Börde.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt DC20 wurde im NEP 2030 (2019) erstmalig und im NEP 2035 (2021) erneut von der Bundesnetzagentur bestätigt und ist als Vorhaben Nr. 5a im Bundesbedarfsplan enthalten.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

DC21: HGÜ-Verbindung von Niedersachsen nach Nordrhein/Westfalen

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion[1] Nr. BBPlG 2021: 49

Nr. TYNDP 2020: 1034

Beschreibung des geplanten Projekts

Das netztechnische Ziel dieses Projekts ist eine Erhöhung der großräumigen Übertragungskapazität aus Niedersachsen nach Nordrhein-Westfalen. Es enthält die folgende Maßnahme:

- DC21b: Wilhelmshaven 2 – Region Hamm
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Bau einer HGÜ-Verbindung mit einer Nennleistung von 2 GW von Wilhelmshaven 2 nach Region Hamm vorgesehen (Netzausbau). In Wilhelmshaven 2 (Suchraum Stadt Wilhelmshaven/Landkreis Friesland) und der Region Hamm sind jeweils DC-Konverter mit einer Kapazität von 2 GW zu errichten (Netzausbau). Das Projekt soll als Punkt-zu-Punkt-Maßnahme umgesetzt werden.[2]

Die Verbindung soll nach Planung der ÜNB zusammen mit der Verbindung DC25 zwischen Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen in weiten Teilen als paralleles Erdkabel auf einer Stammstrecke realisiert werden. Bei dem genannten Projekt handelt es sich um eine steuerbare, verlustarme Übertragung hoher Leistungen über große Entfernungen. Die Verbindung ist länderübergreifend im Sinne des NABEG.

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

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040			
DC21b	Leitung	NI, NW	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	267		x	x	x	x	2030, 2031	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Vor allem aufgrund des absehbaren massiven Zubaus an regenerativen Erzeugungsanlagen an Land in Niedersachsen sowie an Offshore-Windenergie in der Nordsee ergibt sich ein zusätzlicher Erzeugungsüberschuss in der Region. Zusätzlich soll ab Fedderwarden eine neue Verbindung nach Großbritannien mit 1,4 GW in Betrieb genommen werden (siehe P328). Nordrhein-Westfalen hingegen ist, insbesondere in Folge des Kernenergieausstiegs sowie des gesetzlich beschlossenen Ausstiegs aus der Braun- und Steinkohleverstromung, zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit zunehmend auf Energietransporte aus anderen Regionen angewiesen. Dies gilt ungeachtet des dort voranschreitenden Ausbaus der erneuerbaren Energien.

Netzplanerische Begründung

Durch die hohe installierte Leistung der Offshore-Windenergieanlagen in der Nord- und Ostsee sowie der Onshore-Windenergieanlagen wird für 2030 eine um mindestens 4 GW erhöhte großräumige Übertragungskapazität in Richtung der deutschen Lastzentren benötigt. Ein Teil dieses Bedarfes wird durch die HGÜ-Verbindung DC21 mit einer Nennleistung von 2 GW gedeckt, die eine Verbindung der küstennahen Regionen in Niedersachsen mit den Verbrauchszentren in Nordrhein-Westfalen zur Erhöhung der Versorgungssicherheit schafft.

1 Änderung der gemeinsamen Vorhabenträgerschaft von Amprion und TenneT auf die alleinige Vorhabenträgerschaft von Amprion infolge der BNetzA Bestätigung vom 14.01.2022.

2 Änderung der technischen Ausgestaltung infolge der BNetzA Bestätigung vom 14.01.2022.

Dies erfolgt, indem sowohl starke Nord-Süd- als auch Süd-Nord-Leistungsflüsse ermöglicht werden, ohne dass das bestehende AC-Netz unzulässig belastet wird. Mit der HGÜ-Verbindung von Niedersachsen nach Nordrhein-Westfalen wird die Kapazität des Übertragungsnetzes zwischen den betreffenden Regionen wesentlich erhöht und die Energie großräumig und verlustarm in die Lastzentren transportiert.

Die geplante HGÜ-Verbindung ist eine wesentliche netztechnische Voraussetzung für die Übertragung der erwarteten Leistungszubauten von Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen zu den Verbrauchszentren im Ruhrgebiet. Dies ist besonders vonnöten, da das Ruhrgebiet aufgrund des teilweise erfolgenden Wegfalls der gesicherten Erzeugungskapazitäten zum Nettoenergieimporteur wird. Darüber hinaus stärkt die Verbindung das gemeinsame deutsche Marktgebiet und die einheitliche deutsche Preiszone durch gezielten Energietransport.

Für diese großräumige Übertragungsaufgabe stellt die HGÜ-Technik eine technisch/wirtschaftlich effiziente Lösung dar. Ohne die Errichtung dieser HGÜ-Verbindung bestünden zunehmend weitreichende Netzengpässe in Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen, die zu Einspeiseeinschränkungen erneuerbarer Energien und einer Erhöhung des Redispatchbedarfs führen würden.

Wilhelmshaven 2 ist als Netzverknüpfungspunkt für den Anschluss von 2 GW Offshore-Windenergie in 2030 vorgesehen (NOR-9-2).

Im Rahmen der NEP Bestätigung empfiehlt die BNetzA bereits jetzt Vorsorge zu treffen, um eine schnelle Umsetzung der zur Realisierung eines Klimaneutralitätsnetzes ergebenden Netzausbaumaßnahmen zu gewährleisten. Dementsprechend wäre es angebracht, in der Planung dieser Maßnahme Leerrohre für potenzielle weitere Systeme mit einzubeziehen, sofern dadurch im Rahmen der laufenden Genehmigungsverfahren keine nennenswerten Verzögerungen ausgelöst werden. Entsprechende Handlungsmöglichkeiten bietet eine zeitnahe Novellierung des Bundesbedarfsplangesetzes.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

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

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

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

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2035 (2021) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme DC21b hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2035, B 2035, C 2035 und B 2040 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Trotz der bereits erfolgten Verstärkung von AC-Leitungen in Deutschland sind weiterhin Maßnahmen notwendig, um ein bedarfsgerechtes Netz zu erzielen. Die DC-Verbindung stellt die nachhaltigste Lösung dar.

Mit anderen Maßnahmen, insbesondere Netzoptimierungen oder Netzverstärkungen bzw. Netzausbau im vorhandenen AC-Netz, kann der mit dem Vorhaben verfolgte Zweck der großräumigen Übertragung großer Leistungen technisch nicht sinnvoll erreicht werden. Die Potenziale der AC-Netzverstärkungen sind bereits weitestgehend ausgeschöpft.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

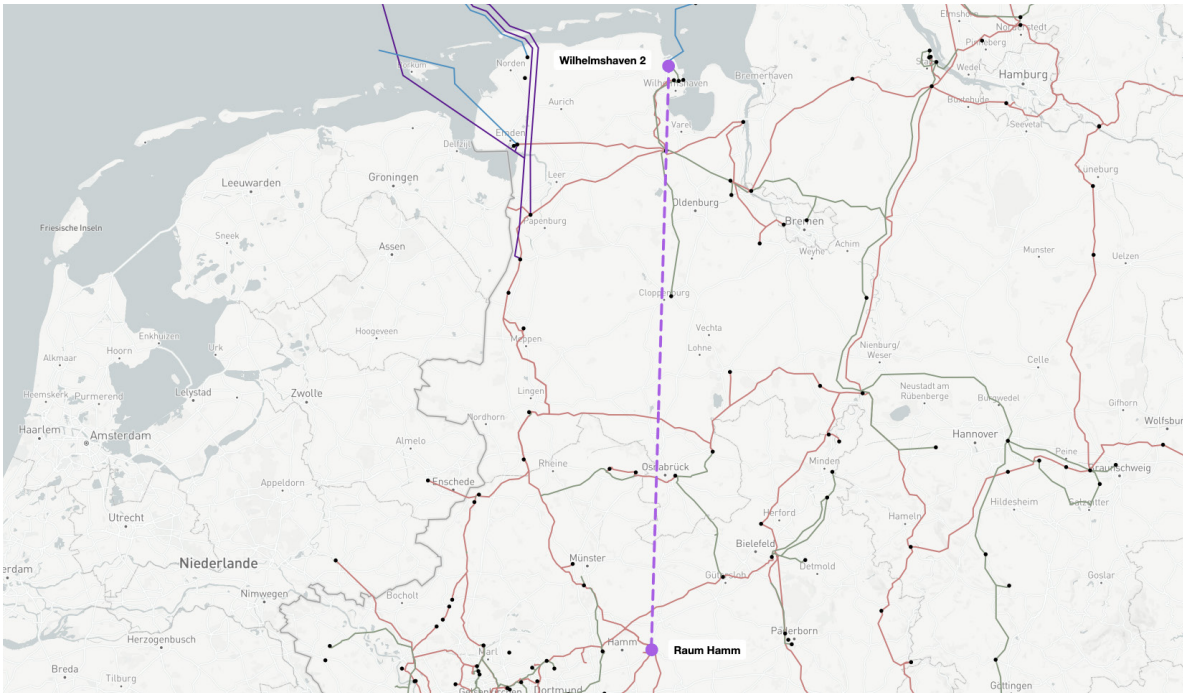
Die Anschlusspunkte der HGÜ-Verbindung wurden sowohl im Norden als auch im Süden so gewählt, dass der lokale Ausbaubedarf des 380-kV-Netzes minimiert wird.

Die im Rahmen von P175 zu errichtende Schaltanlage Wilhelmshaven 2 (Suchraum Stadt Wilhelmshaven/ Landkreis Friesland) ist als Netzverknüpfungspunkt für den Anschluss von Offshore-Windenergie vorgesehen. Die Region Hamm ist wegen der Nähe zum Ruhrgebiet als zentralen Verbrauchsschwerpunkt geeignet. Durch die geplante gemeinsame Führung der Verbindungen DC21 und DC25 in Teilen als paralleles Erdkabel auf einer Stammstrecke wird die Rauminanspruchnahme minimiert.

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

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt DC21 wurde im NEP 2030 (2019) und im NEP 2035 (2021) mit der Maßnahme DC21b von der Bundesnetzagentur bestätigt und ist als Vorhaben Nr. 49 im Bundesbedarfsplan enthalten.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

DC25: HGÜ-Verbindung von Schleswig-Holstein nach Nordrhein/Westfalen

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion[1] Nr. BBPlG 2021: 48

Nr. TYNDP 2020: 1034

Beschreibung des geplanten Projekts

Das netztechnische Ziel dieses Projekts ist eine Erhöhung der großräumigen Übertragungskapazität aus Schleswig-Holstein nach Nordrhein-Westfalen. Es enthält die folgende Maßnahme:

- DC25: Heide/West – Polsum
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Bau einer HGÜ-Verbindung mit einer Nennleistung von 2 GW von Heide/West nach Polsum vorgesehen (Netzausbau). In Heide/West und Polsum sind jeweils DC-Konverter mit einer Kapazität von 2 GW zu errichten (Netzausbau).[2]

Die Verbindung soll nach Planung der ÜNB zusammen mit der Verbindung DC21 zwischen Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen in weiten Teilen als paralleles Erdkabel auf einer Stammstrecke realisiert werden. Im Bereich der Elbekreuzung ist gemäß BBP 2021 eine Bündelung mit SuedLink (DC3/DC4) vorgesehen. Bei den genannten Projekten handelt es sich um eine steuerbare, verlustarme Übertragung hoher Leistungen über große Entfernungen. Die Verbindung ist länderübergreifend im Sinne des NABEG.

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

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040			
DC25	Leitung	SH, NI, NW	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	407		x	x	x	x	2030, 2031	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Vor allem aufgrund des absehbaren massiven Zubaus an regenerativen Erzeugungsanlagen an Land in Schleswig-Holstein sowie an Offshore-Windenergie in der Nordsee ergibt sich ein zusätzlicher Erzeugungsüberschuss in der Region. Nordrhein-Westfalen hingegen ist, insbesondere in Folge des Kernenergieausstiegs sowie des gesetzlich beschlossenen Ausstiegs aus der Braun- und Steinkohleverstromung, zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit zunehmend auf Energietransporte aus anderen Regionen angewiesen. Dies gilt ungeachtet des dort voranschreitenden Ausbaus der erneuerbaren Energien.

Netzplanerische Begründung

Durch die hohe installierte Leistung der Offshore-Windenergieanlagen in der Nord- und Ostsee sowie der Onshore-Windenergieanlagen wird für 2030 eine um mindestens 4 GW erhöhte großräumige Übertragungskapazität in Richtung der deutschen Lastzentren benötigt. Ein Teil dieses Bedarfes wird durch die HGÜ-Verbindung DC25 mit einer Nennleistung von 2 GW gedeckt, die eine Verbindung der küstennahen Region in Schleswig-Holstein mit den Verbrauchszentren in Nordrhein-Westfalen zur Erhöhung der Versorgungssicherheit schafft. Der andere Teil des Bedarfes wird durch die HGÜ-Verbindung DC21 gedeckt.

1 Änderung der gemeinsamen Vorhabenträgerschaft von Amprion und TenneT auf die alleinige Vorhabenträgerschaft von Amprion infolge der BNetzA Bestätigung vom 14.01.2022.

2 Änderung der technischen Ausgestaltung infolge der BNetzA Bestätigung vom 14.01.2022.

Dies erfolgt, indem sowohl starke Nord-Süd- als auch Süd-Nord-Leistungsflüsse ermöglicht werden, ohne dass das bestehende AC-Netz unzulässig belastet wird. Mit der HGÜ-Verbindung von Schleswig-Holstein nach Nordrhein-Westfalen wird die Kapazität des Übertragungsnetzes zwischen den betreffenden Regionen wesentlich erhöht und die Energie großräumig und verlustarm in die Lastzentren transportiert.

Die geplante HGÜ-Verbindung ist eine wesentliche netztechnische Voraussetzung für die Übertragung der erwarteten Leistungszubauten von Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen zu den Verbrauchszentren im Ruhrgebiet. Dies ist besonders vonnöten, da das Ruhrgebiet aufgrund des teilweise erfolgenden Wegfalls der gesicherten Erzeugungskapazitäten zum Nettoenergieimporteur wird. Zudem stärkt die Verbindung das gemeinsame deutsche Marktgebiet und die einheitliche deutsche Preiszone durch gezielten Energietransport.

Für diese großräumige Übertragungsaufgabe stellt die HGÜ-Technik eine technisch/wirtschaftlich effiziente Lösung dar. Ohne die Errichtung dieser HGÜ-Verbindung bestünden zunehmend weitreichende Netzengpässe in Schleswig-Holstein und Nordrhein-Westfalen, was zu Einspeiseeinschränkungen bei erneuerbaren Energien und einer Erhöhung des Redispatchbedarfes führen würde.

Im Rahmen der NEP Bestätigung empfiehlt die BNetzA bereits jetzt Vorsorge zu treffen, um eine schnelle Umsetzung der zur Realisierung eines Klimaneutralitätsnetzes ergebenden Netzausbaumaßnahmen zu gewährleisten. Dementsprechend wäre es angebracht, in der Planung dieser Maßnahme Leerrohre für potenzielle weitere Systeme mit einzubeziehen, sofern dadurch im Rahmen der laufenden Genehmigungsverfahren keine nennenswerten Verzögerungen ausgelöst werden. Entsprechende Handlungsmöglichkeiten bietet eine zeitnahe Novellierung des Bundesbedarfsplangesetzes.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

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

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

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

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2035 (2021) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme DC25 hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2035, B 2035, C 2035 und B 2040 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Trotz der bereits erfolgten Verstärkung von AC-Leitungen in Deutschland sind weiterhin Maßnahmen notwendig, um ein bedarfsgerechtes Netz zu erzielen. Die DC-Verbindung stellt die nachhaltigste Lösung dar.

Mit anderen Maßnahmen, insbesondere Netzoptimierungen oder Netzverstärkungen bzw. Netzausbau im vorhandenen AC-Netz, kann der mit dem Vorhaben verfolgte Zweck einer großräumigen Übertragung großer Leistungen technisch nicht sinnvoll erreicht werden. Die Potenziale der AC-Netzverstärkungen sind bereits weitestgehend ausgeschöpft.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Anschlusspunkte der HGÜ-Verbindung wurden sowohl im Norden als auch im Süden so gewählt, dass der lokale Ausbaubedarf des 380-kV-Netzes minimiert wird.

Die Schaltanlage Heide/West ist wegen der hohen Einspeisung aus Onshore-Windenergie in der Region gut als Anschlusspunkt für die DC-Verbindung geeignet, zudem ist dort perspektivisch der Anschluss von Offshore-Windenergie vorgesehen. Darüber hinaus bildet die Westküstenleitung (siehe TTG-P25) in Schleswig-Holstein ab dem Jahr 2023 einen direkten Interkonnektor zu Dänemark. Die Schaltanlage Polsum ist wegen der Nähe zum Ruhrgebiet als zentralem Verbrauchsschwerpunkt geeignet.

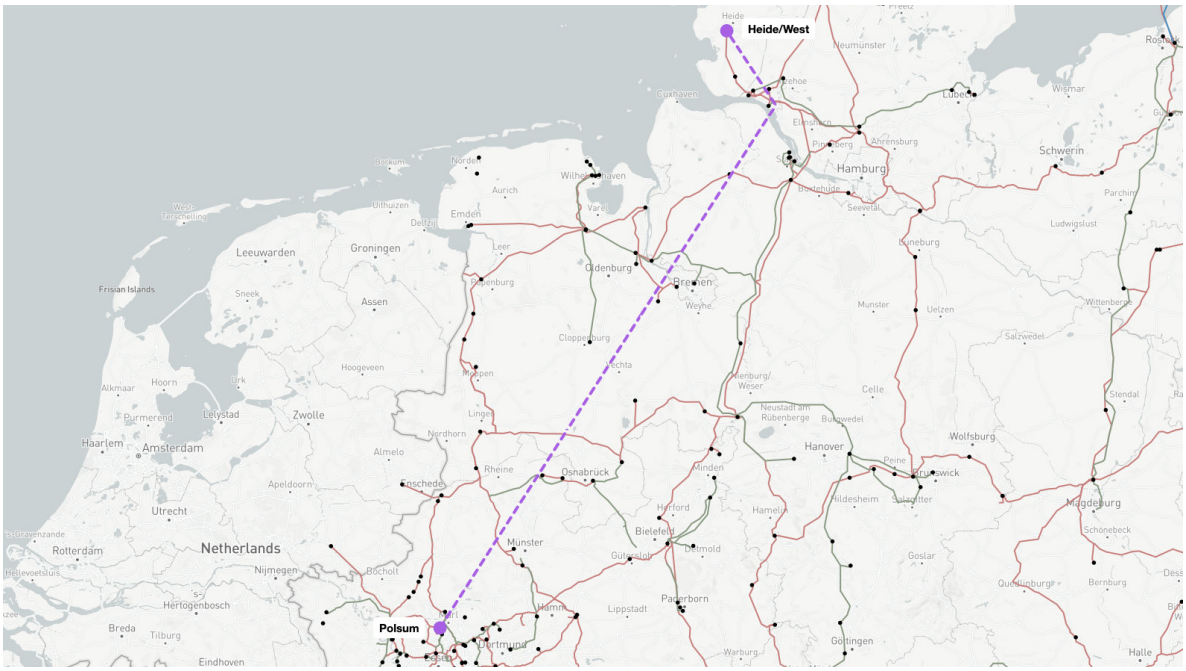
Im NEP 2030 (2017) wurde die im Rahmen von TTG-P72 neu zu errichtende Schaltanlage Kreis Segeberg als alternativer nördlicher Netzverknüpfungspunkt einer DC-Verbindung in Richtung Süden sowie gleichzeitig als Netzverknüpfungspunkt für den Anschluss von Offshore-Windenergie identifiziert. Dieser Standort liegt jedoch weiter von der Küste entfernt. Darüber hinaus würde eine HGÜ-Verbindung ab Kreis Segeberg den Großraum Hamburg entweder queren oder weiträumig umgehen müssen. Aus diesen Gründen wurde die Alternative verworfen.

Durch die geplante gemeinsame Führung der Verbindungen DC21 und DC25 in Teilen als paralleles Erdkabel auf einer Stammstrecke wird die Rauminanspruchnahme minimiert.

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

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt DC25 wurde im NEP 2030 (2019) und im NEP 2035 (2021) von der Bundesnetzagentur mit dem vom ursprünglichen ÜNB-Vorschlag abweichenden nördlichen Netzverknüpfungspunkt Heide/West bestätigt und ist als Vorhaben Nr. 48 im Bundesbedarfsplan enthalten.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

DC31: HGÜ-Verbindung von Schleswig-Holstein nach Mecklenburg-Vorpommern

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz, TenneT

Beschreibung des geplanten Projekts

Die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-Verbindung (HGÜ-Verbindung) DC31 verbindet die Regionen Nord-und Nordostdeutschland und transportiert somit die Onshore- und Offshore-Windenergie aus der Nordsee bzw. der Westküste Schleswig-Holsteins in die 50Hertz-Regelzone. Dabei dient DC31 als Multiterminal-HGÜ-System in Schleswig-Holstein zur Vergleichmäßigung der Leistungsflussverteilung im deutschen Übertragungsnetz.[1]

- DC31: Suchraum Heide[2] – Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin[3]
  Diese Maßnahme umfasst den Bau einer HGÜ-Verbindung mit einer Nennleistung von 2 GW mit metallischem Rückleiter zwischen dem Suchraum Heide und dem Suchraum der Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/ Warsow/Holthusen/Schossin. Im Suchraum der Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin ist eine DC-Konverterstation mit einer Kapazität von 2 GW (Netzausbau) vorgesehen. Im Suchraum Heide ist eine 525-kV-DC-Schaltanlage zu errichten, deren Schalttopologie aber nur im spannungslosen Zustand geändert werden kann. Nach aktuellem Planungsstand ist die HGÜ-Verbindung DC31 Teil eines Multiterminal-(Hub)-Systems, das zusätzlich die Netzanbindungssysteme NOR-x-3 und NOR-12-2 umfasst.

  Die HGÜ-Verbindung DC31 verbindet den im Eigentum von 50Hertz liegenden und in deren Regelzone gelegenen Teil der DC-Schaltanlage im Suchraum Heide (NVP) mit dem im Eigentum und in der Regelzone von 50Hertz liegenden NVP im Suchraum der Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin. Die Errichtung der 525-kV-DC-Schaltanlage im Suchraum Heide liegt dabei – unbeschadet der vertraglich zwischen 50Hertz und TenneT geregelten Eigentumsgrenzen – in deren gemeinsamer Verantwortung. Die Verbindung DC31 liegt – ebenfalls unbeschadet der vertraglich zwischen 50Hertz und TenneT vereinbarten Eigentumsgrenze auf der Mitte der Leitung – vollständig in der Regelzone von 50Hertz.

  Dabei soll DC31 die im Suchraum Heide angeschlossene Offshoreleistung von NOR-12-2 bzw. NOR-x-3 sowie Leistung aus Onshore-Windenergie entlang der Westküste Schleswig-Holsteins in den Suchraum der Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin transportieren, von wo die Leistung sowohl über DC20 als auch die bestehende AC-Infrastruktur zu den südlicher gelegenen Lastzentren transportiert wird. Zusätzlich entlastet DC31 in Zeiten, zu denen die Einspeisung aus Offshore-Windenergie nicht voll zur Verfügung steht, die AC-Netzinfrastruktur in Schleswig-Holstein und im Großraum Hamburg. Der AC-seitige Anschluss des im Eigentum von TenneT befindlichen Teils der DC-Schaltanlage im Suchraum Heide an den NVP Heide/West erfolgt über den landseitigen Konverter von NOR-x-3.

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

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

1 Integration von DC31 in das Multiterminal-Hub-System bestehend aus DC31, NOR-12-2 und NOR-x-3 entsprechend neuer Erkenntnisse und der Bestätigung der BNetzA vom 14.01.2022.

2 Änderung des Netzverknüpfungspunkts „Heide/West" in „Suchraum Heide" entsprechend neuer Erkenntnisse und der Bestätigung der BNetzA vom 14.01.2022.

3 Erweiterung des Netzverknüpfungspunkts „Suchraum Gemeinde Klein Rogahn" auf „Suchraum der Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin" entsprechend neuer Erkenntnisse und der Bestätigung der BNetzA vom 14.01.2022.

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040			
DC31	Leitung	SH, MV	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	212		x	x	x	x	2032		✓

Begründung des geplanten Projekts

Begründung des Projekts

Für das Szenario B 2035 zeichnet sich für Schleswig-Holstein eine Zunahme der EE-Leistung on- und offshore auf ca. 22,5 GW im Jahr 2035 ab. In Summe wird für 2035 gegenüber Ende 2019 sogar eine Steigerung an installierter EE-Leistung über alle Energieträger von rund 11 GW auf 22,5 GW erwartet, woraus ein zusätzlicher Erzeugungsüberschuss in der Region resultiert. Der Zubau an erneuerbaren Energien in Schleswig-Holstein führt zu kritischen Engpasssituationen im Übertragungsnetz, welche weitere Netzausbauprojekte in dieser Netzregion dringend notwendig machen.

DC31 verbindet die Stromerzeugung aus Onshore- und Offshore-Windenergie an der Westküste Schleswig-Holsteins sowie aus der Nordsee mit Mecklenburg-Vorpommern – mit dem Ziel die Leistungsflussverteilung im deutschen Übertragungsnetz zu vergleichmäßigen. Der Netzausbau zwischen dem Suchraum Heide und dem Suchraum der Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin erhöht die Übertragungskapazität in nordöstlicher Richtung und wirkt somit entlastend auf die Nord-Süd-Transportachsen zwischen Schleswig-Holstein und Niedersachsen, auf die perspektivisch sehr hochausgelasteten Leitungen im Großraum Hamburg sowie auf die AC-Verbindungen zwischen Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern.

Die Errichtung von DC31 ist eine wesentliche netztechnische Voraussetzung für die Übertragung der erwarteten Leistungszubauten aus den EE-Quellen insbesondere von Offshore-Windenergieanlagen zu den östlichen Nord-Süd-Transportachsen. Dies ist besonders vonnöten, um die Leistung im deutschen Übertragungsnetz gleichmäßig zu verteilen, um auf diese Weise Engpassmanagementkosten zu reduzieren sowie die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Für die Übertragungsaufgabe von DC31 stellt die HGÜ-Technik eine technisch/wirtschaftlich effiziente Lösung dar. Ohne die Errichtung dieser HGÜ-Verbindung bestünden zunehmend weitreichende Netzengpässe innerhalb Schleswig-Holsteins sowie von Schleswig-Holstein in Richtung Süden, die zu Einspeiseeinschränkungen erneuerbarer Energien und einer Erhöhung der Engpassmanagementkosten führen würden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

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

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

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

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2035 (2021), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Dieses Projekt hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2035, B 2035, C 2035 und B 2040 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

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

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Anschlusspunkte der HGÜ-Verbindung wurden so gewählt, dass der lokale Ausbaubedarf des 380-kV-Netzes minimiert wird.

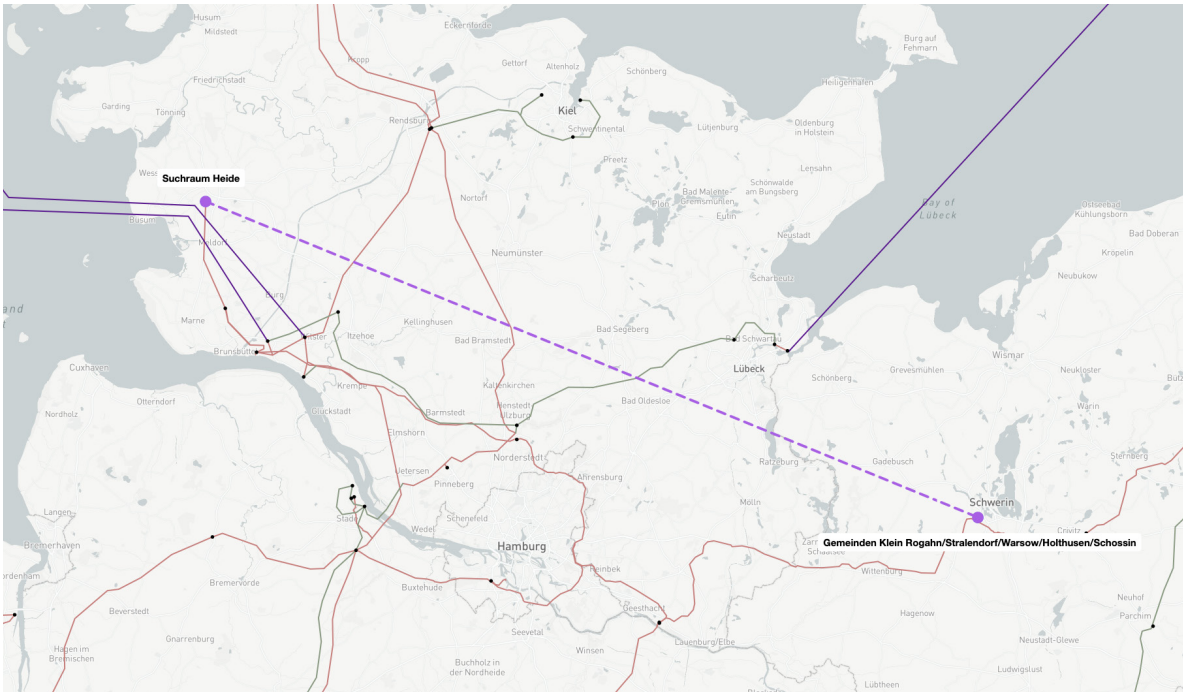
Der Suchraum Heide ist als Netzverknüpfungspunkt für den Anschluss des Offshore-Netzanbindungssystems NOR-12-2 mit 2 GW bis 2032 sowie des Offshore-Netzanbindungssystems NOR-x-3 mit 2 GW bis spätestens 2038 vorgesehen. Die Anbindung der Offshore-Netzanbindungssysteme an DC31 erfolgt an der 525-kV-DC-Schaltanlage im Suchraum Heide. Die Anbindung der DC-Schaltanlage im Suchraum Heide an das AC-Netz erfolgt über den Konverter von NOR-x-3, der bis 2032 zu realisieren wäre. Die im Rahmen von DC20 zu errichtende Schaltanlage im Suchraum der Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin zeigt sich als geeigneter Netzverknüpfungspunkt für die Anbindung von DC31 an DC20. Dementsprechend ist bei der Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte für DC31 stets das Zusammenwirken mit dem Projekt DC20 zu berücksichtigen.

Für DC20 wurde der alternative Netzverknüpfungspunkt Güstrow geprüft. Aus diesem Grund wäre auch für DC31 der NVP Güstrow als Alternative zu nennen, sofern Güstrow auch für DC20 als nördlicher Netzverknüpfungspunkt gewählt würde. Jedoch erweist sich die Verlagerung des Standortes von Güstrow in den Suchraum der Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin als vorteilhaft, um den aus erneuerbaren Energien erzeugten Strom effizient in das Netz zu integrieren. Im Vergleich zu dem, bis zum NEP 2030 (2017) vorgeschlagenen, Standort Güstrow, trägt die weiter westliche Ansiedlung des Standortes noch stärker zu einer Vergleichmäßigung der Leistungsflüsse bundesweit bei. Die zusätzlich geplanten Phasenschiebertransformatoren (PST) in Güstrow (50HzT-P357) können gezielt zur Entlastung der Leitung Güstrow – Wessin – Görries – Krümmel eingesetzt werden. HGÜ und PST ermöglichen gemeinsam als leistungsflusssteuernde Elemente im koordinierten Einsatz eine bessere Ausnutzung der vorhandenen Netzkapazitäten sowohl in Mecklenburg-Vorpommern als auch in Schleswig-Holstein.

Im NEP 2035 (2021) wurde als Alternative zu DC31 für den großräumigen Nord-Süd-Transport von Schleswig-Holstein in Richtung Süden der Zubau einer zusätzlichen HGÜ-Verbindung von Heide/West nach Altbach in Baden-Württemberg untersucht. Diese Verbindung, die in Schleswig-Holstein möglicherweise mit DC25 sowie im weiteren Verlauf weitgehend mit DC3 und DC4 gebündelt werden könnte, würde die großräumige Transportaufgabe ebenfalls grundsätzlich erfüllen. Die HGÜ-Verbindung Heide/West – Altbach wäre jedoch deutlich länger und teurer als das Projekt DC31 und wurde insofern als unwirtschaftlich verworfen. Zudem führt die Bündelung im südlichen Abschnitt zwangsläufig zu erheblichen Projektverzögerungen für die beiden bereits im Genehmigungsverfahren weit fortgeschrittenen Abschnitte von SuedLink (DC3 und DC4). Diese Projektverzögerung würde zwangsläufig zu einem erheblichen Anstieg der Engpassmanagementkosten führen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt DC31 wurde im NEP 2035 (2021) erstmalig ausgewiesen und von der Bundesnetzagentur bestätigt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

DC34: HGÜ-Verbindung von Niedersachsen nach Hessen

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion[1]

Beschreibung des geplanten Projekts

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

- DC34: Suchraum Rastede – Bürstadt
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Bau einer HGÜ-Verbindung mit einer Nennleistung von 2 GW von Suchraum Rastede nach Bürstadt vorgesehen (Netzausbau). Im Suchraum der Gemeinden Ovelgönne/Rastede/Wiefelstede/Westerstede ist eine DC-Konverterstation zusammen mit zwei Offshore-Projekten (NOR-x-1, NOR-x-5)[2] mit jeweils 2 GW als Multiterminallösung zu errichten (Netzausbau) und an die im Rahmen von P119 zu errichtende 380-kV-Schaltanlage anzubinden. In Bürstadt/Lampertheim ist eine DC-Konverterstation mit einer Kapazität von 2 GW zu errichten (Netzausbau).

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

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

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040			
DC34	Leitung	NI, HE	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	528				x	x	2035		✓

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Vor allem aufgrund des absehbaren massiven Zubaus an regenerativen Erzeugungsanlagen an Land in Niedersachsen sowie an Offshore-Windenergie in der Nordsee ergibt sich ein zusätzlicher Erzeugungsüberschuss in der Region. Das Rhein-Main Gebiet hingegen zeichnet sich aufgrund der ansässigen Industrie und der hohen Bevölkerungsdichte durch eine hohe Last aus. Diese wird sich in den Zieljahren aufgrund der Ansiedlung und Vergrößerung von Rechenzentren sowie der Dekarbonisierungsbestrebungen der Industrie stark erhöhen. Darum ist die Region besonders nach dem sukzessiven Ausstieg aus der Braun- und Steinkohleverstromung zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit zunehmend auf Energietransporte aus anderen Regionen angewiesen. Dies gilt ungeachtet des dort voranschreitenden Ausbaus der erneuerbaren Energien.

Netzplanerische Begründung

Durch die hohe installierte Leistung der Offshore-Windenergieanlagen in der Nord- und Ostsee sowie der Onshore-Windenergieanlagen wird für das Zieljahr 2035 eine um mindestens 2 GW erhöhte großräumige Übertragungskapazität aus Norddeutschland in Richtung der Lastzentren im Rhein-Main Gebiet benötigt. Ein Teil dieses Bedarfes wird durch die HGÜ-Verbindung DC34 mit einer Nennleistung von 2 GW gedeckt, die eine

1 Änderung der gemeinsamen Vorhabenträgerschaft von Amprion und TenneT auf die alleinige Vorhabenträgerschaft von Amprion infolge der BNetzA Bestätigung vom 14.01.2022.

2 Änderung der Offshore-Anbindungssysteme von NOR-12-2 auf NOR-x-1 und NOR-x-5.

Verbindung der küstennahen Regionen in Niedersachsen mit den Verbrauchszentren im südlichen Hessen sowie dem nördlichen Baden-Württemberg zur Erhöhung der Versorgungssicherheit schafft. Dies erfolgt, indem sowohl starke Nord-Süd- als auch Süd-Nord-Leistungsflüsse ermöglicht werden, ohne dass das bestehende AC-Netz unzulässig belastet wird.

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

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

Für diese großräumige Übertragungsaufgabe stellt die HGÜ-Technik eine technisch/wirtschaftlich effiziente Lösung dar. Nach aktuellem Planungsstand ist für den Suchraum Rastede in Niedersachsen eine Multiterminallösung zusammen mit zwei Offshore-Netzanbindungen mit Ein- und Ausspeisefähigkeit in Niedersachsen vorgesehen. Gegenüber einer Auslegung mit zwei Konvertern bietet die Multiterminallösung ein Potenzial zur Senkung der Kosten sowie der Rauminanspruchnahme (siehe hierzu auch Kapitel 5.1.4 des NEP-Berichts).

Die Wahl der Standorte ist eine erste Planung auf Basis der zurzeit vorliegenden Analyseergebnisse aus dem Netzentwicklungsplanungsprozess. Ohne die Errichtung dieser HGÜ-Verbindung bestünden zunehmend weitreichende Netzengpässe in Niedersachsen und Hessen, die zu Einspeiseeinschränkungen erneuerbarer Energien und einer Erhöhung des Redispatchbedarfs führen würden. Der Suchraum Rastede ist als Netzverknüpfungspunkt für den Anschluss von 2 GW Offshore-Windenergie in 2035 vorgesehen (NOR-x-1) sowie darüber hinaus für weitere 2 GW in 2039 (NOR-x-5).

Im Rahmen der NEP Bestätigung empfiehlt die BNetzA bereits jetzt Vorsorge zu treffen, um eine schnelle Umsetzung der zur Realisierung eines Klimaneutralitätsnetzes ergebenden Netzausbaumaßnahmen zu gewährleisten. Dementsprechend wäre es angebracht, in der Planung dieser Maßnahme Leerrohre für potenzielle weitere Systeme mit einzubeziehen, sofern dadurch im Rahmen der laufenden Genehmigungsverfahren keine nennenswerten Verzögerungen ausgelöst werden. Entsprechende Handlungsmöglichkeiten bietet eine zeitnahe Novellierung des Bundesbedarfsplangesetzes.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

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

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

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

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2035 (2021) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme DC34 hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien C 2035 und B 2040 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Trotz der bereits erfolgten Verstärkung von AC-Leitungen in Deutschland sind weiterhin Maßnahmen notwendig, um ein bedarfsgerechtes Netz zu erzielen. Die DC-Verbindung stellt die nachhaltigste Lösung dar. Da die bestehende Netzinfrastruktur der Region weitgehend verstärkt ist, erfolgt ein Ausbau in neuer Trasse.

Mit anderen Maßnahmen, insbesondere Netzoptimierungen oder Netzverstärkungen bzw. Netzausbau im vorhandenen AC-Netz, kann der mit dem Vorhaben verfolgte Zweck der großräumigen Übertragung großer Leistungen technisch nicht sinnvoll erreicht werden. Die Potenziale der AC-Netzverstärkungen sind bereits weitestgehend ausgeschöpft.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Anschlusspunkte der HGÜ-Verbindung wurden sowohl im Norden als auch im Süden so gewählt, dass der lokale Ausbaubedarf des 380-kV-Netzes minimiert wird.

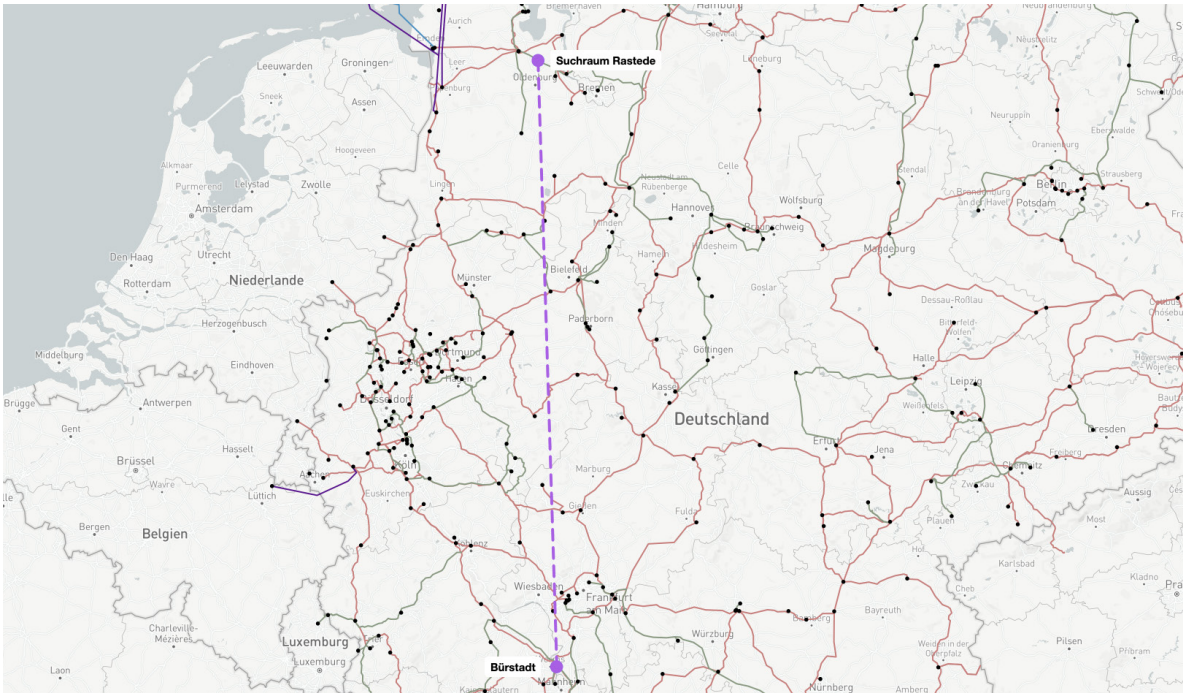
Die geplante Schaltanlage Suchraum Rastede ist wegen der küstennahen Lage gut geeignet, um Offshore Windenergie anzuschließen. Darüber hinaus kann über die geplanten DC-Verbindungen die in der Region nordwestliches Niedersachsen stark konzentrierte Leistung aus Onshore-Windenergie abtransportiert werden. Zur Diskussion von Alternativen zum Suchraum Rastede wird auf den Steckbrief von P119 verwiesen. Die Schaltanlage Bürstadt ist wegen der Nähe zum Frankfurter Raum und den umliegenden Industrieschwerpunkten als zentraler Verbrauchsschwerpunkt geeignet.

Als Alternative wurde eine DC-Verbindung zwischen Rastedte und Rommerskirchen untersucht. Die Alternative hat sich allerdings als weniger wirksam erwiesen.

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

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt DC34 wurde im NEP 2035 (2021) erstmals identifiziert und von der Bundesnetzagentur bestätigt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P20: Netzausbau zwischen Emden und Halbemond

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT Nr. BBPlG 2021: 37

Nr. TYNDP 2020: 207

Beschreibung des geplanten Projekts

Hinweis: Zusammen mit der Prüfung des zweiten Entwurfs wird die BNetzA Berechnungen der Avacon prüfen, die belegen, dass die Transportaufgabe des Projekts P20 auch durch eine Aufrüstung der vorhandenen 110-kV-Infrastruktur übernommen werden kann, die zwischen Halbemond und Emden ohnehin zur Ertüchtigung ansteht. Sollte diese Prüfung der BNetzA zu einem positiven Ergebnis kommen, so kann das Projekt P20 entfallen und könnte darüber hinaus auch aus dem BBP gestrichen werden. Aktuell pausieren die Vorbereitungen des Planungs- und Genehmigungsverfahrens, bis die Alternativenprüfung im NEP abgeschlossen ist.

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität im Raum nordwestliches Niedersachsen und enthält die folgende Maßnahme:

- M69: Emden/Ost – Halbemond
  Von Emden/Ost nach Halbemond ist der Neubau einer 380-kV-Leitung mit zwei Stromkreisen und einer Stromtragfähigkeit von jeweils 4.000 A vorgesehen (Netzausbau). Hierzu ist eine neue 380-kV-Schaltanlage in Halbemond mit zwei 380/110-kV-Transformatoren zu errichten (Netzausbau) und die 380-kV-Schaltanlage Emden/Ost, die im Rahmen des Projekts TTG-P69 errichtet wird, zu erweitern (Netzverstärkung).

Im Zuge des Projekts sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

Weitere Informationen zum Projekt sind verfügbar unter:
www.tennet.eu/de/unser-netz/onshore-projekte-deutschland/halbemond-emdenost/

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040			
M69	Leitung	NI	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	30		x	x	x	x	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	—

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Aufgrund des prognostizierten Anstiegs erneuerbarer Energien im Raum nordwestliches Niedersachsen insbesondere aus Windenergie onshore sind die bestehende 110-kV-Netzstruktur und die vorhandenen Transformatoren nicht mehr ausreichend, um die Energie abtransportieren zu können. Daher ist in dieser Region, in der bisher keine Netzinfrastruktur auf der Höchstspannungsebene existiert, nach bisherigen Erkenntnissen der Neubau einer 380-kV-Leitung erforderlich. Eine Neubewertung, ob ein Ausbau der 110-kV-Infrastruktur den 380-kV-Neubau ersetzen kann, wird aktuell geprüft (s. o.).

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

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

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

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

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2035 (2021) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme M69 hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2035, B 2035, C 2035 und B 2040 als erforderlich erwiesen.

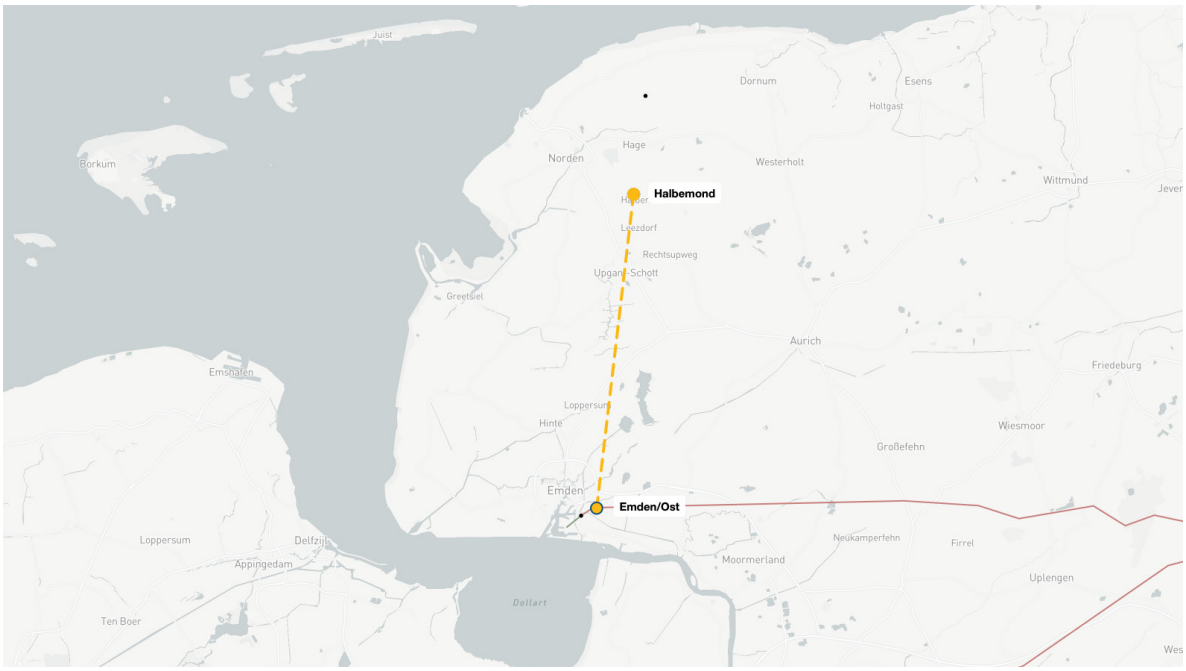
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Nach Ansicht der zuständigen Genehmigungsbehörde sowie der niedersächsischen Landesregierung ist das Projekt P20 mit der Maßnahme M69 als 380-kV-Freileitung u. a. wegen Querung mehrerer faktischer Vogelschutzgebiete derzeit nicht genehmigungsfähig. Eine teilweise Erdverkabelung scheidet mangels gesetzlicher Grundlage aus. Aus diesem Grund wurde im Zuge des NEP 2030 (2017) der bisherige OffshoreNetzverknüpfungspunkt (NOR-1-1) nach Emden/Ost verlegt, um eine rechtzeitige Inbetriebnahme der Offshore-Anschlussleitung sicherstellen zu können.

Mit Verlegung des Offshore-Netzverknüpfungspunktes nach Emden/Ost verringert sich der Lastfluss – und damit die Auslastung – zwischen Halbemond und Emden/Ost auf der 380-kV-Ebene. Eine Übernahme der Transportaufgabe auf der 110-kV-Ebene erscheint grundsätzlich möglich. Während entsprechende Untersuchungen des regionalen Verteilnetzbetreibers Avacon in den Jahren 2016/2017 noch zu dem Ergebnis kamen, dass der Netzausbau auf der 110-kV-Ebene technisch und wirtschaftlich nicht nachhaltig sei, so stellt sich die Sachlage jetzt unter Berücksichtigung des Ersatzneubaubedarfs der 110-kV-Leitung Emden/West – Halbemond sowie der Entwicklung des Zubaus an Windenergie onshore offensichtlich anders dar. In diesem Zusammenhang wird auf die Eingangsbemerkung oben verwiesen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P20 wurde im NEP 2023 (2013), im NEP 2024 (2014), im NEP 2030 (2017) sowie im NEP 2030 (2019) von der BNetzA bestätigt und ist als Vorhaben Nr. 37 Teil des Bundesbedarfsplans.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P22: Netzverstärkung Conneforde – Unterweser und Elsfleth/West – Ganderkesee

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT Nr. BBPlG 2021: 54, 55

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität von Conneforde nach Unterweser sowie von Elsfleth/West nach Ganderkesee und enthält folgende Maßnahmen:

- M82: Conneforde – Unterweser[1]
  Die existierende Leitung, auf der ein 220-kV- und ein 380-kV-Stromkreis aufgelegt sind, muss verstärkt werden (Netzverstärkung). Hierfür muss die Leitung mit zwei 380-kV-Stromkreisen mit einer dauerhaften Stromtragfähigkeit von je 4.000 A neu errichtet werden. Dabei wird versucht, so weit wie möglich die bestehenden Masten sowie die bestehende Trasse zu nutzen. Weiterhin müssen die betroffenen 380-kV-Schaltanlagen in Conneforde verstärkt (Netzverstärkung; siehe TTG-P157) sowie die bestehende Schaltanlage Unterweser am gleichen Standort durch einen Neubau abgelöst werden (Netzverstärkung; siehe TTG-019).
- M80: Elsfleth/West – Ganderkesee (über Niedervieland)
  Von Elsfleth/West über Niedervieland nach Ganderkesee ist die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung notwendig. Hierfür muss die Leitung mit zwei 380-kV-Stromkreisen mit einer Stromtragfähigkeit von je 4.000 A neu errichtet werden. Weiterhin sind die 380-kV-Schaltanlagen Ganderkesee und Niedervieland zu verstärken (Netzverstärkung).

Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung orientiert sich die Planung an der Bestandstrasse. Dabei sind Abweichungen vom aktuellen Trassenverlauf bei der nachgelagerten Planung möglich, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen, bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern oder Bündelungen mit linienförmiger Infrastruktur umzusetzen, um u. a. dem Bündelungsgebot Rechnung zu tragen.

Im Zuge des Projekts sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040			
M82	Leitung	NI	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		32	x	x	x	x	2027	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓
M80	Leitung	NI	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		36	x	x	x	x	2030, 2031	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Aufgrund des prognostizierten starken Anstiegs erneuerbarer Energien, vor allem Wind onshore und offshore, im Raum nordwestliches Niedersachsen ist die vorhandene Netzstruktur aus dem Raum nordwestliches Niedersachsen in Richtung Süden nicht mehr ausreichend, um die überschüssige Leistung abtransportieren zu können. Des Weiteren ist die Schaltanlage Unterweser (siehe TTG-019) als Netzverknüpfungspunkt für den Anschluss von Offshore-Windenergie vorgesehen. Ohne die Verstärkung der Leitungen wird der bestehende 380-kV-Stromkreis Conneforde – Unterweser bei Ausfall eines 380-kV-Stromkreises Unterweser – Elsfleth/

1 Rücknahme der Maßnahme M92 und Aufnahme der Maßnahme M82, die anstelle einer Spannungsumstellung einen Ersatzneubau vorsieht, entsprechend neuer Erkenntnisse und der Bestätigung der BNetzA vom 14.01.2022.

West unzulässig hoch belastet. Des Weiteren bestehen ohne die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung Elsfleth/West – Ganderkesee bei Ausfall eines parallelen Stromkreises Überlastungen. Zusammen mit dem Projekt P119 bildet P22 die Grundlage für den Anschluss von 4 GW Offshore-Windenergie in Unterweser bis 2030 sowie den überregionalen Abtransport.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

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

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

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

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2035 (2021) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahmen M82 und M80 haben sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2035, B 2035, C 2035 und B 2040 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass bei M80 durch WAFB die geforderte Stromtragfähigkeit von 4.000 A pro Stromkreis nicht dauerhaft erreicht werden kann. Eine Anwendung von HTL ist nicht möglich, da es aufgrund der Geometrie der Leiterbündel zu einer unzulässigen Lärmemission kommt. Aus diesem Grund muss die Leitung in bestehender Trasse neu gebaut werden.

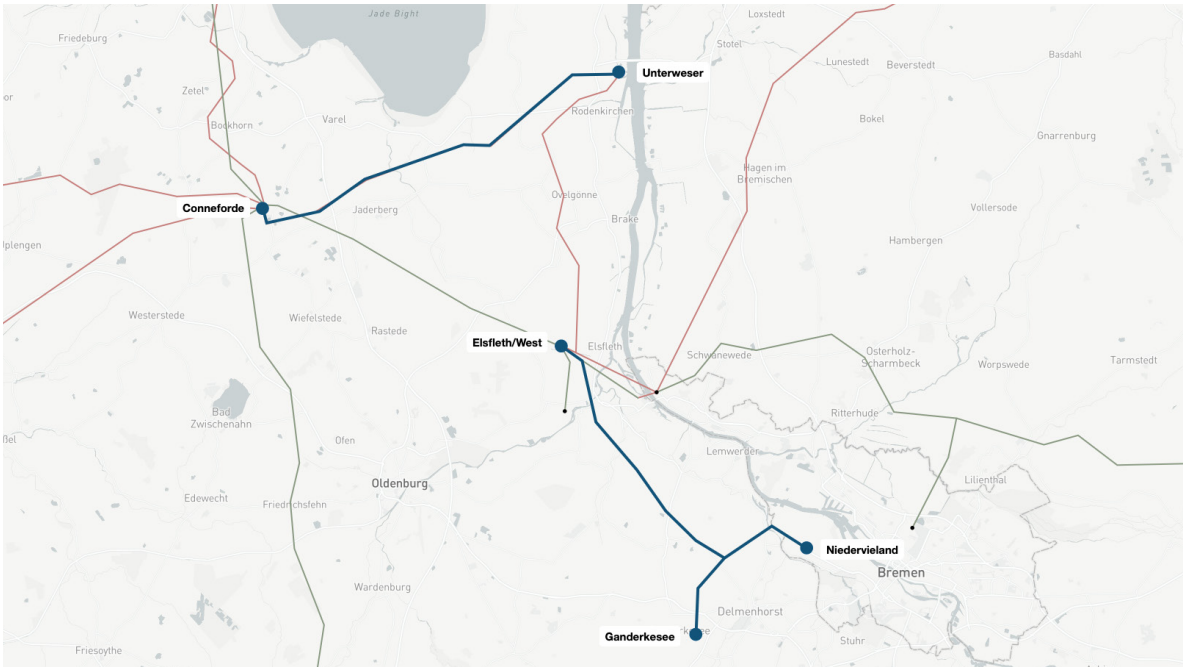
Die Prüfungen haben darüber hinaus gezeigt, dass zwischen Conneforde und Unterweser mit der im Zuge des 2. Entwurfs des NEP 2035 (2021) beantragten Maßnahme M92 theoretisch eine Spannungsumstellung des aktuell mit 220 kV betriebenen Stromkreises ausreichen würde. Allerdings hat sich bei näherer Untersuchung der Leitung in der Region herausgestellt, dass zur Erfüllung der Anforderungen der TA Lärm rund 50 der bestehenden 80 Masten neu errichtet, erhöht oder verstärkt werden müssten, was einem Ersatzneubau gleich kommt. Aus diesem Grund wird M92 nicht weiter verfolgt, sondern mit M82 die nachhaltigere Maßnahme eines Ersatzneubaus mit Auflage von zwei neuen Stromkreisen mit einer dauerhaften Stromtragfähigkeit von je 4.000 A angestrebt. Hierbei wird versucht, rund 30 bestehende Masten, bei denen die Anforderungen der TA Lärm mit den neuen Leiterseilen erfüllt werden, in den folglich partiellen Ersatzneubau zu integrieren.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Weitere alternative Einzelmaßnahmen wurden nicht geprüft, da es sich bei der Verbindung um eine bereits existierende Leitung handelt. Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Verstärkung dieser bestehenden Verbindung in Betracht gezogen. Eine Alternative zu M82 stellt theoretisch die Maßnahmen M92 dar (s.o.). Allerdings würden damit die genehmigungsrechtlichen Anforderungen nicht erfüllt. Daher scheidet diese Option (weitgehend) aus.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P22 wurde im NEP 2030 (2019) und im NEP 2035 (2021) von der BNetzA bestätigt und ist als Vorhaben Nr. 54 (mit der Maßnahme M92) sowie Nr. 55 (M80) im Bundesbedarfsplan enthalten.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P23: Netzverstärkung zwischen Dollern und Elsfleth/West

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT Nr. BBPlG 2021: 38

Nr. TYNDP 2020: 207

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Dollern und Elsfleth/West in Niedersachsen und enthält folgende Maßnahme:

- M20: Dollern – Alfstedt – Farge – Elsfleth/West
  Von Dollern über Alfstedt und Farge zur Schaltanlage Elsfleth/West ist die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung vorgesehen, um die Transportkapazität zu erhöhen (Netzverstärkung). Hierfür muss die Leitung mit zwei Stromkreisen mit einer Stromtragfähigkeit von je 4.000 A neu errichtet werden, da eine Verstärkung mittels Hochtemperaturseilen nicht möglich ist. Weiterhin sind die 380-kV-Schaltanlagen Dollern und Alfstedt zu verstärken (Netzverstärkung). Aufgrund von lokalen Gegebenheiten muss das Umspannwerk Farge darüber hinaus an geeigneter Stelle neu errichtet werden (Netzverstärkung).

Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung orientiert sich die Planung an der Bestandstrasse. Dabei sind Abweichungen vom aktuellen Trassenverlauf bei der nachgelagerten Planung möglich, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen, bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern oder Bündelungen mit linienförmiger Infrastruktur umzusetzen, um u. a. dem Bündelungsgebot Rechnung zu tragen.

Im Zuge des Projekts sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040			
M20	Leitung	NI, HB	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		100	x	x	x	x	2030, 2031	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Aufgrund des prognostizierten starken Anstiegs der Stromerzeugung aus Windenergie onshore und offshore in Schleswig-Holstein und Niedersachsen ist die vorhandene Netzstruktur ausgehend von Dollern in Richtung Westen nicht mehr ausreichend, um die überschüssige Leistung abtransportieren zu können. Ohne die beschriebene Maßnahme wird die 380-kV-Leitung Dollern – Elsfleth/West bei Ausfall eines 380-kV-Stromkreises deutlich überlastet.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

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

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

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

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2035 (2021) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme M20 hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2035, B 2035, C 2035 und B 2040 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass durch WAFB die geforderte Stromtragfähigkeit von 4.000 A pro Stromkreis nicht dauerhaft erreicht werden kann. Eine Anwendung von HTL ist nicht möglich, da es aufgrund der Geometrie der Leiterbündel zu einer unzulässigen Lärmemission kommt. Aus diesem Grund muss die Leitung in bestehender Trasse neu gebaut werden.

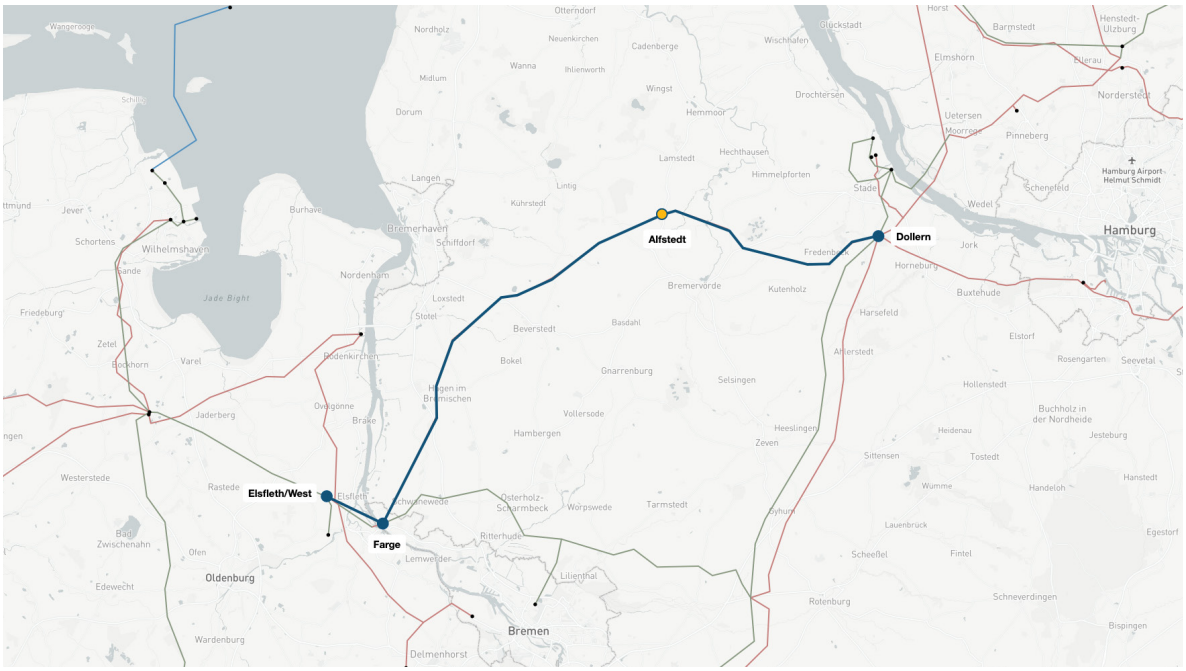
Alternative Netzverknüpfungspunkte

Bei der Verbindung handelt es sich um eine bereits existierende Leitung. Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Verstärkung dieser bestehenden Verbindung in Betracht gezogen. Alternative bestehende Verbindungen aus dem Raum Stade/Dollern in den Raum nordwestlich von Bremen, mit denen sich die Übertragungsaufgabe sinnvoll erfüllen ließe, bestehen nicht. Mit den ebenfalls bereits im BBP enthaltenen Projekten TTG-P24, P116 und P119 werden bereits die alternativen Bestandsleitungen aus dem Raum Stade/Dollern in Richtung Süden und Westen ertüchtigt.

Alternativ zu P23 wäre theoretisch eine Verstärkung der bestehenden Achse Dollern – SG Sottrum – Elsfleth/West denkbar. Da dieses Projekt durchgängig als Parallelneubau zusätzlich zu den bereits im Rahmen von TTG-P24, P116 und P119 zur Ertüchtigung anstehenden Leitungen ausgeführt werden müsste, kommt diese Alternative sowohl wegen ihrer Länge als auch wegen der schlechteren NOVA-Einstufung nicht ernsthaft in Betracht.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P23 wurde im NEP 2023 (2013), im NEP 2024 (2014), im NEP 2030 (2017), im NEP 2030 (2019) sowie im NEP 2035 (2021) von der BNetzA bestätigt und ist als Vorhaben Nr. 38 im Bundesbedarfsplan enthalten.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P26: Netzverstärkung zwischen Brunsbüttel, Büttel, Wilster/West und Stade/West

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT Nr. BBPlG 2021: 50

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Schleswig-Holstein sowie von Schleswig-Holstein nach Niedersachsen und enthält folgende Maßnahmen:

- M432: Brunsbüttel – Büttel
  Von Brunsbüttel nach Büttel ist die Ablösung der bestehenden 380-kV-Leitung durch eine neue zweisystemige 380-kV-Leitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis vorgesehen (Netzverstärkung). Hierzu ist die 380-kV-Schaltanlage Büttel zu verstärken (Netzverstärkung). Die 380-kV-Schaltanlage Brunsbüttel wurde im Rahmen des Projekts TTG-P25 (Westküstenleitung) bereits ertüchtigt.
- M76: Büttel – Wilster/West
  Von Büttel nach Wilster/West ist die Ablösung der bestehenden 380-kV-Leitung durch eine neue zweisystemige 380-kV-Leitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis vorgesehen (Netzverstärkung). Hierzu ist die 380-kV-Schaltanlage Büttel zu verstärken (Netzverstärkung). Die 380-kV-Schaltanlage Wilster/West wurde neu errichtet und ist für den Anschluss der Maßnahme vorbereitet.
- M89: Wilster/West – Stade/West
  Von Wilster/West nach Stade/West ist die Ablösung der bestehenden 380-kV-Leitung von Wilster/West nach Dollern durch eine neue zweisystemige 380-kV-Leitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis von Wilster/West nach Stade/West vorgesehen (Netzverstärkung). Die 380-kV-Schaltanlage Wilster/West ist für den Anschluss der Maßnahme bereits vorbereitet und die Schaltanlage Stade/West wird bereits im Rahmen des Projekts TTG-P24 neu gebaut. Die Erhöhung der Stromtragfähigkeit des südlichen Abschnitts der bestehenden Leitung von Stade/West bis zum Kreuzungsmast der Leitungen nach Wilster/West und Hamburg/Nord im Amt Geest und Marsch Südholstein auf 3.600 A ist bereits im Rahmen der Projekte TTG-005 (siehe NEP 2030 (2019)) und TTG-P24 erfolgt. Der behördliche genehmigte Dauerstrom dieses Leitungsstücks muss im Rahmen der Maßnahme auf 4.000 A erhöht werden. Nach Inbetriebnahme von TTG-P24 wird die Leitung von Wilster/West über Stade/West nach Sottrum an Dollern vorbei geführt.

Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung orientiert sich die Planung an der Bestandstrasse. Dabei sind Abweichungen vom aktuellen Trassenverlauf bei der nachgelagerten Planung möglich, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen, bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern oder Bündelungen mit linienförmiger Infrastruktur umzusetzen, um u. a. dem Bündelungsgebot Rechnung zu tragen.

Im Zuge des Projekts sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040			
M432	Leitung	SH	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		3	x	x	x	x	2029, 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓
M76	Leitung	SH	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		8	x	x	x	x	2029, 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓
M89	Leitung	SH, NI	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		44	x	x	x	x	2029, 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Region ist geprägt durch hohe Einspeisung von Strom aus Windenergie, onshore sowie offshore. Die Ein-speisung aus Windenergie übersteigt bereits heute die regionale Last zu weiten Teilen des Jahres, sodass in erheblichem Umfang Einspeisemanagement-Maßnahmen erforderlich sind. Der Zubau an Windenergie onshore wie offshore wird gemäß den Szenarien weiter ansteigen.

Netzplanerische Begründung

Aufgrund des prognostizierten starken Anstiegs erneuerbarer Energien im Raum Schleswig-Holstein ist die bestehende 380-kV-Netzstruktur nicht mehr ausreichend, um die Energie abtransportieren zu können. Die zugrundeliegende 380-kV-Netzstruktur wäre ohne die hier aufgeführten Maßnahmen nicht mehr (n-1)-sicher. Darüber hinaus sind die Schaltanlage Büttel als Netzverknüpfungspunkt für den Anschluss von Offshore-Windenergie (Projekte NOR-4-1, NOR-4-2, NOR-5-1 und NOR-7-2) sowie die Schaltanlagen Brunsbüttel und Wilster/West jeweils als Startpunkt für die HGÜ-Verbindungen DC3 und DC4 (zusammen SuedLink) vorgesehen. Die Schaltanlage Wilster/West ist darüber hinaus Startpunkt für die mittlerweile in Betrieb befindliche DC-Verbindung nach Norwegen (NordLink, siehe TTG-P68 im NEP 2030 (2019)).

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

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

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Anderweitige Planungsmöglichkeiten sind die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie anderweitige Technologiekonzepte. Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination aus AC-Netz und Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2035 (2021) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahmen M432, M76 und M89 haben sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2035, B 2035, C 2035 und B 2040 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

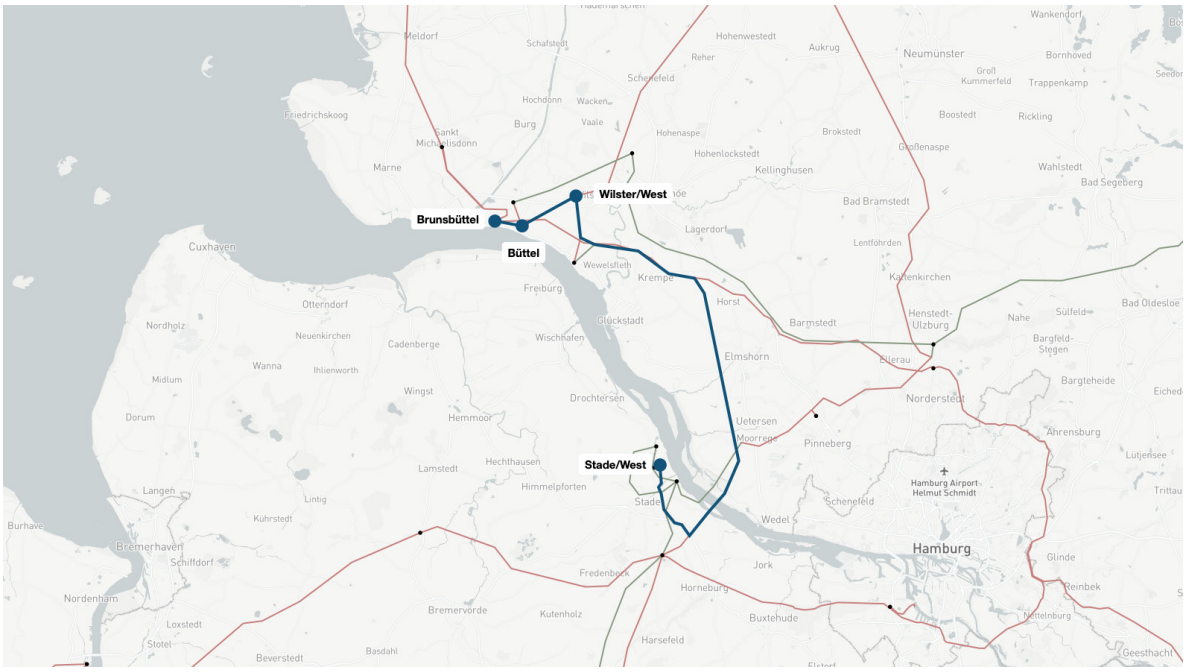
Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass durch WAFB die geforderte Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis nicht erreicht werden kann. Eine Anwendung von HTL ist nicht möglich, da es aufgrund der Geometrie der Zweier-Leiterbündel zu einer unzulässigen Lärmemission kommen könnte. Aus diesem Grund müssen die Leitungen in bestehender Trasse neu gebaut werden.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Weitere alternative Einzelmaßnahmen wurden nicht geprüft, da es sich bei der Verbindung um bereits existierende Leitungen handelt. Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Verstärkung dieser bestehenden Verbindungen in Betracht gezogen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P26 wurde von der BNetzA im NEP 2030 (2019) und im NEP 2035 (2021) bestätigt und ist als Vorhaben Nr. 50 im Bundesbedarfsplan enthalten.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P33: Netzverstärkung zwischen Wolmirstedt und Gleidingen/Hallendorf

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz, TenneT Nr. BBPlG 2021: 10

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Sachsen-Anhalt und Niedersachsen. Es stärkt die Verbindung der Übertragungsnetze von 50Hertz und TenneT und dient dem Abtransport von Leistung aus Erneuerbare-Energien-Anlagen. Es enthält folgende Maßnahme:

- M24b: Wolmirstedt – Helmstedt/Ost[1] – Gleidingen/Hallendorf[2]
  Von Wolmirstedt über Helmstedt/Ost nach Gleidingen/Hallendorf wird ergänzend zur Maßnahme M24a (siehe 50HzT-P33 sowie TTG-P33) eine weitere 380-kV-Doppelleitung mit Hochstrombeseilung (4.000 A) im bestehenden Trassenraum errichtet (Netzverstärkung). Die 380-kV-Anlage Wolmirstedt ist zu erweitern (Netzverstärkung). Die 380-kV-Schaltanlage Helmstedt wird am gleichen Standort als Helmstedt/Ost neu errichtet (Netzverstärkung).

  Ab Helmstedt/Ost soll bis zum neu entstehenden Umspannwerk Gleidingen/Hallendorf die Trasse einer 110-kV-Leitung nach Möglichkeit und in Abstimmung mit dem VNB genutzt werden, hierbei ist eine 110-kV-Mitnahme zu untersuchen. Darüber hinaus ist das im Rahmen von P228 M800 zu errichtende Umspannwerk in der Umgebung von Gleidingen und Hallendorf (Suchraum: Stadt Salzgitter) um zusätzliche Schaltfelder zu erweitern (Netzverstärkung).

Die Maßnahme M24a Wolmirstedt – Helmstedt/Ost – Hattorf – Wahle, die ursprünglich ebenfalls Teil des Projektes P33 war, wurde in das Startnetz überführt, da hier das Planfeststellungsverfahren eröffnet wurde. Sie wird nun in den Projekten 50HzT-P33 und TTG-P33 dargestellt.

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040			
M24b	Leitung	ST, NI	NV	Errichtung einer Leitung: Parallelneubau		113	x	x	x	x	2027, 2028 (50HzT) 2031, 2032 (TTG)	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren, 3: Vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG	✓

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die bestehende 380-kV-Leitung Wolmirstedt – Helmstedt (Kuppelleitung zwischen 50Hertz und TenneT) sowie die sich anschließende 380-kV-Leitung Helmstedt – Hattorf – Wahle (TenneT) werden durch hohe Leistungsflüsse vor allem in Ost-West-Richtung, bedingt durch einen großen Erzeugungsüberschuss in der Regelzone von 50Hertz, bereits heute hoch belastet. Perspektivisch nimmt der Erzeugungsüberschuss weiter zu.

1 Änderung des Maßnahmenzuschnitts über Helmstedt (Neuerrichtung 380-kV-Schaltanlage) entsprechend neuer Erkenntnisse und der Bestätigung der BNetzA vom 14.01.2022.

2 Verschiebung der Projektgrenze zu Gleidingen/Hallendorf entsprechend neuer Erkenntnisse und der Bestätigung der BNetzA vom 14.01.2022.

Netzplanerische Begründung

Bei Ausfall eines bereits nach Maßnahme M24a (siehe 50HzT-P33 und TTG-P33) verstärkten 380-kV-Stromkreises von Wolmirstedt nach Helmstedt/Ost und weiter bis Wahle wird der verbleibende Parallelstromkreis unzulässig hoch belastet. Diese Situation kann durch Maßnahme M24b im Zusammenhang mit P228 vermieden werden.

Die Projekte P33 und P228 dienen gemeinsam der Abführung von regenerativer Einspeisung aus dem Norden sowie aus dem Osten Deutschlands. Damit wird eine wichtige Transitquerspange in Bestandstrassen geschaffen, die gleichzeitig der langfristigen Versorgung der Großräume Hannover und Braunschweig dient.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

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

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

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

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2035 (2021), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme M24b hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2035, B 2035, C 2035 und B 2040 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Netzoptimierungen in Form von netzbezogenen Maßnahmen stehen zur Beherrschung der erwarteten Leistungsfluss- und Netzsituationen in dieser Netzregion nur in sehr begrenztem Umfang zur Verfügung. Eine Reduzierung der Belastung durch Topologieänderungen führt lediglich zu einer nicht ausreichenden Reduzierung der Leitungsbelastung.

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts). Das Potenzial der Netzoptimierung mittels WAFB reicht zur Behebung des Engpasses auf der bestehenden 380-kV-Leitung Wolmirstedt – Helmstedt – Hattorf – Wahle, auch mit der erfolgten Stromtragfähigkeitserhöhung durch die Maßnahme M24a (siehe 50HzT-P33 und TTG-P33) nicht aus.

Zwischen Wolmirstedt und Gleidingen/Hallendorf werden vorrangig bestehende Trassenräume für eine Netzverstärkung mittels Neubau einer 380-kV-Leitung mit zwei Stromkreisen (Hochstrombeseilung mit 4.000 A) genutzt.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Als Alternative wurden eine zusätzliche 380-kV-Leitung von Stendal/West (50Hertz) nach Wahle (TenneT) sowie eine Verstärkung der südlichen Achse mit Hilfe eines 380-kV-Neubaus in neuer Trasse zwischen den Standorten Förderstedt und Marke bzw. Klostermansfeld erwogen. Mithilfe einer dieser beiden genannten Doppelleitungen könnte die Überlastung Wolmirstedt – Helmstedt wirksam reduziert werden. Diese Option wurde aber aufgrund der zusätzlichen Rauminanspruchnahme durch eine neue Trasse verworfen.

Als Alternative zu M24b wurde in früheren Netzentwicklungsplänen ein Neubau in bestehender Trasse zwischen Wolmirstedt und Wahle vorgeschlagen und von der Bundesnetzagentur bestätigt. Diese Variante hat allerdings den Nachteil, dass bis zu sechs Stromkreise in Bestandstrassen geführt und im bereits sehr

großen Umspannwerk Wahle angeschlossen werden müssten. Zusätzlich wird mit der neuen Konfiguration von M24b auch das weitere Projekt P228 Landesbergen – Mehrum/Nord – Gleidingen/Hallendorf besser bedient, welches Mehrum/Nord (siehe TTG-P115) zu einem stärkeren Knoten für die Versorgung des Großraums Hannover macht. Die Verlegung südlich um Braunschweig verstärkt die Region und erhöht die Zuverlässigkeit.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P33 mit der Maßnahme M24b wurde im NEP 2024 (2014), im NEP 2030 (2017), im NEP 2030 (2019) sowie im NEP 2035 (2021) von der Bundesnetzagentur bestätigt. Es ist zusammen mit der bereits im Startnetz befindlichen Maßnahme M24a (siehe 50HzT-P33 sowie TTG-P33) als Vorhaben 10 im Bundesbedarfsplan enthalten.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P37: Vieselbach – Mecklar

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz, TenneT Nr. BBPlG 2021: 12

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Thüringen und Hessen. Es stärkt die Verbindung der Netze von 50Hertz und TenneT und dient insbesondere dem Abtransport von Leistung aus Erneuerbare-Energien-Anlagen. Es besteht aus folgenden Maßnahmen:

- M25a: Vieselbach – Landesgrenze Thüringen/Hessen
  Im 50Hertz-Abschnitt von Vieselbach über Eisenach bis zur Landesgrenze Thüringen/Hessen ist die bestehende 380-kV-Leitung durch eine HTL-Umbeseilung mit teilweisen Masttauschen in ihrer Leistungsfähigkeit auf 4.000 A zu steigern (Netzverstärkung). Hierzu sind die 380-kV-Anlagen Vieselbach und Eisenach entsprechend zu verstärken (Netzverstärkung).
- M25b: Landesgrenze Thüringen/Hessen – Mecklar
  Im TenneT-Abschnitt von der Landesgrenze Thüringen/Hessen bis Mecklar ist die bestehende 380-kV-Leitung durch eine HTL-Umbeseilung auf 4.000 A zu verstärken (Netzverstärkung). Die 380-kV-Anlage Mecklar ist entsprechend zu verstärken (Netzverstärkung).

Bei der Verstärkung der bestehenden Leitung orientiert sich die Planung an der Bestandstrasse. Dabei können, u. a. im Rahmen von Masttauschen, geringfügige Abweichungen vom aktuellen Trassenverlauf bei der nachgelagerten Planung entstehen, um insbesondere Abstände zu Siedlungen zu erhöhen.

Der regionale Verteilnetzbetreiber plant im 50Hertz-Abschnitt im Gebiet Ebenheim, gelegen zwischen Vieselbach und Eisenach, sein bestehendes 110-kV-Umspannwerk Ebenheim in Abstimmung mit 50Hertz mit einer 380/110-kV-Umspannung zu erweitern. Diese Erweiterung ist jedoch nicht Bestandteil des Projektes P37; sie ist eine separate Punktmaßnahme (siehe Begleitdokument Punktmaßnahmen).

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040			
M25a	Leitung	TH	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		87	x	x	x	x	2026, 2027	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/ Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz	✓
M25b	Leitung	HE	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung		43	x	x	x	x	2024, 2026	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/ Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz	✓

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die bestehende 380-kV-Leitung Vieselbach – Eisenach – Mecklar (Kuppelleitung zwischen 50Hertz und TenneT) wird durch hohe Leistungsflüsse vor allem in Ost-West-Richtung, bedingt durch einen großen Erzeugungsüberschuss in der Regelzone von 50Hertz, beansprucht.

Netzplanerische Begründung

Die bestehende Leitung weist eine Übertragungskapazität von 1.660 MVA auf. Ohne die Verstärkung der Leitung durch Umbeseilung wird die 380-kV-Leitung Vieselbach – Eisenach – Mecklar bei Ausfall eines Stromkreises dieser Leitung unzulässig hoch belastet.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

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

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

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

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2035 (2021) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahmen M25a und M25b haben sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2035, B 2035, C 2035 und B 2040 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

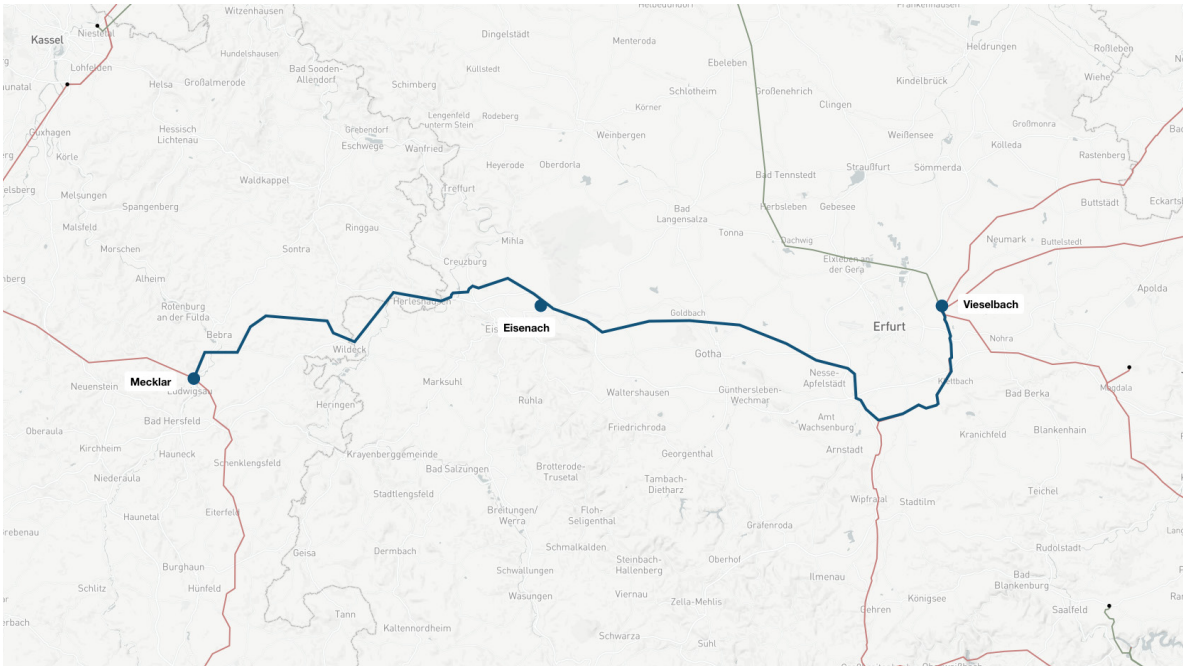
Das Potenzial der Netzoptimierung mittels WAFB wurde zur Behebung des Engpasses auf der bestehenden 380-kV-Leitung Vieselbach – Eisenach – Mecklar untersucht. So können dadurch in Starkwindperioden maximal 1.900 MVA pro Stromkreis übertragen werden. In Schwach- bzw. Mittelwindperioden ist die Übertragungskapazität der Leitung Vieselbach – Eisenach – Mecklar für die gemäß Szenariorahmen zu erwartenden Übertragungsaufgaben hingegen weiterhin im Grenzbereich der zulässigen Leitungsbelastung. Mit der Umbeseilung und teilweisen Masttauschen (im Abschnitt Vieselbach – Landesgrenze Thüringen/Hessen) auf der 380-kV-Leitung Vieselbach – Eisenach – Mecklar ist die notwendige Netzverstärkung realisierbar.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Zu den Maßnahmen M25a und M25b bestehen keine alternativen Netzverknüpfungspunkte bzw. Maßnahmen, die gemäß NOVA-Prinzip technische und/oder wirtschaftliche Alternativen darstellen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P37 mit den Maßnahmen M25a und M25b wurde seit dem NEP 2022 (2012) von der Bundesnetzagentur bestätigt und ist als Vorhaben Nr. 12 im Bundesbedarfsplan enthalten.


Kassel
Mecklar
Eisenach
Vieselbach
Erfurt
Gotha
Weimar
Sondershausen
Nordhausen
Bad Hersfeld
Fulda
Meiningen
Suhl
Arnstadt
Ilmenau
Sömmerda
Weißensee
Bad Langensalza
Mühlhausen
Heiligenstadt
Eisenach
Bad Salzungen
Schmalkalden
Waltershausen
Friedrichroda
Georgenthal
Tambach-Dietharz
Oberhof
Rudolstadt
Saalfeld
Bad Blankenburg
Königsee
Apolda
Buttstädt
Neumark
Buttelstedt
Bad Berka
Blankenhain
Kranichfeld
Teichel
Stadtilm
Wipfratal
Ellrich
Bleicherode
Sondershausen
Artern
Sangerhausen
Eisleben
Hettstedt
Querfurt
Roßleben
Wiehe
Kölleda
Straußfurt
Rastenberg
Großmonra
Kindelbrück
Heldrungen
Clingen
Sondershausen
Nordhausen
Ellrich
Bleicherode
Artern
Sangerhausen
Eisleben
Hettstedt
Querfurt
Roßleben
Wiehe
Kölleda
Straußfurt
Rastenberg
Großmonra
Kindelbrück
Heldrungen
Clingen
Sömmerda
Weißensee
Bad Langensalza
Mühlhausen
Heiligenstadt
Eisenach
Bad Salzungen
Schmalkalden
Waltershausen
Friedrichroda
Georgenthal
Tambach-Dietharz
Oberhof
Rudolstadt
Saalfeld
Bad Blankenburg
Königsee
Apolda
Buttstädt
Neumark
Buttelstedt
Bad Berka
Blankenhain
Kranichfeld
Teichel
Stadtilm
Wipfratal
Ellrich
Bleicherode
Sondershausen

P43: Netzverstärkung und -ausbau zwischen Mecklar, Dipperz und Bergrheinfeld/West

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT Nr. BBPlG 2021: 17

Nr. TYNDP 2020: 164

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Hessen und Bayern und enthält die folgenden Maßnahmen:

- M74a: Mecklar nach Dipperz
  Von Mecklar nach Dipperz ist eine Netzverstärkung durch Neubau einer 380-kV-Doppelleitung im bestehenden Trassenraum mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis vorgesehen (Netzverstärkung). Hierzu ist die 380-kV-Schaltanlage in Mecklar zu verstärken sowie die 380-kV-Schaltanlage in Dipperz zu erneuern und voll einzuschleifen (Netzverstärkung).
- M74b: Dipperz nach Bergrheinfeld/West
  Von Dipperz nach Bergrheinfeld/West ist ein Neubau einer 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A pro Stromkreis vorgesehen (Netzausbau). Hierzu sind die 380-kV-Schaltanlagen in Dipperz und Bergrheinfeld/West zu verstärken (Netzverstärkung).

Im Zuge des Projekts sind ergänzend Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

Das Projekt ist ein Drehstrom-Pilotprojekt mit der Möglichkeit zur Teil-Erdverkabelung nach § 4 Bundesbedarfsplangesetz.

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040			
M74a	Leitung	HE	NV	Errichtung einer Leitung: Parallelneubau		50	x	x	x	x	2031	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓
M74b	Leitung	HE, BY	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	80		x	x	x	x	2031	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Aufgrund des prognostizierten starken Anstiegs erneuerbarer Energien im Norden Deutschlands ist die bestehende 380-kV-Netzstruktur nicht mehr ausreichend, um die Energie in Richtung Süden abtransportieren zu können. Das Projekt P43 schließt direkt südlich an die Projekte TTG-006 (Wahle – Mecklar), TTG-P118 (Borken – Mecklar) sowie P37 (Vieselbach – Mecklar) an.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

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

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

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

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2035 (2021) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahmen M74a und M74b haben sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2035, B 2035, C 2035 und B 2040 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass die geforderte Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis mit den beiden vorhandenen 380-kV-Stromkreisen zwischen Mecklar und Dipperz nicht erreicht werden kann. Daher ist ein Parallelneubau von zwei zusätzlichen Stromkreisen in bzw. neben der vorhandenen Trasse sowie darüber hinaus eine Verlängerung nach Bergrheinfeld/West erforderlich.

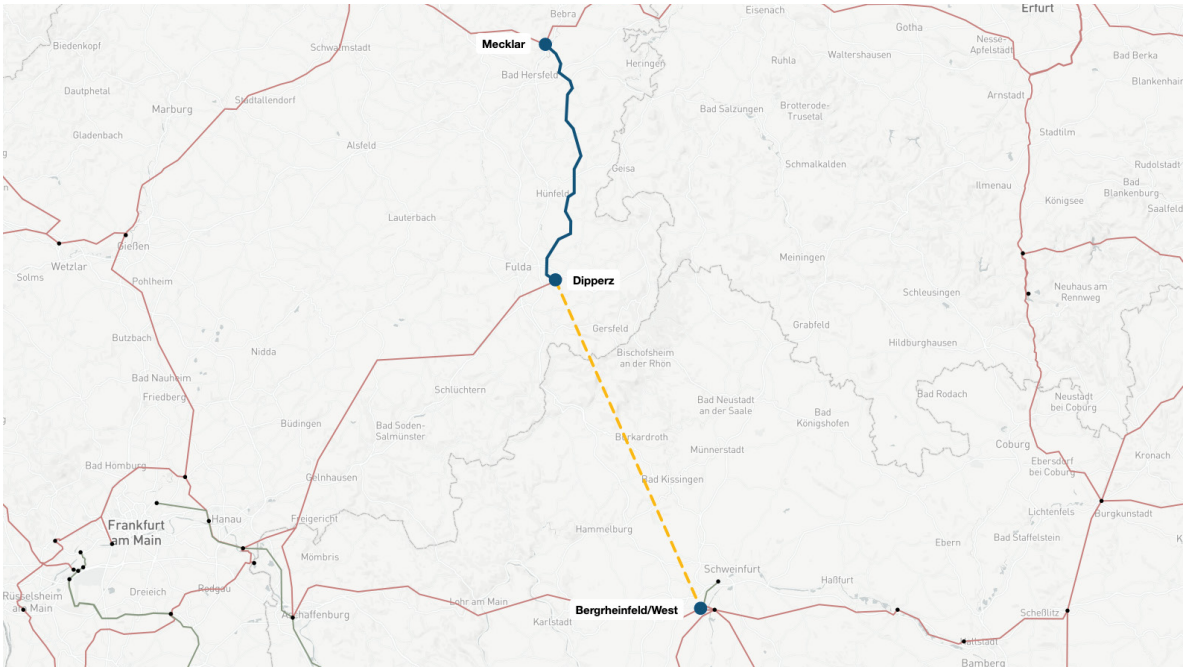
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Um einen geeigneten Endpunkt für die Leitung zu finden, wurde im Netzentwicklungsplan 2014 der Raum Grafenrheinfeld als Bereich für den Netzverknüpfungspunkt untersucht. In dieses Gebiet fällt ebenfalls das Umspannwerk Bergrheinfeld/West. Aufgrund der technischen und örtlichen Gegebenheiten im Umspannwerk Bergrheinfeld/West wurde dieses als Anschlusspunkt für die Leitung aus Mecklar festgelegt.

Alternativ zu P43 wurde erstmals im NEP 2025 eine Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitungen von Mecklar über Dipperz nach Urberach durch zwei zusätzliche Stromkreise untersucht (Parallelneubau; siehe P43mod im NEP 2030 (2019)). Diese Alternative ist ebenfalls grundsätzlich geeignet, die erforderliche Übertragungsaufgabe wahrzunehmen. Mit 164 km ist sie allerdings deutlich länger als P43 und führt nach Analysen der ÜNB im NEP 2030 (2017) zwischen Vieselbach und Mecklar sowie südlich vor Urberach zu weiteren Überlastungen. Darüber hinaus kann mit der Umsetzung von P43mod an Stelle von P43 die Vermaschung zwischen Hessen und Bayern nicht erreicht werden. Im Rahmen von P161 Großkrotzenburg – Urberach sowie P500 Somborn – Urberach werden weitere Verstärkungen der Achse östlich um Frankfurt herum erforderlich, sodass die Realisierung von P43mod zu insgesamt sechs Stromkreisen in diesem dicht besiedelten Raum südöstlich um Frankfurt herum führen würde.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P43 wurde im NEP 2022 (2012), im NEP 2023 (2013), im NEP 2024 (2014), NEP 2030 (2017), im NEP 2030 (2019) sowie im NEP 2035 (2021) von der BNetzA bestätigt und ist als Vorhaben Nr. 17 im Bundesbedarfsplan enthalten.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P51: Netzverstärkung im Mittleren Neckarraum

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW Nr. BBPlG 2021: 22

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt zur Erhöhung der Übertragungskapazität im Mittleren Neckarraum enthält folgende Maßnahmen:

- M37: Großgartach – Endersbach
  Im Rahmen der Maßnahme ist eine Netzverstärkung durch Neubau in bestehender Trasse und ein Parallelneubau notwendig. Hierdurch kann das vorhandene Dreibein Endersbach – Großgartach – Mühlhausen aufgelöst und zwei unabhängige 380-kV-Stromkreise Endersbach – Großgartach und Großgartach – Mühlhausen geschaffen werden. In den Schaltanlagen Endersbach und Großgartach sind Netzverstärkungsmaßnahmen erforderlich.

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040			
M37	Leitung	BW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau, Errichtung einer Leitung: Parallelneubau		27	x	x	x	x	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Das Projekt erhöht die Übertragungskapazität zwischen dem Bereich Heilbronn und dem Großraum Stuttgart.

Netzplanerische Begründung

Der vorhandene Stromkreis von Großgartach nach Endersbach und Mühlhausen sowie die Stromkreise von Großgartach nach Pulverdingen sind bei Ausfall des Stromkreises Mühlhausen – Pulverdingen stark überlastet. Durch Neubau in bestehender Trasse sowie Parallelneubau neben einer vorhandenen Trasse lässt sich ein weiterer 380-kV-Stromkreis Richtung Endersbach realisieren. Dies erhöht die Übertragungskapazität in den Raum Stuttgart deutlich und vergleichmäßigt die Belastungen auf der von Großgartach kommenden Achse.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

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

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.

Prüfung nach NOVA

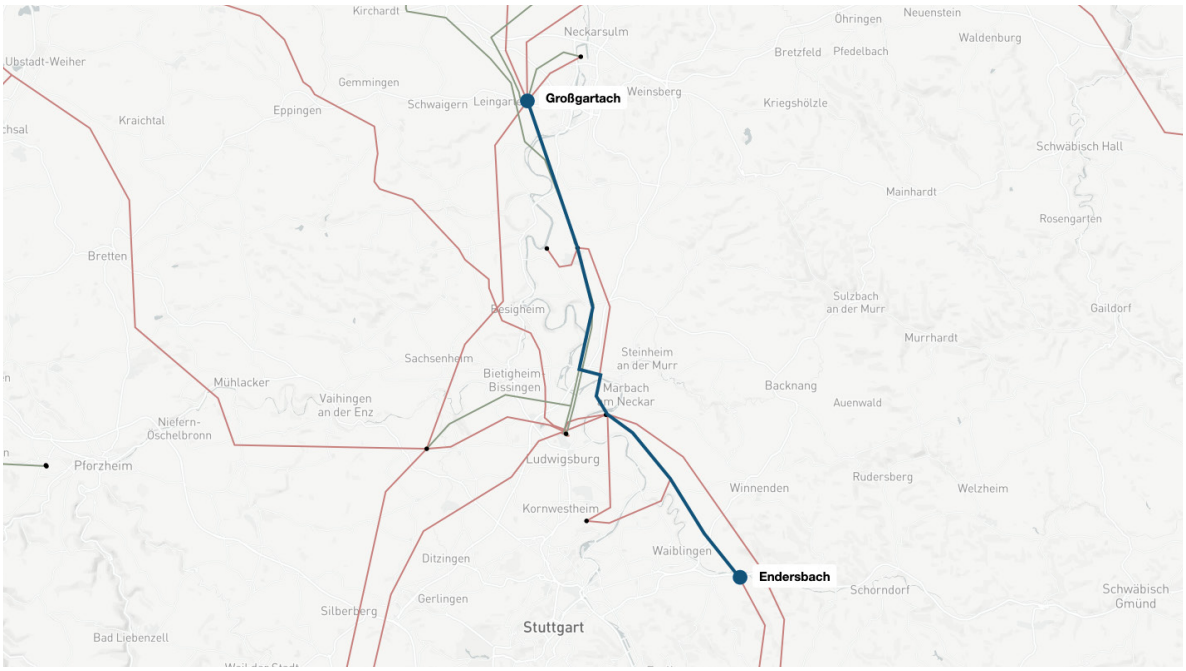
Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Zu der Maßnahme 37 gibt es im Hinblick auf das NOVA-Kriterium keine vorzugswürdigen alternativen Netzverknüpfungspunkte, da größtenteils bestehende Leitungsanlagen genutzt werden.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wurde in ähnlicher Form im NEP 2022 (2012) erstmalig identifiziert und wurde im NEP 2030 (2019) und im NEP 2035 (2021) bestätigt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P52: Netzverstärkung südliches Baden-Württemberg

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion, TransnetBW Nr. BBPlG 2021: 40

Nr. TYNDP 2020: 322

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität im südlichen Baden-Württemberg. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M94b Punkt Neuravensburg – Punkt Bundesgrenze (AT):
  Zwischen dem Punkt Neuravensburg und der Bundesgrenze (AT) wird in bestehender Trasse eine neue Leitung mit deutlich erhöhter Übertragungskapazität errichtet (Netzverstärkung).

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040			
M94b	Leitung	BW, BY	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		7	x	x	x	x	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Süddeutschland ist charakterisiert durch eine hohe installierte Leistung aus PV-Anlagen, die trotz der hohen Last zu Zeiten hoher Einspeisung zu einem Überschuss führen. Des Weiteren ist Süddeutschland die Verbindung zu den großen Pumpspeicherkraftwerken in den Alpen, die für die Umsetzung der Energiewende unerlässlich sind. Durch eine Verstärkung des Übertragungsnetzes kann sowohl die überschüssige Leistung aus den erneuerbaren Energiequellen abtransportiert, sichere Leistung zur Versorgung der Lasten zur Verfügung gestellt und die Flexibilisierungsmöglichkeiten der Pumpspeicherkraftwerke in den Alpen genutzt werden.

Netzplanerische Begründung

Aufgrund der zukünftigen Versorgungsaufgabe wird das 220-kV-Netz in der Region Zug um Zug zurückgebaut und dadurch geschwächt. Die Versorgungsaufgabe wird daher in der Region zukünftig vom 380-kV-Netz übernommen. Zur langfristigen Sicherstellung und Verbesserung der Versorgung des Hochrheingebietes ist die Anbindung von 220-kV-Umspannwerken an das 380-kV-Netz und damit eine Umstellung der Umspannung auf 380/110-kV notwendig.

Zudem wird die Übertragungskapazität des 380-kV-Netzes in diesem Netzgebiet, insbesondere die der grenzüberschreitenden Leitungen zwischen Deutschland und Österreich, durch dieses Projekt wesentlich erweitert. Überlastungen auf den bestehenden Leitungen werden behoben und somit die Verbindung des deutschen und des österreichischen Übertragungsnetzes gestärkt.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

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

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

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

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.

Dieses Projekt hat sich für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2035, B 2035, C 2035 und B 2040 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Nach dem NOVA-Prinzip sind diese Maßnahmen entstanden. Die Verstärkung durch die Maßnahme M94b erfolgt in den bestehenden Trassenräumen.

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahmen werden unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternative Netzverknüpfungspunkte für dieses Projekt sind grundsätzlich denkbar, jedoch in Bezug auf die volkswirtschaftlichen Kosten vor dem Hintergrund netzplanerischer Aspekte und die weitere Rauminanspruchnahme wesentlich schlechter.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P52 mit den Maßnahmen M93, M95 und M94b wurde von der Bundesnetzagentur in den Netzentwicklungsplänen 2022 (2012), 2023 (2013), 2024 (2014), 2030 (2017), 2030 (2019) und 2035 (2021) bestätigt.
Die Maßnahmen M93, M95 und M94b des Projekts werden im Bundesbedarfsplan aufgeführt (Vorhaben Nr. 24, 25, 40). Die Maßnahmen M93 und M95 werden im NEP 2035 (2021) im Startnetz geführt (vgl. AMP-P52).



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P53: Netzverstärkung und -ausbau zwischen Raitersaich/West, Ludersheim, Sittling und Altheim

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT Nr. BBPlG 2021: 41

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Bayerns zwischen Raitersaich/West, Ludersheim, Sittling und Altheim und enthält folgende Maßnahmen:

- M54: Raitersaich/West – Ludersheim
  Von Raitersaich/West nach Ludersheim ist die Ablösung der bestehenden 220-kV-Leitung durch eine 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis vorgesehen (Netzverstärkung). Hierzu ist eine 380-kV-Schaltanlage mit zwei 380/110-kV-Transformatoren in Ludersheim an Stelle der bestehenden 220-kV-Schaltanlage neu zu errichten (Netzausbau). In Raitersaich ist die bestehende 380-kV-Schaltanlage durch eine neue 380-kV-Schaltanlage Raitersaich/West zu ersetzen (Netzausbau). Entsprechend der Last- und Rückspeiseprognose sind in Raitersaich/West bis zu drei 380/110-kV-Transformatoren zum unterlagerten 110-kV-Netz zu errichten (Netzausbau und -verstärkung).
- M350: Ludersheim – Sittling – Suchraum Stadt Rottenburg/Gemeinde Neufahrn – Altheim
  Von Ludersheim über Sittling und Suchraum Stadt Rottenburg an der Laaber/Gemeinde Neufahrn nach Altheim wird die bestehende 220-kV-Leitung durch eine 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis abgelöst (Netzverstärkung). In Sittling wird ein 380/220-kV-Transformator in Betrieb genommen (Netzausbau). Im Rahmen dieser Maßnahme ist ein Neubau einer 380-kV-Schaltanlage in Sittling an Stelle der bestehenden 220-kV-Schaltanlage vorzusehen (Netzausbau). Entsprechend der Last- und Rückspeiseprognose sind in den Umspannwerken Ludersheim und Sittling aktuell jeweils zwei 380/110-kV-Transformatoren zum unterlagerten 110-kV-Netz zu errichten (Netzausbau). Im Suchraum im Bereich der Stadt Rottenburg an der Laaber und der Gemeinde Neufahrn ist in Absprache mit dem Bayernwerk ein zusätzliches Umspannwerk mit zwei 380/110-kV-Transformatoren in der Nähe des Kreuzungspunktes der 380-kV-Leitung mit der 110-kV-Leitung des Bayernwerks u. a. zur Aufnahme von PV-Rückspeisung aus der Region zu errichten (Netzausbau). Das Umspannwerk Altheim ist darüber hinaus zu erweitern (Netzverstärkung).

Die bestehenden 220-kV-Leitungen von Raitersaich über Ludersheim und Sittling nach Altheim werden nach Inbetriebnahme von P53 zurückgebaut.

Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung orientiert sich die Planung an der Bestandstrasse. Dabei sind Abweichungen vom aktuellen Trassenverlauf bei der nachgelagerten Planung möglich, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen, bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern oder Bündelungen mit linienförmiger Infrastruktur umzusetzen, um u. a. dem Bündelungsgebot Rechnung zu tragen.

Das Projekt ist ein Drehstrom-Pilotprojekt mit der Möglichkeit zur Teil-Erdverkabelung nach § 4 Bundesbedarfsplangesetz.

Im Zuge des Projekts sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040			
M350	Leitung	BY	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		114	x	x	x	x	2028, 2029	2: Im Raumordnungsverfahren/Bundesfachplanung	✓
M54	Leitung	BY	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		45	x	x	x	x	2029, 2030	2: Im Raumordnungsverfahren/Bundesfachplanung	✓

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Aufgrund des prognostizierten starken Anstiegs erneuerbarer Energien ist die bestehende Netzstruktur nicht mehr ausreichend, um die Energie abtransportieren zu können. Ohne die Netzverstärkung wird bei Ausfall eines 380-kV-Stromkreises von Raitersaich nach Irsching der parallele Stromkreis überlastet sowie die 220-kV-Leitung von Sittling nach Altheim bei Ausfall eines parallelen Stromkreises überlastet. Darüber hinaus ist die u. a. für die Versorgung des Großraums Nürnberg wichtige 220-kV-Bestandsleitung, deren Abschnitte 1940 und 1947 errichtet wurden, am Ende ihrer technischen Lebensdauer angekommen und steht somit zur Erneuerung an.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

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

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

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

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2035 (2021) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahmen M54 und M350 haben sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2035, B 2035, C 2035 und B 2040 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

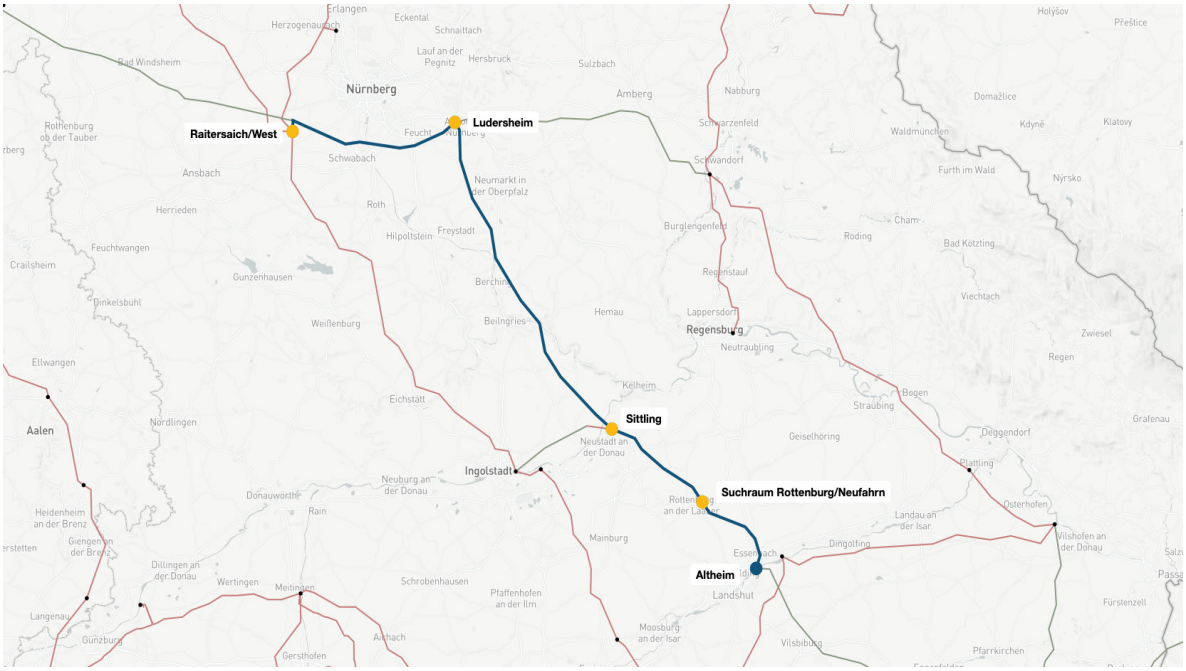
Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass bei M54 und M350 die geforderte Stromtragfähigkeit von mindestens 3.600 A pro Stromkreis weder durch WAFB noch durch HTL-Auflage erreicht werden kann. Aus diesem Grund müssen die Leitungen in bestehender Trasse neu gebaut werden. Dadurch kann sogar eine Stromtragfähigkeit von 4.000 A erzielt werden.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Weitere alternative Einzelmaßnahmen wurden nicht geprüft, da es sich um eine bereits existierende Leitung handelt. Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Verstärkung dieser bestehenden Verbindung in Betracht gezogen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P53 wurde im NEP 2024 (2014), im NEP 2030 (2017), im NEP 2030 (2019) und im NEP 2035 (2021) von der BNetzA bestätigt. Es ist als Vorhaben Nr. 41 Teil des Bundesbedarfsplans.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P72: Netzverstärkung und -ausbau an der Ostküste Schleswig-Holsteins (Ostküstenleitung)

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT Nr. BBPlG 2021: 42

Nr. TYNDP 2020: 209

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Schleswig-Holsteins und enthält folgende Maßnahmen:

- M49: Lübeck/West – Siems
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist eine Verstärkung der Verbindung zwischen Lübeck und Siems vorgesehen. Die bestehende 380-kV-Schaltanlage Siems wird mit der im Rahmen von TTG-P72 neu zu errichtenden 380-kV-Schaltanlage in Lübeck/West durch eine neue 380-kV-Doppelleitung verbunden (Netzverstärkung). Die Schaltanlagen in Siems und Lübeck sind zu verstärken (Netzverstärkung).
- M351: Abzweig Göhl
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Bau einer neuen 380-kV-Doppelleitung zwischen dem Abzweig der Leitung Lübeck/West – Siems und Göhl vorgesehen (Netzausbau). In Göhl ist eine 380-kV-Schaltanlage neu zu errichten (Netzausbau). Darüber hinaus sind in Göhl drei 380/110-kV-Transformatoren zu errichten.

Das Projekt ist ein Drehstrom-Pilotprojekt mit der Möglichkeit zur Teil-Erdverkabelung nach § 4 Bundesbedarfsplangesetz. Es steht im direkten Zusammenhang mit dem Startnetz-Projekt TTG-P72.

Im Zuge des Projekts sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

Weitere Informationen zum Projekt sind verfügbar unter:
www.tennet.eu/de/unser-netz/onshore-projekte-deutschland/ostkuestenleitung/

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040			
M49	Leitung	SH	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		14	x	x	x	x	2026	3: Vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG	✓
M351	Leitung	SH	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	40		x	x	x	x	2027	3: Vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG	✓

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung einschließlich NOVA-Prüfung

Aufgrund des prognostizierten starken Anstiegs erneuerbarer Energien im östlichen Teil Schleswig-Holsteins sind die bestehende 110-kV-Netzstruktur und die vorhandenen Transformatoren nicht mehr ausreichend, um die Energie abtransportieren zu können. Die Ertüchtigung der 110-kV-Netzstruktur ist aufgrund der erwarteten Prognose nicht mehr bedarfsgerecht und nicht zukunftsorientiert.

Bei Ausfall des einsystemigen 220-kV-Erdkabels zwischen Siems und Lübeck muss Leistung, die von Schweden über das Baltic Cable am Umspannwerk Herrenwyk in das deutsche Netz eingespeist wird, durch das unterlagerte 110-kV-Netz transportiert werden. Bei umgekehrter Fahrweise des Baltic Cable muss in dieser Situation die Leistung aus dem 110-kV-Netz bereitgestellt werden. Auslösungen aufgrund von Überlastungen im 110-kV-Netz werden heute über eine Reduzierung der Austauschleistung mit Schweden via Baltic Cable mittels EPC (Emergency Power Control) automatisiert vermieden.

Errichtet man den Leitungsabschnitt zwischen Siems und Lübeck/West mit einer Nennspannung von 380 kV, anstatt die bereits vorhandene 220-kV-Struktur zu verstärken, und eine neue 380-kV-Leitung zwischen dem Abzweigpunkt zwischen Lübeck/West und Siems nach Göhl, ist der Leistungstransport für das Baltic Cable selbst im (n-1)-Fall über einen 380-kV-Stromkreis sichergestellt, ohne dass es zu einem massiven Leistungsfluss in das oder aus dem 110-kV-Netz kommt. Darüber hinaus ist die aktuell vorhandene 220-kV-Netzstruktur ohne die im Zuge der von M50 (siehe TTG-P72) abzulösenden 220-kV-Infrastruktur nicht mehr (n-1)-sicher und bereits im (n-0)-Fall überlastet.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

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

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

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

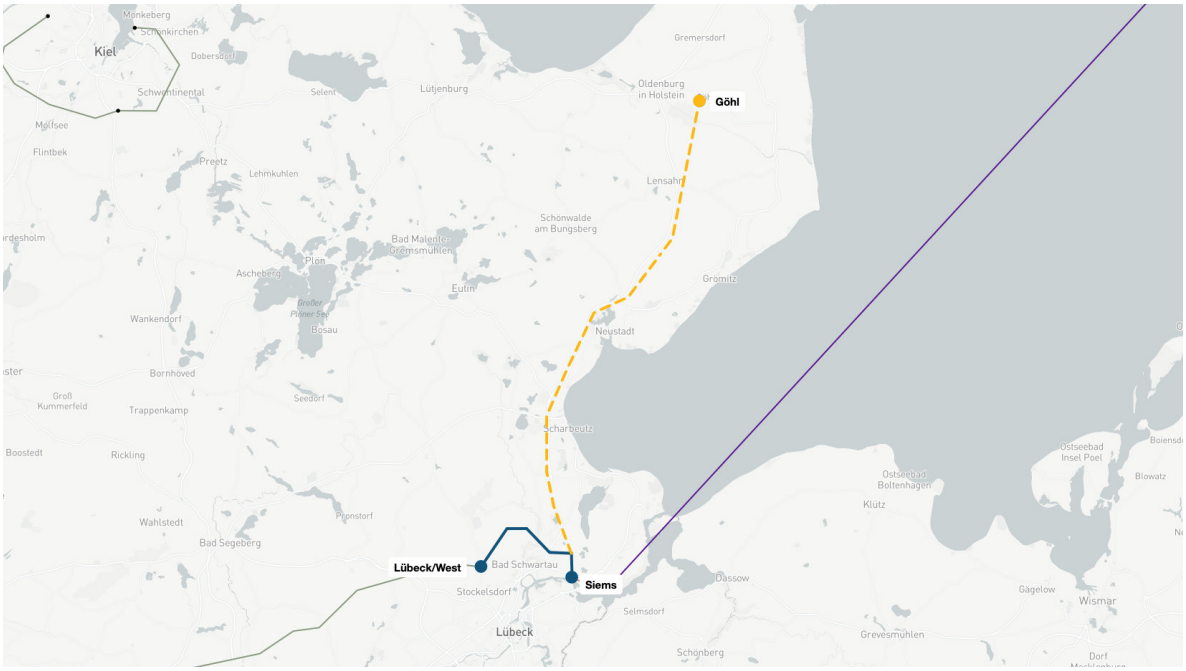
Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2035 (2021) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahmen M49 und M351 haben sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2035, B 2035, C 2035 und B 2040 als erforderlich erwiesen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die hier vorgesehene Netzstruktur stellt eine Abwandlung der im ersten Entwurf des NEP 2035 (2021) vorgestellten Netzstruktur dar. Die Einschleifung des Abzweigs nach Göhl (M351) in die Leitung Lübeck/West – Siems ist nach neuen Erkenntnissen ausreichend, um die Transportaufgabe in Zukunft zu erfüllen. M351 verkürzt sich dadurch um rund 15 km. Darüber hinaus werden in das Umspannwerk Lübeck/West durch die Anpassung nur noch zwei statt vier Stromkreise eingeführt, was regional zu einer Entlastung führt. Zwischen Lübeck/West und Göhl existiert keine Netzinfrastruktur auf der Höchstspannungsebene, die alternativ hätte untersucht werden können.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P72 wurde zusammen mit der bereits im Startnetz befindlichen Maßnahme M50 des Projekts TTG-P72 im NEP 2023 (2013), im NEP 2024 (2014), im NEP 2030 (2017), im NEP 2030 (2019) sowie im NEP 2035 (2021) von der BNetzA bestätigt und ist als Vorhaben Nr. 42 im Bundesbedarfsplan enthalten.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P74: Netzverstärkung und –ausbau in Bayerisch Schwaben

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Nr. TYNDP 2020: 47

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Bayerisch Schwaben und Österreich. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M96: Vöhringen – Punkt Bundesgrenze (AT)
  Zwischen der 380-kV-Anlage Vöhringen, der 380-kV-Anlage Leupolz und der Grenze zu Österreich (Punkt Bundesgrenze (AT)) wird auf einer bestehenden 380-kV-Leitung eine Spannungsumstellung mit Stromkreisauflage/Umbeseilung erforderlich. Wenn dies aus statischen Gründen nicht möglich ist, kann die Umbeseilung durch den Neubau in bestehender Trasse ersetzt werden (Netzverstärkung). Durch die Maßnahme wird eine deutlich erhöhte Übertragungskapazität realisiert. Die 380-kV-Schaltanlagen Vöhringen und Leupolz sind zu erweitern (Netzverstärkung).

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand			
M96	Leitung	BY	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau, Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung		110	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	—

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Süddeutschland ist charakterisiert durch eine hohe installierte Leistung aus PV-Anlagen, die trotz der hohen Last zu Zeiten hoher Einspeisung zu einem Überschuss führen. Des Weiteren ist Süddeutschland die Verbindung zu den großen Pumpspeicherkraftwerken in den Alpen, die für die Umsetzung der Energiewende unerlässlich sind. Durch eine Verstärkung des Übertragungsnetzes kann sowohl die überschüssige Leistung aus den Erneuerbaren Energiequellen abtransportiert, sichere Leistung zur Versorgung der Lasten zur Verfügung gestellt und die Flexibilisierungsmöglichkeiten der Pumpspeicherkraftwerke in den Alpen genutzt werden.

Darüber hinaus ist die fortschreitende Integration des europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes seit Jahren ein Kernziel der Energiepolitik der Europäischen Union. Um diesem gerecht zu werden, bedarf es der Erhöhung grenzüberschreitender Transportkapazitäten, um den reibungslosen Energieaustausch zwischen den Märkten sicherzustellen (Interkonnektoren). In der EU sind die Übertragungsnetze aller Länder mit Interkonnektoren verbunden. Sie ermöglichen einerseits einen grenzüberschreitenden Stromhandel und erhöhen andererseits die Versorgungssicherheit. Die nationalen Übertragungsnetze und die verbindenden Interkonnektoren zwischen den Ländern bilden gemeinsam das europäische Verbundnetz.

Netzplanerische Begründung

Die Übertragungskapazität des 380-kV-Netzes in diesem Netzgebiet und insbesondere die grenzüberschreitenden Leitungen zwischen Deutschland und Österreich werden durch dieses Projekt wesentlich erweitert, Überlastungen auf bestehenden Leitungen behoben und somit die Verbindung des deutschen mit dem österreichischen Transportnetz gestärkt. Die Netzverstärkungen wurden mit den betroffenen Netzbetreibern (VNB, ÜNB) bereits weitgehend abgestimmt.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

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

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

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

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2035 (2021) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.

Das Projekt hat sich in den Kosten-Nutzen-Analysen für die Szenarien B 2035 und B 2040 als vorteilhaft erwiesen (siehe Abschnitt Kosten-Nutzen-Analyse).

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahme M96 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen.

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternative Netzverknüpfungspunkte für dieses Projekt sind grundsätzlich denkbar, jedoch in Bezug auf die volkswirtschaftlichen Kosten vor dem Hintergrund netzplanerischer Aspekte und die weitere Rauminanspruchnahme wesentlich schlechter.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P74 mit der Maßnahme M96 wurde von der Bundesnetzagentur in den Netzentwicklungsplänen 2022 (2012), 2023 (2013) und 2024 (2014) bestätigt.

Kosten-Nutzen-Analyse

Analog zum Vorgehen im TYNDP werden im diesjährigen NEP Interkonnektoren, die nicht Teil des EnLAG oder BBPlG sind, einer volkswirtschaftlichen Kosten-Nutzen-Analyse unterzogen. Hierzu gehört auch das Projekt P74.

Die Vorgehensweise bei der Erstellung der Kosten-Nutzen-Analyse wird in Kapitel 5.4 des NEP-Berichts näher beschrieben.

Die Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse aus dem TYNDP 2020 sind nicht Teil der im Rahmen des NEP-Prozesses übermittelten Daten und hier nur informatorisch aufgeführt.

Kosten-Nutzen-Analyse Vöhringen-Punkt Bundesgrenze (AT) (P74)

Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse auf Basis des Szenarios B 2035

	SEW in M€/Jahr	Änderung CO_2-Ausstoß in kt/Jahr	Integration Erneuerbare in GWh/Jahr	Monetarisierung EE M€/Jahr	Änderung Netzverluste in GWh/Jahr	Änderung Netzverluste in M€/Jahr	Vermiedener Redispatch in GWh/Jahr	Klimafolgekosten in M€/Jahr
Marktsimulation	14	-100	530	53	-	-	-	-15
innerdeutscher Redispatch	0	4	-23	-2,3	-256	-13	3	1
Gesamt	14	-96	507	51	-256	-13	3	-14

SEW: Socio-Economic Welfare
CO_2: negatives Vorzeichen bedeutet eine Reduktion des CO_2-Ausstoßes
Netzverluste: positives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der Netzverluste
Redispatch-Menge (RD-Menge): negatives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der notwendigen Redispatchmenge
Klimafolgekosten: positives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der Klimafolgekosten

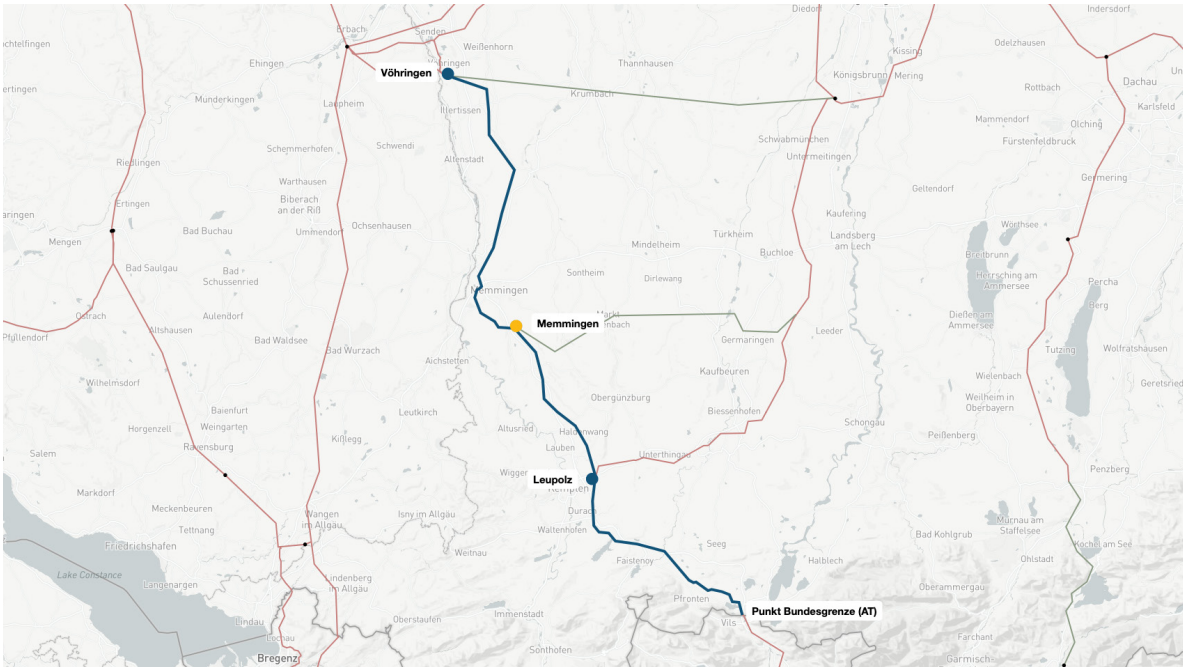
Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse des TYNDP2020

Szenario	SEW M€/Jahr	Änderung CO_2-Ausstoß kt/Jahr	Integration Erneuerbare GWh/Jahr	Änderung Netzverluste GWh/Jahr	Änderung Netzverluste M€/Jahr	CAPEX M€	OPEX M€/Jahr
NT 2025	11	-179	128	141	5	174	1,39
NT 2030	30	-420	493	277	5		
DE 2030	33	-339	239	-	-		
GA 2030	32	-482	376	-	-		
CT 2030	15	-182	180	-	-		
		+ Erhöhung		+ Erhöhung	+ Erhöhung		

SEW: Socio-Economic Welfare
CO_2: negatives Vorzeichen bedeutet eine Reduktion des CO_2-Ausstoßes
Netzverluste: positives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der Netzverluste
Redispatch-Menge (RD-Menge): negatives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der notwendigen Redispatchmenge
Klimafolgekosten: positives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der Klimafolgekosten

Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse auf Basis des Szenarios B 2040

	SEW in M€/Jahr	Änderung CO_2-Ausstoß in kt/Jahr	Integration Erneuerbare in GWh/Jahr	Monetarisierung EE M€/Jahr	Änderung Netzverluste in GWh/Jahr	Änderung Netzverluste in M€/Jahr	Vermiedener Redispatch in GWh/Jahr	Klimafolgekosten in M€/Jahr
Marktsimulation	14	-57	80	8	-	-	-	-8
innerdeutscher Redispatch	7	-7	8	1	-128	-2	30	-1
Gesamt	21	-65	88	9	-128	-2	30	-9



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P84: Netzverstärkung Hamburg/Nord – Hamburg/Ost – Gemeinden Talkau/Elmenhorst/Kankelau/Fuhlenhagen

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz Nr. BBPlG 2021: 51

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Schleswig-Holstein und Hamburg.

- M367: Hamburg/Nord – Hamburg/Ost
  Zur Umsetzung der gegenständlichen Maßnahme werden auf dem entsprechenden Leitungsabschnitt primär- und sekundärtechnische Anpassungen in den Schaltanlagen vorgenommen, um die technischen und betrieblichen Voraussetzungen für den Einsatz des witterungsabhängigen Freileitungsbetriebes (WAFB), u. a. mit Einsatz von Messeinrichtungen, zu schaffen. Zu einem späteren Zeitpunkt wird ggf. die bestehende 380-kV-Freileitung bedarfsgerecht durch eine Umbeseilung (HTLS) verstärkt.
- M368mod[1]: Hamburg/Ost – Suchraum der Gemeinden Talkau/Elmenhorst/Kankelau/Fuhlenhagen
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Errichtung einer neuen 380-kV-Leitung mit zwei Stromkreisen mit einer Stromtragfähigkeit von je 4.000 A zwischen dem Umspannwerk Hamburg/Ost und einer neu zu errichtenden Schaltanlage im Suchraum der Gemeinden Talkau/Elmenhorst/Kankelau/Fuhlenhagen vorgesehen (Netzausbau). Hierzu ist die 380-kV-Anlage Hamburg/Ost zu erweitern und eine neue 380-kV-Schaltanlage im Suchraum der Gemeinden Talkau/Elmenhorst/Kankelau/Fuhlenhagen zu errichten. In die neue Schaltanlage werden die beiden bestehenden 380-kV-Stromkreise von Görries über Klein Rogahn nach Krümmel mittels Doppeleinschleifung eingebunden.

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040			
M367	Leitung	HH	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung		31	x	x	x	x	2030, 2032	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓
M368 mod	Leitung	HH, SH	NV	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse		28	x	x	x	x	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Das Ziel des Projekts ist es, durch die Erhöhung der Transportkapazität auf der 380-kV-Verbindung Hamburg/Nord – Hamburg/Ost sowie durch den Neubau der 380-kV-Leitung zwischen Hamburg/Ost und einer neuen Schaltanlage im Suchraum der Gemeinden Talkau/Elmenhorst/Kankelau/Fuhlenhagen einen Beitrag zur netztechnisch notwendigen Erhöhung der horizontalen Übertragungsfähigkeit im Nordraum der 50Hertz-Regelzone, insbesondere für den Nord-Süd-Transport erneuerbarer Energien, zu leisten. Die Verbindung muss dabei vor allem die stetig steigende Erzeugungsleistung aus erneuerbaren Energien insbesondere aus Schleswig-Holstein sowie zum Teil aus Mecklenburg-Vorpommern aufnehmen und transportieren.

Netzplanerische Begründung

Die Übertragungskapazität der 380-kV-Leitungsverbindung Hamburg/Nord – Hamburg/Ost – Krümmel ist für die gemäß Szenariorahmen zu erwartenden Übertragungsaufgaben nicht ausreichend. Ohne die Netzverstär-

1 Änderung der Maßnahme "M368: Hamburg/Ost – Krümmel" zu "M368mod: Hamburg/Ost – Suchraum der Gemeinden Talkau/Elmenhorst/Kankelau/Fuhlenhagen" entsprechend neuer Erkenntnisse und der Bestätigung der BNetzA vom 14.01.2022.

kung im bestehenden Trassenraum und den Netzausbau wird die 380-kV-Leitung Hamburg/Nord – Hamburg/Ost bzw. Hamburg/Ost – Krümmel bei Ausfall eines der genannten Stromkreise der jeweiligen Leitungen unzulässig hoch belastet.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

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

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

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

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2035 (2021) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahmen M367 und M368mod haben sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2035, B 2035, C 2035 und B 2040 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Netzoptimierungen in Form von netzbezogenen Maßnahmen stehen zur Beherrschung der erwarteten Leistungsfluss- und Netzsituationen in dieser Netzregion nur in sehr begrenztem Umfang zur Verfügung. Eine Reduzierung der Belastung durch Topologieänderungen führt lediglich zu einer nicht ausreichenden Reduzierung der Leitungsbelastung.

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts). Das Potenzial der Netzoptimierung mittels WAFB reicht zur Behebung des Engpasses auf der bestehenden 380-kV-Leitung Hamburg/Nord – Hamburg/Ost voraussichtlich nicht aus.

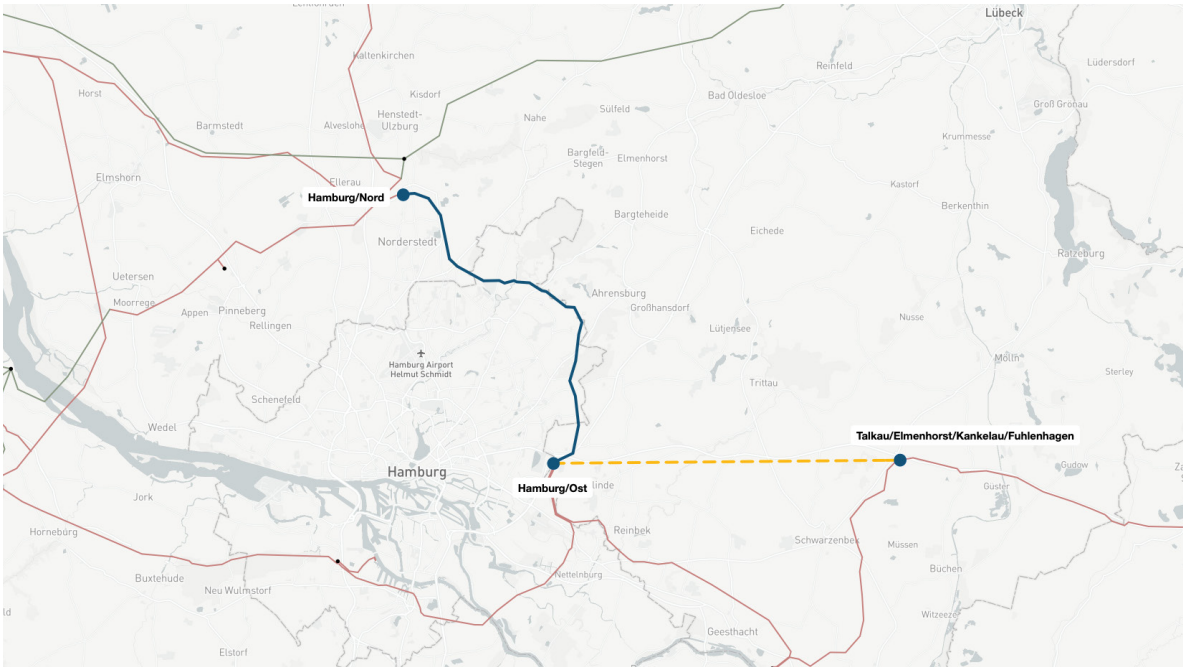
Die bestehende 380-kV-Leitung Hamburg/Ost – Krümmel kann maximal 2.400 MVA pro Stromkreis übertragen. Vor dem Hintergrund der weiter anwachsenden EE-Erzeugungsleistung in Schleswig-Holstein sind diese Übertragungskapazitäten, trotz der in Schleswig-Holstein beginnenden, geplanten HGÜ-Verbindungen, jedoch nicht ausreichend. Zwischen Hamburg/Nord und Hamburg/Ost kann die bestehende Netzinfrastruktur für eine Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen genutzt und so die Inanspruchnahme einerzusätzlichen Trasse vermieden werden (M367). Für den Abschnitt zwischen Hamburg/Ost und Krümmel erscheint aufgrund erster Raumwiderstandsanalysen die Realisierbarkeit von zwei zusätzlichen 380-kV-Stromkreisen im bestehenden Trassenraum als Netzverstärkung unwahrscheinlich. Daher ist zwischen Hamburg/Ost und dem Suchraum der Gemeinden Talkau/Elmenhorst/Kankelau/Fuhlenhagen ein Neubau in neuer Trasse einer 380-kV-Leitung mit zwei Stromkreisen erforderlich (M368mod).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Als alternativer Netzverknüpfungspunkt wurde das UW Krümmel geprüft. Im Hinblick auf die Reduktion von Netzengpässen in der Region, zeigt sich jedoch ein Netzverknüpfungspunkt im Suchraum der Gemeinden Talkau/Elmenhorst/Kankelau/Fuhlenhagen als vorteilhaft.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P84 wurde seit dem NEP 2023 (2013) identifiziert, im NEP 2030 (2019) und im NEP 2035 (2021) von der Bundesnetzagentur bestätigt und als Vorhaben Nr. 51 im Bundesbedarfsplan ausgewiesen.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P90: Blindleistungskompensationsanlagen TransnetBW

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Beschreibung des geplanten Projekts

Die in diesem Projekt geplanten Anlagen dienen der Kompensation der Blindleistung zur Einhaltung der Spannungsgrenzen und Spannungsstabilität im Netzgebiet von TransnetBW. Ein vollständiges Bild der zu diesem Zweck benötigten Anlagen im Netzgebiet von TransnetBW ergibt sich in Kombination mit den schon im Startnetz befindlichen Anlagen, welche in TNG-P90 dargestellt werden.

Da es sich um eine untere Abschätzung der benötigten stationären und dynamischen Kompensationsleistung handelt, ist eine Identifikation von weiterem Kompensationsbedarf durch detaillierte Studien zu erwarten. Zudem kann die genaue Anzahl der Anlagen aufgrund der notwendigen Sicherstellung von ausreichender Blindleistung auch im Fall von Wartung oder Störung von Anlagen gegebenenfalls höher ausfallen. Bei der Bedarfsermittlung der MSCNDs wurde bereits die Planung der (n-1) Sicherheit der Anlagen berücksichtigt. Daher decken die ausgewiesenen Anlagen ein größeres Budget als der in den Analysen ermittelte Bedarf ab. Die genannten Standorte können sich aufgrund noch durchzuführender Detailuntersuchungen zu Einflussfaktoren wie optimaler Wirksamkeit, Rauminanspruchnahme und weiteren Faktoren noch ändern.

- M17g1-9: Q-Kompensationsanlagen MSCDN TransnetBW
  Errichtung von MSCDN mit je 250 Mvar an den Standorten Hüffenhardt (M17g1), Kupferzell (M17g2), Altlußheim (M17g3), Daxlanden (M17g4), Dellmensingen (M17g5), Eichstetten (M17g6), Kühmoos (M17g7), Pulverdingen (M17g8), Weier (M17g9). In diesen Umspannwerken sind zur Einbindung der Anlagen zudem entsprechende Netzverstärkungsmaßnahmen erforderlich.
- M17h1-11[1]: Q-Kompensationsanlagen STATCOM TransnetBW
  Errichtung von STATCOM mit je 250 Mvar an den Standorten Wendlingen (M17h1), Dellmensingen (M17h2), Eichstetten (M17h3), Höpfingen (M17h4), Kühmoos (M17h5), Oberjettingen (M17h6), Weinhein (M17h7), Herbertingen (M17h8), Trossingen (M17h9), Stalldorf (M17h10, M17h11). In diesen Umspannwerken sind zur Einbindung der Anlagen zudem entsprechende Netzverstärkungsmaßnahmen erforderlich.
- M17i9-11: Q-Kompensationsanlagen Spule TransnetBW
  Errichtung von Spulen mit je 250 Mvar an den Standorten Dellmensingen (M17i9), Herbertingen (M17i10),Trossingen (M17i11). In diesen Umspannwerken sind zur Einbindung der Anlagen zudem entsprechende Netzverstärkungsmaßnahmen erforderlich.

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040			
M17g1	Anlage	BW	NA	horizontal			x	x	x	x	bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓[2]
M17g2	Anlage	BW	NA	horizontal			x	x	x	x	bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓[2]
M17g3	Anlage	BW	NA	horizontal			x	x	x	x	bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓[2]

1 Aufnahme der Maßnahmen M17h10 und M17h11 infolge der BNetzA Bestätigung vom 14.01.2022. Zusätzliche Untersuchungen haben den dringenden Bedarf für die zwei weiteren STATCOM M17h10, M17h11 am Standort Stalldorf gezeigt. Dieser Bedarf wurde in der Konsultationsphase des Bestätigungsdokumentes nachgereicht.

2 Im Rahmen der BNetzA Bestätigung wurde ein reduziertes Blindleistungskompensationsbudget bestätigt.

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040			
M17g4	Anlage	BW	NA	horizontal			x	x	x	x	bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓[2]
M17g5	Anlage	BW	NA	horizontal			x	x	x	x	bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓[2]
M17g6	Anlage	BW	NA	horizontal			x	x	x	x	bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓[2]
M17g7	Anlage	BW	NA	horizontal			x	x	x	x	bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓[2]
M17g8	Anlage	BW	NA	horizontal			x	x	x	x	bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓[2]
M17g9	Anlage	BW	NA	horizontal			x	x	x	x	bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓[2]
M17h1	Anlage	BW	NA	horizontal			x	x	x	x	bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓[2]
M17h2	Anlage	BW	NA	horizontal			x	x	x	x	bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓[2]
M17h3	Anlage	BW	NA	horizontal			x	x	x	x	bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓[2]
M17h4	Anlage	BW	NA	horizontal			x	x	x	x	bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓[2]
M17h5	Anlage	BW	NA	horizontal			x	x	x	x	bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓[2]
M17h6	Anlage	BW	NA	horizontal			x	x	x	x	bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓[2]
M17h7	Anlage	BW	NA	horizontal			x	x	x	x	bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓[2]
M17h8	Anlage	BW	NA	horizontal			x	x	x	x	bis 2035		✓[2]
M17h9	Anlage	BW	NA	horizontal			x	x	x	x	bis 2035		✓[2]
M17h10[1]	Anlage	BW	NA	horizontal			x	x	x	x	2026		✓[2]
M17h11[1]	Anlage	BW	NA	horizontal			x	x	x	x	2026		✓[2]
M17i9	Anlage	BW	NA	horizontal			x	x	x	x	bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓
M17i10	Anlage	BW	NA	horizontal			x	x	x	x	bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓
M17i11	Anlage	BW	NA	horizontal			x	x	x	x	bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓

2 Im Rahmen der BNetzA Bestätigung wurde ein reduziertes Blindleistungskompensationsbudget bestätigt.

Begründung des geplanten Projekts

Stationäre Blindleistungskompensation

Der Bedarf an stationärer Blindleistungskompensation ergibt sich durch über- oder unternatürliche Belastung der Leitungen. Eine übernatürliche Belastung entsteht bei hoher Auslastung der Leitungen, wie einem hohen Transport von Windenergie aus Norddeutschland oder hohem Export in den Alpenraum. In diesem Fall ist die Aufrechterhaltung der Spannung durch Kompensation der induktiven Blindleistung mittels Kondensatoren (MSCDN) notwendig. Bei geringerer Auslastung des Netzes, wie einem Schwachlasttag mit hoher PV-Einspeisung, wird die kapazitive Blindleistung durch Spulen kompensiert. Der benötigte Kompensationsbedarf wird durch folgende Entwicklungen verstärkt:

- Fortschreitende Energiewende mit höherem Transportbedarf einerseits und geringerer Netzauslastungandererseits durch höhere Einspeisung aus unterlagerten Netzen
- Geringere Blindleistungsbereitstellung durch konventionelle Kraftwerke aufgrund deren Wegfalls
- Höherauslastung der Transportnetze durch witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb

Im Gegensatz zur Wirkleistung kann Blindleistung nicht transportiert werden, sondern muss dort kompensiert werden, wo sie benötigt wird. Dies macht eine Verteilung der Anlagen in der Fläche notwendig, mit Schwerpunkten an hoch ausgelasteten Transportachsen bzw. Gebieten hoher unterlagerter Erzeugung. In Abhängigkeit ihrer Betriebsweise können HGÜ-Konverter ebenfalls zur Erbringung induktiver wie kapazitiver Blindleistung herangezogen werden.

Dynamische Blindleistungskompensation

Analog zur Wirkleistung muss auch für die Blindleistung die Bilanz von Erzeugung und Verbrauch zu jedem Zeitpunkt ausgeglichen sein. Im Unterschied zur Wirkleistung muss dies im Fall der Blindleistung lokal erfolgen. Da sich das Netz bei unterschiedlichen Betriebszuständen sowohl als Blindleistungserzeuger als auch als Blindleistungsverbraucher verhält, muss der Ausgleich der Bilanz durch Kompensationselemente ständig lokal dem Netzverhalten nachgeführt werden. Für langsame Änderungen des Blindleistungsbedarfs, wie z. B. dem normalen Tagesgang, kann die Anpassung durch Schalten von stationären Kompensationselementen erfolgen. Schnelle Änderungen des Blindleistungsbedarfs, die z. B. durch große Lastflussänderungen bei Stundenwechseln oder durch Ausfälle verursacht werden, müssen lokal, schnell und automatisch durch dynamische Kompensationselemente ausgeglichen werden. Erfolgt dies nicht lokal, so springt die Spannung sehr stark, wodurch weiter entfernte dynamische Kompensationselemente „angezapft“ werden. Dies bedeutet, dass die Spannung im Extremfall aus ihren zulässigen Grenzen springt. Im Fall von Sprüngen nach unten drohen kaskadierende Schutzauslösungen. Springt die Spannung nach oben, kann ein Versagen der Isolation von Betriebsmitteln die Folge sein. Außerdem wird der Spannungssprung prozentual fast vollständig auch an die Verbraucher im Niederspannungsnetz weitergegeben, was bei empfindlichen Verbrauchern zu Problemen führen kann.

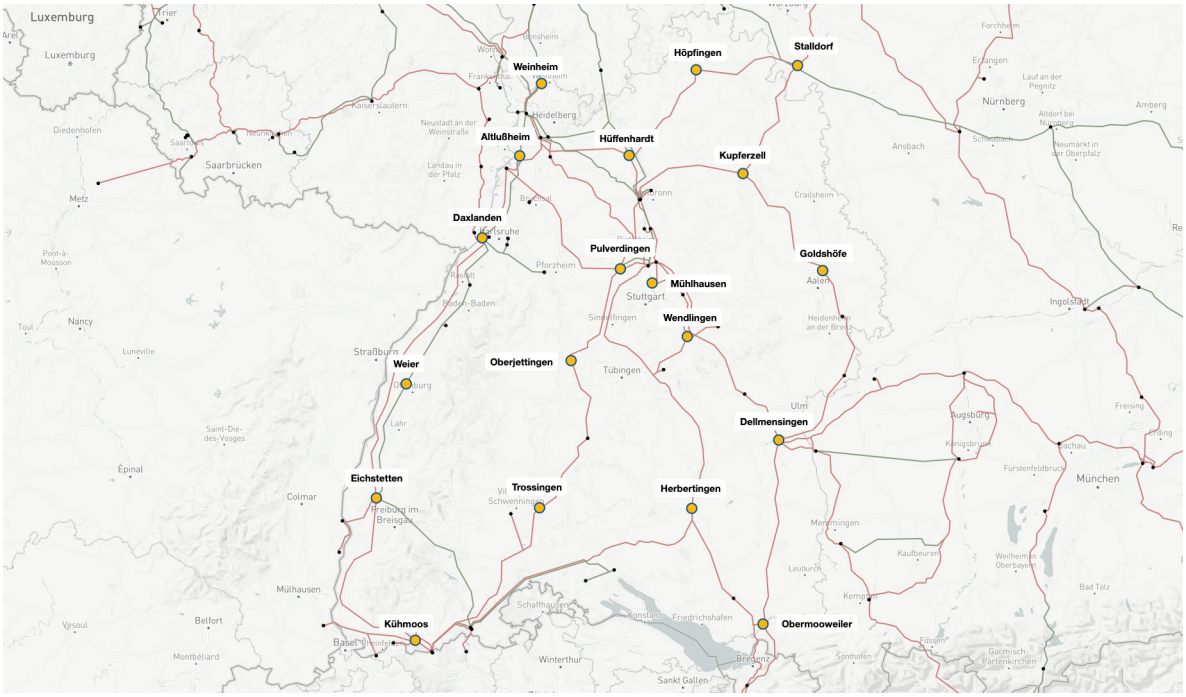
Sind im Netz auch weiter entfernt nicht genügend dynamische Kompensationselemente vorhanden, so kann die Blindleistungsbilanz direkt nach der Störung nicht mehr ausgeglichen werden und das System wird schwarzfallen. Es ist also für die Systemstabilität entscheidend, eine ausreichende Durchdringung durch dynamische Kompensationsanlagen zu gewährleisten.

Für weiterführende Informationen zur Notwendigkeit von stationären und dynamischen Blindleistungskompensationsanlagen sei auch auf die entsprechenden Erklärungen zum Thema „Systemstabilität“, Kapitel 5 im NEP 2022 (2012) verwiesen.

Auf Grundlage der BNetzA Bestätigung vom 14.01.2022 werden die folgenden Blindleistungsbedarfe bestätigt:

0,75 Gvar statisch induktiver Blindleistung,
1,1 Gvar statisch kapazitiver Blindleistung,
1,5 Gvar dynamischer Blindleistung.

Darüber hinaus wurden 8,5 GWs an Momentanreserve bestätigt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P112: Netzverstärkung und -ausbau zwischen Pirach, Pleinting und St. Peter

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT Nr. BBPlG 2021: 32

Nr. TYNDP 2020: 187

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt ist gekoppelt mit dem Projekt TTG-P67, das die Kuppelkapazität zwischen Bayern und Österreich erhöhen soll. Das Projekt P112 enthält folgende Maßnahmen:

- M201: Netzverstärkung zwischen Pleinting und St. Peter
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist ein Neubau einer 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis in der Trasse der vorhandenen 220-kV-Leitung zwischen Pleinting und St. Peter (Österreich) vorgesehen (Netzverstärkung). Die 380-kV-Schaltanlage Pleinting wird mit einer 380-kV-Doppelleitung direkt in St. Peter angeschlossen. In Pleinting müssen die 380-kV-Schaltanlage verstärkt und drei 380/110-kV-Transformatoren aufgestellt werden (Netzausbau).
- M212: Abzweig Pirach
  Das Umspannwerk Pirach ist derzeit über einen 220-kV-Abzweig an die 220-kV-Leitung Pleinting – St. Peter angeschlossen. Dieser Abzweig wird teilweise auf der bestehenden 220-kV-Leitung Altheim – St. Peter mitgeführt. Durch die Notwendigkeit von M201 entfällt zwangsläufig die Anbindung von Pirach in 220 kV, deswegen muss die Versorgung anderweitig sichergestellt werden. Im Rahmen der hier beschriebenen Maßnahme soll die Schaltanlage Pirach auf 380 kV umgestellt und in die Leitung von Altheim nach St. Peter (siehe P67) eingeschleift werden. Hierfür muss zwischen der 380-kV-Schaltanlage Pirach und der 380-kV-Leitung Altheim – St. Peter die bestehende 220-kV-Netzstruktur auf 380 kV mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A umgestellt werden (Netzverstärkung). In Pirach müssen neben einer 380-kV-Schaltanlage zusätzlich drei 380/110-kV-Transformatoren neu errichtet werden (Netzausbau).

Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung orientiert sich die Planung an der Bestandstrasse. Dabei sind Abweichungen vom aktuellen Trassenverlauf bei der nachgelagerten Planung möglich, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen, bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern oder Bündelungen mit linienförmiger Infrastruktur umzusetzen, um u. a. dem Bündelungsgebot Rechnung zu tragen.

Das Projekt ist ein Drehstrom-Pilotprojekt mit der Möglichkeit zur Teil-Erdverkabelung nach § 4 Bundesbedarfsplangesetz.

Die bestehende 220-kV-Infrasktruktur in der Region wird nach Inbetriebnahme von TTG-P67 sowie P112 zurückgebaut.

Im Zuge des Projekts sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040			
M201	Leitung	BY	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		43	x	x	x	x	2028, 2030	2: Im Raumordnungsverfahren/Bundesfachplanung	✓
M212	Leitung	BY	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		27	x	x	x	x	2028, 2030	2: Im Raumordnungsverfahren/Bundesfachplanung	✓

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Die Region um Pleinting zeichnet sich durch eine hohe installierte PV-Leistung und verhältnismäßig geringe Last aus. Die bestehende 220-kV-Struktur ist bei hoher Rückspeisung aus dem unterlagerten Netz (beispielsweise durch starke PV-Einspeisung) bereits im Grundfall deutlich überlastet und muss insofern durch einen Neubau einer 380-kV-Doppelleitung abgelöst werden. Die Errichtung der 380-kV-Leitung ist ein Projekt in Zusammenarbeit mit Austrian Power Grid (APG). TenneT errichtet den Teilabschnitt bis zur österreichischen Grenze.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

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

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

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

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2035 (2021) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahmen M201 und M212 haben sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2035, B 2035, C 2035 und B 2040 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

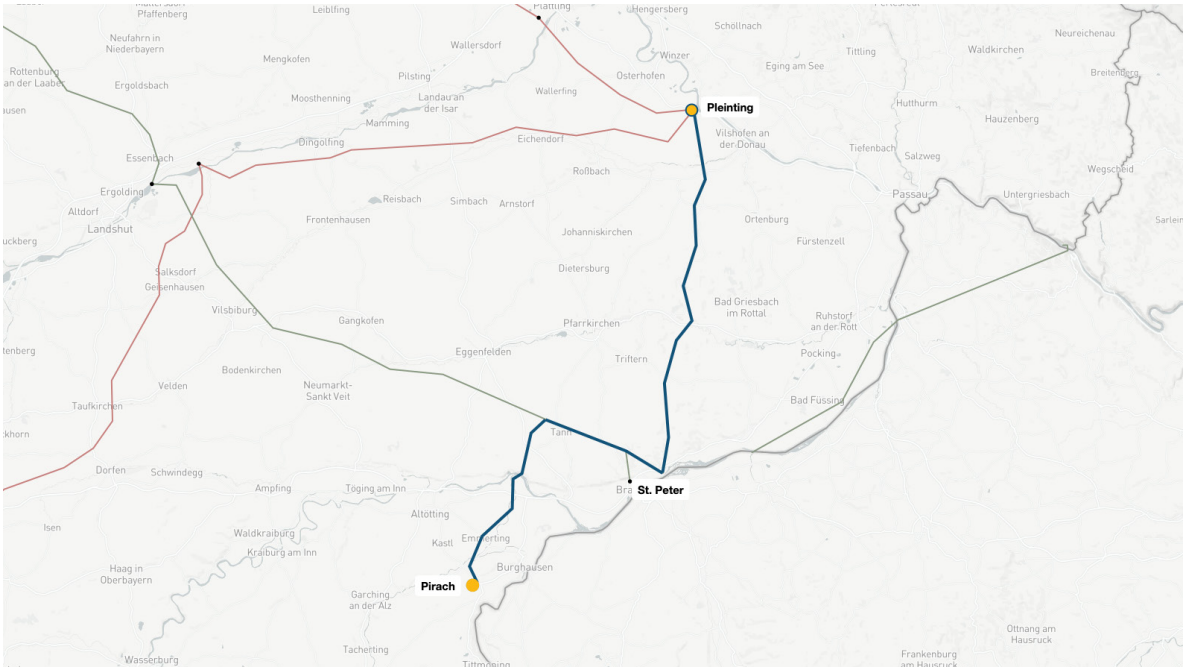
Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass die geforderte Stromtragfähigkeit von mindestens 3.600 A auf der 220-kV-Ebene nicht erreicht werden kann. Aus diesem Grund müssen die Leitungen in bestehender Trasse neu gebaut werden. Dadurch kann sogar eine Stromtragfähigkeit von 4.000 A erzielt werden.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Weitere alternative Einzelmaßnahmen wurden nicht untersucht, da es sich bei der Verbindung um eine bereits existierende Leitung handelt. Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Verstärkung dieser bestehenden Verbindung in Betracht gezogen. Da auch im Projekt TTG-P67 die bestehenden 220-kV-Leitungen durch leistungsstärkere 380-kV-Leitungen ersetzt werden, stehen in der Region keine alternativ zu untersuchenden Leitungen bzw. Netzverknüpfungspunkte mehr zur Verfügung.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P112 wurde im NEP 2024 (2014), im NEP 2030 (2017), im NEP 2030 (2019) sowie im NEP 2035 (2021) von der BNetzA bestätigt und ist zusammen mit TTG-P67 als Vorhaben Nr. 32 im Bundesbedarfsplan enthalten.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P113: Netzverstärkung zwischen Krümmel und Wahle

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT Nr. BBPlG 2021: 58

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Krümmel und Wahle und enthält folgende Maßnahmen:

- M777: Krümmel – Lüneburg – Stadorf[1]
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist ein Neubau einer 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis parallel zur Trasse der vorhandenen 380-kV-Leitung von Krümmel über Lüneburg nach Stadorf vorgesehen (Netzverstärkung). Darüber hinaus sind die Schaltanlagen in Krümmel und Stadorf zu verstärken sowie die 380-kV-Schaltanlage in Lüneburg an einem neuen Standort neu zu errichten und in die neue sowie die bestehende 380-kV-Leitung voll einzuschleifen (Netzverstärkung).
- M778: Stadorf – Wahle[2]
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist ein Neubau einer 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis parallel zur Trasse der vorhandenen 380-kV-Leitung von Stadorf nach Wahle vorgesehen (Netzverstärkung). Weiterhin ist die Schaltanlage in Wahle zu verstärken (Netzverstärkung).

Die Planung der neuen Leitung orientiert sich an der Bestandstrasse. Dabei sind Abweichungen vom aktuellen Trassenverlauf bei der nachgelagerten Planung möglich, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen, bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern oder Bündelungen mit linienförmiger Infrastruktur umzusetzen, um u. a. dem Bündelungsgebot Rechnung zu tragen. Dies zeichnet sich insbesondere für die Elbquerung sowie den Bereich der neu zu errichtenden Schaltanlage Lüneburg ab. Speziell in Lüneburg und an anderen Engstellen sind auch notwendige Baumaßnahmen an der bestehenden 380-kV-Doppelleitung sehr wahrscheinlich.

Im Zuge des Projekts sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040			
M777	Leitung	SH, NI	NV	Errichtung einer Leitung: Parallelneubau		54	x	x	x	x	2030, 2031	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓
M778	Leitung	NI	NV	Errichtung einer Leitung: Parallelneubau		86	x	x	x	x	2030, 2031	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Die Leitung Krümmel – Lüneburg – Stadorf – Wahle stellt einen wesentlichen Transportkanal in Nord-Süd-Richtung zwischen Schleswig-Holstein und Niedersachsen dar. Bei Ausfall eines Stromkreises wird der parallele Stromkreis unzulässig belastet. Deshalb muss die Stromtragfähigkeit der Leitung erhöht werden.

1 Rücknahme der Maßnahme M202a und Aufnahme der Maßnahme M777, die anstelle eines Ersatzneubaus einen Parallelneubau realisieren soll.

2 Rücknahme der Maßnahme M203 und Aufnahme der Maßnahme M778, die anstelle eines Ersatzneubaus einen Parallelneubau realisieren soll.

Im 2. Entwurf des NEP 2035 (2021) hat TenneT das Projekt P113 als Ersatzneubau der bestehenden 380-kV-Leitung beantragt. In Kenntnis der vorläufigen Prüfungsergebnisse der Bundesnetzagentur, die eine Bestätigung des Projektes P227 Lübeck/West – Krümmel sowie dessen vordringliche Realisierung erwarten lassen, hat TenneT die Situation des sich direkt anschließenden Projektes P113 noch einmal neu bewertet. Ein weiterer Anlass war die Novelle des Klimaschutzgesetzes, die eine beschleunigte Umsetzung der Energiewende erwarten lässt.

Angesichts dieser Erkenntnisse hat sich TenneT entschieden, für das Projekt P113 an Stelle des Ersatzneubaus einen vollständigen Neubau einer zweisystemigen 380-kV-Leitung parallel zur bestehenden 380-kV-Leitung zu beantragen und so die Strom-Übertragungskapazität auf diesem wichtigen Transportkanal östlich der Achse Schleswig-Holstein / Hamburg – Hannover analog zur westlichen Achse Dollern – Landesbergen (TTG-P24, P116) deutlich zu erhöhen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

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

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

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

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2035 (2021) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetzen als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahmen M777 und M778 haben sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2035, B 2035, C 2035 und B 2040 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass durch WAFB die geforderte Stromtragfähigkeit von 4.000 A mit den vorhandenen Leiterseilen nicht erreicht werden kann. Der Einsatz von HTL ist zwar aufgrund der bestehenden Leiterseile sowie der Maststatik grundsätzlich möglich. Allerdings wurde im Rahmen einer genaueren Prüfung der Bestandsleitung festgestellt, dass dies planerisch sowie im Bau zumindest partiell nicht umsetzbar ist. Da die bestehende Leitung darüber hinaus hoch belastet ist, ist auch für die sonstigen Abschnitte eine Abschaltung der Leitung zur Umbeseilung aus Gründen der Systemstabilität nicht möglich. Daher wäre entgegen den Aussagen in früheren Netzentwicklungsplänen ein Ersatzneubau an Stelle einer HTL-Umbeseilung erforderlich, um die geforderte Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis zu erreichen. Angesichts der erwarteten Bestätigung von P227 Lübeck/West – Krümmel ist aber auch dies nicht mehr ausreichend, um der erforderlichen Transportaufgabe ohne nennenswerte Engpässe gerecht zu werden. Daher wird mit M777 und M778 ein Parallelneubau erforderlich.

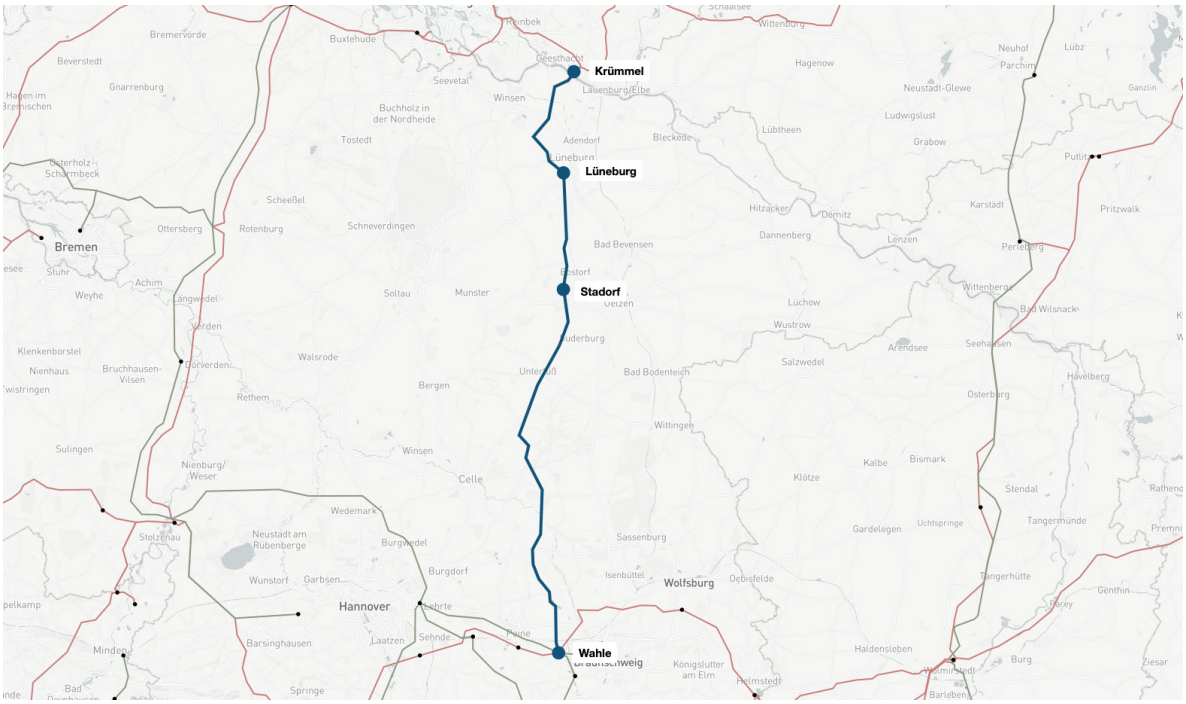
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Alternativ zu den hier vorgeschlagenen Maßnahmen ist die im 2. Entwurf des NEP 2035 (2021) vorgeschlagene Konfiguration von P113 mit den Maßnahmen M202a und M203 (Ersatzneubau) anzusehen. Unter Berücksichtigung der Inbetriebnahme von P227 in oder sogar vor 2035 wird diese Konfiguration jedoch nicht mehr ausreichen, um die erforderliche Transportaufgabe ohne nennenswerte Engpässe zu erfüllen.

In der Region sind keine weiteren Bestandsleitungen zwischen den Räumen östlich von Hamburg und östlich von Hannover vorhanden, deren Ertüchtigung alternativ hätte geprüft werden können. Auf den parallelen Nord-Süd-Achsen Stade – Landesbergen (TTG-P24), Dollern – Ovenstädt (P116) und Güstrow – Wolmirstedt (50HzT-P34) werden ebenfalls Netzverstärkungen benötigt.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P113 wurde im NEP 2030 (2019) und im NEP 2035 (2021) der BNetzA bestätigt. Es ist als Vorhaben Nr. 58 im Bundesbedarfsplan enthalten.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P116: Netzverstärkung und -ausbau zwischen Dollern und Ovenstädt

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT Nr. BBPlG 2021: 57

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Dollern und Ovenstädt und enthält folgende Maßnahmen:

- M206: Dollern – Samtgemeinde Sottrum – Mehringen – Punkt Landesbergen (Steyerberg)
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Ablösung der bestehenden 380-kV-Leitung von Dollern über Sottrum nach Landesbergen durch Neubau einer 380-kV-Doppelleitung in bestehender Trasse von Dollern über Samtgemeinde Sottrum und Mehringen zum Punkt Landesbergen vorgesehen, um die Stromtragfähigkeit auf 4.000 A je Stromkreis zu erhöhen (Netzverstärkung). Hierfür sind die Schaltanlagen in Dollern, die im Rahmen von P119 neu zu errichtende Schaltanlage in der Samtgemeinde Sottrum sowie die im Rahmen von P24 neu zu errichtende Schaltanlage in Mehringen um jeweils zwei zusätzliche Schaltfelder zu verstärken (Netzverstärkung).
- M494: Punkt Landesbergen (Steyerberg) – Ovenstädt
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Ablösung der bestehenden 380-kV-Leitung zwischen Landesbergen und Ovenstädt durch Neubau einer 380-kV-Doppelleitung in bestehender Trasse vom Punkt Landesbergen nach Ovenstädt vorgesehen, um die Stromtragfähigkeit auf 4.000 A zu erhöhen (Netzverstärkung). Hierfür ist die Schaltanlage in Ovenstädt zu verstärken (Netzverstärkung).

Es ist geplant, die neue 380-kV-Leitung an Landesbergen vorbei zu führen. Das Projekt steht im Zusammenhang mit der Verstärkung der bestehenden 220-kV-Leitung Stade – Landesbergen (siehe TTG-P24).

Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung orientiert sich die Planung an der Bestandstrasse. Dabei sind Abweichungen vom aktuellen Trassenverlauf bei der nachgelagerten Planung möglich, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen, bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern oder Bündelungen mit linienförmiger Infrastruktur umzusetzen, um u. a. dem Bündelungsgebot Rechnung zu tragen.

Im Zuge des Projektes sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040			
M206	Leitung	NI	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		118	x	x	x	x	2032, 2033		✓
M494	Leitung	NI, NW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		20	x	x	x	x	2032, 2033		✓

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Die bestehende 380-kV-Leitung von Dollern über Landesbergen nach Ovenstädt ist ein wesentlicher Transportkanal von Nord nach Süd. Bei Ausfall eines Stromkreises ist der parallele Stromkreis unzulässig belastet. Deshalb muss die Stromtragfähigkeit der Leitung erhöht werden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

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

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

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

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2035 (2021) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahmen M206 und M494 haben sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2035, B 2035, C 2035 und B 2040 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass durch WAFB die geforderte Stromtragfähigkeit von 4.000 A pro Stromkreis nicht dauerhaft erreicht werden kann. Eine Anwendung von HTL ist zumindest für M206 nicht möglich, da es aufgrund der Geometrie der Leiterbündel zu einer unzulässigen Lärmemission kommt. Aus diesem Grund muss die Leitung in bestehender Trasse neu gebaut werden. Bei M494 wird aktuell noch geprüft, ob eine HTL-Umbeseilung möglich ist. Sollte dies nicht möglich sein, dann wäre auch hier ein Neubau in bestehender Trasse erforderlich.

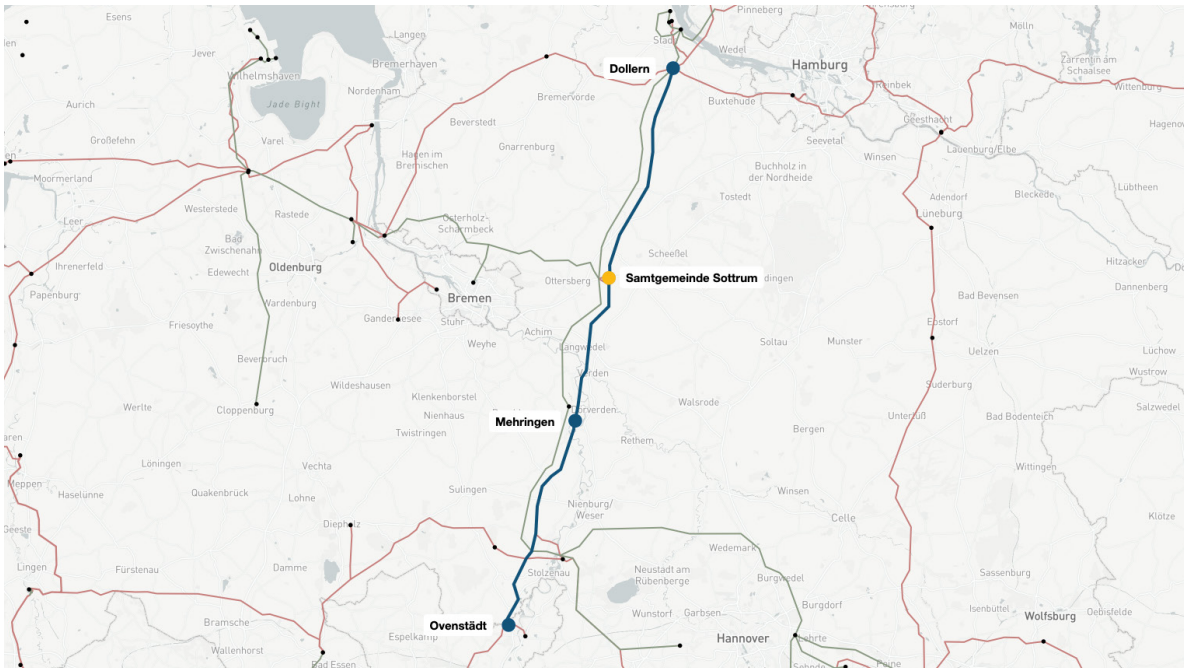
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Weitere alternative Einzelmaßnahmen wurden nicht untersucht, da es sich bei der Verbindung um eine bereits existierende Leitung handelt. Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Verstärkung dieser bestehenden Verbindung in Betracht gezogen. Die nahezu parallel verlaufende 220-kV-Leitung Sottrum – Landesbergen wird bereits im Rahmen von TTG-P24 (Stade – Landesbergen) verstärkt und steht insofern als Alternative nicht mehr zur Verfügung. Gleiches gilt für die östlich von Hamburg und Hannover verlaufende Leitung Krümmel – Wahle (P113) sowie die Leitung Dollern – Elsfleth/West (P23).

Alternativ zur Maßnahme M206 wäre theoretisch eine zusätzliche Verstärkung durch einen Parallelneubau auf der Achse Dollern – Elsfleth/West – Ganderkesee – St. Hülfe – Ohlensehlen – Landesbergen möglich. Diese Verbindung wäre allerdings deutlich länger als M206 und weniger effektiv. Außerdem hätte sie auch eine schlechtere NOVA-Einstufung, weshalb sie verworfen wurde.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P116 wurde im NEP 2030 (2019) und im NEP 2035 (2021) von der BNetzA bestätigt. Es bildet zusammen mit dem Projekt P135 das Vorhaben Nr. 57 des Bundesbedarfsplans.


Dollern
Samtgemeinde Sottrum
Mehringen
Ovenstädt
Hamburg
Bremen
Oldenburg
Hannover
Wolfsburg
Pinneberg
Wedel
Buxtehude
Seevetal
Winsen
Lauenburg/Elbe
Buchholz in der Nordheide
Tostedt
Lüneburg
Adendorf
Bleckede
Lübtheen
Hitzacker
Dannenberg
Bad Bevensen
Uelzen
Lüchow
Wustrow
Salzwedel
Bad Bodenteich
Wittingen
Klötze
Sassenburg
Isenbüttel
Oebisfelde
Celle
Winsen
Walsrode
Munster
Soltau
Bergen
Rethem
Verden
Achim
Weyhe
Stuhr
Ottersberg
Scheeßel
Langwedel
Wildeshausen
Klenkenborstel
Nienhaus
Twistringen
Sulingen
Vechta
Diepholz
Lohne
Quakenbrück
Cloppenburg
Wardenburg
Ganderkesee
Delmenhorst
Bremerhaven
Nordenham
Jade Bight
Wilhelmshaven
Varel
Beverstedt
Bremervörde
Gnarrenburg
Hagen im Bremischen
Osterholz-Scharmbeck
Rastede
Westerstede
Moormerland
Großefehn
Aurich
Jever
Esens
Langen
Leer
Papenburg
Friesoythe
Bevern
Werlte
Meppen
Haselünne
Löningen
Lingen
Fürstenau
Damme
Bramsche
Wallenhorst
Bad Essen
Espelkamp
Stolzenau
Nienburg/Weser
Neustadt am Rübenberge
Wunstorf
Garbsen
Burgwedel
Burgdorf
Wedemark
Lehrte
Peine
Salzgitter
Helmstedt
Braunschweig
Wolfenbüttel
Goslar
Seesen
Osterode am Harz
Northeim
Einbeck
Holzminden
Höxter
Detmold
Bad Pyrmont
Hameln
Hildesheim
Alfeld (Leine)
Bad Salzdetfurth
Sarstedt
Hannover
Laatzen
Springe
Bad Münder am Deister
Rinteln
Stadthagen
Bückeburg
Nienburg (Weser)
Syke
Diepholz
Sulingen
Verden
Rotenburg (Wümme)
Soltau
Munster
Uelzen
Lüchow
Dannenberg
Hitzacker
Lübtheen
Bleckede
Lüneburg
Adendorf
Lauenburg/Elbe
Winsen
Seevetal
Buxtehude
Tostedt
Buchholz in der Nordheide
Scheeßel
Ottersberg
Stuhr
Achim
Weyhe
Langwedel
Verden
Walsrode
Munster
Soltau
Bergen
Rethem

P119: Netzverstärkung und -ausbau zwischen Conneforde, Elsfleth/West und Sottrum

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT Nr. BBPlG 2021: 56

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Stromtragfähigkeit innerhalb Niedersachsens und enthält die folgenden Maßnahmen:

- M90: Conneforde – Suchraum Ovelgönne/Rastede/Wiefelstede/Westerstede[1] – Elsfleth/West mit Anschluss Huntorf
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Ablösung der bestehenden 220-kV-Leitung zwischen Conneforde und Elsfleth/West einschließlich des Abzweigs nach Huntorf durch eine neue zweisystemige 380-kV-Leitung von Conneforde über Suchraum Ovelgönne/Rastede/Wiefelstede/Westerstede nach Elsfleth/West mit einem Anschluss von Huntorf mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis vorgesehen (Netzverstärkung). Darüber hinaus sind die 380-kV-Schaltanlagen in Conneforde und Elsfleth/West zu verstärken sowie in Huntorf ein 380/220-kV-Transformator aufzustellen (Netzverstärkung). Weiterhin ist im Suchraum der Gemeinden Ovelgönne/Rastede/Wiefelstede/Westerstede zur Multiterminalanbindung des Offshore-Netzanbindungssystems NOR-12-2 mit der HGÜ-Verbindung DC34 sowie darüber hinaus weiterer Offshore-Netzanbindungssysteme eine neue 380-kV-Schaltanlage mit zwei Querkupplungen, einer Längskupplung und drei Sammelschienen zu errichten (Netzausbau).
- M535: Elsfleth/West – Blockland_neu[2] – Samtgemeinde Sottrum
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Ablösung der bestehenden 220-kV-Leitung zwischen Elsfleth/West und Sottrum durch eine neue zweisystemige 380-kV-Leitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis von Elsfleth/West über Abzweig Blockland nach Samtgemeinde Sottrum vorgesehen (Netzverstärkung). Dafür ist die 380-kV-Schaltanlage in Elsfleth/West zu verstärken (Netzverstärkung) sowie eine neue 380-kV-Schaltanlage am Kreuzungspunkt mit dem Projekt P116 im Raum Sottrum (Suchraum Samtgemeinde Sottrum) mit zwei 380/110-kV-Transformatoren zu errichten (Netzausbau). Weiterhin ist als Ersatz für den 220-kV-Abzweig Blockland einschließlich des Umspannwerks Blockland ein neues 380/110 kV-Umspannwerk mit mehreren 380/110-kV-Transformatoren nördlich von Bremen und westlich des jetzigen Abzweigs zusammen mit dem unterlagerten Verteilnetzbetreiber zu errichten (Arbeitsname Blockland_neu; Netzausbau) und in die Leitung voll einzuschleifen. Ob dieses Umspannwerk auf niedersächsischem Gebiet nördlich der Wümme oder auf Bremer Gebiet in der Nähe der A27 bei Oslebshausen errichtet wird, ist im weiteren Verlauf näher zu prüfen.

Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung orientiert sich die Planung an der Bestandstrasse. Dabei sind Abweichungen vom aktuellen Trassenverlauf bei der nachgelagerten Planung möglich, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen, bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern oder Bündelungen mit linienförmiger Infrastruktur umzusetzen, um u. a. dem Bündelungsgebot Rechnung zu tragen.

Im Zuge des Projektes sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

1 Erweiterung des Netzverknüpfungspunkts „Suchraum Rastede" auf „Suchraum Ovelgönne/Rastede/Wiefelstede/Westerstede entsprechend neuer Erkenntnisse und der Bestätigung der BNetzA vom 14.01.2022.

2 Änderung von „Abzweig Blockland" in „Blockland_neu" (Errichtung eines neuen 380/110-kV-Umspannwerks) entsprechend neuer Erkenntnisse und der Bestätigung der BNetzA vom 14.01.2022.

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040			
M535	Leitung	NI, HB	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		86	x	x	x	x	2030, 2031	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓
M90	Leitung	NI	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		26	x	x	x	x	2030, 2031	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Region ist geprägt durch hohe Einspeisung von Strom aus Windenergie, onshore sowie offshore. Die Einspeisung aus Windenergie übersteigt bereits heute die regionale Last zu weiten Teilen des Jahres, sodass in erheblichem Umfang Einspeisemanagement-Maßnahmen erforderlich sind. Neben den Nord-Süd-Leistungsflüssen kommt es auch zu starken Ost-West-Leistungsflüssen. Der Zubau an Windenergie onshore wie offshore wird gemäß den Szenarien weiter ansteigen.

Netzplanerische Begründung

Aufgrund des prognostizierten starken Anstiegs erneuerbarer Energien in Schleswig-Holstein und Niedersachsen ist die bestehende 380- und 220-kV-Netzstruktur nicht mehr ausreichend, um die Energie abtransportieren zu können. Die hier aufgeführten Maßnahmen vergleichmäßigen die starken Ost-West-Leistungsflüsse.

Darüber hinaus ist die Schaltanlage Unterweser als Netzverknüpfungspunkt für den Anschluss von zwei Offshore-Netz-anbindungssystemen vorgesehen (Projekte NOR-9-1 sowie NOR-10-1). Des Weiteren ist die Schaltanlage Suchraum Ovelgönne/Rastede/Wiefelstede/Westerstede als Netzverknüpfungspunkt für den Anschluss von bis zu drei Offshore-Netzanbindungssystemen mit je 2 GW vorgesehen (NOR-12-2 bis 2035 in allen Szenarien, im Szenario C 2035 und sowie darüber hinaus in B 2040 je ein weiteres Offshore-Netzanbindungssystem aus der Zone 4). Der Suchraum Ovelgönne/Rastede/Wiefelstede/Westerstede eignet sich als Netzverknüpfungspunkt, da durch die Lage auf der Leitung zwischen Conneforde und Elsfleth/West die Leistung sowohl über die Achse Conneforde – Merzen (TTG-P21) als auch über Elsfleth/West – St. Hülfe (P22 und TTG-009) sowie über den Kreuzungspunkt von P119 mit P116 in Samtgemeinde Sottrum abtransportiert werden kann. Das Projekt P119 bildet zusammen mit P22 sowie der HGÜ-Verbindung DC34 die Grundlage für den Anschluss von mehr als 6 GW Offshore-Windenergie in Unterweser und dem Suchraum Ovelgönne/Rastede/Wiefelstede/Westerstede sowie den überregionalen Abtransport.

Der Neubau des Umspannwerks Blockland_neu bis 2030/2031 wird erforderlich, da seitens des nachgelagerten Verteilnetzbetreibers wesernetz Bremen eine deutliche Lasterhöhung beantragt wurde. Grund hierfür ist die geplante Umstellung des Industriekunden Arcelor Mittal in Bremen auf eine CO_2-neutrale Stahlproduktion, die mit einem deutlichen Mehrverbrauch an Elektrizität verbunden ist. Entsprechende Stellungnahmen von wesernetz und Arcelor Mittal Bremen wurde in die Konsultation des NEP 2035 (2021) eingebracht.

Mit Inbetriebnahme von M90 und M535 kann die 220 kV-Infrastruktur zwischen Conneforde, Elsfleth/West und Sottrum einschließlich der Abzweige Huntorf und Blockland zurückgebaut werden. Zusammen mit den Projekten TTG-P66 (bereits in Betrieb), TTG-P69, TTG-P21, TTG-P24 und P175 wird somit die aktuell noch vorhandene 220-kV-Infrastruktur im Dreieck zwischen Hamburg, Hannover und Emden perspektivisch weitgehend durch eine nachhaltige 380-kV-Infrastruktur abgelöst.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

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

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Anderweitige Planungsmöglichkeiten sind die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie anderweitige Technologiekonzepte. Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination aus AC-Netz und Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2035 (2021) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahmen M90 und M535 haben sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2035, B 2035, C 2035 und B 2040 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 des NEP-Berichts).

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass durch WAFB sowie durch HTL die geforderte Stromtragfähigkeit von 4.000 A auf der 220-kV-Ebene nicht erreicht werden kann. Daher muss die Leitung in bestehender Trasse neu errichtet werden.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

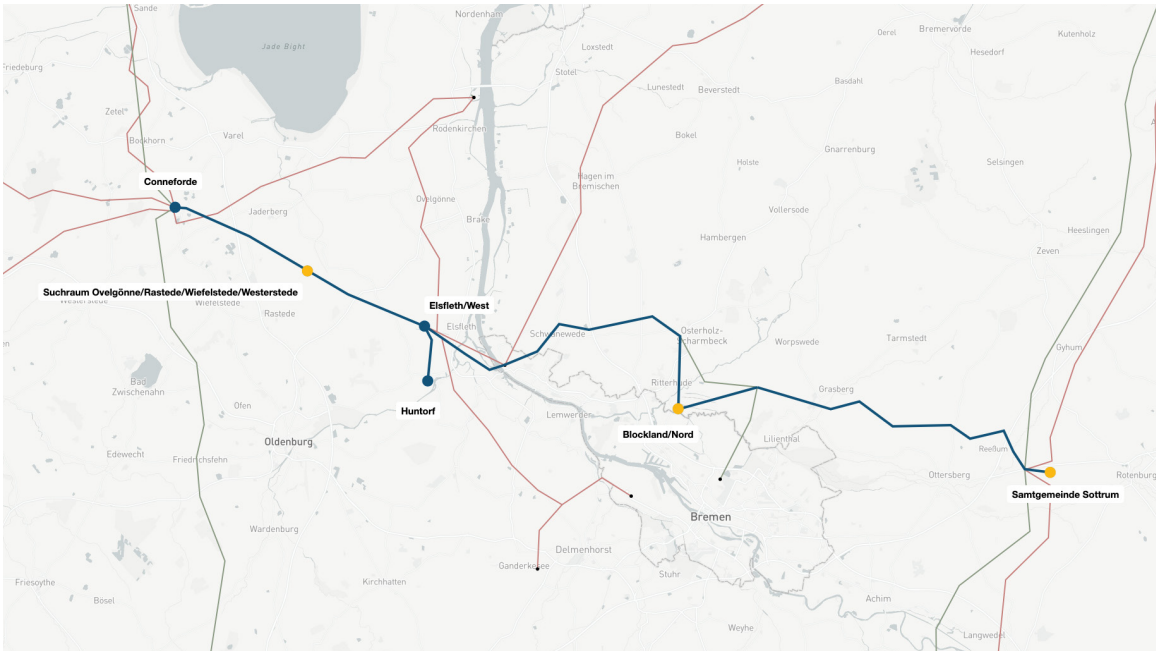
Alternativ zu P119 wurden im zweiten Entwurf des NEP 2030 (2019) die Projekte P22 und P23 vorgeschlagen. Diese Projekte beheben jedoch die entstehenden Überlastungen nicht so effektiv und erfordern insgesamt umfangreichere Netzverstärkungsmaßnahmen als P119 in Kombination mit einem auf die Maßnahmen M80 und M92 reduziertem Projekt P22. Darüber hinaus hat die BNetzA im NEP das Projekt P23 zusätzlich zu P119 bestätigt, sodass dieses Projekt als Alternative nicht mehr zur Verfügung steht.

In der Konsultation des NEP 2035 (2021) wurde in mehreren Stellungnahmen die Verlegung des Netzverknüpfungspunktes (Suchraum) Rastede für die 380-kV-Schaltanlage sowie den Anschluss der on- und offshoreseitigen HGÜ-Verbindungen von der Leitung Conneforde – Elsfleth/West in die bestehende 380-kV-Leitung Conneforde – Diele gefordert. Hierzu ist festzustellen, dass die Achse Conneforde – Diele – Niederlangen im NEP bereits hoch ausgelastet ist. Die beiden Bestandsstromkreise haben eine Stromtragfähigkeit von jeweils rund 2.200 A, während die Leitung Conneforde – Elsfleth/West bereits im Rahmen von P119 auf 4.000 A je Stromkreis verstärkt wird. Die geforderte Verschiebung hätte daher einen höheren Netzausbau in der Region zur Folge, da zusätzlich zu P119 auch die Leitung Conneforde – Diele – Niederlangen verstärkt werden müsste.

Alternativ zum Neubau des Umspannwerks Blockland_neu wurden eine Erweiterung des bestehenden Umspannwerks Blockland sowie des Umspannwerks Niedervieland geprüft. Eine Erweiterung des Umspannwerks Blockland scheidet wegen sehr beengter Platzverhältnisse aus. Eine Erweiterung des Umspannwerks Niedervieland wäre theoretisch möglich, allerdings wäre dies wegen beengter Platzverhältnisse mit einem kompletten Ersatzneubau verbunden. Darüber hinaus wären seitens des VNB mehrere Weserquerungen zum Anschluss des Industriekunden erforderlich. Darüber hinaus wäre aus (n-1)-Gründen die Volleinschleifung von Niedervieland im Rahmen von P22 M80 erforderlich. Ergänzend würden in diesem Fall der Neubau der 380/220-kV-Schaltanlage am Abzweig Blockland sowie der Abzweig Blockland und das Umspannwerk Blockland in 220 kV bestehen bleiben müssen. Aus diesen Gründen wurde diese Alternative verworfen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P119 wurde im NEP 2030 (2019) und im NEP 2035 (2021) von der BNetzA bestätigt. Es ist als Vorhaben Nr. 56 im Bundesbedarfsplan enthalten.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P124: Netzverstärkung: Wolmirstedt – Klostermansfeld – Schraplau/Obhausen – Lauchstädt

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz Nr. BBPlG 2021: 60

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Sachsen-Anhalt.

- M209a: Wolmirstedt – Klostermansfeld
  Zur Umsetzung der gegenständlichen Maßnahme werden auf den entsprechenden Leitungsabschnitten zunächst Masterhöhungen sowie primär- und sekundärtechnische Anpassungen in den Schaltanlagen vorgenommen, um die technischen und betrieblichen Voraussetzungen für den Einsatz des witterungsabhängigen Freileitungsbetriebes (WAFB), u. a. mit Einsatz von Messeinrichtungen, zu schaffen. Zu einem späteren Zeitpunkt wird von Wolmirstedt über den geplanten Standort Schwanebeck nach Klostermansfeld bedarfsgerecht die bestehende 380-kV-Freileitung ggf. durch eine Umbeseilung (HTLS) verstärkt.
- M209b: Klostermansfeld – Schraplau/Obhausen – Lauchstädt
  Zur Umsetzung der gegenständlichen Maßnahme werden auf den entsprechenden Leitungsabschnitten zunächst Masterhöhungen sowie primär- und sekundärtechnische Anpassungen in den Schaltanlagen vorgenommen, um die technischen und betrieblichen Voraussetzungen für den Einsatz des WAFB, u. a. mit Einsatz von Messeinrichtungen, zu schaffen. Zu einem späteren Zeitpunkt wird von Klostermansfeld über den neuen Standort im Suchraum der Stadt Schraplau und Gemeinde Obhausen (nachfolgend und im Begleitdokument Punktmaßnahmen „Schraplau/Obhausen" als Arbeitstitel genannt) nach Lauchstädt bedarfsgerecht die bestehende 380-kV-Freileitung ggf. durch eine Umbeseilung (HTLS) verstärkt. Hierzu sind, neben der o. g. 380-kV-Neubauanlage Schraplau/Obhausen, die 380-kV-Anlagen Klostermansfeld und Lauchstädt entsprechend zu erweitern bzw. zu verstärken (u. a. siehe Begleitdokument Punktmaßnahmen).

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040			
M209a	Leitung	ST	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung		117	x	x	x	x	2028, 2029	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓
M209b	Leitung	ST	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung		39	x	x	x	x	2027, 2028	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Aufgrund der vorherrschenden Hauptleistungsflussrichtung von Nord nach Süd ist die bestehende 380-kV-Leitung Wolmirstedt – Klostermansfeld – Lauchstädt bei entsprechenden Erzeugungs- und Lastsituationen bereits heute hoch belastet. Zudem wird künftig im Umspannwerk Klostermansfeld sowie in den geplanten Umspannwerken Schwanebeck und Schraplau/Obhausen zunehmend mehr Leistung aus erneuerbaren Energien (EE) aus den Verteilnetzen aufgenommen bzw. direkt angeschlossen.

Netzplanerische Begründung

Die Übertragungskapazität der 380-kV-Leitung Wolmirstedt – Klostermansfeld – Lauchstädt ist für die gemäß Szenariorahmen zu erwartenden Übertragungsaufgaben nicht ausreichend. Ohne die 380-kV-Netzverstärkung wird die 380-kV-Leitung Wolmirstedt – Klostermansfeld – Lauchstädt bei Ausfall eines 380-kV-Stromkreises dieser Leitung unzulässig hoch belastet. Das netztechnische Ziel des Projekts ist es, durch die Erhöhung der Transportkapazität auf der 380-kV-Verbindung einen Beitrag zur notwendigen Erhöhung der horizontalen Übertragungsfähigkeit in Sachsen-Anhalt zu leisten. Die 380-kV-Leitung von Wolmirstedt über Klostermansfeld und Schraplau/Obhausen nach Lauchstädt dient insbesondere dem EE-Ferntransport aus Sachsen-Anhalt in den Süden der Bundesrepublik.

Zusammen mit dem Projekt P150 und dessen neuem Netzverknüpfungspunkt Schraplau/Obhausen stärkt das Projekt P124 die Vermaschung und damit die horizontale Übertragungsfähigkeit in der südwestlichen Netzregion von 50Hertz.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

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

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

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

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2035 (2021) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahmen M209a und M209b haben sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2035, B 2035, C 2035 und B 2040 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

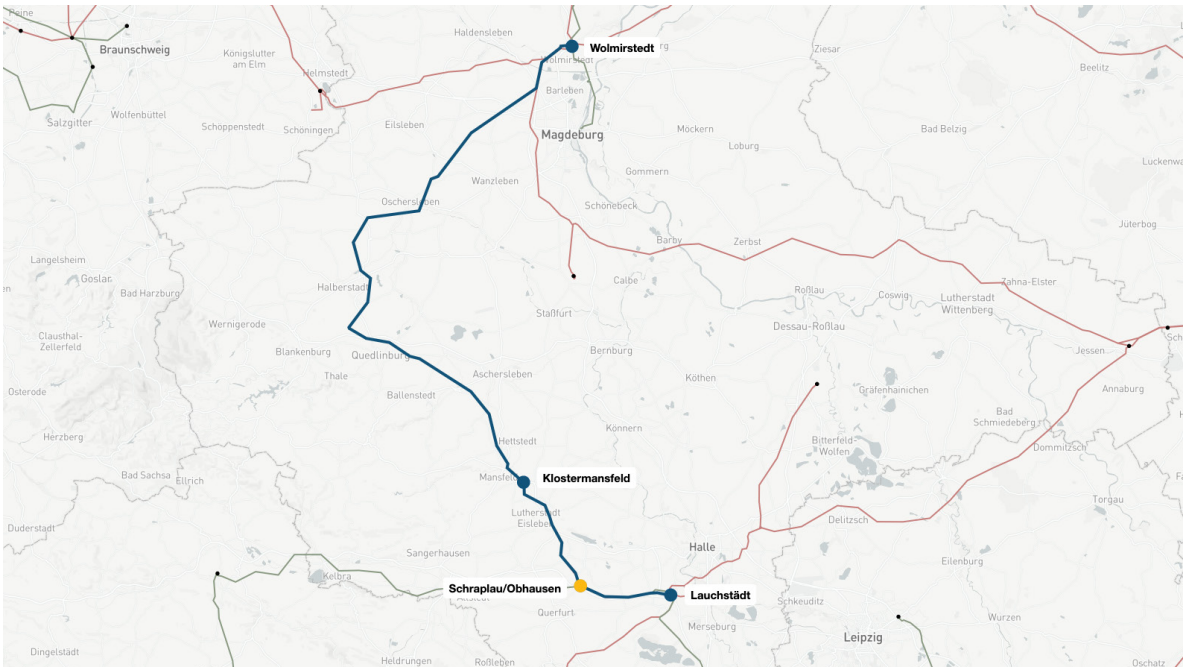
Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts). In diesem Projekt wurden die pauschalen Ansätze des NEP leitungsscharf geprüft und die notwendigen Maßnahmen für den WAFB-Einsatz auf den konkreten Leitungen ausgewiesen.

Prüfung alternativer Netzausbaumaßnahmen

Zu den Maßnahmen sind keine anderen Netzoptimierungen oder -verstärkungen zur Beherrschung der erwarteten Leistungsfluss- und Netzsituationen in dieser Netzregion möglich, da in der vorherrschenden Hauptleistungsflussrichtung von Nord nach Süd keine parallelen 380-kV-Verbindungen vorhanden sind.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P124 mit der Maßnahme M209a wurde erstmalig im NEP 2030 (2019) identifiziert. Das Projekt P124 mit der Maßnahme M209b wurde seit dem NEP 2023 (2013) identifiziert. Beide Maßnahmen wurden im NEP 2030 (2019) und im NEP 2035 (2021) von der Bundesnetzagentur bestätigt und als Teil des Vorhabens Nr. 60 im Bundesbedarfsplan ausgewiesen.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P133: Netzverstärkung zwischen Borken und Gießen/Nord

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT Nr. BBPlG 2021: 65

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Hessens und enthält folgende Maßnahme:

- M253: Borken – Gießen/Nord
  Im Rahmen der Maßnahme ist die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung zwischen Borken und Gießen/Nord auf eine Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis vorgesehen (Netzverstärkung). Eine Verstärkung mittels Hochtemperaturleiter ist – vorbehaltlich der Genehmigungsfähigkeit – grundsätzlich möglich. Darüber hinaus müssen die Schaltanlagen in Borken und Gießen/Nord verstärkt werden (Netzverstärkung).

Im Zuge des Projektes sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040			
M253	Leitung	HE	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung		73	x	x	x	x	2030, 2031	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Die bestehende Leitung ist ein wesentlicher Transportkanal von Nord nach Süd. Bei Ausfall eines Stromkreises ist der parallele Stromkreis unzulässig hoch belastet. Deshalb muss die Stromtragfähigkeit der Leitung erhöht werden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

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

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

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

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2035 (2021) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme M253 hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2035, B 2035, C 2035 und B 2040 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

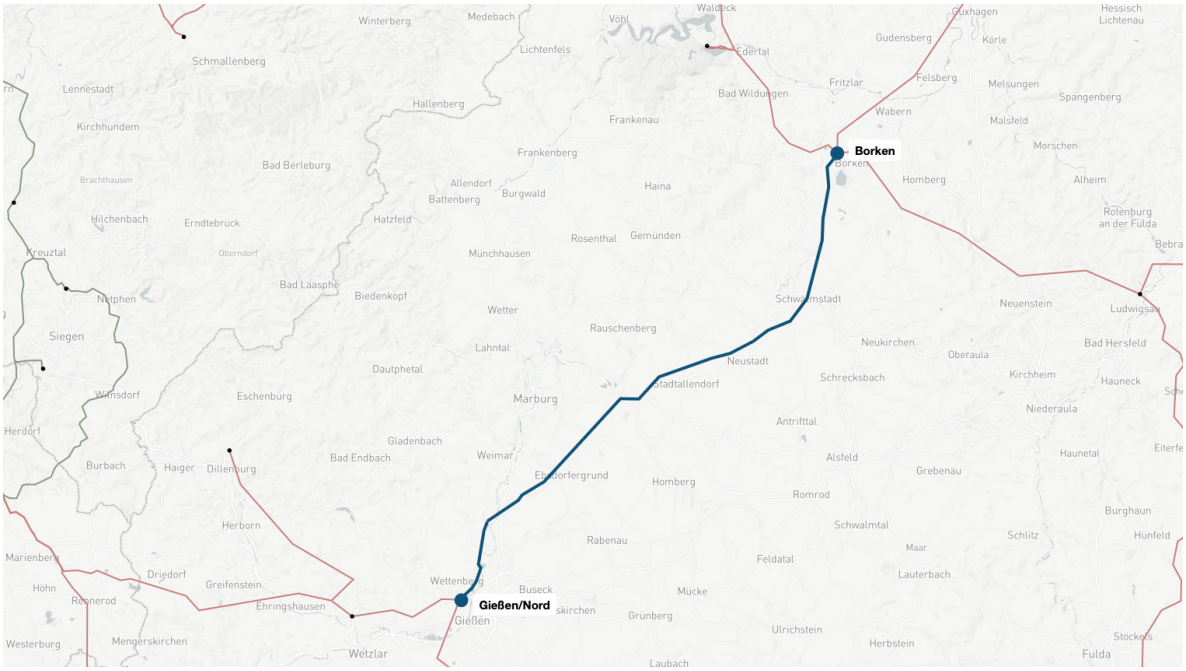
Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass durch WAFB die geforderte Stromtragfähigkeit von 4.000 A pro Stromkreis nicht erreicht werden kann. Durch den Einsatz von HTL ist es dagegen – vorbehaltlich der Genehmigungsfähigkeit – grundsätzlich möglich, die Freileitung mit 4.000 A zu betreiben.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Weitere alternative Einzelmaßnahmen wurden nicht untersucht, da es sich bei der Verbindung um eine bereits existierende Leitung handelt. Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Verstärkung dieser bestehenden Verbindung in Betracht gezogen. Andere bereits existierende Leitungen, mit denen sich die Übertragungsaufgabe sinnvoll erfüllen ließe, gibt es in der Region nicht.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P133 wurde im NEP 2030 (2019) und im NEP 2035 (2021) von der BNetzA bestätigt. Es bildet zusammen mit dem Projekt P211 das Vorhaben Nr. 65 des Bundesbedarfsplans.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P135: Netzverstärkung zwischen Ovenstädt und Bechterdissen

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT Nr. BBPlG 2021: 57

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Nordrhein-Westfalens zwischen Ovenstädt, Eickum und Bechterdissen und enthält folgende Maßnahme:

- M255: Ovenstädt – Eickum – Bechterdissen
  Im Rahmen der Maßnahme ist die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung von Ovenstädt über Eickum nach Bechterdissen auf eine Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis vorgesehen (Netzverstärkung). Eine HTL-Umbeseilung ist – vorbehaltlich der Genehmigungsfähigkeit – möglich. Eickum ist hierbei voll einzuschleifen. Hierfür sind die 380-kV-Schaltanlagen in Ovenstädt, Eickum und Bechterdissen zu verstärken (Netzverstärkung).

Im Zuge des Projektes sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040			
M255	Leitung	NW	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung		60	x	x	x	x	2030, 2031	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Die bestehende Leitung ist ein wesentlicher Transportkanal von Nord nach Süd. Bei Ausfall eines Stromkreises ist der parallele Stromkreis unzulässig hoch belastet. Deshalb muss die Stromtragfähigkeit der Leitung erhöht werden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

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

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

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

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2035 (2021) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme M255 hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2035, B 2035, C 2035 und B 2040 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass WAFB nicht ausreichend ist, um die erforderliche Stromtragfähigkeit von 4.000 A zu erreichen. Eine HTL-Umbeseilung ist dagegen – vorbehaltlich der Genehmigungsfähigkeit – grundsätzlich möglich.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Weitere alternative Einzelmaßnahmen wurden nicht untersucht, da es sich bei der Verbindung um eine bereits existierende Leitung handelt. Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Verstärkung dieser bestehenden Verbindung in Betracht gezogen. Andere bereits existierende Leitungen, mit denen sich die Übertragungsaufgabe sinnvoll erfüllen ließe, gibt es in der Region nicht.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P135 wurde im NEP 2030 (2019) und im NEP 2035 (2021) von der BNetzA bestätigt. Es bildet zusammen mit dem Projekt P116 das Vorhaben Nr. 57 des Bundesbedarfsplans.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P150: Netzverstärkung Schraplau/Obhausen – Wolkramshausen – Vieselbach

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz Nr. BBPlG 2021: 44

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Sachsen-Anhalt und Thüringen sowie der Verstärkung der Netzinfrastruktur in der Region Nordthüringen/Südharz. Mit der mittelfristig notwendigen Netzstrukturänderung von 220 kV auf 380 kV erhöhen sich zudem die Potenziale der vertikalen Übertragungskapazität (Umspannwerk(e) mit 380/110-kV-Transformatoren) zur Sicherung der infrastrukturellen und wirtschaftlichen Entwicklungsfähigkeit der Region.

Das Projekt wurde erstmalig im NEP 2024 (2014) als P150: Netzverstärkung Lauchstädt – Vieselbach mit der Maßnahme M352: Lauchstädt – Wolkramshausen – Vieselbach ausgewiesen und von der Bundesnetzagentur bestätigt.

Im NEP 2025 und im NEP 2030 (2017) wurde das Projekt aus organisatorischen Gründen in zwei Teilprojekte aufgeteilt, die Projekte P150 und P224: Netzverstärkung Wolkramshausen – Ebeleben – Vieselbach (M463). Im NEP 2025 wurde im Ergebnis der Netzanalysen, unter Berücksichtigung der Einbindung des geplanten Umspannwerks (UW) Querfurt, u. a. das Projekt P150 modifiziert und die notwendige Netzverstärkung auf dem Abschnitt Querfurt – Wolkramshausen als P150 M352a präzisiert (ehemals Abschnitt Lauchstädt – Wolkramshausen der P150 M352 im NEP 2024 (2014)). Seit dem NEP 2030 (2019) werden die v. g. Teilprojekte zur besseren Nachvollziehbarkeit wieder zusammengeführt sowie konsequenterweise auch im Titel, anstelle der bisherigen Bezeichnung Querfurt, auf den geplanten Netzverknüpfungspunkt im Suchraum der Stadt Schraplau und Gemeinde Obhausen angepasst.

Das geplante Umspannwerk im Suchraum der Stadt Schraplau und Gemeinde Obhausen (nachfolgend und im Begleitdokument Punktmaßnahmen „Schraplau/Obhausen“ als Arbeitstitel genannt) ist als präzisierter Startpunkt des Projekts erforderlich, da in dessen Einzugsgebiet ein deutlicher regionaler Zuwachs an erneuerbaren Energien (EE), insbesondere von Windenergie, bereits besteht und weiterhin erwartet wird. Die Einspeisungen aus EE können damit aus dem Verteilnetz aufgenommen und über das Höchstspannungsnetz zu den Lastschwerpunkten abtransportiert werden.

Außerdem wurde, u. a. im Zusammenhang mit dem aktuellen Projekt P150, das Projekt P124 mit den Maßnahmen M209a Wolmirstedt – Klostermansfeld und M209b Klostermansfeld – Schraplau/Obhausen – Lauchstädt im NEP 2030 (2019) als notwendige Netzverstärkung identifiziert und im betreffenden Steckbrief beschrieben.

- M352a: Schraplau/Obhausen – Wolkramshausen
  Von Schraplau/Obhausen nach Wolkramshausen wird eine neue 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung vorzugsweise in der bestehenden 220-kV-Trasse errichtet. Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung orientiert sich die Planung zunächst an der Bestandstrasse. Dabei können Abweichungen vom aktuellen Trassenverlauf bei der nachgelagerten Planung entstehen, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen, bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern oder Bündelungen mit linienförmiger Infrastruktur umzusetzen, um unter anderem dem Bündelungsgebot Rechnung zu tragen.

Die geplante 380-kV-Anlage Schraplau/Obhausen (siehe Begleitdokument Punktmaßnahmen) umfasst u. a. 380/110-kV-Transformatoren. Die 220-kV-Anlage Wolkramshausen inkl. 220/110-kV-Transformatoren ist mittels 380-kV-Neubau inkl. 380/110-kV-Transformatoren abzulösen (380-kV-Umstellung des Standortes).

- M463: Wolkramshausen – Vieselbach
  Von Wolkramshausen nach Vieselbach wird eine neue 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung vorzugsweise in der bestehenden 220-kV-Trasse errichtet. Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung orientiert sich die Planung zunächst an der Bestandstrasse. Dabei können Abweichungen vom aktuellen Trassenverlauf bei der nachgelagerten Planung entstehen, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen, bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern oder Bündelungen mit linienförmiger Infrastruktur umzusetzen, um unter anderem dem Bündelungsgebot Rechnung zu tragen.

Die o. g. 380-kV-Anlagen Vieselbach und Wolkramshausen sind entsprechend zu erweitern bzw. auszubauen.

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040			
M352a	Leitung	ST, TH	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		71	x	x	x	x	2028, 2029	2: Im Raumordnungsverfahren/Bundesfachplanung	✓
M463	Leitung	TH	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		66	x	x	x	x	2028, 2029	2: Im Raumordnungsverfahren/Bundesfachplanung	✓

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Die 220-kV-Leitung von Eula nach Wolkramshausen besitzt derzeit eine Übertragungskapazität von ca. 410 MVA und die 220-kV-Leitung von Wolkramshausen nach Vieselbach eine Übertragungskapazität von ca. 710 MVA pro Stromkreis. Aufgrund der vorherrschenden Hauptleistungsflussrichtung von Nordost nach Südwest und der Rückspeisung von Leistung aus erneuerbaren Energien (EE) aus den nachgelagerten Verteilnetzen sind diese 220-kV-Leitungen im Bereich Wolkramshausen – Vieselbach bei entsprechenden Erzeugungs- und Lastsituationen bereits heute hoch belastet. Gleiches trifft auf die in der Netzregion parallel verlaufende 380-kV-Hochstromleitung Lauchstädt – Vieselbach (1. Abschnitt der Südwest-Kuppelleitung) zu. Diese besitzt eine Übertragungskapazität von ca. 2.400 MVA pro Stromkreis.

Die bestehende 380-kV-Leitung Lauchstädt – Vieselbach und insbesondere die bestehenden 220-kV-Leitungen Eula – Wolkramshausen – Vieselbach besitzen somit für die zu erwartenden Übertragungsaufgaben insgesamt eine zu geringe Übertragungskapazität. Zur Erhöhung der Übertragungskapazität müssen folglich die 220-kV-Leitungen im Abschnitt Schraplau/Obhausen – Wolkramshausen (M352a) und Wolkramshausen – Vieselbach (M463) als 380-kV-Leitungen neu errichtet werden. Ohne die v. g. Ablösung der 220-kV-Leitungen durch 380-kV-Neubau in bestehender Trasse (Netzverstärkung) wird die bestehende 380-kV-Leitung Lauchstädt – Vieselbach bei Ausfall eines 380-kV-Stromkreises dieser Leitung unzulässig hoch belastet.

Das netztechnische Ziel des Projekts ist es, durch die Erhöhung der Übertragungskapazität auf der Achse Schraplau/Obhausen – Wolkramshausen – Vieselbach, netztechnisch wirksam ergänzt um die Netzverstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung Klostermansfeld – Lauchstädt, hier im neuen Teilstück Schraplau/Obhausen – Lauchstädt (P124 M209b), einen Beitrag zur netztechnisch notwendigen Erhöhung der horizontalen Übertragungskapazität in Sachsen-Anhalt und Thüringen sowie der vertikalen Übertragungskapazität in der Region Nordthüringen/Südharz zu leisten. Die geplante 380-kV-Leitung von Schraplau/Obhausen über Wolkramshausen nach Vieselbach dient insbesondere dem EE-Ferntransport aus Sachsen-Anhalt und Thüringen in den Süden der Bundesrepublik.

Auch im Zusammenhang mit dem hier beschriebenen Projekt P150 wurde das Projekt P124 mit den Maßnahmen M209a Wolmirstedt – Klostermansfeld und M209b Klostermansfeld – Schraplau/Obhausen – Lauchstädt im NEP als notwendige Netzverstärkung identifiziert. Damit werden u. a. Engpässe auf dem Abschnitt Schraplau/Obhausen – Lauchstädt vermieden. Dieser Leitungsabschnitt wirkt zusammen mit dem Projekt P150

(Leitung Schraplau/Obhausen – Wolkramshausen – Vieselbach) als Bypass netztechnisch entlastend auf die bereits heute hochbelastete 380-kV-Leitung Lauchstädt – Vieselbach.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

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

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

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

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2035 (2021) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahmen M352a und M463 haben sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2035, B 2035, C 2035 und B 2040 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Zu den Maßnahmen M352a und M463 sind keine anderen Netzoptimierungen oder -verstärkungen zur Beherrschung der erwarteten Leistungsfluss- und Netzsituationen in dieser Netzregion möglich, da in der vorherrschenden Hauptleistungsflussrichtung von Nordost nach Südwest keine weiteren parallelen 380-kV- bzw. 220-kV-Verbindungen vorhanden sind. Eine Reduzierung der Belastung der 380-kV-Verbindung von Lauchstädt nach Vieselbach durch Topologieänderungen führt lediglich zu einer nicht ausreichenden Reduzierung der Leitungsbelastung.

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts). Zur Anwendung einer Netzoptimierung mittels WAFB sind jedoch die bestehenden 220-kV-Leitungen Eula – Wolkramshausen – Vieselbach aufgrund ihrer Spannungsebene sowie Bauweise nicht geeignet. Eine Netzverstärkung durch Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen scheidet ebenfalls aufgrund der Bauweise und Maststatik aus.

Die 220-kV-Leitung Eula – Wolkramshausen wurde im Abschnitt Lauchstädt – Wolkramshausen 1965 und die 220-kV-Leitung Wolkramshausen – Vieselbach 1988 nach den technischen Normen, Gütevorschriften und Lieferbedingungen (TGL) der ehemaligen DDR errichtet. Konstruktive Veränderungen der bestehenden Masten sind nach aktuellen DIN-Vorschriften durchzuführen. Eine Netzverstärkung durch Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen würde die bestehende Mastkonstruktion nach DIN-Norm einer unzulässigen mechanischen Beanspruchung aussetzen. Aus diesem Grund machen derartige Netzverstärkungen einen Neubau der Masten erforderlich.

Die bestehende 380-kV-Leitung von Lauchstädt nach Vieselbach wurde 2008 in Betrieb genommen und bereits mit einer Hochstrombeseilung (3.600 A/Stromkreis) ausgeführt, die jedoch für die ermittelten Übertragungsaufgaben nicht mehr ausreichend ist.

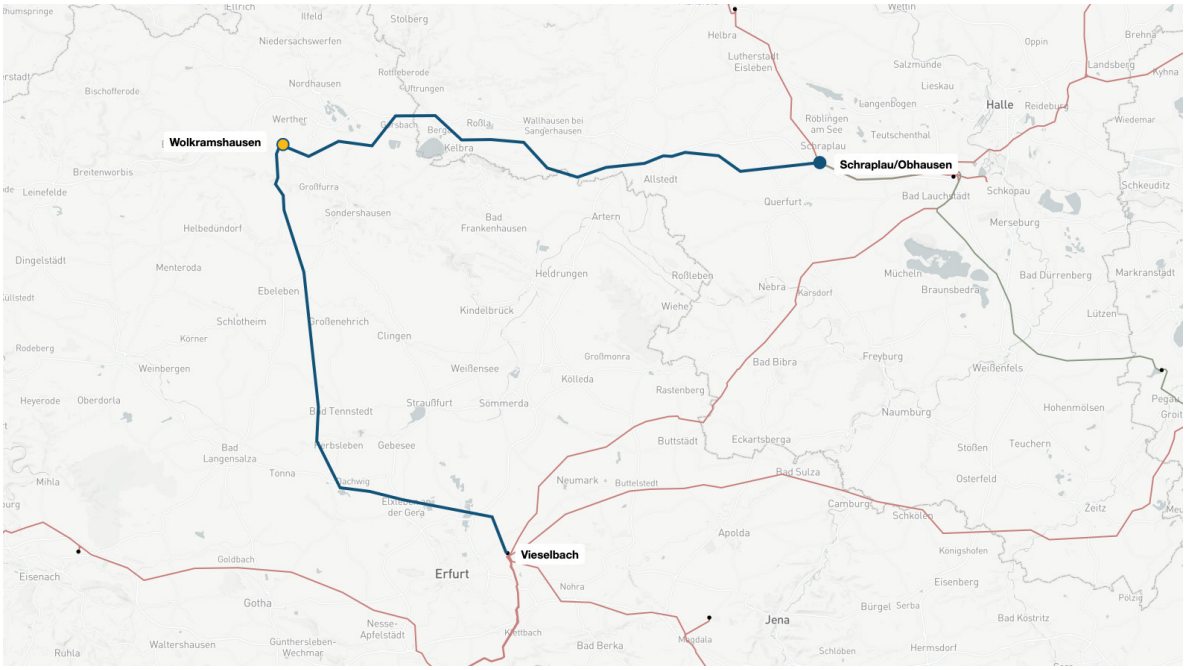
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Eine Verstärkung der bestehenden Leitung Lauchstädt – Vieselbach bzw. deren Ausbau zu einer Vierfachleitung wurde ebenfalls geprüft. Diese Planungsalternative kann aber aus dem folgenden Grund nicht realisiert werden: Eine Netzverstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung von Lauchstädt nach Vieselbach mittels Aufrüstung von zwei auf vier Stromkreisen ist aufgrund der erst in 2008 realisierten Bauweise nicht möglich, ohne diese abzureißen und vollständig neu zu errichten. Für diese Leitung wurde auf Veranlas-

sung der Deutschen Bahn, im Zuge der Verkehrsprojekte Deutsche Einheit (Neubau einer ICE-Strecke), für die ehemalige 220-kV-Leitung auf einer großen Strecke eine 380-kV-Leitungstrasse räumlich neu eingeordnet, als 380-kV-Doppelleitung planfestgestellt sowie durch 50Hertz errichtet und als 1. Abschnitt der Südwest-Kuppelleitung 2008 in Betrieb genommen. Die Nutzung der 220-kV-Trasse in den Abschnitten Schraplau/Obhausen – Wolkramshausen – Vieselbach ist in Verbindung mit einer regionalen Netzstrukturänderung aus technisch-wirtschaftlicher Sicht als Netzverstärkungsmaßnahme vorzuziehen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P150 wurde als damalige Gesamtmaßnahme M352 Lauchstädt – Wolkramshausen – Vieselbach im NEP 2024 (2014) erstmals identifiziert, von der Bundesnetzagentur bestätigt und in den Bundesbedarfsplan aufgenommen (Nr. 44). Auch im NEP 2030 (2017), im NEP 2030 (2019) sowie im NEP 2035 (2021) wurden die Maßnahmen M352a und M463 bestätigt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P159: Netzverstärkung Bürstadt – BASF

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion Nr. BBPlG 2021: 67

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Transportkapazität in der Metropolregion Rhein-Neckar. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M62: Bürstadt – BASF

Das Projekt beinhaltet

- den Neubau einer 380-kV-Leitung in bestehender Trasse zwischen der 380-kV-Anlage Bürstadt und dem Punkt Roxheim (Netzverstärkung),
- den Neubau einer 380/220-kV -Leitung zwischen dem Punkt Roxheim und einer neu zu errichtenden 380/220-kV-Anlage BASF (Netzausbau),
- sowie die Spannungsumstellung eines bestehenden 220-kV-Stromkreis auf 380 kV durch Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen im Abschnitt Punkt Roxheim bis zur Neuanlage BASF (Netzverstärkung). Abhängig von den Gegebenheiten vor Ort werden im Rahmen der Umbeseilung ggf. die Verstärkung oder der Neubau von Leitungsmasten der Bestandsleitung erforderlich.

Die 380-kV-Anlage Bürstadt muss hierzu erweitert werden (Netzverstärkung). Bis zur vollständigen Realisierung des Langfristkonzeptes werden die neu errichteten Höchstspannungs-Leitungen zunächst in 220 kV betrieben.

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040			
M62	Leitung	HE, RP	NVA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse, Errichtung einer Leitung: Parallelneubau, Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung	5	13	x	x	x	x	2029	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Das Rhein-Main-Gebiet ist historisch u. a. durch eine Vielzahl von Industriekunden geprägt. Die daraus resultierende Netzinfrastruktur kann zukünftig durch Verstärkungen und Umstrukturierungen für eine Erweiterung sowohl der Nord – Süd als auch der Ost – West Transportkapazität genutzt werden.

Netzplanerische Begründung

Durch die Maßnahme M62 werden Engpässe in der 220-kV-Ebene zwischen Bürstadt und BASF beseitigt. Im Hinblick auf das langfristige Konzept ist der spätere Betrieb der Höchstspannungsleitungen mit 380 kV geplant.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

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

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

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

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2035 (2021) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme M62 hat sich für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2035, B 2035, C 2035 und B 2040 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahme M62 überwiegend in den bestehenden Trassenräumen erfolgen.

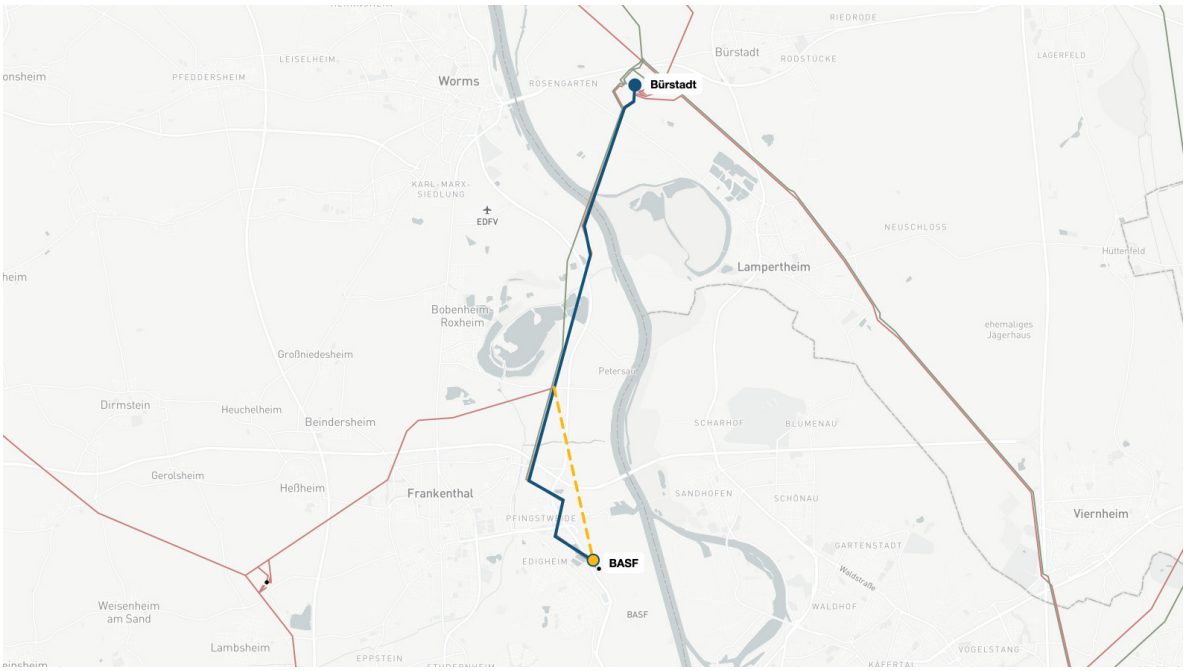
Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternative Netzverknüpfungspunkte für dieses Projekt sind grundsätzlich denkbar, jedoch in Bezug auf die volkswirtschaftlichen Kosten vor dem Hintergrund netzplanerischer Aspekte und die weitere Rauminanspruchnahme wesentlich schlechter.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P159 mit der Maßnahme M62 wurde im NEP 2024 (2014) erstmalig identifiziert und im NEP 2030 (2019) sowie im NEP 2035 (2021) von der Bundesnetzagentur bestätigt. Es ist als Vorhaben Nr. 67 im Bundesbedarfsplan enthalten.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P161: Netzverstärkung südöstlich von Frankfurt

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion, TenneT Nr. BBPlG 2021: 66

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität im südöstlichen Raum von Frankfurt. Die Kapazitätserhöhung steht im Zusammenhang mit dem Projekt AMP-P47 Urberach – Pfungstadt – Weinheim.

Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M91: Großkrotzenburg – Urberach
  Zwischen den 380-kV-Anlagen Großkrotzenburg, Dettingen und Urberach wird die Erweiterung einer bestehenden 380-kV-Leitung per Umbeseilung erforderlich. Dies kann durch den Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen auf der bestehenden Leitung oder, wenn dies aus statischen Gründen nicht möglich ist, durch den Neubau in bestehender Trasse erfolgen. Durch die Erweiterung wird eine deutlich erhöhte Transportkapazität zwischen Großkrotzenburg und Urberach realisiert (Netzverstärkung). Darüber hinaus müssen die Schaltanlagen in Großkrotzenburg, Dettingen und Urberach erweitert werden (Netzverstärkung).

Das Projekt steht im Zusammenhang mit P500 Somborn – Urberach.

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040			
M91	Leitung	HE	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung		24	x	x	x	x	2027, 2028	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Das Rhein-Main-Gebiet ist historisch u. a. durch eine Vielzahl von Industriekunden geprägt. Außerdem ist in den kommenden Jahren mit einem starken Lastzuwachs aufgrund von Digitalisierung und Dekarbonisierung der Industrie zu rechnen. Die daraus resultierende Netzinfrastruktur kann zukünftig durch Verstärkungen und Umstrukturierungen für eine Erweiterung sowohl der Nord-Süd als auch der Ost-West-Transportkapazität genutzt werden.

Netzplanerische Begründung

Die Netzerweiterung zwischen Großkrotzenburg und Urberach erhöht die Übertragungskapazität in südwestliche Richtung. Die beschriebene Maßnahme beseitigt Überlastungen der heutigen 380-kV-Leitung Großkrotzenburg – Dettingen – Urberach.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

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

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich bei der Übertragungstechnologie für eine Kombination aus dem AC-Netz mit einer Verstärkung durch Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-Korridore als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2035 (2021), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.

Dieses Projekt hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2035, B 2035, C 2035 und B 2040 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA Grundsatz berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahme M91 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen.

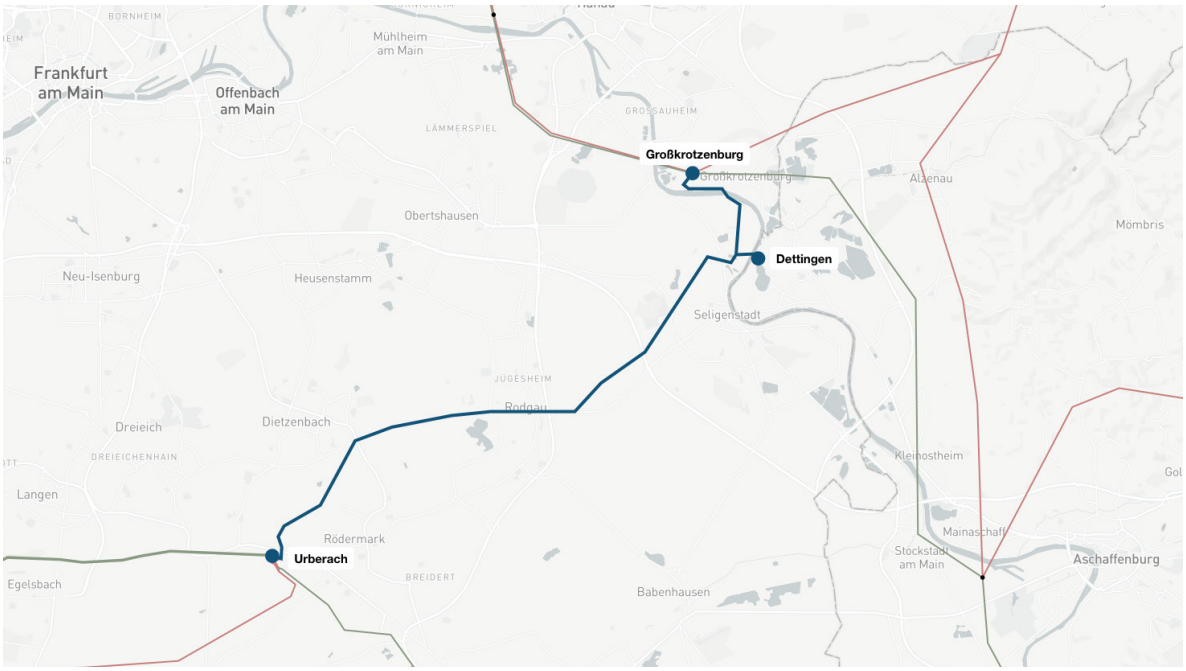
Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Die Maßnahmen werden unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternative Netzverknüpfungspunkte für dieses Projekt sind grundsätzlich denkbar, jedoch in Bezug auf die volkswirtschaftlichen Kosten vor dem Hintergrund netzplanerischer Aspekte und die weitere Rauminanspruchnahme wesentlich schlechter.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P161 wurde im NEP 2030 (2017), im NEP 2030 (2019) sowie im NEP 2035 (2021) von der BNetzA bestätigt. Es ist als Vorhaben Nr. 66 im Bundesbedarfsplan enthalten.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P170: Netzverstärkung Uchtelfangen – Ensdorf – Vigy

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Nr. TYNDP 2020: 244

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Deutschland und Frankreich. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M380: Uchtelfangen – Ensdorf – Bundesgrenze (FR)
  Zwischen den Umspannanlagen Uchtelfangen, Ensdorf und Vigy (Frankreich) wird die Erweiterung einer bestehenden 380-kV-Leitung erforderlich. Dies kann durch den Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen auf der bestehenden Leitung oder, wenn dies aus statischen Gründen nicht möglich ist, durch den Neubau in bestehender Trasse erfolgen (Netzverstärkung). Darüber hinaus müssen die 380-kV-Anlagen in Uchtelfangen und Ensdorf neu errichtet bzw. verstärkt werden (Netzverstärkung). Durch die Erweiterung wird eine deutlich erhöhte grenzüberschreitende Transportkapazität zwischen Deutschland und Frankreich realisiert (Netzverstärkung).

Um die Transportkapazität optimal auszunutzen, werden im Projekt P314 Phasenschiebertransformatoren in Ensdorf umgesetzt.

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand			
M380	Leitung	SL	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung		34	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

In Starkwind-Situationen kommt es durch die im Norden Deutschlands installierten Windenergieanlagen zu erhöhten Leistungstransiten in Richtung Frankreich. Dadurch können Engpässe auf den grenzüberschreitenden Transportleitungen entstehen. Darüber hinaus ist die fortschreitende Integration des europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes seit Jahren ein Kernziel der Energiepolitik der Europäischen Union. Um diesem gerecht zu werden, bedarf es der Erhöhung grenzüberschreitender Transportkapazitäten, um den reibungslosen Energieaustausch zwischen den Märkten sicherzustellen (Interkonnektoren).

In der EU sind die Übertragungsnetze aller Länder mit Interkonnektoren verbunden. Sie ermöglichen einerseits einen grenzüberschreitenden Stromhandel und erhöhen andererseits die Versorgungssicherheit. Die nationalen Übertragungsnetze und die verbindenden Interkonnektoren zwischen den Ländern bilden gemeinsam das europäische Verbundnetz.

Netzplanerische Begründung

Mit der Realisierung dieses Projekts wird zusätzliche Marktkapazität für den europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt bereitgestellt. Zudem trägt diese Netzverstärkung auch in Zeiten geringer Einspeisung aus erneuerbaren Energien zur Erhöhung der Versorgungssicherheit Deutschlands und Frankreichs bei. Der volkswirtschaftliche Nutzen der Maßnahme zeigt sich in den positiven Ergebnissen der Kosten-Nutzen-Analysen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

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

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

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

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2035 (2021) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.

Das Projekt hat sich in den Kosten-Nutzen-Analysen für die Szenarien B 2035 und B 2040 als vorteilhaft erwiesen (siehe Abschnitt Kosten-Nutzen-Analyse).

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahme M96 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen.

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternative Netzverknüpfungspunkte für dieses Projekt sind grundsätzlich denkbar, jedoch in Bezug auf die volkswirtschaftlichen Kosten vor dem Hintergrund netzplanerischer Aspekte und die weitere Rauminanspruchnahme wesentlich schlechter.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P170 mit der Maßnahme M380 wurde erstmals im NEP 2024 (2014) identifiziert und von der Bundesnetzagentur im NEP 2030 (2017) sowie im NEP 2035 (2021) bestätigt.

Kosten-Nutzen-Analyse

Analog zum Vorgehen im TYNDP werden im diesjährigen NEP Interkonnektoren, die nicht Teil des EnLAG oder BBPlG sind, einer volkswirtschaftlichen Kosten-Nutzen-Analyse unterzogen. Hierzu gehört auch das Projekt P170.

Die Vorgehensweise bei der Erstellung der Kosten-Nutzen-Analyse wird in Kapitel 5.4 des NEP-Berichts näher beschrieben.

Die Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse aus dem TYNDP 2020 sind nicht Teil der im Rahmen des NEP-Prozesses übermittelten Daten und hier nur informatorisch aufgeführt.

Kosten-Nutzen-Analyse Uchtelfangen – Ensdorf – Bundesgrenze (FR) (P170)

Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse auf Basis des Szenarios B 2035

	SEW in M€/Jahr	Änderung CO_2-Ausstoß in kt/Jahr	Integration Erneuerbare in GWh/Jahr	Monetarisierung EE M€/Jahr	Änderung Netzverluste in GWh/Jahr	Änderung Netzverluste in M€/Jahr	Vermiedener Redispatch in GWh/Jahr	Klimafolgekosten in M€/Jahr
Marktsimulation	216	-1000	140	14	-	-	-	-147
innerdeutscher Redispatch	2	-18	39	4	346	5	-14	-3
Gesamt	218	-1018	179	18	346	5	-14	-150

SEW: Socio-Economic Welfare
CO_2: negatives Vorzeichen bedeutet eine Reduktion des CO_2-Ausstoßes
Netzverluste: positives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der Netzverluste
Redispatch-Menge (RD-Menge): negatives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der notwendigen Redispatchmenge
Klimafolgekosten: positives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der Klimafolgekosten

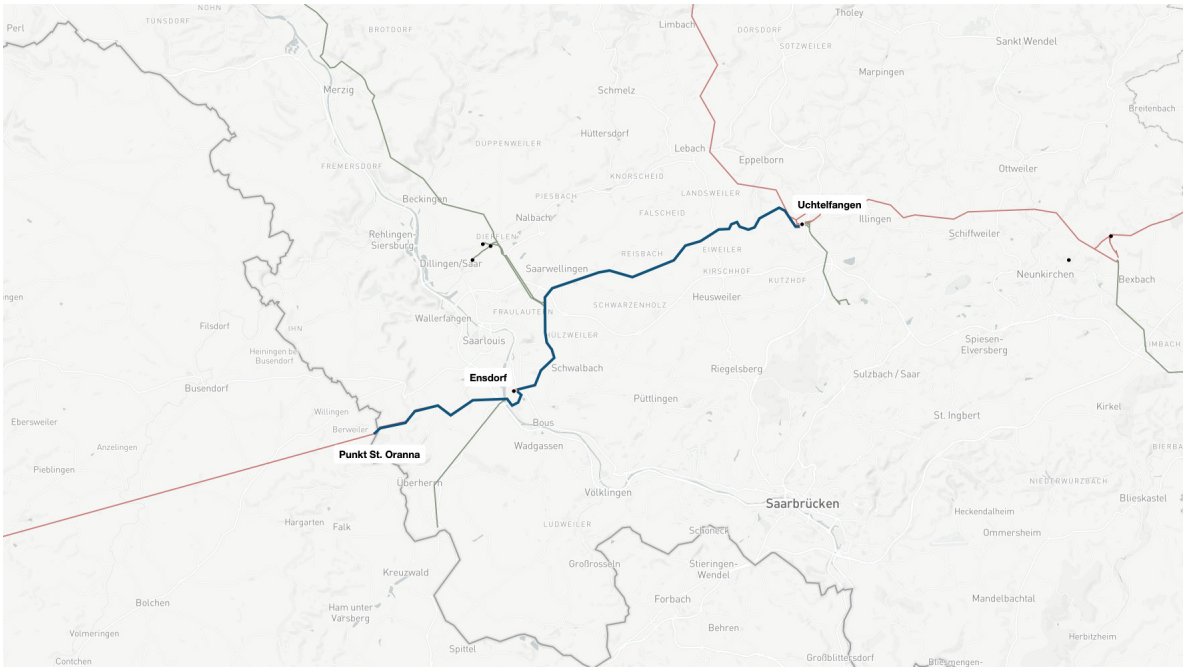
Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse auf Basis des Szenarios B 2040

	SEW in M€/Jahr	Änderung CO_2-Ausstoß in kt/Jahr	Integration Erneuerbare in GWh/Jahr	Monetarisierung EE M€/Jahr	Änderung Netzverluste in GWh/Jahr	Änderung Netzverluste in M€/Jahr	Vermiedener Redispatch in GWh/Jahr	Klimafolgekosten in M€/Jahr
Marktsimulation	154	-458	-200	-20	-	-	-	-61
innerdeutscher Redispatch	14	-45	107	11	364	13	135	-6
Gesamt	168	-504	-93	-9	364	13	135	-67

SEW: Socio-Economic Welfare
CO_2: negatives Vorzeichen bedeutet eine Reduktion des CO_2-Ausstoßes
Netzverluste: positives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der Netzverluste
Redispatch-Menge (RD-Menge): negatives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der notwendigen Redispatchmenge
Klimafolgekosten: positives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der Klimafolgekosten

Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse des TYNDP2020

Szenario	SEW M€/Jahr	Änderung CO_2-Ausstoß kt/Jahr	Integration Erneuerbare GWh/Jahr	Änderung Netzverluste GWh/Jahr	Änderung Netzverluste M€/Jahr	CAPEX M€	OPEX M€/Jahr
NT 2025	36	-469	361	555	19	94	0,752
NT 2030	136	-2011	1491	1100	23		
DE 2030	292	-2826	823	-	-		
GA 2030	171	-2092	1142	-	-		
CT 2030	59	-707	436	-	-		
		+ Erhöhung		+ Erhöhung	+ Erhöhung		



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P175: Netzausbau und -verstärkung: Wilhelmshaven 2 – Fedderwarden – Conneforde

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT Nr. BBPlG 2021: 73

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Niedersachsen und enthält folgende Maßnahmen:

- M385: Netzausbau zwischen Wilhelmshaven 2 und Fedderwarden
  Im Rahmen der Maßnahme ist der Neubau einer 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis vom neu zu errichtenden Umspannwerk Wilhelmshaven 2 (Suchraum Stadt Wilhelmshaven/Landkreis Friesland) nach Fedderwarden erforderlich (Netzausbau). In Wilhelmshaven 2 sind darüber hinaus bis zu drei 380/110 kV-Transformatoren aufzustellen. Weiterhin ist das Umspannwerk Fedderwarden zu verstärken (Netzverstärkung).
- M466: Netzverstärkung zwischen Wilhelmshaven 2 und Conneforde
  Im Rahmen der Maßnahme ist die Ablösung der vorhandenen 220-kV-Leitung von Inhausen nach Voslapp über Maade und Fedderwarden nach Conneforde durch eine 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis vom neu zu errichtenden Umspannwerk Wilhelmshaven 2 (Suchraum Stadt Wilhelmshaven/Landkreis Friesland) nach Conneforde geplant (Netzverstärkung). Weiterhin ist das Umspannwerk Conneforde zu verstärken (Netzverstärkung).

Ablauf und Umfang des Rückbaus der Netzverstärkung ist im Rahmen der detaillierten technischen Analysen sowie in Absprache mit dem nachgelagerten Verteilnetzbetreiber und Kunden zu klären. Darüber hinaus hat die tatsächliche Leitungsführung von M466 sowie der Umspannwerksstandort einen entscheidenden Einfluss auf den Rückbau der vorhandenen 220-kV-Netzinfrastruktur.

Im Zuge des Projekts sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040			
M385	Leitung	NI	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	15		x	x	x	x	2029	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓
M466	Leitung	NI	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		36	x	x	x	x	2029	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓

Begründung des geplanten Projekts

Auf Grund des stetigen Ausbaus der erneuerbaren Energien in Niedersachsen ist eine zusätzliche Schaltanlage im Raum Wilhelmshaven notwendig. Weiterhin ist Wilhelmshaven 2 als Netzverknüpfungspunkt für den Anschluss von Offshore-Windenergie vorgesehen (NOR-9-2). Darüber hinaus ist Wilhelmshaven 2 als Startpunkt für die HGÜ-Verbindung DC21 vorgesehen.

Vom neuen Umspannwerk Wilhelmshaven 2 sind jeweils neue zweisystemige 380-kV-Leitungen mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A nach Fedderwarden und Conneforde erforderlich, um EE-Einspeisung aus Onshore- und Offshore-Windenergie abzuführen. Ohne die rechtzeitige Realisierung des Umspannwerks Wilhelmshaven 2 sowie der Maßnahmen M385 und M466 läuft der für 2030 geplante Anschluss von 2 GW Offshore-Windenergie im Rahmen von NOR-9-2 ins Leere.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

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

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

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

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2035 (2021) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahmen M385 und M466 haben sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2035, B 2035, C 2035 und B 2040 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass die geforderte Stromtragfähigkeit von 4.000 A auf der 220-kV-Ebene für ein engpassfreies Netz nicht erreicht werden kann. Aus diesem Grund müssen die Leitungen in bestehender Trasse als 380-kV-Doppelleitung neu gebaut sowie zwischen Wilhelmshaven 2 und Fedderwarden zusätzlich durch einen 380-kV-Neubau ergänzt werden.

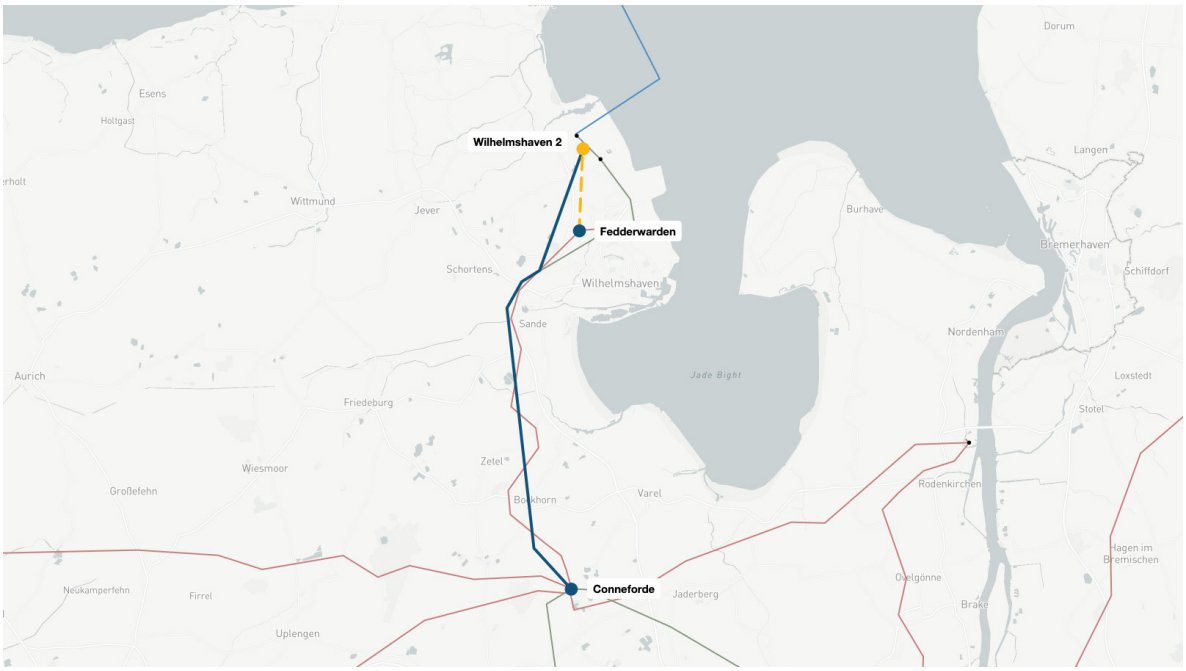
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Bei der Maßnahme M466 handelt es sich um die Verstärkung einer bereits existierenden Leitung. Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Verstärkung dieser bestehenden Verbindung in Betracht gezogen. Bei der Maßnahme M385 handelt es sich um den Lückenschluss zwischen Wilhelmshaven 2 und der 2020 in Betrieb gegangenen 380-kV-Leitung Fedderwarden – Conneforde, deren Kapazität für die erforderliche Übertragungsaufgabe aber nicht ausreicht.

Alternativ zu M466 wäre ein Neubau einer 380-kV-Doppelleitung von Wilhelmshaven 2 zum im Rahmen von P20 geplanten Umspannwerk Halbemond möglich. Diese Maßnahme wäre jedoch deutlich länger als M466 und wäre als Neubau in neuer Trasse mit einem größeren Raumeingriff verbunden. Darüber hinaus macht der im Rahmen des Steckbriefs von P20 erläuterte mögliche Ersatz des Projekts durch einen Ausbau der 110-kV-Ebene die Alternative zusätzlich unwahrscheinlich.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P175 wurde im NEP 2030 (2019) und im NEP 2035 (2021) von der BNetzA bestätigt. Es ist als Vorhaben Nr. 73 im Bundesbedarfsplan enthalten.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P176: Netzverstärkung südwestliches Baden-Württemberg/Grenzregion Frankreich

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW Nr. BBPlG 2021: 72

Nr. TYNDP 2020: 228

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Stabilisierung der Grenzleistungsflüsse in der Netzregion südwestliches Baden-Württemberg/Frankreich und enthält folgende Maßnahme:

- M387: Eichstetten – Bundesgrenze [FR]
  Die Maßnahme ist ein Neubau der 380-kV-Leitung zwischen Eichstetten – Bundesgrenze [FR] – Muhlbach in bestehender Trasse. In den betroffenen Schaltanlagen sind Verstärkungsmaßnahmen notwendig.

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040			
M387	Leitung	BW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		18	x	x	x	x	2026	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Das bestehende Netz in der grenzüberschreitenden Region ist heute teilweise noch in 220 kV verbunden. Die Zunahme der grenzüberschreitenden Flüsse aufgrund des Zuwachses erneuerbarer Energien in Deutschland erfordert eine Verstärkung der grenzüberschreitenden Leitungen. Bis zum Jahr 2025 sind signifikante Änderungen der Erzeugungssituation in diesem Raum zu erwarten.

Netzplanerische Begründung

Das Projekt dient der Erhöhung der Grenzkuppelkapazität von und nach Frankreich.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

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

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

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

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2035 (2021) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.

Die Maßnahme Eichstetten – Bundesgrenze [FR] wurde durch externe Studien identifiziert und begründet und ist dementsprechend in allen Szenarien des NEP erforderlich.

Prüfung nach NOVA

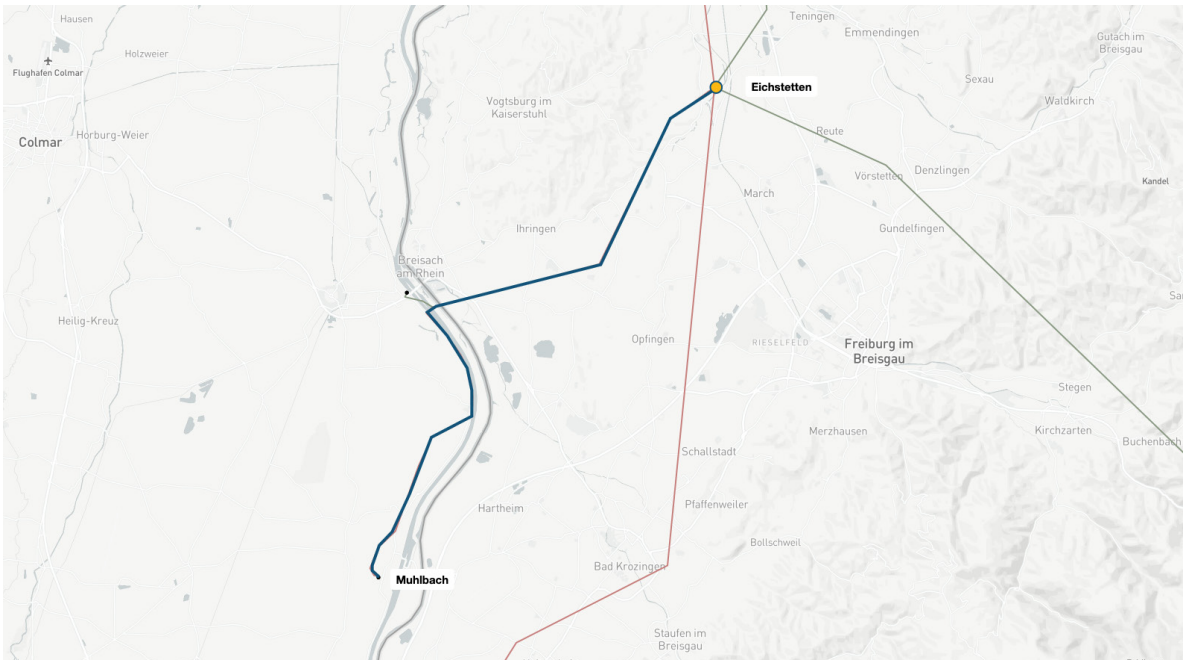
Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die dargestellte Netzerweiterung erfolgt nach dem NOVA Prinzip. Die Maßnahme erfolgt in bestehender Trasse ohne zusätzliche Rauminanspruchnahme. Alternative Netzverknüpfungspunkte auf französischer Seite wurden von RTE betrachtet.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt ist Bestandteil des TYNDP 2016, TYNDP 2018 und des TYNDP 2020 und wurde auch im NEP 2030 (2019) und im NEP 2035 (2021) bestätigt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P200: Oberzier – Pkt. Blatzheim

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion Nr. BBPlG 2021: 74

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Transportkapazität im Rheinland. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M425 Oberzier – Pkt. Blatzheim:
  Am Braunkohle-Tagebau Hambach werden eine ca. 16 km lange 380-kV-Freileitung mit zwei zusätzlichen Stromkreisen vom Punkt Blatzheim bis zur Anlage Oberzier und zwei 380-kV-Schaltfelder in Oberzier errichtet. Nach Fertigstellung werden die 380-kV-Dreibeine Paffendorf – Sechtem – Oberzier aufgelöst (Netzverstärkung).

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040			
M425	Leitung	NW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		16	x	x	x	x	2025, 2027	3: Vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG	✓

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Region Westliches Rheinland/Aachen ist durch eine hohe Anzahl von Industriekunden und durch eine sehr hohe Nachfrage nach elektrischer Energie geprägt. Ebenso ist der betreffende Netzbereich durch die länderübergreifenden Leitungen nach Belgien, Frankreich, Luxemburg und in die Niederlande geprägt. Die lokalen Primärenergieträgerressourcen und die kurzen Transportwege haben dazu geführt, dass auch die konventionelle Erzeugung stark ausgebaut wurde. Zu berücksichtigen ist auch der im Rahmen der Energiewende stattfindende Ausbau der erneuerbaren Energien. Die aus der Verbindung dieser Last- und Erzeugungsschwerpunkte resultierende Netzinfrastruktur kann zukünftig durch gezielte Verstärkungen und Umstrukturierungen für eine Erweiterung sowohl der Nord – Süd als auch der Ost – West Transportkapazität eingesetzt werden.

Netzplanerische Begründung

Das Projekt ist erforderlich, um die Überlastungen zwischen dem Punkt Blatzheim und der Anlage Oberzier zu beheben. Die Maßnahme ist dabei unabhängig vom Betrieb des Tagebau Hambachs und damit in allen möglichen Varianten eines Ausstiegs aus der Kohleverstromung notwendig. Mit dem Projekt werden darüber hinaus die Transportkapazitäten zu den umliegenden Nachbarstaaten gestärkt.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

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

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Anderweitige Planungsmöglichkeiten sind die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie anderweitige Technologiekonzepte. Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2035 (2021) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.

Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2035, B 2035, C 2035 und B 2040 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahme M425 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen.

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahme wurde unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternative Netzverknüpfungspunkte für dieses Projekt sind grundsätzlich denkbar, jedoch in Bezug auf die volkswirtschaftlichen Kosten vor dem Hintergrund netzplanerischer Aspekte und die weitere Rauminanspruchnahme wesentlich schlechter.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P200 wurde im NEP 2025 (2015) erstmalig identifiziert und NEP 2030 (2017), im NEP 2030 (2019) sowie im NEP 2035 (2021) von der Bundesnetzagentur bestätigt. Es ist als Vorhaben Nr. 74 im Bundesbedarfsplan enthalten.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P204: 380-kV-Umstellung zwischen Tiengen und Beznau (CH)

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Nr. TYNDP 2020: 231

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität an der Grenze zwischen Deutschland und Schweiz. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M430: Tiengen – Bundesgrenze (CH)
  Zwischen den Schaltanlagen Tiengen und Beznau (CH) wird in bestehender Trasse eine neue Leitung mit deutlich erhöhter Übertragungskapazität errichtet (Netzverstärkung). Ebenfalls soll die Leitung Tiengen – Kühmoos auf 380 kV umgestellt werden. Die 380-kV-Schaltanlage Tiengen ist zu erweitern (Netzverstärkung).

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand			
M430	Leitung	BW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		4	2030		✓

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Süddeutschland ist charakterisiert durch eine hohe installierte Leistung aus PV-Anlagen, die trotz der hohen Last zu Zeiten hoher Einspeisung zu einem Überschuss führen. Des Weiteren ist Süddeutschland die Verbindung zu den großen Pumpspeicherkraftwerken in den Alpen, die für die Umsetzung der Energiewende unerlässlich sind. Durch eine Verstärkung des Übertragungsnetzes kann sowohl die überschüssige Leistung aus den Erneuerbaren Energiequellen abtransportiert, sichere Leistung zur Versorgung der Lasten zur Verfügung gestellt und die Flexibilisierungsmöglichkeiten der Pumpspeicherkraftwerke in den Alpen genutzt werden.

Darüber hinaus ist die fortschreitende Integration des europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes seit Jahren ein Kernziel der Energiepolitik der Europäischen Union. Um diesem gerecht zu werden, bedarf es der Erhöhung grenzüberschreitender Transportkapazitäten, um den reibungslosen Energieaustausch zwischen den Märkten sicherzustellen (Interkonnektoren). In Kontinentaleuropa sind die Übertragungsnetze aller Länder mit Interkonnektoren verbunden. Sie ermöglichen einerseits einen grenzüberschreitenden Stromhandel und erhöhen andererseits die Versorgungssicherheit. Die nationalen Übertragungsnetze und die verbindenden Interkonnektoren zwischen den Ländern bilden gemeinsam das europäische Verbundnetz.

Netzplanerische Begründung

Die Übertragungskapazität des 380-kV-Netzes in diesem Netzgebiet und insbesondere die grenzüberschreitenden Kapazitäten zwischen Deutschland und der Schweiz werden wesentlich erhöht. Hierdurch werden Überlastungen auf bestehenden Leitungen behoben. Die Netzverstärkungen wurden mit den betroffenen Netzbetreibern (VNB, ÜNB) bereits weitgehend abgestimmt.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

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

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

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

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2035 (2021) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.

Das Projekt hat sich in den Kosten-Nutzen-Analysen für die Szenarien B 2035 und B 2040 als vorteilhaft erwiesen (siehe Abschnitt Kosten-Nutzen-Analyse).

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahme M430 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen.

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternative Netzverknüpfungspunkte für dieses Projekt sind grundsätzlich denkbar, jedoch in Bezug auf die volkswirtschaftlichen Kosten vor dem Hintergrund netzplanerischer Aspekte und die weitere Rauminanspruchnahme wesentlich schlechter.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P204 wurde im NEP 2025 (2015) erstmalig identifiziert und im NEP 2030 (2017) sowie im NEP 2035 (2021) von der Bundesnetzagentur bestätigt.

Kosten-Nutzen-Analyse

Analog zum Vorgehen im TYNDP werden im diesjährigen NEP Interkonnektoren, die nicht Teil des EnLAG oder BBPlG sind, einer volkswirtschaftlichen Kosten-Nutzen-Analyse unterzogen. Hierzu gehört auch das Projekt P204.

Die Vorgehensweise bei der Erstellung der Kosten-Nutzen-Analyse wird in Kapitel 5.4 des NEP-Berichts näher beschrieben.

Die Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse aus dem TYNDP 2020 sind nicht Teil der im Rahmen des NEP-Prozesses übermittelten Daten und hier nur informatorisch aufgeführt.

Kosten-Nutzen-Analyse Tiengen – Bundesgrenze (CH) (P204)

Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse auf Basis des Szenarios B 2035

	SEW in M€/Jahr	Änderung CO_2-Ausstoß in kt/Jahr	Integration Erneuerbare in GWh/Jahr	Monetarisierung EE M€/Jahr	Änderung Netzverluste in GWh/Jahr	Änderung Netzverluste in M€/Jahr	Vermiedener Redispatch in GWh/Jahr	Klimafolgekosten in M€/Jahr
Marktsimulation	55	-300	1470	147	-	-	-	-44
innerdeutscher Redispatch	-4	42	-5	-1	-200	-11	-47	6
Gesamt	51	-258	1465	147	-200	-11	-47	-38

SEW: Socio-Economic Welfare
CO_2: negatives Vorzeichen bedeutet eine Reduktion des CO_2-Ausstoßes
Netzverluste: positives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der Netzverluste
Redispatch-Menge (RD-Menge): negatives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der notwendigen Redispatchmenge
Klimafolgekosten: positives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der Klimafolgekosten

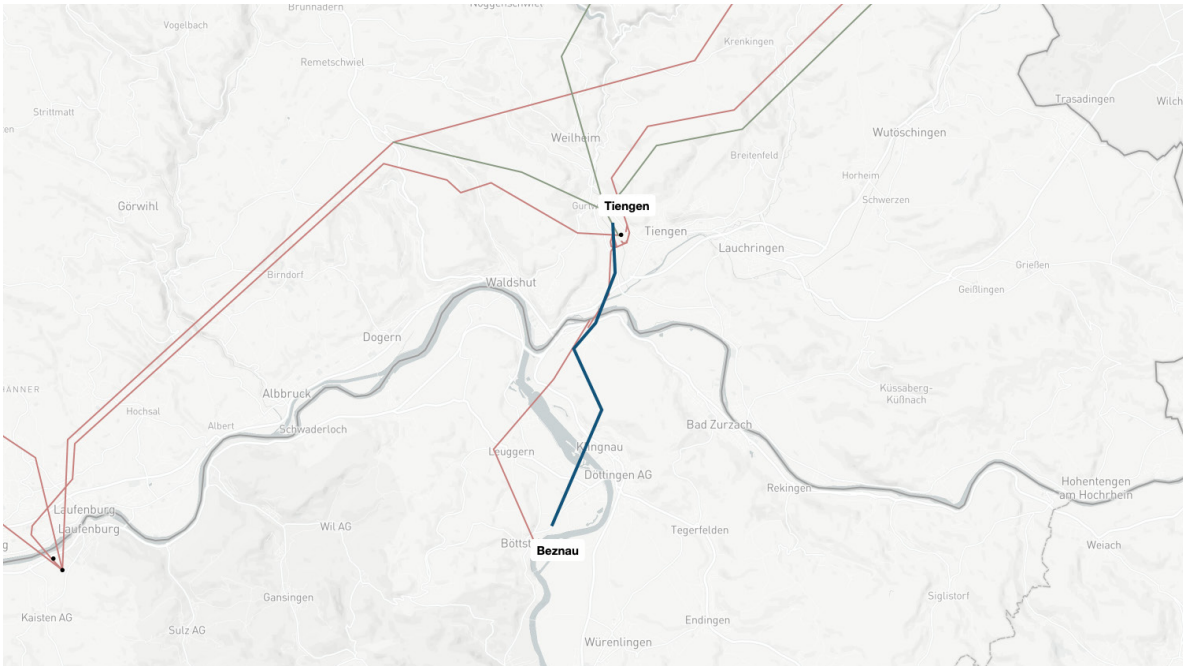
Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse auf Basis des Szenarios B 2040

	SEW in M€/Jahr	Änderung CO_2-Ausstoß in kt/Jahr	Integration Erneuerbare in GWh/Jahr	Monetarisierung EE M€/Jahr	Änderung Netzverluste in GWh/Jahr	Änderung Netzverluste in M€/Jahr	Vermiedener Redispatch in GWh/Jahr	Klimafolgekosten in M€/Jahr
Marktsimulation	95	-229	1930	193	-	-	-	-30
innerdeutscher Redispatch	-39	139	-447	-45	409	16	-532	18
Gesamt	56	-90	1483	148	409	16	-532	-12

SEW: Socio-Economic Welfare
CO_2: negatives Vorzeichen bedeutet eine Reduktion des CO_2-Ausstoßes
Netzverluste: positives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der Netzverluste
Redispatch-Menge (RD-Menge): negatives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der notwendigen Redispatchmenge
Klimafolgekosten: positives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der Klimafolgekosten

Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse des TYNDP 2020

Szenario	SEW M€/Jahr	Änderung CO_2-Ausstoß kt/Jahr	Integration Erneuerbare GWh/Jahr	Änderung Netzverluste GWh/Jahr	Änderung Netzverluste M€/Jahr	CAPEX M€	OPEX M€/Jahr
NT 2025	16	-101	177	273	8	58	0,3
NT 2030	32	-443	652	315	5		
DE 2030	25	-210	345	-	-		
GA 2030	32	-454	516	-	-		
CT 2030	19	-195	223	-	-		
		+ Erhöhung		+ Erhöhung	+ Erhöhung		



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P206: Hochrhein

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion, TransnetBW Nr. BBPlG 2021: 23

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient zur Verbesserung der Versorgungssicherheit, zur Reduzierung der Rauminanspruchnahme durch den Rückbau der 220-kV-Struktur und zur Erhöhung der Übertragungskapazität im Hochrheingebiet. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M417: Herbertingen – Kreis Konstanz – Beuren – Gurtweil/Tiengen
  Zwischen Gurtweil/Tiengen und Herbertingen soll eine neue 380-kV-Leitungen mit zwei Stromkreisen in bestehender Trasse errichtet werden. Sie soll die bestehende 380-kV-Trasse Herbertingen – Tiengen und die 220-kV-Trasse Gurtweil – Beuren ersetzen. Dafür ist die Neuerrichtung der Anlagen Gurtweil und Tiengen und die Erweiterung der Umspannanlage Herbertingen erforderlich. Der 380-kV-Stromkreis Engstlatt – Kühmoos – Villingen muss in das Umspannwerk Gurtweil eingeschleift werden. Dies kann in bestehender Trasse realisiert werden. Das bestehende 220-kV-Umspannwerk Beuren wird auf 380 kV umgestellt. Zudem wird ein neues Umspannwerk im Suchraum Kreis Konstanz in 380/110 kV errichtet. Die beiden 380-kV-Anlagen im Suchraum Kreis Konstanz und Beuren ersetzen die beiden bestehenden 220-kV-Anlagen in Stockach und Beuren für die zukünftige Versorgung des Hochrheingebietes aus der Höchstspannungsebene. Der Anschluss der beiden Anlagen kann nach aktueller Planung auf bestehenden Trassen an die neue 380-kV-Leitung Gurtweil/Tiengen – Herbertingen erfolgen.

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040			
M417	Leitung	BW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		140	x	x	x	x	2030, 2032	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Das Übertragungsnetz im Bereich Hochrhein hat die Aufgabe, die Leistung aus den Laufwasserkraftwerken und Pumpspeicherwerken am Hochrhein abzutransportieren und die sichere Versorgung der Kunden zu gewährleisten. Zusätzlich leistet das Übertragungsnetz im Bereich Hochrhein einen Beitrag zum Leistungsaustausch mit der Schweiz.

Netzplanerische Begründung

Das 220-kV-Netz in diesem Bereich wird Zug um Zug zurückgebaut und dadurch geschwächt. Die Versorgungsaufgabe wird daher in diesem Bereich zukünftig vom 380-kV-Netz übernommen. Zur langfristigen Sicherstellung und Verbesserung der Versorgung des Hochrheingebietes ist die Anbindung von 220-kV-Umspannwerken an das 380-kV-Netz und damit eine Umstellung der Umspannung auf 380/110-kV notwendig. Zudem ist statt der Umstellung des bestehenden 220-kV-Umspannwerks Stockach auf 380-kV der Neubau eines 380/110-kV-Umspannwerks im Suchraum Kreis Konstanz direkt neben der neuen 380-kV-Leitung Gurtweil/Tiengen – Herbertingen erforderlich. Der heute bestehende 380-kV-Stromkreis Herbertingen – Tiengen kann aufgrund seiner Trassierung nur mit 60°C betrieben werden, hiermit ergibt sich eine geringere Übertragungskapazität, die für den zukünftigen Transportbedarf nicht mehr ausreichend ist. Daher ist ein Neubau der Leitung in bestehender Trasse notwendig.

Durch das Projekt wird die Netzstruktur in dem betroffenen Netzbereich optimiert, der Raumbedarf reduziert und die Übertragungskapazität erhöht.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

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

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

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

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme M417 hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2035, B 2035, C 2035 und B 2040 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

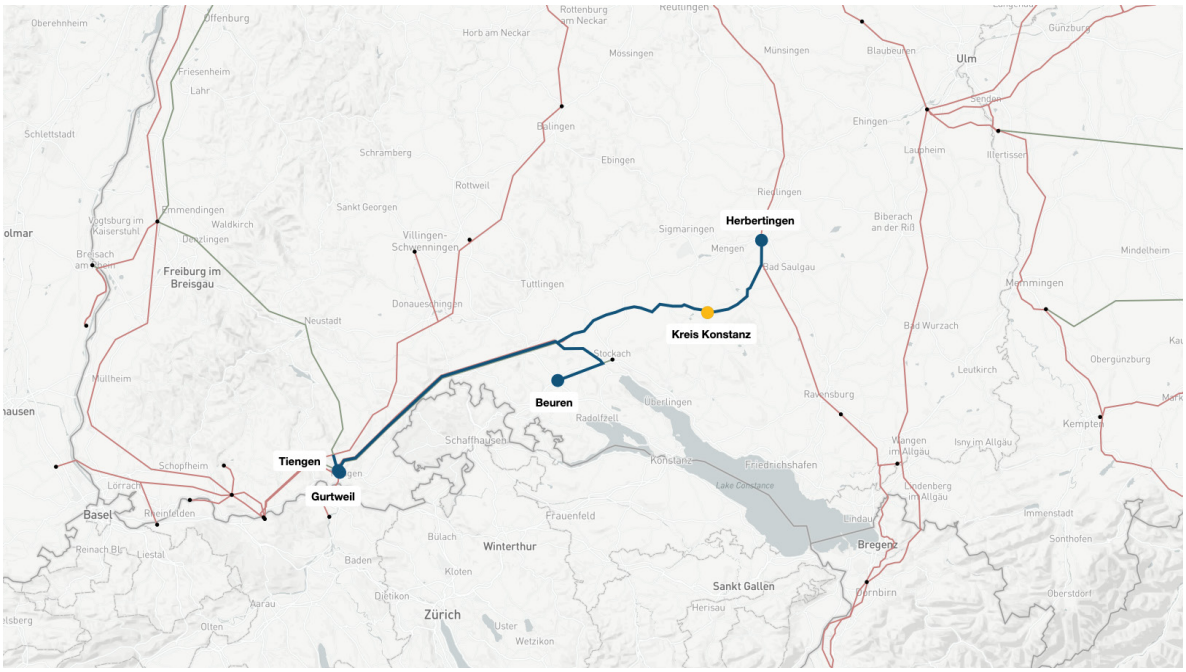
Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur kann durch die Maßnahme M417 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen.

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternativ zu der beschriebenen Maßnahme M417 könnte, zur Sicherstellung der Versorgung in der Region, ein neuer 220-kV-Stromkreis in neuer Trasse ausgehend von Stockach zur Anbindung an die bestehende 220-kV-Verbindung zwischen Herbertingen und Tiengen errichtet werden. Eine weitere Erhöhung der Übertragungskapazität, insbesondere zur Anbindung des süddeutschen Raumes und der Schweiz, stößt mit diesem Konzept schnell an Grenzen. Zudem wäre die Erneuerung der bestehenden 220-kV- und 380-kV-Leitungen erforderlich. Diese Planungsalternative ist im Vergleich mit der vorgeschlagenen Maßnahme M417 im Hinblick auf das NOVA-Prinzip nicht vorzugswürdig und wurde daher verworfen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Dieses Projekt wurde in dieser Form im NEP 2030 (2017) erstmalig identifiziert. Es handelt sich um ein überarbeitetes Konzept, in dem die Maßnahmen P52 M59 Herbertingen – Tiengen und P206 M417 Gurtweil – Kreis Konstanz eingeflossen sind. P52 M59 wurde erstmalig im NEP 2022 (2012) identifiziert und war in den Netzentwicklungsplänen 2013 und 2014 enthalten. Das Projekt P206 M417 wurde NEP 2030 (2019) sowie im NEP 2035 (2021) bestätigt. Es ist als Vorhaben Nr. 23 im Bundesbedarfsplan enthalten.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P211: Netzverstärkung zwischen Gießen/Nord und Karben

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT Nr. BBPlG 2021: 65

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Hessens und enthält folgende Maßnahme:

- M434: Gießen/Nord – Karben
  Im Rahmen der Maßnahme ist die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung zwischen Gießen/Nord und Karben auf eine Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis vorgesehen (Netzverstärkung). Eine HTL-Umbeseilung ist – vorbehaltlich der Genehmigungsfähigkeit – möglich. Darüber hinaus sind die Schaltanlagen in Gießen/Nord und Karben zu verstärken (Netzverstärkung).

Im Zuge des Projektes sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040			
M434	Leitung	HE	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung		51	x	x	x	x	2030, 2031		✓

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Die bestehende Leitung ist ein wesentlicher Transportkanal von Nord nach Süd. Bei Ausfall eines Stromkreises ist der parallele Stromkreis unzulässig belastet. Deshalb muss die Stromtragfähigkeit der Leitung erhöht werden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

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

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

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

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2035 (2021) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme M434 hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2035, B 2035, C 2035 und B 2040 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass durch WAFB die geforderte Stromtragfähigkeit von 4.000 A pro Stromkreis nicht erreicht werden kann. Durch den Einsatz von HTL ist es dagegen – vorbehaltlich der Genehmigungsfähigkeit – grundsätzlich möglich, die Freileitung mit 4.000 A zu betreiben.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Weitere alternative Einzelmaßnahmen wurden nicht untersucht, da es sich bei der Verbindung um eine bereits existierende Leitung handelt. Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Verstärkung dieser bestehenden Verbindung in Betracht gezogen. Andere bereits existierende Leitungen, mit denen sich die Übertragungsaufgabe sinnvoll erfüllen ließe, gibt es in der Region nicht.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P211 wurde NEP 2030 (2019) und im NEP 2035 (2021) von der BNetzA bestätigt. Es bildet zusammen mit dem Projekt P133 das Vorhaben Nr. 65 des Bundesbedarfsplans.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P212: Netzverstärkung Landesbergen – Grohnde – Würgassen – Bergshausen – Borken[1]

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen und Hessen und beinhaltet folgende Maßnahmen:

- M797 Landesbergen – Grohnde
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung von Landesbergen nach Grohnde auf eine Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis mittels HTL-Umbeseilung vorgesehen (Netzverstärkung). Darüber hinaus sind die 380-kV-Schaltanlagen in Landesbergen und Grohnde zu verstärken (Netzverstärkung).
- M435 Grohnde – Vörden – Würgassen
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung von Grohnde über Vörden nach Würgassen auf eine Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis mittels HTL-Umbeseilung vorgesehen (Netzverstärkung). Darüber hinaus sind die 380-kV-Schaltanlagen in Grohnde, Vörden und Würgassen zu verstärken (Netzverstärkung).
- M472: Würgassen – Sandershausen/Ost – Bergshausen
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung von Würgassen über Sandershausen/Ost nach Bergshausen auf eine Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis mittels HTL-Umbeseilung vorgesehen (Netzverstärkung). Darüber hinaus sind die 380-kV-Schaltanlagen in Würgassen, Sandershausen/Ost und Bergshausen zu verstärken(Netzverstärkung).
- M473: Bergshausen – Borken
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung zwischen Bergshausen und Borken auf eine Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis mittels HTL-Umbeseilung vorgesehen (Netzverstärkung). Darüber hinaus sind die 380-kV-Schaltanlagen in Bergshausen und Borken zu verstärken (Netzverstärkung).

Im Zuge des Projektes sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040			
M797	Leitung	NI	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung		73	x	x	x	x	2035		✓
M435	Leitung	NI, NW	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung		57	x	x	x	x	2035		✓
M472	Leitung	NW, HE	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung		57	x	x	x	x	2035		✓
M473	Leitung	HE	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung		30	x	x	x	x	2035		✓

1 Frühzeitige Inbetriebnahme in 2035 anstelle 2040 entsprechend neuer Erkenntnisse und der Bestätigung der BNetzA vom 14.01.2022.

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Region nördlich von Hannover ist bereits heute geprägt durch hohe Einspeisung aus erneuerbaren Energien. Der Zubau der erneuerbaren Energien wird gemäß den Szenarien perspektivisch weiter zunehmen. Des Weiteren handelt es sich bei den Leitungen um einen wichtigen Nord–Süd-Transportkanal.

Netzplanerische Begründung

Bei hohen Nord-Süd-Transiten (Abtransport von Offshore-Leistung) und gleichzeitigen Ost-West-Transiten (von 50Hertz nach Amprion) ergeben sich hohe Auslastungen auf den Übertragungskorridoren von TenneT. Dies führt bei Ausfall eines Stromkreises zu Überlastungen auf den Parallelstromkreisen. Je weiter der Ausbau erneuerbarer Energien voranschreitet, desto größer wird der entlastende Effekt durch die HTL-Umbeseilung auf den Leitungen zwischen Landesbergen, Grohnde, Vörden, Würgassen, Sandershausen/Ost, Bergshausen und Borken. Deshalb muss die Stromtragfähigkeit der Leitungen erhöht werden.

Auf den 380-kV-Bestandsleitungen zwischen Landesbergen und Borken ist aus Altersgründen ab 2022 ein Tausch der Leiterseile erforderlich. In diesem Zusammenhang wurde untersucht, ob statt eines 1:1-Tauschs der bestehenden Leiterseile, der ohne eine Bestätigung im NEP und ohne formelles Genehmigungsverfahren möglich wäre, eine Auflage von leistungsstärkeren HTL-Seilen möglich und sinnvoll ist. In den Netzanalysen zeigt sich, dass die Überlastungen auf den Leitungen im Lauf der Zeit ansteigen, sodass spätestens in 2040 die Auflage von HTL-Seilen mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A statt einer 1:1-Umbeseilung begründbar und im NEP nachweisbar ist.

Um nicht innerhalb einer relativ kurzen Zeitspanne zweimal neue Leiterseile auflegen zu müssen, wird bei positiver Bestätigung der Maßnahmen von P212 im NEP eine sofortige Auflage von HTL-Leiterseilen angestrebt. Das entsprechende Genehmigungsverfahren zur Erhöhung der Stromtragfähigkeit der Leitungen auf 4.000 A sowie die danach erforderlichen technischen Anpassungen wie z. B. lokale Mastaufstockungen oder der Tausch von Isolatoren würde zu einem späteren Zeitpunkt durchgeführt werden.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass WAFB nicht ausreichend ist, um die erforderliche Stromtragfähigkeit von 4.000 A zu erreichen. Eine HTL-Umbeseilung ist dagegen – vorbehaltlich der Genehmigungsfähigkeit – grundsätzlich möglich.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

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

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

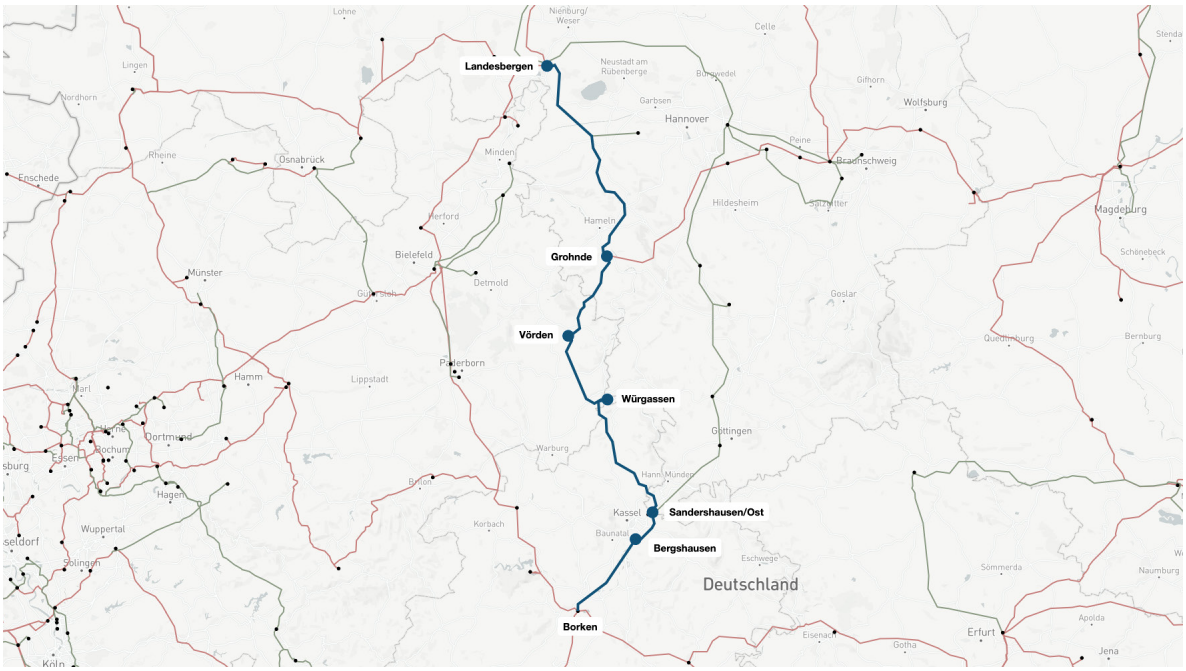
Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2035 (2021) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahmen M453, M472, M473 und M797 haben sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2035, B 2035, C 2035 und B 2040 als erforderlich erwiesen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten wurden nicht untersucht, da es sich bei der Verbindung um eine bereits existierende Leitung handelt. Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Ertüchtigung bzw. ein Neubau dieser bestehenden Verbindung in Betracht gezogen. Andere sinnvolle Netzverknüpfungspunkte in der Region bestehen nicht.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Teile des Projektes wurden erstmals als P212 Grohnde – Würgassen im NEP 2015 sowie als P236 Würgassen – Bergshausen – Borken im NEP 2030 (2017) identifiziert. Die Maßnahmen wurden im NEP 2035 (2021) in einem Projekt gebündelt, um eine zusätzliche Maßnahme ergänzt und von der BNetzA bestätigt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P215: Netzverstärkung Güstrow – Bentwisch – Gemeinden Sanitz/Gnewitz/Dettmannsdorf/Stadt Marlow[1]

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz Nr. BBPlG 2021: 52

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Mecklenburg-Vorpommern.

- M454: Güstrow – Bentwisch – Suchraum Gemeinden Sanitz/Gnewitz/Dettmannsdorf/Stadt Marlow
  Von Güstrow über Bentwisch nach den Gemeinden Sanitz/Gnewitz/Dettmannsdorf/Stadt Marlow wird eine neue 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung im bestehenden 220-kV-Trassenraum errichtet. Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung orientiert sich die Planung vorzugsweise an der Bestandstrasse. Dabei können Abweichungen vom aktuellen Trassenverlauf bei der nachgelagerten Planung entstehen, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen, bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern oder Bündelungen mit linienförmiger Infrastruktur umzusetzen, um unter anderem dem Bündelungsgebot Rechnung zu tragen. Die 380-kV-Anlagen in Bentwisch und Güstrow sind dafür entsprechend zu erweitern. Die Umspannwerke Bentwisch und Güstrow werden zudem für die Aufnahme von Einspeisungen aus erneuerbaren Energien (EE) in der Region durch 380/110-kV-Transformatoren erweitert (siehe Begleitdokument Punktmaßnahmen).

  Außerdem ist im Suchraum der Gemeinden Sanitz/Gnewitz/Dettmannsdorf/Stadt Marlow eine neue 380-kV-Anlage, u. a. zur Aufnahme von EE-Leistung aus dem Verteilnetz bzw. von direkt angeschlossener EE-Leistung sowie zur Anbindung der o. g. 380-kV-Leitung, zu errichten. In dieser neuen Anlage sind darüber hinaus zwei 380/220-kV-Netzkuppeltransformatoren zu errichten, über die die Anbindung der verbleibenden 220-kV-Leitung nach Lüdershagen erfolgt, um die notwendige regionale Netzvermaschung zu erhalten.

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040			
M454	Leitung	MV	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		68	x	x	x	x	2029, 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Gemäß Szenariorahmen ist im Szenario B 2035 eine EE-Leistung von rund 2.800 MW (ohne Wind Offshore) über die Umspannwerke Lüdershagen und Bentwisch angeschlossen. Darüber hinaus werden am Standort Bentwisch in B 2035 rund 340 MW EE-Leistung aus Offshore-Windenergie zusammen mit dem Interkonnektor Kriegers Flak Combined Grid Solution, der seit Oktober 2020 in Betrieb ist, angeschlossen.

Netzplanerische Begründung

Die Erzeugungsleistung von bis zu 300 MW aus dem Offshore-Netzanbindungssystem OST-T-1 sowie die EE-bedingte Rückspeisung aus dem Verteilnetz bedingen die Umsetzung der gegenständlichen Maßnahme M454. Die bestehenden 220-kV-Leitungen Bentwisch – Güstrow und Güstrow – Lüdershagen besitzen für die zu

1 Erweiterung des Suchraums für die neue 380-kV-Anlage um die Gemeinden Gnewitz und Stadt Marlow entsprechend neuer Erkenntnisse und der Bestätigung der BNetzA vom 14.01.2022.

erwartenden Übertragungsaufgaben eine zu geringe Übertragungskapazität. Zur Erhöhung der Übertragungskapazität müssen folglich die Spannungsebene auf 380 kV erhöht und die Leitungen Bentwisch – Güstrow und Bentwisch – Gemeinden Sanitz/Gnewitz/Dettmannsdorf/Stadt Marlow als 380-kV-Neubau vorzugsweise im bestehenden Trassenraum errichtet werden. Ohne diese Netzverstärkung werden die 220-kV-Leitungen bei Ausfall eines Stromkreises dieser Leitungen unzulässig hoch belastet.

Zudem kann mit der Maßnahme M454 auch zusätzliche Offshore-Leistung landseitig abgeführt werden, wenn diese an die neue 380-kV-Anlage im Suchraum Sanitz/Gnewitz/Dettmannsdorf/Stadt Marlow angebunden wird.

Bentwisch ist derzeit mit nur einer Doppelleitung nach Güstrow in das 380-kV-Übertragungsnetz eingebunden. In Bentwisch speisen die HGÜ KONTEK, die Combined Grid Solution inkl. der Offshore-Windparks Baltic 1 und 2, das Kraftwerk Rostock und die regional installierte Onshore-EE-Leistung ein. Bereits heute können kritische Betriebssituationen bei Störungen im Wartungsfall auf der 380-kV-Leitung Bentwisch – Güstrow auftreten. In diesen besteht keine 380-kV-Verbindung mehr zwischen der HGÜ KONTEK, den Offshore-Windparks Baltic 1 und 2 sowie dem Kraftwerk Rostock mit dem 380-kV-Netz der 50Hertz-Regelzone. Dies führt durch die parallele 220- und 110-kV-Netzstruktur zu sehr hohen Belastungen in der Höchst-/Hochspannung-Umspannungsebene und der 110-kV-Netzebene des regionalen Verteilnetzbetreibers. Durch die zunehmende EE-Entwicklung im Rahmen der Szenarien des NEP 2035 (2021) sowie der zwischenzeitlich erfolgten Inbetriebnahme des Offshore-Windparks Baltic 2 und des Interkonnektors Kriegers Flak Combined Grid Solution werden künftig unzulässig hohe Belastungen im Bereich Bentwisch – Güstrow erreicht, die eine Netzverstärkung erforderlich machen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

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

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

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

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2035 (2021) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme M454 hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2035, B 2035, C 2035 und B 2040 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Eine Reduzierung der Auslastung durch Topologieänderungen führt zu weiteren Spannungsproblemen und Überlastungen in nachgelagerten Netzen sowie zur weiteren Verschlechterung der Netz- und Versorgungssicherheit im Raum Bentwisch. Da diese Probleme bereits beim heutigen EE-Ausbau auftreten, stellt diese Option keine nachhaltige Lösung dar.

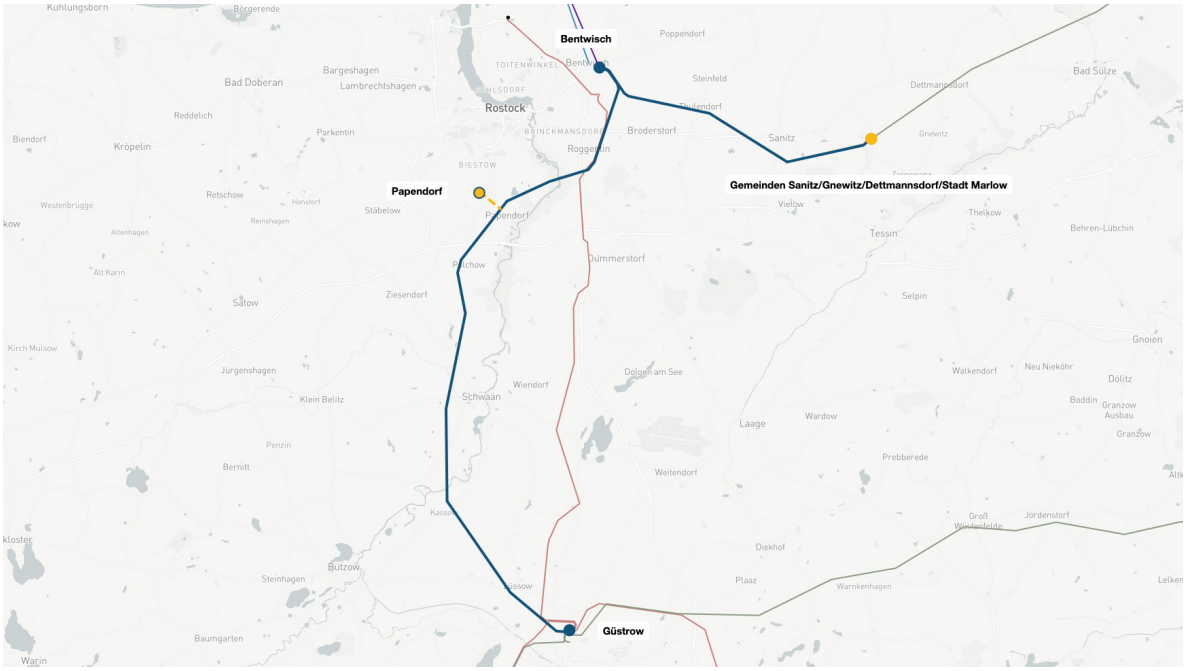
Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts). Die abzulösende 220-kV-Leitung Bentwisch – Güstrow wurde 1985 nach den technischen Normen, Gütevorschriften und Lieferbedingungen (TGL) der ehemaligen DDR errichtet. Zur Anwendung einer Netzoptimierung mittels WAFB ist die bestehende 220-kV-Leitung aufgrund ihrer Spannungsebene sowie der Bauweise nicht geeignet. Konstruktive Veränderungen der bestehenden Masten sind nach aktuellen DIN-Vorschriften durchzuführen. Eine Netzverstärkung durch Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen würde die bestehende Mastkonstruktion nach DIN-Norm einer unzulässigen mechanischen Beanspruchung aussetzen. Aus diesem Grund machen derartige Netzverstärkungen einen Neubau der Masten erforderlich. Die Erhöhung der Übertragungsspannung von 220 kV auf 380 kV stellt daher einen nachhaltigen Ansatz dar.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Zur Maßnahme M454 ist keine andere Netzoptimierung oder -verstärkung möglich, die eine wirtschaftliche oder netztechnische Alternative darstellt. Die gemäß Szenariorahmen erwartete installierte EE-Leistung und insbesondere die Einspeisungen der Onshore- und Offshore-Windenergie sowie des Interkonnektors können in der Region nur über eine Netzverstärkung mittels 380-kV-Neubau (Netzverstärkung in bestehender Trasse) der bestehenden 220-kV-Leitung zwischen dem Suchraum Gemeinden Sanitz/Gnewitz/Dettmannsdorf/Stadt Marlow sowie Bentwisch und Güstrow abgeführt werden.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P215 wurde im NEP 2025 erstmals identifiziert (M454: Netzverstärkung Bentwisch – Güstrow) und im NEP 2030 (2017) durch eine weitere Maßnahme M521: Bentwisch – Suchraum Gemeinden Sanitz/Gnewitz/Dettmannsdorf/Stadt Marlow ergänzt. Das Projekt wurde mit den Maßnahmen M454 und M521 im NEP 2030 (2017) von der Bundesnetzagentur bestätigt. Im Rahmen des NEP 2030 (2019) wurden die Maßnahmen M454 und M521 zur Maßnahme M454 zusammengeführt und bestätigt. Im NEP 2030 (2019) war die Maßnahme M692 (Netzkuppeltransformator Bentwisch) erstmals enthalten; sie wurde ebenfalls von der Bundesnetzagentur bestätigt. Im NEP 2035 (2021) ist die Maßnahme M692 (Netzkuppeltransformator Bentwisch) Teil des Startnetzes (siehe Projekt 50HzT-P215). Das Projekt P215 ist als Vorhaben Nr. 52 Bestandteil des Bundesbedarfsplans und wurde von der BNetzA bestätigt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P216: Netzverstärkung Güstrow – Siedenbrünzow – Iven/Krusenfelde/Krien/Spantekow/Werder/Bartow – Pasewalk/Nord – Pasewalk

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz Nr. BBPlG 2021: 53

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Mecklenburg-Vorpommern.

- M455: Güstrow – Siedenbrünzow – Iven/Krusenfelde/Krien/Spantekow/Werder/Bartow
  Von Güstrow über Siedenbrünzow bis zum bestehenden Standort Iven bzw. zum neuen Standort im Suchraum der Gemeinden Iven/Krusenfelde/Krien/Spantekow/Werder/Bartow wird vorzugsweise im bestehenden 220-kV-Trassenraum eine neue 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung errichtet (geplanter zweiter Abschnitt von P216). Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung orientiert sich die Planung an der Bestandstrasse. Dabei können Abweichungen vom aktuellen Trassenverlauf bei der nachgelagerten Planung entstehen, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen, bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern oder Bündelungen mit linienförmiger Infrastruktur umzusetzen, um unter anderem dem Bündelungsgebot Rechnung zu tragen. Die 380-kV-Anlagen in Güstrow und Siedenbrünzow sind zu erweitern.
- M523: Iven/Krusenfelde/Krien/Spantekow/Werder/Bartow – Pasewalk/Nord – Pasewalk
  Vom bestehenden Standort Iven bzw. vom neuen Standort im Suchraum der Gemeinden Iven/Krusenfelde/Krien/Spantekow/Werder/Bartow über Pasewalk/Nord bis Pasewalk wird vorzugsweise im bestehenden 220-kV-Trassenraum eine neue 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung errichtet (geplanter erster Abschnitt von P216). Dabei können Abweichungen von der aktuellen Trasse bei der nachgelagerten Planung entstehen, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen, bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern oder Bündelungen mit linienförmiger Infrastruktur umzusetzen, um unter anderem dem Bündelungsgebot Rechnung zu tragen.

  Die geplante 380-kV-Anlage Pasewalk/Nord sowie die in Zusammenhang mit 50HzT-P36 geplante 380-kV-Anlage Pasewalk sind entsprechend zu erweitern.

Im Zuge der Maßnahmen M455 und M523 ist eine 380-kV-Anlage entweder am bestehenden Umspannwerksstandort Iven oder an einem neuen Standort im Suchraum der Gemeinden Iven/Krusenfelde/Krien/Spantekow/Werder/Bartow (in beiden nachfolgenden Maßnahmen nur „Iven“ genannt) zusammen mit einem 380/220-kV-Netzkuppeltransformator zu errichten. Der geeignete Standort wird im Ergebnis von Raumwiderstandsanalysen ermittelt.

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040			
M455	Leitung	MV	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		90	x	x	x	x	2032, 2033	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓
M523	Leitung	MV, BB	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		62	x	x	x	x	2029, 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die 220-kV-Leitung Güstrow – Pasewalk besitzt derzeit eine Übertragungskapazität von ca. 410 MVA pro Stromkreis. Gemäß Szenariorahmen ist allein über das geplante Umspannwerk Pasewalk/Nord eine Leistung aus erneuerbaren Energien (EE) von rd. 300 MW (Netzanschluss eines Windparks) in B 2035 angeschlossen. In der Region Vorpommern wird in B 2035 eine EE-Leistung von rd. 4.500 MW erwartet, davon rd. 1.800 MW Wind, die dem UW Pasewalk zugeordnet wird. Weitere rd. 600 MW werden für den nördlichen Teil Vorpommerns erwartet, die dem geplanten UW Friedland zugerechnet werden (davon rd. 160 MW Wind). Zudem werden die bestehenden Leitungen durch die Übertragung von Windenergie aus der Uckermark in Richtung Westen (Güstrow) bzw. in Richtung Polen (Kuppelleitung Vierraden – Krajnik; 50HzT-003) zusätzlich belastet. Die Fortführung der Uckermarkleitung (50HzT-003) zwischen Bertikow und Pasewalk (50HzT-P36) sowie die Netzverstärkung im Abschnitt von Pasewalk über Pasewalk/Nord nach Güstrow (P216) schafft eine leistungsstarke Ost-West-Verbindung im nördlichen Bereich der 50Hertz-Regelzone. Diese ist auch Voraussetzung, um einen netztechnisch vorteilhaften flexiblen Einsatz der 380/380-kV-Querregeltransformatoren im Umspannwerk Vierraden (50HzT-P128) zu ermöglichen. Für die gemäß Szenariorahmen zu erwartenden Onshore-Windeinspeisungen übersteigt der Übertragungsbedarf die Übertragungskapazität der 220-kV-Leitungen deutlich.

Netzplanerische Begründung

Ohne die 380-kV-Netzverstärkung Güstrow – Siedenbrünzow – Iven/Krusenfelde/Krien/Spantekow/Werder/Bartow – Pasewalk/Nord – Pasewalk wird die bestehende 220-kV-Leitung bei Ausfall eines 220-kV-Stromkreises dieser Leitung unzulässig hoch belastet. Bereits heute können kritische Betriebssituationen bei Störungen im Wartungsfall auf der 220-kV-Leitung Pasewalk – Bertikow – Vierraden auftreten. In diesen Betriebssituationen sind die Umspannwerke Pasewalk bzw. Bertikow nur noch über den 380/220-kV-Netzkuppeltransformator in Güstrow mit dem 380-kV-Netz der 50Hertz-Regelzone verbunden. Dies kann im 220-kV-Netz zu Spannungsverletzungen sowohl im Planungshorizont als auch im derzeitigen Netzbetrieb führen. Diese Problematik wird künftig durch die gemäß Szenariorahmen des NEP 2035 (2021) weiter zunehmende EE-Einspeisung und die dadurch notwendig werdenden Netzverstärkungen 50HzT-003 und 50HzT-P36 verstärkt auftreten. Dadurch werden unzulässige Spannungen erreicht, die außerdem eine vollständige 380-kV-Einbindung erforderlich machen. Die Realisierung des Projekts P216 führt zu einer deutlichen Verbesserung dieser Situation.

Zudem stellt die geplante Netzvermaschung, die mit der neuen 380-kV-Anlage im bestehenden Standort Iven bzw. im neuen Standort im Suchraum der Gemeinden Iven/Krusenfelde/Krien/Spantekow/Werder/Bartow und der Einbindung der bestehenden 380-kV-Leitung von Lubmin nach Altentreptow/Nord und Altentreptow/Süd hergestellt werden kann, eine zusätzliche Entlastung der bestehenden Leitungen dar und ermöglicht zudem die Übertragung der EE-Leistung auf mehreren 380-kV-Stromkreisen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

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

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

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

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2035 (2021) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahmen M455 und M523 haben sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2035, B 2035, C 2035 und B 2040 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Zum Projekt P216 sind keine anderen Netzoptimierungen oder -verstärkungen möglich, die wirtschaftliche oder netztechnische Alternativen darstellen. Die gemäß Szenariorahmen erwartete installierte EE-Leistung, insbesondere die Onshore- und Offshore-Windenergie, kann in der Region nur durch die Einbindung in das 380-kV-Netz abgeführt werden, da keine parallelen 220-kV-Verbindungen vorhanden sind.

Eine Reduzierung der Auslastung durch Topologieänderungen (z. B. Netzentmaschung in Pasewalk) führt zur Verbesserung der Lage, kann aber die Überlastungen nicht vollends heilen. Weitere Topologieänderungen führen zu Spannungsproblemen auf der bestehenden 220-kV-Verbindung. Da die Probleme in der Spannungshaltung bereits beim heutigen EE-Ausbau auftreten, stellt diese Option keine nachhaltige Lösung dar.

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell betrachtet (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts). Zur Anwendung einer Netzoptimierung mittels WAFB ist die bestehende 220-kV-Leitung Güstrow – Pasewalk aufgrund ihrer Spannungsebene sowie der Bauweise nicht geeignet.

Eine Netzverstärkung durch Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen scheidet ebenfalls aufgrund der Spannungsebene bzw. Bauweise und Maststatik aus. Die zu ersetzende 220-kV-Leitung Güstrow – Pasewalk wurde 1962-64 nach den technischen Normen, Gütevorschriften und Lieferbedingungen (TGL) der ehemaligen DDR errichtet. Konstruktive Veränderungen der bestehenden Masten sind nach aktuellen DIN-Vorschriften durchzuführen. Eine Netzverstärkung durch Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen würde die bestehende Mastkonstruktion nach DIN-Norm einer unzulässigen mechanischen Beanspruchung aussetzen. Aus diesem Grund machen derartige Netzverstärkungen einen Neubau der Masten erforderlich. Die mit der Netzstrukturänderung einhergehende Erhöhung der Übertragungsspannung von 220 kV auf 380 kV stellt daher einen nachhaltigen Ansatz dar.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Anderweitige Planungsmöglichkeiten kommen nicht in Betracht. Diese würden dem NOVA-Prinzip widersprechen, da keine anderweitigen parallelen Trassen existieren, die die Übertragungsaufgaben übernehmen könnten.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P216 wurde im NEP 2025 erstmals identifiziert und im NEP 2030 (2019) und im NEP 2035 (2021) von der Bundesnetzagentur bestätigt. Das Projekt P216 ist als Vorhaben Nr. 53 Bestandteil des Bundesbedarfsplans.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P221: DC-Netzausbau: 2. Ausbaustufe Hansa PowerBridge (HPB II)

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Nr. TYNDP 2020: 267

Beschreibung des geplanten Projekts

Hansa PowerBridge I (siehe Startnetz-Projekt 50HzT-P221) und Hansa PowerBridge II (HPB II) sind HVDC-Interkonnektoren zwischen der 50Hertz-Regelzone und Südschweden bestehend aus jeweils einer DC-Verbindung. Das technische Ziel des Projekts P221 (HPB II) ist eine weitere Erhöhung der Handelskapazität zwischen Schweden und Deutschland. Dieser zusätzliche Interkonnektor soll die Verbindung in das skandinavische Stromnetz weiter verstärken. In Zeiten überschüssigen Stroms aus erneuerbaren Energien in Deutschland kann dieser Strom über die Verbindungen Hansa PowerBridge I (siehe Startnetz-Projekt 50HzT-P221) und II nach Schweden transportiert werden. Dort wird er direkt verbraucht oder in skandinavischen Wasserkraftwerken gespeichert. In Schwachwindzeiten, bei geringer Sonneneinstrahlung und hohem Stromverbrauch in Deutschland, können skandinavische Stromproduzenten ihre ungenutzten Wasserreserven flexibel einsetzen, um ihren günstigen, umweltfreundlichen Strom dem deutschen Konsumenten preisdämpfend zur Verfügung zu stellen. Der Interkonnektor Hansa PowerBridge II trägt daher über die gesteigerte Austauschkapazität zur Versorgungssicherheit und zu günstigen Strompreisen in beiden Ländern bei.

- M461a: DC-Verbindung Hansa PowerBridge 2
  Vom NVP im Suchraum der Gemeinden Sanitz/Gnewitz/Dettmannsdorf/Stadt Marlow[1] nach Schweden ist die Errichtung einer Gleichstromverbindung mit einer Kapazität von 700 MW geplant (Netzausbau).

  Der Bedarf der Hansa PowerBridge II wurde im Ten Year Network Development Plan (TYNDP) als Projekt 267 ausgewiesen.

Untersuchungen zeigen den Vorteil eines zusätzlichen Ausbaus der Hansa PowerBridge I (1. Ausbaustufe mit 700 MW) um weitere 700 MW (Hansa PowerBridge II). Die 1. Ausbaustufe mit einer Gesamtübertragungskapazität von 700 MW wurde gemäß genehmigtem Szenariorahmen für die Szenarien A 2035, B 2035, C 2035 und B 2040 berücksichtigt (siehe Projekt 50HzT-P221).

Weitere Informationen zum Projekt Hansa PowerBridge I (1. Ausbaustufe) unter:
www.50hertz.com/de/Netz/Netzentwicklung/ProjekteaufSee/HansaPowerBridge

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand			
M461a	Leitung	MV	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	35		2035		✓

Die in der Tabelle genannte Trassenlänge bezieht sich ausschließlich auf die landseitige Kabeltrasse.

Begründung des geplanten Projekts

Die Hansa PowerBridge II soll die Kapazität für den Austausch elektrischer Energie zwischen Deutschland und Schweden weiter erhöhen. Seit Ende 1994 sind beide Strommärkte durch die 600-MW-HVDC-Verbindung Baltic Cable direkt verbunden. Schwedens Energiemix wird von Wasserkraftwerken dominiert, die sehr flexibel einsetzbar sind und CO_2-freien Strom produzieren. Schweden ist gut mit Norwegen vernetzt, wo ebenfalls

1 Erweiterung des Suchraums für den NVP um die Gemeinden Gnewitz und Stadt Marlow

große Mengen an Wasserkraft zur Verfügung stehen. Beide Länder verfügen zusammen über eine Kapazität an Wasserkraftwerken von 48 GW. Die Erschließung von Speicherkapazitäten ist ein Schlüssel für das Gelingen der deutschen Energiewende. Die Einspeisung erneuerbarer Energien in Deutschland wird weiterwachsen. In Zeiten überschüssigen Stroms aus erneuerbaren Energien in Deutschland kann die Hansa PowerBridge II diesen Strom nach Schweden transportieren, wo er direkt verbraucht werden kann, anstatt die Wasserressourcen der dortigen Wasserkraftwerke zu nutzen. In Schwachwindzeiten, geringer Sonneneinstrahlung und hohem Stromverbrauch in Deutschland können schwedische Produzenten ihre ungenutzten Wasserreserven flexibel einsetzen, um ihren günstigen, umweltfreundlichen Strom dem deutschen Konsumenten preisdämpfend zur Verfügung zu stellen. Damit dienen diese Wasserkraftwerke als indirekte Speicher für Strom aus deutschen erneuerbaren Energien. Deshalb ist der Interkonnektor sowohl für Deutschland als auch für Schweden vorteilhaft. Marktsimulationen zeigen, dass der deutsche Strommarkt sehr von der volatilen Einspeisung aus Anlagen auf Basis der erneuerbaren Energien geprägt sein wird. Die Hansa PowerBridge II trägt dazu bei, Preisspitzen zu vermeiden und die Marktpreise in beiden Zonen stabil zu halten.

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

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

Die Hansa PowerBridge II kann außerdem einen wesentlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit in Skandinavien in Trockenperioden leisten, in denen Wassermangel die übliche Stromerzeugung der Wasserkraftwerke nicht zulässt. Die Errichtung einer Gleichstromverbindung ist unter anderem erforderlich, da das skandinavische und kontinentaleuropäische Elektrizitätssystem asynchron betrieben werden.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

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

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

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt Hansa PowerBridge II wurde im NEP 2025 erstmals identifiziert, im NEP 2030 (2017), im NEP 2030 (2019) sowie im NEP 2035 (2021) ausgewiesen und im NEP 2021 (2035) von der BNetzA bestätigt.

Von der Bundesnetzagentur wurde bei der Bestätigung der Hansa PowerBridge I im NEP 2030 (2019) festgestellt, dass beide Ausbaustufen der Hansa PowerBridge mit einer Gesamtübertragungskapazität von 1.400 MW volkswirtschaftlich sinnvoll sind.

Kosten-Nutzen-Analyse

Analog zum Vorgehen im TYNDP werden im diesjährigen NEP Interkonnektoren, die nicht Teil des EnLAG oder BBPlG sind, einer volkswirtschaftlichen Kosten-Nutzen-Analyse unterzogen. Hierzu gehört auch das Projekt P221.

Die Vorgehensweise bei der Erstellung der Kosten-Nutzen-Analyse wird näher in Kapitel 5.4 beschrieben.

Die Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse aus dem TYNDP 2020 sind nicht Teil der im Rahmen des NEP-Prozesses übermittelten Daten und hier nur informatorisch aufgeführt.

Kosten-Nutzen-Analyse Hansa PowerBridge II (P221)

Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse auf Basis des Szenarios B 2035

	SEW in M€/Jahr	Änderung CO_2-Ausstoß in kt/Jahr	Integration Erneuerbare in GWh/Jahr	Monetarisierung EE M€/Jahr	Änderung Netzverluste in GWh/Jahr	Änderung Netzverluste in M€/Jahr	Vermiedener Redispatch in GWh/Jahr	Klimafolgekosten in M€/Jahr
Marktsimulation	102	-400	580	58	-	-	-	-59
innerdeutscher Redispatch	10	-70	116	12	-7	-5	97	-10
Gesamt	112	-470	696	70	-7	-5	97	-69

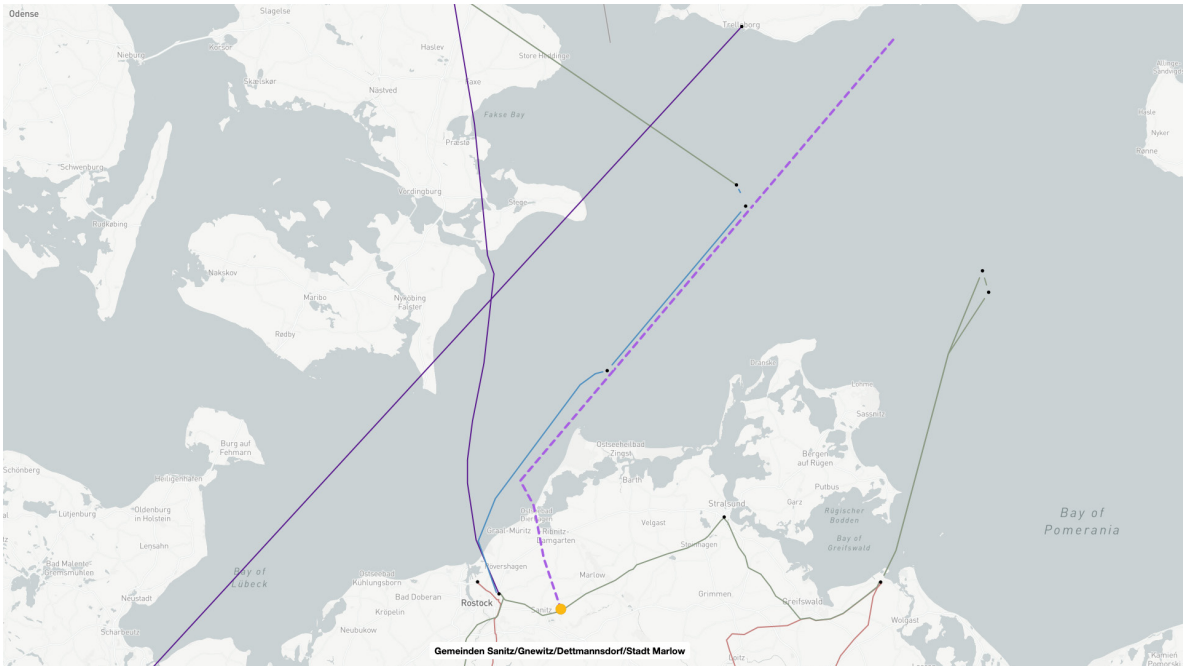
SEW: Socio-Economic Welfare
CO_2: negatives Vorzeichen bedeutet eine Reduktion des CO_2-Ausstoßes
Netzverluste: positives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der Netzverluste
Redispatch-Menge (RD-Menge): negatives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der notwendigen Redispatchmenge
Klimafolgekosten: positives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der Klimafolgekosten

Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse auf Basis des Szenarios B 2040

	SEW in M€/Jahr	Änderung CO_2-Ausstoß in kt/Jahr	Integration Erneuerbare in GWh/Jahr	Monetarisierung EE M€/Jahr	Änderung Netzverluste in GWh/Jahr	Änderung Netzverluste in M€/Jahr	Vermiedener Redispatch in GWh/Jahr	Klimafolgekosten in M€/Jahr
Marktsimulation	152	-401	1400	140	-	-	-	-53
innerdeutscher Redispatch	9	-36	88	9	63	1	73	-5
Gesamt	161	-437	1488	149	63	1	73	-58

SEW: Socio-Economic Welfare
CO_2: negatives Vorzeichen bedeutet eine Reduktion des CO_2-Ausstoßes
Netzverluste: positives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der Netzverluste
Redispatch-Menge (RD-Menge): negatives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der notwendigen Redispatchmenge
Klimafolgekosten: positives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der Klimafolgekosten

Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse des TYNDP2020							
Szenario	SEW M€/Jahr	Änderung CO_2-Ausstoß kt/Jahr	Integration Erneuerbare GWh/Jahr	Änderung Netzverluste GWh/Jahr	Änderung Netzverluste M€/Jahr	CAPEX M€	OPEX M€/Jahr
NT 2025	25	-244	163	-	-	660	1
NT 2030	72	-1023	592	-	-		
DE 2030	70	-530	254	-	-		
GA 2030	101	-1194	312	-	-		
CT 2030	25	-133	149	-	-		



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P222: Netzverstärkung zwischen Oberbachern und Ottenhofen

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT Nr. BBPlG 2021: 47

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Bayerns von Ottenhofen nach Oberbachern und enthält folgende Maßnahme:

- M461: Oberbachern – Ottenhofen
  Die Stromtragfähigkeit der beiden vorhandenen 380-kV-Stromkreise zwischen Oberbachern und Ottenhofen muss auf jeweils 4.000 A erhöht werden. Hierfür ist der Neubau einer 380-kV-Doppelleitung in bestehender Trasse erforderlich, auf der in weiten Teilen zwei bestehende 220-kV- und darüber hinaus teilweise auch zwei 110-kV-Stromkreise mitgeführt werden (Netzverstärkung). Weiterhin müssen die betroffenen 380-kV-Schaltanlagen in Ottenhofen und Oberbachern verstärkt werden (Netzverstärkung).

Im Zuge des Projekts sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040			
M461	Leitung	BY	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		47	x	x	x	x	2027, 2029	3: Vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG	✓

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Das Projekt ist direkt verknüpft mit dem südlichen Netzverknüpfungspunkt Isar der DC-Verbindungen DC5 und DC20. Ein Teil der zum DC-Verknüpfungspunkt Isar zu transportierende Leistung – im Wesentlichen Strom aus Onshore-Windenergie aus dem mittel- und norddeutschen Raum sowie Offshore-Windenergie aus der Ostsee – ist über die Leitung zwischen Ottenhofen und Oberbachern zu führen. Bei Ausfall eines Stromkreises ist der parallele Stromkreis unzulässig belastet. Deshalb muss die Stromtragfähigkeit der Leitung erhöht werden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

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

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

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

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2035 (2021) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme M461 hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2035, B 2035, C 2035 und B 2040 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

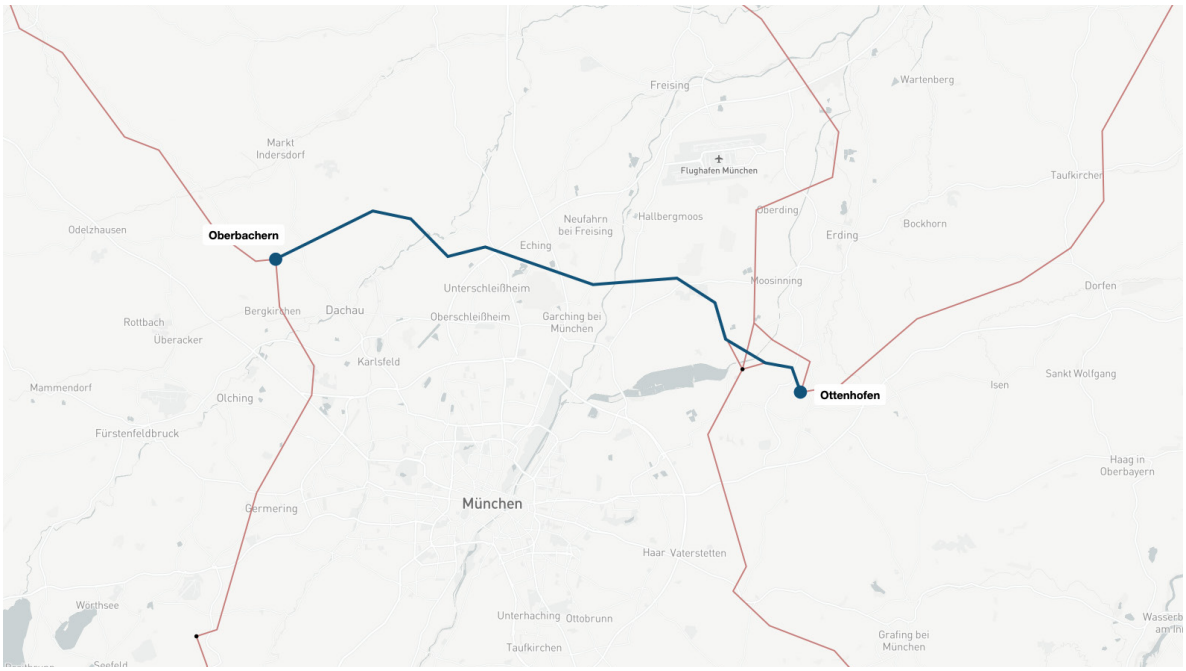
Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass die geforderte Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis mit den vorhandenen 380-kV-Stromkreisen trotz WAFB nicht erreicht werden kann. Eine Umbeseilung mit HTL ist aus technischen Gründen nicht möglich. Daher ist ein Ersatzneubau erforderlich.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Weitere alternative Einzelmaßnahmen wurden nicht untersucht, da es sich bei der Verbindung um eine bereits existierende Leitung handelt. Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Verstärkung dieser bestehenden Verbindung in Betracht gezogen. Alternative Verbindungen von Isar in westlicher Richtung bestehen nicht.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P222 wurde im NEP 2030 (2017), im NEP 2030 (2019) sowie im NEP 2035 (2021) von der BNetzA bestätigt. Es ist als Vorhaben Nr. 47 im Bundesbedarfsplan enthalten.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P223: Netzverstärkung Güstrow – Wessin – Görries – Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/ Warsow/Holthusen/Schossin – Gemeinden Talkau/Elmenhorst/Kankelau/Fuhlenhagen – Krümmel

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt P223 mit der Maßnahme M462a dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Mecklenburg-Vorpommern und Schleswig-Holstein.

- M462a: Güstrow – Wessin – Görries – Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin[1] – Gemeinden Talkau/Elmenhorst/Kankelau/Fuhlenhagen[2] – Krümmel
  Von Güstrow über Wessin und Görries, über die geplante Anlage im Suchraum der Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin sowie über die geplante Anlage im Suchraum der Gemeinden Talkau/Elmenhorst/Kankelau/Fuhlenhagen nach Krümmel ist die bestehende 380-kV-Freileitung zu verstärken. Eine Umbeseilung auf Hochstrombeseilung bzw. Hochtemperaturleiterseile ist, vorbehaltlich der Genehmigungsfähigkeit, grundsätzlich möglich. Ein 20 km langes Teilstück der bestehenden Leitung befindet sich im Eigentum von TenneT. Beide Teilstücke von 50Hertz und TenneT sind auf eine Stromtragfähigkeit von 4.000 A pro Stromkreis zu verstärken. Zudem sind die 380-kV-Anlagen Görries, Wessin und Güstrow entsprechend zu verstärken; die 380-kV-Anlage Krümmel von 50Hertz ist dafür bereits ausgelegt.

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040			
M462a	Leitung	MV, SH	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung		147	x	x	x	x	2030		✓

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Die bestehende 380-kV-Leitung Güstrow – Wessin – Görries – Krümmel wird durch hohe Leistungsflüsse (vor allem in Ost-West-Richtung), bedingt durch einen großen Erzeugungsüberschuss erneuerbarer Energien on- und offshore innerhalb der 50Hertz-Regelzone, unzulässig hoch belastet. Die bestehende Leitung weist eine Übertragungskapazität von 1.790 MVA pro Stromkreis auf. Ohne die Netzverstärkung der Leitung durch Umbeseilung auf Hochstrombeseilung bzw. Hochtemperaturleiterseile wird die bestehende 380-kV-Leitung Güstrow – Wessin – Görries – Krümmel bei Ausfall eines Stromkreises dieser Leitung unzulässig hoch belastet.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

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

1 Anpassung der Bezeichnung des Suchraums der neuen 380-kV-Anlage im Suchraum Klein Rogahn entsprechend neuer Erkenntnisse und der Bestätigung der BNetzA vom 14.01.2022.

2 Einbindung der neuen 380-kV-Anlage im Suchraum der Gemeinden Talkau/Elmenhorst/Kankelau/Fuhlenhagen entsprechend neuer Erkenntnisse und der Bestätigung der BNetzA vom 14.01.2022.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

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

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2035 (2021) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme M462a hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2035, B 2035, C 2035 und B 2040 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

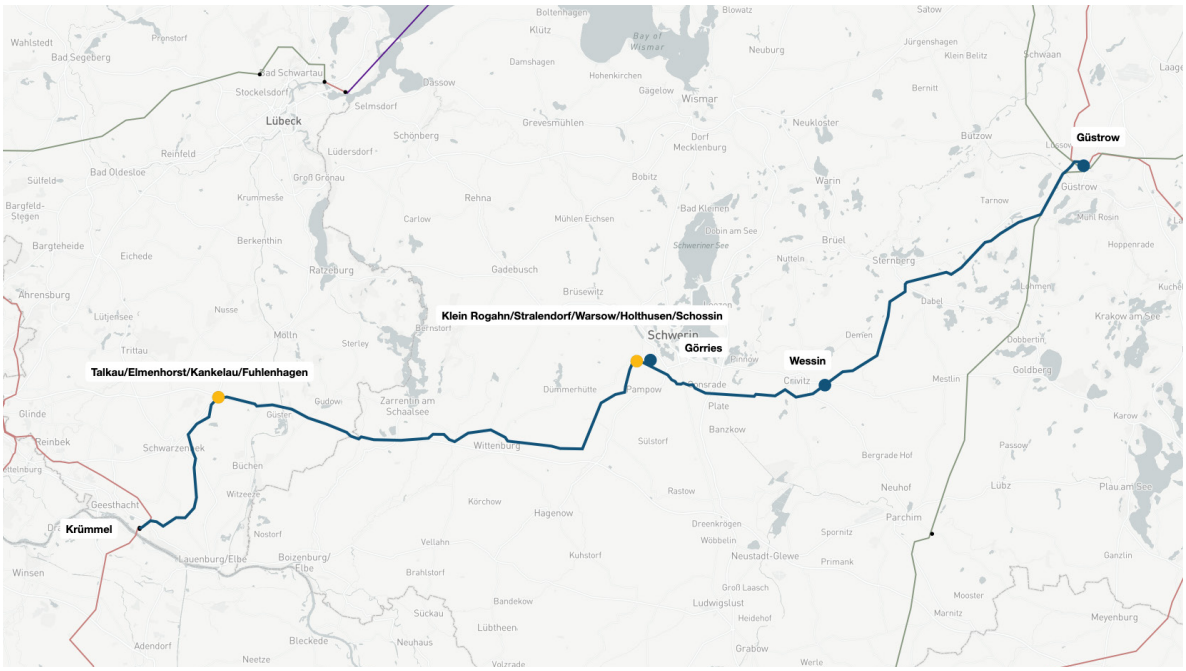
Auf der 380-kV-Freileitung Güstrow – Wessin – Görries – Krümmel wird als Instrument der Netzoptimierung WAFB angewendet, und dennoch ist die Leitung in Stunden, in denen aufgrund der Wetterlage kein WAFB angewendet werden kann, überlastet. Netzoptimierungen in Form von netzbezogenen Maßnahmen stehen zur Beherrschung der erwarteten Leistungsfluss- und Netzsituationen in dieser Netzregion nur in sehr begrenztem Umfang zur Verfügung. Eine Reduzierung der Belastung der Verbindung von Güstrow nach Krümmel durch Topologieänderung (z. B. Entmaschung in Güstrow) ist nicht ausreichend. Außerdem führt die Topologieänderung nahezu direkt proportional zu einem unzulässig hohen Belastungsanstieg auf der 380-kV-Leitung Wolmirstedt – Wahle und ist daher keine nachhaltige Lösung.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Da zur Umsetzung der Maßnahme M462a voraussichtlich die bestehenden Masten weiterverwendet werden können, bestehen zur genannten Netzverstärkung keine technisch-wirtschaftlich darstellbaren Alternativen bzw. alternativen Netzverknüpfungspunkte.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P223 wurde im NEP 2025 erstmals identifiziert und im NEP 2035 (2021) von der BNetzA bestätigt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P225: Netzverstärkung zwischen Altheim und Isar

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT Nr. BBPlG 2021: 77

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Bayern zwischen Altheim und Isar und enthält folgende Maßnahme:

- M464a: Altheim nach Isar
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Errichtung drei neuer 380-kV-Stromkreise zwischen Altheim und Isar mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A in neuer Trasse vorgesehen (Netzausbau). Hierzu sind die 380-kV-Schaltanlagen Altheim und Isar zu verstärken (Netzverstärkung). Zusätzlich ist eine Neuanordnung der Stromkreise im Kreuzungspunkt Adlkofen erforderlich. Hierzu ist auf rund 2 km zwischen Mast 121 und 125 der Bestandsleitung Isar – Ottenhofen ein Parallelneubau zur bestehenden Leitung erforderlich, um die insgesamt fünf Stromkreise aufnehmen zu können.

Das Projekt ist ein Drehstrom-Pilotprojekt mit der Möglichkeit zur Teil-Erdverkabelung nach § 4 Bundesbedarfsplangesetz. Im Zuge des Projekts sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040			
M464a	Leitung	BY	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	8		x	x	x	x	2029, 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Aufgrund des Anstiegs der Einspeisung erneuerbarer Energien, hohen Lasten in Bayern und eines erhöhten Energieaustauschs zwischen Deutschland und Österreich besteht ein größerer Übertragungsbedarf zwischen Isar, Altheim und Ottenhofen. Die Maßnahme steht in Zusammenhang mit dem Projekt DC20 (HGÜ-Verbindung Klein Rogahn – Isar).

Netzplanerische Begründung

Die Übertragungskapazität inklusive der geplanten Netzstruktur zwischen Isar, Altheim, Ottenhofen und St. Peter (Österreich) ist nicht mehr ausreichend, um die (n-1)-Sicherheit im diesem Bereich zu gewährleisten.

Das Projekt ist verknüpft mit dem südlichen Netzverknüpfungspunkt Isar der DC-Verbindung DC20. Ein Teil der zum DC-Verknüpfungspunkt Isar zu transportierende Leistung ist über das Umspannwerk Altheim nach Ottenhofen zu führen. Die Neuanordnung der Stromkreise im Kreuzungspunkt Adlkofen ist erforderlich, um die stark unsymmetrischen Aus- bzw. Überlastungen der Stromkreise und die Ringflüsse zwischen Isar, Altheim, Ottenhofen und St. Peter zu vermeiden. Ohne diese Maßnahme kommt es bei Ausfall eines Stromkreises in der Region zu verschiedenen Überlastungen auf den anderen Stromkreisen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

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

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

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

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2035 (2021) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme M464a hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2035, B 2035, C 2035 und B 2040 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 des NEP-Berichts).

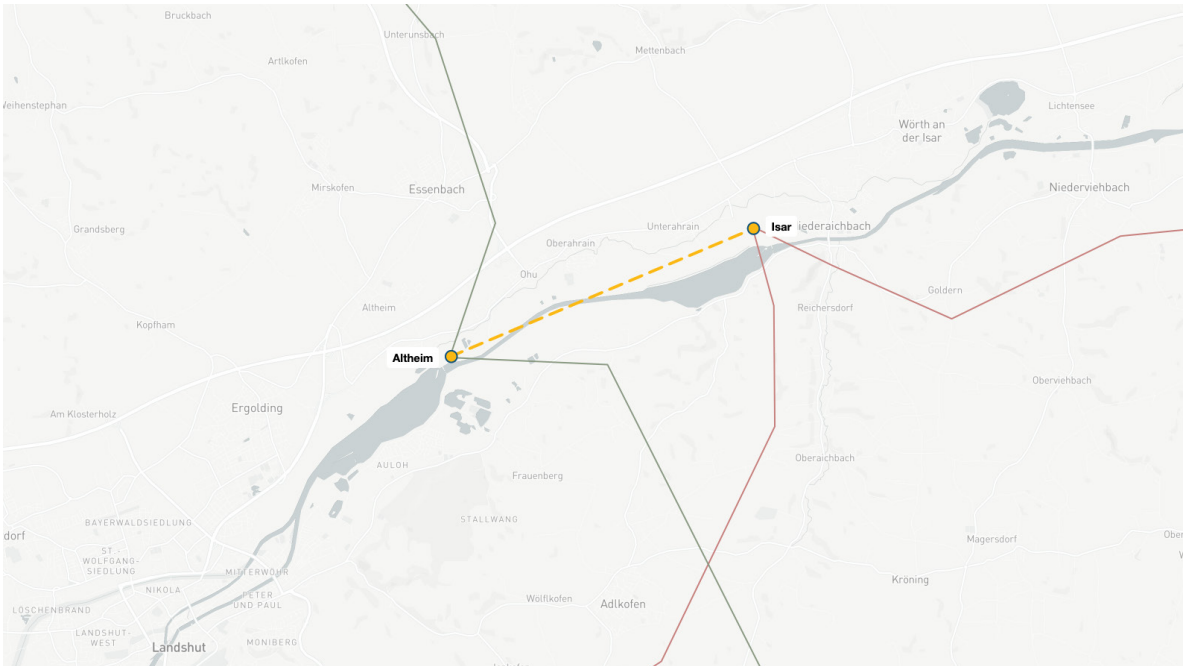
Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass die Stromtragfähigkeit der überlasteten Leitungen auch mit WAFB nicht ausreichend ist. Alternative Verstärkungen, die alle auftretenden Engpässe beseitigen, sind nicht möglich.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Als Alternative zur Maßnahme M464a wurden für DC20 alternative Endpunkte in Bayern (Pleinting, Ottenhofen, Oberbachern) untersucht. Diese Alternativen wurden jedoch verworfen, da sie zu einer Verlängerung von DC20 führen und ihrerseits wiederum regionale Netzengpässe und damit zusätzliche Netzverstärkungsmaßnahmen verursachen würden.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P225 wurde im NEP 2030 (2019) von der BNetzA im Zuge der Alternativendiskussion von P44 und DC20 sowie im NEP 2035 (2021) von der BNetzA als erforderlich bestätigt, wenn DC20 in den BBP aufgenommen wird. Es ist als Vorhaben Nr. 77 im Bundesbedarfsplan enthalten.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P227: Netzausbau Lübeck/West – Krümmel[1]

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Schleswig-Holstein sowie von Schleswig-Holstein nach Süden und enthält die folgende Maßnahme:

- M468: Lübeck/West – Krümmel
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Errichtung einer neuen 380-kV-Leitung mit zwei Stromkreisen mit einer Stromtragfähigkeit je von 4.000 A zwischen dem Umspannwerk Lübeck/West und der 380-kV-Schaltanlage der TenneT in Krümmel vorgesehen (Netzausbau). Hierzu sind die im Rahmen von TTG-P72 zu errichtende 380-kV-Schaltanlage Lübeck/West sowie die 380-kV-Schaltanlage der TenneT in Krümmel zu verstärken (Netzverstärkung).

Im Zuge des Projektes sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040			
M468	Leitung	SH	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	80		x	x	x	x	2032		✓

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Schleswig-Holstein ist geprägt durch hohe Einspeisung aus Onshore- und Offshore-Windenergie. Die Einspeisung aus Windenergie übersteigt bereits heute die regionale Last zu weiten Teilen des Jahres, sodass in erheblichem Umfang Einspeisemanagement-Maßnahmen erforderlich sind. Der Zubau an Windenergie wird gemäß den Szenarien weiter ansteigen.

Netzplanerische Begründung

Aufgrund des prognostizierten starken Anstiegs erneuerbarer Energien, insbesondere Windenergie, in der Mitte sowie im Osten Schleswig-Holsteins ist die bestehende und die bereits geplante 380-kV-Netzstruktur nicht mehr ausreichend, um die Energie abtransportieren zu können. Mit der Ertüchtigung der Mittelachse wird die Übertragungskapazität von Dänemark und Schleswig-Holstein nach Niedersachsen zur Abführung von EEG-Einspeiseleistung erhöht. Außerdem wird die Kuppelkapazität zu Dänemark erhöht.

Entlang der Mittelachse und im Großraum Hamburg ist die 380-kV-Netzstruktur ohne die hier aufgeführte Maßnahme nicht mehr (n-1)-sicher, um die Energie in Richtung Süden abtransportieren zu können. Durch das Projekt P227 werden die Stromflüsse auf den Nord-Süd-Transportachsen vergleichmäßigt und ein zusätzlicher Korridor von Schleswig-Holstein geschaffen, um die Energie Richtung Niedersachsen sowie teilweise Mecklenburg-Vorpommern transportieren zu können.

1 Frühzeitige Inbetriebnahme in 2032 anstelle 2040 entsprechend neuer Erkenntnisse und der Bestätigung der BNetzA vom 14.01.2022.

Durch die kürzlich erfolgte Einigung auf EU-Ebene zur Anhebung des Ziels zur Reduktion der Treibhausgasemissionen von -40 % auf -55 % in 2030 ist bereits heute absehbar, dass im Rahmen einer nationalen Umsetzung dieses Ziels der Ausbau erneuerbarer Energien gegenüber den bisher im EEG verankerten Zielsetzungen weiter forciert werden muss. Dies hat der Deutsche Bundestag in einem Entschließungsantrag zur EEG-Novelle Ende 2020 bestätigt. Sollte sich dies im kommenden NEP 2035 (2023) in Form von erhöhten Ausbauzielen erneuerbarer Energien widerspiegeln, so ist davon auszugehen, dass das Projekt P227 mit der Maßnahme M468 an Bedeutung gewinnt.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

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

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

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

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2035 (2021) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme M468 hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2035, B 2035, C 2035 und B 2040 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass auf den bestehenden Leitungen im Großraum Hamburg trotz WAFB und den bereits angenommenen Ertüchtigungen und Optimierungen (PST in Hamburg/Ost und entlang der Leitung Wilster/West – Stade/West) die (n-1)-Sicherheit nicht gewährleistet werden kann. Daher ist der Neubau einer 380-kV-Doppelleitung zwischen Lübeck/West und Krümmel erforderlich.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

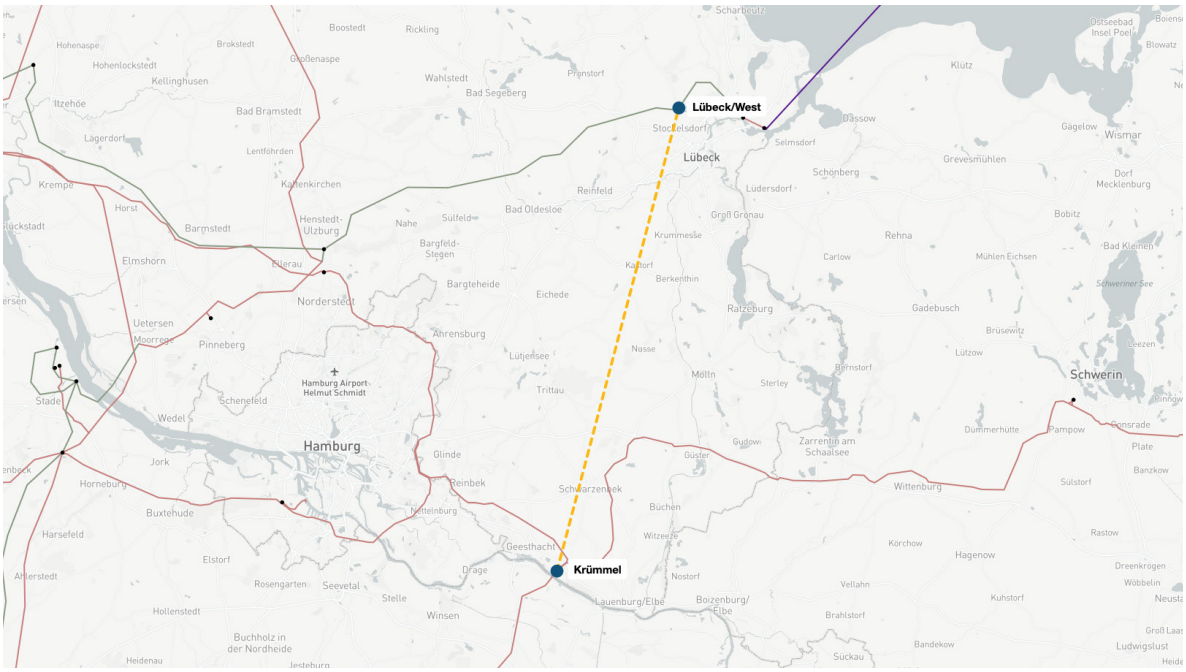
Als Alternative zur Maßnahme M468 wurde sowohl im NEP 2030 (2017) als auch im aktuellen NEP 2035 (2021) der Neubau von HGÜ-Verbindungen untersucht. Im NEP 2030 (2017) wurde die im Rahmen von TTG-P72 neu zu errichtende Schaltanlage Kreis Segeberg als alternativer nördlicher Netzverknüpfungspunkt einer DC-Verbindung in Richtung Süden sowie gleichzeitig als Netzverknüpfungspunkt für den Anschluss von Offshore-Windenergie identifiziert. Dieser Standort liegt jedoch weit von der Küste entfernt. Darüber hinaus würde eine HGÜ-Verbindung ab Kreis Segeberg den Großraum Hamburg entweder queren oder weiträumig umgehen müssen. Aus diesen Gründen wurde die Alternative verworfen.

Im NEP 2035 (2021) wurde als Alternative für den großräumigen Nord-Süd-Transport von Schleswig-Holstein in Richtung Süden der Zubau einer zusätzlichen HGÜ-Verbindung von Heide/West nach Altbach in Baden-Württemberg untersucht. Diese Verbindung hätte im Vergleich zu M468 einen leicht besseren Effekt auf das Gesamtsystem, wäre allerdings etwa zehnmal so lang und zwanzig Mal so teuer. Darüber hinaus würde eine zusätzliche HGÜ-Verbindung zum Teil die lokalen Engpässe im Großraum Hamburg verstärken. Die Alternative wurde insofern verworfen.

Eine dritte Alternative stellt der Neubau einer 380-kV-Doppelleitung von Lübeck/West nach Görries/West bzw. Klein Rogahn (50Hertz) dar. Dies wäre ebenfalls ein Neubau in neuer Trasse mit vergleichbarer Länge wie M468. Allerdings haben Vergleichsrechnungen gezeigt, dass diese Verbindung die entstehenden Engpässe etwas weniger effizient lösen kann. Sie wurde daher ebenfalls verworfen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wurde erstmals im NEP 2030 (2017) identifiziert und im NEP 2035 (2021) von der Bundesnetzagentur bestätigt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P228: Netzverstärkung Landesbergen – Mehrum/Nord – Gleidingen/Hallendorf[1]

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT Nr. BBPlG 2021: 59

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Niedersachsen und enthält folgende Maßnahmen:

- M469a: Landesbergen – Lehrte/Lahe – Mehrum/Nord
  Im Rahmen der Maßnahme ist die Ablösung der vorhandenen 220-kV-Leitung zwischen Landesbergen und Wahle durch eine neue 380-kV-Leitung mit zwei Stromkreisen mit einer Stromtragfähigkeit von je 4.000 A von Landesbergen über Lehrte/Lahe nach Mehrum/Nord vorgesehen (Netzverstärkung). Zum Anschluss der Leitung müssen die bestehenden 220-kV-Anschlüsse durch 380-kV-Anschlüsse ersetzt werden. Dazu sind die bestehende Schaltanlage in Landesbergen sowie die im Rahmen von TTG-P115 neu zu errichtende 380-kV-Schaltanlage Mehrum/Nord zu erweitern (Netzverstärkung). Darüber hinaus ist in Lehrte/Lahe (Suchraum Stadt Lehrte) eine neue 380-kV-Schaltanlage mit drei 380/110-kV-Transformatoren sowie zwei 380/220-kV-Transformatoren zu errichten (Netzausbau), an die die 110-kV-Schaltanlage Lehrte der Avacon sowie die 220-kV-Schaltanlage Lahe von Enercity in geeigneter Weise angeschlossen werden müssen. Aktuell wird eine Realisierung der neuen 380-kV-Schaltanlage am Standort des Umspannwerks Lehrte geprüft.
- M799[2] Mehrum/Nord – Kreuzung Wahle-Lamspringe
  Im Rahmen der Maßnahme ist zusammen mit M800 die Ablösung der vorhandenen 220-kV-Leitung von Mehrum über Hallendorf und Gleidingen nach Wahle durch eine neue 380-kV-Leitung mit zwei Stromkreisen mit einer Stromtragfähigkeit von je 4.000 A von Mehrum/Nord nach Kreuzung Wahle-Lamspringe vorgesehen (Netzverstärkung). Hierzu ist die 380-kV-Anlage Mehrum/Nord (siehe TTG-P115) um zusätzliche Schaltfelder zu erweitern (Netzverstärkung). Darüber hinaus ist die Schaltanlage an der Kreuzung Wahle-Lamspringe (Suchraum Gemeinden Vechelde/Ilsede/Söhlde/Lengede; siehe M800) um zusätzliche Schaltfelder zu erweitern (Netzverstärkung).
- M800[3] Kreuzung Wahle-Lamspringe – Gleidingen/Hallendorf (Industrieleitung Salzgitter)
  Im Rahmen der Maßnahme ist zusammen mit M799 die Ablösung der vorhandenen 220-kV-Leitung in der Region von Mehrum über Hallendorf und Gleidingen nach Wahle durch eine neue 380-kV-Leitung mit zwei Stromkreisen mit einer Stromtragfähigkeit von je 4.000 A von Kreuzung Wahle-Lamspringe nach Gleidingen/Hallendorf vorgesehen (Netzverstärkung). Hierzu sind die bestehenden 220-kV-Umspannwerke Gleidingen und Hallendorf durch ein 380-kV-Umspannwerk in der Umgebung von Gleidingen und Hallendorf (Suchraum: Stadt Salzgitter) mit zwei 380/220-kV-Transformatoren und zwei 380/110-kV-Transformatoren abzulösen. Weiterhin ist am Kreuzungspunkt von M800 mit der 380-kV-Leitung Wahle – Lamspringe (siehe TTG-006) im Suchraum der Gemeinden Vechelde/Ilsede/Söhlde/Lengede eine neue 380-kV-Schaltanlage zu errichten (Netzausbau).

Das Projekt steht im Zusammenhang mit P33 M24b. Nach Inbetriebnahme von P228 und P33 M24b kann die seitens TenneT bestehende 220 kV-Infrastruktur zwischen Landesbergen und Wahle mit Ausnahme der 220-kV-Leitung von Wahle nach Braunschweig zurückgebaut werden. Eine mögliche Nutzung als 110-kV-Leitungen durch den örtlichen Verteilnetzbetreiber kann vorbehaltlich weiterer Festlegungen im Genehmigungsverfahren geprüft werden.

1 Verschiebung der Projektgrenze zu Gleidingen/Hallendorf entsprechend neuer Erkenntnisse und der Bestätigung der BNetzA vom 14.01.2022.
2 Aufnahme der Maßnahme M799 entsprechend neuer Erkenntnisse und der Bestätigung der BNetzA vom 14.01.2022.
3 Aufnahme der Maßnahme M800 entsprechend neuer Erkenntnisse und der Bestätigung der BNetzA vom 14.01.2022.

Im Zuge des Projekts sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040			
M469a	Leitung	NI	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		98	x	x	x	x	2031, 2032	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓
M799	Leitung	NI	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		28	x	x	x	x	2031, 2032	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓
M800	Leitung	NI	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		12	x	x	x	x	2025	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG	✓

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Niedersachsen ist bereits heute geprägt durch hohe Einspeisung aus On- und Offshore-Windenergie. Der Zubau der erneuerbaren Energien wird gemäß den Szenarien perspektivisch weiter zunehmen. Des Weiteren müssen in der Region hohe Leistungen aus Norden und Osten abgeführt werden.

Netzplanerische Begründung

In der Region um Landesbergen und Mehrum/Wahle treten neben einer hohen Einspeisung aus Windenergie onshore hohe Leistungsflüsse sowohl in Ost-West- als auch in Nord-Süd-Richtung auf. Dadurch kommt es bei Ausfall eines Stromkreises in der Region zu verschiedenen Überlastungen auf den bestehenden Leitungen. Durch die Ablösung der bestehenden 220-kV-Leitung durch eine 380-kV-Leitung können diese Engpässe effektiv behoben und ein (n-1)-sicherer Betrieb sichergestellt werden. Weiterhin sollen die aktuell mit 220 kV betriebenen Umspannwerke Lahe und Lehrte mit dieser Leitung versorgt werden. Damit wird die Energieversorgung des Großraums Hannover langfristig sichergestellt.

Bei Ausfall eines bereits nach Projekt P33 Maßnahme M24a (siehe 50HzT-P33 und TTG-P33) verstärkten 380-kV-Stromkreises von Wolmirstedt nach Helmstedt/Ost und weiter bis Wahle wird der verbleibende Parallelstromkreis unzulässig hoch belastet. Diese Situation kann durch die Maßnahmen M799 und M800 in Zusammenhang mit P33 M24b vermieden werden.

Die Maßnahme M800 mit dem Umspannwerk Gleidingen/Hallendorf (Suchraum: Stadt Salzgitter) sowie der Schaltanlage am Kreuzungspunkt mit der 380-kV-Leitung Wahle – Lamspringe wird benötigt, um den ansteigenden Lastbedarf durch den Ausbau regionaler Stahl- und Batterieproduktion im Raum Salzgitter decken zu können. Hierfür ist die Maßnahme M800 inklusive beider Anlagen als „Industrieleitung Salzgitter" in Bezug auf Genehmigung und Realisierung zeitlich vorzuziehen.

Die Projekte P33 und P228 dienen gemeinsam der Abführung von Einspeisung aus dem Norden sowie aus dem Osten Deutschlands. Damit wird eine wichtige Transitquerspange in Bestandstrassen geschaffen, die gleichzeitig der langfristigen Versorgung der Großräume Hannover und Braunschweig sowie dem Anschluss der Industriekunden im Raum Salzgitter dient.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

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

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

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

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2035 (2021) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahmen M469a, M799 und M800 haben sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2035, B 2035, C 2035 und B 2040 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass weder durch den Einsatz von WAFB noch durch HTL-Umbeseilung die erforderliche Stromtragfähigkeit von 4.000 A auf den überlasteten 220-kV-Leitungen erreicht werden kann. Daher ist ein 380-kV-Neubau in bestehender Trasse erforderlich.

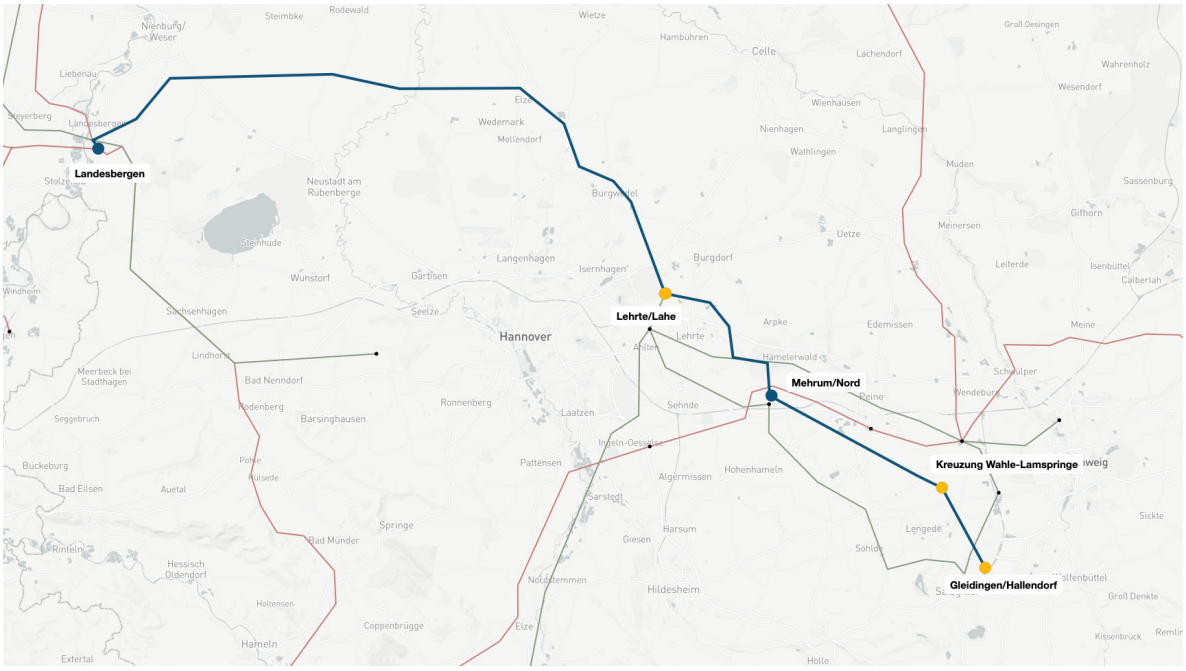
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und anderweitiger Optionen

Als planerische Alternative zu M469a ist eine Kombination aus Verstärkungen anderer bestehender Leitungen möglich. Dazu wären die 380-kV-Trassen zwischen Landesbergen und Grohnde, zwischen Mehrum und Grohnde sowie zwischen Wahle und Mehrum entsprechend zu verstärken. Diese alternativen Verstärkungen weisen insgesamt eine höhere Länge auf, weshalb die Verstärkung der kürzeren Leitung Landesbergen – Mehrum/ Nord gewählt wurde.

Als planerische Alternative zu M799 und M800 wäre die Nutzung der bestehenden 220-kV-Leitung denkbar. Dies würde allerdings zu dauerhaften Überlastungen führen, da die erforderliche Stromtragfähigkeit nicht erreicht wird.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P228 wurde im NEP 2030 (2019) und im NEP 2035 (2021) von der BNetzA bestätigt. Es ist mit der Maßnahme M469a als Vorhaben Nr. 59 im Bundesbedarfsplan enthalten.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P252: Netzverstärkung Marzahn – Wuhlheide

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Versorgungssicherheit der Hauptstadt Berlin. Dafür soll gemeinsam mit dem Verteilnetzbetreiber die Versorgung der bestehenden Netzschnittstellen, insbesondere die auf der 380-kV-Diagonale Marzahn – Teufelsbruch befindlichen, verbessert werden. Darüber hinaus sollen weitere 380/110-kV-Netzschnittstellen im Umland als entlastende und stützende Einspeisepunkte für Berlin zur Erhöhung der Netz- und Versorgungssicherheit des Ballungsraumes errichtet werden. Weiterhin sind zur Laststützung der zuvor genannten 380-kV-Diagonale weitere 380-kV-Anbindungen in die Innenstadt und 380/110-kV-Umspannwerke an Lastschwerpunkten zu errichten (P531 „Netzausbau und -verstärkung Berlin").

Hierfür ist, ergänzend zum Neubau-Umspannwerk (UW) Berlin/Südost (50HzT-P252), eine 380-kV-Netzverstärkung der bestehenden (380)220-kV-Leitung Marzahn – Wuhlheide zwingend erforderlich.

- M534a: (Marzahn –) Punkt Biesdorf/Süd – Wuhlheide
  Zwischen den UW Marzahn und Wuhlheide ist ab dem Übergangspunkt vom bereits für 380 kV errichteten Leitungsabschnitt Marzahn – Biesdorf/Süd auf dem für 220 kV errichteten Leitungsabschnitt Biesdorf/Süd – Wuhlheide („Punkt Biesdorf/Süd" genannt) eine neue 380-kV-Leitung mit zwei Stromkreisen auf einer Länge von ca. 4 km zum UW Wuhlheide zu errichten.

Das Projekt beinhaltet die Erweiterung der 380-kV-Anlage des UW Marzahn für den Anschluss der auf den 380-kV-Betrieb umzustellenden Verbindung Marzahn – Wuhlheide sowie die 380-kV-Verstärkung des 220/110-kV-Umspannwerks Wuhlheide für dessen Umstellung auf den 380-kV-Betrieb inkl. 380/110-kV-Transformatoren (im Begleitdokument Punktmaßnahmen ausgewiesen) und den Aufbau einer 380/220-kV-Netzkupplung im UW Wuhlheide für den Betrieb des verbleibenden 220-kV-Leitungsabschnittes zwischen den UW Wuhlheide und Berlin/Südost.

Das Gesamtprojekt der Umstrukturierung des südöstlichen Berliner Ringes (aktuelle 220-kV-Verbindung Marzahn – Wuhlheide – Thyrow) umfasst in der Ausbauperspektive als weiteres, hier nicht dargestelltes Projekt die 380-kV-Netzverstärkung vom UW Berlin/Südost zum UW Wuhlheide inkl. Maßnahmen in den betroffenen Anlagen.

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040			
M534a	Leitung	BE	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		4	x	x	x	x	2030-2035		✓

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Derzeit betreibt 50Hertz zwischen dem UW Teufelsbruch am westlichen und dem UW Marzahn am östlichen Stadtrand von Berlin eine 380-kV-Diagonale, die überwiegend aus Kabelanlagen besteht. Im Ostteil Berlins bestehen mit den UW Malchow und Wuhlheide weitere Netzschnittstellen zwischen dem Übertragungsnetz

und dem Verteilnetz in Berlin. Die 380-kV-Diagonale einschließlich ihrer 380/110-kV-UW wurde ursprünglich für die Versorgung der 110-kV-Teilnetze errichtet. Insbesondere die UW auf der 380-kV-Diagonale dienen der Versorgung der innerstädtischen Lastschwerpunkte Berlins. Dies sind die UW Marzahn, Friedrichshain, Mitte, Charlottenburg, Reuter und Teufelsbruch. Ab Mitte der 1990er Jahre wurde die 380-kV-Diagonale im Westen von Reuter nach Teufelsbruch und im Osten von Mitte über Friedrichshain nach Marzahn verlängert. Mit der Inbetriebnahme der kompletten Diagonale im Jahr 2000 (letztes Teilstück zwischen Friedrichshain und Marzahn) inkl. dem östlichen Anschluss an das UW Neuenhagen (Freileitung Neuenhagen – Marzahn) wurde die Diagonale zum integralen Bestandteil des umliegenden 380-kV-Übertragungsnetzes.

Durch den sich ändernden Strommarkt und die Netzintegration erneuerbarer Energien (EE), mit besonders hohem Anteil in Nordostdeutschland, wurde die 380-kV-Diagonale, zusätzlich zur Versorgung der Berliner 110-kV-Verteilnetze, mit bis heute steigenden Transitleistungsflüssen in Ost-West-Richtung belastet.

Aufgrund der Ballungsdichte bezogen auf Last und Einwohnerzahl hat 50Hertz in Berlin eine besondere Versorgungsaufgabe mit sehr hohen Sicherheits- und Zuverlässigkeitsanforderungen an die Netzvorhaltung und den Netzbetrieb.

Der aktuelle Leistungsbezug über die 380/110-kV- und 220/110-kV-Netzschnittstellen zwischen dem Übertragungs- und Verteilnetz in Berlin beträgt derzeit bis zu 2.000 MW. Ohne Einspeisung von Erzeugungsanlagen in den Verteilnetzen läge der maximale Leistungsbezug Berlins bei ca. 2.500 MW.

Für Berlin ist in den nächsten Jahren von einem hohen Lastanstieg auszugehen. Dieser resultiert vorrangig aus der Errichtung von Elektroheizern (E-Heizer) für die Fernwärmeversorgung (Power to Heat) zur Ablösung kohlegefeuerter Anlagen sowie die Reduzierung des Kraftwerkeinsatzes von gasbefeuerten Anlagen.

Mit dem Bevölkerungswachstum Berlins steigt auch der Leistungsbezug an den Netzschnittstellen. Des Weiteren wird zum Erreichen der energiepolitischen Ziele in Deutschland, insbesondere in Berlin durch die Klimaschutzvereinbarung des Landes mit Vattenfall Europe von 2009, eine deutliche Reduzierung der CO_2-Emissionswerte angestrebt. Das heißt, die bestehenden Kohlekraftwerke werden vorzugsweise durch Gas- und Dampf-Kraftwerke oder als Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen mit geringerer als der heute bestehenden elektrischen Erzeugungsleistung ersetzt oder zum Teil sogar gänzlich vom Netz genommen.

Die genannte Bevölkerungsentwicklung in Kombination mit der Veränderung der Erzeugung von elektrischer Energie führt zu neuen Rahmenbedingungen, die eine Verstärkung und einen Ausbau des Übertragungsnetzes inkl. der 380/110-kV- und 220/110-kV-Netzschnittstellen in der Region erforderlich machen.

Netzplanerische Begründung

Da sich die Versorgung der zentralen Stadtbereiche Berlins historisch bedingt auf die 380-kV-Diagonale und die dort nachgelagerten 110-kV-Teilnetze konzentriert, kann es bei Nichtverfügbarkeiten von Betriebsmitteln, z. B. in der Kombination von (planmäßiger) Wartung/Instandhaltung mit Ausfällen, bzw. bei nicht auszuschließenden Mehrfachausfällen zu Unterbrechungen in der Stromversorgung in der Hauptstadt Berlin kommen.

Berlin hat als Bundeshauptstadt, hier insbesondere das Zentrum Berlins mit dem Sitz von Bundesregierung, Bundesrat und Bundesministerien, eine besondere Relevanz, die eine jederzeit sichere Stromversorgung erfordert.

Aufgrund der massiven Auswirkungen von Kaskadeneffekten als Folge von Fehlern im Höchstspannungsnetz, die sich unmittelbar auf die Netz- und Versorgungssicherheit in den nachgelagerten Verteilnetzen auswirken können, sind besonders hohe Anforderungen an die Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit des Übertragungsnetzes in Bereichen hoher Bevölkerungs- und Infrastrukturdichte zu stellen. Dies gilt insbesondere bei Fehlern auf der 380-kV-Diagonale in Berlin. Demzufolge sind Lastschwerpunkte in Berlin möglichst über mehrere 380/110-kV-Netzschnittstellen zu versorgen sowie mit weiteren 380-kV-Anbindungen in die Innenstadt zu stützen und 380/110-kV-Umspannwerke an Lastschwerpunkten zu errichten (P531 „Netzausbau und -verstärkung Berlin“), um einen Komplettausfall und damit den oben erwähnten Kaskadeneffekt zu vermeiden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

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

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

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

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2035 (2021) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme M534a hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2035, B 2035, C 2035 und B 2040 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

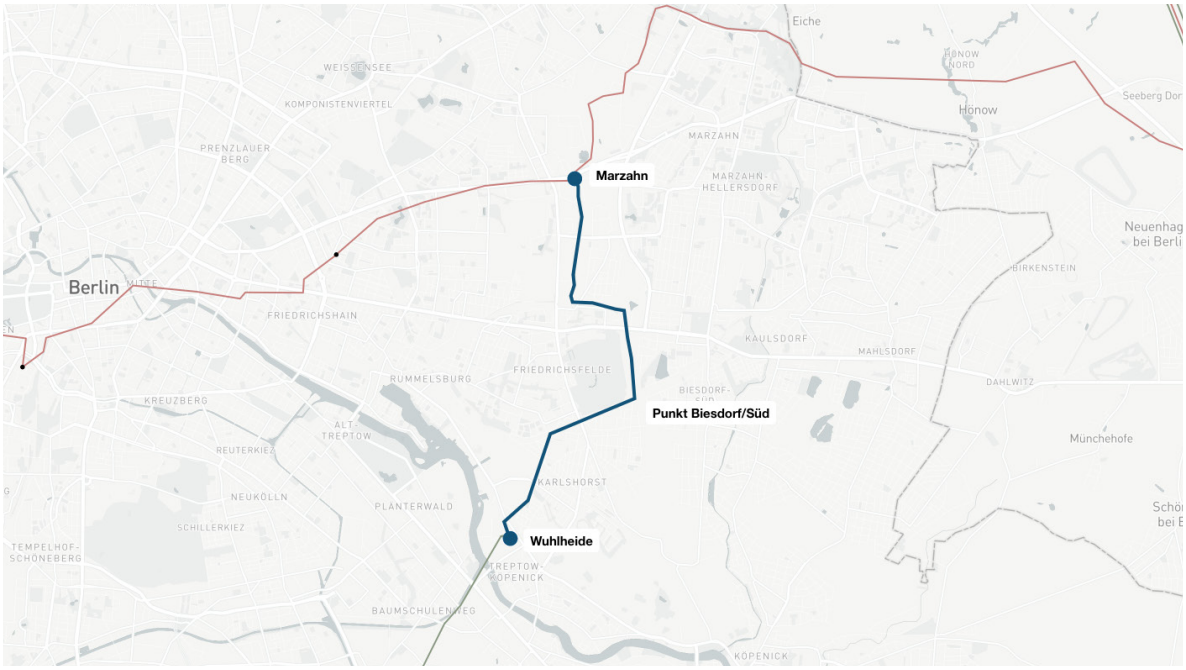
Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts). Zur Anwendung einer Netzoptimierung mittels WAFB ist jedoch der 220-kV-Leitungsabschnitt Biesdorf/Süd – Wuhlheide aufgrund seiner Spannungsebene sowie Bauweise nicht geeignet. Eine Netzverstärkung durch Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen scheidet ebenfalls aufgrund der Bauweise und Maststatik aus.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Der erwartete Lastanstieg in Berlin, insbesondere durch E-Heizer, kann nur durch die Bereitstellung entsprechender Transformatorkapazitäten in den Umspannwerken zwischen Übertragungs- und Verteilnetz gedeckt werden. An den Standorten der bestehenden Umspannwerke in Berlin ist durch städtebaulich limitierte Platzverhältnisse kein Erweiterungspotenzial für weitere Transformatoren vorhanden. Zudem wäre eine weitere Konzentration von Transformatorenleistung auf der Diagonale in ihrer heutigen Konstellation hinsichtlich Netz- und Versorgungssicherheit kontraproduktiv. Deshalb ist es notwendig, einerseits neue Standorte wie z. B. Berlin/Südost zu errichten, die zugleich die netztechnische Flexibilität erhöhen. Andererseits können bestehende UW in der Berliner Peripherie, wie Malchow und das hier genannte UW Wuhlheide, in ihrer Leistungsfähigkeit (Transformatorenleistung zum Verteilnetz) gesteigert werden.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P252 wurde im NEP 2035 (2021) erstmalig ausgewiesen und von der BNetzA bestätigt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P302: Netzverstärkung zwischen Höpfingen und Hüffenhardt

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW Nr. BBPlG 2021: 68

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt zur Erhöhung der Übertragungskapazität im Nordosten von Baden-Württemberg enthält folgende Maßnahme:

- M511: Höpfingen – Hüffenhardt
  Im Rahmen der Maßnahme ist eine HTL-Stromkreisauflage für einen zusätzlichen 380-kV-Stromkreis von Höpfingen nach Hüffenhardt notwendig (Netzverstärkung). Darüber hinaus sind Netzverstärkungsmaßnahmen in den betroffenen Schaltanlagen Höpfingen und Hüffenhardt erforderlich (Netzverstärkung).

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040			
M511	Leitung	BW	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung		46	x	x	x	x	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Bei Nord-Süd-Leistungsflüssen kommt es auf der Achse Grafenrheinfeld – Großgartach zu hohen Auslastungen und sogar Überlastungen. Betroffen ist der gesamte Bereich im Nordosten Baden-Württembergs.

Netzplanerische Begründung

Bei Ausfall des bestehenden 380-kV-Stromkreises Höpfingen – Hüffenhardt kommt es aufgrund der dann fehlenden Verbindung im Transportnetz zwischen diesen Stationen zur Verlagerung des Lastflusses in das unterlagerte Verteilnetz. Dies führt infolgedessen zu massiven Überlastungen mehrerer 110-kV-Stromkreise. Durch die Zubeseilung eines zweiten Stromkreises zwischen Höpfingen und Hüffenhardt können diese unzulässigen Überlastungen vermieden werden. Auf Basis gemeinsamer Kosten-Nutzen-Analysen der TransnetBW und des betroffenen Verteilnetzbetreiber hat sich die Zubeseilung im Transportnetz als wesentlich günstiger als ein Ausbau des Verteilnetzes herausgestellt. Zudem werden durch die Zubeseilung die Möglichkeiten auf dem vorhandenen 380-kV-Gestänge zwischen Höpfingen und Hüffenhardt optimal genutzt. Diese Variante hilft zudem, Überlastungen auf den 380-kV-Stromkreisen zwischen Stalldorf und Kupferzell zu reduzieren.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

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

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspan-

nungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2035 (2021) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.

Prüfung nach NOVA

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

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Zu der Maßnahme 511 gibt es keine sinnvollen alternativen Netzverknüpfungspunkte, da bestehende Leitungsanlagen genutzt werden.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wurde im NEP 2030 (2017) erstmalig identifiziert und wurde im NEP 2030 (2019) sowie im NEP 2035 (2021) bestätigt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P306: Netzverstärkung zwischen Neckar und Enz

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt zur Erhöhung der Übertragungskapazität im Mittleren Neckarraum enthält folgende Maßnahme:

- M518: Großgartach – Pulverdingen
  Die Maßnahme ist eine 380-kV-Netzverstärkung von 220-kV- und 380-kV-Leitungsanlagen zwischen Großgartach und Pulverdingen zur Schaffung eines zusätzlichen dritten 380-kV-Stromkreises.

Es sind auch Netzverstärkungsmaßnahmen in den betroffenen Schaltanlagen erforderlich.

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040			
M518	Leitung	BW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau, Errichtung einer Leitung: Parallelneubau, Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung		39	x	x	x	x	2035		—

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

In diesem Bereich verläuft in Baden-Württemberg die Haupttransitachse vom Nordosten aus Bayern Richtung Süden in die Schweiz. Die 380-kV-Stromkreise im nördlichen Teil des Großraums Stuttgart versorgen die betroffenen Kunden mit elektrischer Energie. Neben den zahlreichen konventionellen Erzeugungsanlagen am Neckar speist zudem zukünftig in Großgartach eine Verbindung des SuedLink ein.

Netzplanerische Begründung

Diese Maßnahme stärkt die Transportachse von Großgartach nach Süden und weiter in den mittleren Neckarraum. Bei Ausfall eines Stromkreises Großgartach – Pulverdingen kann es schon heute zu Überlastungen kommen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Eine anderweitige Planungsmöglichkeit wäre ein Parallelneubau entlang der bestehenden direkten Trasse zwischen Großgartach und Pulverdingen. Im Gegensatz dazu kann die vorgeschlagene Maßnahme jedoch größtenteils als Ersatzneubau einer bestehenden Trasse realisiert werden und wird daher favorisiert.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Eine anderweitige Planungsmöglichkeit wäre ein Parallelneubau entlang der bestehenden direkten Trasse zwischen Großgartach und Pulverdingen. Im Gegensatz dazu kann die vorgeschlagene Maßnahme jedoch größtenteils als Ersatzneubau einer bestehenden Trasse realisiert werden und wird daher favorisiert.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2035 (2021) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.

Prüfung nach NOVA

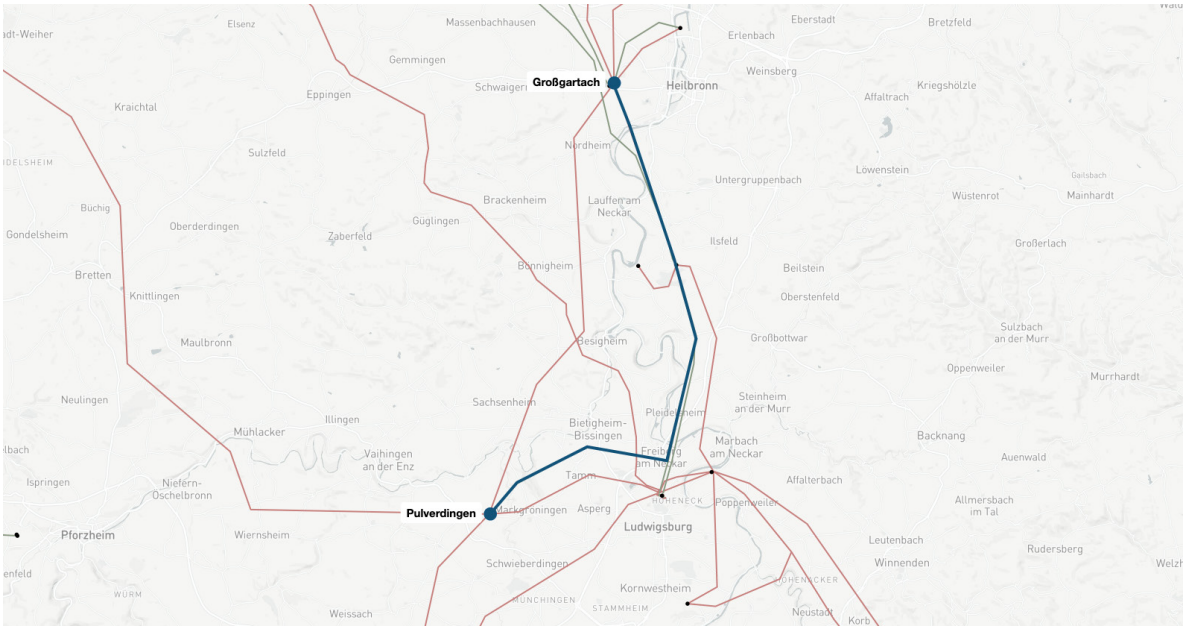
Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Sowohl in Großgartach als auch in Pulverdingen liegt bereits ein vermaschter Netzknoten vor, der als Endpunkt geeignet ist. Da zudem größtenteils bestehende Leitungsanlagen genutzt werden, gibt es im Hinblick auf das NOVA-Kriterium keine sinnvollen alternativen Netzverknüpfungspunkte.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt 306 wurde bereits im NEP 2025, NEP 2030 (2017) und NEP 2030 (2019) identifiziert.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P313: Netzausbau der grenzüberschreitenden Kuppelkapazität zwischen Deutschland und Belgien (Zweiter Interkonnektor Deutschland – Belgien)

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Nr. TYNDP 2020: 225

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Deutschland und Belgien. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M488: Interkonnektor Deutschland – Belgien
  Die Verbindung ist zwischen den bestehenden Umspannanlagen in Dahlem im Kreis Euskirchen (Amprion) und Gramme (Elia, Belgien) geplant (Netzausbau). Die finalen Netzverknüpfungspunkte sind maßgeblich von der Trassenrealisierbarkeit und dem Untersuchungsergebnis der laufenden Abstimmungen mit Elia abhängig. Das Projekt ist als HGÜ-Leitung geplant. Für eine HGÜ-Verbindung mit einer Übertragungskapazität von mindestens 1 GW ist der Neubau von je einer Konverterstation an beiden Endpunkten erforderlich (Netzausbau). In Abhängigkeit der Festlegung des Netzverknüpfungspunktes ist eine neue 380-kV-Anlage zu errichten und an die 380-kV-Stromkreise zwischen Oberzier und Niederstedem anzuschließen, oder die bestehende 380-kV-Anlage in Dahlem neu zu errichten (Netzausbau). Auf belgischer Seite ist der belgische Übertragungsnetzbetreiber Elia für die Umsetzung verantwortlich.

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand			
M488	Leitung	NW	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	15		2035	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Mit den Beschlüssen des deutschen Bundestages im Sommer 2011 zum Ausstieg aus der Kernenergie bis spätestens Ende 2022 und mit dem in Belgien festgelegten Kernenergieausstieg bis zum Jahr 2025 geht ein struktureller Wandel der elektrischen Energieversorgung in beiden Ländern einher. Das gemeinsame Hauptmerkmal liegt hierbei im verstärkten Zubau von erneuerbaren Energien und im Rückbau konventioneller Kraftwerkskapazitäten (Interkonnektor). In der EU sind die Übertragungsnetze aller Länder mit Interkonnektoren verbunden. Sie ermöglichen einerseits einen grenzüberschreitenden Stromhandel und erhöhen andererseits die Versorgungssicherheit. Die nationalen Übertragungsnetze und die verbindenden Interkonnektoren zwischen den Ländern bilden gemeinsam das europäische Verbundnetz.

Netzplanerische Begründung

Infolge der o. g. Entwicklung ist eine Erhöhung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten notwendig, um den Austausch zwischen den beiden Märkten und damit den Zugang zu einer größeren gesicherten Leistung auch zukünftig zu ermöglichen.

Mit der Realisierung des Projekts wird zusätzliche Marktkapazität für den europäischen Energiemarkt bereitgestellt. Außerdem trägt die neue Verbindung auch vor dem Hintergrund der signifikanten Änderungen der Erzeugungsstruktur zur Integration der erneuerbaren Energien sowie zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit bei.

Auf Basis von Marktuntersuchungen wurde ein positiver Einfluss des geplanten Interkonnektors auf den europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt nachgewiesen. Die Analysen haben gezeigt, dass durch das Projekt ein volkswirtschaftlicher Gewinn für diesen entsteht. Zusätzlich wird durch die Maßnahme ein signifikanter Beitrag zur Versorgungsicherheit in Belgien und Deutschland geleistet.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

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

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

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

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2035 (2021) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.

Das Projekt hat sich in den Kosten-Nutzen-Analysen für die Szenarien B 2035 und B 2040 als vorteilhaft erwiesen (siehe Abschnitt Kosten-Nutzen-Analyse).

Die HGÜ-Technik bietet sich durch ihren steuerbaren bidirektionalen Leistungsfluss bei einem gleichzeitig geringen Landschaftsverbrauch an. Durch die Vielzahl der bereits heute existierenden und sich in Planung befindlichen Leistungsflussgesteuerten Interkonnektoren (DE – NL, NL – BE, DE – BE) würde eine ungesteuerte Lösung zu einer Überlastung führen. Daher bietet sich für dieses Projekt die Ausführung als HGÜ-Verbindung an. Dies ermöglicht den Energiemix in beiden Ländern auszubalancieren und erleichtert somit zusätzlich die Integration von volatil einspeisenden Erneuerbaren Energien.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Da die im November 2020 fertig gestellte erste Verbindung zwischen Deutschland und Belgien (ALEGrO) nicht verstärkt werden kann, ist der Neubau in neuer Trasse die einzige Alternative. Ein Ausbau der bestehenden Netzinfrastruktur erfolgt durch die Maßnahme M488.

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternative Netzverknüpfungspunkte für dieses Projekt sind grundsätzlich denkbar, jedoch in Bezug auf die volkswirtschaftlichen Kosten vor dem Hintergrund netzplanerischer Aspekte und die weitere Rauminanspruchnahme wesentlich schlechter.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P313 wurde im NEP 2030 (2017) erstmalig identifiziert und von der Bundesnetzagentur im NEP 2030 (2017) sowie im NEP 2035 (2021) bestätigt.

Kosten-Nutzen-Analyse

Analog zum Vorgehen im TYNDP werden im diesjährigen NEP Interkonnektoren, die nicht Teil des EnLAG oder BBPlG sind, einer volkswirtschaftlichen Kosten-Nutzen-Analyse unterzogen. Hierzu gehört auch das Projekt P313.

Die Vorgehensweise bei der Erstellung der Kosten-Nutzen-Analyse wird in Kapitel 5.4 des NEP-Berichts näher beschrieben.

Die Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse aus dem TYNDP 2020 sind nicht Teil der im Rahmen des NEP-Prozesses übermittelten Daten und hier nur informatorisch aufgeführt.

Kosten-Nutzen-Analyse Interkonnektor Deutschland – Belgien (P313)

Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse auf Basis des Szenarios B 2035

	SEW in M€/Jahr	Änderung CO_2-Ausstoß in kt/Jahr	Integration Erneuerbare in GWh/Jahr	Monetarisierung EE M€/Jahr	Änderung Netzverluste in GWh/Jahr	Änderung Netzverluste in M€/Jahr	Vermiedener Redispatch in GWh/Jahr	Klimafolgekosten in M€/Jahr
Marktsimulation	96	-400	200	20	-	-	-	-59
innerdeutscher Redispatch	-19	99	-152	-15	492	16	-296	15
Gesamt	78	-301	48	5	492	16	-296	-44

SEW: Socio-Economic Welfare
CO_2: negatives Vorzeichen bedeutet eine Reduktion des CO_2-Ausstoßes
Netzverluste: positives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der Netzverluste
Redispatch-Menge (RD-Menge): negatives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der notwendigen Redispatchmenge
Klimafolgekosten: positives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der Klimafolgekosten

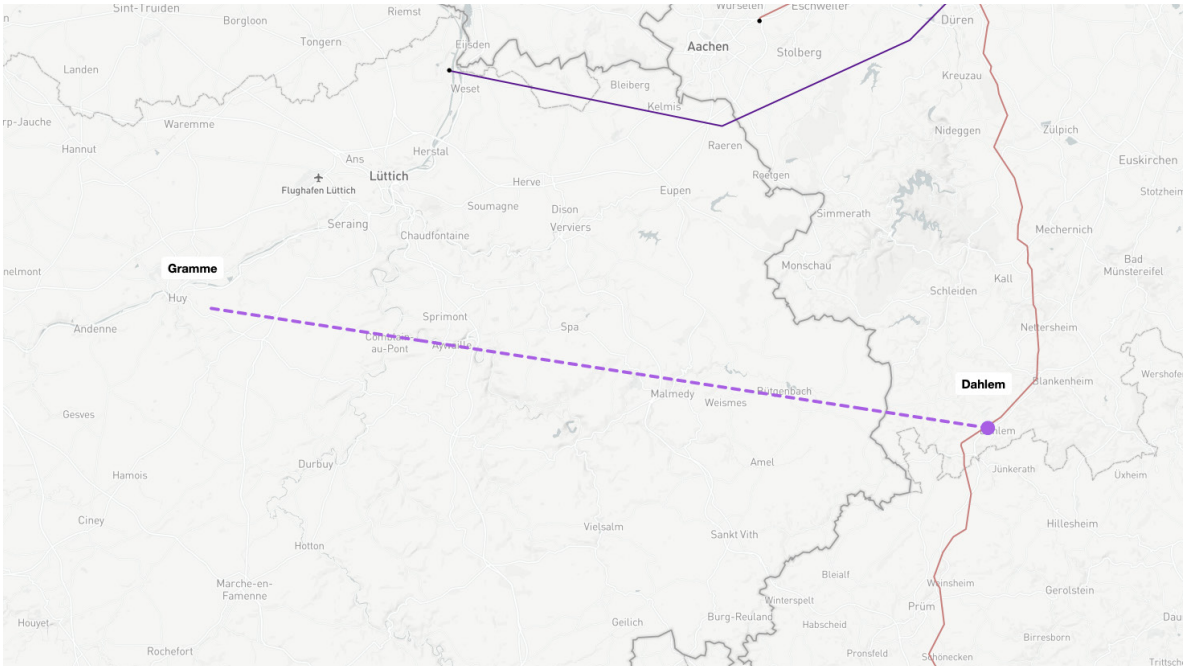
Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse des TYNDP 2020

Szenario	SEW M€/Jahr	Änderung CO_2-Ausstoß kt/Jahr	Integration Erneuerbare GWh/Jahr	Änderung Netzverluste GWh/Jahr	Änderung Netzverluste M€/Jahr	CAPEX M€	OPEX M€/Jahr
NT 2025	7	-6	230	-	-	600	4,8
NT 2030	23	-194	663	-	-		
DE 2030	27	-404	345	-	-		
GA 2030	25	-386	279	-	-		
CT 2030	11	-81	288	-	-		
		+ Erhöhung		+ Erhöhung	+ Erhöhung		

SEW: Socio-Economic Welfare
CO_2: negatives Vorzeichen bedeutet eine Reduktion des CO_2-Ausstoßes
Netzverluste: positives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der Netzverluste
Redispatch-Menge (RD-Menge): negatives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der notwendigen Redispatchmenge
Klimafolgekosten: positives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der Klimafolgekosten

Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse auf Basis des Szenarios B 2040

	SEW in M€/Jahr	Änderung CO_2-Ausstoß in kt/Jahr	Integration Erneuerbare in GWh/Jahr	Monetarisierung EE M€/Jahr	Änderung Netzverluste in GWh/Jahr	Änderung Netzverluste in M€/Jahr	Vermiedener Redispatch in GWh/Jahr	Klimafolgekosten in M€/Jahr
Marktsimulation	113	-287	450	45	-	-	-	-38
innerdeutscher Redispatch	-31	101	-274	-27	385	18	-386	13
Gesamt	82	-186	176	18	385	18	-386	-25



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P314: Leistungsflusssteuerung zwischen Uchtelfangen und Vigy

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Transportkapazität zwischen Deutschland und Frankreich. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M489: Phasenschiebertransformatoren in Ensdorf:
  Im Rahmen des Projekts P170 Uchtelfangen – Ensdorf – Vigy (Frankreich) ist eine Erhöhung der grenzüberschreitenden Transportkapazität zwischen Deutschland und Frankreich erforderlich. Um diese neugeschaffene Kapazität optimal nutzen zu können, wurde darüber hinaus die Notwendigkeit der Leistungsflusssteuerung durch Phasenschiebertransformatoren in Ensdorf identifiziert (Netzoptimierung).

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040			
M489	Anlage	SL	NO	horizontal			x	x	x	x	2027, 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

In Starkwind-Situationen kann es durch die im Norden Deutschlands installierten Windenergieanlagen zu erhöhten Leistungstransiten in Richtung Frankreich kommen. Dadurch können Engpässe auf den grenzüberschreitenden Transportleitungen entstehen.

Darüber hinaus ist die fortschreitende Integration des europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes seit Jahren ein Kernziel der Energiepolitik der Europäischen Union. Um diesem gerecht zu werden, bedarf es der Erhöhung grenzüberschreitender Transportkapazitäten, um den uneingeschränkten Energieaustausch zwischen den Märkten sicherzustellen.

Netzplanerische Begründung

Mit der Leistungsflusssteuerung kann die im Projekt P170 Uchtelfangen – Ensdorf – Vigy (Frankreich) geschaffene Transportkapazität maximal ausgenutzt werden. Die Übertragungskapazität in dieser Region wird somit durch dieses Projekt optimiert. Ebenso tragen die Phasenschiebertransformatoren zu einer optimierten Leistungsflusssteuerung auf dem bestehenden Interkonnektor zwischen Deutschland und Frankreich bei. Weiterhin werden Überlastungen auf bestehenden Leitungen im deutschen Übertragungsnetz behoben.

Darüber hinaus leistet diese Netzverstärkung auch in Zeiten geringer Einspeisung aus erneuerbaren Energien einen netzseitigen Beitrag zur Erhöhung der Versorgungssicherheit Deutschlands.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet.

Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

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

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2035 (2021) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.

Das Projekt hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2035, B 2035, C 2035 und B 2040 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Eine Optimierung der bestehenden Infrastruktur konnte mit M489 durchgeführt werden.

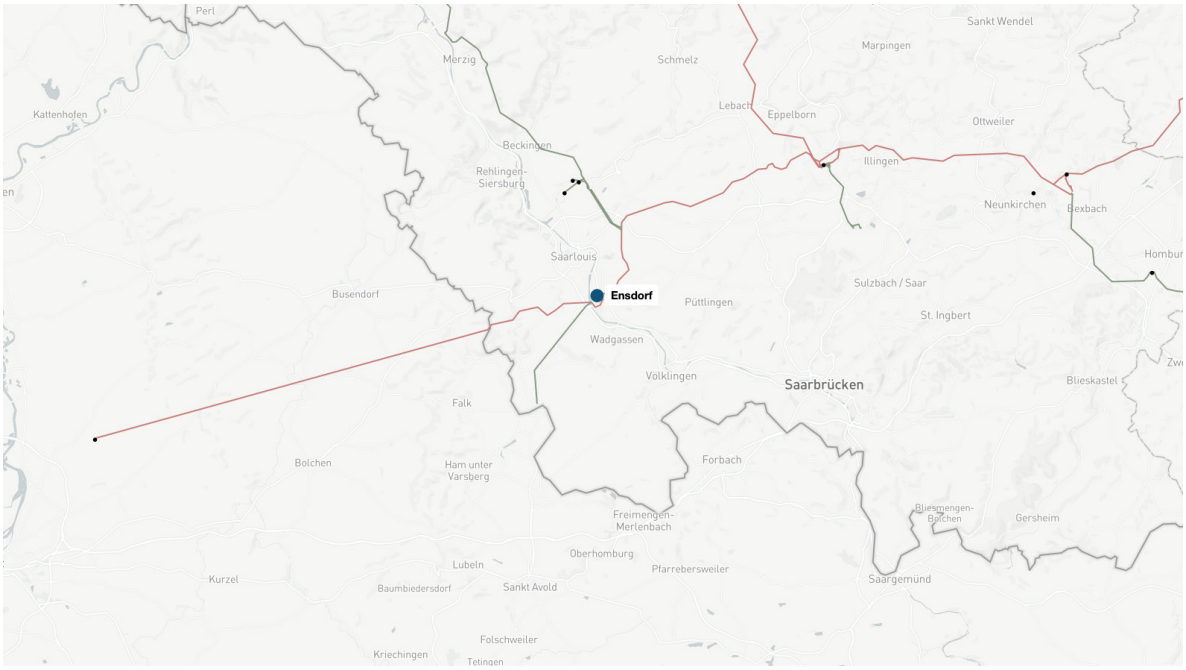
Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternativ zu der beschriebenen Maßnahme M489 könnte eine 380-kV-Leitung mit zwei Stromkreisen zwischen Uchtelfangen und einer Station in Frankreich beispielsweise Saint-Avold als Neubau in teilweise neuer bzw. bestehender Trasse vorgenommen werden. Diese Planungsalternative ist im Vergleich mit der vorgeschlagenen Maßnahme M489 im Hinblick auf das NOVA-Prinzip nicht vorzugswürdig und wurde deshalb verworfen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P314 wurde im NEP 2030 (2017) erstmalig identifiziert und von der Bundesnetzagentur im NEP 2030 (2017), im NEP 2030 (2019) sowie im NEP 2035 (2021) bestätigt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P315: Netzausbau Hanekenfähr – Gronau

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion Nr. BBPlG 2021: 63

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Transportkapazität zwischen Hanekenfähr und Gronau. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M491: Hanekenfähr – Gronau:
  Die Stromkreise der bestehenden Leitung zwischen Hanekenfähr und Gronau werden für eine erhöhte Stromtragfähigkeit verstärkt (Netzverstärkung). Dies kann durch den Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen (HTLS) auf der bestehenden Leitung oder, wenn dies nicht möglich ist, durch den Neubau in bestehender Trasse erfolgen. Im Falle einer HTLS-Umbeseilung kann die Verstärkung oder der Neubau der Masten erforderlich werden.
  Zusätzlich sollen zwei weitere 380-kV-Stromkreise als Neubau zwischen Hanekenfähr und Gronau errichtet werden. Für die Einführung der zusätzlichen beiden 380-kV-Stromkreise in die Station Hanekenfähr muss die 380-kV-Station Hanekenfähr erweitert werden. Zudem müssen aus platztechnischen Gründen die 220-kV-Stromkreise zwischen Hanekenfähr und Amelsbüren sowie zwischen Hanekenfähr und Gronau entfallen. Mit der Demontage der 220-kV-Stromkreise entfällt die 220-kV-Ebene in Hanekenfähr. Folglich muss der 220/110-kV-Transformator in Hanekenfähr durch einen 380/110-kV-Transformator ersetzt werden. Die Blöcke B2 und C2 des Kraftwerks Emsland, die heute in die 220-kV-Ebene in Hanekenfähr einspeisen, müssen zur Ermöglichung der Einspeisung an die 380-kV-Ebene angeschlossen werden. Auch die Station Amelsbüren muss für eine redundante Versorgung von der 220-kV- auf die 380-kV-Ebene umgestellt werden (Stationsneubau).
  Des Weiteren ist die Errichtung von zwei baugleichen Phasenschiebertransformatoren zur Leistungssteuerung in Richtung Niederlande notwendig (Netzoptimierung). In der Bestandsanlage Gronau ist die Errichtung der Phasenschiebertransformatoren aus platztechnischen Gründen nicht möglich. Deshalb ist die Errichtung einer neuen 380-kV-Station entlang der bestehenden Trasse in Richtung Öchtel oder Hengelo erforderlich. Bei letzterer Option sind die Stromkreise nach Hengelo für eine erhöhte Stromtragfähigkeit zwischen Gronau und der neu zu errichtenden 380-kV-Station zu verstärken. Dies kann entweder durch den Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen (HTLS) auf der bestehenden Leitung oder, wenn dies nicht möglich ist, durch den Leitungsneubau in bestehender Trasse erfolgen. Im Falle einer HTLS-Umbeseilung kann die Verstärkung oder der Neubau der Masten erforderlich werden.
  Der bestehende Schrägregeltransformator in der Station Gronau kann entfallen. Wegen des Entfallens des 220-kV-Stromkreises zwischen Hanekenfähr und Gronau, muss der 220/110-kV-Transformator in der Station Gronau durch einen 380/110-kV-Transformator ersetzt werden. Der Stromkreis in Richtung Kusenhorst wird zur (n-1)-sicheren Versorgung der 380/110-kV-Transformatoren in die Station Gronau eingeschleift.
  Die Station Gronau ist hierfür zu erweitern.

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040			
M491	Leitung	NI, NW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau, Errichtung einer Leitung: Parallelneubau		94	x	x	x	x	2033, 2034	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Norddeutschland ist charakterisiert durch eine Vielzahl von regenerativen Onshore- und Offshore-Energiequellen. Bei hoher regenerativer Einspeisung aus diesen Anlagen übersteigt die erzeugte Leistung den Bedarf der norddeutschen Lasten wesentlich. Durch dieses Projekt und die bestehende Netzinfrastruktur kann die regenerative Einspeisung abtransportiert werden.

Netzplanerische Begründung

Über die zwei bestehenden 380-kV-Stromkreise zwischen Hanekenfähr und Gronau wird ein großer Teil der in Norddeutschland erzeugten Onshore- und Offshore Windenergieleistung in das nördliche Netzgebiet von Amprion eingeleitet. Zukünftig wird die Menge dieser Einspeisungen zunehmen, sodass es zu Engpässen auf den bestehenden 380-kV-Nord-Süd-Verbindungen kommt.

Ziel ist es, die Transportkapazität zwischen Hanekenfähr und Gronau zu erhöhen und die Energie engpassfrei in die Verbraucherschwerpunkte im Westen und Süden Deutschlands transportieren zu können.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

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

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

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

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2035 (2021) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.

Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2035, B 2035 , C 2035 und B 2040 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Die Erhöhung der Kapazität der bestehenden Netzinfrastruktur kann durch die Maßnahme M491 in den bestehenden Trassenräumen realisiert werden.

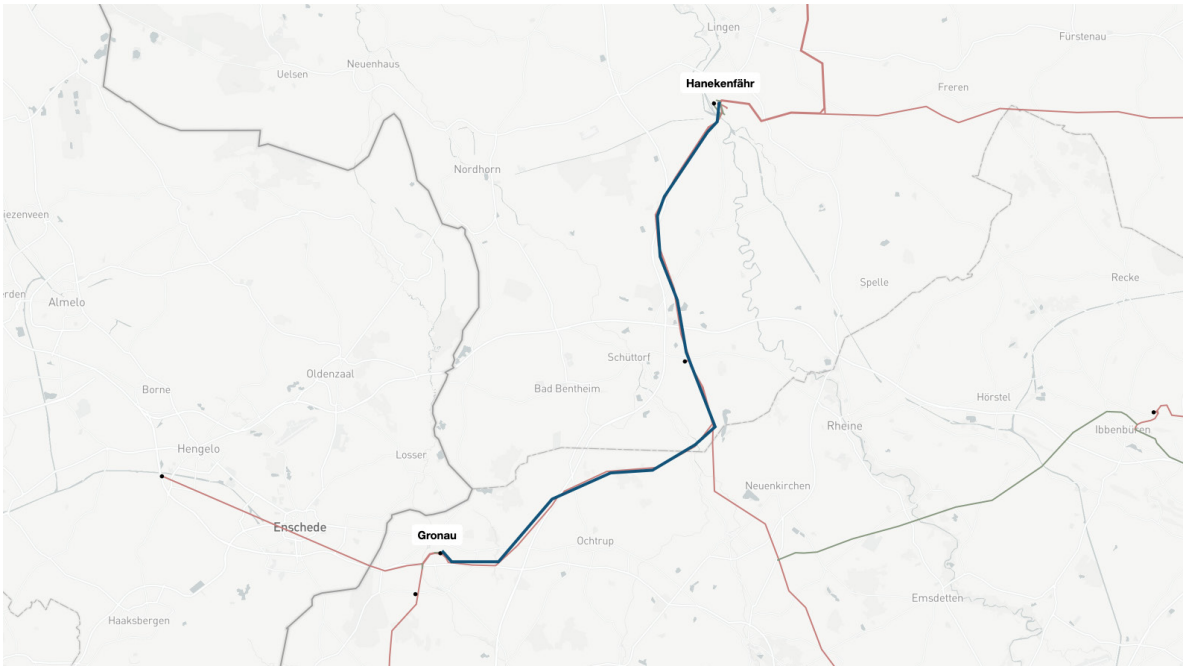
Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahmen werden unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternativ zu der beschriebenen Maßnahme M491 könnte eine 380-kV-Leitung mit zwei Stromkreisen zwischen Hanekenfähr und Kusenhorst als Neubau in neuer Trasse vorgenommen werden. Diese Planungsalternative ist im Vergleich mit der vorgeschlagenen Maßnahme M491 im Hinblick auf das NOVA-Prinzip nicht vorzugswürdig und wurde deshalb verworfen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P315 wurde im NEP 2030 (2017) erstmalig identifiziert und im NEP 2030 (2017), im NEP 2030 (2019) sowie im NEP 2035 (2021) von der Bundesnetzagentur bestätigt. Es ist als Vorhaben Nr. 63 im Bundesbedarfsplan enthalten.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P327: Leistungsflusssteuerung in der Region Siegerland (Ad hoc-Maßnahme)

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität im Großraum Siegerland. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M522: Ad hoc-Maßnahme leistungsflusssteuerndes Betriebsmittel in der Region Siegerland
  Für die Achsen, die einen Nord-Süd-Transit in der oben genannten Region führen, ist die Steuerung des Leistungsflusses erforderlich. Nach aktuellem Planungsstand ist eine Errichtung von neuen leistungsflusssteuernden Betriebsmitteln in einer bestehenden oder neu zu errichtenden 380-kV-Schaltanlage notwendig. Die technische Ausführung wird im Rahmen der Detailplanung festgelegt (Netzverstärkung).

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040			
M522	Anlage	NW	NO	horizontal			x	x	x	x	2023, 2026	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Region Siegerland ist eine ländlich geprägte Region, in der vereinzelte Lastzentren durch die Nachfrage in den Städten bestehen. Der Ausbau der erneuerbaren Energien erfolgt im Wesentlichen durch den Ausbau der Windenergieanlagen in den dünn besiedelten Flächen und dem punktuellen Zubau von Photovoltaik und Biomasse-Anlagen. Die Netzinfrastruktur übernimmt bereits heute eine wichtige Aufgabe beim Transport der Leistung aus erneuerbaren Energiequellen direkt aus dem Siegerland aber auch aus den benachbarten Regionen in Richtung Süden. Insbesondere die Transportaufgabe Richtung Süden und Osten wird durch den zukünftigen Ausbau von erneuerbaren Energien (beispielsweise Windkraft) und den lastnahen Anschluss dieser Erzeugungskapazitäten weiter zunehmen.

Netzplanerische Begründung

Bis zur vollständigen Umsetzung der Maßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan sind Ad-hoc-Maßnahmen notwendig, um Engpässe im Übertragungsnetz zu reduzieren. Damit werden der Redispatch-Aufwand sowie Maßnahmen des Einspeisemanagements erneuerbarer Energien verringert. Die Wirksamkeit von Ad-hoc-Maßnahmen fokussiert zunächst auf das Zeitfenster zwischen der Fertigstellung der betrachteten Maßnahme und der vollständigen Umsetzung der entsprechenden, für das Zieljahr als erforderlich und wirksam nachgewiesenen Maßnahmen aus dem NEP.

Darüber hinaus dienen die leistungsflusssteuernden Betriebsmittel auch in dem Zielnetz für 2035 der Steuerung und Optimierung der Leistungsflüsse im AC-Höchstspannungsnetz. Dadurch reduzieren sie mittel- und langfristig den ansonsten erforderlichen Bedarf an Netzverstärkungs- oder -ausbaumaßnahmen.

Die Netzanalysen haben eine Überlastung auf den betreffenden Leitungen zwischen Kruckel und Dauersberg sowie weitergehend von Dauersberg in Richtung Süden und Osten identifiziert. Die Übertragungskapazität in dieser Region wird durch die Steuerung der Leistungsflüsse im Großraum Siegerland erreicht. Mit dem Projekt werden die Überlastungen reduziert.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

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

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

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

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2035 (2021) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.

Die Maßnahme M522 hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2035, B 2035, C 2035 und B 2040 als erforderlich erwiesen.

Darüber hinaus wurden im NEP 2030 (2019) in einem zusätzlichen Szenario B 2025 Ad hoc-Maßnahmen geprüft. Die Maßnahme M522 hat sich anhand von Redispatch-Analysen im Szenario B 2025 als sinnvoll und erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahme M522 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen.

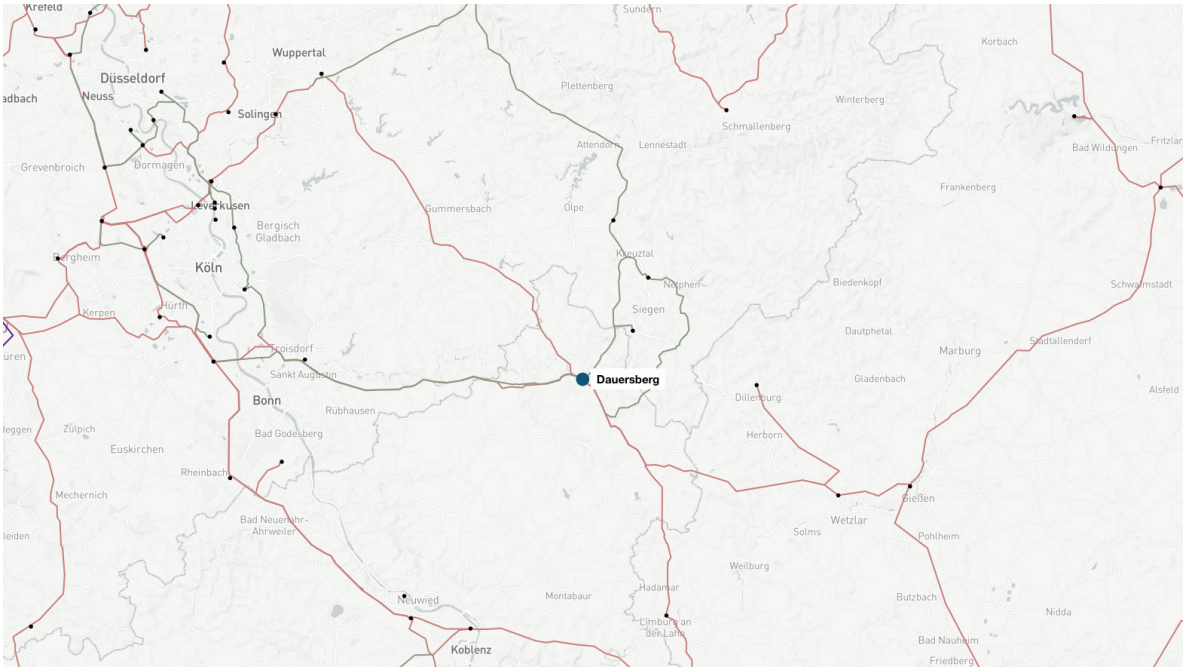
Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahme wurde unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternative Netzverknüpfungspunkte für dieses Projekt sind grundsätzlich denkbar, jedoch in Bezug auf die volkswirtschaftlichen Kosten vor dem Hintergrund netzplanerischer Aspekte und die weitere Rauminanspruchnahme wesentlich schlechter.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P327 wurde im NEP 2030 (2017) erstmalig identifiziert und von der Bundesnetzagentur als Ad-hoc-Maßnahme im NEP 2030 (2017), im NEP 2030 (2019) sowie im NEP 2035 (2021) bestätigt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P328: DC-Netzausbau: Errichtung eines DC-Interkonnektors zwischen Deutschland und Großbritannien (NeuConnect)

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Nr. BBPlG 2021: 70

Nr. TYNDP 2020: 309

Beschreibung des geplanten Projekts

Zwischen Großbritannien und Deutschland ist von einem Drittinvestor eine direkte Gleichstromverbindung geplant. Für den landseitigen Anschluss in Deutschland ist seitens des für den Netzanschluss zuständigen Übertragungsnetzbetreibers TenneT das Umspannwerk Fedderwarden benannt worden.

Das Projekt enthält die folgende Maßnahme:

- M534: Fedderwarden – Großbritannien
  Von Fedderwarden nach Großbritannien (Isle of Grain) ist die Errichtung einer 720 km langen Gleichstromverbindung mit einer Kapazität von 1,4 GW geplant (Netzausbau). Das Projekt wird ausschließlich als DC-Seekabel bzw. landseitig bis zum Netzanschlusspunkt Fedderwarden als DC-Erdkabel errichtet. Im Zuge des Projekts ist die 380-kV-Schaltanlage Fedderwarden zum Anschluss des landseitigen Konverters zu verstärken (Netzverstärkung).

Vom niederländischen Sektor kommend verläuft die Seetrasse zunächst auf einer Länge von ca. 90 km durch die deutsche AWZ der Nordsee. Nach einem Übergang zum Küstenmeer im östlichen Bereich des Grenzkorridors III erstreckt sie sich ca. 90 km durch das deutsche Küstenmeer bis zum präferierten Anlandungspunkt über die Jade bei Hooksiel und führt anschließend als Landkabel bis zur Konverterstation in der Nähe der Schaltanlage Fedderwarden.

Weitere Informationen zum Projekt sind verfügbar unter: neuconnect-interconnector.com/

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040			
M534	Leitung	NI	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	200		x	x	x	x	2025	3: Vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG	✓

Begründung des geplanten Projekts

Das Projekt ist in mit der Nummer 309 in den TYNDP 2018 aufgenommen worden. In diesem Zusammenhang hat die BNetzA im genehmigten Szenariorahmenentwurf für den NEP 2030 (2019) die Aufnahme in den NEP 2030 (2019) vorgesehen.

Auf Basis der von den ÜNB durchgeführten Kosten-Nutzen-Analyse (siehe Steckbrief im Anhang zum NEP 2030 (2019)) hat die BNetzA das Projekt im Rahmen des NEP 2030 (2019) sowie im NEP 2035 (2021) bestätigt. Es wurde als Vorhaben Nr. 70 in den Bundesbedarfsplan aufgenommen.

Da das Projekt von einem Drittinvestor geplant wird, sind die technischen Details des Projekts den ÜNB nicht bekannt. Die Gesamtkosten werden vom Investor mit 1,6 Mrd. € angegeben. Diese Kosten wurden von den ÜNB nicht in den Gesamtkosten der Szenarien des NEP 2035 (2021) berücksichtigt, da diese nicht bei den deutschen ÜNB anfallen und insofern nicht von den deutschen Netzkunden zu tragen sind.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P330: Netzverstärkung Tauber 2

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt zur Erhöhung der Übertragungskapazität im Nordosten von Baden-Württemberg enthält folgende Maßnahme:

- M550: Punkt Rittershausen – Höpfingen
  Im Rahmen der Maßnahme ist eine Verstärkung durch HTL-Umbeseilung des bestehenden Stromkreises zwischen Punkt Rittershausen und Höpfingen vorgesehen (Netzverstärkung). Zusätzlich ist die Schaltanlage in Höpfingen zu verstärken.

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040			
M550	Leitung	BY, BW	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung		42,3	x	x	x	x	2035		—

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Bei Nord-Süd-Leistungsflüssen kommt es auf der Achse Grafenrheinfeld – Großgartach zu hohen Auslastungen und sogar Überlastungen. Betroffen ist der gesamte Bereich im Nordosten Baden-Württembergs.

Netzplanerische Begründung

Durch die HTL-Umbeseilung des bestehenden Stromkreises zwischen Punkt Rittershausen und Höpfingen werden die aktuellen Möglichkeiten auf diesem Gestänge optimal genutzt.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

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

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

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

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2035 (2021) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.

Prüfung nach NOVA

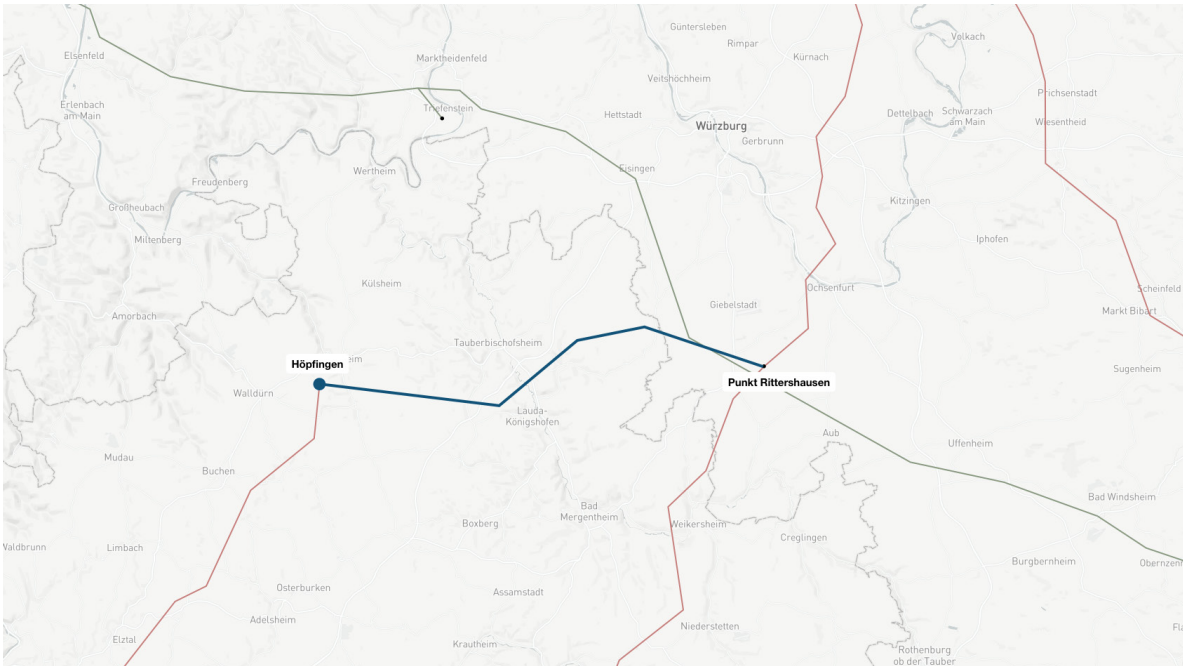
Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Für die Maßnahme M550 gibt es im Hinblick auf das NOVA-Kriterium keine vorzugswürdigen alternativen Netzverknüpfungspunkte.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wurde im NEP 2030 (2017) erstmalig identifiziert.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P353: Querregeltransformatoren (PST) in Twistetal (Ad-hoc-Maßnahme)

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Steuerung der Leistungsflüsse über die Leitung Twistetal – Borken und enthält folgende Maßnahme:

- M532: Ad-hoc-Maßnahme Querregeltransformatoren (PST) in Twistetal
  Zur Vermeidung von Redispatch- und Einspeisemanagement-Maßnahmen sowie zur Optimierung der Leistungsflüsse in Hessen ist die Steuerung des Leistungsflusses durch Querregeltransformatoren erforderlich. Hierzu werden in der 380-kV-Schaltanlage Twistetal vier PST errichtet (Netzoptimierung).

Im Datensatz des NEP 2035 (2021) erfolgte die Positionierung der PST entlang der zu steuernden Leitung von Twistetal nach Borken. Inwiefern die PST in der bestehenden Schaltanlage positioniert werden können oder ob die Betriebsmittel auf einem neuen Grundstück unterhalb der 380-kV-Leitung errichtet werden müssen, kann erst im Rahmen der weiteren detaillierten Planungen geprüft werden.

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040			
M532	Anlage	HE	NO	horizontal			x	x	x	x	2025	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Region ist geprägt durch hohe Leistungsflüsse zur Abführung von Strom aus erneuerbaren Energien nach Süddeutschland.

Netzplanerische Begründung

Ad-hoc-Maßnahmen sind notwendig, um bis zur vollständigen Umsetzung der Maßnahmen aus dem NEP Engpässe im Netz zu reduzieren und damit Redispatch-Aufwand sowie Einspeisemanagement-Maßnahmen zu verringern. Die Wirksamkeit von Ad-hoc-Maßnahmen fokussiert zunächst auf das Zeitfenster zwischen der Fertigstellung der betrachteten Maßnahme und der vollständigen Umsetzung der entsprechenden, für das Zieljahr als erforderlich und wirksam nachgewiesenen Maßnahmen aus dem NEP.

Darüber hinaus dienen die Phasenschiebertransformatoren auch in den Zielnetzen für 2035 und 2040 der Steuerung und Optimierung der Leistungsflüsse im AC-Höchstspannungsnetz. Dadurch reduzieren sie mittel- und langfristig den ansonsten erforderlichen Bedarf an Netzverstärkungs- oder -ausbaumaßnahmen.

Die bestehende Leitung ist ein wesentlicher Ost–West und Nord–Süd-Transportkanal. Bei Ausfall eines Stromkreises ist der parallele Stromkreis unzulässig hoch belastet.

Der Raum Twistetal bzw. Borken ist besonders geeignet für leistungsflusssteuernde Maßnahmen, da von dort gleich mehrere Hauptachsen (Nord –Süd, West – Ost) in Hessen effizient gesteuert werden können. Die Steuerung erfolgt direkt in den beiden Stromkreisen auf der Achse Twistetal – Borken. Indirekt können die angrenzenden Achsen Borken – Gießen/Nord und Borken – Mecklar beeinflusst werden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

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

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

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

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2035 (2021) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme M532 hat sich für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2035, B 2035, C 2035 und B 2040 als weiterhin erforderlich erwiesen. Darüber hinaus hat sich die Maßnahme M532 anhand von Redispatch-Analysen als wirtschaftlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA Grundsatz berücksichtigt. Eine Optimierung der bestehenden Infrastruktur konnte mit der Maßnahme M532 durchgeführt werden.

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

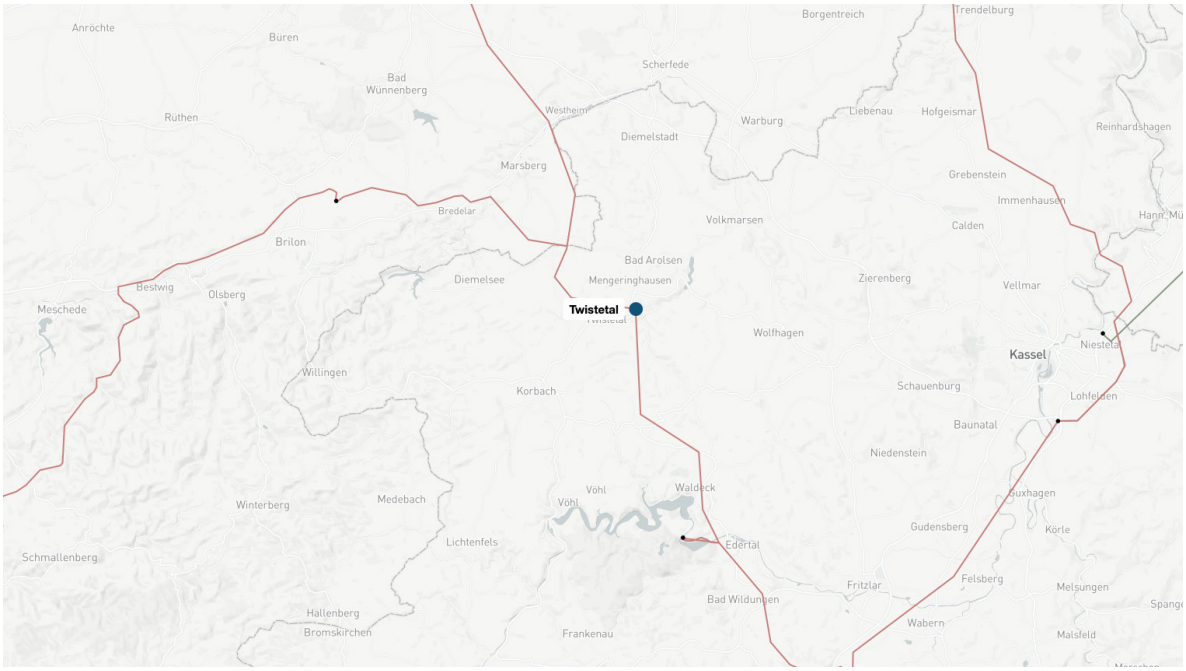
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Die Maßnahme wurde unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung in das umgebende Transportnetz entwickelt. Dabei hat sich die hier beschriebene Maßnahme als notwendig und gleichzeitig wirksam bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen.

Sinnvolle Alternativen stehen nicht zur Verfügung, da sämtliche Leitungen in der Region bereits als Vorhaben im Bundesbedarfsplan enthalten sind und entsprechend ertüchtigt werden. Dies gilt insbesondere für das im NEP 2030 (2019) als Alternative aufgeführte Projekt P133 Borken – Gießen/Nord (BBP-Vorhaben Nr. 65).

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P353 wurde im NEP 2030 (2019) erstmals als Ad-hoc-Maßnahme identifiziert und im NEP 2030 (2019) sowie im NEP 2035 (2021) von der Bundesnetzagentur bestätigt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P355: Netzverstärkung Neuenhagen – Heinersdorf – Eisenhüttenstadt – Preilack

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Beschreibung des geplanten Projekts

Das netztechnische Ziel dieses Projekts ist eine Erhöhung der Übertragungskapazität im östlichen Brandenburg an der Grenze zu Polen. Es enthält die folgende Maßnahme:

- M599: Netzverstärkung Neuenhagen – Heinersdorf – Eisenhüttenstadt – Preilack
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Doppelleitung zwischen Neuenhagen, Heinersdorf, Eisenhüttenstadt und Preilack erforderlich. Dazu soll vorzugsweise im bestehenden Trassenraum eine neue 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung errichtet werden. Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung orientiert sich die Planung an der Bestandstrasse. Dabei können Abweichungen vom aktuellen Trassenverlauf bei der nachgelagerten Planung entstehen, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen, bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern oder Bündelungen mit linienförmiger Infrastruktur umzusetzen, um unter anderem dem Bündelungsgebot Rechnung zu tragen. Zudem sind die 380-kV-Anlagen Eisenhüttenstadt und Preilack zu verstärken.

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040			
M599	Leitung	BB	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		125			x	x	2035		—

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Aufgrund der einerseits steigenden EE-Erzeugungsleistung im nördlichen und östlichen Brandenburg sowie in Mecklenburg-Vorpommern und andererseits den bevorstehenden Veränderungen im Lausitzer Kraftwerkspark ergeben sich erhöhte Leistungsflüsse in Brandenburg in Richtung Süden sowie in den und um den Großraum Berlin in Richtung Westen/Südwesten.

Netzplanerische Begründung

Die bestehende Leitung weist eine Übertragungskapazität von 1.660 MVA pro Stromkreis auf. Die Übertragungskapazität der Leitung Neuenhagen – Heinersdorf – Eisenhüttenstadt – Preilack ist für die gemäß Szenariorahmen zu erwartenden Übertragungsaufgaben nicht ausreichend. Ohne die Verstärkung wird diese 380-kV-Leitung bei Ausfall eines Stromkreises der Leitung unzulässig hoch belastet.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

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

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2035 (2021) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme M599 hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien C 2035 und B 2040 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts). Zur Anwendung einer Netzoptimierung mittels WAFB ist die bestehende 380-kV-Leitung Neuenhagen – Heinersdorf – Eisenhüttenstadt – Preilack aufgrund ihrer Bauweise nicht geeignet.

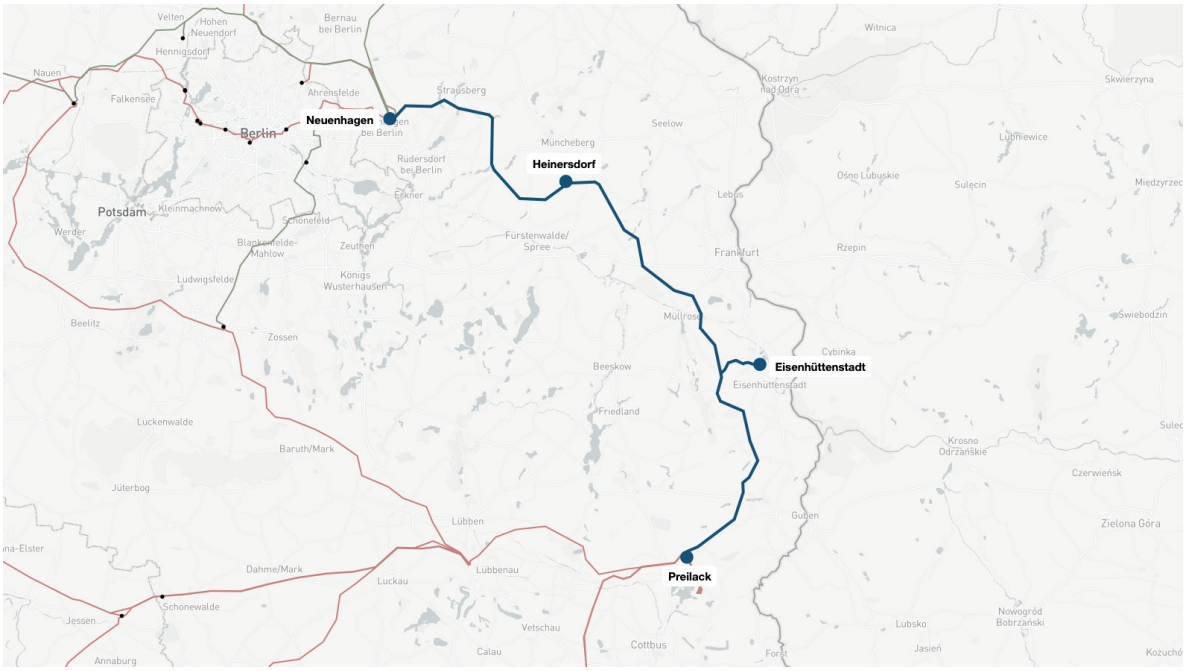
Deshalb stellt nur der Neubau der Leitung Neuenhagen – Heinersdorf – Eisenhüttenstadt – Preilack mit Hochstrombeseilung eine nachhaltige Lösung zur Realisierung der notwendigen Übertragungskapazität dar.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

An den Netzverknüpfungspunkten Neuenhagen, Heinersdorf, Eisenhüttenstadt und Preilack besteht eine regionale Versorgungsaufgabe. Zudem werden an diesen Standorten erneuerbare Energien in das Netz integriert, sodass diese Standorte auch weiterhin in das Übertragungsnetz eingebunden werden müssen. Zur netztechnischen Entlastung der bestehenden 380-kV-Doppelleitung Neuenhagen – Heinersdorf – Eisenhüttenstadt – Preilack wäre daher lediglich eine zusätzliche neue 380-kV-Doppelleitung in neuer Trasse zwischen den Netzverknüpfungspunkten Neuenhagen und Ragow denkbar. Diese Alternative ist nach dem NOVA-Prinzip jedoch zu verwerfen und aus technisch-wirtschaftlicher Sicht nicht sinnvoll.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P355 wurde erstmalig im NEP 2030 (2019) identifiziert.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P359: Netzverstärkung und –ausbau: Stendal/West – Wolmirstedt

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz Nr. BBPlG 2021: 60

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Sachsen-Anhalt.

- M571: Stendal/West – Wolmirstedt
  Zur Umsetzung der gegenständlichen Maßnahme werden auf den entsprechenden Leitungsabschnitten zunächst Masterhöhungen sowie primär- und sekundärtechnische Anpassungen in den Schaltanlagen vorgenommen, um die technischen und betrieblichen Voraussetzungen für den Einsatz des witterungsabhängigen Freileitungsbetriebes (WAFB), u. a. mit Einsatz von Messeinrichtungen, zu schaffen. Zu einem späteren Zeitpunkt wird ggf. die bestehende 380-kV-Freileitung bedarfsgerecht durch eine Umbeseilung (HTLS) verstärkt.

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040			
M571	Leitung	ST	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung		37	x	x	x	x	2029, 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Aufgrund der vorherrschenden Hauptleistungsflussrichtung von Nord nach Süd sind die betreffenden 380-kV-Leitungen in der Region bei entsprechenden Erzeugungs- und Lastsituationen bereits heute hoch belastet. Durch die gemäß Szenariorahmen zu erwartenden Einspeisungen aus Onshore- und Offshore-Windenergie in Mecklenburg-Vorpommern sowie die Onshore-Einspeisungen in Sachsen-Anhalt werden die Leitungen im nördlichen Sachsen-Anhalt perspektivisch noch stärker belastet. Die Übertragungskapazität der 380-kV-Leitungen Putlitz/Süd/Perleberg – Stendal/West – Wolmirstedt und Güstrow – Perleberg – Stendal/West – Wolmirstedt ist für die zu erwartenden Übertragungsaufgaben nicht ausreichend.

Netzplanerische Begründung

Die bestehende o. g. 380-kV-Leitung Putlitz/Süd/Perleberg – Stendal/West – Wolmirstedt besitzt für die zu erwartenden Übertragungsaufgaben eine zu geringe Übertragungskapazität. Ohne die gegenständliche 380-kV-Netzverstärkung (M571) wird der künftige 380-kV-Leitungsabschnitt Stendal/West – Wolmirstedt bei Ausfall eines 380-kV-Stromkreises dieser Leitung unzulässig hoch belastet.

Das netztechnische Ziel der Maßnahme M571 besteht darin, durch die Erhöhung der Transportkapazität auf der 380-kV-Leitung Stendal/West – Wolmirstedt einen Beitrag zur notwendigen Erhöhung der horizontalen Übertragungskapazität im nördlichen Sachsen-Anhalt zu leisten.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

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

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

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

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2035 (2021) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme M571 hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2035, B 2035, C 2035 und B 2040 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts). In diesem Projekt wurden die pauschalen Ansätze des NEP leitungsscharf geprüft und die notwendigen Maßnahmen für den WAFB-Einsatz auf den konkreten Leitungen ausgewiesen. Eine Entlastung der 380-kV-Verbindung Stendal/West – Wolmirstedt durch Topologieänderungen (z. B. Entmaschung in Stendal/West) ist nicht möglich.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Zu der Maßnahme M571 sind keine anderen Netzoptimierungen oder -verstärkungen zur Beherrschung der erwarteten Leistungsfluss- und Netzsituationen in dieser Netzregion möglich.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P359 wurde im NEP 2030 (2019) erstmals identifiziert und die Maßnahme M571 im NEP 2030 (2019) sowie im NEP 2035 (2021) von der Bundesnetzagentur bestätigt. Das Projekt P359 ist als Teil des Vorhabens Nr. 60 im Bundesbedarfsplan ausgewiesen.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P360: Netzausbau und -verstärkung Blindleistungskompensationsanlagen Regelzone 50Hertz

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Beschreibung des geplanten Projekts

Bereits im NEP 2030 (2019) wurde der Bedarf für die Bereitstellung von Blindleistung zur Spannungshaltung konkret im Umspannwerk (UW) Lauchstädt und für weitere Standorte identifiziert. Im NEP2035 (2021) wurden die Spannungshaltung und Spannungsstabilität für den Zeithorizont bis 2035 erneut geprüft. Es bestätigen sich wiederum die signifikant steigenden Blindleistungskompensationsbedarfe, die bei weitem nicht mehr durch die vorhandenen, direkt und in nachgelagerten Netzebenen angeschlossenen Erzeugungsanlagen gedeckt werden können. Daraus resultieren die nachfolgend aufgeführten Maßnahmen.[1]

- M464: Blindleistungskompensationsanlage UW Lauchstädt
  Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist es, am Standort Lauchstädt stufenlos regelbare Blindleistung für die Spannungshaltung in der Netzregion bereitzustellen. Dazu sind in der 380-kV-Anlage Lauchstädt regelbare 380-kV-Blindleistungskompensationsanlagen von 2x ±300 Mvar als STATCOM zu errichten. Hierfür sind zudem Anpassungen der 380-kV-Anlage notwendig.
- M464b: Erweiterung der Blindleistungskompensationsanlage UW Lauchstädt als Hybrid-STATCOM
  Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist es, die STATCOM im UW Lauchstädt um zwei MSCDN mit jeweils 300 Mvar als Hybrid-STATCOM zu erweitern.
- M595a) bis q): Blindleistungskompensationsanlagen an weiteren Standorten der 50Hertz-Regelzone
  Das netztechnische Ziel der Maßnahmen ist es, in den folgenden Umspannwerken stufenlos regelbare Blindleistung mit der regelungstechnischen Option zur Integration von statischen Kompensationsanlagen für die Spannungshaltung in der jeweiligen Netzregion bereit zu stellen. Hierfür sind zudem Anpassungen der 380-kV-Anlagen der Standorte notwendig (ausgenommen sind Neubau-UW). Die Kurzzeitspeicheranlagen werden technisch möglichst eng an den bzgl. der Frequenzstabilität ermittelten minimalen Anforderungen spezifiziert. Dies erfordert einen hohen Wirkleistungsbeitrag (≤ 300 MW) und einen Energiespeicher von ca. 4 MWs pro MW.

  a) Weida: 1 x STATCOM ±300 Mvar

  b) Röhrsdorf (Hybrid-Anlage): 1 x STATCOM ±300 Mvar (M595b1) mit 1 x MSCDN 300 Mvar (M595b2)

  c) Ragow (Hybrid-Anlage): 2 x STATCOM je ±300 Mvar (M595c1) mit je 1 x Kompensationsspule 176 Mvar (M595c2))

  d) Siedenbrünzow: 1 x STATCOM ±300 Mvar

  e) (Neubau-UW) Suchraum Gemeinden Brünzow/Kemnitz/Siedenbrünzow: 1 x STATCOM ±300 Mvar

  f) Neuenhagen: 1 x STATCOM ±300 Mvar inkl. Kurzzeitspeicheranlage

  g) Malchow: 1 x STATCOM ±300 Mvar inkl. Kurzzeitspeicheranlage

  h) Remptendorf: 2 x STATCOM je ±300 Mvar inkl. Kurzzeitspeicheranlage

  i) Streumen: 2 x STATCOM je ±300 Mvar inkl. Kurzzeitspeicheranlage

  j) Iven: 1 x STATCOM ±300 Mvar inkl. Kurzzeitspeicheranlage

  k) (Neubau-UW) Suchraum Gemeinde Osterburg: 1 x STATCOM ±300 Mvar inkl. Kurzzeitspeicheranlage

1 Anpassung des Maßnahmenumfangs entsprechend neuer Erkenntnisse und der Bestätigung der BNetzA vom 14.01.2022.

l) Eula (Hybrid-Anlage): 1 x STATCOM ±300 Mvar inkl. Kurzzeitspeicheranlage (M595l1) mit 1 x Kompensationsspule 176 Mvar (M595l2)

m) (Neubau-UW) Suchraum Gemeinde Ebenheim: 1 x STATCOM ±300 Mvar inkl. Kurzzeitspeicheranlage

n) (Neubau-UW) Suchraum Gemeinde Schwanebeck: 1 x STATCOM ±300 Mvar inkl. Kurzzeitspeicheranlage

o) Reuter (Hybrid-Anlage): 1 x STATCOM ±300 Mvar inkl. Kurzzeitspeicheranlage (M595o1) mit 1 x Kompensationsspule 176 Mvar (M595o2)

p) Wolkramshausen: 1 x STATCOM ±300 Mvar inkl. Kurzzeitspeicheranlage

q) Preilack (Hybrid-Anlage): 1 x STATCOM ±300 Mvar inkl. Kurzzeitspeicheranlage (M595q1) mit 1 x Kompensationsspule 176 Mvar (M595q2)

- M605a) bis c): Blindleistungskompensationsanlagen an Standorten der 50Hertz-Regelzone (Perspektivausbau)
  Das netztechnische Ziel der Maßnahmen ist eine zusätzliche Verbesserung der Spannungshaltung und Spannungsstabilität in der Regelzone von 50Hertz. Dazu wurde in den o. g. Analysen folgender, über die Potenziale aus M464 und M595a) bis q) hinausgehender Bedarf an stufenlos regelbaren Blindleistungskompensationsanlagen für die 50Hertz-Netzgruppen ermittelt:

  a) STATCOM – D81 (Mecklenburg-Vorpommern) – 100 Mvar

  b) STATCOM – D83 (Brandenburg) – 700 Mvar

  c) STATCOM – D87 (Thüringen) – 400 Mvar

  Die Technologie und Leistungsgröße der konkret einzusetzenden regelbaren Blindleistungskompensationsanlagen zur Deckung des aufgeführten Blindleistungsbedarfs in den Netzregionen ist, inkl. Allokation der konkreten Standorte, in weiterführenden Analysen zu ermitteln.

- M685a) bis h): 380-kV-Blindleistungskompensationsspulen an Standorten der 50Hertz-Regelzone
  Das netztechnische Ziel der Maßnahmen ist es, in den 380-kV-Anlagen Kompensationsspulen als statische, spannungssenkende Betriebsmittel für die Spannungshaltung in der Netzregion einzusetzen.

  a) Jessen/Nord – 176 Mvar

  b) Pulgar – 176 Mvar

  c) Altdöbern – 176 Mvar

  d) Putlitz/Süd – 176 Mvar

  e) Altentreptow/Süd – 2 x 176 Mvar

  f) (Neubau-UW) Suchraum Schraplau/Obhausen – 176 Mvar

  g) Beetzsee/Nord – 176 Mvar

  h) Friedrichshain – 120 Mvar

- M686: 30-kV-Blindleistungskompensationsspulen an Standorten der 50Hertz-Regelzone
  Das netztechnische Ziel der Maßnahmen ist es, Kompensationsspulen als statische, spannungssenkende Betriebsmittel an der 30-kV-Tertiärseite der HöS-Transformatoren für die Spannungshaltung in der Netzregion einzusetzen.

  Kompensationsspulen – D81 (Mecklenburg-Vorpommern) – 380 Mvar
  1 x 30-kV-Kompensationsspule mit 75 Mvar (bei 33 kV) in Bentwisch
  1 x 30-kV-Kompensationsspule mit 75 Mvar (bei 33 kV) in Güstrow

2 x 30-kV-Kompensationsspule mit 75 Mvar (bei 33 kV) in Pasewalk
2 x 30-kV-Kompensationsspule mit 40 Mvar (bei 33 kV) in Parchim/Süd

Kompensationsspulen – D82 (Hamburg) – 80 Mvar
2 x 30-kV-Kompensationsspule mit 40 Mvar (bei 33 kV) in (Neubau-UW) Suchraum Hamburg/Nordost

Kompensationsspulen – D83 (Brandenburg) – 495 Mvar
1 x 30-kV-Kompensationsspule mit 75 Mvar (bei 33 kV) in Bertikow
2 x 30-kV-Kompensationsspule mit 75 Mvar (bei 33 kV) in Preilack
2 x 30-kV-Kompensationsspule mit 75 Mvar (bei 33 kV) in Thyrow
2 x 30-kV-Kompensationsspule mit 40 Mvar (bei 33 kV) in (Neubau-UW) Berlin/Südost

Kompensationsspulen – D84 (Berlin) – 200 Mvar
3 x 30-kV-Kompensationsspule mit 40 Mvar (bei 33 kV) in Mitte
2 x 30-kV-Kompensationsspule mit 40 Mvar (bei 33 kV) in Malchow

Kompensationsspulen – D85 (Sachsen-Anhalt) – 675 Mvar
2 x 30-kV-Kompensationsspule mit 75 Mvar (bei 33 kV) in (Neubau-UW) Suchraum Osterburg
2 x 30-kV-Kompensationsspule mit 75 Mvar (bei 33 kV) in (Neubau-UW) Suchraum Schraplau/Obhausen
2 x 30-kV-Kompensationsspule mit 75 Mvar (bei 33 kV) in (Neubau-UW) Suchraum Schwanebeck
2 x 30-kV-Kompensationsspule mit 75 Mvar (bei 33 kV) in (Neubau-UW) Suchraum Zeitz
1 x 30-kV-Kompensationsspule mit 75 Mvar (bei 33 kV) in Jessen/Nord

Kompensationsspulen – D86 (Sachsen) – 565 Mvar
2 x 30-kV-Kompensationsspule mit 75 Mvar (bei 33 kV) in (Neubau-UW) Suchraum Delitzsch
2 x 30-kV-Kompensationsspule mit 75 Mvar (bei 33 kV) in Streumen
1 x 30-kV-Kompensationsspule mit 75 Mvar (bei 33 kV) in Eula
2 x 30-kV-Kompensationsspule mit 75 Mvar (bei 33 kV) in Pulgar
1 x 30-kV-Kompensationsspule mit 40 Mvar (bei 33 kV) in Pulgar

Kompensationsspulen – D87 (Thüringen) – 390 Mvar
2 x 30-kV-Kompensationsspule mit 40 Mvar (bei 33 kV) in Altenfeld
1 x 30-kV-Kompensationsspule mit 75 Mvar (bei 33 kV) in (Neubau-UW) Suchraum Ebenheim
1 x 30-kV-Kompensationsspule mit 40 Mvar (bei 33 kV) in Weida
1 x 30-kV-Kompensationsspule mit 75 Mvar (bei 33 kV) in Weida
3 x 30-kV-Kompensationsspule mit 40 Mvar (bei 33 kV) in Wolkramshausen

- M695a) bis c): Blindleistungskompensationsspulen an Standorten der 50Hertz-Regelzone (Perspektivausbau)
  Das netztechnische Ziel der Maßnahmen ist eine zusätzliche Verbesserung der Spannungshaltung und Spannungsstabilität in der Regelzone von 50Hertz. Dazu wurde in den o. g. Analysen folgender zusätzlicher Bedarf an Kompensationsspulen als statische, spannungssenkende Betriebsmittel für die 50Hertz-Netzgruppen ermittelt:

  a) Kompensationsspulen – D81 (Mecklenburg-Vorpommern) – 70 Mvar

  b) Kompensationsspulen – D82 (Hamburg) – 320 Mvar

  c) Kompensationsspulen – D87 (Thüringen) – 610 Mvar

Die Spannungsebene und Leistungsgröße der konkret einzusetzenden Kompensationsspulen in den Netzregionen ist, inkl. Allokation der konkreten Standorte, in weiterführenden Analysen zu ermitteln. Um eine zeitnahe bedarfsgerechte Inbetriebnahme umzusetzen, ist vor allem das Verschieben von Kompensationsanlagen zwischen benachbarten Netzgruppen nicht auszuschließen.

- M752: Erweiterung der Blindleistungskompensationsanlage UW Altenfeld
  Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist es, durch die Erweiterung des bestehenden 1. MSCDN und die Errichtung eines 2. MSCDN die erforderliche Blindleistung für die Spannungshaltung im Raum Thüringen bereitzustellen.

  Erweiterung des 1. MSCDN von 200 auf 300 Mvar
  Errichtung eines 2. MSCDN mit 300 Mvar

- M801: Automatisch regelbare Blindleistungskompensation in der 50Hertz-Regelzone
  Das netztechnische Ziel dieser Maßnahme ist es, automatisch langsam regelnde Blindleistung bereitzustellen, um dem Spannungseinbruch bzw. der Spannungsüberhöhung durch marktbedingte Fahrplanwechsel entgegnen zu können. Um diese Anforderung zu erfüllen, ist eine selbstständige automatische Blindleistungsreaktion aus stufenlos regelbaren Kompensationsspulen in Verbindung mit MSCDN notwendig, die im Bereich einiger 100 ms bis wenige Sekunden erfolgt. Auf diese Weise können schnellregelbare Kompensationsanlagen im zeitlichen Verlauf abgelöst werden.

In Summe besteht ein symmetrischer Blindleistungsbedarf von 1.200 Mvar für die 50Hertz-Regelzone.
Die einzusetzende Technologie, die Spannungsebene und Leistungsgröße der konkret einzusetzenden Kompensationsspulen inkl. Allokation der konkreten Standorte sind in weiterführenden Analysen zu ermitteln.

Auf Grundlage der BNetzA-Bestätigung vom 14.01.2022 wurden folgende Blindleistungsbedarfe bestätigt:

6,3 Gvar statisch induktiver Blindleistung inklusive 1,2 Gvar für langsam regelnde Anlagen,
1,3 Gvar statisch kapazitiver Blindleistung,
4,6 Gvar dynamischer Blindleistung.

Darüber hinaus wurden 8,5 GWs an Momentanreserve bestätigt.

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040			
M464	Anlage	ST	NVA	horizontal			x	x	x	x	2025-2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓
M464b	Anlage	ST	NVA	horizontal			x	x	x	x	2025-2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓
M595a	Anlage	TH	NVA	horizontal			x	x	x	x	2025-2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓
M595b1	Anlage	SN	NVA	horizontal			x	x	x	x	2025-2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓
M595b2	Anlage	SN	NVA	horizontal			x	x	x	x	2025-2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓
M595c1	Anlage	BB	NVA	horizontal			x	x	x	x	2025-2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓
M595c2	Anlage	BB	NVA	horizontal			x	x	x	x	2025-2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓
M595d	Anlage	MV	NVA	horizontal			x	x	x	x	2025-2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓
M595e	Anlage	MV	NVA	horizontal			x	x	x	x	2025-2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040			
M595f	Anlage	BB	NVA	horizontal			x	x	x	x	2025-2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓
M595g	Anlage	BE	NVA	horizontal			x	x	x	x	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓
M595h	Anlage	TH	NVA	horizontal			x	x	x	x	2035		✓
M595i	Anlage	SN	NVA	horizontal			x	x	x	x	2035		✓
M595j	Anlage	MV	NVA	horizontal			x	x	x	x	2035		(✓)[2]
M595k	Anlage	ST	NVA	horizontal			x	x	x	x	2035		(✓)[2]
M595l1	Anlage	SN	NVA	horizontal			x	x	x	x	2035		(✓)[2]
M595l2	Anlage	SN	NVA	horizontal			x	x	x	x	2035		✓
M595m	Anlage	TH	NVA	horizontal			x	x	x	x	2035		(✓)[2]
M595n	Anlage	ST	NVA	horizontal			x	x	x	x	2035		(✓)[2]
M595o1	Anlage	BE	NVA	horizontal			x	x	x	x	2035		✓
M595o2	Anlage	BE	NVA	horizontal			x	x	x	x	2035		✓
M595p	Anlage	TH	NVA	horizontal			x	x	x	x	2035		(✓)[2]
M595q1	Anlage	BB	NVA	horizontal			x	x	x	x	2035		(✓)[2]
M595q2	Anlage	BB	NVA	horizontal			x	x	x	x	2035		✓
M605a	Anlage	MV	NVA	horizontal			x	x	x	x	2035-2040		✓
M605b	Anlage	BB	NVA	horizontal			x	x	x	x	2035-2040		✓
M605c	Anlage	TH	NVA	horizontal			x	x	x	x	2035-2040		✓
M685a	Anlage	ST	NVA	horizontal			x	x	x	x	2025-2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓
M685b	Anlage	SN	NVA	horizontal			x	x	x	x	2025-2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓
M685c	Anlage	BB	NVA	horizontal			x	x	x	x	2025-2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓

2 Im Rahmen der BNetzA Bestätigung wurde ein reduziertes Blindleistungskompensationsbudget bestätigt.

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040			
M685d	Anlage	BB	NVA	horizontal			x	x	x	x	2025-2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓
M685e	Anlage	MV	NVA	horizontal			x	x	x	x	2025-2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓
M685f	Anlage	ST	NVA	horizontal			x	x	x	x	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓
M685g	Anlage	BB	NVA	horizontal			x	x	x	x	2024	3: Vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG	✓
M685h	Anlage	BE	NVA	horizontal			x	x	x	x	2023	3: Vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG	✓
M686	Anlage		NVA	horizontal			x	x	x	x	2025-2035	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓
M695a	Anlage	MV	NVA	horizontal			x	x	x	x	2030-2035		✓
M695b	Anlage	HH	NVA	horizontal			x	x	x	x	2030-2035		(✓)[2]
M695c	Anlage	TH	NVA	horizontal			x	x	x	x	2030-2035		(✓)[2]
M752	Anlage	TH	NVA	horizontal			x	x	x	x	2025-2030		✓
M801	Anlage		NVA	horizontal			x	x	x	x	2025-2030		✓

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Durch die veränderte Erzeugungsstruktur können durch hohe Nord-Süd- und Ost-West-Leistungsflüsse hohe Belastungen der Leitungen auftreten. In diesen Situationen werden die Leitungen weit oberhalb ihrer natürlichen Leistung betrieben. Dieser Netzzustand führt zu einem hohen Bedarf an Blindleistung, um sämtliche Knotenspannungen sowohl im ungestörten als auch im gestörten Betrieb im zulässigen Spannungsband zu halten. Durch die preisbedingte Verdrängung sowie die Stilllegung konventioneller Kraftwerksleistung und der nur sehr begrenzt transportierbaren Blindleistung kann der für den sicheren Netz- und Systembetrieb notwendige Umfang an Blindleistung nicht mehr gedeckt bzw. die notwendige Spannungshöhe nicht mehr eingehalten werden. Dagegen kann es in Zeiten mit einer geringen Netz- und damit Leitungsbelastung zu sehr hohen Spannungen kommen, die zum Schutz der elektrischen Betriebsmittel vor Beschädigungen zu begrenzen sind.

In Regionen mit signifikanten Ungleichgewichten der Blindleistungsbilanz müssen aus diesem Grund regelbare Blindleistungskompensationsanlagen einen Teil der notwendigen Blindleistung bereitstellen. Durch den Einsatz von stufenlos regelbaren Blindleistungskompensationsanlagen kann die erforderliche kapazitive oder induktive Blindleistung abhängig von der jeweiligen Last- und Erzeugungssituation bedarfsgerecht und dynamisch zur Verfügung gestellt werden.

Der Hybrid-Anteil der STATCOM, in Form koordiniert geschalteter MSCDN und ggf. Kompensationsspulen, dient zwei Zielen. Zum einen besteht während der Übergangszeit bis zum Jahr 2030 relativ frühzeitig ein erhöhter Bedarf an stationären Kompensationsanlagen. Zum anderen erlaubt die Kombination aus STATCOM und

2 Im Rahmen der BNetzA Bestätigung wurde ein reduziertes Blindleistungskompensationsbudget bestätigt.

statischer Kompensationsanlage eine asymmetrische Erweiterung des dynamisch regelbaren Arbeitsbereichs der STATCOM.

Es ist zu erkennen, dass auch zukünftig nicht ausschließlich mit Risiken von Unterspannungen zu rechnen ist. Bereits heute treten hohe Spannungen im Systembetrieb auf. Ursache ist insbesondere ein Anstieg der kapazitiven Blindleistung (Ladeleistung) aus den Verteilnetzen in den vergangenen Jahren. Es ist davon auszugehen, dass dieser Effekt aufgrund des zunehmenden Verkabelungsgrades in den Verteilnetzen auch künftig zu beobachten sein und darüber hinaus weiter zunehmen wird. Zudem erfolgt heute ein Großteil der Blindleistungsbereitstellung in der 50Hertz-Regelzone durch Kohlekraftwerke, die in den kommenden Jahren abgeschaltet werden. Daher wurden Netzanalysen für Schwachlastsituationen in der Regelzone von 50Hertz durchgeführt und signifikante Spannungsgrenzwertverletzungen festgestellt. Um auch in diesen Situationen die Spannungsgrenzwerte einzuhalten, sind zusätzliche Kompensationsspulen erforderlich.

Laufende Analysen in der Regelzone von 50Hertz für weitere Blindleistungsanlagen:

Im Zusammenhang mit abnehmender konventioneller Kraftwerksleistung und einer Höherbelastung von Leitungen und Transformatoren wird der Bedarf an weiteren Blindleistungsanlagen in der Regelzone von 50Hertz untersucht, der dann zum Teil zu einem weiteren Umbau/Ausbau in den Umspannwerken führt. Dieser Ausbau dient dann nicht nur dazu, den Betriebsbereich von Leitungen bei einer Erhöhung ihrer Stromtragfähigkeit abzusichern. Er ist auch erforderlich, um die Systemsicherheit im europäischen Verbundnetz zu wahren. Es muss dafür gesorgt sein, dass

- ausreichend Blindleistung (statisch und dynamisch) vor, während und nach Störungen bereitsteht,
- ausreichend automatisch regelbare Blindleistung bei marktbedingten Leistungsflussänderungen bereitsteht,
- die Winkelstabilität auch nach Störungen gegeben ist und
- der Netzschutz Fehler schnell, selektiv und zuverlässig abschaltet.

Für den sicheren Betrieb des Übertragungsnetzes sind die Spannungen stets in einem definierten Toleranzband zu halten. Die Spannungsstabilität ist gegeben, wenn die Spannung im gesamten Netz, auch in Folge von Einspeise- und Lastveränderungen oder Störungen, auf einem betrieblich geeigneten Niveau durch eine ausgeglichene Blindleistungsbilanz gehalten werden kann. Besonders kritische Folgen kann eine regional unausgeglichene Blindleistungsbilanz bei Störungen in hoch belasteten Netzgebieten haben. Wenn keine regionale Blindleistungsreserve verfügbar ist, fällt die Spannung außerhalb des zulässigen Betriebsspannungsbands. Im schlechtesten Fall führt das zu kaskadierenden Schutzauslösungen und zum Abschalten von Erzeugungsanlagen. Umgekehrt können Überspannungen auch das Abschalten von Erzeugungsanlagen oder Betriebsmittelbeschädigungen zur Folge haben.

Die Abnahme an konventioneller Erzeugung und damit einhergehend der Rückgang spannungsgeregelter Blindleistungspotenziale, die Entwicklung der Lastcharakteristik hin zu stromrichtergekoppelten Lasten und die Höherauslastung des Netzes in Verbindung mit ansteigenden Leistungsflussgradienten erhöhen das Ungleichgewicht der Blindleistungsbilanz. Um dem entgegenzuwirken, sind weitere statische und dynamisch regelbare Blindleistungspotenziale in Form von Kompensationsspulen, MSCDN und STATCOM zu erschließen.

Auch wenn die Standorte das Ergebnis einer intensiven Vorprüfung sind, kann sich im weiteren Verlauf des Projektes bei genauer Analyse der Situation vor Ort herausstellen, dass die Errichtung regelbarer Kompensationsanlagen an benachbarten oder gänzlich neuen Standorten Vorteile aufweist. In der Regel spricht aus elektrischer Sicht nichts gegen eine Verschiebung der Anlagen im Nahbereich, sodass es hier noch zu Änderungen bei der Standortwahl kommen kann. Obgleich ist es denkbar, dass zukünftig andere Anlagengrößen von Herstellern angeboten werden. Das könnte zu Veränderungen bei der vorgeschlagenen Anlagenkonfiguration führen.

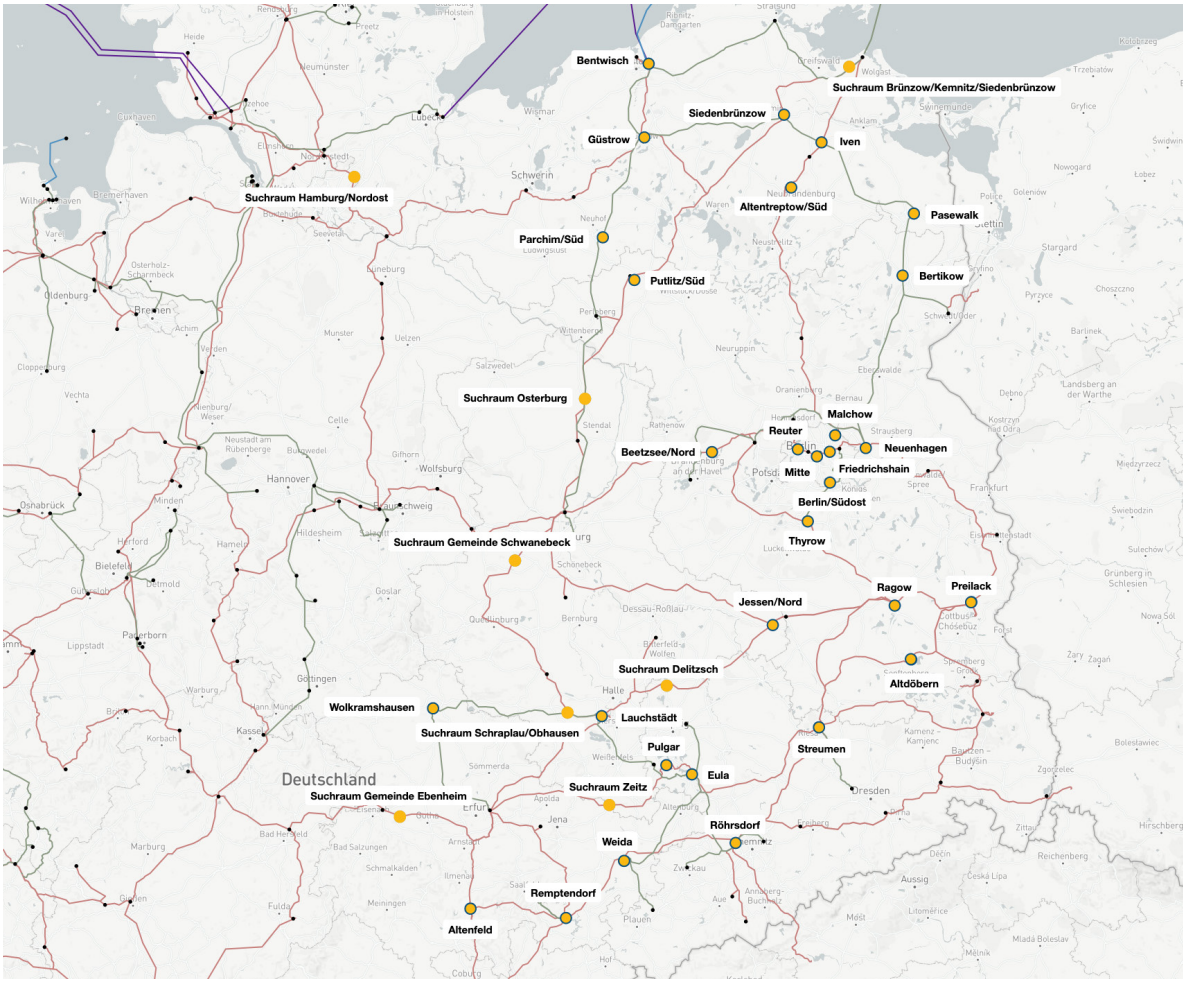
Die derzeit im NEP quantifizierten Bedarfe an regelbarer Blindleistung berücksichtigen noch keine zusätzlichen Bedarfe für die Beherrschung der kurzzeitigen, dynamischen Ausgleichsvorgänge nach Fehlerereignis-

sen. Darüber hinaus sind für die Beherrschung von Großstörungen (vor allem zur Begrenzung der Frequenzgradienten bei Netzauftrennungen) Bedarfe für synthetische Schwungmasse absehbar, die ebenfalls durch STATCOM mit integrierten Kurzzeitspeichern (bis zu wenige Sekunden) bereitgestellt werden können.

Für STATCOM soll daher grundsätzlich eine Option zur Erweiterung mit Kurzzeitenergiespeichern vorgesehen werden.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wurde erstmalig im NEP 2030 (2019) identifiziert und im NEP 2030 (2019) sowie im NEP 2035 (2021) von der Bundesnetzagentur bestätigt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P365: Netzbooster TenneT

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Beschreibung des geplanten Projekts

Im Rahmen des Projektes P365 ist die Errichtung der Pilotanlagen des Netzboosters in Audorf/Süd und Ottenhofen geplant.

Die Netzbooster-Pilotanlagen dienen der Erprobung des innovativen Konzepts zur Höherauslastung des Übertragungsnetzes. Das Konzept des Netzboosters sieht dazu eine kurative Netzbetriebsführung vor: Bei Ausfällen sollen mit einer gezielten und aufeinander abgestimmten Leistungseinbringung und -entnahme Überlastungen vermieden bzw. in sehr kurzer Zeit auf zulässige Werte reduziert werden. Dadurch können die Leitungsauslastung im ungestörten Betriebszustand erhöht sowie die bestehenden Übertragungskapazitäten des Höchstspannungsnetzes besser ausgeschöpft und dabei präventiver Redispatch gespart werden. Es wird keine Primärreserveleistung, Erzeugungs- oder Lastabwurf aktiviert. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme vorgesehen:

- M583: 100 MW Netzbooster-Anlagen an den Standorten Audorf/Süd und Ottenhofen
  Die geplanten Netzbooster-Anlagen sollen auf eine Vielzahl von Enpässen (flächendeckend) wirken. Es sollen daher an den Standorten Audorf/Süd und Ottenhofen aufeinander abgestimmte Netzbooster-Einheiten in einer Größenordnung von jeweils 100 MW errichtet und in die bestehenden Schaltanlagen eingebunden werden. Hierzu sind die Schaltanlagen zu erweitern.

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040			
M583	Anlage	SH, BY	NO	horizontal			x	x	x	x	2023	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Vor allem aufgrund des absehbaren massiven Zubaus an regenerativen Erzeugungsanlagen an Land in Schleswig-Holstein und Niedersachsen sowie an Offshore-Windenergie in der Nordsee ergibt sich ein zusätzlicher Erzeugungsüberschuss in Norddeutschland. Bundesländer in Süddeutschland wie Baden-Württemberg, Bayern und Hessen sind hingegen nach dem Ausstieg aus der Kernenergie in besonderem Maße auf Energietransporte aus anderen Regionen angewiesen und müssen 2035 knapp 40 % ihres Jahresenergieverbrauchs importieren. Dadurch ergibt sich in vielen Situationen ein Nord-Süd Transit in Deutschland, der insbesondere im Hinblick auf Verzögerungen bei Leitungsbauprojekten zu Engpässen führen wird. Das Innovationspotenzial in Form eines koordinierten Einsatzes von Netzboostern kann einen wesentlichen Beitrag zur Reduzierung von Engpässen liefern.

Zur Hebung dieses Innovationspotenzials wird folgende Roadmap vorgeschlagen:

- Errichtung der Pilotanlagen und Sammlung von Betriebserfahrungen.
  Zu den adressierten Themenbereichen gehören
  - der Einsatz neuer Technologien,
  - die Einbindung in das Netzleitsystem,
  - die Einbindung in die Schutzkonzepte,
  - die Ausarbeitung und Implementierung eines Betriebsführungskonzepts,
  - die Ausarbeitung und Implementierung eines Ablösekonzepts,
  - die Ausarbeitung und Implementierung eines Rückführkonzepts,
  - die Gewährleistung des Umwelt-, Arbeits- und Brandschutzes,
  - die Analyse der Anlagenzuverlässigkeit und
  - die über ÜNB koordinierte Zusammenwirkung mehrerer Netzbooster-Anlagen.
- Entwicklung eines koordinierten Betriebsführungskonzepts, u. A. unter Einbezug der Ergebnisse des Verbundforschungsvorhabens „InnoSys 2030 – Innovationen in der Systemführung bis 2030“ (www.innosys.de; Oktober 2018-September 2021)
- Überführung des Konzeptes in die operative Netzbetriebsführung
- Entscheidung über die Errichtung von weiteren Netzbooster-Anlagen

Netzplanerische Begründung

Die Übertragungsnetzbetreiber evaluieren kontinuierlich die sich durch neue Technologien ergebenden Chancen und die Möglichkeiten des Einsatzes neuartiger und weiterentwickelter Betriebsmittel. Insbesondere Technologien zur Automatisierung und Höherauslastung der Bestandsnetze sind hierbei im Fokus. Um die hohe Systemsicherheit des deutschen Übertragungsnetzes nicht zu gefährden, ist eine ausreichende Erprobungsphase dabei unabdingbar. In Zukunft soll durch Punktmaßnahmen die Ausnutzung der bestehenden Übertragungskapazität weiter optimiert werden. Ziel ist die Realisierung von neuen kurativen, flächendeckend wirkenden Netzbetriebsmaßnahmen, um bestehende Netzstrukturen besser ausnutzen und damit den Bedarf an zusätzlichen Leitungsmaßnahmen ggf. reduzieren zu können. Konkret werden Teile der bisher immer auf Stromkreisen vorgehaltenen Reserve zur Beherrschung von Ausfällen auf die neu zu errichtenden Punktmaßnahmen transformiert. Diese Maßnahmen müssen für einen sicheren Netzbetrieb zunächst erprobt werden. Dazu bieten sich die Pilotprojekte der Netzbooster-Technologie an den Standorten Audorf/Süd und Ottenhofen an.

Da beim Netzboosterkonzept keine Primärreserveleistung in Anspruch genommen werden soll, müssen durch die Aktivierung einer Netzboosteranlage ausgelöste Einspeiseerhöhungen ebenso wie Einspeisereduzierungen bilanziell ausgeglichen sein. Beispielsweise muss der Einspeiseerhöhung durch die Netzboosteranlage Ottenhofen eine zeitgleiche Einspeisereduzierung im Norden, am Standort Audorf, gegenüberstehen.

Der Standort in den Umspannwerken Audorf/Süd und Ottenhofen ist so gewählt, dass die etwa 100 MW großen Testanlagen einer Vielzahl an Engpässen (flächendeckend) auf den Nord-Süd-Transitachsen entgegenwirken können.

Die geplanten Maßnahmen dienen auch der Vorbereitung eines möglichen zukünftigen noch großflächigeren Einsatzes. Nach erfolgreicher Implementierung und Erprobung des Einsatzkonzepts und des Einsatzmechanismus und gemeinsamer Schnittstellen sollen die beiden Pilotkonzepten von TenneT und TransnetBW (P365 sowie P427) hin zu einem koordinierten Einsatz weiterentwickelt werden – unter Verwendung der Netzbooster-Anlagen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Die vorliegenden Maßnahmen dienen der Erprobung einer neuen Technologie zur Höherauslastung der Bestandsnetze (Netzoptimierung). Sie könnten damit nach dem NOVA-Prinzip zukünftig eine Alternative zum Netzausbau darstellen.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

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

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2035 (2021) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Darüber hinaus wurden im NEP 2030 (2019) in einem zusätzlichen Szenario B 2025 Ad hoc-Maßnahmen geprüft. Das Projekt hat sich anhand von Redispatch-Analysen im Szenario B 2025 als hilfreich erwiesen.

Darüber hinaus wurde im Rahmen des zweiten Entwurfs des NEP 2035 (2021) eine vollumfängliche Wirtschaftlichkeitsanalyse unter Berücksichtigung der relevanten planerischen Untersuchungen sowie notwendigen Annahmen und Vereinfachungen durchgeführt. Die Netzbooster-Pilotanlagen haben sich anhand von Analysen für die Jahre 2025 bis 2040 erneut als wirtschaftlich erwiesen. Die Pilotanlagen dienen in erster Linie zur Erprobung des Netzbooster-Konzepts. Der Vorteil von Netzboostern wird aufgrund der geringen Rauminanspruchnahme vor allem bei der Akzeptanz im Vergleich zu Stromtrassen liegen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA-Grundsatz berücksichtigt. Die Maßnahme M583 dient der Erprobung der Optimierung der bestehenden Infrastruktur.

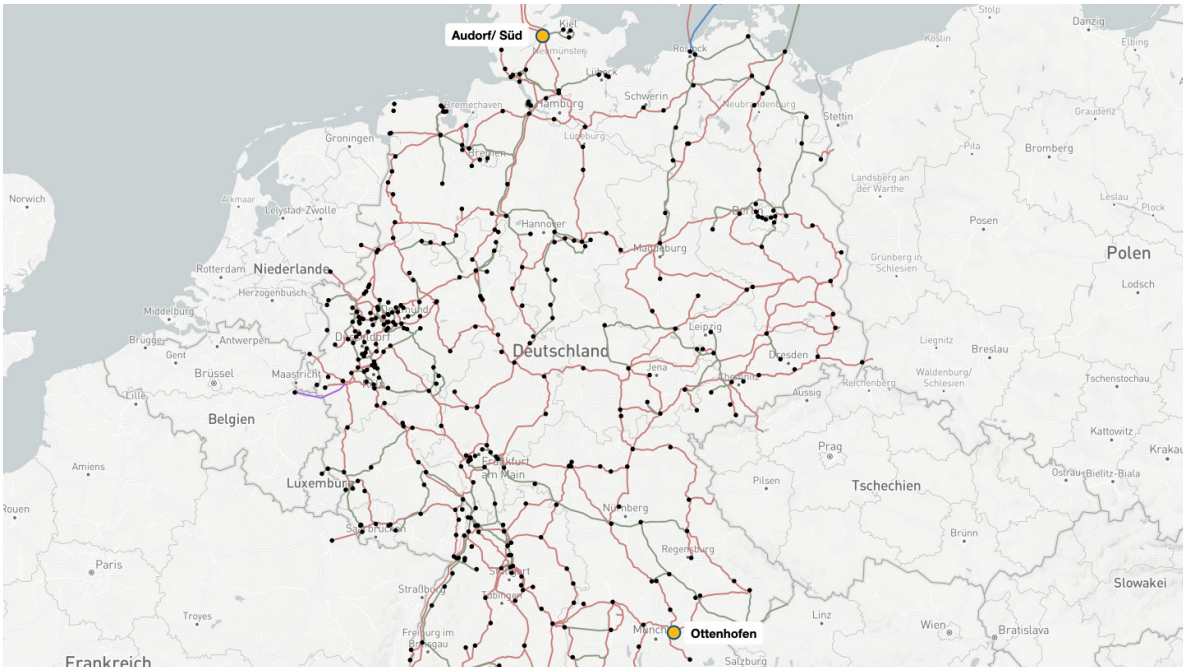
Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahmen wurden unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz entwickelt.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P365 wurde erstmals im NEP 2030 (2019) identifiziert und im NEP 2030 (2019) sowie im NEP 2035 (2021) von der BNetzA bestätigt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P366: Umstrukturierung Großraum Frankfurt

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Austauschkapazität zwischen dem Übertragungs- und den nachgelagerten Verteilnetzen der Avacon und der NRM (Netzdienste Rhein-Main) im Großraum Frankfurt und enthält folgende Maßnahmen:

- M399/M400: Suchraum Eschborn
  Im Rahmen der Maßnahme ist der Neubau einer 380-kV-Schaltanlage von TenneT und Amprion im Suchraum Eschborn mit Einschleifung von zwei Stromkreisen aus Karben, aktuell einem Stromkreis aus Kriftel (Amprion) sowie zwei Stromkreisen aus Frankfurt/Südwest zur Symmetrierung des Leistungsflusses vorgesehen (M399; Netzausbau). Darüber hinaus sind in Eschborn drei 380/110-kV-Transformatoren sowie im Amprion-Teil der Schaltanlage zwei weitere 380/110-kV-Transformatoren zur Versorgung des unterlagerten Verteilnetzbetreibers aufzustellen (M400; Netzausbau).

  Über die dargestellte Struktur hinaus ist perspektivisch ein zweiter Stromkreis zwischen Kriftel und Eschborn erforderlich, um die Lasten im Raum Frankfurt sicher versorgen zu können (siehe P509 M784).
- M431/M433: Großkrotzenburg
  Im Rahmen der Maßnahme ist im Umspannwerk Großkrotzenburg der Ersatz der beiden 220/110-kV-Transformatoren in der 220-kV-Schaltanlage durch zwei leistungsstärkere 380/110-kV-Transformatoren in der 380-kV-Schaltanlage erforderlich (M431; Netzverstärkung). Darüber hinaus ist der Ersatz der drei bestehenden 380/220-kV-Transformatoren durch drei leistungsstärkere drei 380/220-kV-Transformatoren mit jeweils 650 MVA erforderlich (M433; Netzverstärkung).
- M436 Ober-Erlenbach
  Im Rahmen der Maßnahme ist die temporäre Aufstellung eines 380/110-kV-Transformators unter der 380-kV-Freileitung in der Nähe des derzeitigen Umspannwerks Ober-Erlenbach der Avacon erforderlich (Netzausbau). Die dauerhafte Errichtung einer 380/110-kV-Einspeisung im Bereich Ober-Erlenbach ist noch zu prüfen.
- M437 Karben
  Im Rahmen der Maßnahme ist der Austausch des bestehenden Transformators durch einen leistungsstärkeren 380/110-kV-Transformator sowie die Errichtung von bis zu drei zusätzlichen 380/110-kV-Transformators für die Versorgung der Avacon erforderlich.
- M440/441: Niedermittlau
  Im Rahmen der Maßnahme ist die Errichtung einer neuen 380-kV-Schaltanlage Niedermittlau mit Einschleifung von zwei Stromkreisen aus Großkrotzenburg und zwei Stromkreisen aus Dipperz erforderlich (M440; Netzausbau). Darüber hinaus sind in Niedermittlau zwei 380/110-kV-Transformatoren aufzustellen (M441; Netzausbau). Sollte das im Rahmen des Projekts P500 geplante Umspannwerk Somborn (Suchraum Gemeinde Freigericht/Stadt Alzenau) errichtet werden, kann auf M440/M441 verzichtet werden. Für diesen Fall wäre lediglich eine 110-kV-Ausleitung aus Somborn nach Niedermittlau erforderlich.
- M736 Frankfurt/Südwest
  Im Rahmen der Maßnahme ist der Austausch eines bestehenden Trafos durch einen leistungsstärkeren 380/110-kV-Transformator im Umspannwerk Frankfurt/Südwest erforderlich (Netzverstärkung).

Perspektivisch wird in Frankfurt/Südwest eine Absicherung durch einen zusätzlichen Stromkreis entweder nach Kelsterbach, nach Farbwerke Höchst oder nach Eschborn erforderlich, um das Umspannwerk und die daran hängende Last sicher versorgen zu können.

- M749 Frankfurt/Nord
  Im Rahmen der Maßnahme ist der Austausch der drei bestehenden 220/110-kV-Transformatoren zur NRM durch drei leistungsstärkere Transformatoren im Umspannwerk Frankfurt/Nord erforderlich (Netzverstärkung) Der Transformator zur Avacon ist ebenfalls durch einen leistungsstärkeren 220/110-kV-Transformator zu ersetzen. Dieser ist anschließend von der Schaltanlage der Avacon auf die Schaltanlage der NRM zu verschwenken und dient anschließend der Versorgung der NRM. Danach hat die Avacon keine weitere Verbindung zum 220-kV Netz in Frankfurt/Nord mehr.

  Diese Maßnahme steht im Zusammenhang mit dem Projekt P500. Im Raum Frankfurt gibt es sehr hohe Kurzschlusswerte. Der geplante Um- und Ausbau der Netze sowie der Umspannwerke – insbesondere im Zusammenhang mit P500 – wird die Kurzschlusswerte weiter erhöhen. Um zukünftig den Kurzschluss beherrschen zu können, wird unter anderem – zusätzlich zu den Maßnahmen in P371 – eine Netztrennung in Betracht gezogen. Wird eine Netztrennung eingeführt, gestalten sich die Lastflüsse anders. Hierzu müssen noch weitere Untersuchungen im Nachgang zum NEP durchgeführt werden.

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040			
M399/ M400	Anlage	HE	NA	vertikal			x	x	x	x	2027/ 2030		
M431	Anlage	HE	NV	vertikal			x	x	x	x	2025		
M433	Anlage	HE	NV	horizontal			x	x	x	x	2025	0: Noch keine Aktivität	—
M436	Anlage	HE	NA	vertikal			x	x	x	x	2025		
M437	Anlage	HE	NVA	vertikal			x	x	x	x	2025		
M440/ M441	Anlage	HE	NA	vertikal			x	x	x	x	2030		
M736	Anlage	HE	NV	vertikal			x	x	x	x	2025		
M749	Anlage	HE	NV	vertikal			x	x	x	x	2030		

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Im Großraum Frankfurt ist mittel- und langfristig ein erheblicher Leistungszuwachs, u. a. durch zusätzliche Rechenzentren, zu erwarten. Hierfür ist die bestehende Infrastruktur zwischen dem Übertragungsnetz sowie den nachgelagerten 110-kV-Verteilnetzen nicht mehr ausreichend und muss daher entsprechend verstärkt werden. Die im Rahmen von P366 dargestellten Maßnahmen stellen ein Gesamtpaket dar, das mit den Verteil-

netzbetreibern Avacon und NRM Netzdienste Rhein-Main erarbeitet, abgestimmt und im August 2020 gemeinsam zusammen mit der Hessischen Landesregierung öffentlich kommuniziert wurde.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

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

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

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

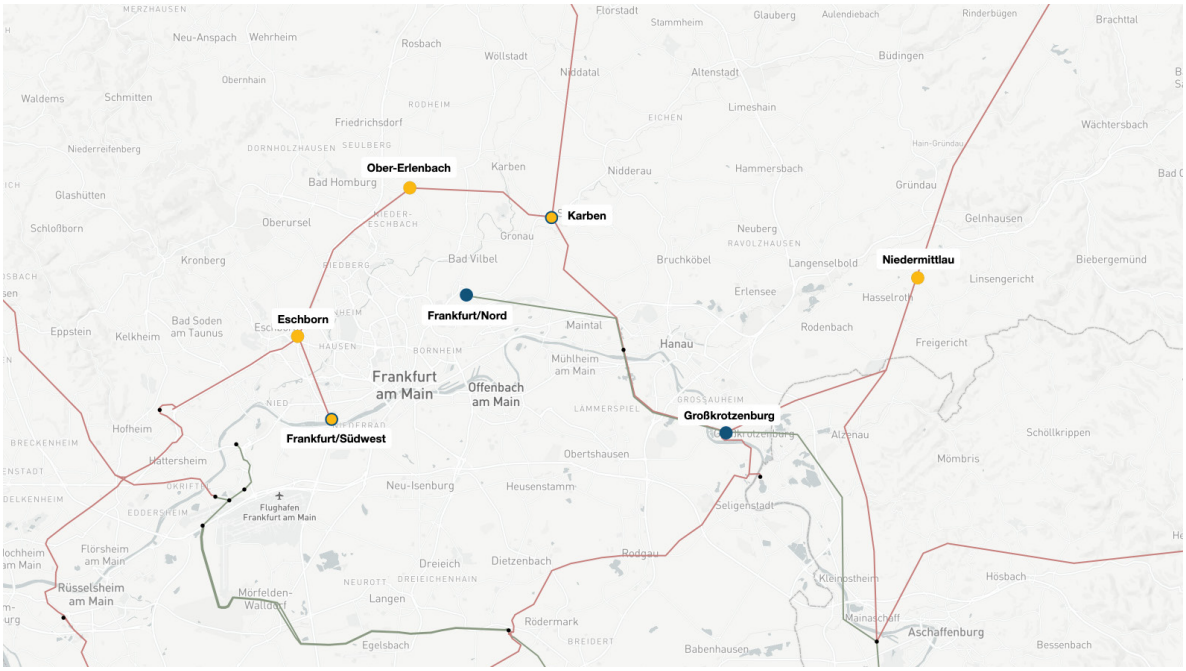
Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2035 (2021) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahmen haben sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2035, B 2035, C 2035 und B 2040 als erforderlich erwiesen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahmen stellen ein mit den beteiligten Verteilnetzbetreibern abgestimmtes Gesamtpaket dar. Alternative Maßnahmen sind zwar grundsätzlich denkbar, bedürfen aber der erneuten Abstimmung mit den Verteilnetzbetreibern und erfordern voraussichtlich neben den hier dargestellten Punktmaßnahmen auch der Verstärkung bzw. den Ausbau von Leitungsmaßnahmen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P366 wird in dieser Form im NEP 2035 (2021) zum ersten Mal vorgestellt. Die Maßnahmen M399/M400 wurden von TenneT bereits im Rahmen der Stellungnahme zur Konsultation des zweiten Entwurfs des NEP 2030 (2019) erwähnt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P367: Erhöhung der Kuppelkapazität zwischen Deutschland und den Niederlanden

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Nr. TYNDP 2020: 1047

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Kuppelkapazität zwischen Deutschland und den Niederlanden und enthält die folgenden Maßnahmen:

- M714: Emden/Ost – Grenze DE/NL (Eemshaven)
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Errichtung einer neuen 380-kV-Leitung mit einem Stromkreis zwischen dem Umspannwerk Emden/Ost und der Landesgrenze DE/NL vorgesehen (Netzausbau). Hierzu ist die 380-kV-Schaltanlage Emden/Ost um ein zusätzliches Schaltfeld zu verstärken (Netzverstärkung).
- M716: PST Emden/Ost
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Errichtung eines Phasenschiebertransformatoren in Emden/Ost vorgesehen (Netzausbau). Hierzu ist die 380-kV-Schaltanlage Emden/Ost um zusätzliche Schaltfelder zu verstärken (Netzverstärkung).

Im Zuge des Projektes sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand			
M714	Leitung	NI	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	26		2035		✓
M716	Anlage	NI	NA	horizontal			2035		✓

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Im Raum Emden/Oldenburg wird ein wesentlicher Anstieg der Einspeiseleistung von Onshore-EEG-Anlagen erwartet. Des Weiteren ist Emden ein wichtiger Anschlusspunkt für Offshore-Windenergie.

Netzplanerische Begründung

Die Leitung Emden – Eemshaven erhöht die grenzüberschreitende Übertragungskapazität zwischen Deutschland und den Niederlanden. Sie unterstützt somit die Ziele der Europäischen Union zum elektrischen europäischen Binnenmarkt.

In Situationen mit einem hohen Überschuss von Erneuerbaren Energien insbesondere Windenergie ist Deutschland zumeist Stromexporteur. Die Leitung Emden – Eemshaven ermöglicht es, die Windenergie direkt aus dem Überschussgebiet zu exportieren und damit das innerdeutsche Übertragungsnetz zu entlasten. Dies führt zu einer Reduktion des notwendigen innerdeutschen Redispatch sowie zu geringeren Abregelungen von Erneuerbaren in Deutschland. Das Projekt führt zu einer Reduzierung des CO_2-Ausstoßes in Deutschland und

in Europa.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

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

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

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

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2035 (2021) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme M714 und M716 wurden anhand der Szenarien B 2035 und B 2040 einer Kosten-Nutzen-Analyse unterzogen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurden der NOVA Grundsatz berücksichtigt.
Aktuell gibt es keine direkte Verbindung zwischen den Raum Emden und den Niederlanden.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Alternativ zu P367 wäre ein Neubau einer 380-kV-Leitung von Emden nach Diele in Kombination mit einem Ersatzneubau des Interkonnektors Diele – Meeden (NL) denkbar. Hierfür wäre allerdings ein Neubau in neuer Trasse erforderlich. Darüber hinaus wäre die Alternative deutlich länger.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt aus dem TYNDP 2020 wurde erstmals im NEP 2035 (2021) dargestellt und von der Bundesnetzagentur bestätigt.

Kosten-Nutzen-Analyse

Analog zum Vorgehen im TYNDP werden im diesjährigen NEP Interkonnektoren, die nicht Teil des EnLAG oder BBPlG sind, einer volkswirtschaftlichen Kosten-Nutzen-Analyse unterzogen. Hierzu gehört auch das Projekt P367.

Die Vorgehensweise bei der Erstellung der Kosten-Nutzen-Analyse wird in Kapitel 5.4 des NEP-Berichts näher beschrieben.

Die Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse aus dem TYNDP 2020 sind nicht Teil der im Rahmen des NEP-Prozesses übermittelten Daten und hier nur informatorisch aufgeführt.

Kosten-Nutzen-Analyse Emden-Eemshaven (P367)

Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse auf Basis des Szenarios B 2035

	SEW in M€/Jahr	Änderung CO_2-Ausstoß in kt/Jahr	Integration Erneuerbare in GWh/Jahr	Monetarisierung EE M€/Jahr	Änderung Netzverluste in GWh/Jahr	Änderung Netzverluste in M€/Jahr	Vermiedener Redispatch in GWh/Jahr	Klimafolgekosten in M€/Jahr
Marktsimulation	6	0	70	7	-	-	-	0
innerdeutscher Redispatch	19	-84	169	17	-47	-4	154	-12
Gesamt	25	-84	239	24	-47	-4	154	-12

SEW: Socio-Economic Welfare
CO_2: negatives Vorzeichen bedeutet eine Reduktion des CO_2-Ausstoßes
Netzverluste: positives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der Netzverluste
Redispatch-Menge (RD-Menge): negatives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der notwendigen Redispatchmenge
Klimafolgekosten: positives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der Klimafolgekosten

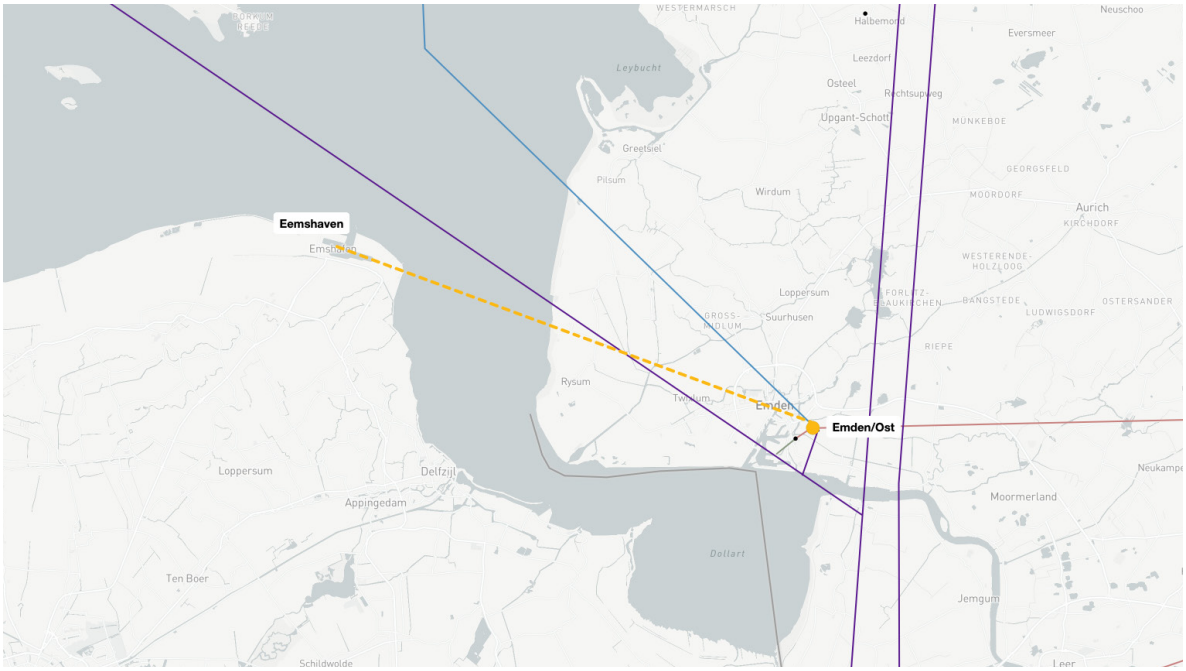
Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse auf Basis des Szenarios B 2040

	SEW in M€/Jahr	Änderung CO_2-Ausstoß in kt/Jahr	Integration Erneuerbare in GWh/Jahr	Monetarisierung EE M€/Jahr	Änderung Netzverluste in GWh/Jahr	Änderung Netzverluste in M€/Jahr	Vermiedener Redispatch in GWh/Jahr	Klimafolgekosten in M€/Jahr
Marktsimulation	-3	-57	-170	-17	-	-	-	-8
innerdeutscher Redispatch	46	-112	266	27	-129	-3	382	-15
Gesamt	43	-169	96	10	-129	-3	382	-22

SEW: Socio-Economic Welfare
CO_2: negatives Vorzeichen bedeutet eine Reduktion des CO_2-Ausstoßes
Netzverluste: positives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der Netzverluste
Redispatch-Menge (RD-Menge): negatives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der notwendigen Redispatchmenge
Klimafolgekosten: positives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der Klimafolgekosten

Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse des TYNDP2020

Szenario	SEW M€/Jahr	Änderung CO_2-Ausstoß kt/Jahr	Integration Erneuerbare GWh/Jahr	Änderung Netzverluste GWh/Jahr	Änderung Netzverluste M€/Jahr	CAPEX M€	OPEX M€/Jahr
NT 2025	1	-9	3	-	-	200	1,6
NT 2030	11	-216	169	-	-		
DE 2030	5	-102	18	-	-		
GA 2030	10	-313	27	-	-		
CT 2030	2	-3	9	-	-		



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P371: Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in der TenneT-Regelzone

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit im TenneT-Netzgebiet. Zur Realisierung sind folgende Maßnahmen notwendig:

- M773: Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Bergrheinfeld/West
  In der 380-kV-Schaltanlage Bergrheinfeld/West ist der Anschluss der Projekte DC4 und P43 vorgesehen. Aufgrund der kurz- und mittelfristigen Netzausbaumaßnahmen steigt die Kurzschlussleistung in der Region. In diesem Zusammenhang weisen die 380-kV-Betriebsmittel im Umspannwerk Bergrheinfeld/West keine ausreichende Kurzschlussfestigkeit auf. Daher wird eine Ertüchtigung der 380-kV-Geräte erforderlich.
- M774: Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Großkrotzenburg
  Im Großraum Frankfurt sind notwendige Umstrukturierungen der Netzkonfiguration vor dem Hintergrund kurz- und mittelfristiger Netzausbaumaßnahmen notwendig. Mit der Inbetriebnahme der Projekte P43, P161 und P500 steigt die maximale Kurzschlussleistung in der Region weiter an. In diesem Zusammenhang weisen die 380-kV-Betriebsmittel im Umspannwerk Großkrotzenburg keine ausreichende Kurzschlussfestigkeit auf. Daher wird eine Ertüchtigung der 380-kV-Geräte erforderlich.
- M789: Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Borken
  Aufgrund der Netzausbaumaßnahmen in der Region (u. a. TTG-P118, TTG-P151, P133) steigt die Kurzschlussleistung. In diesem Zusammenhang weisen die 380-kV-Betriebsmittel im Umspannwerk Borken keine ausreichende Kurzschlussfestigkeit auf. Daher wird eine Netztrennung und/oder eine Ertüchtigung der 380-kV-Geräte erforderlich.
- M791: Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Karben
  Aufgrund der Netzausbaumaßnahmen im Großraum Frankfurt steigt die Kurzschlussleistung in der Region. In dem Zeithorizont t+5 sind erhöhte Kurzschlussbeiträge aus dem Amprion-Netz zu erwarten. Für die Zeithorizone im NEP 2035 (2021) sind des Weiteren auch höhere Kurzschlussbeiträge aus dem Umspannwerk Großkrotzenburg zu erwarten. In diesem Zusammenhang weisen die 380-kV-Betriebsmittel im Umspannwerk Karben keine ausreichende Kurzschlussfestigkeit auf. Daher wird eine Netztrennung und/oder eine Ertüchtigung der 380-kV-Geräte erforderlich.
- M792: Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Mecklar
  In der 380-kV-Schaltanlage Mecklar ist der Anschluss der P43 vorgesehen. Aufgrund der kurz- und mittelfristigen Netzausbaumaßnahmen steigt die Kurzschlussleistung in der Region. In diesem Zusammenhang weisen die 380-kV-Betriebsmittel im Umspannwerk Mecklar keine ausreichende Kurzschlussfestigkeit auf. Daher wird eine Netztrennung und/oder eine Ertüchtigung der 380-kV-Geräte erforderlich. Im Umspannwerk Mecklar werden im Zeithorizont t +5 zwei weitere Leitungen aus dem Umspannwerk Hardegsen angeschlossen, außerdem ist mit der Erhöhung des Kurzschlussstromes aus Vieselbach zu rechnen.
- M793: Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Dollern
  Aufgrund der Projekte P23, P26 und P116 steigt die Kurzschlussleistung in der Region. In diesem Zusammenhang weisen die 380-kV-Betriebsmittel im Umspannwerk Dollern keine ausreichende Kurzschlussfestigkeit auf. Daher wird eine Ertüchtigung der 380-kV-Geräte erforderlich.
- M794: Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Diele
  Aufgrund der Netzausbaumaßnahmen in der Region steigt die Kurzschlussleistung in der Region. In diesem Zusammenhang weisen die 380-kV-Betriebsmittel im Umspannwerk Diele keine ausreichende Kurzschlussfestigkeit auf. Daher wird eine Ertüchtigung der 380-kV-Geräte erforderlich.

- M795: Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Conneforde
  Aufgrund der Netzausbaumaßnahmen P22, P119 und P175 steigt die Kurzschlussleistung in der Region. In diesem Zusammenhang weisen die 380-kV-Betriebsmittel im Umspannwerk Conneforde keine ausreichende Kurzschlussfestigkeit auf. Daher wird eine Netztrennung und/oder eine Ertüchtigung der 380-kV-Geräte erforderlich.
- M796: Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Mehrum/Nord
  In der 380-kV-Schaltanlage Mehrum/Nord ist der Anschluss der P228 und P33 vorgesehen. Aufgrund der kurz- und mittelfristigen Netzausbaumaßnahmen steigt die Kurzschlussleistung in der Region. In diesem Zusammenhang weisen die 380-kV-Betriebsmittel im Umspannwerk Mehrum/Nord keine ausreichende Kurzschlussfestigkeit auf. Daher wird eine Netztrennung und/oder eine Ertüchtigung der 380-kV-Geräte erforderlich.

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040			
M773	Anlage	BY	NO	horizontal			x	x	x	x	2026		✓
M774	Anlage	HE	NO	horizontal			x	x	x	x	2025		✓
M789	Anlage	HE	NO	horizontal			x	x	x	x	2025		✓
M791	Anlage	HE	NO	horizontal			x	x	x	x	2025		✓
M792	Anlage	HE	NO	horizontal			x	x	x	x	2025		✓
M793	Anlage	NI	NO	horizontal			x	x	x	x	2028		✓
M794	Anlage	NI	NO	horizontal			x	x	x	x	2028		✓
M795	Anlage	NI	NO	horizontal			x	x	x	x	2028		✓
M796	Anlage	NI	NO	horizontal			x	x	x	x	2030		✓

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Von den Maßnahmen zur Herstellung der Kurzschlussfestigkeit sind die 380-kV-Schaltanlagen in Bergrheinfeld/West, Großkrotzenburg, Borken, Karben, Mecklar, Dollern, Diele, Conneforde und Mehrum/Nord betroffen.

Netzplanerische Begründung

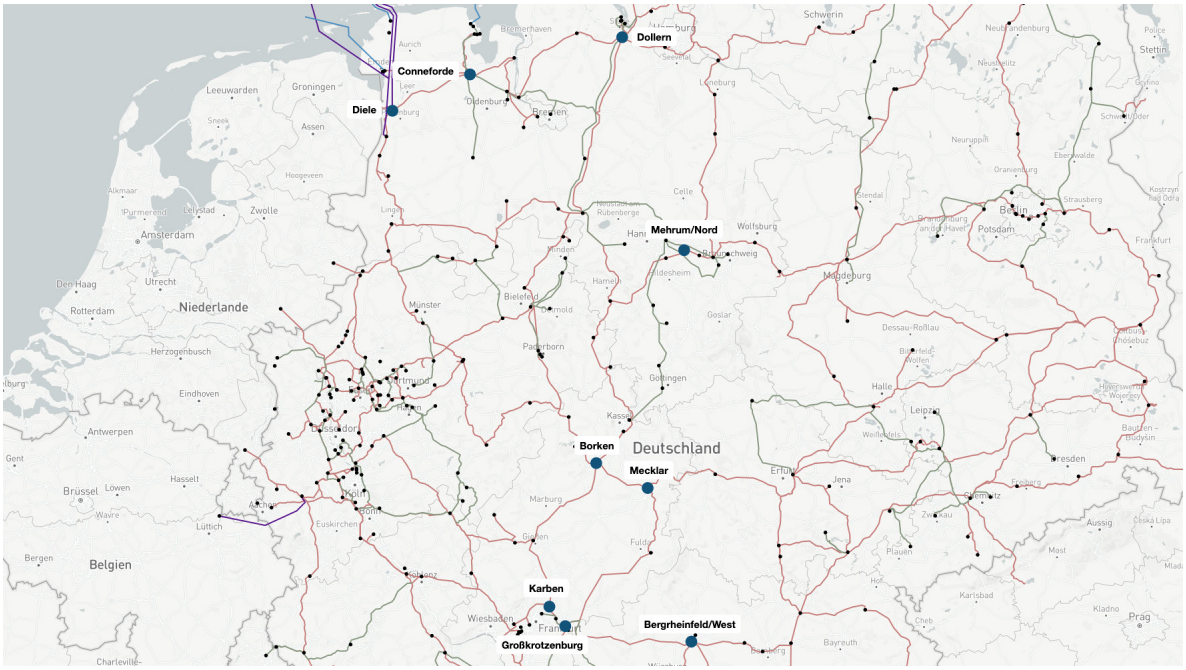
Im Netzentwicklungsplan Strom (NEP) werden zusätzliche Übertragungskapazitäten identifiziert. Die zusätzlichen Leitungsbaumaßnahmen sowie die zunehmende Vermaschung lässt die Kurzschlussleistung im deutschen Übertragungsnetz ansteigen. Technische Untersuchungen haben ergeben, dass nicht alle Schaltanlagen bzw. Geräte diese Voraussetzungen der Kurzschlussfestigkeit erfüllen und entsprechend ertüchtigt werden müssen.

Auf Basis der ersten Untersuchungen sind noch weitere Anlagen identifiziert worden, die früher oder später

aufgrund der Kurzschlussfestigkeit ertüchtigt werden müssen. Aufgrund dessen erfolgen aktuell detaillierte Analysen hinsichtlich der notwendigen und möglichen Maßnahmen für eine optimale Lösung.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Die Maßnahmen M773, M774, M789, M791, M792, M793, M794, M795 und M796 wurden im NEP 2035 (2021) zum ersten Mal explizit ausgewiesen und von der BNetzA bestätigt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P400: Sammelprojekt für Q-Kompensationsanlagen in der TenneT-Regelzone

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Beschreibung des geplanten Projekts

Das netztechnische Ziel des Projekts ist eine Verbesserung der Spannungshaltung und Spannungsstabilität in der Regelzone von TenneT. Dazu sind entsprechend der Berechnungen anhand des Szenarios B 2035 über das Startnetz-Projekt TTG-018 hinaus folgende Maßnahmen erforderlich[1]:

- M590: Q-Kompensationsanlagen MSCDN TenneT bis 2030
  An den nachfolgenden Standorten im Netzgebiet von TenneT sind bis 2030 MSCDN zu errichten: Klixbüll/Süd (200 Mvar), Handewitt, Heide/West, Audorf/Süd, Wilster/West, Elsfleth/West, Grohnde, Dipperz, Würgau, Simbach, Pirach (je 300 Mvar).
- M627: Q-Kompensationsanlagen MSCDN TenneT bis 2035
  Über M590 hinaus wurde in den Stabilitätsuntersuchungen bis 2035 ein zusätzlicher Bedarf von 2.100 Mvar an spannungshebenden Q-Kompensationsanlagen im Netzgebiet von TenneT ermittelt. Dies entspricht sieben MSCDN mit jeweils 300 Mvar, deren genaue Standorte in weiterführenden Analysen zu ermitteln sind.
- M591: Q-Kompensationsanlagen Spulen TenneT bis 2030
  An den nachfolgenden Standorten im Netzgebiet von TenneT sind Spulen mit jeweils 120 Mvar zu errichten: Klixbüll/Süd, Hattorf, Landesbergen (3 x), Ohlensehlen, Schwandorf, Kriegenbrunn, Irsching. Über die genannten Spulen hinaus entsteht im Netzgebiet von TenneT in den kommenden Jahren ein erheblicher zusätzlicher Bedarf an spannungssenkenden Spulen, die in einem direkten Zusammenhang mit dem Blindleistungskompensationsbedarf von AC-Teilerdverkabelungsabschnitten der Pilotprojekte gemäß § 2 Abs. 1 EnLAG sowie § 4 BBPlG stehen. Da sowohl der Umfang als auch die Länge der AC-Teilerdverkabelungsabschnitte – und damit der anfallende Kompensationsbedarf an Blindleistung – erst im späteren Planfeststellungsverfahren der jeweiligen Vorhaben festgestellt werden, kann der Bedarf für diese Spulen nicht über einen Nachweis im Rahmen des Netzentwicklungsplan erbracht werden. Sie sind daher nicht Teil dieses Projektes.
- M593: Q-Kompensationsanlagen Spulen TenneT bis 2035
  Über M591 hinaus wurde in den Stabilitätsuntersuchungen bis 2035 ein zusätzlicher Bedarf von 1.560 Mvar an spannungssenkenden Q-Kompensationsanlagen im Netzgebiet von TenneT ermittelt. Dies entspricht 13 Spulen mit jeweils 120 Mvar. An den nachfolgenden Standorten im Netzgebiet von TenneT sind bereits vor 2030 Spulen mit jeweils 120 Mvar zu errichten: Ludersheim (2x), Oberhaid, Raitersaich, Sittling, Altheim, Isar (2x), Oberbachern (2x), Ottenhofen (2x), Pirach. Darüber hinaus sind für die kurzfristigen Zeithorizonte vor 2030 weitere 12 Spulen mit jeweils 120 Mvar an nachfolgenden Standorten im Netzgebiet von TenneT notwendig: Husum/Nord, Jardelund, Schuby/West, Dollern, Unterweser (1 x 240 Mvar), Bechterdissen, Eickum, Helmstedt, Wahle, Pleinting (2x).
- M592: Q-Kompensationsanlagen regelbar (STATCOM und rotierende Phasenschieber) TenneT bis 2030
  An den nachfolgenden Standorten im Netzgebiet von TenneT sind bis 2030 die Errichtung von 13 STATCOM mit Grid Forming sowie von acht rotierenden Phasenschiebern mit jeweils 300 Mvar erforderlich:
  STATCOM: Stadorf, Wahle, Mehrum/Nord, Landesbergen (400 Mvar), Hallendorf, Bechterdissen, Dipperz, Gießen/Nord, Eschborn, Raitersaich, Würgau, Ottenhofen, Sittling
  Rotierende Phasenschieber: Audorf/Süd, Lübeck/West, Mehringen, Würgassen, Großkrotzenburg, Etzenricht, Oberbachern, Pleinting

1 Anpassung des Maßnahmenumfangs infolge der Bestätigung der BNetzA vom 14.01.2022

- M628: Q-Kompensationsanlagen regelbar (STATCOM und rotierende Phasenschieber) TenneT bis 2035
  Über M592 hinaus wurde in den Stabilitätsuntersuchungen bis 2035 ein zusätzlicher Bedarf von 2.100 Mvar an regelbaren Q-Kompensationsanlagen im Netzgebiet von TenneT ermittelt. Dies entspricht sieben STATCOM mit Grid Forming bzw. rotierenden Phasenschiebern mit jeweils 300 Mvar, deren genaue Standorte in weiterführenden Analysen zu ermitteln sind.

Im Rahmen der BNetzA Bestätigung wurde folgendes Blindleistungskompensationsbudget bestätigt:

4,1 Gvar statisch induktiver Blindleistungsbedarf,
5,3 Gvar statisch kapazitiver Blindleistungsbedarf,
6,0 Gvar dynamischer Blindleistungsbedarf.

Die Stabilitätsanalysen im Kapitel 5.5 des NEP-Berichts bzw. im Begleitdokument Stabilitätsanlysen zeigen, dass neben der Spannungsstabilität auch die Frequenzstabilität durch zusätzliche Maßnahmen verbessert werden muss. Gerade im Fall einer Netzauftrennung ist die Bereitstellung von Momentanreserve von entscheidender Bedeutung. Daher sollen die o.g. STATCOM aus M592 und M628 um die Fähigkeit zur Bereitstellung von Momentanreserve erweitert werden, in dem sie – soweit möglich und technisch verfügbar – je nach Szenario und gewählten Randbedingungen um Kurzzeitspeicheranlagen zwischen ca. 0,5 MWs/MW und 2,5 MWs/MW (in Extremfällen bis 4 MWs/MW) erweitert werden.

Die o.g. Erweiterung von STATCOM um zusätzliche Energiespeicher zur Bereitstellung von Momentanreserve gilt in ähnlicher Form auch für rotierende Phasenschieber. Diese in erster Näherung nur aus einem Generator ohne nennenswerte Schwungmasse bestehenden Betriebsmittel müssen mit zusätzlicher Schwungmasse versehen werden, um die Anlaufzeitkonstante TA der gesamten Anlage zu erhöhen und dadurch einen deutlich größeren Beitrag zur verfügbaren Momentanreserve leisten bzw. beisteuern zu können. Hierbei bestehen allerdings Restriktionen, weshalb nach aktuellem Stand der Technik nur Anlaufzeitkonstanten von TA = 10s erreichbar erscheinen.

Infolge der NEP Bestätigung der BNetzA vom 14.01.2022 wurden 8,5 GWs an Momentanreserve bestätigt.

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040			
M590a	Anlage	SH	NA	horizontal			x	x	x	x	2022	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓
M590b	Anlage	NI	NA	horizontal			x	x	x	x	2024	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓
M590d	Anlage	SH	NA	horizontal			x	x	x	x	bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓
M590e	Anlage	SH	NA	horizontal			x	x	x	x	bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓
M590g	Anlage	HE	NA	horizontal			x	x	x	x	bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓
M590h	Anlage	BY	NA	horizontal			x	x	x	x	bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓
M590j	Anlage	BY	NA	horizontal			x	x	x	x	bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓
M590k	Anlage	BY	NA	horizontal			x	x	x	x	bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040			
M590l	Anlage	SH	NA	horizontal			x	x	x	x	bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓
M590m	Anlage	NI	NA	horizontal			x	x	x	x	bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓
M590n	Anlage	SH	NA	horizontal			x	x	x	x	2026	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓
M591a	Anlage	SH	NA	horizontal			x	x	x	x	2022	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓
M591e	Anlage	NI	NA	horizontal			x	x	x	x	2022	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓
M591f	Anlage	NI	NA	horizontal			x	x	x	x	2022	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓
M591l	Anlage	BY	NV	horizontal			x	x	x	x	2022	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓
M591m	Anlage	BY	NA	horizontal			x	x	x	x	2022	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓
M591o	Anlage	NI	NA	horizontal			x	x	x	x	2026		✓
M591p	Anlage	BY	NA	horizontal			x	x	x	x	bis 2030		✓
M592a	Anlage	NI	NA	horizontal			x	x	x	x	2025	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓
M592b	Anlage	NI	NA	horizontal			x	x	x	x	bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓
M592c	Anlage	NW	NA	horizontal			x	x	x	x	bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓
M592d	Anlage	BY	NA	horizontal			x	x	x	x	bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓
M592e	Anlage	BY	NA	horizontal			x	x	x	x	bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓
M592f	Anlage	BY	NA	horizontal			x	x	x	x	bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓
M592g	Anlage	BY	NA	horizontal			x	x	x	x	bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓
M592h	Anlage	HE	NA	horizontal			x	x	x	x	bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓
M592i	Anlage	NI	NA	horizontal			x	x	x	x	bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓
M592j	Anlage	HE	NA	horizontal			x	x	x	x	bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓
M592k	Anlage	NI	NA	horizontal			x	x	x	x	bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040			
M592m	Anlage	NW	NA	horizontal			x	x	x	x	bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓
M592n	Anlage	HE	NA	horizontal			x	x	x	x	bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓
M592o	Anlage	BY	NA	horizontal			x	x	x	x	bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓
M592p	Anlage	BY	NA	horizontal			x	x	x	x	bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓
M592q	Anlage	BY	NA	horizontal			x	x	x	x	bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓
M592r	Anlage	NI	NA	horizontal			x	x	x	x	bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓
M592s	Anlage	SH	NA	horizontal			x	x	x	x	bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓
M592t	Anlage	SH	NA	horizontal			x	x	x	x	bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓
M592u	Anlage	NI	NA	horizontal			x	x	x	x	bis 2030		✓
M592v	Anlage	HE	NA	horizontal			x	x	x	x	bis 2030		(✓)[2]
M593a	Anlage	SH	NA	horizontal			x	x	x	x	bis 2030		✓
M593b	Anlage	SH	NA	horizontal			x	x	x	x	bis 2030		✓
M593c	Anlage	SH	NA	horizontal			x	x	x	x	bis 2030		✓
M593d	Anlage	NI	NA	horizontal			x	x	x	x	bis 2030		✓
M593e	Anlage	NI	NA	horizontal			x	x	x	x	bis 2030		✓
M593f	Anlage	NW	NA	horizontal			x	x	x	x	bis 2030		✓
M593g	Anlage	NW	NA	horizontal			x	x	x	x	bis 2030		✓
M593h	Anlage	NI	NA	horizontal			x	x	x	x	bis 2030		✓
M593i	Anlage	NI	NA	horizontal			x	x	x	x	bis 2030		✓
M593j	Anlage	BY	NA	horizontal			x	x	x	x	bis 2030		✓
M593k	Anlage	BY	NA	horizontal			x	x	x	x	bis 2030		✓
M593l	Anlage	BY	NA	horizontal			x	x	x	x	bis 2030		✓

2 Im Rahmen der BNetzA Bestätigung wurde ein reduziertes Blindleistungskompensationsbudget bestätigt.

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040			
M593m	Anlage	BY	NA	horizontal			x	x	x	x	bis 2030		✓
M593n	Anlage	BY	NA	horizontal			x	x	x	x	bis 2030		✓
M593o	Anlage	BY	NA	horizontal			x	x	x	x	bis 2030		✓
M593p	Anlage	BY	NA	horizontal			x	x	x	x	bis 2030		✓
M593q	Anlage	BY	NA	horizontal			x	x	x	x	bis 2030		✓
M593r	Anlage	BY	NA	horizontal			x	x	x	x	bis 2030		✓
M593s	Anlage	BY	NA	horizontal			x	x	x	x	bis 2030		✓
M627	Anlage		NA	horizontal			x	x	x	x	2035		✓
M628	Anlage		NA	horizontal			x	x	x	x	2035		✓[2]

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Als Folge der veränderten Erzeugungsstruktur treten u. a. durch hohe Nord-Süd-Leistungsflüsse hohe Belastungen der Leitungen auf. In diesen Situationen werden die Leitungen weit oberhalb ihrer natürlichen Leistung betrieben. Dieser Netzzustand führt zu einem hohen Bedarf an Blindleistung, um sämtliche Knotenspannungen sowohl im ungestörten als auch im gestörten Betrieb im zulässigen Spannungsband zu halten. Die Bereitstellung der Blindleistung erfolgt üblicherweise durch die Erbringung der Systemdienstleistung Spannungshaltung der im Netz verteilten Kraftwerke.

Durch die windbedingte Verdrängung sowie die Stilllegung konventioneller Kraftwerksleistung und der nur sehr begrenzt transportierbaren Blindleistung kann der für den sicheren Netz- und Systembetrieb notwendige Umfang an Blindleistung nicht mehr auf diese Weise vorgehalten werden. Zusätzlich steigen die Anforderungen an einen schnellen Wechsel der bereitzustellenden Blindleistung durch die kurzfristig möglichen Änderungen des witterungs- und marktbedingten Leistungstransits. Aus diesem Grund müssen neben stationären Anla gen insbesondere regelbare Blindleistungskompensationsanlagen einen Teil der notwendigen Blindleistung an Knoten mit signifikanten Spannungsänderungen bereitstellen. Durch eine stufenlos regelbare Blindleistungskompensationsanlage kann die erforderliche kapazitive oder induktive Blindleistung, abhängig von der jeweiligen Last- und Erzeugungssituation, bedarfsgerecht und dynamisch zur Verfügung gestellt werden.

Laufende Analysen in der Regelzone von TenneT für weitere Blindleistungsanlagen:

Im Zusammenhang mit abnehmender konventioneller Kraftwerksleistung und einer Höherbelastung von Leitungen wird der Bedarf an weiteren Blindleistungsanlagen in der Regelzone von TenneT untersucht, der zum Teil zu einem weiteren Umbau/Ausbau in den Umspannwerken führt. Dieser Ausbau dient nicht nur dazu, den Betriebsbereich von Leitungen bei einer Erhöhung der Stromtragfähigkeit abzusichern. Der Ausbau durch regelbare Anlagen dient zusätzlich der Verbesserung der Systemsicherheit im innerkontinental vermaschten

2 Im Rahmen der BNetzA Bestätigung wurde ein reduziertes Blindleistungskompensationsbudget bestätigt.

380-kV-Drehstromnetz, da das System durch die Höherauslastung und den abnehmenden Einsatz konventioneller Kraftwerke näher an die Belastbarkeits- und Stabilitätsgrenzen betrieben wird.

Insgesamt sorgt der Ausbau durch regelbare Kompensationsanlagen dafür, dass

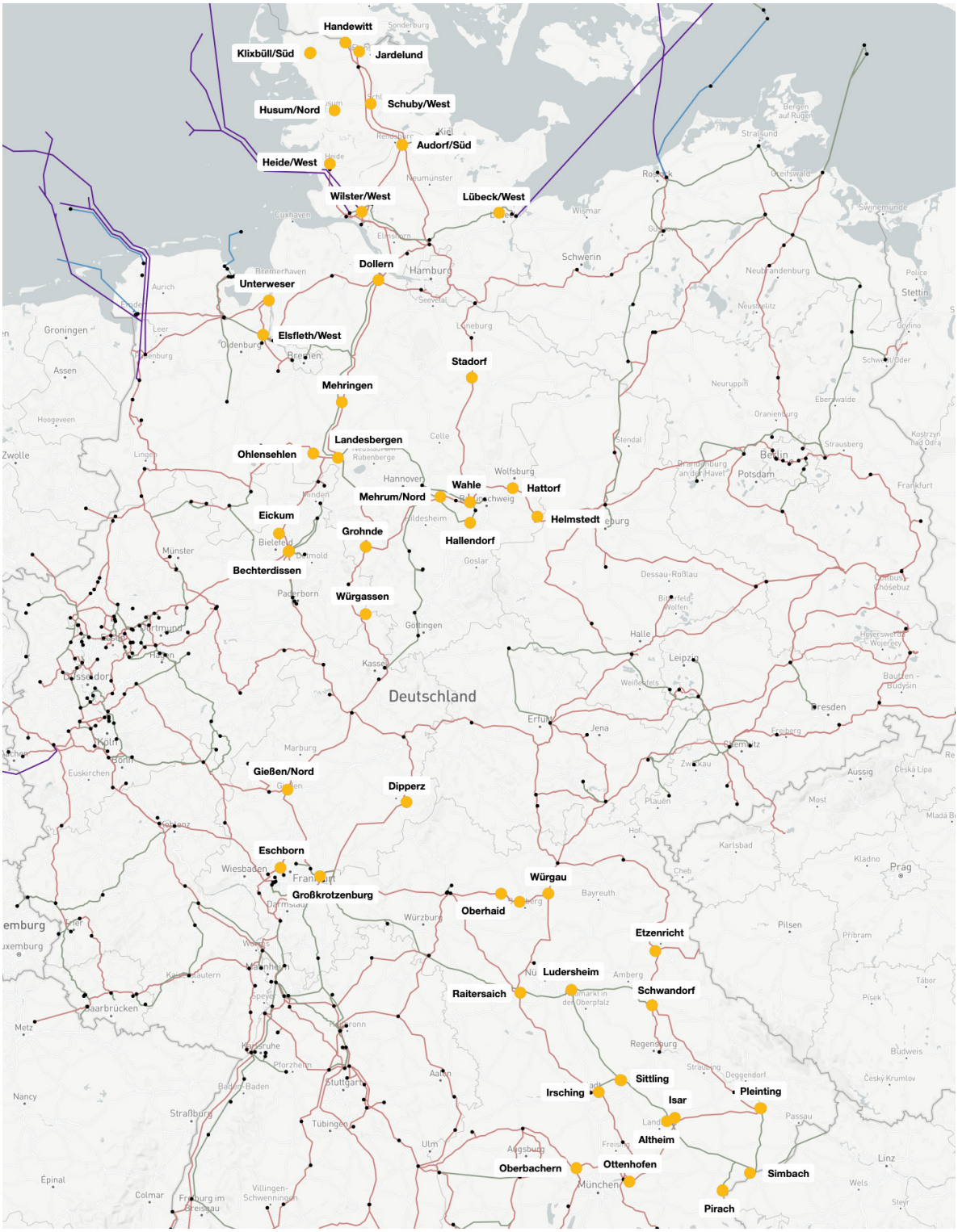
- ausreichend Blindleistung (statisch und dynamisch) auch nach Ausfällen bereitsteht,
- die Winkelstabilität auch nach Ausfällen gegeben ist,
- der Netzschutz Fehler schnell, selektiv und zuverlässig abschaltet und
- der Systemschutz betroffene Regionen bei kaskadierenden Ausfällen eingrenzt.

Für den sicheren Betrieb des Übertragungsnetzes sind die Spannungen stets in einem definierten Toleranzband zu halten. Die Spannungsstabilität ist gegeben, wenn die Spannung im gesamten Netz, auch in Folge von Einspeise- und Lastveränderungen oder Störungen, auf einem betrieblich geeigneten Niveau durch eine ausgeglichene Blindleistungsbilanz gehalten werden kann. Dies ist insbesondere dann wichtig, wenn sich der Ausfall einer Erzeugungsanlage oder einer Leitung in einem hoch belasteten Netzgebiet besonders kritisch auf die Spannung auswirkt. Die ausfallende Blindleistungseinspeisung bzw. der durch die Höherbelastung der verbleibenden Leitungen sprunghaft ansteigende Mehrbedarf an Blindleistung muss aus weiter entfernt liegenden Netzbereichen bereitgestellt werden. Wenn keine ortsnahe regelbare Blindleistungsreserve verfügbar ist, kann die Spannung auf ein Niveau abfallen, das im schlimmsten Fall zu kaskadierenden Schutzauslösungen und zum Abschalten von Erzeugungsanlagen und Betriebsmitteln führt. Umgekehrt können bei Überspannung Betriebsmittel beschädigt werden und ebenso ausfallen.

Die Abnahme spannungsgeregelter Blindleistung aus konventionellen Erzeugungseinheiten, die Entwicklung der Lastcharakteristik hin zu umrichtergesteuerten Lasten und die Höherauslastung des Netzes in Verbindung mit ansteigenden Leistungsflussgradienten wirken sich ohne den notwendigen Zubau adäquater Kompensationsanlagen ungünstig auf die Spannungshaltung und –stabilität aus.

Die derzeit im NEP quantifizierten Bedarfe an regelbarer Blindleistung berücksichtigen noch keine zusätzlichen Bedarfe für die Beherrschung der kurzzeitigen dynamischen Ausgleichsvorgänge nach Fehlerereignissen. Darüber hinaus sind für die Beherrschung von Großstörungen (vor allem zur Begrenzung der Frequenzgradienten bei Netzauftrennungen) Bedarfe für synthetische Schwungmasse zur Bereitstellung von Momentanreserve absehbar (siehe hierzu auch Kapitel 5.5 des NEP-Berichts sowie das Begleitdokument Systemstabilität), die ebenfalls durch STATCOM mit integrierten Kurzzeitspeichern (bis zu wenige Sekunden) bereitgestellt werden können.

Für STATCOM soll daher grundsätzlich je nach Szenario und gewählten Randbedingungen eine Option zur Erweiterung mit Kurzzeitenergiespeichern zwischen ca. 0,5 MWs/MW und 2,5 MWs/MW (in Extremfällen bis 4 MWs/MW) sowie für rotierende Phasenschieber zusätzliche Schwungmasse abhängig von der marktlichen Verfügbarkeit und technischen Machbarkeit vorgesehen werden.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P402: Netzausbau Westerkappeln – Gersteinwerk

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Westerkappeln und Gersteinwerk. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M602: Westerkappeln – Gersteinwerk
  Zwischen Westerkappeln und Gersteinwerk ist eine 380-kV-Leitung in neuer Trasse zu errichten (Netzausbau). Dazu müssen die Anlagen Westerkappeln und Gersteinwerk erweitert werden (Netzverstärkung). Mit der Realisierung des Neubaus wird die Kurzschlussleistung in der UA Gersteinwerk deutlich ansteigen, weshalb eine Ertüchtigung der Anlage auf 80 kA erforderlich wird (Netzverstärkung). Für die Realisierung der Maßnahme ist zudem eine Anpassung der bestehenden Leitungen vor der Umspannanlage Gersteinwerk notwendig.

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040			
M602	Leitung	NW	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	126		x	x	x	x	2033		✓

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Das Münsterland ist eine ländlich geprägte Region, in der vereinzelte Lastzentren durch die Nachfrage in den Städten bestehen. Der Ausbau der erneuerbaren Energien erfolgt im Wesentlichen durch den Ausbau der Windenergieanlagen in den dünn besiedelten Flächen und dem punktuellen Zubau von Photovoltaik und Biomasse-Anlagen. Die Netzinfrastruktur übernimmt bereits heute eine wichtige Aufgabe beim Transport der Leistung aus erneuerbaren Energiequellen direkt aus dem Münsterland aber auch aus den benachbarten Regionen in Richtung Süden. Insbesondere die Erhöhung der Offshore-Windenergie, die in Norddeutschland angeschlossen werden soll, führt zu einem erhöhten Transportbedarf in der Region.

Netzplanerische Begründung

Die Netzerweiterung zwischen Westerkappeln und Gersteinwerk erhöht die Übertragungskapazität auf dieser Achse. Die beschriebene Maßnahme beseitigt Überlastungen verschiedener 380-kV-Leitungen im Münsterland und in Westfalen. Sie dient dabei insbesondere dem Abtransport von Strom aus erneuerbaren Energien in Richtung Süden und leistet somit einen wesentlichen Integrationsbeitrag.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

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

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

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

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2035 (2021) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.

Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2035, B 2035, C 2035 und B 2040 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Trotz der bereits erfolgten Verstärkung von AC-Leitungen in Deutschland sind weiterhin Maßnahmen notwendig, um ein engpassfreies Netz zu erzielen. Da die bestehende Netzinfrastruktur der Region weitgehend verstärkt ist, erfolgt ein Ausbau in neuer Trasse.

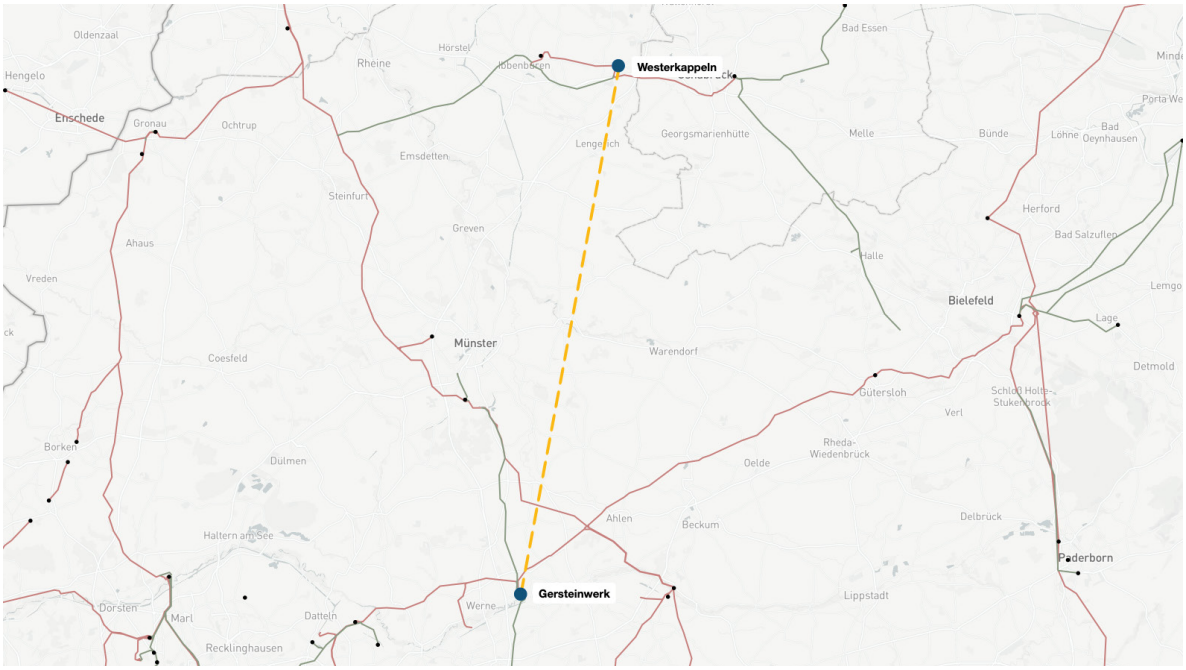
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahmen werden unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen.

Alternativ zu der beschriebenen Maßnahme M602 könnte das Projekt P312 „Netzausbau Westerkappeln-Wettringen“ bestehend aus einem Neubau zweier 380-kV-Stromkreise zwischen Westerkappeln und einer neu zu errichtenden 380-kV-Station nahe dem „Punkt Wettringen“ vorgenommen werden. Dieses Projekt behebt die Engpässe in der Region im Vergleich mit der vorgeschlagenen Maßnahme M602 jedoch nicht langfristig in ausreichendem Maß und wurde deshalb verworfen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P402 wurde im NEP 2030 (2019) und im NEP 2035 (2021) identifiziert und im NEP 2035 (2021) von der BNetzA bestätigt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P403: Netzverstärkung Hattingen – Linde

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion Nr. BBPlG 2021: 64

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität des 380-kV-Netzes. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M603: Hattingen – Linde
  Zwischen den 380-kV-Anlagen Hattingen und Linde ist eine 380-kV-Leitung in bestehender 220-kV-Trasse zu errichten (Netzverstärkung). Die Anlagen Hattingen und Linde sind zu erweitern (Netzverstärkung). Falls eine Erweiterung der bestehenden Anlage Linde nicht möglich ist, ist die Anlage Linde im Suchraum der Bestandsanlage neu zu errichten. Ungefähr auf halber Strecke wird zwischen den beiden Bestandsanlagen eine neue Anlage bei Linderhausen errichtet und eingebunden, welche die Versorgung des Raums Wuppertal/Schwelm sicherstellt. Aufgrund der geringen verfügbaren Trassenräume in der Region ist es erforderlich, dass bestehende 220-kV-Stromkreise demontiert werden, um die Errichtung von 380-kV-Stromkreisen zu ermöglichen. Als Folge wird die 220-kV-Station Hattingen auf eine ausschließliche 380-kV-Versorgung erweitert und die 220-kV-Anlage demontiert. So ist auch nach dem Entfall der 220-kV-Stromkreise eine sichere Versorgung der dortigen Kundenanschlüsse gewährleistet (Netzverstärkung).

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040			
M603	Leitung	NW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		25	x	x	x	x	2032, 2033	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Region Rhein/Ruhr ist durch eine hohe Anzahl von Industriekunden und da mit durch eine sehr hohe Nachfrage nach elektrischer Energie geprägt. Die damaligen lokalen Primärenergieträgerressourcen und die kurzen Transportwege haben dazu geführt, dass auch die konventionelle Erzeugung stark ausgebaut wurde. Im Rahmen der Energiewende findet nun ein Ausbau der erneuerbaren Energien (beispielsweise durch den perspektivischen Anschluss von Offshore-Windenergie) bei gleichzeitigem kontinuierlichen Wegfall der konventionellen Kraftwerke statt. Die aus der Verbindung dieser Last- und Erzeugungsschwerpunkte resultierende Netzinfrastruktur kann zukünftig durch gezielte Verstärkungen und Umstrukturierungen für eine Erweiterung sowohl der Nord – Süd als auch der Ost – West Transportkapazität eingesetzt werden.

Netzplanerische Begründung

Die Netzerweiterung zwischen Hattingen und Linde erhöht die Übertragungskapazität für Nord-Süd-Transite und entlastet 380-kV-Stromkreise mit einer ähnlichen Transportaufgabe im Ruhrgebiet, Rheinland und Siegerland. Gleichermaßen werden durch die neue Netztopologie Ost-West-Transite im Ruhrgebiet reduziert. Durch die neu zu errichtende Anlage bei Linderhausen wird die Versorgung des Raums Wuppertal/Schwelm auch zukünftig sichergestellt.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

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

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

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

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2035 (2021) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.

Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2035, B 2035, C 2035 und B 2040 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahme M603 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen.

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahmen werden unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternativ zu der beschriebenen Maßnahme M603 könnte eine 380-kV-Leitung mit zwei Stromkreisen zwischen Hattingen über Eiberg nach Opladen als Neubau in neuer Trasse vorgenommen werden. Diese Planungsalternative ist im Vergleich mit der vorgeschlagenen Maßnahme M603 im Hinblick auf das NOVA-Prinzip nicht vorzugswürdig und wurde daher verworfen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P403 wurde im NEP 2030 (2019) erstmalig identifiziert und im NEP 2030 (2019) sowie im NEP 2035 (2021) von der Bundesnetzagentur bestätigt. Es ist als Vorhaben Nr. 64 im Bundesbedarfsplan enthalten.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P406: Netzverstärkung Aach – Bofferdange

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion Nr. BBPlG 2021: 71

Nr. TYNDP 2020: 328

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Deutschland und Luxemburg. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M606: Aach – Bofferdange:
  Im Bereich Aach wird eine neue Umspannanlage errichtet (Netzausbau). Zwischen der neu zu errichtenden Umspannanlage Aach (bei Trier) und Bofferdange wird in bestehender 220-kV-Trasse eine neue 380-kV-Leitung mit höherer Übertragungskapazität errichtet (Netzverstärkung).

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040			
M606	Leitung	RP	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		10	x	x	x	x	2026, 2027	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Das Höchstspannungsnetz in dieser Region weist heute noch einen großen Anteil an 220-kV-Netzstruktur auf. Das luxemburgische Übertragungsnetz ist mit vier 220-kV-Stromkreisen an das deutsche Übertragungsnetz angebunden. Nach der Planung des luxemburgischen Netzbetreibers CREOS zeichnet sich in Luxemburg für die kommenden Jahre ein deutlicher Lastanstieg ab. Treiber für diesen Anstieg sind u. a. zusätzliche Rechenzentren, neue Industriekunden sowie ein höherer Anteil der Elektromobilität. Netzanalysen haben gezeigt, dass die derzeitige Übertragungskapazität zwischen Luxemburg und Deutschland im Hinblick auf die Netz- und Systemsicherheit den steigenden Bedarf in den kommenden Jahren nicht mehr abdecken können wird.

Netzplanerische Begründung

Die grenzüberschreitende Kapazität zwischen Deutschland und Luxemburg wird wesentlich erhöht. Hierdurch werden Überlastungen auf bestehenden Leitungen behoben. Zudem verbessert die Maßnahme auch das Spannungsniveau in der Region. Bereits heute zeigen sich bei einer hohen Auslastung der Interkonnektoren niedrige Spannungen, welche bei nicht angemessener Reaktion Auswirkungen auf die Stabilität des Gesamtsystems nach sich ziehen können. Die Erhöhung der Übertragungskapazität auf luxemburgischer Seite wird vom zuständigen Netzbetreiber CREOS durchgeführt.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

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

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

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

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2035 (2021), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2035, B 2035, C 2035 und B 2040 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur kann durch die Maßnahmen M606 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen.

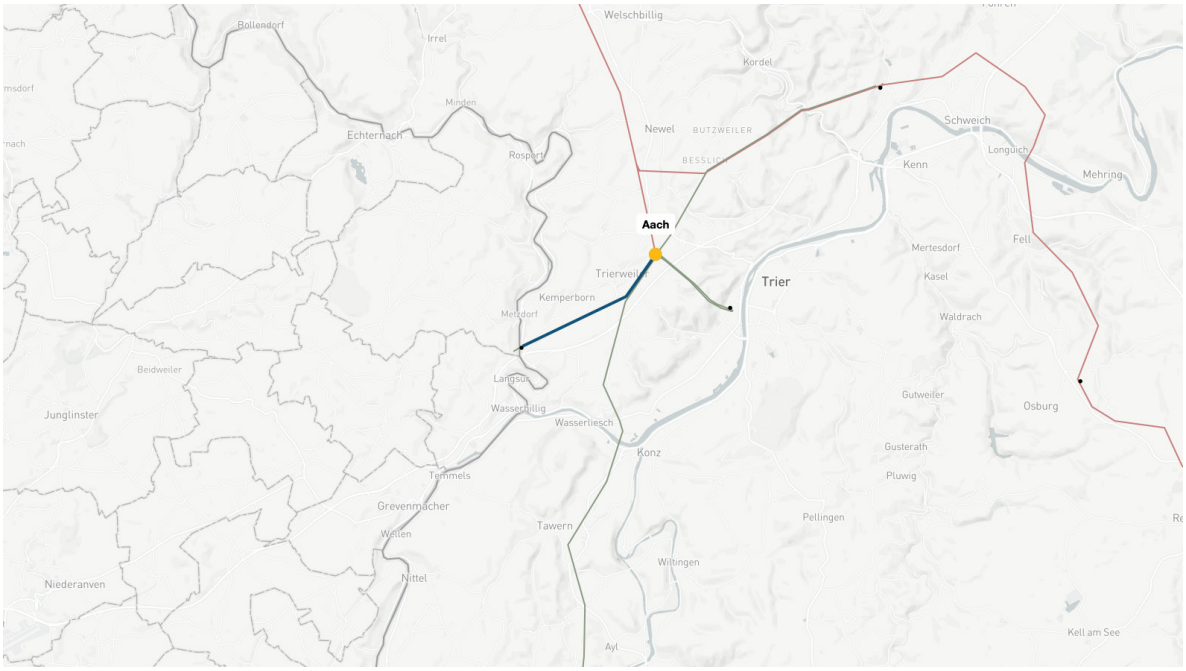
Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahmen werden unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternativ zu der beschriebenen Maßnahme M606 könnte ein 380/220-kV-Neubau der nördlich verlaufenden Stromkreise von Niederstedem über Flebour nach Bofferdange und darüber hinaus vorgenommen werden. Diese Planungsalternative ist im Vergleich mit der vorgeschlagenen Maßnahme M606 im Hinblick auf das NOVA-Prinzip nicht vorzugswürdig und wurde deshalb verworfen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P406 wurde im NEP 2030 (2019) erstmalig identifiziert und im NEP 2030 (2019) sowie im NEP 2035 (2021) von der Bundesnetzagentur bestätigt. Es ist als Vorhaben Nr. 71 im Bundesbedarfsplan enthalten.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P408: Netzverstärkung zentrales Ruhrgebiet

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität im zentralen Ruhrgebiet. Zur Realisierung sind folgende Maßnahmen notwendig:

- M744: Emscherbruch – Bochum/Eiberg
  Es wird eine 380-kV-Verstärkung in bestehender Trasse von der Station Emscherbruch über den Punkt Wanne nach Bochum bzw. Eiberg vorgenommen (Netzverstärkung). Die Leitung nach Eiberg wird wie in der heutigen Topologie in der Station Hüllen eingeschleift.
- M621: Eiberg – Bochum
  Zwischen Eiberg und Bochum wird durch Verstärkung in bestehender Trasse ein 380-kV-Stromkreis errichtet (Netzverstärkung).
- M622: Bochum – Hattingen
  Zwischen Hattingen und Bochum werden durch Verstärkung in bestehender Trasse zwei 380-kV-Stromkreise errichtet. Aufgrund der geringen verfügbaren Trassenräume in der Region ist es erforderlich, dass bei Nutzung des 380-kV-Stromkreisplatzes bestehende 220-kV-Stromkreise demontiert werden. Als Folge wird die 220-kV-Station Bochum auf eine 380-kV-Versorgung erweitert. So ist auch nach dem Entfall der 220-kV-Stromkreise eine sichere Versorgung der dortigen Kundenanschlüsse gewährleistet (Netzverstärkung).

In den Stationen Hattingen, Bochum, Thiemannshof und Höntrop werden die heutigen Netzkuppler von der 220-kV-Ebene durch Netzkuppler von der 380-kV-Ebene ersetzt (Netzverstärkung).

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040			
M621	Leitung	NW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		13	x	x	x	x	2035		✓
M622	Leitung	NW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		11	x	x	x	x	2035		✓
M744	Leitung	NW	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung		33	x	x	x	x	2035		✓

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Region Rhein/Ruhr ist durch eine hohe Anzahl von Industriekunden und damit durch eine sehr hohe Nachfrage nach elektrischer Energie geprägt. Die damaligen lokalen Primärenergieträgerressourcen und die kurzen Transportwege haben dazu geführt, dass die konventionelle Erzeugung stark ausgebaut wurde. Im Rahmen der Energiewende findet nun ein Ausbau der erneuerbaren Energien (beispielsweise durch den perspektivischen Anschluss von Offshore-Windenergie) bei gleichzeitigem kontinuierlichen Wegfall der konventionellen

Kraftwerke statt. Die aus der Verbindung dieser Last- und Erzeugungsschwerpunkte resultierende Netzinfrastruktur kann zukünftig durch gezielte Verstärkungen und Umstrukturierungen für eine Erweiterung sowohl der Nord-Süd- als auch der Ost-West-Transportkapazität eingesetzt werden.

Netzplanerische Begründung

Die bestehende Übertragungsnetzstruktur ist für die zukünftigen Transport- und Versorgungsaufgaben nicht mehr ausreichend dimensioniert. Aus diesem Grund ist eine Umstellung auf 380-kV erforderlich. Die beschriebene Maßnahme führt zu einer erhöhten Übertragungskapazität sowie einer Symmetrierung der Leistungsflüsse im Ruhrgebiet und beseitigt damit Überlastungen in der betroffenen Netzregion.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

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

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

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

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2035 (2021) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.

Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2035, B 2035, C 2035 und B 2040 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahmen M744, M621 und M622 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen.

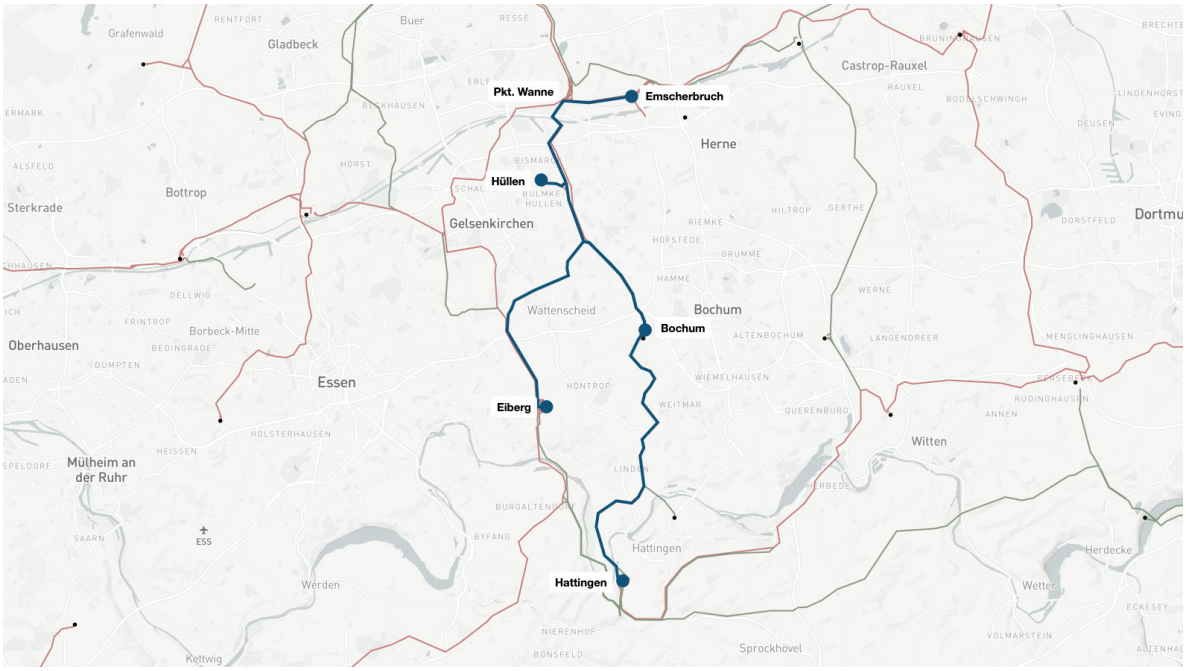
Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternativ zu der beschriebenen Maßnahmen M744, M621 und M622 könnte eine 380-kV-Leitung mit zwei Stromkreisen von Kusenhorst nach Hattingen über Emscherbruch, Pöppinghausen und Witten als Neubau in teilweise neuer bzw. bestehender Trasse vorgenommen werden. Diese Planungsalternative ist im Vergleich mit der vorgeschlagenen Maßnahmen M744, M621 und M622 im Hinblick auf das NOVA-Prinzip nicht vorzugswürdig und bietet zugleich weniger Synergien mit der bestehenden Netzinfrastruktur, weshalb die Alternative verworfen wurde.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P408 wurde im NEP 2030 (2019) und im NEP 2035 (2021) identifiziert und im NEP 2035 (2021) von der BNetzA bestätigt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P410: Phasenschiebertransformatoren in Enniger (Ad hoc-Maßnahme)

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Senkung des Redispatchbedarfs im Münsterland und Ostwestfalen. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M624: Ad hoc-Maßnahme Phasenschiebertransformatoren in Enniger
  Die Phasenschiebertransformatoren werden am Standort Enniger aufgebaut und in der Normalschaltung in Reihe zu den 380-kV-Stromkreisen in Richtung Gütersloh/Bielefeld geschaltet.

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040			
M624	Anlage	NW	NO	horizontal			x	x	x	x	2025		✓

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Das Münsterland ist eine ländlich geprägte Region, in der vereinzelte Lastzentren durch die Nachfrage in den Städten bestehen. Der Ausbau der erneuerbaren Energien erfolgt im Wesentlichen durch den Ausbau der Windenergieanlagen in den dünn besiedelten Flächen und dem punktuellen Zubau von Photovoltaik und Biomasse Anlagen. Die Netzinfrastruktur übernimmt bereits heute eine wichtige Aufgabe beim Transport der Leistung aus erneuerbaren Energiequellen direkt aus dem Münsterland aber auch aus den benachbarten Regionen in Richtung Süden.

Netzplanerische Begründung

Bis zur vollständigen Umsetzung der Maßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan sind Ad-hoc-Maßnahmen notwendig, um Engpässe im Übertragungsnetz zu reduzieren. Damit wird der Redispatch-Aufwand sowie Maßnahmen des Einspeisemanagements erneuerbarer Energien verringert. Die Wirksamkeit von Ad-hoc-Maßnahmen fokussiert sich zunächst auf das Zeitfenster zwischen der Fertigstellung der betrachteten Maßnahme und der vollständigen Umsetzung der entsprechenden, für das Zieljahr als erforderlich und wirksam nachgewiesenen Maßnahmen aus dem NEP.

Darüber hinaus dienen die Phasenschiebertransformatoren auch in den Zielnetzen für 2035 und 2040 der Steuerung und Optimierung der Leistungsflüsse im AC-Höchstspannungsnetz. Dadurch reduzieren sie mittel- und langfristig den ansonsten erforderlichen Bedarf an Netzverstärkungs- oder -ausbaumaßnahmen.

Die Netzanalysen haben eine Überlastung auf der Achse Uentrop-Enniger-Gütersloh identifiziert. Die Übertragungskapazität in dieser Region wird durch die Steuerung der Leistungsflüsse im Raum Enniger erreicht. Mit dem Projekt wird die Überlastung auf der Ost-West-Achse beseitigt.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

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

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

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

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2035 (2021) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.

Die Maßnahme M624 hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2035, B 2035, C 2035 und B 2040 als erforderlich erwiesen.

Darüber hinaus wurden im NEP 2030 (2019) in einem zusätzlichen Szenario B 2025 Ad-hoc-Maßnahmen geprüft. Die Maßnahme M624 hat sich anhand von Redispatch-Analysen im Szenario B 2025 als sinnvoll und erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahme M624 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen.

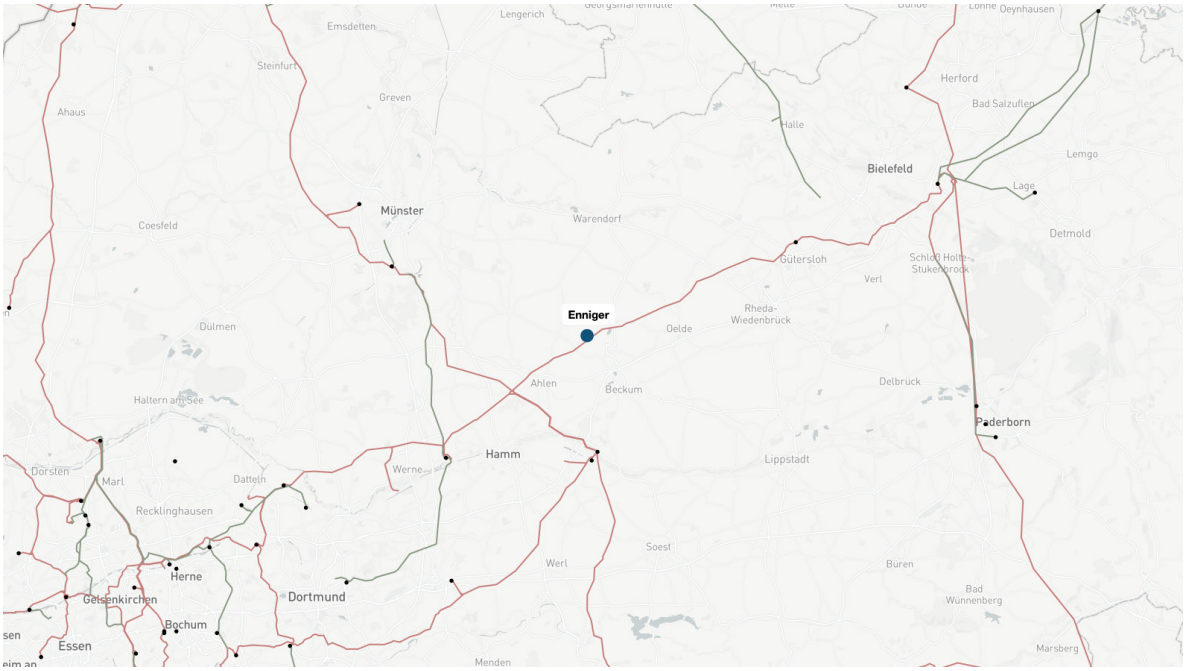
Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahmen werden unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternative Netzverknüpfungspunkte für dieses Projekt sind grundsätzlich denkbar, jedoch in Bezug auf die volkswirtschaftlichen Kosten vor dem Hintergrund netzplanerischer Aspekte und die weitere Rauminanspruchnahme wesentlich schlechter.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P410 wurde im NEP 2030 (2019) erstmalig als Ad-hoc-Maßnahme identifiziert und im NEP 2030 (2019) sowie im NEP 2035 (2021) von der Bundesnetzagentur bestätigt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P412: Sammelprojekt für Q-Kompensationsanlagen in der Regelzone Amprion

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Beschreibung des geplanten Projekts

Die in diesem Projekt geplanten Anlagen dienen der Kompensation der Blindleistung zur Einhaltung der Spannungsgrenzen und Spannungsstabilität im Netzgebiet der Amprion. Ein vollständiges Bild der zu diesem Zweck benötigten Anlagen im Netzgebiet der Amprion ergibt sich in Kombination mit den schon im Startnetz befindlichen Anlagen, welche in AMP-P412 dargestellt sind.

Das netztechnische Ziel des Projekts ist die Verbesserung der Spannungshaltung und Spannungsstabilität in der Regelzone von Amprion. Dazu sind folgende Maßnahmen in den zweiten Entwurf des NEP eingebracht worden[1]:

- M412a: Q-Kompensationsanlagen rotierende Phasenschieber Amprion
  Am Standort Bischofsheim war bisher ein rotierender Phasenschieber mit 300 Mvar geplant. Die Analysen zeigen auf, dass eventuell eine Verschiebung nach Siegerland/Region Koblenz sinnvoll ist.
- M412c: Q-Kompensationsanlagen Drossel Amprion
  Am Standort Urberach ist eine Drossel mit 250 Mvar zu errichten.
- M412e: Stationäre spannungshebende Q-Kompensationsanlagen aus den Stabilitätsuntersuchungen
  In den Stabilitätsuntersuchungen wurde ein zusätzlicher Bedarf von 4.200 Mvar an spannungshebenden Q-Kompensationsanlagen ermittelt. Dies entspricht 14 Anlagen mit jeweils 300 Mvar.
- An den Standorten Hanekenfähr, Kruckel, Uentrop, Dauersberg und Hoheneck sind MSCDN mit je 300 Mvar zu errichten. Die bisher geplante zweite MSCDN mit 300 Mvar in Eiberg wird eventuell in die Region Östliches Ruhrgebiet/Ostwestfalen verschoben.
  Die restlichen acht Anlagen verteilen sich wie folgt auf die Amprion-Netzregionen:
  - Westliches Emsland und Grafschaft Bentheim: 1 Anlage
  - Östliches Ruhrgebiet und Ostwestfalen: 1 Anlage
  - Rheinland/Bergisches Land: 3 Anlagen
  - Siegerland/Region Koblenz: 2 Anlagen
  - Bayerisch-Schwaben: 1 Anlage

  Die konkreten Standorte innerhalb der Netzregionen werden in weiterführenden Analysen ermittelt. Die Anlagen sind nicht zwangsweise als MSCDN zu errichten, sondern müssen ggf. aus Synergiegründen, zur Stabilitätserhaltung, aufgrund netzbetrieblicher Restriktionen o.ä. als regelbare Anlagen ausgeführt werden.
- M412f: Stationäre spannungssenkende Q-Kompensationsanlagen aus den Stabilitätsuntersuchungen
  In den Stabilitätsuntersuchungen wurde ein zusätzlicher Bedarf von 2.050 Mvar an spannungssenkenden Q-Kompensationsanlagen ermittelt. Dies entspricht sechs Anlagen mit jeweils 250 Mvar, vier Anlagen mit je 100 Mvar und drei Anlagen mit je 50Mvar.

  Die erforderlichen Drosselanlagen für die Kabelprojekte wurden in dem Startnetz bereits berücksichtigt und sind nicht Bestandteil der hier genannten zusätzlichen Bedarfe.

1 Anpassung des Maßnahmenumfangs infolge der Bestätigung der BNetzA vom 14.01.2022

- An den Standorten Limburg und Gundelfingen sind je eine 380-kV-Drosseln mit 250 Mvar zu errichten. Am Standort Weissenthurm sind zwei 30-kV-Drosseln mit je 100 Mvar und zwei 30-kV-Drosseln mit je 50 Mvar zu errichten. Am Standort Uchtelfangen sind mehrere 30-kV-Drosseln mit insgesamt 250 Mvar zu errichten.

  Die restlichen vier Anlagen verteilen sich wie folgt auf die Amprion-Netzregionen:
  - Westliches Emsland und Grafschaft Bentheim: 1 Anlage
  - Östliches Ruhrgebiet und Ostwestfalen: 2 Anlagen
  - Rheinland/Bergisches Land: 1 Anlage

- M412g: Regelbare Q-Kompensationsanlagen aus den Stabilitätsuntersuchungen
  In den Stabilitätsuntersuchungen wurde ein zusätzlicher Bedarf von 3.600 Mvar an regelbaren Q-Kompensationsanlagen ermittelt. Dies entspricht zwölf Anlagen mit je 300 Mvar.

  An den Standorten Uentrop und St. Barbara sind je eine STATCOM mit 600 Mvar zu errichten.

  An dem Standort Gundelfingen ist eine STATCOM mit 300 Mvar zu errichten.

  Die restlichen sieben Anlagen, die entweder als STATCOM oder RPSA ausgeführt werden, verteilen sich wie folgt auf die Amprion-Netzregionen:
  - Westliches Emsland und Grafschaft Bentheim: 2 Anlagen
  - Rheinland: 2 Anlagen
  - Siegerland/Region Koblenz : 2 Anlagen
  - Bayerisch-Schwaben: 1 Anlage

- Die konkreten Standorte innerhalb der Netzregionen werden in weiterführenden Analysen ermittelt.

Auf Grundlage der BNetzA Bestätigung vom 14.01.2022 werden die folgenden Blindleistungsbedarfe bestätigt:

2,3 Gvar statisch induktiver Blindleistungsbedarf,
4,2 Gvar statisch kapazitiver Blindleistungsbedarf,
2,7 Gvar dynamischer Blindleistungsbedarf.

Die Stabilitätsanalysen im NEP 2035 (2021) (siehe Begleitdokument Systemstabilität) zeigen, dass zusätzliche Maßnahmen notwendig sind, um neben der Spannungsstabilität auch die Frequenzstabilität aufrecht zu erhalten. Gerade im Fall einer Netzauftrennung ist die Bereitstellung von Momentanreserve von entscheidender Bedeutung. Die Momentanreserve kann mitunter durch Blindleistungskompensationsanlagen erbracht werden, die um diese Fähigkeit erweitert werden. Dadurch lassen sich die Multi-Use-Fähigkeiten (Bereitstellung mehrere Systemdienstleistungen, wie Blindleistung und Momentanreserve, durch dieselbe Anlage) solcher Anlagen nutzen, um Synergien zu schaffen. Um dem Bedarf der Spannungs- und Frequenzstabilität gleichermaßen Rechnung zu tragen, werden für die regelbare Blindleistungskompensationseinheiten Speicher für die Momentanreserveerbringung berücksichtigt.

Infolge der NEP Bestätigung der BNetzA vom 14.01.2021 wurden 8,5 GWs an Momentanreserve bestätigt.

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040			
M412a	Anlage		NA	horizontal			x	x	x	x	2025	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓
M412c	Anlage		NA	horizontal			x	x	x	x	2025	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓
M412e	Anlage		NA	horizontal			x	x	x	x	bis 2035		✓
M412f	Anlage		NA	horizontal			x	x	x	x	bis 2035		✓
M412g	Anlage		NA	horizontal			x	x	x	x	bis 2035		(✓)[2]

Begründung des geplanten Projekts

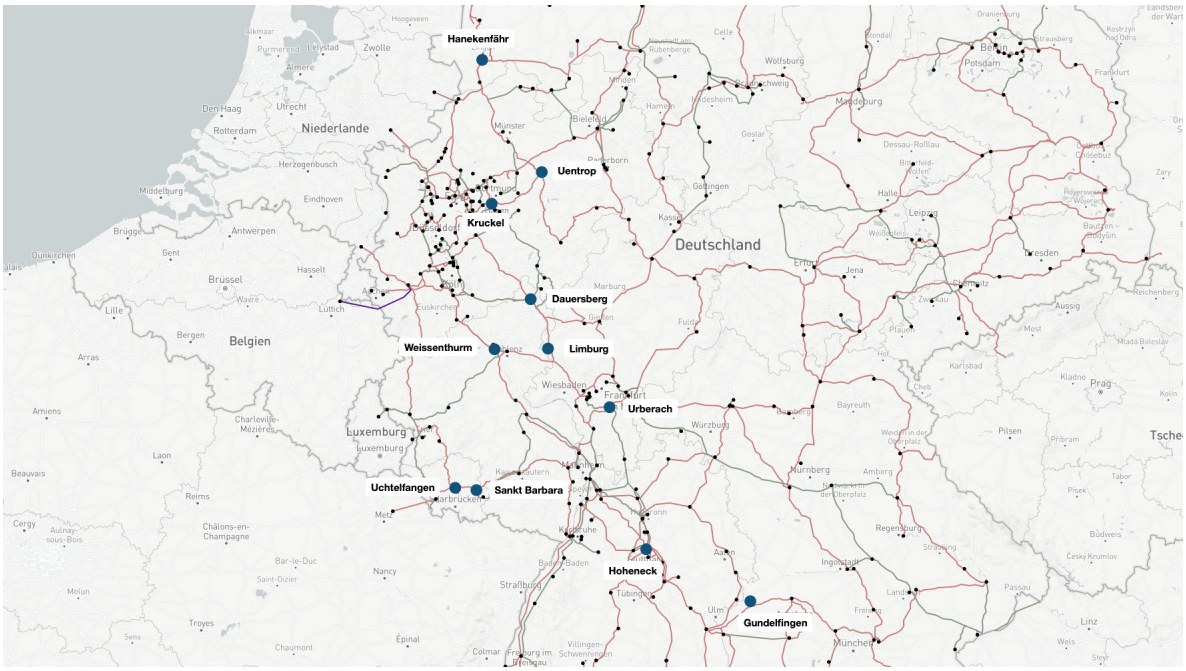
Netzplanerische Begründung

Durch die veränderte Erzeugungsstruktur treten u. a. durch hohe Nord-Süd-Leistungsflüsse hohe Belastungen der Leitungen auf. In diesen Situationen werden die Leitungen weit oberhalb ihrer natürlichen Leistung betrieben. Dieser Netzzustand führt zu einem hohen Bedarf an Blindleistung, um sämtliche Knotenspannungen sowohl im ungestörten als auch im gestörten Betrieb im zulässigen Spannungsband zu halten. Neben hoch ausgelasteten Netzsituationen müssen auch Situationen mit geringer Netzbelastung betrachtet werden, da diese zu sehr hohen Spannungen im Netz führen können. Die Bereitstellung der Blindleistung erfolgt üblicherweise durch die Spannungshaltung der im Netz verteilten Kraftwerke. Durch die Änderung der Erzeugungsstrukturund der lokal benötigten Blindleistung kann der für den sicheren Netz- und Systembetrieb notwendige Umfang an Blindleistung nicht mehr vorgehalten werden. Zusätzlich steigen die Anforderungen an einen schnellen Wechsel der bereit zu stellenden Blindleistung durch die kurzfristig möglichen Änderungen des witterungs- und marktbedingten Leistungstransits. Neben der sicheren Beherrschung von Fehlern müssen aus diesem Grund neben stationären Anlagen insbesondere regelbare Blindleistungskompensationsanlagen einen Teil der notwendigen Blindleistung an Knoten mit signifikanten Spannungsänderungen bereitstellen. Durch eine regelbare Blindleistungskompensationsanlage kann die erforderliche kapazitive oder induktive Blindleistung, abhängig von der jeweiligen Last- und Erzeugungssituation, bedarfsgerecht und dynamisch zur Verfügung gestellt werden.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Die Projekte einschließlich 412 a-d) sowie ein großer Teil der Sammelprojekte 412e-g) sind durch die Bundesnetzagentur im NEP 2030 (2019) sowie im NEP 2035 (2021) bestätigt worden.

2 Im Rahmen der BNetzA Bestätigung wurde ein reduziertes Blindleistungskompensationsbudget bestätigt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P414: hybridge – Elektrolyse

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Beschreibung des geplanten Projekts

Amprion und Open Grid Europe (OGE) planen im gemeinsamen Projekt hybridge die erste großtechnische Power-to-Gas-Anlage in Deutschland, die Strom aus erneuerbaren Energien in Wasserstoff umwandelt. Ziel der Projektpartner ist es, die Planung und Nutzung des Strom- und Gassystems optimal aufeinander abzustimmen und durch den systemdienlichen Einsatz der Power-to-Gas-Anlage einen sicheren und zuverlässigen Betrieb des Übertragungsnetzes zu gewährleisten. Aus Systemsicht gibt es in der Region Lingen geeignete Standorte zur intelligenten Kopplung der Strom- und Gassysteme.

Geplant ist die Errichtung eines Elektrolyseurs mit 100 Megawatt elektrischer Leistung und der Anschluss an das Stromnetz von Amprion. Davon ausgehend werden im Projekt hybridge alle zukünftigen Verwendungsarten von Wasserstoff erprobt: Ein Teil des bestehenden Gasnetzes der Open Grid Europe (OGE) wird für den Transport von reinem Wasserstoff umgestellt. Anschließend können an der neuen Wasserstoffleitung gelegene Unternehmen den grünen Wasserstoff nutzen. Im weiteren Verlauf ist auch die Versorgung von Wasserstofftankstellen und damit der Einsatz von Wasserstoff im Mobilitätssektor angedacht, zum Beispiel in Kraftfahrzeugen oder Zügen. Zudem sollen künftig Gasspeicher umgewidmet werden, um das Angebot der erneuerbaren Energien zeitlich von der Nachfrage nach Wasserstoff zu entkoppeln. Die Speicher können dann Wasserstoff anstelle von Erdgas aufnehmen und bei Bedarf wieder dem Wasserstoffnetz zuführen. So kann auf effiziente Art und Weise eine zuverlässige Versorgung der Anschlussnehmer realisiert werden.

Eine Zumischung von Wasserstoff in Erdgasnetze stellt eine weitere Möglichkeit dar, die im Projekt erprobt werden kann. Dadurch kann das grüne Gas auch für andere Zwecke wie etwa im Wärmesektor eingesetzt werden. Das Wasserstoffnetz soll sowohl an das Fernleitungsnetz als auch an regionale Ortsnetze für Erdgas angebunden werden. OGE stellt dabei sicher, dass gemäß gültiger Regelwerke dem Erdgas ein begrenzter Anteil Wasserstoff zugemischt werden kann. Sind diese Optionen ausgeschöpft, kann Wasserstoff ebenfalls mit CO_2 methanisiert und in das Erdgasnetz eingespeist werden.

Perspektivisch kann das Wasserstoffnetz sukzessive erweitert werden. hybridge ist der Einstieg in die überregionale Wasserstoffwirtschaft.

Weitere Informationen zum Projekt sind verfügbar unter: www.hybridge.net

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand			
M414	Anlage	NI	NA	vertikal					—

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Im südlichen Emsland, an der Grenze zwischen Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen, befinden sich geeignete Schnittpunkte zwischen der Strom- und Gasnetzinfrastruktur. Daher wurde in diesem Netzbereich nach einem Standort des Elektrolyseurs gesucht. Konkret eignen sich die Umspannanlagen Hanekenfähr und Öchtel bzw. Standorte in unmittelbarer Nähe der dort verlaufenden Leitungstrassen. Dort können bestehende Gas- und Stromleitungen genutzt werden, sodass zur Realisierung des Projektes nur eine geringe Anpassung an der Bestandsinfrastruktur notwendig ist. Der systemdienliche Einsatz der ersten großtechnischen Elektrolyseanlage, ermöglicht an diesen Standorten eine bessere Integration von erneuerbaren Energien in das Energiesystem. Die Standorte zeichnen sich schon jetzt durch hohe Einspeiseleistungen aus Onshore-Windenergieanlagen aus. Perspektivisch werden in der Region auch Offshore-Netzanschlusssysteme realisiert, die die Einspeisung von erneuerbaren Energien an den Standorten nochmals erhöhen. Der systemdienliche Einsatz lässt sich daher dort optimal entwickeln.

Netzplanerische Begründung

Die Leistung der Pilotanlage P414 ist in den Szenarien A 2035, B 2035 , C 2035 und B 2040 in der deutschlandweiten Summenleistung für Power-to-Gas berücksichtigt. Als Arbeitshypothese wurde für die Verortung der Pilotanlage dabei der Standort Hanekenfähr gewählt. Durch die (elektrotechnische) Nähe zu den Schwerpunkten der Stromerzeugung aus Windenergie im Norden Deutschlands ist eine netzorientierte Verortung der Anlage sichergestellt.

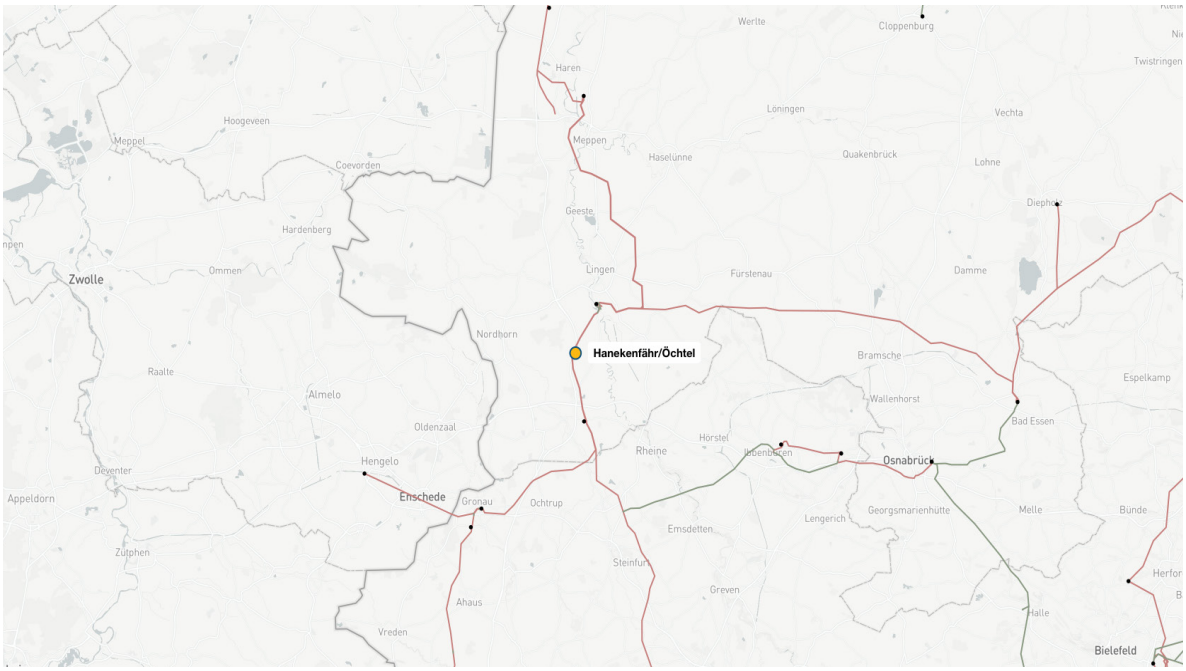
Die marktorientierte Betriebsweise der Pilotanlage im Rahmen der Marktsimulation des NEP 2021 (2035) ist durch den Szenariorahmen der Bundesnetzagentur vorgegeben. Abweichend davon ist für den tatsächlichen Betrieb der Pilotanlage eine systemdienliche Betriebsweise vorgesehen. Der systemdienliche Einsatz von Power-to-Gas-Anlagen wird dabei zum sicheren und zuverlässigen Betrieb des Übertragungsnetzes beitragen. Ziel dieser Anlage ist es unter anderem, Überlastungen im Übertragungsnetz zu vermeiden und damit die Integration der erneuerbaren Energien zu erhöhen. Dafür sind der Ort, die Größe und der zeitliche Einsatz der Anlagen entscheidend.

Weiterhin können von den Umrichtern der Elektrolyseanlage netzstützende Dienstleistungen wie Blindleistung und Momentanreserve bereitgestellt werden.

Um das Potenzial ab 2035 nutzen zu können, ist es notwendig, schon heute Erfahrungen mit der Planung, der Genehmigung, dem Bau sowie dem netzorientierten Betrieb und Einsatz solcher großtechnischer Power-to-Gas-Anlagen zu sammeln und die Technologie bedarfsgerecht zu entwickeln.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten und Technologiekonzepte

Alternativ zum systemdienlichen Einsatz von Power-to-Gas-Anlagen können Maßnahmen zur Höherauslastung des Bestandsnetzes getroffen werden. Zudem können vorhandene Leitungen verstärkt oder neue zusätzlich gebaut werden. Die Errichtung und der Betrieb von großen elektrischen Speichern ist als anderweitiges Technologiekonzept zur intelligenten Kopplung des Strom- und Gassystems nach volkswirtschaftlicher Analyse nachrangig.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P421: Netzverstärkung Trossingen

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Engstlatt und Trossingen und enthält folgende Maßnahme:

- M702: Einführung UW Trossingen
  Im Rahmen der Maßnahme soll der am Umspannwerk Trossingen vorbeiführende Stromkreis Engstlatt – Gurtweil – Villingen im UW Trossingen eingeschleift werden. Dazu sind Ersatzneubau bzw. Umbeseilung der in das UW Trossingen einführenden Leitungen notwendig. In Verbindung mit den weiteren geplanten Maßnahmen in der Anlage (siehe P90) ist ein Neubau des UW Trossingen und eine Erweiterung um zusätzliche Schaltfelder sowie eine dritte Sammelschiene erforderlich.

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040			
M702[1]	Leitung	BW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau, Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung		2,8	x	x	x	x	2035		✓

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Der betroffene Netzbereich befindet sich auf einer bedeutenden Verbindungstrasse zwischen dem baden-württembergischen Lastschwerpunkt des mittleren Neckarraums und den Pumpspeichern im südlichen Schwarzwald.

Netzplanerische Begründung

Bei Ausfall des bestehenden 380-kV-Stromkreises Engstlatt – Trossingen kommt es aufgrund der dann fehlenden Transportnetz-Verbindung zwischen diesen Stationen zur Verlagerung des Lastflusses in das unterlagerte Verteilnetz. Dies führt infolgedessen zu massiven Überlastungen mehrerer 110-kV-Stromkreise. Durch die Einschleifung eines zweiten 380-kV-Stromkreises in das UW Trossingen wird eine zweite 380-kV-Verbindung zwischen Engstlatt und Trossingen geschaffen. Durch diese zweite Verbindung können die unzulässigen Überlastungen im Verteilnetz vermieden werden. Auf Basis gemeinsamer Kosten-Nutzen-Analysen der TransnetBW und des betroffenen Verteilnetzbetreibers hat sich die Einschleifung im Transportnetz als wesentlich günstiger als ein Ausbau des Verteilnetzes herausgestellt.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

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

1 Aufnahme der Maßnahme M702 infolge der BNetzA Bestätigung vom 14.01.2022. Bei gemeinsamen Untersuchungen mit dem Verteilnetzbetreiber hat sich diese Maßnahme im Höchstspannungsnetz zur Behebung von Überlastungen im Verteilnetz als kostengünstiger erwiesen. Dieser Bedarf wurde in der Konsultationsphase des Bestätigungsdokumentes nachgereicht.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

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

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2035 (2021) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.

Prüfung nach NOVA

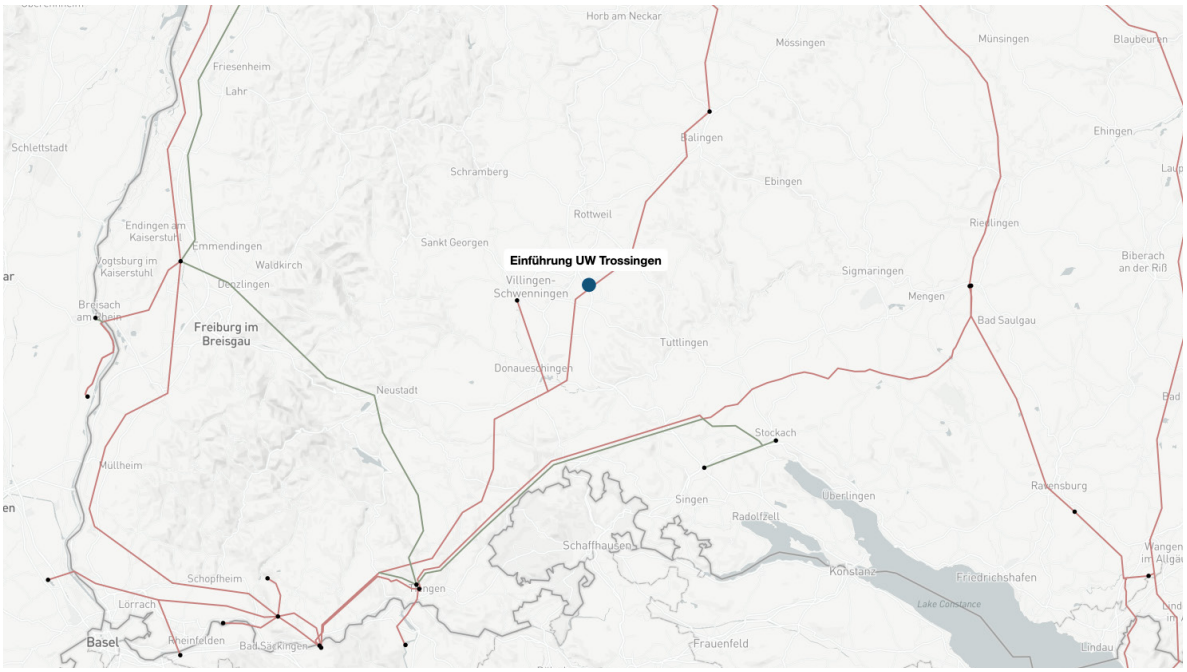
Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Für die Maßnahme M702 gibt es im Hinblick auf das NOVA-Kriterium keine vorzugswürdigen alternativen Netzverknüpfungspunkte.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wurde im NEP 2035 (2021) erstmalig identifiziert und von der BNetzA bestätigt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P428: Netzverstärkung 380-kV-Schaltanlage Kühmoos

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in der Grenzregion Deutschland, Schweiz, Frankreich sowie der Sicherstellung eines sicheren Systembetriebs.

- M700: UW Kühmoos
  Die Maßnahme beinhaltet einen Neubau mit Erweiterung der bestehenden 380-kV-Schaltanlage Kühmoos der TransnetBW. Es handelt sich um eine horizontale Punktmaßnahme.

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040			
M700	Anlage	BW	NV	horizontal			x	x	x	x	2026	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die 380-kV-Anlage stellt einen sehr wichtigen Verbindungsknoten für Transporte zwischen den Übertragungsnetzen von Deutschland und der Schweiz dar. Darüber hinaus spielt der Netzknoten eine zentrale Rolle im Netzwiederaufbaukonzept der TransnetBW. In der Anlage speist ferner das Kraftwerk Wehr in das Übertragungsnetz ein.

Netzplanerische Begründung

Die 380-kV-Anlage Kühmoos ist derzeit für einen Bemessungskurzzeitstrom im Kurzschlussfall von 50 kA/1s ausgelegt. Dies ist zukünftig nicht mehr ausreichend. Die Anlage muss zudem aufgrund zukünftiger Anforderungen, wie z. B. den Projekten P90 und P310, erweitert werden. Die zukünftigen Anforderungen bedingen daher einen Neubau der Anlage.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

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

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2035 (2021) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.

Prüfung nach NOVA

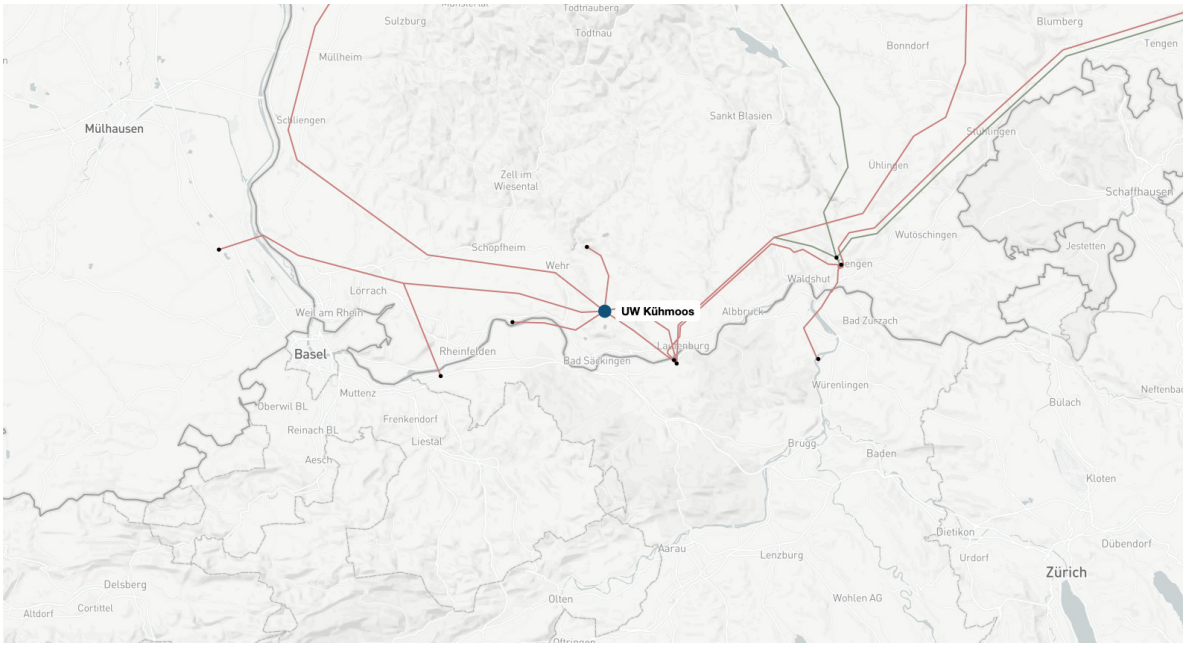
Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Zu dieser Maßnahme gibt es keine sinnvollen alternativen Netzverknüpfungspunkte, da die Maßnahme sich am Kreuzungspunkt bestehender Trassen befindet und diese verknüpft.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wurde im NEP 2030 (2019) erstmalig identifiziert und im NEP 2030 (2019) sowie im NEP 2035 (2021) von der BNetzA bestätigt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P430: Netzbooster Pilotanlage Kupferzell

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Beschreibung des geplanten Projekts

Im Rahmen des Projektes P430 ist die Errichtung einer Pilotanlage des Netzbooster-Konzeptes geplant, um das innovative Konzept zur Höherauslastung der Bestandsnetze zu erproben.

- M646: Netzbooster Pilotanlage Kupferzell
  Die Planung sieht die Errichtung einer Pilotanlage mit einer Leistung von 250 MW und einer Kapazität von 250 MWh am Standort Kupferzell vor. Zur Einbindung des Netzboosters ist die Schaltanlage Kupferzell zu erweitern sowie die notwendigen Voraussetzungen in den Schutz-, Kommunikations und Leittechniken zu schaffen.

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040			
M646	Anlage	BW	NO	horizontal			x	x	x	x	2025	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Vor allem aufgrund des absehbaren massiven Zubaus an regenerativen Erzeugungsanlagen an Land in Schleswig-Holstein und Niedersachsen sowie an Offshore-Windenergie in der Nordsee ergibt sich ein zusätzlicher Erzeugungsüberschuss in Norddeutschland. Bundesländer in Süddeutschland wie Baden-Württemberg, Bayern und Hessen sind hingegen nach dem Ausstieg aus der Kernenergie in besonderem Maße auf Energietransporte aus anderen Regionen angewiesen und müssen 2030 gut 40 % ihres Jahresenergieverbrauchs importieren. Dadurch ergibt sich in vielen Situationen ein Nord-Süd Transit in Deutschland, der zu großräumigen Überlastungen führt. Der koordinierte Einsatz von Netzboostern dient als netzplanerische Maßnahme zur Erhöhung der Übertragungsfähigkeit von bestehenden Leitungen im Sinne einer Netzoptimierung.

Das Innovationspotenzial in Form eines koordinierten Einsatzes von Netzboostern kann einen wesentlichen Beitrag zur Reduzierung von Engpässen liefern. Zur Hebung dieses Innovationspotenzials schlagen die deutschen Übertragungsnetzbetreiber die folgende Roadmap vor:

- Errichtung der Pilotanlagen und Sammlung von Betriebserfahrungen. Zu den adressierten Themenbereichen gehören
  - der Einsatz neuer Technologien,
  - die Einbindung in das Netzleitsystem,
  - die Einbindung in die Schutzkonzepte,
  - die Ausarbeitung und Implementierung eines Betriebsführungskonzepts,
  - die Ausarbeitung und Implementierung eines Ablösekonzepts,
  - die Ausarbeitung und Implementierung eines Rückführkonzepts,
  - die Gewährleistung des Umwelt-, Arbeits- und Brandschutzes,
  - die Analyse der Anlagenzuverlässigkeit und
  - die über ÜNB koordinierte Zusammenwirkung mehrerer Netzbooster-Anlagen.

- Entwicklung eines koordinierten Betriebsführungskonzepts, u. A. unter Einbezug der Ergebnisse des Verbundforschungsvorhabens „InnoSys 2030 – Innovationen in der Systemführung bis 2030" (Okt. 2018 – Sep. 2021)
- Überführung des Konzeptes in die operative Netzbetriebsführung
- Entscheidung über die Errichtung von weiteren Netzbooster-Anlagen

Netzplanerische Begründung

Die Übertragungsnetzbetreiber evaluieren kontinuierlich die sich durch neue Technologien ergebenden Chancen und die Möglichkeiten des Einsatzes neuartiger und weiterentwickelter Betriebsmittel. Insbesondere Technologien zur Automatisierung und Höherauslastung der Bestandsnetze sind hierbei im Fokus. Um die hohe Systemsicherheit des deutschen Übertragungsnetzes nicht zu gefährden, ist eine ausreichende Erprobungsphase dabei unabdingbar.

Der Standort Kupferzell bietet sich aufgrund der Charakteristika des betroffenen Netzbereiches zur Erprobung der Netzbooster-Technologie an, da die geplante Anlage dort schon während der Pilotphase einen hohen Nutzen generieren kann. Der gewählte Standort entlastet durch den Nord-Süd Transit in Deutschland überlastete Leitungen und bietet die Chance, durch die angestrebte Höherauslastung der Leitungen zu TenneT, weiteren notwendigen Netzausbau zu verringern oder gar zu vermeiden. Dies vor dem Hintergrund, dass die vorhandene Trasse von Kupferzell nach Grafenrheinfeld auf Seiten der TransnetBW nach den im Rahmen des Projektes P48 geplanten Netzverstärkungen kein oder nur noch geringes Potenzial für weitere Netzverstärkungen bietet. Zusätzliche Übertragungskapazität auf diesem Abschnitt könnte dann nur noch durch Neubau in neuer Trasse geschaffen werden.

Da beim Netzboosterkonzept keine Primärreserveleistung in Anspruch genommen werden soll, müssen durch die Aktivierung einer Netzboosteranlage ausgelöste Einspeiseerhöhungen ebenso wie Einspeisereduzierungen bilanziell ausgeglichen sein. Beispielsweise muss der Einspeiseerhöhung durch die Netzboosteranlage Kupferzell eine zeitgleiche Einspeisereduzierung im Norden gegenüberstehen. Hierzu sollen Offshore-Netzanbindungssysteme zum Einsatz kommen.

Von Beginn an werden die Anforderungen an die Netzbooster so gestellt, dass nach erfolgreicher Erprobung ein koordinierter Einsatz zur großräumigen Überwachung zahlreicher Betriebsmittel realisiert werden kann.

Mit der Umsetzung des Konzepts wird der Grundstein für den systemischen Betrieb mit mehreren Netzboostern und Offshore Netzanbindungssystemen als Senke gelegt. So können bei Bedarf und Verfügbarkeit sukzessive weitere Offshore-Netzanbindungssysteme eingebracht werden.

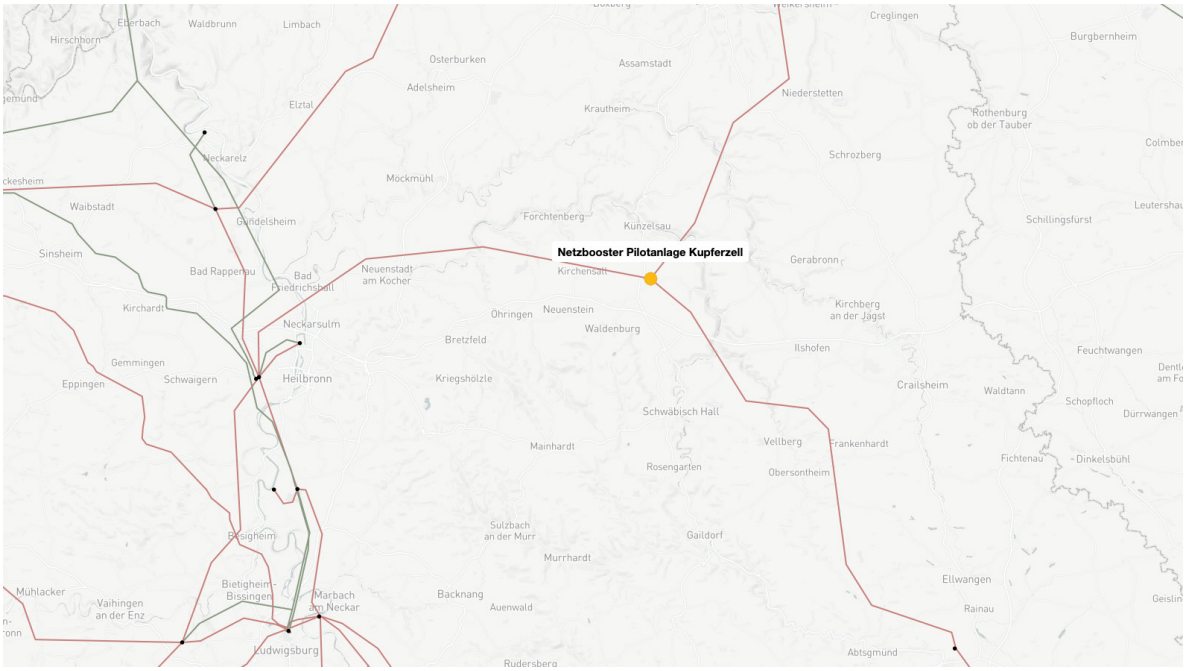
Darüber hinaus wurde im Rahmen des zweiten Entwurfs des NEP 2035 (2021) eine vollumfängliche Wirtschaftlichkeitsanalyse unter Berücksichtigung der relevanten planerischen Untersuchungen sowie notwendigen Annahmen und Vereinfachungen durchgeführt. Die Netzbooster-Pilotanlagen haben sich anhand von Analysen für die Jahre 2025 bis 2040 erneut als wirtschaftlich erwiesen. Die Pilotanlagen dienen in erster Linie zur Erprobung des Netzbooster-Konzepts. Der Vorteil von Netzboostern wird aufgrund der geringen Raumin-anspruchnahme vor allem bei der Akzeptanz im Vergleich zu Stromtrassen liegen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Die vorliegende Maßnahme dient der Erprobung einer neuen Technologie zur Höherauslastung der Bestandsnetze (Netzoptimierung). Sie stellt damit nach NOVA-Prinzip eine Alternative zum Netzausbau dar.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P430 wurde im NEP 2030 (2019) erstmalig eingebracht und im NEP 2030 (2019) sowie im NEP 2035 (2021) von der BNetzA bestätigt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P450: Netzverstärkung Güstrow – Siedenbrünzow – Putlitz/Süd – Putlitz – Perleberg – Stendal/West

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz Nr. BBPlG 2021: 60

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der horizontalen Übertragungskapazität in der 50Hertz-Regelzone. Es beinhaltet Maßnahmen für eine witterungsabhängig höhere Belastbarkeit der bestehenden 380-kV-Freileitungen zur Höherauslastung des Bestandsnetzes.

Durch gezielte bauliche Verstärkung der Freileitungen, u. a. Masterhöhungen und deren Umbeseilung sowie primär- und sekundärtechnische Anpassungen in den Schaltanlagen, werden die technischen und betrieblichen Voraussetzungen für den Einsatz des witterungsabhängigen Freileitungsbetriebes (WAFB) geschaffen. Durch den Einsatz von Messeinrichtungen wird zudem der WAFB-Einsatz auf den Leitungen überwacht. Insgesamt erfolgt damit mittels Netzverstärkung und Netzoptimierung als Voraussetzung für den WAFB-Einsatz eine witterungsabhängige, temporäre Erhöhung der Übertragungskapazität bestehender Freileitungen auf den nachfolgend genannten Leitungen.

- M678: Putlitz/Süd – Putlitz – Perleberg – Stendal/West
  Zur Umsetzung der gegenständlichen Maßnahme werden auf den entsprechenden Leitungsabschnitten zunächst Masterhöhungen sowie primär- und sekundärtechnische Anpassungen in den Schaltanlagen vorgenommen, um die technischen und betrieblichen Voraussetzungen für den WAFB-Einsatz, u. a. mit Einsatz von Messeinrichtungen, zu schaffen. Zu einem späteren Zeitpunkt wird ggf. die bestehende 380-kV-Freileitung bedarfsgerecht durch eine Umbeseilung (HTLS) verstärkt.
- M786: Güstrow – Siedenbrünzow – Putlitz/Süd
  Zur Umsetzung der gegenständlichen Maßnahme werden auf den entsprechenden Leitungsabschnitten zunächst Masterhöhungen sowie primär- und sekundärtechnische Anpassungen in den Schaltanlagen vorgenommen, um die technischen und betrieblichen Voraussetzungen für den WAFB-Einsatz, u. a. mit Einsatz von Messeinrichtungen, zu schaffen. Zu einem späteren Zeitpunkt wird ggf. die bestehende 380-kV-Freileitung bedarfsgerecht durch eine Umbeseilung (HTLS) verstärkt.

Der Verteilnetzbetreiber und 50Hertz planen im Suchraum der Stadt Osterburg, gelegen zwischen den UW Perleberg und Stendal/West, die Errichtung eines neuen 380/110-kV-Umspannwerks (siehe Begleitdokument Punktmaßnahmen). Dieses wird mit einer Doppeleinschleifung in die 380-kV-Leitung Putlitz/Süd – Perleberg – Stendal/West eingebunden (siehe Begleitdokument Punktmaßnahmen).

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040			
M678	Leitung	BB, ST	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung		98	x	x	x	x	2029, 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓
M786	Leitung	MV, BB	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung		152	x	x	x	x	2035		✓

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Das netztechnische Ziel des Projektes ist es, die Übertragungskapazität geeigneter und relevanter 380-kV-Freileitungen im 50Hertz-Netz durch die Einführung des WAFB zu steigern (Höherauslastung des Bestandsnetzes) und damit zur Verringerung von Redispatch in der 50Hertz-Regelzone beizutragen.

Durch gezielte Verstärkung von bestehenden Leitungen werden die technischen und betrieblichen Voraussetzungen für den Einsatz des WAFB geschaffen. Dazu müssen u. a. je nach Alter und Bauart der Leitung (z. B. Leitungen, die vor 1990 nach den technischen Normen, Gütevorschriften und Lieferbedingungen (TGL) der ehemaligen DDR errichtet wurden) diverse Maßnahmen ergriffen werden, wie z. B. Masterhöhungen, Umbeseilungen sowie primär- und sekundärtechnische Anpassungen in den Schaltanlagen. Alle Bestandsleitungen, die – wie die des hier beschriebenen Projektes – für den WAFB-Einsatz vorbereitet werden, werden dabei grundsätzlich mit noch einzusetzenden Messeinrichtungen betrieblich überwacht.

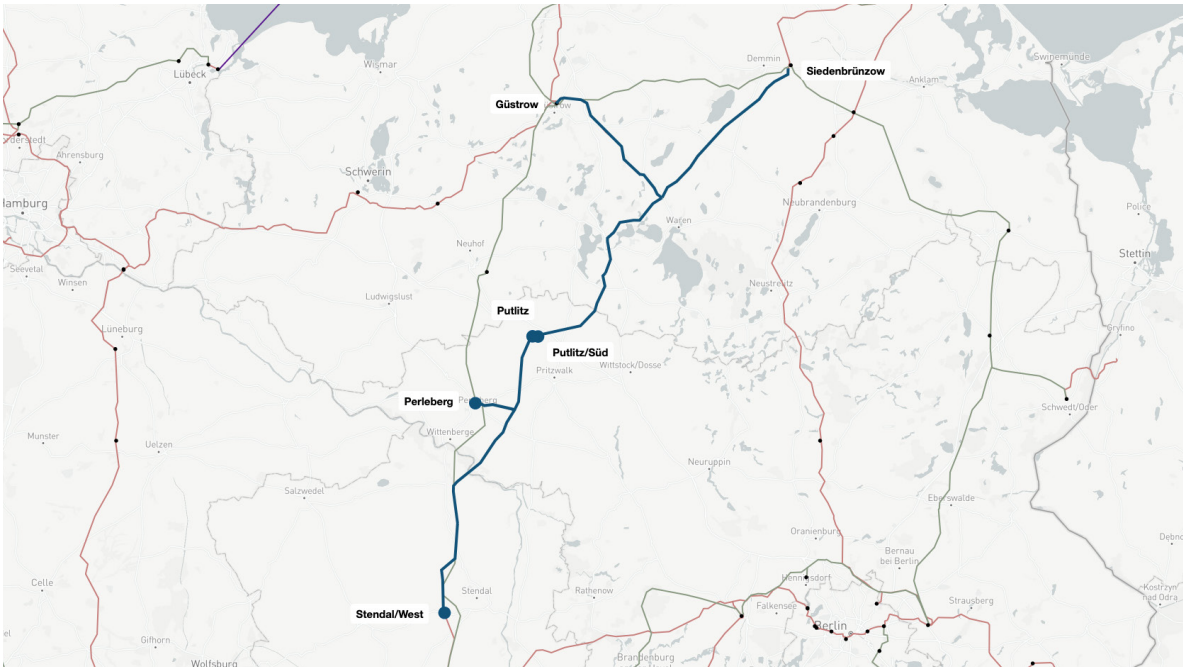
Ohne die angezeigten Maßnahmen sind für die in den NEP-Szenarien identifizierten Übertragungsaufgaben die (Nenn-)Übertragungskapazitäten der genannten Freileitungen unzureichend. Erst durch die im Ergebnis des Projektes mögliche Nutzung der witterungsabhängig höheren Übertragungskapazitäten können die in den NEP-Szenarien registrierten unzulässig hohen Belastungen der Stromkreise im Regelfall beseitigt und damit der ansonsten notwendige Redispatch verringert bzw. vermieden werden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts). Mit dem Projekt P450 wurden die pauschalen Ansätze des NEP leitungsscharf geprüft und die notwendigen Maßnahmen für den WAFB-Einsatz auf den konkreten Leitungen ausgewiesen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P450 wurde erstmalig im NEP 2030 (2019) identifiziert und die Maßnahmen M678 und M786 im NEP 2030 (2019) sowie im NEP 2035 (2021) von der Bundesnetzagentur bestätigt. Das Projekt P450 ist als Teil des Vorhabens Nr. 60 im Bundesbedarfsplan ausgewiesen.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P451: Netzverstärkung Graustein – Bärwalde

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz Nr. BBPlG 2021: 62

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der horizontalen Übertragungskapazität in der 50Hertz-Regelzone. Es beinhaltet Maßnahmen für eine witterungsabhängig höhere Belastbarkeit zur Höherauslastung des Bestandsnetzes.

Durch gezielte bauliche Verstärkung der Freileitungen, u. a. Masterhöhungen, und deren Umbeseilung sowie primär- und sekundärtechnische Anpassungen in den Schaltanlagen, werden die technischen und betrieblichen Voraussetzungen für den Einsatz des witterungsabhängigen Freileitungsbetriebes (WAFB) geschaffen. Durch den Einsatz von Messeinrichtungen wird zudem der WAFB-Einsatz auf den Leitungen überwacht. Insgesamt erfolgt damit mittels Netzverstärkung und Netzoptimierung als Voraussetzung für den WAFB-Einsatz eine witterungsabhängige, temporäre Erhöhung der Übertragungskapazität auf der nachfolgend genannten Leitung:

- M681: Graustein – Bärwalde
  Zur Umsetzung der gegenständlichen Maßnahme werden auf den entsprechenden Leitungsabschnitten zunächst Masterhöhungen sowie primär- und sekundärtechnische Anpassungen in den Schaltanlagen vorgenommen, um die technischen und betrieblichen Voraussetzungen für den WAFB-Einsatz, u. a. mit Einsatz von Messeinrichtungen, zu schaffen. Zu einem späteren Zeitpunkt wird ggf. die bestehende 380-kV-Freileitung bedarfsgerecht durch eine Umbeseilung (HTLS) verstärkt.

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040			
M681	Leitung	BB, SN	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung		22	x	x	x	x	2030	3: Vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG	✓

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Das netztechnische Ziel des Projektes ist es, die Übertragungskapazität im 50Hertz-Netz durch die Einführung des WAFB zu steigern (Höherauslastung des Bestandsnetzes) und damit zur Verringerung von Redispatch in der 50Hertz-Regelzone beizutragen.

Durch gezielte Verstärkung von bestehenden Leitungen werden die technischen und betrieblichen Voraussetzungen für den Einsatz des WAFB geschaffen. Dazu müssen u. a. je nach Alter und Bauart der Leitung (z. B. Leitungen, die vor 1990 nach den technischen Normen, Gütevorschriften und Lieferbedingungen (TGL) der ehemaligen DDR errichtet wurden) diverse Maßnahmen ergriffen werden, wie z. B. Masterhöhungen, Umbeseilungen sowie primär- und sekundärtechnische Anpassungen in den Schaltanlagen. Alle Bestandsleitungen, die – wie die des hier beschriebenen Projektes – für den WAFB-Einsatz vorbereitet werden, werden dabei grundsätzlich mit noch einzusetzenden Messeinrichtungen betrieblich überwacht.

Ohne die angezeigten Maßnahmen sind für die in den NEP-Szenarien identifizierten Übertragungsaufgaben die (Nenn-)Übertragungskapazitäten der genannten Freileitung unzureichend. Erst durch die im Ergebnis des Projektes mögliche Nutzung der witterungsabhängig höheren Übertragungskapazitäten können die in den NEP-Szenarien registrierten unzulässig hohen Belastungen der Stromkreise im Regelfall beseitigt und damit der ansonsten notwendige Redispatch verringert bzw. vermieden werden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts). Mit dem Projekt P451 wurden die pauschalen Ansätze des NEP leitungsscharf geprüft und die notwendigen Maßnahmen für den WAFB-Einsatz auf den konkreten Leitungen ausgewiesen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P451 wurde erstmalig im NEP 2030 (2019), als Maßnahme M681 des Projektes P450, identifiziert und im NEP 2030 (2019) sowie im NEP 2035 (2021) von der Bundesnetzagentur bestätigt. Das Projekt P451 ist als Vorhaben Nr. 62 im Bundesbedarfsplan ausgewiesen.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P461: Netzerweiterung der Anlage Paffendorf

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Beschreibung des geplanten Projekts

Die erhöhte Auslastung sowie die zunehmende Vermaschung des elektrischen Übertragungsnetzes führt zu veränderten Anforderungen an die Kurzschlussfestigkeit von Anlagen und Betriebsmitteln. Damit auch in Zukunft die betrieblichen Freiheitsgrade für die Systemführung im immer höher ausgelasteten Netz erhalten bleiben, ist sicherzustellen, dass die Leistungsflusssteuerung, Leistungsflussvergleichmäßigungen sowie Umlastungen möglich sind. Um dies gewährleisten zu können, ist die Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit der Anlage Paffendorf von 63 kA auf 80 kA erforderlich.

- M688: Netzerweiterung der Anlage Paffendorf
  Bestehende Betriebsmittel des 380-kV- oder 220-kV-Netzes werden ersetzt, sodass die Umspannanlage Paffendorf über eine höhere Kurzschlussfestigkeit verfügt.

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040			
M688	Anlage	NW	NV	horizontal			x	x	x	x	2024	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	—

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Region Westliches Rheinland/Aachen ist durch eine hohe Anzahl von Industriekunden und damit einer sehr hohen elektrischen Nachfrage geprägt. Ebenso ist der betreffende Netzbereich durch die länderübergreifenden Leitungen nach Belgien, Frankreich, Luxemburg und in die Niederlande geprägt. Die lokalen Primärenergieträgerressourcen und die kurzen Transportwege haben dazu geführt, dass auch die konventionelle Erzeugung stark ausgebaut wurde. Nicht zu vernachlässigen ist der im Rahmen der Energiewende stattfindende Ausbau der erneuerbaren Energien. Die sich aus der Verbindung dieser Last- und Erzeugungsschwerpunkte resultierende Netzinfrastruktur kann zukünftig durch gezielte Verstärkungen und Umstrukturierungen für eine Erweiterung sowohl der Nord – Süd als auch der Ost – West Transportkapazität eingesetzt werden.

Netzplanerische Begründung

Bei der Anlage Paffendorf handelt es sich um eine 2-Sammelschienenanlage (mit Umgehungsschiene). Analysen zeigen bereits für heute die Notwendigkeit, dass die Anlage für eine Kurzschlussfestigkeit von 80 kA ausgelegt sein muss. Weiterführende Analysen unter Berücksichtigung der strukturellen Entwicklung des Übertragungsnetzes im NEP 2030 (2017) zeigen auch zukünftigen Bedarf der erhöhten Kurzschlussfestigkeit von 80 kA, aufgrund erwarteter Kurzschlussströme von ca. 72 kA. Da die Anlage für 63 kA dimensioniert ist, würden der Systemführung die zwingend erforderlichen betrieblichen Freiheitsgrade entzogen. Bei dieser Kurzschlussfestigkeit, kann zum einen kein gekuppelter Sammelschienenbetrieb erfolgen und zum anderen kann im Falle von Wartungsarbeiten an einer der beiden Sammelschienen bzw. den entsprechenden Trennschaltern

kein Betrieb sämtlicher angeschlossener Stromkreise erfolgen, da beim 1-Sammelschienenbetrieb die derzeit maximal zulässige Kurzschlussleistung in Höhe von 63 kA überschritten würde. Dies hätte einen hohen Einfluss auf die Versorgungssicherheit im Amprion-Übertragungsnetz.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Alternativ kann die Anlage Paffendorf zu einer 3-Sammelschienenanlage erweitert werden. Im Fall von Wartungsarbeiten an einer der Sammelschienen bzw. den entsprechenden Trennschaltern wäre die Dimensionierung mit 63 kA ausreichend. Die für die Systemführung zwingend erforderlichen betrieblichen Freiheitsgrade wären bei der Umsetzung dieser Alternative jedoch nicht vorhanden, wodurch sich Einschränkungen beim Betrieb des Übertragungsnetzes in der entsprechenden Region ergeben. Ein gekuppelter Sammelschienenbetrieb ist mit der Alternative nicht umsetzbar.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

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

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme M688 hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2035, B 2035, C 2035 und B 2040 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur kann durch die Maßnahme M688 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen.

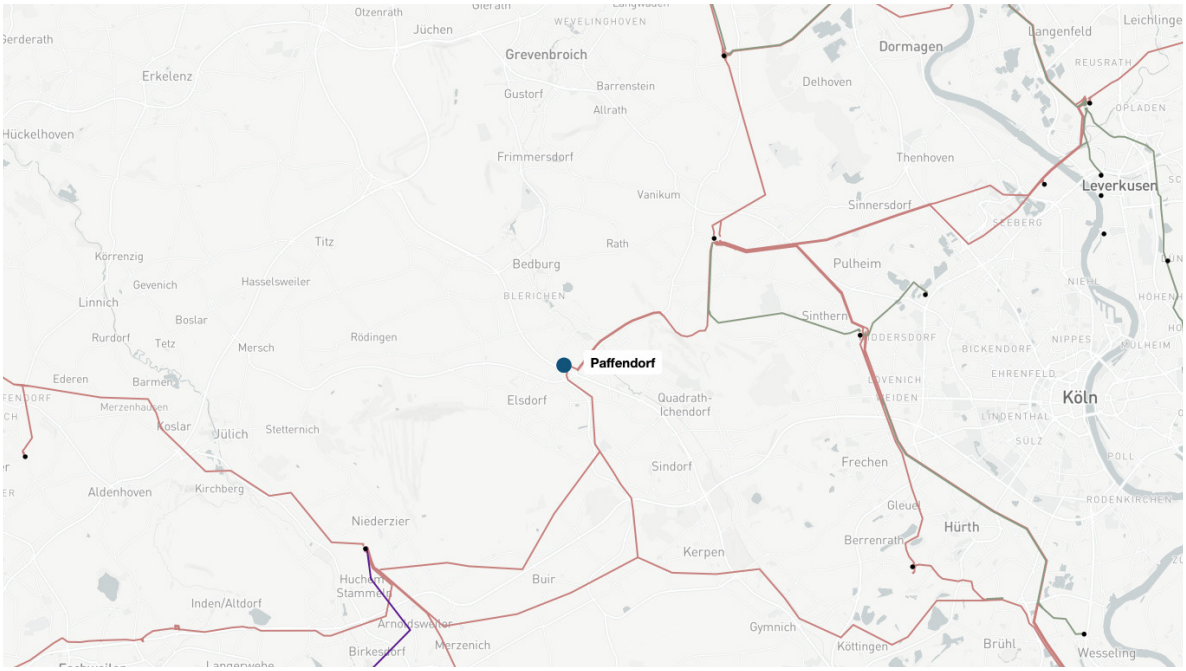
Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P461 mit der Maßnahme M688 wurde im NEP 2030 (2019) erstmalig identifiziert.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P462: Netzerweiterung im Raum Aachen

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion Nr. BBPlG 2021: 75

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität im Raum Aachen. Der unterlagerte Verteilnetzbetreiber hat um die Erhöhung des Einspeisequerschnittes in den Anlagen Siersdorf und Verlautenheide aus dem 380-kV-Netz in das unterlagerte 110-kV-Netz gebeten. Aus diesem Grund ist eine Netzerweiterung zur Erhöhung der Netzkuppelkapazität zwischen dem Übertragungsnetz von Amprion und der unterlagerten 110-kV-Netzgruppe erforderlich. Der rückläufigen, volatileren bzw. sogar entfallenden Einspeisung von Kraftwerksblöcken mit einer Gesamtleistung von ca. 600 MW in die 110-kV-Netzgruppe wird damit entgegengewirkt. Folgende Maßnahme ist zu realisieren:

- M689: Netzerweiterung im Raum Aachen
  Die 380-kV-Anlage Siersdorf wird um einen 380/110-kV-Transformator erweitert (vgl. hierzu Punktmaßnahme P462 Transformator Siersdorf). Hierzu werden die 380-kV-Anlage und die 110-kV-Anlage für den Anschluss des neuen Transformators um je ein Schaltfeld erweitert. Zusätzlich wird die 380-kV-Anlage für den Anschluss des zusätzlichen 380-kV-Stromkreises zwischen Siersdorf und Zukunft oder Verlautenheide um Schaltfelder für den Stromkreis und einer Kupplung erweitert.

  Die 380-kV-Anlage Zukunft wird um einen 380/110-kV-Transformator erweitert. Die heutige 380-kV-Anlage beinhaltet ein 380-kV-Schaltfeld ohne Sammelschiene. Damit sowohl beide 380/110-kV-Transformatoren als auch die zwei 380-kV-Stromkreise angeschlossen werden können, wird die 380-kV-Anlage als Sammelschienenanlage mit entsprechenden 380-kV-Schaltfeldern erweitert. Zusätzlich wird die 110-kV-Anlage für den Anschluss des zusätzlichen Transformators um ein Schaltfeld erweitert.

  Die 380-kV-Anlage Verlautenheide wird um einen 380/110-kV-Transformator erweitert (vgl. hierzu Punktmaßnahme P462 Transformatoren Verlautenheide). Die heutige 380-kV-Anlage beinhaltet ein 380-kV-Schaltfeld ohne Sammelschiene. Damit sowohl beide 380/110-kV-Transformatoren als auch die zwei 380-kV-Stromkreise angeschlossen werden können, wird die 380-kV-Anlage als Sammelschienenanlage mit entsprechenden 380-kV-Schaltfeldern erweitert. Zusätzlich wird die 110-kV-Anlage für den Anschluss des zusätzlichen Transformators um ein Schaltfeld erweitert.

  Zwischen den Anlagen Zukunft und Verlautenheide wird ein 380-kV-Stromkreis auf dem vorhandenen 380-kV-Gestänge zubeseilt (ca. 10,5 km). Abhängig von den Gegebenheiten vor Ort, werden im Rahmen der Zubeseilung ggf. die Verstärkung oder der Neubau von Leitungsmasten der Bestandsleitung erforderlich.

  Für die Schaffung betrieblicher Freiheitsgrade ist für eine sichere Versorgung dieser Region zusätzlich die Errichtung einer ca. 13,5 km langen 110/380-kV-Freileitung zwischen Siersdorf und Zukunft oder Verlautenheide erforderlich, welche voraussichtlich in bereits bestehender Trasse errichtet werden soll.

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040			
M689	Leitung	NW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau, Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung		24	x	x	x	x	2027, 2028	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Region Rheinland ist durch eine hohe Anzahl von Industriekunden und damit durch eine sehr hohe Nachfrage nach elektrischer Energie geprägt. Die damaligen lokalen Primärenergieträgerressourcen und die kurzen Transportwege haben dazu geführt, dass die konventionelle Erzeugung stark ausgebaut wurde. Im Rahmen der Energiewende findet nun ein Ausbau der erneuerbaren Energien (beispielsweise durch den perspektivischen Anschluss von Offshore-Windenergie) bei gleichzeitigem kontinuierlichen Wegfall der konventionellen Kraftwerke statt. Die aus der Verbindung dieser Last- und Erzeugungsschwerpunkte resultierende Netzinfrastruktur kann zukünftig durch gezielte Verstärkungen und Umstrukturierungen für eine Erweiterung sowohl der Nord-Süd- als auch der Ost-West-Transportkapazität eingesetzt werden. Des Weiteren befinden sich Kuppelleitungen zu den Nachbarländern Niederlande und Belgien in der Region um Aachen, die eine hohe Transportkapazität in der Region bedingen.

Netzplanerische Begründung

Die Kraftwerksblöcke Weisweiler E und F stehen aufgrund des sich veränderten Erzeugungsmarktes nicht mehr gesichert zur Verfügung. Darüber hinaus wurde mit dem Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung (KVBG) die Stilllegung der Kraftwerksblöcke Weisweiler E und F auf den 31.12.2021 bzw. 01.01.2025 terminiert. Die Folge ist ein Leistungsdefizit des betrachteten Netzgebietes, welches durch zusätzliche Einspeisungen aus dem Übertragungsnetz ausgeglichen werden muss.

Die für das 110-kV-Netz erforderlichen Kompensationseinspeisungen aus dem Übertragungsnetz sollten basierend auf der 110-kV-Netzplanung des Verteilnetzbetreibers technisch-wirtschaftlich sinnvoll an den bereits bestehenden Einspeisestandorten Siersdorf und Verlautenheide erfolgen und jeweils mindestens 300 MVA betragen.

Die Einspeisepunkte Verlautenheide und Zukunft sind heute mit je einem 380/110-kV-Transformator à 350 MVA über jeweils einen 380-kV-Stromkreis angeschlossen. Mit dem zusätzlichen Transformator in Verlautenheide wären an die zwei Stromkreise zukünftig drei Transformatoren je 350 MVA angeschlossen. Bei betriebsbedingten Nichtverfügbarkeiten eines Stromkreises und Ausfall des übrigen Stromkreises, würden drei 380/110-kV-Transformatoren mit einem Querschnitt von 1.050 MVA ausfallen. Im Falle dessen und ohne eine Kraftwerkseinspeisung entfällt die Versorgung in der Region Aachen. Dies wird durch den Neubau einer ca. 13,5 km langen 380-kV-Freileitung zwischen Siersdorf und Zukunft, vorzugsweise in der Trasse einer bestehenden 110-kV-Freileitung, vermieden. Des Weiteren muss der heute ungenutzte Stromkreisplatz auf der Bl.4176 zwischen Verlautenheide und Zukunft mit einem 380-kV-Stromkreis zubeseilt werden, um die zukünftig zwei 380/110-kV-Transformatoren (n-1)-sicher anzuschließen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als alternative Lösung könnten die oben genannten Kraftwerksblöcke weiterbetrieben werden. Dies steht jedoch im Widerspruch zum Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung (KVBG) und stellt aus diesem Grund keine nachhaltige Lösung dar.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

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

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2035 (2021) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.

Das Projekt hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2035, B 2035 , C 2035 und B 2040 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahme M689 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen.

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternative Netzverknüpfungspunkte für dieses Projekt sind grundsätzlich denkbar, jedoch in Bezug auf die volkswirtschaftlichen Kosten vor dem Hintergrund netzplanerischer Aspekte und die weitere Rauminanspruchnahme wesentlich schlechter.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P462 wurde im NEP 2030 (2019) erstmalig identifiziert und im NEP 2030 (2019) sowie im NEP 2035 (2021) von der Bundesnetzagentur bestätigt. Die von der Bundesnetzagentur bestätigte Maßnahme ist als Vorhaben Nr. 75 im Bundesbedarfsplan enthalten.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P464: Netzerweiterung im Saarland

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Beschreibung des geplanten Projekts

Das 220-kV-Netz im Saarland in der derzeitigen Struktur kann aufgrund der Abschaltung von Kraftwerkskapazitäten als Folge des Ausstiegs aus der Kohleverstromung und des steigenden Leistungsbedarfs der angeschlossenen Industriekunden die zukünftigen Transportaufgaben nicht mehr ausreichend übernehmen. Aus diesen Gründen ist eine Anpassung und Erweiterung des 380-kV-Netzes im Saarland erforderlich.

- M691: Netzerweiterung im Saarland
  Im Suchraum Saarwellingen wird zur Versorgung lokaler Netzkunden eine neue 380/110-kV-Anlage errichtet und in das 380-kV-Netz eingebunden. Zudem werden in Ensdorf (vgl. hier Punktmaßnahme P464 Transformatoren Ensdorf) drei und in Saarwellingen (vgl. hier Punktmaßnahme P464 Transformatoren Saarwellingen) vier 380/110-kV-Transformatoren errichtet. Hierfür ist die Anlage Ensdorf entsprechend zu erweitern. Des Weiteren werden an den Standorten Obergraben und Dillinger Hütte ausgelagerte 110-kV-Sammelschienen errichtet und weitestgehend über bestehende Leitungen an die Umspannanlage in Saarwellingen angeschlossen. Im Fall einer zukünftigen weiter erhöhten Netzanschlusskapazität, die von den lokalen Netzkunden prognostiziert wird, muss aufgrund der beengten Platzverhältnisse in Saarwellingen und auf dem Standort der heutigen 220-kV-Anlage Diefflen eine neue 380-kV-Anlage errichtet werden (vgl. hier Punktmaßnahme P464 Transformatoren Diefflen). Die 380-kV-Anlagen Saarwellingen und Diefflen werden gemäß den Planungsgrundsätzen der Übertragungsnetzbetreiber in das 380-kV-Netz eingebunden, um die notwendige zusätzliche Leistung bereitzustellen. Für die entsprechenden Leitungsmaßnahmen ergeben sich folgende Längen in bestehender Trasse

  - 80-kV-Neubau Punkt Fraulautern – Saarwellingen mit zwei Stromkreisen à 3,7 km
  - 380-kV-Neubau Diefflen – Saarwellingen mit drei Stromkreisen à 0,9 km
  - Spannungsumstellung von 220 kV auf 380 kV Punkt Fraulautern – Saarwellingen mit zwei Stromkreisen à 3,7 km

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040			
M691	Leitung	SL	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau, Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung		8,3	x	x	x	x	2028		✓

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Region Saarland wird derzeit aus der 380-kV- und der 220-kV-Spannungsebene versorgt. Größere Kraftwerkeinheiten waren in der Vergangenheit im 220-kV-Netz angeschlossen, werden zukünftig aufgrund des Ausstiegs aus der Kohlverstromung jedoch abgeschaltet. Die Region ist zunehmend ländlich geprägt, einzelne Industrielasten sind jedoch am 220-kV-Netz angeschlossen. Durch die Kuppelleitungen nach Frankreich ist das 380-kV-Netz in der Region zudem durch größere Transitaufgaben gekennzeichnet.

Netzplanerische Begründung

Heute werden das 110-kV-Verteilnetz im Saarland über weite Teile und die lokalen Netzkunden ausschließlich aus dem 220-kV-Netz der Amprion versorgt. Das Verteilnetz ist in Ensdorf über drei 220/110-kV-Transformatoren und in Saarwellingen – ausgelagert aus Diefflen – über zwei 220/110-kV-Transformatoren an das 220-kV-Netz angebunden. Ein Netzkunde ist über zwei 220-kV/MS-Transformatoren in Obergraben – ebenfalls ausgelagert aus Diefflen – angebunden. Am Standort Dillinger Hütte befinden sich vier 220-kV/MS-Transformatoren, welche über zwei 220-kV-Stromkreise aus Diefflen versorgt werden.

Aufgrund der gestiegenen Anforderungen erfüllt das 220-kV-Netz zukünftig nicht mehr die Planungsgrundsätze und es kann kein sicherer Netzbetrieb mehr gewährleistet werden. Lokal kommt es durch die geplanten Leistungserhöhungen der Industriekunden zu direkten Überlastungen nach Ausfällen. Während betriebsnotwendiger Freischaltungen und gleichzeitigen ungeplanten Betriebsmittelausfällen kommt es auch im weiteren Umfeld zu Überlastungen, die nicht durch betriebliche Maßnahmen behoben werden können.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Im Saarland wird ein zusätzlicher Leistungsbedarf in den dortigen Industrienetzen erwartet. Hierdurch kommt es an den Einspeisepunkten Obergraben und Dillinger Hütte zu Überlastungen der bestehenden 220-kV/MS-Transformatoren. Zur erforderlichen Verstärkung des Einspeisequerschnitts werden die 380-kV-Einspeisepunkte Saarwellingen und Diefflen neu errichtet.

Eine Versorgung der zusätzlich benötigten Leistung aus dem 220-kV-Netz ist bedingt durch das schwache 220-kV-Netz nicht sinnvoll. Mit dem hier beschriebenen Konzept wird nur geringfügiger Leitungsbau erforderlich und durch teilweise Umstellung bestehender 220-kV-Stromkreise auf 110 kV nachhaltig für einen sicheren Betrieb des Transportnetzes gesorgt. Die dazu umgesetzten Maßnahmen sind langfristig angelegt. Die Auswirkungen auf Fremdeigentum und Umwelt wurden dabei berücksichtigt und so gering wie möglich gehalten.

Eine Umstellung der bisherigen 220-kV-Standorte Obergraben und Dillinger Hütte auf 380 kV wäre nur durch 380-kV-Leitungsbau durch die Industriestandorte möglich und würde aufgrund benötigter Freischaltungen die zeitweise Stilllegung der Kunden bedeuten.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

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

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2035 (2021) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.

Das Projekt hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2035, B 2035, C 2035 und B 2040 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahme M691 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen.

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb(WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als

eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternativ zu der beschriebenen Maßnahme M691 könnte anstelle des 4,6 km langen Neubaus in vorhandener 220-kV-Trasse zwischen Punkt Fraulautern und Diefflen eine neue 380-kV-Leitung mit zwei Stromkreisen zwischen Wadern und Diefflen als Neubau in neuer Trasse errichtet werden. Für die alternativen Leitungsmaßnahmen ergäben sich damit die folgenden Längen:

- 380-kV-Neubau Diefflen – Saarwellingen mit zwei Stromkreisen à 0,9 km in bestehender Trasse
- Spannungsumstellung von 220 kV auf 380 kV Punkt Fraulautern – Saarwellingen mit zwei Stromkreisen à 3,7 km in bestehender Trasse
- 380/110-kV-Neubau Wadern – Diefflen mit zwei 380-kV-Stromkreisen und abschnittsweise zusätzlich zwei 110-kV-Stromkreisen à 31 km in neuer Trasse (24 km davon vorhandene 110-kV-Trasse)

Diese Planungsalternative ist im Vergleich mit der vorgeschlagenen Maßnahme M691 im Hinblick auf das NOVA-Prinzip nicht vorzugswürdig und wurde daher verworfen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P464 wurde im NEP 2030 (2019) und im NEP 2035 (2021) identifiziert und im NEP 2035 (2021) von der BNetzA bestätigt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P500: Netzverstärkung und -ausbau Somborn – Aschaffenburg – Urberach

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion, TenneT

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität im südöstlichen Raum von Frankfurt. Die Kapazitätserhöhung steht im Zusammenhang mit dem Projekt P161 Netzverstärkung südöstlich von Frankfurt. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M737: Somborn – Aschaffenburg/neu – Urberach
  Am Kreuzungspunkt der 380-kV-Leitungen von Dipperz, Großkrotzenburg und Aschaffenburg ist eine neue 380-kV-Anlage Somborn (Suchraum Gemeinde Freigericht/Stadt Alzenau) zu errichten. Die bestehende 380-kV-Anlage Aschaffenburg ist an geeigneter Stelle neu zu errichten, falls die bestehende Anlage Aschaffenburg nicht erweiterbar ist. Zwischen der 380-kV-Anlage Aschaffenburg/neu und der bestehenden 380-kV-Anlage Urberach sind zwei 380-kV-Stromkreise neu zu errichten (Netzausbau). Dies kann voraussichtlich in mehreren Abschnitten durch einen parallelen Neubau zu bestehenden 220-kV- und 110-kV-Trassen erfolgen. Durch die Maßnahme wird eine deutlich erhöhte Transportkapazität zwischen Großkrotzenburg, Somborn, Aschaffenburg und Urberach realisiert.

  In die gemeinschaftliche Schaltanlage Aschaffenburg/neu sind die Stromkreise aus Somborn und Bergrheinfeld/West sowie die neuen Stromkreise aus Urberach voll einzuschleifen. Eine geeignete Fläche ist in einem Suchraum an der westlichen (flussabwärts linken) Seite des Mains entlang der Bestandstrasse zu finden. Darüber hinaus sind als Ersatz für die bestehenden 380/110-kV-Transformatoren in Aschaffenburg zwei 380/110-kV-Transformatoren der TenneT in Aschaffenburg/neu aufzustellen. Um die Transformatorleistung in das Verteilnetz zu erhöhen, sind von Amprion zwei 380/110-kV-Transformatoren zu errichten (Netzausbau). Nach Inbetriebnahme von P500 wird das bestehende Umspannwerk Aschaffenburg zurückgebaut.

  Aktuell ist noch in Prüfung, ob die Bestandsanlage Aschaffenburg für die Bedarfe von TenneT und Amprion sowie der beteiligten Verteilnetzbetreiber geeignet erweiterbar ist.

  Die neu zu errichtende Schaltanlage Somborn (Suchraum Gemeinde Freigericht/Stadt Alzenau) ist in die 380-kV-Leitungszüge Dipperz – Großkrotzenburg und Großkrotzenburg – Aschaffenburg/neu voll einzuschleifen (Netzausbau). Darüber hinaus sind in Somborn zwei 380/110-kV-Transformatoren zu errichten (Netzausbau). Von Somborn aus wird die Avacon durch eine neue 110-kV-Ausleitung zu ihrem Umspannwerk in Niedermittlau versorgt (siehe auch Steckbrief P366). Dadurch steht mehr Leistung für den Raum Frankfurt zur Verfügung.

  Die Schaltanlage in Urberach muss voraussichtlich erweitert werden (Netzverstärkung).

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040			
M737	Leitung	BY, HE	NVA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	29,5		x	x	x	x	2035		✓

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Das Rhein-Main-Gebiet ist historisch u. a. durch eine Vielzahl von Industriekunden geprägt. Außerdem ist in den kommenden Jahren mit einem starken Lastzuwachs aufgrund von Digitalisierung und Dekarbonisierung der Industrie zu rechnen. Die daraus resultierende Netzinfrastruktur kann zukünftig durch Verstärkungen, Ausbau und Umstrukturierungen für eine Erweiterung sowohl der Nord–Süd als auch der Ost–West Transportkapazität genutzt werden.

Netzplanerische Begründung

Die Netzverstärkung zwischen Aschaffenburg/neu und Urberach erhöht die Übertragungskapazität in nordöstliche und südwestliche Richtung. Die beschriebene Maßnahme beseitigt Überlastungen auf der 380-kV-Leitung Großkrotzenburg – Dettingen – Urberach, die bereits mit dem von der BNetzA bestätigten Projekt P161 auf HTLS umzubeseilen ist. Die neuen Stationen Somborn und Aschaffenburg/neu ermöglichen außerdem die Erhöhung der Transformatorleistung in die örtlichen Verteilnetze. Die langfristige Versorgung steigender Last in der Verteilnetzebene ist über die bestehenden Netzstrukturen nicht möglich.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

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

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich bei der Übertragungstechnologie für eine Kombination aus dem AC-Netz mit einer Verstärkung durch Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-Korridore als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2022 (2012) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2035 (2021), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Dieses Projekt hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2035, B 2035, C 2035 und B 2040 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA-Grundsatz berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahme P161 M91 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen. Darüber hinaus besteht ein weiterer Ausbaubedarf. Dieser könnte durch M737 Neubau parallel zu bestehenden 220-kV- und 110-kV-Trassen und als Neubau in neuer Trasse erfolgen.

Ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Die Maßnahmen werden unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme erwiesen.

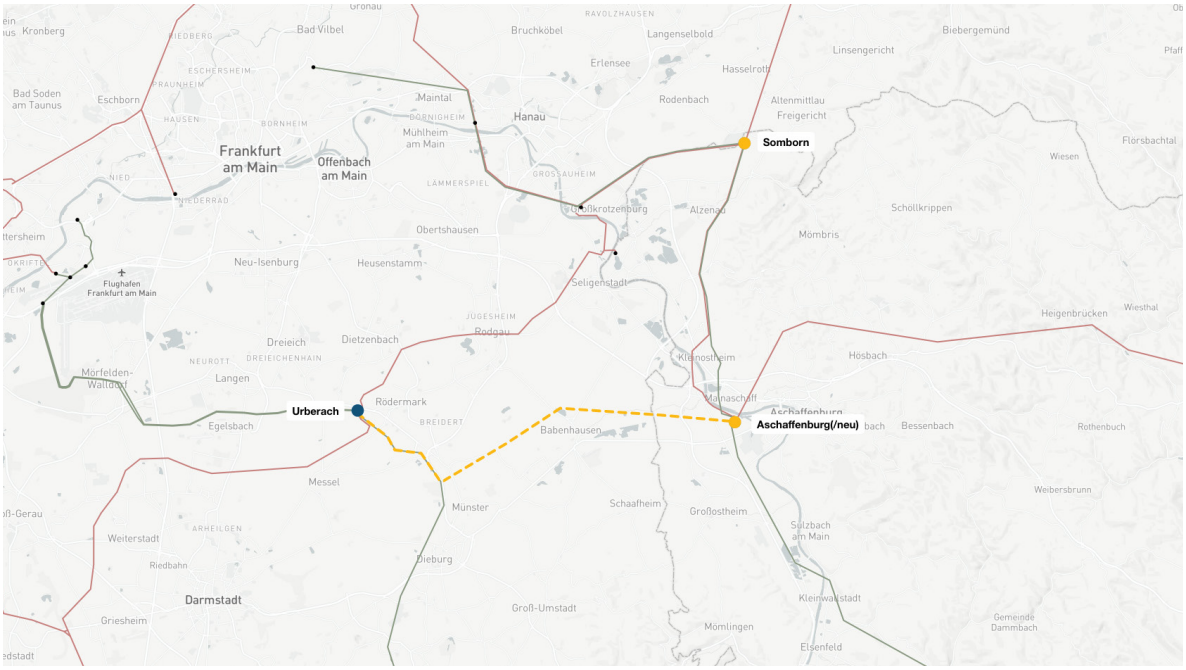
Alternative: Trassenführung in Bestandstrasse:

Als planerische Alternative ist eine Erweiterung des Projekts P161 um einen dritten und vierten Stromkreis möglich. Allerdings würden die beiden neuen Stromkreise aufgrund von Kurzschlussstromfestigkeit und Platzmangel nicht in Großkrotzenburg, sondern wie in der Maßnahme 737 beschrieben, in Somborn

eingebunden werden. Des Weiteren würde der bestehende 220-kV-Trassenabschnitt Großkrotzenburg – Somborn als 380–kV-Trasse neugebaut (Ersatzneubau) und die bestehende 220-kV-Leitung Großkrotzenburg – Trennfeld müsste stattdessen von Somborn nach Trennfeld verlaufen. Hierfür wäre Somborn um die Anbindung der 220-kV-Leitung zu erweitern. Durch die vorhandenen Wohnnutzungskonflikte in der Bestandstrasse und den zusätzlichen planerischen Restriktionen aufgrund der Mainquerung, stehen für die Planung prädestinierte zusammenhängende Flächen nicht in ausreichendem Maße zur Verfügung. Sowohl ein Parallelneubau als auch der Neubau eines Vierfach-Gestänges mit Provisorium sind somit vor allem im Bereich Großkrotzenburg – Dettingen nicht zu empfehlen. Diese Variante umfasst keinen zusätzlichen Umspannquerschnitt der Amprion in das örtliche Verteilnetz im Bereich der Gemeinde Babenhausen/Gemeinde Stockstadt am Main, welcher über eine noch zu identifizierende weitere Leitungsbaumaßnahme zur Verfügung gestellt werden müsste.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P500 wurde im NEP 2035 (2021) erstmalig ausgewiesen und von der BNetzA bestätigt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P501: Netzverstärkung Gersteinwerk-Lippe-Mengede

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität im östlichen Ruhrgebiet. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M740: Neubau in bestehender Trasse Gersteinwerk – Lippe – Mengede
  Es wird eine 380-kV-Verstärkung in bestehender Trasse zwischen Gersteinwerk und Mengede vorgenommen, sodass vier Stromkreise zwischen Gersteinwerk und Mengede verlaufen. Dabei wird die Anlage Lippe in einer Doppeleinschleifung eingebunden (Netzverstärkung). Für den benötigten Trassenraum ist eine Umstrukturierung des derzeit in der Region vorhandenen 220-kV-Netzes erforderlich. Dabei wird im Zuge des Projekts die 220-kV-Leitung von Gersteinwerk über Elmenhorst, Ruhrzink und Pöppinghausen entfallen, ebenso wie die 220-kV-Anlagen Elmenhorst und Ruhrzink. Die Versorgung von Elmenhorst wird zukünftig in 110 kV aus Lippe übernommen. Hierzu ist eine Erweiterung der Anlage Lippe u. a. um zwei 380/110-kV-Transformatoren erforderlich. Die Versorgung von Ruhrzink wird zukünftig aus dem 110-kV-Netz erfolgen. Die Leistung aus dem Höchstspannungsnetz wird dabei in Pöppinghausen bereitgestellt.

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040			
M740	Leitung	NW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		34	x	x	x	x	2035		✓

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Region Rhein/Ruhr ist durch eine hohe Anzahl von Industriekunden und damit durch eine sehr hohe Nachfrage nach elektrischer Energie geprägt. Die damaligen lokalen Primärenergieträgerressourcen und die kurzen Transportwege haben dazu geführt, dass die konventionelle Erzeugung stark ausgebaut wurde. Im Rahmen der Energiewende findet nun ein Ausbau der erneuerbaren Energien (beispielsweise durch den perspektivischen Anschluss von Offshore-Windenergie) bei gleichzeitigem kontinuierlichen Wegfall der konventionellen Kraftwerke statt.

Bislang regional erzeugte Energie muss zukünftig verstärkt über das Transportnetz zu den Verbrauchern gebracht werden. Die aus der Verbindung dieser Last- und Erzeugungsschwerpunkte resultierende Netzinfrastruktur kann zukünftig durch gezielte Verstärkungen und Umstrukturierungen für eine Erweiterung sowohl der Nord-Süd- als auch der Ost-West-Transportkapazität eingesetzt werden.

Netzplanerische Begründung

Aufgrund der Integration von Offshore-Windenergie im nördlichen NRW und dem zeitgleichen Wegfall der konventionellen Kraftwerke im Ruhrgebiet ergeben sich erhebliche Engpässe auf den Stromkreisen zwischen Gersteinwerk und Mengede, weshalb hier eine Verstärkung durch eine weitere 380-kV-Leitung mit zwei Stromkreisen unter Einschleifung von Lippe erforderlich ist. Durch die beschriebene Maßnahme M740 wird die vorhandene Übertragungskapazität in der Region Gersteinwerk – Lippe – Mengede erhöht. Durch die Auflösung

der 220-kV-Netzstruktur, die für die zukünftige Übertragungsaufgabe nicht mehr ausreichend ist, bietet sich die Möglichkeit, den vorhandenen Trassenraum zu nutzen und die Inanspruchnahme zusätzlicher Flächen zu vermeiden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

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

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

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

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2035 (2021) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.

Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2035, B 2035, C 2035 und B 2040 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahme M740 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen.

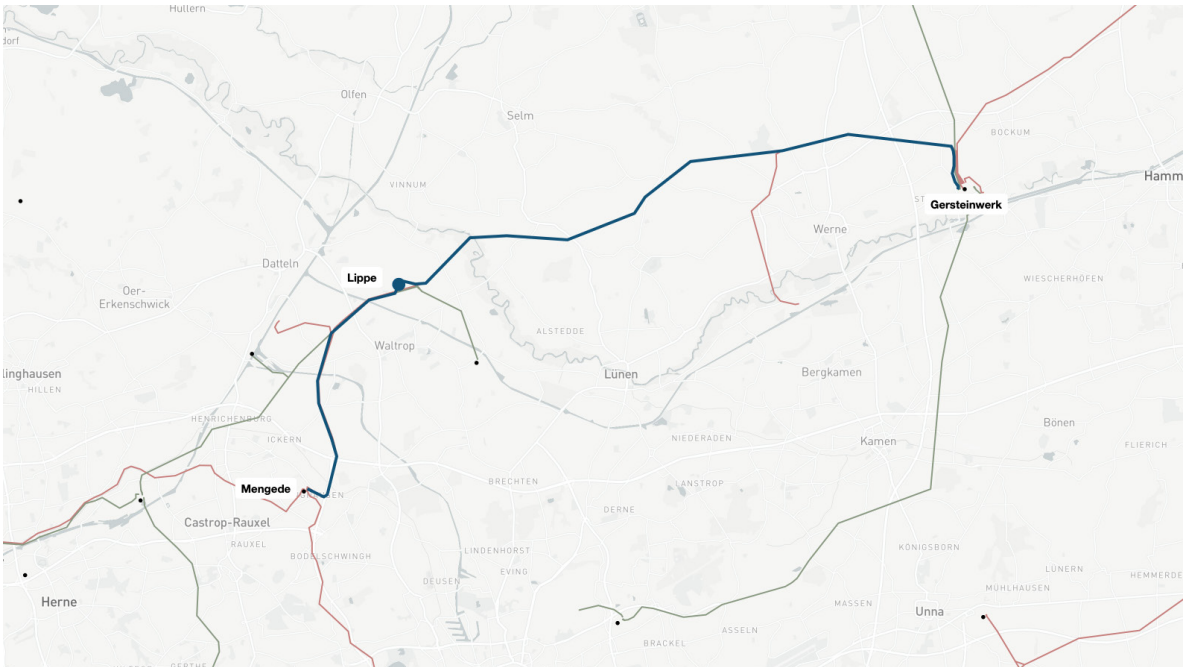
Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternativ zu der beschriebenen Maßnahme M740 könnte eine 380-kV-Leitung mit zwei Stromkreisen zwischen Uentrop und Kruckel als Neubau in neuer Trasse vorgenommen werden. Diese Planungsalternative ist im Vergleich mit der vorgeschlagenen Maßnahme M740 im Hinblick auf das NOVA-Prinzip nicht vorzugswürdig und wurde daher verworfen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P501 wurde im NEP 2035 (2021) erstmalig identifiziert und von der BNetzA bestätigt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P502: Netzverstärkung Walsum-Beeck

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität im westlichen Ruhrgebiet. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M741: Neubau in bestehender Trasse Walsum – Beeck
  Zwischen Walsum und Beeck ist eine neue 380-kV-Verbindung zu schaffen. Hierzu sind abschnittsweise Umbeseilungen inkl. Verstärkung und Neubau von bestehenden Leitungen sowie ein abschnittsweiser 380-kV-Neubau in bestehender Trasse erforderlich (Netzausbau). Im Nahbereich der heutigen 220-kV-Schaltanlage Walsum ist die Errichtung einer neuen 380-kV-Schaltanlage zur Anbindung an die dort bereits bestehenden 380-kV-Leitungen notwendig. Ebenso ist am Standort Beeck die Errichtung einer neuen 380-kV-Schaltanlage sowie die Errichtung von vier 380-/110-kV-Transformatoren erforderlich, um die zukünftigen Leistungsbedarfe bereitstellen zu können. Die 220-/110-kV-Transformatoren in Beeck entfallen mit der geplanten Spannungsumstellung auf 380 kV.

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040			
M741	Leitung	NW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		8,5	x	x	x	x	2027/28		✓

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Region Rhein/Ruhr ist durch eine hohe Anzahl von Industriekunden und damit durch eine sehr hohe Nachfrage nach elektrischer Energie geprägt. Die damaligen lokalen Primärenergieträgerressourcen und die kurzen Transportwege haben dazu geführt, dass die konventionelle Erzeugung stark ausgebaut wurde. Im Rahmen der Energiewende findet nun ein Ausbau der erneuerbaren Energien (beispielsweise durch den perspektivischen Anschluss von Offshore-Windenergie) bei gleichzeitigem kontinuierlichen Wegfall der konventionellen Kraftwerke statt. Für den Standort Walsum betrifft das konkret den bereits stillgelegten Block 7 sowie Block 9.

Bislang regional erzeugte Energie muss zukünftig verstärkt über das Transportnetz zu den Verbrauchern gebracht werden. Die aus der Verbindung dieser Last- und Erzeugungsschwerpunkte resultierende Netzinfrastruktur kann zukünftig durch gezielte Verstärkungen und Umstrukturierungen für eine Erweiterung sowohl der Nord-Süd- als auch der Ost-West-Transportkapazität eingesetzt werden.

Netzplanerische Begründung

Für den Netzknoten Beeck liegen Kundenanfragen für Mehrleistung vor. Anpassungen der Produktion der ansässigen Industriebetriebe aufgrund der Substituierung des fossilen Energieträgers Kohlenstoff durch CO_2-neutral erzeugten Strom in einem geplanten Elektrostahlwerk erfordern laut einem dort ansässigen Kunden ab dem Jahr 2025 eine höhere Bereitstellung elektrischer Energie aus dem Übertragungsnetz. Die derzeit vorhandene 220-kV-Netzstruktur kann die zukünftige Versorgungsaufgabe nicht mehr leisten. Aus diesem Grund ist eine Umstellung der Versorgung aus dem leistungsstärkeren 380-kV-Netz notwendig. Ohne die Maß-

nahme M741 ist die Sicherstellung der Versorgung am Netzknoten Beeck zukünftig nicht mehr gewährleistet.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

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

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

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

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2035 (2021) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.

Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2035, B 2035 ,C 2035 und B 2040 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahme M741 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen.

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahme wird unter Berücksichtigung der lokalen Gegebenheiten entwickelt. Bestehende 380- und 220-kV-Trassen im Bereich von Walsum nach Beeck sowie die auch zukünftig zu berücksichtigende 110-kV-Netzstruktur in einem insgesamt eng bebauten Bereich bieten praktisch keinen Raum für Alternativen. Das hier beschriebene Projekt zeigt sich als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme. Alternative Konzepte für dieses Projekt bieten sich vor dem Hintergrund netzplanerischer Aspekte und einer Rauminanspruchnahme nicht an.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P502 wurde im NEP 2035 (2021) erstmalig identifiziert und von der BNetzA bestätigt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P503: Netzverstärkung Niederrhein – Walsum

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität im westlichen Ruhrgebiet. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M742: Umbeseilung Niederrhein – Walsum
  Zwischen Niederrhein und Walsum wird eine bestehende 220-kV-Leitungstrasse auf 380-kV umgestellt. Überwiegende Teile der betreffenden Leitungsabschnitte sind in der Vergangenheit für einen späteren 380-kV-Betrieb ausgelegt gewesen. Abhängig von der jeweiligen heutigen Situation vor Ort sind neben der geplanten Umbeseilung darüber hinaus Mastverstärkungen und Mastneubauten erforderlich. Mit Umstellung der Leitungstrasse auf 380 kV muss auch die Versorgungsaufgabe der angeschlossenen 220/110-kV-Umspannanlage Hamborn mit den vier 220/110-kV-Transformatoren in die 380-kV-Spannungsebene verlagert werden. Entsprechend ist die Errichtung einer neuen 380/110-kV-Umspannanlage als Ersatz für die 220/110-kV-Umspannanlage Hamborn erforderlich. Der Standort für die neue Umspannanlage muss unter Berücksichtigung der Gegebenheiten vor Ort (z. B. angeschlossene Verteilnetze, Flächenverfügbarkeit etc.) ermittelt werden.

  Die Einbindung der neuen 380-kV-Leitung Niederrhein – Walsum erfolgt am Standort Walsum durch Neubau bzw. Erweiterung einer neu geplanten 380-kV-Schaltanlage im Bereich Walsum (siehe auch P502). Zudem ist entsprechend eine Erweiterung der Schaltanlage Niederrhein notwendig. In der neu zu errichtenden Anlage Walsum ist die Aufstellung von zwei 380-/110-kV-Transformatoren vorgesehen (Netzverstärkung). Diese ersetzen die Versorgungsaufgabe der 220/110-kV-Umspannanlage Schwelgern, welche heute an der umzustellenden 220-kV-Leitung Walsum-Hamborn angeschlossen ist. Mit der 380-kV-Umstellung und der damit einhergehenden Anpassung der Umspannanlagen werden auch Anpassungen der 110-kV-Netzstruktur in dem Bereich erforderlich.

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040			
M742	Leitung	NW	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung		26,6	x	x	x	x	2035		—

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Region Rhein/Ruhr ist durch eine hohe Anzahl von Industriekunden und damit durch eine sehr hohe Nachfrage nach elektrischer Energie geprägt. Die damaligen lokalen Primärenergieträgerressourcen und die kurzen Transportwege haben dazu geführt, dass die konventionelle Erzeugung stark ausgebaut wurde. Im Rahmen der Energiewende findet nun ein Ausbau der erneuerbaren Energien (beispielsweise durch den perspektivischen Anschluss von Offshore-Windenergie) bei gleichzeitigem kontinuierlichen Wegfall der konventionellen Kraftwerke statt. Für den Standort Walsum betrifft das konkret den bereits stillgelegten Block 7 sowie Block 9.

Bislang regional erzeugte Energie muss zukünftig verstärkt über das Transportnetz zu den Verbrauchern gebracht werden. Die aus der Verbindung dieser Last- und Erzeugungsschwerpunkte resultierende Netzinfrastruktur kann zukünftig durch gezielte Verstärkungen und Umstrukturierungen für eine Erweiterung sowohl der Nord-Süd- als auch der Ost-West-Transportkapazität eingesetzt werden.

Netzplanerische Begründung

Für die Netzknoten Walsum und Schwelgern liegen Mehrleistungsanfragen vor. Die Dekarbonisierung der Produktionsketten der ansässigen Industriebetriebe erfordert zukünftig eine höhere Bereitstellung elektrischer Energie aus dem Übertragungsnetz. Die derzeit vorhandene 220-kV-Netzstruktur kann die zukünftige Versorgungsaufgabe nicht mehr leisten. Aus diesem Grund ist eine Umstellung der Versorgung aus dem 380-kV-Übertragungsnetz notwendig. Ohne die Maßnahme M742 gibt es zudem Überlastungen auf den bestehenden Leitungen zwischen Niederrhein und Walsum. Diese resultieren aus dem erhöhten Nord-Süd-Transit aufgrund der gestiegenen Einspeisung aus erneuerbaren Energien (insbesondere Wind Offshore) sowie der Abschaltung konventioneller Erzeugungseinheiten in der Region und südlich davon. Für den Standort Walsum betrifft das konkret den bereits stillgelegten Block 7 sowie Block 9. Durch die Maßnahme M742 wird in der Region mit den neuen 380-kV-Leitungen zusätzlichen Transportkapazität auf einer parallelen Transportachse geschaffen, um und Überlastungen zu beseitigen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

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

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

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

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2035 (2021) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.

Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2035, B 2035 ,C 2035 und B 2040 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahme M742 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen.

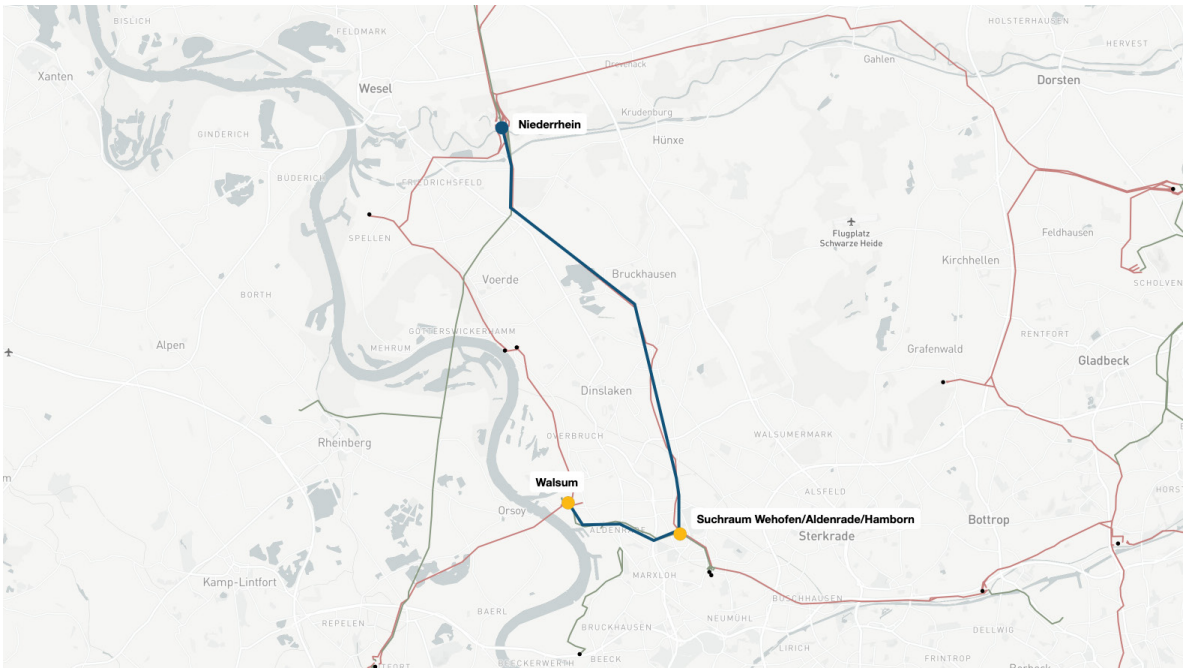
Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternativ zu der beschriebenen Maßnahme M742 könnten die bestehenden Stromkreise zwischen Niederrhein über Zensenbusch nach Walsum durch eine Umbeseilung oder einen Neubau in bestehender Trasse verstärkt werden. Aus den netztechnischen Analysen hat sich jedoch ergeben, dass die Alternative die Überlastungen in der Region zwar reduziert, aber nicht vollständig behebt. Die Maßnahme M742 hingegen erreicht das. Aus diesem Grund ist die Planungsalternative nicht vorzugswürdig und wurde daher verworfen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P503 wurde im NEP 2035 (2021) erstmalig identifiziert.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P504: Netzverstärkung Sechtem – Weißenthurm

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen dem Raum Köln-Bonn und dem Raum Koblenz. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M743: Umbeseilung Sechtem – Weißenthurm
  Die heute bestehenden 380-kV-Stromkreise Sechtem – Weißenthurm können aufgrund ihrer Trassierung nur mit 60°C betrieben werden, dadurch ist zwischen Sechtem und Weißenthurm eine Umbeseilung in bestehender Trasse erforderlich. Abhängig von den Gegebenheiten vor Ort wird die Verstärkung oder der Neubau von Leitungsmasten der Bestandsleitung erforderlich.

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040			
M743	Leitung	NW, RP	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung		77	x	x	x	x	2030		✓

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Das Rhein-Main-Gebiet ist historisch u. a. durch eine Vielzahl von Industriekunden geprägt. Außerdem ist in den kommenden Jahren mit einem starken Lastzuwachs aufgrund von Digitalisierung und Dekarbonisierung der Industrie zu rechnen. Die daraus resultierende Netzinfrastruktur kann zukünftig durch Verstärkungen und Umstrukturierungen für eine Erweiterung sowohl der Nord – Süd als auch der Ost – West Transportkapazität genutzt werden.

Netzplanerische Begründung

Die heute bestehenden 380-kV-Stromkreise Sechtem – Weißenthurm können aufgrund ihrer Trassierung nur mit 60°C betrieben werden, hiermit ergibt sich eine geringere Übertragungskapazität, die für den zukünftigen Transportbedarf nicht mehr ausreichend ist. Die beschriebene Maßnahme führt zu einer erhöhten Übertragungskapazität und beseitigt damit Überlastungen zwischen Sechtem und Weißenthurm.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

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

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

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

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2035 (2021) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.

Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2035, B 2035 , C 2035 und B 2040 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahme M743 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen.

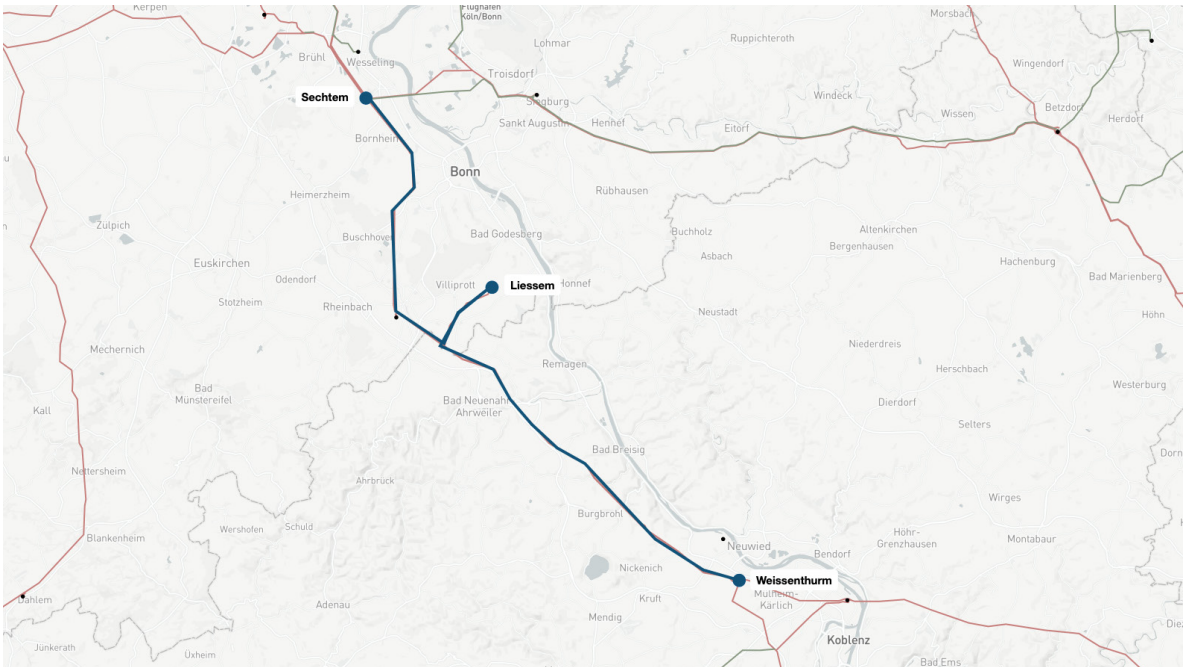
Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternativ zu der beschriebenen Maßnahme M743 könnte eine 380-kV-Leitung mit zwei Stromkreisen zwischen Sechtem und Weißenthurm als Neubau in bestehender Trasse vorgenommen werden. Diese Planungsalternative ist im Vergleich mit der vorgeschlagenen Maßnahme M743 im Hinblick auf das NOVA-Prinzip nicht vorzugswürdig und wurde daher verworfen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P504 wurde im NEP 2035 (2021) erstmalig identifiziert und von der BNetzA bestätigt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P505: Netzverstärkung Bauler[1] – Bundesgrenze (LU)

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Rheinland-Pfalz und Flebour (Luxemburg). Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig

- M754: Netzverstärkung Bauler – Bundesgrenze
  Von Bauler bis zur deutsch-luxemburgischen Grenze wird die Erweiterung einer bestehenden 220-kV-Leitung erforderlich. Dies kann durch den Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen (HTLS) auf der bestehenden Leitung oder, sofern die Nutzung der Bestandsleitung nicht möglich ist, durch den Neubau in bestehender Trasse erfolgen (Netzverstärkung). Die Verstärkung der weiterführenden Leitung in Luxemburg bis zur Anlage Flebour wird durch den luxemburgischen Netzbetreiber CREOS durchgeführt.

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040			
M754	Leitung	RP	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung		2	x	x	x	x	2030		✓

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Das Höchstspannungsnetz in dieser Region weist heute noch einen großen Anteil an 220-kV-Netzstrukturen auf. Das luxemburgische Übertragungsnetz ist zukünftig mit zwei 220-kV-Stromkreisen und zwei 380-kV-Stromkreisen an das deutsche Übertragungsnetz angebunden. Nach der Planung des luxemburgischen Netzbetreibers CREOS zeichnet sich in Luxemburg in kommenden Jahren ein deutlicher Lastanstieg mit einer prognostizierten Spitzenlast bis zu ca. 1,7 GW in 2040 ab. Treiber für diesen Anstieg sind u. a. zusätzliche Rechenzentren, neue Industriekunden sowie ein höherer Anteil der Elektromobilität.

Netzplanerische Begründung

Die grenzüberschreitende Kapazität zwischen Deutschland und Luxemburg wird durch die Maßnahme erhöht. Hierdurch werden Überlastungen auf den bestehenden 220-kV-Leitungen im erweiterten (n-1)-Fall (Freischaltung eines Stromkreises bei gleichzeitigem Ausfall eines weiteren Stromkreises) bzw. im (n-2)-Fall (Mastumbruch einer Leitung mit zwei Stromkreisen) behoben und Markteingriffe während betriebsbedingter Freischaltungen minimiert.

Gemäß der Planungsgrundätze der deutschen ÜNB wird in empfindlichen Bereichen des Übertragungsnetzes ein über das (n-1)-Kriterium hinausgehender Maßstab angelegt, etwa, wenn besonders sensible Kunden wie Werke der Chemie- oder Stahlindustrie versorgt werden oder wenn ein Ausfall eine großflächigere Störung oder eine Gefahrensituation nach sich ziehen würde. Hier wird das Netz so ausgelegt, dass auch bei betriebsbedingter Abschaltung eines Elements und zeitgleichem Ausfall eines weiteren (n-2)-Fall die Netzsicherheit gewährleistet bleibt.

1 Änderung des Startpunktes infolge der NEP Bestätigung vom 14.01.2022 von Niederstedem auf Bauler.

Da in Luxemburg sensible Kunden, insbesondere aus dem Finanzsektor, versorgt werden, kann im Rahmen der Netzplanung das erweiterte (n-1)-Kriterium herangezogen werden. Ohne die Maßnahme M754 kann im erweiterten (n-1)-Fall die Versorgungssicherheit Luxemburgs nicht mehr gesichert werden. In den Netzberechnungen wurde dabei bereits ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb auf den grenzüberschreitenden Leitungen zwischen Luxemburg und Deutschland unterstellt.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

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

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

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

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2035 (2021) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.

Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2035, B 2035, C 2035 und B 2040 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahme M754 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen.

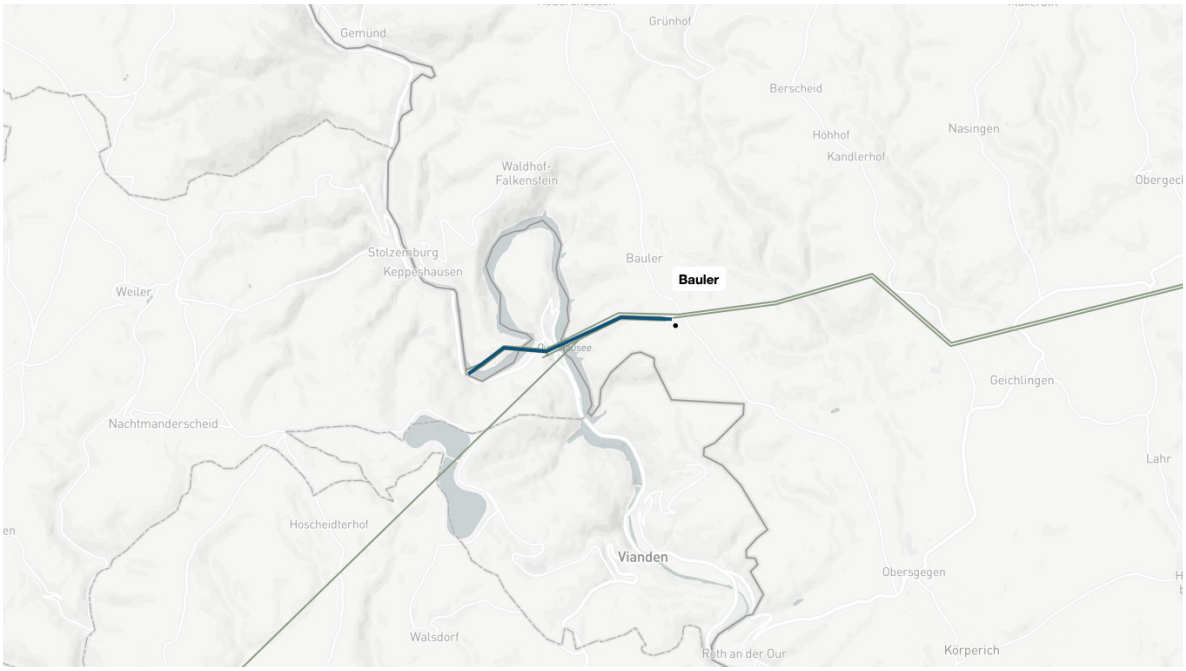
Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternative Netzverknüpfungspunkte für dieses Projekt sind grundsätzlich denkbar, jedoch in Bezug auf die volkswirtschaftlichen Kosten vor dem Hintergrund netzplanerischer Aspekte und die weitere Rauminanspruchnahme wesentlich schlechter.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P505 wurde im NEP 2035 (2021) erstmalig ausgewiesen und von der BNetzA bestätigt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P509: Netzausbau Limburg – Eschborn

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Limburg und dem Frankfurter Raum. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M784: Netzausbau Limburg – Eschborn
  Zwischen der Anlage Limburg und der neu zu errichtenden Anlage Eschborn (siehe P366 SA Eschborn) ist eine 380-kV-Leitung in neuer Trasse zu errichten (Netzausbau). Dazu muss die Anlage Limburg erweitert werden (Netzverstärkung). Darüber hinaus ist die Zubeseilung eines 380-kV-Stromkreises zwischen Eschborn und Kriftel erforderlich (Netzverstärkung).

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040			
M784	Leitung	HE	NVA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse, Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung	60	10			x		2040		—

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Das Rhein-Main-Gebiet ist historisch u. a. durch eine Vielzahl von Industriekunden geprägt. Außerdem ist in den kommenden Jahren mit einem starken Lastzuwachs aufgrund von Digitalisierung und Dekarbonisierung der Industrie zu rechnen. Die daraus resultierende Netzinfrastruktur kann zukünftig durch Verstärkungen und Umstrukturierungen für eine Erweiterung sowohl der Nord – Süd als auch der Ost – West Transportkapazität genutzt werden.

Netzplanerische Begründung

Die Netzerweiterung zwischen Limburg und Eschborn erhöht die Übertragungskapazität zwischen Limburg und dem Frankfurter Raum. Die beschriebene Maßnahme beseitigt Überlastungen von 380-kV-Leitungen zwischen Mittelhessen und dem Frankfurter Raum. Sie dient dabei insbesondere dem Abtransport von Strom aus erneuerbaren Energien in Richtung Frankfurter Raum und gewährleistet eine langfristig sichere Versorgung des Rhein-Main-Gebiets. Das Projekt P509 steht dabei in Verbindung mit den Projekten P161, P366 und P500, die eine langfristige Verstärkung und Umstrukturierung des Frankfurter Raums vorsehen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

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

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

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

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2035 (2021) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.

Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz der Szenarien B 2040 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde das NOVA-Prinzip berücksichtigt. Trotz der bereits erfolgten Verstärkung von AC-Leitungen in Deutschland sind weiterhin Maßnahmen notwendig, um ein engpassfreies Netz zu erzielen. Da die bestehende Netzinfrastruktur der Region weitgehend verstärkt ist, erfolgt ein Ausbau in neuer Trasse.

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

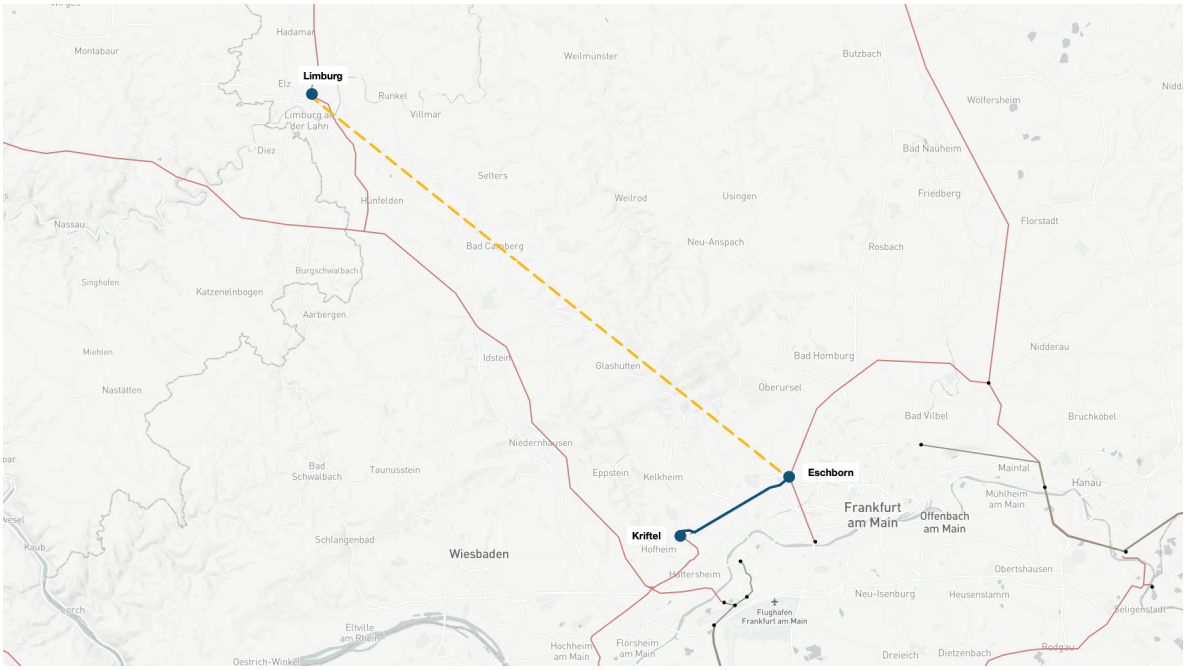
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen.

Alternativ zu der beschriebenen Maßnahme M748 könnte eine 380-kV-Leitung zwischen der Anlage Limburg und der neu zu errichtenden Anlage Marxheim als Neubau in bestehender Trasse vorgenommen werden. Diese Planungsalternative ist im Vergleich mit der vorgeschlagenen Maßnahme M748 im Hinblick auf die hohe Vorbelastung des betreffenden Trassenraums voraussichtlich nicht vorzugswürdig und wurde daher auf Basis der heute vorliegenden Informationen als nachrangig bewertet, da aufgrund der Vorbelastungen erhebliche Planungsrestriktionen bestehen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P509 wurde im NEP 2035 (2021) erstmalig identifiziert.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P510: Dezentraler Netzbooster in der Region Bayerisch Schwaben

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Beschreibung des geplanten Projekts

Im Rahmen des Projekts P510 ist die Errichtung mehrerer dezentraler (Pilot-)Netzbooster-Anlagen in der Region Bayerisch-Schwaben geplant, um das innovative Konzept zur Höherauslastung der Bestandsnetze zu erproben.

- M787: Dezentrale Netzbooster-Pilotanlagen in der Region Bayerisch-Schwaben
  Die Planung sieht die Errichtung mehrerer dezentraler Netzbooster-Einheiten mit einer Leistung von insgesamt ca. 250 MW und einer Kapazität von insgesamt ca. 250 MWh vor. Die Anlagen können nach derzeitigem Stand über das Verteilnetz angeschlossen werden. Zur Einbindung der Netzbooster-Einheiten sind die notwendigen Voraussetzungen in den Schutz-, Kommunikations und Leittechniken zu schaffen.

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040			
M787	Anlage	BY	NO	horizontal, vertikal			x	x	x	x	2025		—

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Vor allem aufgrund des absehbaren massiven Zubaus an regenerativen Erzeugungsanlagen an Land in Schleswig-Holstein und Niedersachsen sowie an Offshore-Windenergie in der Nordsee ergibt sich ein zusätzlicher Erzeugungsüberschuss in Norddeutschland. Bundesländer in Süddeutschland wie Baden-Württemberg, Bayern und Hessen sind hingegen nach dem Ausstieg aus der Kernenergie in besonderem Maße auf Energietransporte aus anderen Regionen angewiesen und müssen 2035 knapp 40 % ihres Jahresenergieverbrauchs importieren. Dadurch ergibt sich in vielen Situationen ein Nord-Süd Transit in Deutschland der zu großräumigen Überlastungen führt. Der koordinierte Einsatz von Netzboostern dient als netzplanerische Maßnahme zur Erhöhung der Übertragungsfähigkeit von bestehenden Leitungen im Sinne einer Netzoptimierung.

Das Innovationspotenzial in Form eines koordinierten Einsatzes von Netzboostern kann einen wesentlichen Beitrag zur Reduzierung von Engpässen liefern. Zur Hebung dieses Innovationspotenzials schlagen die deutschen Übertragungsnetzbetreiber folgende Roadmap vor:

- Errichtung der Pilotanlagen und Sammlung von Betriebserfahrungen. Zu den adressierten Themenbereichen gehören

  - der Einsatz neuer Technologien,
  - die Einbindung in das Netzleitsystem,
  - die Einbindung in die Schutzkonzepte,
  - die Ausarbeitung und Implementierung eines Betriebsführungskonzepts,

  - die Ausarbeitung und Implementierung eines Ablösekonzepts,
  - die Ausarbeitung und Implementierung eines Rückführkonzepts,

- die Gewährleistung des Umwelt-, Arbeits- und Brandschutzes,
- die Analyse der Anlagenzuverlässigkeit und
- die über ÜNB koordinierte Zusammenwirkung mehrerer Netzbooster-Anlagen.

- Entwicklung eines koordinierten Betriebsführungskonzepts, u. A. unter Einbezug der Ergebnisse des Verbundforschungsvorhabens „InnoSys 2030 – Innovationen in der Systemführung bis 2030" (www.innosys.de; Oktober 2018 – September 2021)
- Überführung des Konzeptes in die operative Netzbetriebsführung
- Entscheidung über die Errichtung von weiteren Netzbooster-Anlagen

Netzplanerische Begründung

Die Übertragungsnetzbetreiber evaluieren kontinuierlich die sich durch neue Technologien ergebenden Chancen und die Möglichkeiten des Einsatzes neuartiger und weiterentwickelter Betriebsmittel. Insbesondere Technologien zur Automatisierung und Höherauslastung der Bestandsnetze sind hierbei im Fokus. Um die hohe Systemsicherheit des deutschen Übertragungsnetzes nicht zu gefährden, ist eine ausreichende Erprobungsphase dabei unabdingbar.

Die Region Bayerisch-Schwaben bietet sich aufgrund der Charakteristika des betroffenen Netzbereichs zur Erprobung der Netzbooster-Technologie an, da die Netzbooster-Einheiten auf eine Vielzahl an Engpässen (flächendeckend) auf den Nord-Süd-Transitachsen einwirken können. Der räumlich verteilte Aufbau des Netzboosters ermöglicht eine hohe Redundanz, sodass bei Nichtverfügbarkeit einzelner Netzbooster-Einheiten diese weitestgehend durch die übrigen kompensiert werden können. Im Rahmen einer aktuellen Untersuchung wird ein möglicher sekundärer Nutzen im Verteilnetz bewertet. Die genaue Verortung der einzelnen dezentralen Netzboostereinheiten ist zu diesem Planungszeitpunkt noch nicht festgelegt. Die in der Grafik dargestellten Standorte dienen lediglich der Eingrenzung des Suchraumes.

Da beim Netzboosterkonzept keine Primärreserveleistung in Anspruch genommen werden soll, müssen durch die Aktivierung einer Netzboosteranlage ausgelöste Einspeiseerhöhungen ebenso wie Einspeisereduzierungen bilanziell ausgeglichen sein. Beispielsweise muss der Einspeiseerhöhung durch die dezentralen Netzbooster-Einheiten eine zeitgleiche Einspeisereduzierung im Norden gegenüberstehen. Hierzu sollen Offshore-Netzanbindungen zum Einsatz kommen.

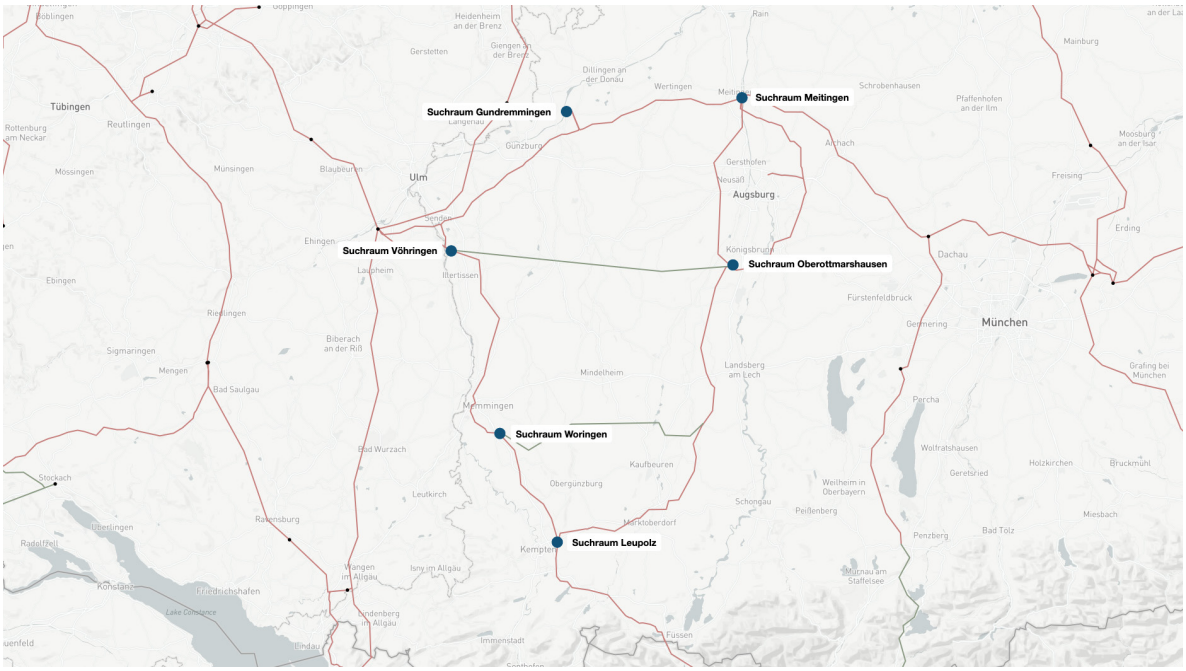
Die geplante Maßnahme ist Teil der Erprobung des großflächigen Einsatzes der Netzbooster-Technologie. Zusammen mit den Pilotkonzepten von TenneT und TransnetBW (P365, P427) soll ein koordinierter Einsatz der Netzbooster-Anlagen zur Höherauslastung des Übertragungsnetzes entwickelt werden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Darüber hinaus wurde im Rahmen des zweiten Entwurfs des NEP 2035 (2021) eine vollumfängliche Wirtschaftlichkeitsanalyse unter Berücksichtigung der relevanten planerischen Untersuchungen sowie notwendigen Annahmen und Vereinfachungen durchgeführt. Die Netzbooster-Pilotanlagen haben sich anhand von Analysen für die Jahre 2025 bis 2040 erneut als wirtschaftlich erwiesen. Die Pilotanlagen dienen in erster Linie zur Erprobung des Netzbooster-Konzepts. Der Vorteil von Netzboostern wird aufgrund der geringen Rauminanspruchnahme vor allem bei der Akzeptanz im Vergleich zu Stromtrassen liegen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P510 wurde erstmals im NEP 2035 (2021) identifiziert.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P528: Netzverstärkung Lauchstädt – Leuna/Merseburg/Weißenfels – Pulgar

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Beschreibung des geplanten Projekts

Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist der Neubau einer 380-kV-Leitung zwischen Lauchstädt und Pulgar. Die Maßnahme steht im Zusammenhang mit dem, u. a. im Zuge der Umsetzung der nationalen Wasserstoffstrategie, erwarteten Lastanstieg der Großverbraucher im Chemiepark Leuna.

- M750: Netzverstärkung Lauchstädt – Leuna/Merseburg/Weißenfels – Pulgar
  Von Lauchstädt über das geplante Umspannwerk im Suchraum Leuna/Merseburg/Weißenfels nach Pulgar wird eine neue 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung vorzugsweise in der bestehenden 220-kV-Trasse bzw. 380-kV-Trasse errichtet. Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung orientiert sich die Planung zunächst an den Bestandstrassen. Dabei können Abweichungen vom aktuellen Trassenverlauf bei der nachgelagerten Planung entstehen, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen, bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern oder Bündelungen mit linienförmiger Infrastruktur umzusetzen, um unter anderem dem Bündelungsgebot Rechnung zu tragen.

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040			
M750	Leitung	ST, SN	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		59			x	x	2040		✓

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Insbesondere die hohe Einspeisung erneuerbarer Energien im nördlichen Bereich der 50Hertz-Regelzone hat in den vergangenen Jahren die Leitungsbelastungen im Übertragungsnetz deutlich erhöht. Diese werden infolge des weiteren Ausbaus erneuerbarer Energien in Deutschland und des ansteigenden innereuropäischen Stromhandels weiter zunehmen. Für die im Süden der 50Hertz-Regelzone bereits bestehende Industrie, inkl. deren Leistungszuwachs durch Umstellung auf fossilfreie Energien, und für die zukünftig erwartete Ansiedlung neuer industrieller Großverbraucher wird vorrangig die Erzeugungsleistung aus dem nördlichen Bereich (EE-Überschussgebiet) in den südlichen Bereich der 50Hertz-Regelzone transportiert und dort genutzt. Dazu ist die regionale Netzstruktur zu verstärken und auszubauen.

Netzplanerische Begründung

Die Maßnahme M750 ist erforderlich, um auch künftig eine anforderungsgerechte Versorgung der Großverbraucher im Chemiepark Leuna, der aktuell ausschließlich im regionalen 110-kV-Netz angeschlossen ist, infolge perspektivischer Last- und damit Bezugssteigerung zu gewährleisten. Hierfür wird in der ersten Ausbaustufe ein neues 380(220)-kV-Umspannwerk (UW) im Suchraum Leuna/Merseburg/Weißenfels in die bestehende 220-kV-Leitung Wolkramshausen (– Lauchstädt) – Eula eingebunden und über das Neubau-UW der perspektivische Lastzuwachs des Chemieparks gesichert (siehe Begleitdokument Punktmaßnahmen). Mit steigender Last der Großverbraucher ist zudem perspektivisch als zweite Ausbaustufe eine 380-kV-Anbindung des Neubau-UW inkl. dessen 380-kV-Umstellung und die Netzverstärkung durch Ablösung der betreffenden 220-kV- durch eine 380-kV-Verbindung erforderlich (M750).

Die Maßnahme wurde in den Netzentwicklungsplan aufgenommen, da diese für die anforderungsgerechte Versorgung der Großverbraucher im Chemiepark Leuna künftig netztechnisch notwendig ist.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

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

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

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

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2035 (2021) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme M750 hat sich dabei für das Ergebnisnetz des Szenarios B 2040 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Zum Projekt P528 sind keine anderen Netzoptimierungen oder -verstärkungen möglich, die wirtschaftliche oder netztechnische Alternativen darstellen. Der gemäß Szenariorahmen erwartete starke Lastzuwachs in der Region Leuna kann netztechnisch und wirtschaftlich vorteilhaft, da aktuell die regionalen Großverbraucher im 110-kV-Netz angeschlossen sind und deren perspektivische Laststeigerungen nicht über diese Spannungsebene bereitgestellt werden können, nur durch die Einbindung in das 220-kV-Netz bzw. bei weiter steigender Last in das 380-kV-Netz gedeckt werden.

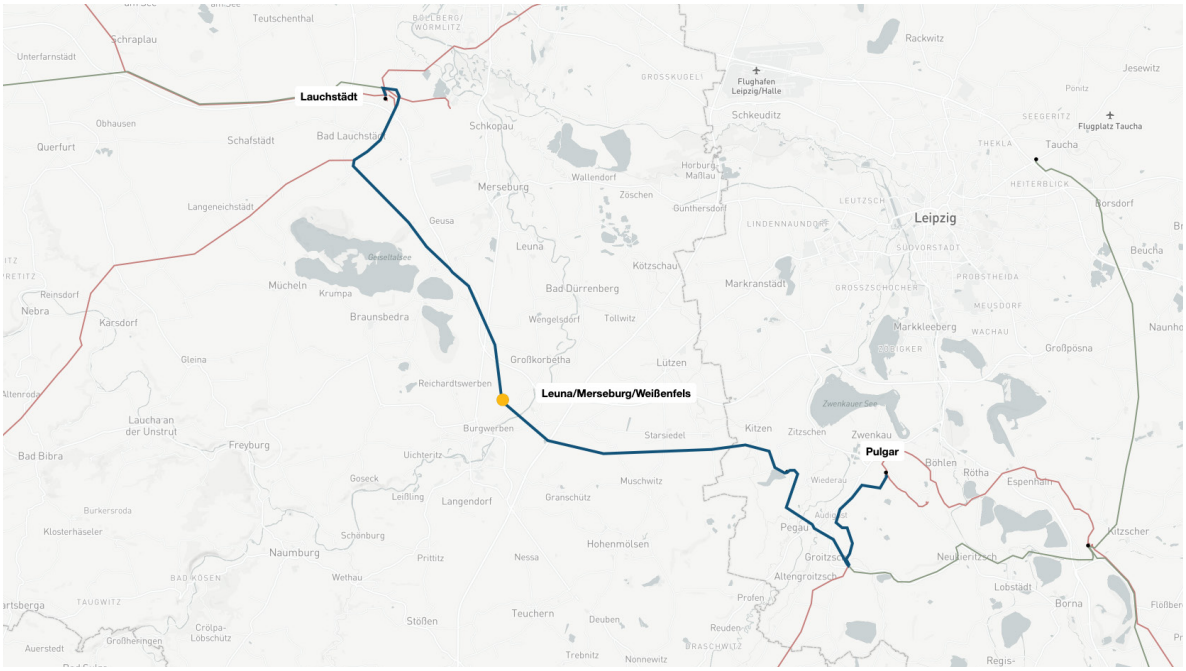
In der ersten Ausbaustufe ist für den Netzanschluss des neuen Umspannwerks keine Verstärkung der 220-kV-Leitung Wolkramshausen (– Lauchstädt) – Eula erforderlich. In der zweiten Ausbaustufe stellt die perspektivisch notwendige Netzstrukturänderung mittels Ablösung der 220-kV- durch eine 380-kV-Leitung (Netzverstärkung) einen nachhaltigen und zukunftssicheren Ansatz dar.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Anderweitige Planungsmöglichkeiten kommen nicht in Betracht. Diese würden dem NOVA-Prinzip widersprechen, da keine anderweitigen parallelen Trassen im Suchraum Leuna/Merseburg/Weißenfels existieren, die die Übertragungs- und Versorgungsaufgaben übernehmen könnten.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P528 wurde im NEP 2035 (2021) erstmalig ausgewiesen und von der BNetzA bestätigt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P531: Netzausbau und -verstärkung Berlin

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Versorgungssicherheit der Hauptstadt Berlin. Dafür soll gemeinsam mit dem regionalen Verteilnetzbetreiber die Versorgung der bestehenden Netzschnittstellen, insbesondere die auf der 380-kV-Diagonale Marzahn – Teufelsbruch befindlichen, verbessert werden. Darüber hinaus sollen weitere 380/110-kV-Netzschnittstellen im Umland als entlastende und stützende Einspeisepunkte für Berlin zur Erhöhung der Netz- und Versorgungssicherheit des Ballungsraumes errichtet werden. Weiterhin sind zur Laststützung der zuvor genannten 380-kV-Diagonale weitere 380-kV-Anbindungen zum Berlin umgebenden Übertragungsnetz, d. h. vom nördlichen und südlichen Stadtrand Berlins in die Innenstadt, sowie neue 380/110-kV-Umspannwerke (UW) an Lastschwerpunkten in und um Berlin zu errichten.[1]

Voraussetzung der südlichen Laststützung ist einerseits die 380-kV-Netzverstärkung (Ersatzneubau) der bestehenden 220-kV-Leitung Thyrow – Wuhlheide im Abschnitt zwischen dem UW Thyrow und dem neu zu errichtenden UW Berlin/Südost (50HzT-P252). Andererseits besteht ausgehend von der 380-kV-Netzverstärkung Thyrow – Berlin/Südost, die südlich des Berliner Stadtrandes im Bereich der Gemeinden Großbeeren/Blankenfelde-Mahlow verläuft, und einer 380-kV-Neubau-Anlage im Suchraum der Gemeinden Großbeeren/Blankenfelde-Mahlow, die in diesen Leitungsabschnitt eingebunden wird, die Möglichkeit der südlichen Laststützung der 380-kV-Diagonale Berlin. Diese verläuft über eine neue 380-kV-Anbindung vom Suchraum der Gemeinden Großbeeren/Blankenfelde-Mahlow über den Suchraum Stadtbezirk Steglitz-Zehlendorf zum Suchraum Stadtbezirke Mitte/Friedrichshain-Kreuzberg. Hierfür ist neben dem 380/110-kV-Neubau-UW im Suchraum Stadtbezirk Steglitz-Zehlendorf der Neubau einer 380-kV-Freileitungs-/Kabeltrasse erforderlich. Die innerstädtische 380-kV-Kabeltrasse ist vorzugsweise in einem neu zu errichtenden Kabeltunnel vorzusehen.

- M531a: Thyrow – Suchraum Großbeeren/Blankenfelde-Mahlow – Berlin/Südost / Suchraum Stadtbezirk Steglitz-Zehlendorf – Suchraum Stadtbezirke Mitte/Friedrichshain-Kreuzberg
  Zwischen den UW Thyrow und Berlin/Südost wird, vorzugsweise im Trassenraum der bestehenden 220-kV-Leitung Thyrow – Wuhlheide, eine neue 380-kV-Leitung mit zwei Stromkreisen auf einer Länge von ca. 25 km errichtet und die 220-kV-Leitung abgelöst. Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung orientiert sich die Planung an der Bestandstrasse. Dabei können Abweichungen vom aktuellen Trassenverlauf bei der nachgelagerten Planung entstehen, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen, bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern oder Bündelungen mit linienförmiger Infrastruktur umzusetzen, um unter anderem dem Bündelungsgebot Rechnung zu tragen.

  Zwischen der 380-kV-Neubau-Anlage im Suchraum der Gemeinden Großbeeren/Blankenfelde-Mahlow, dem 380/110-kV-Neubau-UW im Suchraum Stadtbezirk Steglitz-Zehlendorf und dem UW im Suchraum der Stadtbezirke Mitte/Friedrichshain-Kreuzberg wird eine neue 380-kV-Leitung mit zwei Stromkreisen auf einer Länge von ca. 8 km bis zur Stadtgrenze Berlins errichtet. Von der Stadtgrenze verläuft dann eine neue 380-kV-Kabeltrasse auf einer Länge von ca. 3 km zum Neubau-UW im Suchraum Stadtbezirk Steglitz-Zehlendorf, die von dort auf einer Länge von ca. 9 km bis zum UW im Suchraum der Stadtbezirke Mitte/Friedrichshain-Kreuzberg fortgesetzt wird.

  Im UW Thyrow ist im Zuge der o. g. 380-kV-Netzverstärkung die 380-kV-Anlage zu erweitern und die Transformation auf 380/110 kV umzustellen (siehe Begleitdokument Punktmaßnahmen). Zudem ist die 380-kV-Anlage mittels zweier 380-kV-Einschleifung in die 380-kV-Leitung Wustermark – Ragow einzubinden, d. h. eine anlagen- und leitungsseitige Erweiterung zur Doppeleinschleifung.

1 Erweiterung der Suchräume für die neu zu errichtenden 380-kV-Anlagen entsprechend neuer Erkenntnisse und der Bestätigung der BNetzA vom 14.01.2022.

Das temporär mit 220 kV betriebene 380-kV-UW Berlin/Südost ist im Zuge der o. g. 380-kV-Netzverstärkung für den 380-kV-Betrieb anzupassen (inkl. Transformatoren nach 110 kV; siehe Begleitdokument Punktmaßnahmen). Für den Weiterbetrieb der 220-kV-Leitung Berlin/Südost – Wuhlheide sind zudem im UW Berlin/Südost 380/220-kV-Netzkuppeltransformatoren zu errichten.

Die vorgenannten Maßnahmen sind ein erster Schritt der Umstrukturierung des südöstlichen Berliner Ringes der heutigen 220-kV-Verbindung Marzahn – Wuhlheide – Thyrow. Darüber hinaus ergibt sich der Bedarf einer 380-kV-Netzverstärkung im (380)220-kV-Leitungsabschnitt Marzahn – Wuhlheide der v. g. Verbindung, der im Projekt P252 ausgewiesen ist.

Die nördliche Laststützung der 380-kV-Diagonale erfolgt über eine neue 380-kV-Anbindung vom bestehenden UW Malchow am nordöstlichen Berliner Stadtrand über ein 380/110-kV-Neubau-UW im Suchraum der Stadtbezirke Mitte/Reinickendorf bis zum bestehenden UW Reuter. Hierfür ist der Neubau einer 380-kV-Kabeltrasse erforderlich, die vorzugsweise in einem neu zu errichtenden 380-kV-Kabeltunnel verläuft.

- M531b: Malchow – Suchraum Stadtbezirke Mitte/Reinickendorf – Reuter
  Zwischen dem bestehenden UW Malchow und dem 380/110-kV-Neubau-UW im Suchraum der Stadtbezirke Mitte/Reinickendorf wird eine neue 380-kV-Kabeltrasse auf einer Länge von ca. 12 km errichtet, die von dort auf einer Länge von ca. 6 km bis zum bestehenden UW Reuter fortgesetzt wird.

  Dazu sind die Errichtung eines 380/110-kV-Neubau-UW im Suchraum der Stadtbezirke Mitte/Reinickendorf sowie 380-kV-Erweiterungen in den UW Malchow und Reuter erforderlich. Die Voraussetzung für die Erweiterung der UW Reuter (50HzT-P180) und Malchow (50HzT-007) ist deren Verstärkung in den v. g. Projekten. Das neue 380/110-kV-UW im Suchraum der Stadtbezirke Mitte/Reinickendorf ist im Leitungszug Malchow – Reuter mittels Doppeleinschleifung einzubinden.

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040			
M531a	Leitung	BB, BE	NVA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse, Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau	20	25	x	x	x	x	2030-2035		✓
M531b	Leitung	BE	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	18		x	x	x	x	2030-2035		✓

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Derzeit betreibt 50Hertz zwischen dem UW Teufelsbruch am westlichen und dem UW Marzahn am östlichen Stadtrand von Berlin eine 380-kV-Diagonale, die überwiegend aus Kabelanlagen besteht. Im Ostteil Berlins bestehen mit den UW Malchow und Wuhlheide weitere Netzschnittstellen zwischen dem Übertragungsnetz und dem Verteilnetz in Berlin. Die 380-kV-Diagonale einschließlich ihrer 380/110-kV-UW wurde ursprünglich für die Versorgung der städtischen 110-kV-Teilnetze errichtet. Insbesondere die UW auf der 380-kV-Diagonale dienen der Versorgung der innerstädtischen Lastschwerpunkte Berlins, dies sind die UW Marzahn, Friedrichshain, Mitte, Charlottenburg, Reuter und Teufelsbruch. Ab Mitte der 1990er Jahre wurde die 380-kV-Diagonale im Westen von Reuter nach Teufelsbruch und im Osten von Mitte über Friedrichshain nach Marzahn verlängert. Mit der Inbetriebnahme der kompletten Diagonale im Jahr 2000 (letztes Teilstück zwischen Friedrichshain und Marzahn) inkl. dem östlichen Anschluss an das UW Neuenhagen (Freileitung Neuenhagen – Marzahn) wurde die Diagonale zum integralen Bestandteil des umliegenden 380-kV-Übertragungsnetzes.

Durch den sich ändernden Strommarkt und die Netzintegration erneuerbarer Energien (EE), mit besonders hohem Anteil in Nordostdeutschland, wurde die 380-kV-Diagonale, zusätzlich zur Versorgung der Berliner 110-kV-Verteilnetze, mit bis heute steigenden Transitleistungsflüssen in Ost-West-Richtung belastet.

Aufgrund der Ballungsdichte bezogen auf Last und Einwohnerzahl hat 50Hertz in Berlin eine besondere Versorgungsaufgabe mit sehr hohen Sicherheits- und Zuverlässigkeitsanforderungen an die Netzvorhaltung und den Netzbetrieb.

Der aktuelle Leistungsbezug über die 380/110-kV- und 220/110-kV-Netzschnittstellen zwischen dem Übertragungs- und Verteilnetz in Berlin beträgt derzeit bis zu 2.000 MW. Ohne Einspeisung von Erzeugungsanlagen in den Verteilnetzen läge der maximale Leistungsbezug Berlins bei ca. 2.500 MW.

Für Berlin ist in den nächsten Jahren von einem hohen Lastanstieg auszugehen. Dieser resultiert vorrangig aus der Errichtung von Elektroheizern (E-Heizer) für die Fernwärmeversorgung (Power to Heat) zur Ablösung kohlegefeuerter Anlagen bis 2030 sowie die perspektivische Reduzierung des Kraftwerkeinsatzes von gasbefeuerten Anlagen.

Mit dem Bevölkerungswachstum Berlins steigt auch der Leistungsbezug an den Netzschnittstellen. Des Weiteren wird zum Erreichen der energiepolitischen Ziele in Deutschland, insbesondere in Berlin durch die Klimaschutzvereinbarung des Landes mit Vattenfall Europe von 2009, eine deutliche Reduzierung der CO_2-Emissionswerte angestrebt. Das heißt, die bestehenden Kohlekraftwerke werden vorzugsweise durch Gas- und Dampf-Kraftwerke oder als Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen mit geringerer als der heute bestehenden elektrischen Erzeugungsleistung ersetzt oder zum Teil sogar gänzlich vom Netz genommen.

Die genannte Bevölkerungsentwicklung in Kombination mit der Veränderung der Erzeugung von elektrischer Energie führt zu neuen Rahmenbedingungen, die eine Verstärkung und einen Ausbau des Übertragungsnetzes inkl. der 380/110-kV- und 220/110-kV-Netzschnittstellen in der Region erforderlich machen.

Netzplanerische Begründung

Da sich die Versorgung der zentralen Stadtbereiche Berlins historisch bedingt auf die 380-kV-Diagonale und die dort nachgelagerten 110-kV-Teilnetze konzentriert, kann es bei Nichtverfügbarkeiten von Betriebsmitteln, z. B. in der Kombination von (planmäßiger) Wartung/Instandhaltung mit Ausfällen, bzw. bei nicht auszuschließenden Mehrfachausfällen zu Unterbrechungen in der Stromversorgung in der Hauptstadt Berlin kommen.

Berlin hat als Bundeshauptstadt, hier insbesondere das Zentrum Berlins mit dem Sitz von Bundesregierung, Bundesrat und Bundesministerien, eine besondere Relevanz, die eine jederzeit sichere Stromversorgung erfordert.

Aufgrund der massiven Auswirkungen von Kaskadeneffekten als Folge von Fehlern im Höchstspannungsnetz, die sich unmittelbar auf die Netz- und Versorgungssicherheit in den nachgelagerten Verteilnetzen auswirken können, sind besonders hohe Anforderungen an die Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit des Übertragungsnetzes in Bereichen hoher Bevölkerungs- und Infrastrukturdichte zu stellen. Dies gilt insbesondere bei Fehlern auf der 380-kV-Diagonale in Berlin. Demzufolge sind Lastschwerpunkte in Berlin möglichst über mehrere 380/110-kV-Netzschnittstellen zu versorgen sowie mit weiteren 380-kV-Anbindungen vom nördlichen und südlichen Stadtrand in die Innenstadt zu stützen und 380/110-kV-Umspannwerke an Lastschwerpunkten zu errichten, um einen Komplettausfall infolge des oben erwähnten Kaskadeneffektes zu vermeiden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

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

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

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

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2035 (2021) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahmen M531a und M531b haben sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2035, B 2035, C 2035 und B 2040 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts). Zur Anwendung einer Netzoptimierung mittels WAFB ist jedoch der 220-kV-Leitungsabschnitt Thyrow – Berlin/Südost aufgrund seiner Spannungsebene sowie der Bauweise nicht geeignet. Eine Netzverstärkung durch Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen scheidet ebenfalls aufgrund der Bauweise und Maststatik aus.

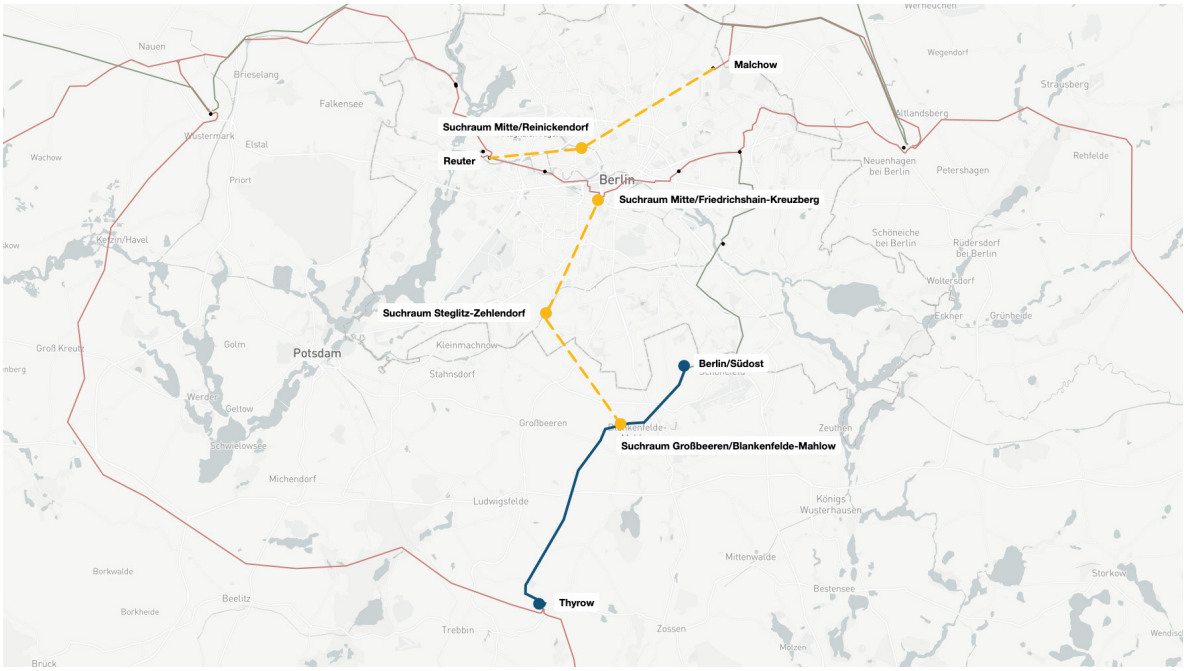
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Der erwartete Lastanstieg in Berlin, insbesondere durch E-Heizer, kann nur durch die Bereitstellung entsprechender Transformatorkapazitäten in den Umspannwerken zwischen Übertragungs- und Verteilnetz gedeckt werden. An den Standorten der bestehenden Umspannwerke in Berlin ist durch städtebaulich limitierte Platzverhältnisse kein Erweiterungspotenzial für weitere Transformatoren vorhanden. Zudem wäre eine weitere Konzentration von Transformatorenleistung auf der Diagonale in ihrer heutigen Konstellation hinsichtlich Netz- und Versorgungssicherheit kontraproduktiv.

Deshalb ist es notwendig, einerseits neue UW-Standorte zu errichten, die zugleich die netztechnische Flexibilität erhöhen. Andererseits können bestehende UW in der Berliner Peripherie, wie Malchow und Wuhlheide, in ihrer Leistungsfähigkeit (Transformatorenleistung zum Verteilnetz) gesteigert werden. Zudem sind weitere 380-kV-Anbindungen vom nördlichen und südlichen Stadtrand in die Innenstadt erforderlich, die sowohl die o. g. neuen UW-Standorte einbinden als auch die 380-kV-Diagonale stützen und entlasten können.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P531 wurde im NEP 2035 (2021) erstmalig ausgewiesen und von der BNetzA bestätigt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P532: Netzverstärkung Umspannwerk Streumen

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Beschreibung des geplanten Projekts

Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist die Erhöhung der Dauerstrom- und insbesondere der Kurzschlussstromfestigkeit der 380-kV-Anlage des Umspannwerks (UW) Streumen, damit dieser zentrale Netzknoten im Südosten der 50Hertz-Regelzone die künftigen netztechnischen Anforderungen aufgrund steigender Transportaufgaben und Belastungen (Leistungsfluss und Kurzschluss) bedarfsgerecht erfüllen kann. Dafür ist die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Anlage erforderlich (Netzverstärkung).

› M536a: Verstärkung 380-kV-Anlage UW Streumen

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040			
M536a	Anlage	SN	NV	horizontal			x	x	x	x	2030		✓

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Durch die Umsetzung der Netzausbau- und Netzverstärkungsmaßnahmen in der 50Hertz-Regelzone und deutschlandweit steigt der zu erwartende Kurzschlussstrom in Streumen stetig an und wird zukünftig, ohne die aufgezeigte Maßnahme, insbesondere die derzeit maximal zulässige Kurzschlussstromfestigkeit der Anlage übersteigen. Hinzu kommt die steigende Einspeiseleistung aus erneuerbaren Energien in der 50Hertz-Regelzone, die in den vergangenen Jahren die Leitungsbelastungen im Raum Streumen deutlich erhöht hat und weiterhin erhöhen wird. Dadurch steigt auch die Strombelastung auf den Sammelschienen der bestehenden 380-kV-Anlage an, da sich der Leistungsfluss über diese ebenfalls erhöht. Der maximal zulässige Sammelschienenstrom kann künftig nicht mehr (n-1)-sicher eingehalten werden.

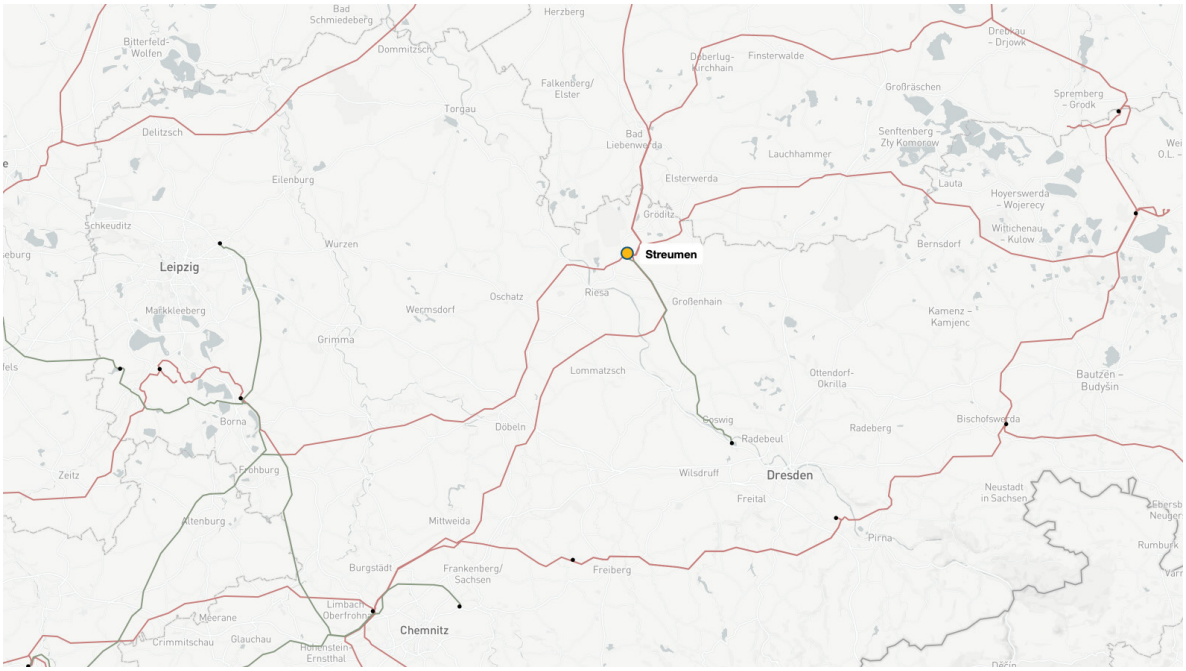
Netzplanerische Begründung

Die Maßnahme M536a ist erforderlich, um die zukünftig zu erwartende Höhe der Kurzschluss- und Sammelschienenströme sicher beherrschen zu können.

Bei der Maßnahme handelt es sich um eine horizontale Netzverstärkung, die zur Erhöhung der Übertragungskapazität im Raum Streumen beiträgt, den sicheren Betrieb der Anlage gewährleistet und damit die Netzsicherheit insgesamt erhöht.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P532 wurde im NEP 2035 (2021) erstmalig ausgewiesen und von der BNetzA bestätigt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P550: Netzoptimierung zwischen Conneforde und dem Landkreis Cloppenburg

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der temporären Erhöhung der Stromtragfähigkeit innerhalb Niedersachsens, um den Abtransport von Offshore-Windenergie aus dem Offshore-Netzanschluss NOR 7-1 (BorWin5) zu gewährleisten, falls die hierfür erforderliche Inbetriebnahme von TTG-P21 in 2025 nicht sichergestellt werden kann. In diesem Fall ist folgende Maßnahme erforderlich:

- M782: Conneforde – Garrel/Ost
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist die bestehende 220-kV-Leitung zwischen Conneforde und Cloppenburg/Ost mit 80°C-Trassierung, witterungsabhängigem Freileitungsbetrieb und aktiver (n-1)-Überwachung auszurüsten (Netzoptimierung). Das bestehende Umspannwerk in Conneforde wird hierzu durch Tausch von begrenzenden Komponenten in den 220-kV Leitungsschaltfeldern Conneforde – Cloppenburg/Ost verstärkt (Netzverstärkung).

  Zur Ermöglichung der Stichanbindung des Konverters von NOR-7-1 an das 220-kV Leitungsnetz sind die im Rahmen von TTG-P21 vorgesehene Errichtung und Inbetriebnahme des 380-kV Schaltanlagenteils des Umspannwerks Garrel/Ost sowie der Bau und die Inbetriebnahme des ca. 4 km langen 380-kV-Erdkabelabschnitts zwischen dem Umspannwerk Garrel/Ost und der geplanten Kabelübergangsanlage Bevenbruch zu forcieren. Zwischen der Kabelübergangsanlage Bevenbruch und der 220-kV-Bestandsleitung ist darüber hinaus die Errichtung eines wenige 100 Meter langen Freileitungsprovisoriums notwendig. Zudem ist die temporäre Errichtung von zwei 380/220-kV Transformatoren im Umspannwerk Garrel/Ost notwendig (Netzausbau). Hierfür kann nach Inbetriebnahme von TTG-P69 einer der 380/220-kV-Transformatoren aus Emden/Ost genutzt werden

Das Provisorium wird nach vollständiger Inbetriebnahme von TTG-P21 zurückgebaut.

M-Nr.	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	bestätigt von der BNetzA
					Ausbau	Bestand	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040			
M782	Leitung	NI	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung		55					2025	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓
M782 TR	Anlage	NI	NO	horizontal							2025	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Region ist geprägt durch hohe Einspeisung von Strom aus Windenergie onshore sowie offshore. Die Einspeisung aus Windenergie übersteigt bereits heute die regionale Last zu weiten Teilen des Jahres, sodass Einspeisemanagement-Maßnahmen in erheblichem Umfang erforderlich sind. Der Zubau an Windenergie onshore und offshore wird gemäß den Szenarien weiter ansteigen.

Netzplanerische Begründung

Für den Fall, dass das Projekt TTG-P21 nicht rechtzeitig zur Inbetriebnahme von NOR 7-1 (BorWin5) in 2025 betriebsbereit sein sollte, ist eine provisorische Anbindung vom neu zu errichtenden Umspannwerk Garrel/Ost an die 220-kV-Leitung Conneforde – Cloppenburg/Ost als Stichanschluss notwendig. Um die vollständige Leistung von 900 MW von NOR 7-1 abführen zu können, ist die Errichtung von zwei 380/220-kV-Transformatoren in Garrel/Ost sowie die Ertüchtigung der bestehenden 220-kV Leitung Conneforde – Cloppenburg/Ost auf 80°C inkl. eines witterungsabhängigen Freileitungsbetriebs und einer aktiven (n-1)-Überwachung notwendig. Ohne diese Maßnahmen ist der Abtransport der Offshore-Windenergie aus dem Offshore-Netzanbindungssystem NOR-7-1 vor der Inbetriebnahme von TTG-P21 unmöglich, was zu erheblichen Engpassmanagementkosten führen würde.

Mit der Inbetriebnahme von P21 M51a kann die Maßnahme zurückgebaut werden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

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

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

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

Prüfung nach NOVA

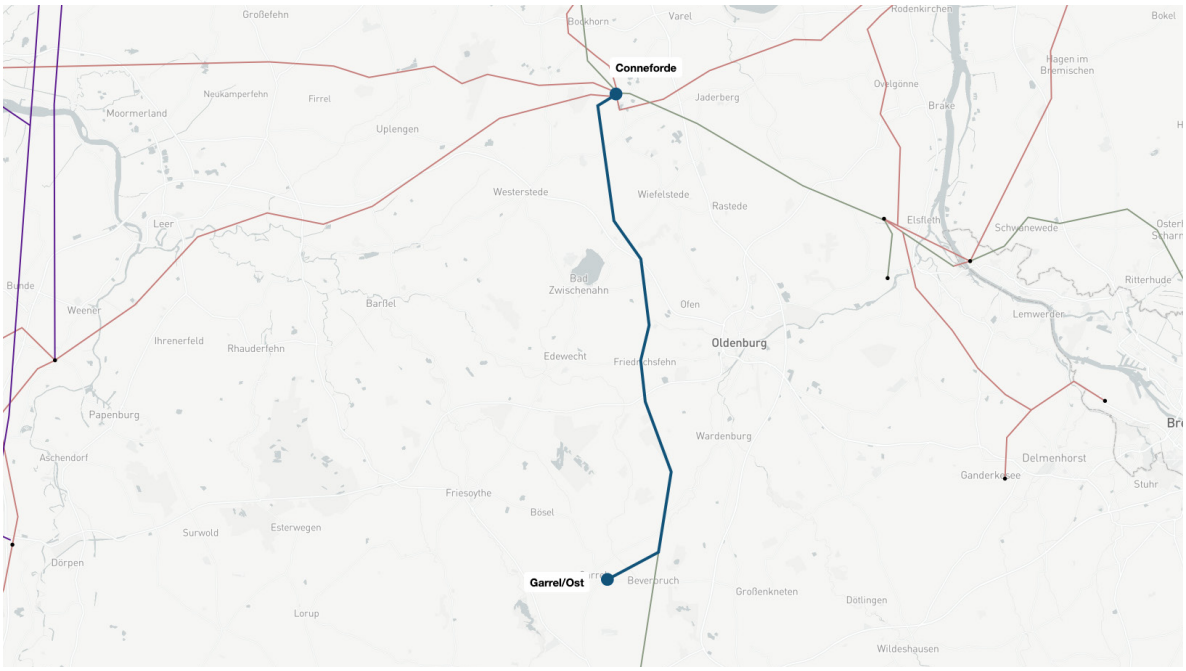
Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA-Grundsatz berücksichtigt. Durch die Maßnahme M782 kann eine Optimierung der bestehenden Netzinfrastruktur in bestehenden Trassenräumen erfolgen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Da die Verzögerung des Projektes P21 erst im fortgeschrittenen Planungsverlauf bekannt wurde, ist eine Umplanung des Netzverknüpfungspunktes des bereits weit fortgeschrittenen Offshore-Netzanbindungssystems NOR 7-1 im verbleibenden Zeitrahmen nicht möglich. Zudem erweist sich der Netzverknüpfungspunkt mit der Inbetriebnahme von P21 als sinnvoller Anschlusspunkt.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wurde erstmals im NEP 2035 (2021) ausgewiesen und von der Bundesnetzagentur bestätigt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

Projektsteckbriefe
Onshore

Projektsteckbriefe
Offshore

Inhaltsverzeichnis

Einführende Bemerkungen . . . **704**

Projektsteckbriefe Offshorenetz . . . **705**

OST-2-1 AC-Netzanbindungssystem OST-2-1 (Ostwind 2) . . . 706
OST-2-2 AC-Netzanbindungssystem OST-2-2 (Ostwind 2) . . . 708
OST-2-3 AC-Netzanbindungssystem OST-2-3 (Ostwind 2) . . . 710
NOR-1-1 DC-Netzanbindungssystem NOR-1-1 (DolWin5) . . . 712
NOR-3-3 DC-Netzanbindungssystem NOR-3-3 (DolWin6) . . . 714
NOR-4-2 DC-Netzanbindungssystem NOR-4-2 (HelWin2) . . . 716
NOR-7-1 DC-Netzanbindungssystem NOR-7-1 (BorWin5) . . . 718
OST-1-4 AC-Netzanbindungssystem OST-1-4 (Ostwind 3) . . . 720
OST-2-4 DC-Netzanbindungssystem OST-2-4 (Ostwind 4) . . . 723
OST-T-1 AC-Netzanbindungssystem OST-T-1 (Testfeld) . . . 727
AC-Anschlüsse an HGÜ-Verbindungen des Start-Offshorenetzes Nordsee (nachrichtlich) NOR-3-2 . . . 732
DC-Netzanbindungssystem NOR-3-2 (DolWin4) . . . 732
NOR-6-3 DC-Netzanbindungssystem NOR-6-3 (BorWin4) . . . 735
NOR-7-2 DC-Netzanbindungssystem NOR-7-2 (BorWin6) . . . 738
NOR-9-1 DC-Netzanbindungssystem NOR-9-1 (BalWin1) . . . 741
NOR-9-2 DC-Netzanbindungssystem NOR-9-2 (BalWin3) . . . 744
NOR-10-1 DC-Netzanbindungssystem NOR-10-1 (BalWin2) . . . 748
NOR-11-1 DC-Netzanbindungssystem NOR-11-1 (LanWin3) . . . 751
NOR-11-2 DC-Netzanbindungssystem NOR-11-2 (LanWin4) . . . 754
NOR-12-1 DC-Netzanbindungssystem NOR-12-1 (LanWin1) . . . 758
NOR-12-2 DC-Netzanbindungssystem NOR-12-2 (LanWin2) . . . 761
NOR-13-1 DC-Netzanbindungssystem NOR-13-1 (LanWin5) . . . 764
NOR-x-1 (Zone 4) DC-Netzanbindungssystem NOR-x-1 (Zone 4) . . . 768
NOR-x-2 (Zone 4) DC-Netzanbindungssystem NOR-x-2 (Zone 4) . . . 772
NOR-x-3 (Zone 4) DC-Netzanbindungssystem NOR-x-3 (Zone 4) . . . 776
NOR-x-4 (Zone 4) DC-Netzanbindungssystem NOR-x-4 (Zone 4) . . . 780
NOR-x-5 (Zone 4) DC-Netzanbindungssystem NOR-x-5 (Zone 4) . . . 784

Einführende Bemerkungen

Dieser Anhang zum zweiten Entwurf des NEP 2035 (2021) ist eine aktualisierte Fassung von Februar 2022. Im Vergleich zur Fassung, die von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) mit dem zweiten Entwurf des NEP 2035 (2021) am 26. April 2021 veröffentlicht wurde, sind folgende Änderungen enthalten:

- Der Anhang enthält alle Änderungen der Onshore- und Offshore-Projekte, die infolge der Bestätigung des NEP 2035 (2021) am 14.01.2022 durch die BNetzA erfolgten. Dies betrifft insbesondere die technisch und konzeptionelle Ausgestaltung, die Inbetriebnahmedaten, die Netzverknüpfungspunkte sowie die Änderungen von Vorhabenträger der Projekte und Maßnahmen. Sofern nötig, wurden entsprechend Texte, Karten und Tabellen aktualisiert.
- Die wesentlichen Änderungen gegenüber dem zweiten Entwurf sind über eine Fußnote dargestellt. Zudem wird je Projektsteckbrief aufgezeigt, ob das Projekt von der BNetzA bestätigt wurde.
- Die durch die ÜNB initiierten Änderungen bestehender Projektsteckbriefe im Rahmen der Konsultation zum zweiten Entwurf wurden integriert.
- Ergänzt wurden das Projekt P421 (TransnetBW), welches im Nachgang zum zweiten Entwurf nachgereicht wurde, und infolge der Bestätigung der BNetzA vom 14.01.2022 das Offshore-Projekt OST-2-4 (50Hertz).
- In der aktualisierten Fassung sind zwei Projekte nicht mehr enthalten. Die Maßnahmen von P429 (TransnetBW) werden innerhalb anderer Projekte umgesetzt und P358 (50Hertz) war nicht Gegenstand der Prüfung des NEP durch die BNetzA.

Damit stellen die ÜNB sicher, dass der Anhang einen aktuellen Planungsstand auf Basis der Bestätigung des NEP 2035 (2021) durch die BNetzA aufzeigt.

Die Maßnahmen des Start- und Zubau-Offshorenetzes werden nach ihrem funktionalen Zusammenhang zu Projekten zusammengefasst dargestellt. Die Karten bilden die Ausbaumaßnahmen des Offshorenetzes schematisch ab und dienen lediglich zur Orientierung. Die exakten Trassenverläufe werden im Rahmen der öffentlich-rechtlichen Genehmigungsverfahren festgelegt.

Im Abschnitt Steckbriefe Start-Offshorenetz sind Steckbriefe aller laufenden Ausbaumaßnahmen des Start-Offshorenetzes enthalten. Maßnahmen, die fertiggestellt sind und damit Teil des Ist-Offshorenetzes geworden sind, werden nicht mehr dargestellt. Diesbezüglich wird auf die Übersichtsdarstellungen des Start-Offshorenetzes Nordsee (Abbildung 22) und des Start-Offshorenetzes Ostsee (Abbildung 23) im Kapitel 3.2.2 verwiesen.

Zur Anbindung der Umspannplattformen der Offshore-Windparks an Konverterplattformen, Sammelplattformen oder direkt an die AC-Verbindungen sind AC-Anschlüsse erforderlich. Alle AC-Anschlüsse, die Bestandteil des Start-Offshorenetzes sind, werden in den entsprechenden Projekten des Start-Offshorenetzes spezifisch ausgewiesen. Die AC-Anschlüsse, die nicht Teil des Start-Offshorenetzes sind, aber an AC- oder HGÜ-Verbindungen aus dem Start-Offshorenetz angebunden werden sollen, werden im Zubau-Offshorenetz ausgewiesen, aber nicht auf den Karten dargestellt. Die Bundesnetzagentur weist Offshore-Windparks in Auktionsverfahren Netzanschlusskapazität zu. Erst wenn eine entsprechende Zuweisung erfolgt ist, können die dafür notwendigen AC-Anschlüsse genau bestimmt werden.

Die erforderlichen 66-kV-Kabel im 66-kV-Direktanbindungskonzept sind nach Festlegung gemäß aktuellem Stand des Flächenentwicklungsplans im Eigentum des Offshore-Windparks und damit nicht Bestandteil der Offshore-Netzanbindungssysteme.

Die Termine für den Beginn der Umsetzung und die geplante Fertigstellung der Projekte im Zubau-Offshorenetz sind dem Kapitel 3.2.3 des Netzentwicklungsplans Strom zu entnehmen. Eine Erläuterung zur Ermittlung der Trassenlängen der Netzanbindungssysteme finden Sie unter www.netzentwicklungsplan.de/ZwY.

Die Abbildungen basieren auf Kartenmaterial des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie.

Projektsteckbriefe Offshorenetz

Legende Steckbriefe Start-Offshorenetz und Zubau-Offshorenetz

Grenze der ausschließlichen Wirtschaftszone

Grenze des Küstenmeeres

Grenzkorridor


Offshore-Windpark-Gebiet

Offshore-Windpark

Testfeld


Konverterplattform


Umspannplattform


Bündelungspunkt


Netzverknüpfungspunkt


Suchraum Netzverknüpfungspunkt

DC-Kabelsystem (Start-Offshorenetz)

AC-Anschluss Offshore-Windpark

AC-Kabelsystem (Start-Offshorenetz)


DC-Kabelsystem bis 20 GW (Zubau-Offshorenetz)


DC-Kabelsystem über 20 GW (Zubau-Offshorenetz)

AC-Kabelsystem (Zubau-Offshorenetz)


Suchraum für Konverterplattformstandorte in Zone 4


Gebietsnummer

I–V Nummer Grenzkorridor

x Die Termine für die AC-Anschlüsse können zu diesem Zeitpunkt noch nicht im Netzentwicklungsplan Strom angegeben werden. Da sie aber dennoch aufgeführt werden sollen, zeigt das „x“ an, in welchem Szenario der jeweilige AC-Anschluss enthalten ist.

OST-2-1
AC-Netzanbindungssystem OST-2-1 (Ostwind 2)

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Beschreibung des geplanten Projekts

Ziel des Projekts OST-2-1 ist die Anbindung eines Offshore-Windparks (OWP) in der Ostsee im Gebiet O-4 (Zone 1) an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) Lubmin in Mecklenburg-Vorpommern. Das Projekt ist Bestandteil des Gesamtvorhabens „Ostwind 2". Die Netzanbindung wird in 220-kV-AC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von bis zu 250 MW realisiert. Für die Netzberechnungen im Netzentwicklungsplan Strom wird angenommen, dass durch dieses Netzanbindungssystem OWP in einem Gebiet mit einer für die Ostsee mittleren durchschnittlichen Windgeschwindigkeit erschlossen werden.

Mit der Netzanbindung wird der OWP Arcadis Ost 1 angebunden. Der OWP hat im Rahmen der 2. Ausschreibung nach § 26 Windenergie-auf-See-Gesetz im Jahr 2018 durch die Bundesnetzagentur einen Zuschlag in Höhe von 247 MW auf dem AC-Netzanbindungssystem OST-2-1 erhalten.

Die Umsetzung des Projekts erfolgt durch zwei Maßnahmen. Im Rahmen der Maßnahme 67 wird der NVP Lubmin erweitert und von dort eine AC-Verbindung auf einer Trasse durch einen raumgeordneten Korridor im Greifswalder Bodden und den im Flächenentwicklungsplan 2020 an der Grenze von Küstenmeer und ausschließlicher Wirtschaftszone (AWZ) festgelegten Grenzkorridor O-I in die AWZ hergestellt. Der Umfang der Maßnahme 67 endet an einem Bündelungspunkt im Gebiet O-2. Von dort aus wird im Rahmen der Maßnahme 68 die AC-Verbindung durch einen AC-Anschluss über den Grenzkorridor O-II mit der Umspannplattform des OWP Arcadis Ost 1 im Küstenmeer verbunden. Die für den AC-Anschluss erforderlichen Anlagen werden auf der Umspannplattform untergebracht. Durch das so entstehende AC-Netzanbindungssystem (AC-Verbindung + AC-Anschluss) wird eine installierte Erzeugungsleistung des OWP Arcadis Ost 1 in Höhe von bis zu 247 MW in das Übertragungsnetz an Land eingespeist.

Projekt	Maßnahmen-Nr.	Bundesländer	Bezeichnung der Maßnahme	Trassenlänge
OST-2-1	M67	MV	AC-Verbindung OST-2-1	80 km
OST-2-1	M68	MV	AC-Anschluss OWP Arcadis Ost 1	18 km

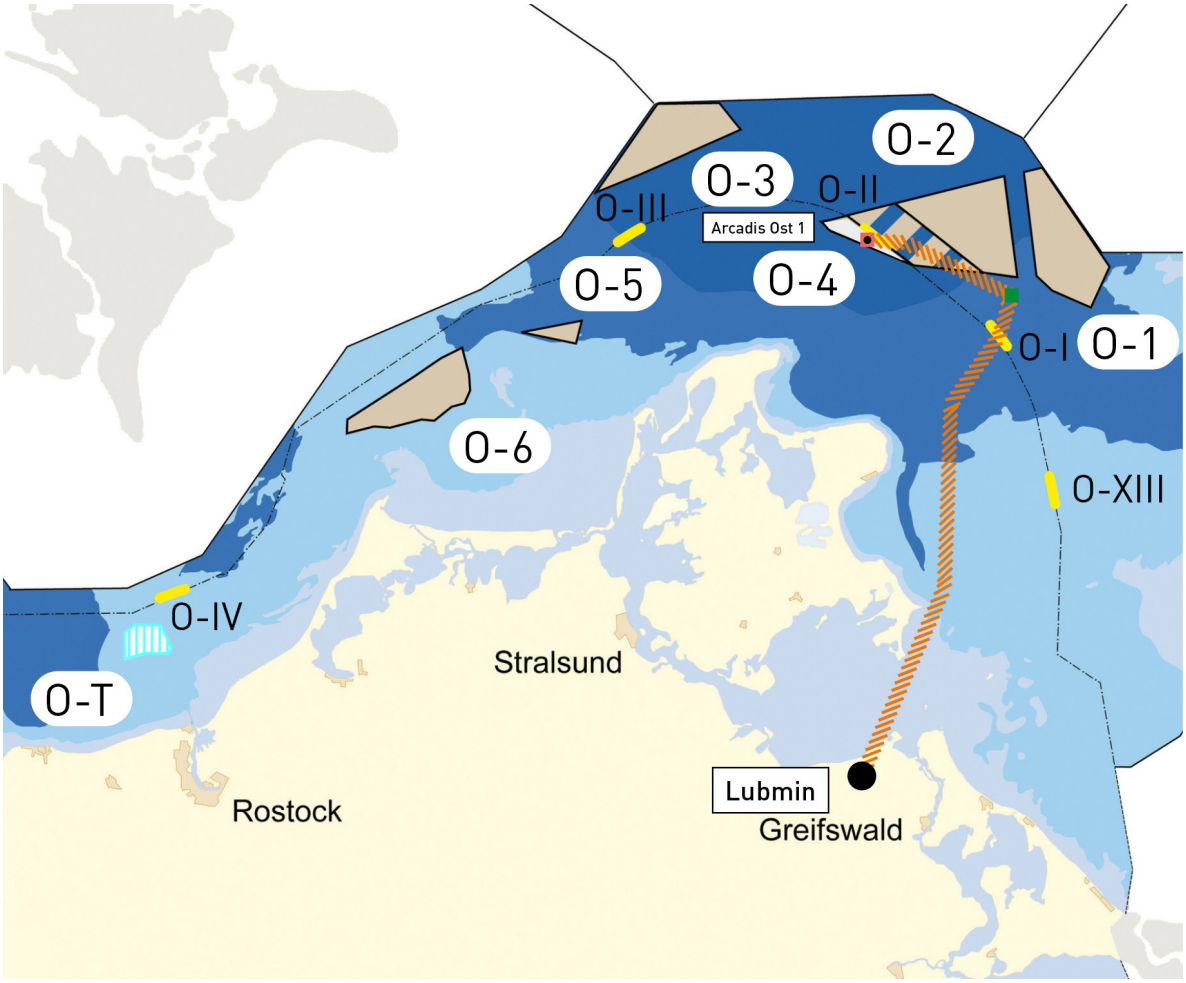
Begründung des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die installierte Erzeugungsleistung des OWP Arcadis Ost 1 in dem Gebiet O-4 abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts zur Erschließung des Gebietes O-4 in 220-kV-AC-Technologie mit einer jeweiligen Übertragungsleistung von bis zu 250 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau.

Stand der Umsetzung des geplanten Projekts

Stand der Umsetzung des AC-Netzanbindungssystems: 4 – Projekt befindet sich in Bauvorbereitung oder im Bau.

Das Projekt wird voraussichtlich 2023 fertiggestellt.


O-2
O-3
O-II
O-III
Arcadis Ost 1
O-5
O-4
O-I
O-1
O-6
O-XIII
O-IV
Stralsund
O-T
Lubmin
Rostock
Greifswald

OST-2-2
AC-Netzanbindungssystem OST-2-2 (Ostwind 2)

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Beschreibung des geplanten Projekts

Ziel des Projekts OST-2-2 ist die Anbindung eines Offshore-Windparks (OWP) in der Ostsee im Gebiet O-2 (Zone 1) an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) Lubmin in Mecklenburg-Vorpommern. Das Projekt ist Bestandteil des Gesamtvorhabens „Ostwind 2". Die Netzanbindung wird in 220-kV-AC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von bis zu 250 MW realisiert. Für die Netzberechnungen im Netzentwicklungsplan Strom wird angenommen, dass durch dieses Netzanbindungssystem OWP in einem Gebiet mit einer für die Ostsee mittleren durchschnittlichen Windgeschwindigkeit erschlossen werden.

Mit der Netzanbindung wird der OWP Baltic Eagle angebunden. Der OWP hat im Rahmen der 2. Ausschreibung nach § 26 Windenergie-auf-See-Gesetz im Jahr 2018 durch die Bundesnetzagentur einen Zuschlag in Höhe von 250 MW auf dem AC-Netzanbindungssystem OST-2-2 erhalten.

Die Umsetzung des Projekts erfolgt durch zwei Maßnahmen. Im Rahmen der Maßnahme 69 wird der NVP Lubmin erweitert und von dort eine AC-Verbindung auf einer Trasse durch einen raumgeordneten Korridor im Greifswalder Bodden und den im Flächenentwicklungsplan 2020 an der Grenze von Küstenmeer und ausschließlicher Wirtschaftszone (AWZ) festgelegten Grenzkorridor O-I in die AWZ hergestellt. Der Umfang der Maßnahme 69 endet an einem Bündelungspunkt im Gebiet O-2. Von dort aus wird im Rahmen der Maßnahme 70 die AC-Verbindung durch einen AC-Anschluss mit der Umspannplattform des OWP Baltic Eagle verbunden. Die für den AC-Anschluss erforderlichen Anlagen werden auf der Umspannplattform untergebracht. Durch das so entstehende AC-Netzanbindungssystem (AC-Verbindung + AC-Anschluss) wird eine installierte Erzeugungsleistung des OWP Baltic Eagle in Höhe von bis zu 250 MW in das Übertragungsnetz an Land eingespeist.

Projekt	Maßnahmen-Nr.	Bundesländer	Bezeichnung der Maßnahme	Trassenlänge
OST-2-2	M69	MV	AC-Verbindung OST-2-2	80 km
OST-2-2	M70	MV	AC-Anschluss für OWP Baltic Eagle	9 km

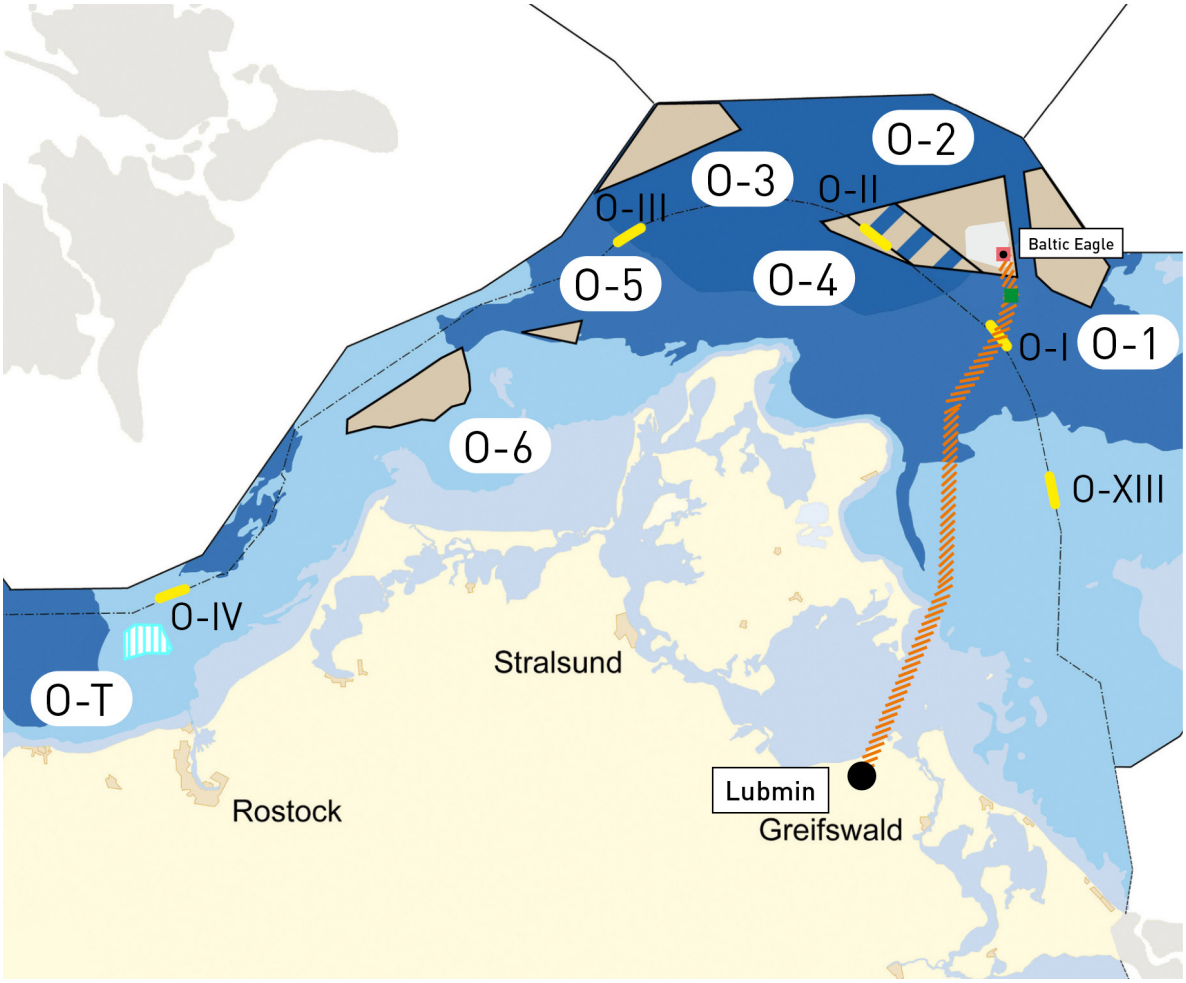
Begründung des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die installierte Erzeugungsleistung des OWP Baltic Eagle in dem Gebiet O-2 abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts zur Erschließung des Gebietes O-2 in 220-kV-AC-Technologie mit einer jeweiligen Übertragungsleistung von bis zu 250 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau.

Stand der Umsetzung des geplanten Projekts

Stand der Umsetzung des AC-Netzanbindungssystems: 4 – Projekt befindet sich in Bauvorbereitung oder im Bau.

Das Projekt wird voraussichtlich 2023 fertiggestellt.


O-2
O-3
O-II
O-III
Baltic Eagle
O-5
O-4
O-I
O-1
O-6
O-XIII
O-IV
Stralsund
O-T
Lubmin
Rostock
Greifswald

OST-2-3
AC-Netzanbindungssystem OST-2-3 (Ostwind 2)

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Beschreibung des geplanten Projekts

Ziel des Projekts OST-2-3 ist die Anbindung eines Offshore-Windparks (OWP) in der Ostsee im Gebiet O-2 (Zone 1) an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) Lubmin in Mecklenburg-Vorpommern. Das Projekt ist Bestandteil des Gesamtvorhabens „Ostwind 2". Die Netzanbindung wird in 220-kV-AC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von bis zu 250 MW realisiert. Für die Netzberechnungen im Netzentwicklungsplan Strom wird angenommen, dass durch dieses Netzanbindungssystem OWP in einem Gebiet mit einer für die Ostsee mittleren durchschnittlichen Windgeschwindigkeit erschlossen werden.

Mit der Netzanbindung wird der OWP Baltic Eagle angebunden. Der OWP hat im Rahmen der 2. Ausschreibung nach § 26 Windenergie-auf-See-Gesetz im Jahr 2018 durch die Bundesnetzagentur einen Zuschlag in Höhe von 226,25 MW auf dem AC-Netzanbindungssystem OST-2-3 erhalten.

Die Umsetzung des Projekts erfolgt durch zwei Maßnahmen. Im Rahmen der Maßnahme 71 wird der NVP Lubmin erweitert und von dort eine AC-Verbindung auf einer Trasse durch einen raumgeordneten Korridor im Greifswalder Bodden und den im Flächenentwicklungsplan 2020 an der Grenze von Küstenmeer und ausschließlicher Wirtschaftszone (AWZ) festgelegten Grenzkorridor O-I in die AWZ hergestellt. Der Umfang der Maßnahme 71 endet an einem Bündelungspunkt im Gebiet O-2. Von dort aus wird im Rahmen der Maßnahme 72 die AC-Verbindung durch einen AC-Anschluss mit der Umspannplattform des OWP Baltic Eagle verbunden. Die für den AC-Anschluss erforderlichen Anlagen werden auf der Umspannplattform untergebracht. Durch das so entstehende AC-Netzanbindungssystem (AC-Verbindung + AC-Anschluss) wird eine installierte Erzeugungsleistung des OWP Baltic Eagle in Höhe von bis zu 226,25 MW in das Übertragungsnetz an Land eingespeist.

Projekt	Maßnahmen-Nr.	Bundesländer	Bezeichnung der Maßnahme	Trassenlänge
OST-2-3	M71	MV	AC-Verbindung OST-2-3	80 km
OST-2-3	M72	MV	AC-Anschluss OWP Baltic Eagle	9 km

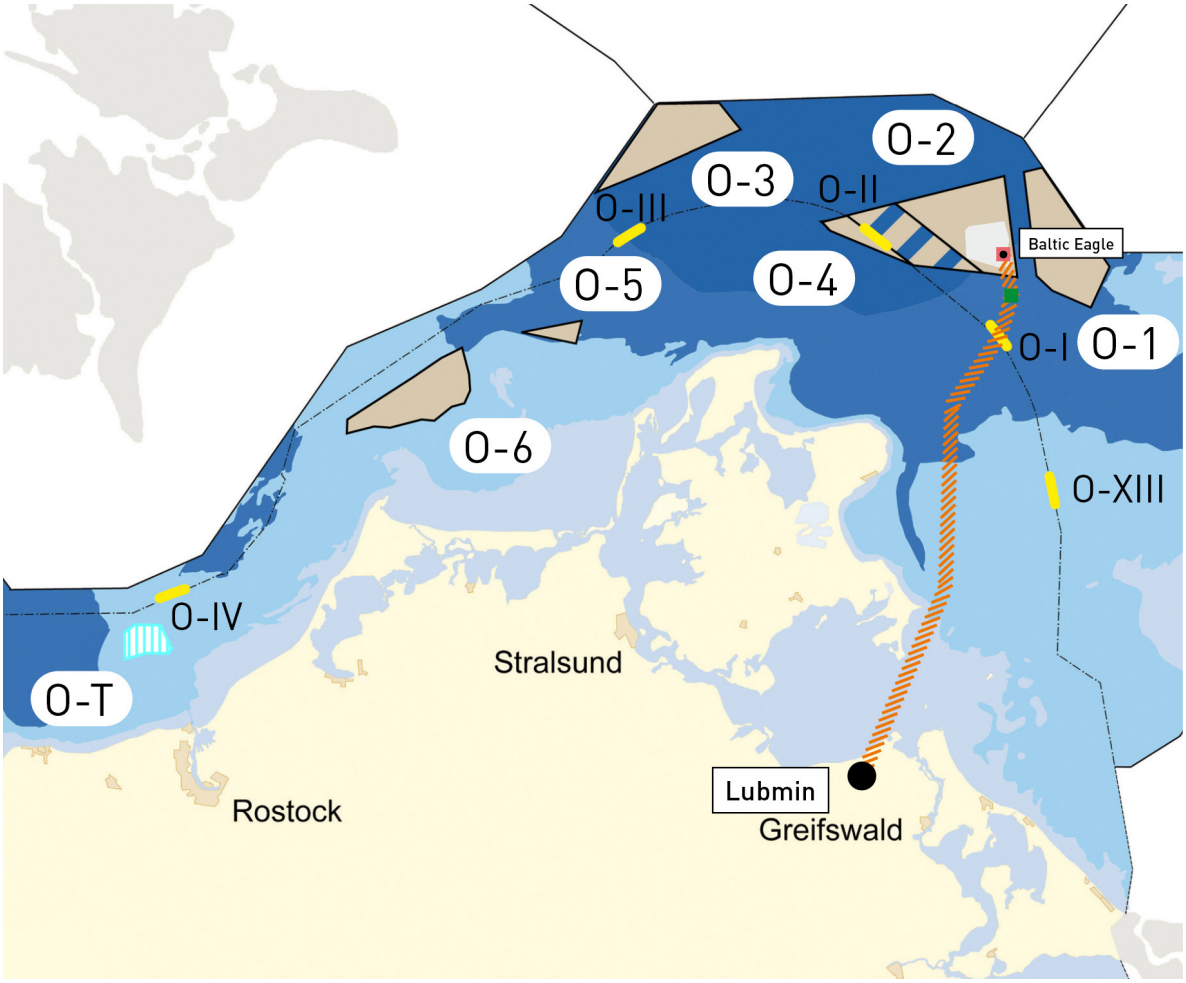
Begründung des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die installierte Erzeugungsleistung des OWP Baltic Eagle in dem Gebiet O-2 abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts zur Erschließung des Gebietes O-2 in 220-kV-AC-Technologie mit einer jeweiligen Übertragungsleistung von bis zu 250 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau.

Stand der Umsetzung des geplanten Projekts

Stand der Umsetzung des AC-Netzanbindungssystems: 4 – Projekt befindet sich in Bauvorbereitung oder im Bau.

Das Projekt wird voraussichtlich 2024 fertiggestellt.


O-2
O-3
O-II
O-III
Baltic Eagle
O-5
O-4
O-I
O-1
O-6
O-XIII
O-IV
Stralsund
O-T
Lubmin
Rostock
Greifswald

NOR-1-1
DC-Netzanbindungssystem NOR-1-1 (DolWin5)

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Beschreibung des geplanten Projekts

Ziel des Projekts ist die Anbindung von Offshore-Windparks (OWP) in der Nordsee im Gebiet N-1 (Zone 1) an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) Emden/Ost in Niedersachsen. Die Netzanbindung wird in HGÜ-Technik realisiert und für eine Übertragungsleistung von 900 MW ausgelegt. Es werden die OWP Borkum Riffgrund West 1, Borkum Riffgrund West 2 und OWP West (zusammen Borkum Riffgrund 3) angebunden. Der OWP Borkum Riffgrund West 2 sowie der OWP West haben im Rahmen der Offshore-Auktionen im Jahr 2017 einen Zuschlag erhalten. Der OWP Borkum Riffgrund West 1 hat im Rahmen der Offshore-Auktionen im Jahr 2018 einen Zuschlag erhalten.

Das DC-Kabelsystem wird von der Konverterplattform in der ausschließlichen Wirtschaftszone über den Grenzkorridor N-I durch das Küstenmeer im Raum Borkum zum NVP Emden/Ost geführt.

Der Anschluss der OWP Borkum Riffgrund West 1, Borkum Riffgrund West 2 und OWP West an die Konverterplattform wird nach Abstimmungen mit den OWP mittels des 66-kV-Direktanbindungskonzepts erfolgen. Bei diesem Konzept werden die 66-kV-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Konverterplattform des Übertragungsnetzbetreibers verbunden (Näheres dazu siehe Kapitel 3.2.1). Für die erforderlichen 66-kV-Kabelsysteme sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese nach den Festlegungen des Flächenentwicklungsplans 2020 im Eigentum des OWP befinden.

Die Umsetzung des Projekts umfasst damit nur noch eine Maßnahme. Diese Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform und dem genannten NVP Emden/Ost sowie der landseitigen Konverterstation. Durch den Entfall der 155-kV-AC-Seekabelsysteme reduzieren sich die Gesamtkosten des Netzanbindungssystems DolWin5.

Im Gebiet N-1 wird insgesamt eine installierte Erzeugungsleistung durch Offshore-Windenergieanlagen in Höhe von 900 MW erwartet. Die Erschließung erfolgt über das sich in Bau befindliche DC-Netzanbindungssystem NOR-1-1 (DolWin5).

Der Anschluss des Netzanbindungssystems NOR-1-1 an den NVP Emden/Ost steht im Zusammenhang mit der landseitigen Startnetzmaßnahme TTG-P69 Netzverstärkung und -ausbau zwischen Emden/Ost und Conneforde und der landseitigen Maßnahme DC1 HGÜ-Verbindung von Niedersachsen nach Nordrhein-Westfalen.

Projekt	Maßnahmen-Nr.	Bundesländer	Bezeichnung der Maßnahme	Trassenlänge
NOR-1-1	M3	NI	HGÜ-Verbindung NOR-1-1 (DolWin5)	132 km

Begründung des geplanten Projekts

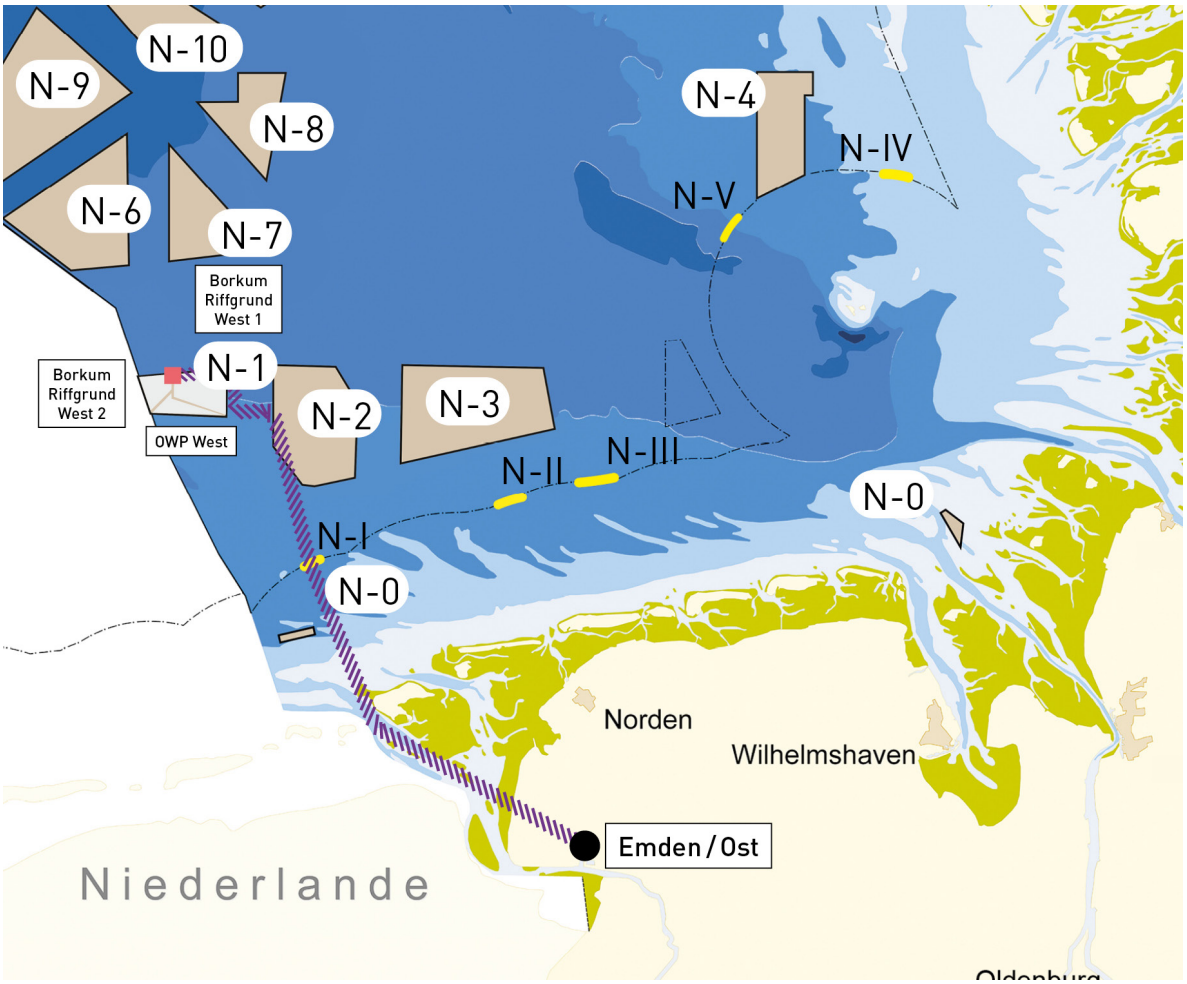
Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen im Gebiet N-1 erzeugte Leistung abzuführen. Zur optimalen Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume und im Sinne der Eingriffsminimierung wird die Anbindung in Übereinstimmung mit den Planungsgrundsätzen des Bundesfachplans Offshore und der Küstenländer als Sammelanbindung in HGÜ-Technik ausgeführt.

Stand der Umsetzung

Stand der Umsetzung der HGÜ-Verbindung: 4 – Maßnahme befindet sich in Bauvorbereitung oder im Bau.

Die HGÜ-Verbindung wird voraussichtlich 2024 fertiggestellt.

Die Übertragungskapazität der HGÜ-Verbindung wird durch die angeschlossenen OWP vollständig ausgeschöpft.



NOR-3-3
DC-Netzanbindungssystem NOR-3-3 (DolWin6)

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Beschreibung des geplanten Projekts

Ziel des Projekts ist die Anbindung von Offshore-Windparks (OWP) in der Nordsee im Gebiet N-3 (Zone 1) an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) Emden/Ost in Niedersachsen. Die Netzanbindung wird in HGÜ-Technik realisiert und für eine Übertragungsleistung von 900 MW ausgelegt. Es werden die OWP Gode Wind 3 und Gode Wind 4 angebunden. Der OWP Gode Wind 3 hat im Rahmen der Offshore-Auktionen im Jahr 2017 einen Zuschlag erhalten. Der OWP Gode Wind 4 hat im Rahmen der Offshore-Auktionen im Jahr 2018 einen Zuschlag erhalten.

Das DC-Kabelsystem wird von der Konverterplattform in der ausschließlichen Wirtschaftszone über den Grenzkorridor N-II durch das Küstenmeer und über die Insel Norderney zum NVP Emden/Ost geführt.

Der AC-Anschluss des OWP Gode Wind 3 wird als einmalige Sonderlösung mit einem 155-kV-AC-Kabelsystem ausgeführt und auf eine maximale Übertragungsleistung von 241,75 MW ausge- legt. Diese Sonderlösung ermöglicht zwar die flächensparsame Anbindung der OWP Gode Wind 3 mittels eines einzigen 155-kV-AC-Kabelsystems, allerdings weicht dies von den Standardquerschnitten der bisherigen AC-Anschlüsse der OWP ab, sodass seitens des Übertragungsnetzbetreibers zusätzliche Risiken beachtet werden müssen. Der Anschluss der OWP Gode Wind 3 sowie der im Flächenentwicklungsplan 2020 dargestellten Fläche N-3.7 an das Netzanbindungssystem NOR-3-3 (DolWin6) hat mit maximal zwei 155-kV-AC-Seekabelsystemen zu erfolgen. Durch die einmalige Sonderlösung zum Anschluss der OWP Gode Wind 3 mit einem 155-kV-AC-Kabelsystem ist dies gewährleistet.

Im Gebiet N-3 wird insgesamt eine installierte Erzeugungsleistung durch Offshore-Windenergieanlagen in Höhe von ca. 2.716 MW erwartet. Die Erschließung erfolgt über das bereits in Betrieb befindliche DC-Netzanbindungssystem NOR-3-1 (DolWin2), das sich in Bau befindliche DC-Netzanbindungssystem NOR-3-3 (DolWin6) sowie über das DC-Netzanbindungssystem NOR-3-2 (DolWin4).

Der Anschluss des Netzanbindungssystems NOR-3-3 an den NVP Emden/Ost steht im Zusammenhang mit der landseitigen Startnetzmaßnahme TTG-P69 Netzverstärkung zwischen Emden/Ost und Conneforde und der landseitigen Maßnahme DC1 HGÜ-Verbindung von Niedersachsen nach Nordrhein-Westfalen.

Projekt	Maßnahmen-Nr.	Bundesländer	Bezeichnung der Maßnahme	Trassenlänge
NOR-3-3	M15	NI	HGÜ-Verbindung NOR-3-3 (DolWin6)	90 km
NOR-3-3	M124	NI	AC-Anschluss OWP Gode Wind 3	16,5 km

Begründung des geplanten Projekts

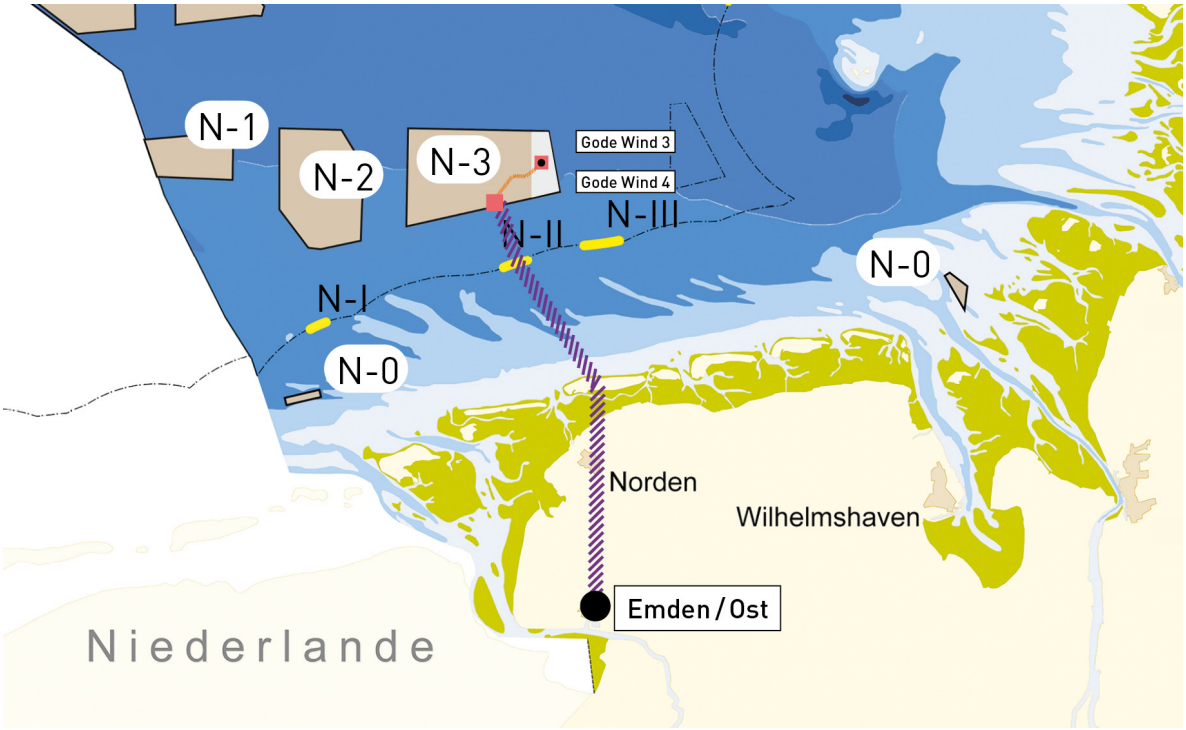
Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen im Gebiet N-3 erzeugte Leistung abzuführen. Zur optimalen Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume und im Sinne der Eingriffsminimierung wird die Anbindung in Übereinstimmung mit den Planungsgrundsätzen des Bundesfachplan Offshore und der Küstenländer als Sammelanbindung in HGÜ-Technik ausgeführt.

Stand der Umsetzung

Stand der Umsetzung der HGÜ-Verbindung: 4 – Maßnahme befindet sich in Bauvorbereitung oder im Bau.

Die HGÜ-Verbindung wird voraussichtlich 2023 fertiggestellt.

Die Übertragungskapazität der HGÜ-Verbindung wird durch die angeschlossene OWP Gode Wind 3 nicht vollständig ausgeschöpft. Es bleibt ein Restpotenzial von 658,25 MW auf dem DC-Netzanbindungssystem NOR-3-3 vorhanden. Gemäß dem Kriterium 2 für die Festlegung der Flächen und der zeitlichen Reihenfolge ihrer Ausschreibung des Flächenentwicklungsplans 2020 wurden die restlichen an das Netzanbindungssystem NOR-3-3 anzuschließenden Flächen N-3.7 und N-3.8 im Gebiet N-3 im Jahr 2021 von der Bundesnetzagentur vorrangig ausgeschrieben, um Leerstände auf dem DC-Netzanbindungssystem zu vermeiden. Die dafür erforderlichen AC-Anschlüsse sind dem Steckbrief des Zubau-Offshorenetzes „AC-Anschlüsse an HGÜ-Verbindungen des Start-Offshorenetzes Nordsee (nachrichtlich)“ zu entnehmen.



NOR-4-2
DC-Netzanbindungssystem NOR-4-2 (HelWin2)

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Beschreibung des geplanten Projekts

Ziel des Projekts ist die Anbindung von Offshore-Windparks (OWP) in der Nordsee im Gebiet N-4 (Zone 1) an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) Büttel in Schleswig-Holstein. Die Netzanbindung wird in HGÜ-Technik realisiert und für eine Übertragungsleistung von 690 MW ausgelegt. Es werden die OWP Amrumbank West und Kaskasi II angebunden. Der OWP Kaskasi II hat im Rahmen der Offshore-Auktionen im Jahr 2018 einen Zuschlag erhalten.

Das DC-Kabelsystem wird von der Konverterplattform in der ausschließlichen Wirtschaftszone über den Grenzkorridor N-IV durch das Küstenmeer im Raum Büsum zum NVP Büttel geführt.

Der AC-Anschluss OWP Amrumbank West wird mit zwei 155-kV-AC-Kabelsystemen ausgeführt und auf eine Übertragungsleistung von 303 MW ausgelegt. Beide AC-Kabelsysteme sind bereits in Betrieb.

Der AC-Anschluss OWP Kaskasi II wird mit zwei 155-kV-AC-Kabelsystemen ausgeführt und auf eine Übertragungsleistung von 325 MW zuzüglich 17 MW für den Anschluss von Pilot-Windenergieanlagen ausgelegt.

Im Gebiet N-4 wird insgesamt eine installierte Erzeugungsleistung durch Offshore-Windenergieanlagen in Höhe von ca. 1.220 MW erwartet. Die Erschließung erfolgt über die beiden bereits in Betrieb befindlichen DC-Netzanbindungssysteme NOR-4-1 (HelWin1) und NOR-4-2 (HelWin2).

Projekt	Maßnahmen-Nr.	Bundesländer	Bezeichnung der Maßnahme	Trassenlänge
NOR-4-2	M235	SH	AC-Anschluss OWP Kaskasi II	5 km
NOR-4-2	M244	SH	AC-Anschluss OWP Kaskasi II	5 km

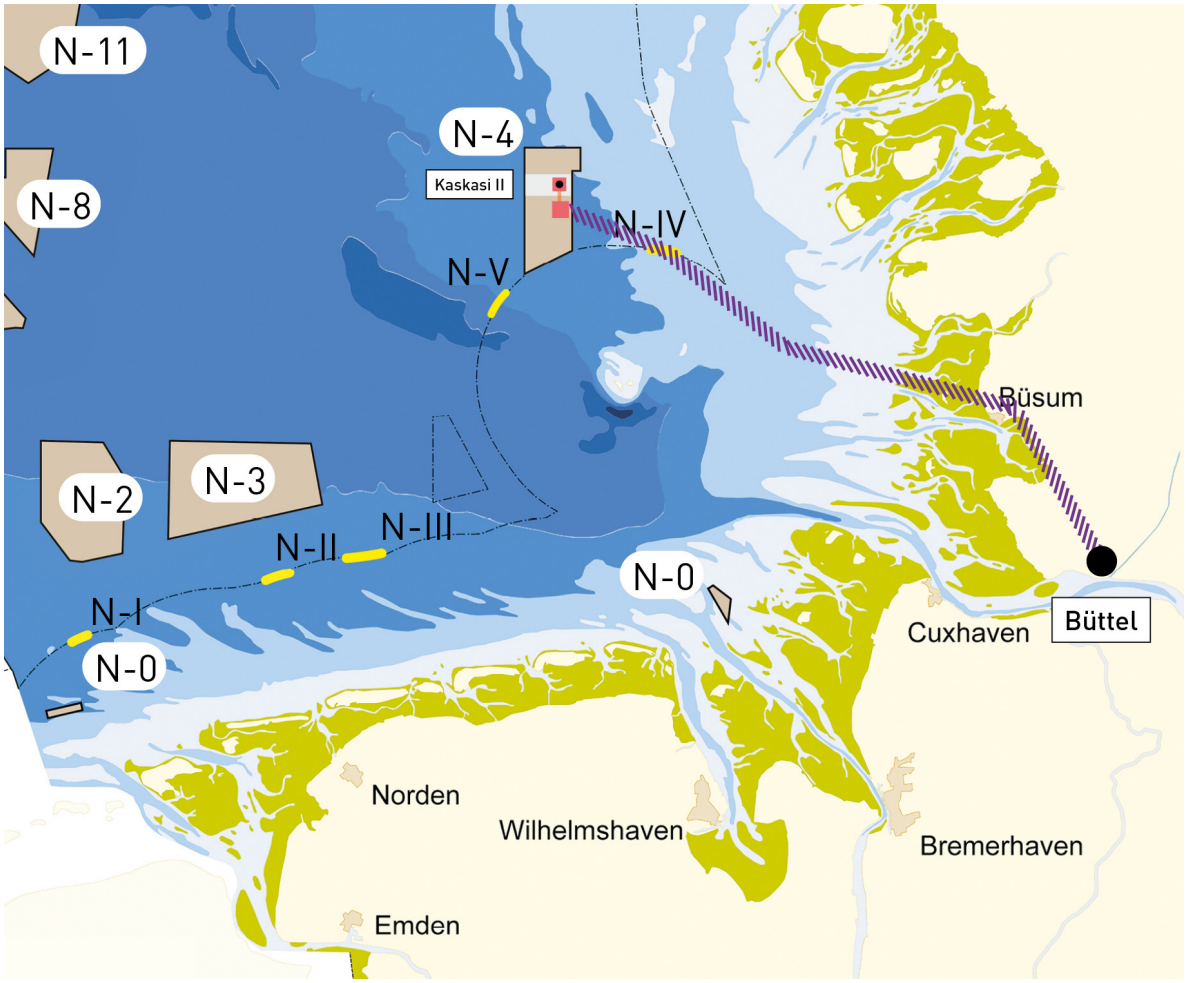
Begründung des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen im Gebiet N-4 erzeugte Leistung abzuführen. Zur optimalen Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume und im Sinne der Eingriffsminimierung wird die Anbindung in Übereinstimmung mit den Planungsgrundsätzen des Bundesfachplans Offshore und der Küstenländer als Sammelanbindung in HGÜ-Technik ausgeführt.

Stand der Umsetzung

Stand der Umsetzung: 5 – Maßnahme wurde realisiert.

Die HGÜ-Verbindung und die beiden AC-Kabelsysteme für den OWP Amrumbank West wurden 2015 fertiggestellt und sind damit Teil des Ist-Offshorenetzes. Es werden daher nur noch die sich in Realisierung befindenden AC-Anschlüsse an die HGÜ-Verbindung aufgeführt.


N-11
N-4
Kaskasi II
N-8
N-IV
N-V
Büsum
N-2
N-3
N-II
N-III
N-I
N-0
N-0
Cuxhaven
Büttel
Norden
Wilhelmshaven
Bremerhaven
Emden

NOR-7-1
DC-Netzanbindungssystem NOR-7-1 (BorWin5)

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Beschreibung des geplanten Projekts

Ziel des Projekts ist die Anbindung von Offshore-Windparks (OWP) in der Nordsee im Gebiet N-7 (Zone 2) an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) Garrel/Ost (Cloppenburg) in Niedersachsen. Die Netzanbindung wird in HGÜ-Technik realisiert und für eine Übertragungsleistung von 900 MW ausgelegt. Es wird der OWP He Dreiht angebunden. Der OWP He Dreiht hat im Rahmen der Offshore-Auktionen im Jahr 2017 einen Zuschlag erhalten.

Das DC-Kabelsystem wird von der Konverterplattform in der ausschließlichen Wirtschaftszone über den Grenzkorridor N-II durch das Küstenmeer und über die Insel Norderney zum NVP Garrel/Ost (Cloppenburg) geführt.

Der Anschluss des OWP He Dreiht an die Konverterplattform wird nach Abstimmungen mit den OWP mittels des 66-kV-Direktanbindungskonzepts erfolgen. Bei diesem Konzept werden die 66-kV-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Konverterplattform des Übertragungsnetzbetreibers verbunden (Näheres dazu siehe Kapitel 3.2.1). Für die erforderlichen 66-kV-Kabelsysteme sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese nach den Festlegungen des Flächenentwicklungsplans 2020 im Eigentum des OWP befinden.

Die Umsetzung des Projekts umfasst damit nur noch eine Maßnahme. Diese Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform und dem genannten NVP Garrel/Ost (Cloppenburg) sowie der landseitigen Konverterstation. Durch den Entfall der 155-kV-AC-Seekabelsysteme reduzieren sich die Gesamtkosten des DC-Netzanbindungssystems BorWin5.

Im Gebiet N-7 wird insgesamt eine installierte Erzeugungsleistung durch Offshore-Windenergieanlagen in Höhe von ca. 1.830 MW erwartet. Die Erschließung erfolgt über das sich in Bau befindliche DC-Netzanbindungssystem NOR-7-1 (BorWin5) sowie über das im Vergabeprozess befindliche DC-Netzanbindungssystem NOR-7-2 (BorWin6).

Der Anschluss des Netzanbindungssystems NOR-7-1 an den NVP Garrel/Ost (Cloppenburg) steht im Zusammenhang mit der landseitigen Maßnahme P21 Netzverstärkung und -ausbau Conneforde-Cloppenburg- Merzen.

Projekt	Maßnahmen-Nr.	Bundesländer	Bezeichnung der Maßnahme	Trassenlänge
NOR-7-1	M31	NI	HGÜ-Verbindung NOR-7-1 (BorWin5)	225 km

Begründung des geplanten Projekts

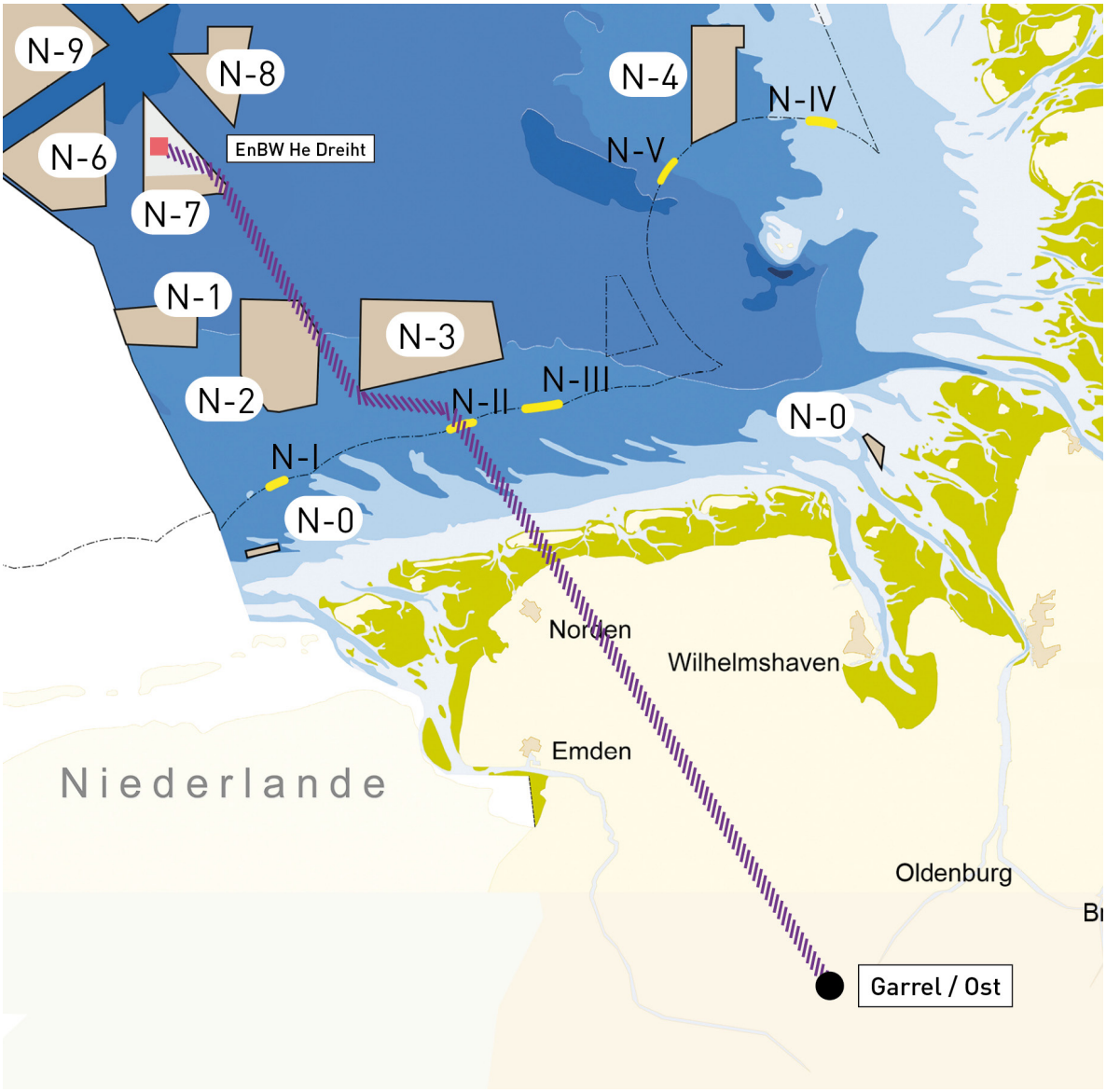
Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen im Gebiet N-7 erzeugte Leistung abzuführen. Zur optimalen Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume und im Sinne der Eingriffsminimierung wird die Anbindung in Übereinstimmung mit den Planungsgrundsätzen des Bundesfachplans Offshore und der Küstenländer als Sammelanbindung in HGÜ-Technik ausgeführt.

Stand der Umsetzung

Stand der Umsetzung der HGÜ-Verbindung: 4: befindet sich in Bauvorbereitung oder im Bau.

Die HGÜ-Verbindung wird voraussichtlich 2025 fertiggestellt.

Die Übertragungskapazität der HGÜ-Verbindung wird durch den angeschlossenen OWP vollständig ausgeschöpft.



OST-1-4[1]
AC-Netzanbindungssystem OST-1-4 (Ostwind 3)

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Beschreibung des geplanten Projekts

Ziel des Projekts OST-1-4 ist die Anbindung eines Offshore-Windparks (OWP) in der Ostsee auf der Fläche O-1.3 im Gebiet O-1 (Zone 1) an einen Netzverknüpfungspunkt (NVP) im Suchraum der Gemeinden Brünzow/ Kemnitz/ Lubmin in Mecklenburg-Vorpommern. Das Projekt bildet das Vorhaben Ostwind 3. Die Netzanbindung wird in 220-kV-AC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von 300 MW realisiert. Für die Netzberechnungen im Netzentwicklungsplan Strom (NEP) wird angenommen, dass durch dieses Netzanbindungssystem ein OWP in einem Gebiet mit einer für die Ostsee mittleren durchschnittlichen Windgeschwindigkeit erschlossen wird.

Im Gebiet O-1 wird insgesamt eine installierte Erzeugungsleistung durch Offshore-Windenergieanlagen in Höhe von ca. 1.050 MW erwartet. Die Erschließung erfolgt durch vier Netzanbindungssysteme: Die bereits realisierten AC-Netzanbindungssysteme OST-1-1, OST-1-2 und OST-1-3 sowie das in Vorbereitung befindliche AC-Netzanbindungssystem OST-1-4.

Die Umsetzung des Projekts erfolgt gemäß Flächenentwicklungsplan (FEP) 2020 durch das vorgesehene 66-kV-Direktanbindungskonzept. Das Projekt umfasst folgende Maßnahmen:

- M73: Offshore-Netzanbindungssystem (AC-Verbindung)
  Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Umspannplattform, der AC-Verbindung zwischen der Offshore-Umspannplattform und der landseitigen Schaltanlage am NVP sowie die anteilige Schaltanlage am NVP im Suchraum Gemeinde Brünzow/ Kemnitz/ Lubmin. Hierbei wird das AC-Kabelsystem von der Offshore-Umspannplattform in der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) über den Grenzkorridor O-I durch das Küstenmeer zum NVP im Suchraum der Gemeinden Brünzow/ Kemnitz/ Lubmin geführt.
- M713: Anlage Suchraum Gemeinden Brünzow/ Kemnitz/ Lubmin
  Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Errichtung einer 380-kV-Schaltanlage im Suchraum der Gemeinden Brünzow/ Kemnitz/ Lubmin geplant. Der geeignete Standort wird im Ergebnis von Raumwiderstandsanalysen ermittelt. An dieser Anlage erfolgt der Netzanschluss des Offshore-Projekts OST-1-4 an das Onshore-Übertragungsnetz. Die Maßnahme wurde im ersten Entwurf des NEP 2035 (2021) noch als Bestandteil des Projekts P530 geführt.

Maßnahmen-Nr.	Maßnahmen-Name	Bundesländer	Trassenlänge	Szenario (Beginn der Umsetzung/ geplante Fertigstellung)				Umsetzungsstand (Kategorien siehe Kapitel 6)	bestätigt von der BNetzA
				A 2035	B 2035	C 2035	B 2040		
M73	AC-Verbindung OST-1-4	MV	ca. 105 km	2022/2026	2022/2026	2022/2026	2022/2026	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓
M713	Anlage	MV		X	X	X	X	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓

Das Netzanbindungssystem OST-1-4 wird gemäß FEP 2020 als 66-kV-Direktanbindungskonzept ausgeführt. Bei diesem Konzept werden die 66-kV-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Umspannplattform des Übertragungsnetzbetreibers verbunden. Für die erforderlichen 66-kV-Kabel in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese nach den Festlegungen gemäß des FEP 2020 im Eigentum des OWP befinden.

1 Erweiterung des Netzverknüpfungspunkts „Suchraum der Gemeinden Brünzow/ Kemnitz" auf „Suchraum der Gemeinden Brünzow/ Kemnitz/ Lubmin" entsprechend der Bestätigung der BNetzA vom 14.01.2022.

Die zu installierende Erzeugungsleistung auf der Fläche O-1.3 im Gebiet O-1, die durch das Netzanbindungssystem OST-1-4 angeschlossen wird, wurde gemäß FEP 2020 im Jahr 2021 von der Bundesnetzagentur ausgeschrieben und bezuschlagt.

Begründung des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen auf der Fläche O-1.3 im Gebiet O-1 erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projektes in 220-kV-AC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von 300 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau.

Durch die Führung des AC-Netzanbindungssystems durch den Grenzkorridor O-I gemäß FEP 2020 sowie der parallelen Führung zu bereits bestehenden Netzanbindungssystemen ergibt sich eine Anlandung in der Nähe von Lubmin in Mecklenburg-Vorpommern. Für die Netzanbindung an das Übertragungsnetz ist in Abhängigkeit des NVP die Errichtung eines Umspannwerks oder die Einbindung in eine bestehende Schaltanlage im Suchraum der Gemeinden Brünzow/ Kemnitz/ Lubmin geplant.

Zum Zeitpunkt der Erstellung des NEP ist die konkrete räumliche Lage des neu zu errichtenden NVP noch nicht bekannt, da eine abschließende Bewertung insbesondere aus umweltfachlicher und genehmigungsrechtlicher Sicht noch nicht erfolgen kann. Die im NEP enthaltene geografische Angabe einer oder mehrerer Gemeinden ist daher lediglich als Suchraum in der Umgebung dieser Gebietskörperschaften zu verstehen. Die alternativ mögliche Angabe eines Landkreises als Suchraum für den neuen NVP kommt im Bundesland Mecklenburg-Vorpommern nicht in Betracht, da die Landkreise sehr weiträumig und großflächig sind mit der Folge, dass es an der erforderlichen Bestimmtheit des Suchraumes fehlen würde.

Um eine hinreichende Genauigkeit für einen neuen NVP-Standort zu erzielen, wird daher als Suchraum auf eine oder mehrere Gemeinden verwiesen. Dies schließt nicht aus, dass sich die spätere Standortfestlegung außerhalb der benannten Gemeinden befinden kann.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netz verknüpfungspunkte betrachtet. Die Prüfung alternativer NVP ist projektbezogen und kann sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des FEP 2020 um. Kapitel 3.2 des NEP führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen unterschiedliche Szenarien und demzufolge verschiedene Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen möglich sind. Die im Szenariorahmen definierten Szenarien führen im Ergebnis des NEP jedoch nicht zu verschiedenen Gesamtplanalternativen, da auch bei geringeren Ausbaupfaden bis 2035 davon auszugehen ist, dass der Ausbau der Offshore-Windenergieanlagen auch nach 2035 fortgesetzt wird (vgl. Kapitel 3.1).

Prüfung nach NOVA

Die im NEP erfolgende Prüfung nach NOVA ist für Offshore-Maßnahmen im NEP nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Zubau-Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt, die zur Erfüllung der gesetzlichen Offshore-Ausbauziele in Deutschland erforderlich sind. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

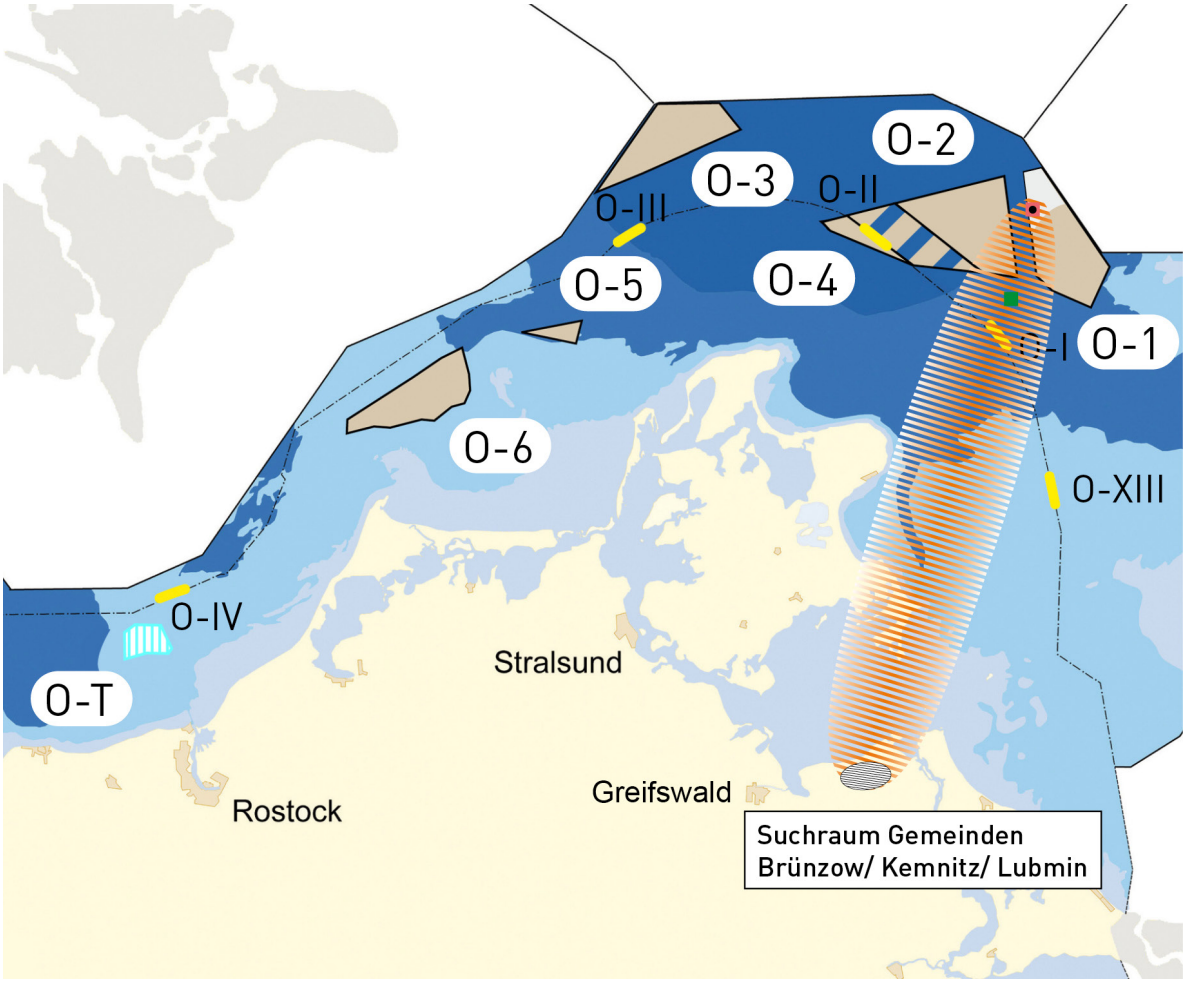
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Für die Umsetzung des Netzanbindungssystems in 220-kV-AC-Techologie mit einer Übertragungsleistung von bis zu 300 MW und einer Entfernung von ca. 105 km zur Umspannplattform ist der Raum Lubmin die räumlich nächstgelegene NVP-Alternative. Die Realisierung des NVP am Umspannwerk Lubmin ist jedoch aus bisheriger planerischer Sicht nicht möglich, da keine freie oder ausbaubare Kapazität zur Verfügung steht.

Der NVP Lüdershagen ist mit einer Entfernung von ca. 100 km noch im Bereich der technischen Realisierbarkeit mit AC-Technologie. Eine Trassenführung über die Insel Rügen wird jedoch als kritisch bewertet.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt OST-1-4 wurde im Offshore-Netzentwicklungsplan 2013 erstmalig identifiziert. Das Projekt wurde im NEP 2030 (2019) und im NEP 2035 (2021) ohne Vorbehalt von der Bundesnetzagentur bestätigt.



OST-2-4[1]
DC-Netzanbindungssystem OST-2-4 (Ostwind 4)

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Beschreibung des geplanten Projekts

Ziel des Projekts OST-2-4 ist die Anbindung eines Offshore-Windparks (OWP) in der Ostsee im Gebiet EO2 und EO2-West (Zone 1) an einen Netzverknüpfungspunkt (NVP) im Suchraum der Gemeinden Brünzow/ Kemnitz in Mecklenburg-Vorpommern. Das Projekt bildet das Vorhaben Ostwind 4. Die Netzanbindung wird in HGÜ-Technik realisiert und ist für eine Übertragungsleistung von 1.000 MW ausgelegt. Für die Netzberechnungen im Netzentwicklungsplan Strom (NEP) wird angenommen, dass durch dieses Netzanbindungssystem ein OWP in einem Gebiet mit einer für die Ostsee mittleren durchschnittlichen Windgeschwindigkeit erschlossen wird.

Die Umsetzung des Projekts erfolgt durch das 66-kV-Direktanbindungskonzept durch eine Maßnahme. Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform und dem genannten NVP im Suchraum der Gemeinden Brünzow/ Kemnitz sowie der landseitigen Konverterstation. Hierbei wird das DC-Kabelsystem von der Konverterplattform in der ausschließlichen Wirtschaftszone über den Grenzkorridor O-I durch das Küstenmeer in den Suchraum der Gemeinden Brünzow/ Kemnitz geführt.

Für das im Rahmen des Raumordnungsplans für die ausschließliche Wirtschaftszone (ROP AWZ) 2021 vom Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) vergrößerte Gebiet EO2 und das neu geschaffene Gebiet EO2-West beabsichtigt das BSH gemäß Vorentwurf der Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans (FEP) 2020 eine zu installierende Erzeugungsleistung in Höhe von ca. 1.000 MW festzulegen. Das Gebiet EO2-West wird gemäß der Festlegung im ROP AWZ 2021 ab dem 01.01.2025 als Vorbehaltsgebiet für Windenergie auf See festgelegt, sofern nicht das für Schifffahrt zuständige Bundesministerium bis zum 30.06.2022 gegenüber dem für die Raumordnung zuständigen Bundesministerium nachweisen kann, dass das Gebiet aus zwingenden Gründen der Sicherheit und Leichtigkeit des Schiffverkehrs für die Schifffahrt als Schifffahrtsstraße SO5 benötigt wird.

Die Erschließung der Gebiete EO2 und EO2-West erfolgt durch das geplante DC-Netzanbindungssystem OST-2-4. In Abhängigkeit von den Festlegungen in der Fortschreibung des FEP 2020 kann es zu einer Reduzierung der Erzeugungsleistung, sodass ggf. die technische Umsetzung des Projektes erneut zu prüfen ist.

Der Anschluss des Netzanbindungssystems OST-2-4 an einen NVP im Suchraum der Gemeinden Brünzow/ Kemnitz steht im Zusammenhang mit den landseitigen Maßnahmen des Projekts P216 Netzverstärkung Güstrow – Siedenbrünzow – Iven/ Krusenfelde/ Krien/ Spantekow/ Werder/ Bartow – Pasewalk/Nord – Pasewalk.

Maßnahmen-Nr.	Maßnahmen-Name	Bundesländer	Trassenlänge*	Szenario (Beginn der Umsetzung/ geplante Fertigstellung)				Umsetzungsstand (Kategorien siehe Kapitel 6)	bestätigt von der BNetzA
				A 2035	B 2035	C 2035	B 2040		
M74	HGÜ-Verbindung OST-2-4	MV	ca. 105 km	2022/2030	2022/2030	2022/2030	2022/2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓[2]

* Trassenlänge abhängig von den Festlegungen in der Fortschreibung des FEP zum Flächenzuschnitt, Trassenverlauf und Offshore-Konverterplattformstandort.

Die Ausführung des Netzanbindungssystem OST-2-4 ist als 66-kV-Direktanbindungskonzept geplant.

1 Aufnahme des Projekts infolge der Bestätigung der BNetzA vom 14.01.2022.

2 Die Bestätigung der BNetzA steht unter dem Vorbehalt, dass die potenziellen Flächen, die durch dieses Netzanbindungssystem erschlossen werden sollen, in einer Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans als Flächen festgelegt werden.

Bei diesem Konzept werden die 66-kV-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Konverterplattform des Übertragungsnetzbetreibers verbunden. Für die erforderlichen 66-kV-Kabel in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese nach den Festlegungen gemäß des aktuellen Standes des FEP im Eigentum des OWP befinden.

Für die Erzeugungsleistungen der Gebiete, die durch das Netzanbindungssystem OST-2-4 angeschlossen werden, sind nach aktuellem Stand der FEP-Fortschreibung noch keine Ausschreibungstermine durch die Bundesnetzagentur bekannt.

Begründung des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen in den Gebieten EO2 und EO2-West erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in DC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von 1.000 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau.

Durch die Führung des DC-Netzanbindungssystems durch den Grenzkorridor O-I gemäß FEP 2020 sowie der parallelen Führung zu bereits bestehenden AC-Netzanbindungssystemen ergibt sich eine Anlandung in der Nähe von Lubmin in Mecklenburg-Vorpommern. Für die Netzanbindung an das Übertragungsnetz ist es notwendig als NVP ein neues Umspannwerk im Suchraum der Gemeinden Brünzow/ Kemnitz zu errichten, weil im nächstgelegenen Umspannwerk Lubmin keine freie oder ausbaubare Kapazität zur Verfügung steht.

Zum Zeitpunkt der Erstellung des NEP ist die konkrete räumliche Lage des neu zu errichtenden NVP noch nicht bekannt, da eine abschließende Bewertung insbesondere aus umweltfachlicher und genehmigungsrechtlicher Sicht noch nicht erfolgen kann. Die im NEP enthaltene geografische Angabe einer oder mehrerer Gemeinden ist daher lediglich als Suchraum in der Umgebung dieser Gebietskörperschaften zu verstehen. Die alternativ mögliche Angabe eines Landkreises als Suchraum für den neuen NVP kommt im Bundesland Mecklenburg-Vorpommern nicht in Betracht, da die Landkreise sehr weiträumig und großflächig sind mit der Folge, dass es an der erforderlichen Bestimmtheit des Suchraumes fehlen würde.

Um eine hinreichende Genauigkeit für einen neuen NVP-Standort zu erzielen, wird daher als Suchraum auf eine oder mehrere Gemeinden verwiesen. Dies schließt nicht aus, dass sich die spätere Standortfestlegung außerhalb der benannten Gemeinden befinden kann.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netz verknüpfungspunkte betrachtet. Die Prüfung alternativer NVP ist projektbezogen und kann sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des FEP 2020 um. Kapitel 3.2 des NEP führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen unterschiedliche Szenarien und demzufolge verschiedene Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen möglich sind. Die im Szenariorahmen definierten Szenarien führen im Ergebnis des NEP jedoch nicht zu verschiedenen Gesamtplanalternativen, da auch bei geringeren Ausbaupfaden bis 2035 davon auszugehen ist, dass der Ausbau der Offshore-Windenergieanlagen auch nach 2035 fortgesetzt wird (vgl. Kapitel 3.1).

Prüfung nach NOVA

Die im NEP erfolgende Prüfung nach NOVA ist für Offshore-Maßnahmen im NEP nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Zubau-Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt, die zur Erfüllung der gesetzlichen Offshore-Ausbauziele in Deutschland erforderlich sind. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

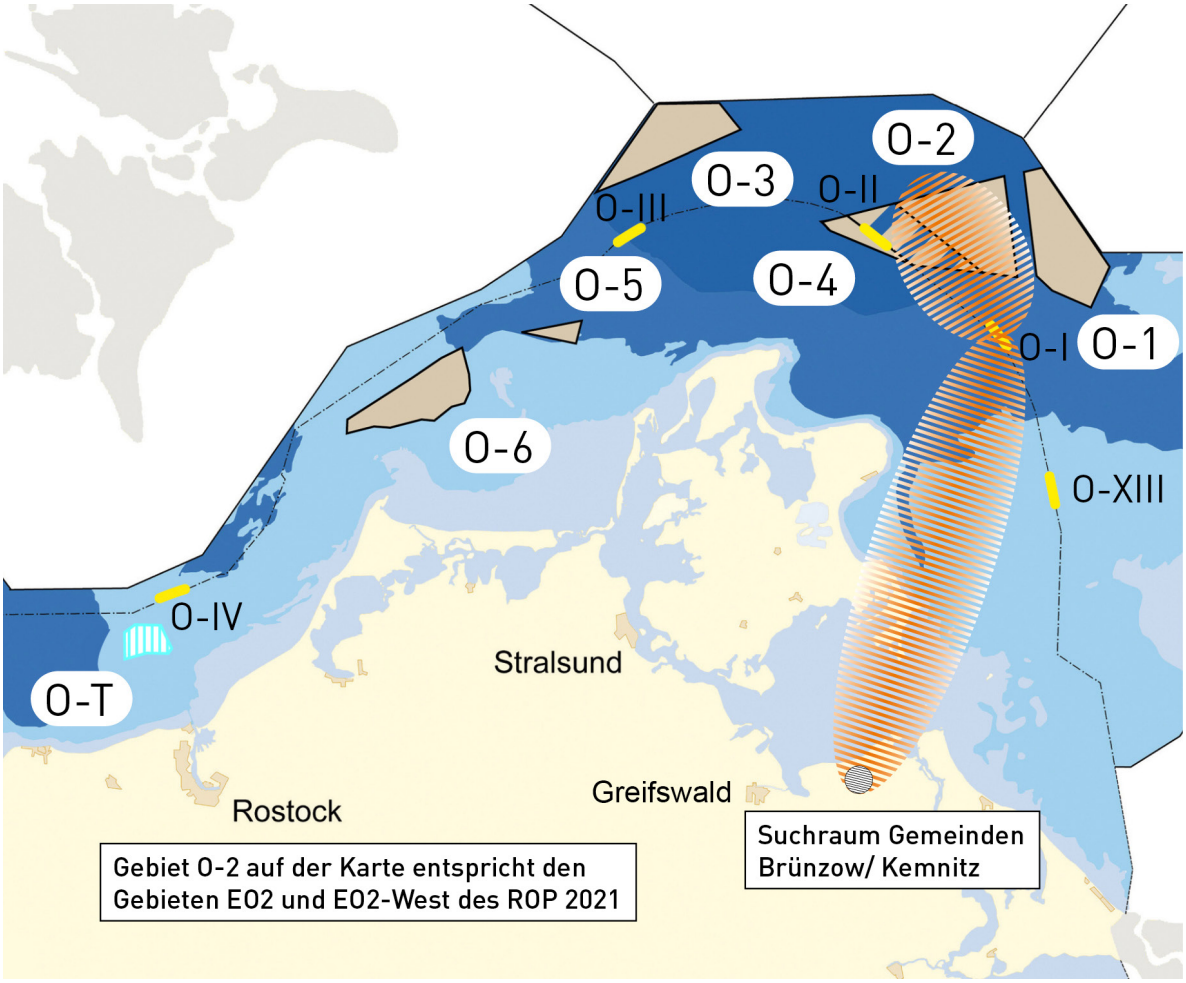
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Für die Umsetzung des Netzanbindungssystems in DC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von bis zu 1.000 MW und einer Entfernung von ca. 105 km zur Konverterplattform ist der Raum Lubmin die räumlich nächstgelegene NVP-Alternative. Die Realisierung des NVP am Umspannwerk Lubmin ist jedoch nicht möglich, da keine freie oder ausbaubare Kapazität zur Verfügung steht.

Der NVP Lüdershagen bzw. die räumliche Nähe zum NVP kommt für das Netzanbindungssystem in DC-Technologie aufgrund seiner Entfernung von ca. 100 km zwar auch in Betracht, die hierfür notwendige Trassenführung über die Insel Rügen wird jedoch als kritisch bewertet. Darüber hinaus sind weitere Netzverstärkungsmaßnahmen erforderlich, wie z.B. die Verlängerung des Projekts P215 vom Suchraum der Gemeinden Sanitz/ Gnewitz/ Dettmannsdorf/ Stadt Marlow nach Lüdershagen und/oder nach Lubmin.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt OST-2-4 wurde aufgrund der Gebietsfestlegungen im ROP 2021 im NEP 2035 (2021) in der dargestellten Ausführung erstmalig identifiziert. Das Projekt wurde von der Bundesnetzagentur unter Vorbehalt bestätigt.


O-2
O-3
O-II
O-III
O-5
O-4
O-I
O-1
O-6
O-XIII
O-IV
O-T
Stralsund
Rostock
Greifswald
Gebiet O-2 auf der Karte entspricht den Gebieten EO2 und EO2-West des ROP 2021
Suchraum Gemeinden Brünzow/ Kemnitz

OST-T-1[1]
AC-Netzanbindungssystem OST-T-1 (Testfeld)*

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Beschreibung des geplanten Projekts

Ziel des Projekts OST-T-1 ist die Anbindung eines Offshore-Windparks (OWP) in der Ostsee im Testfeld (Zone 1) an einen Netzverknüpfungspunkt (NVP) im Suchraum der Gemeinden Broderstorf/ Dummerstorf/ Papendorf/ Roggentin/ Rostock in Mecklenburg-Vorpommern. Die Netzanbindung wird in 220-kV-AC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von 300 MW realisiert. Für die Netzberechnungen im Netzentwicklungsplan Strom (NEP) wird angenommen, dass durch dieses Netzanbindungssystem ein OWP in einem Gebiet mit einer für die Ostsee mittleren durchschnittlichen Windgeschwindigkeit erschlossen wird.

Im Testfeld wird insgesamt eine installierte Erzeugungsleistung durch Offshore-Windenergieanlagen in Höhe von ca. 180 MW erwartet. Die Erschließung erfolgt durch das Netzanbindungssystem OST-T-1.

Die Umsetzung des Projekts erfolgt gemäß Flächenentwicklungsplan (FEP) 2020 durch das vorgesehene 66-kV-Direktanbindungskonzept. Das Projekt umfasst zwei Maßnahmen:

- M85: Offshore-Netzanbindungssystem (AC-Verbindung)
  Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Umspannplattform im Testfeld, der AC-Verbindung zwischen der Offshore-Umspannplattform und der landseitigen Schaltanlage am NVP auf einer bereits teilweise raumgeordneten Trasse sowie die Schaltanlage am neuen NVP im Suchraum Gemeinden Broderstorf/ Dummerstorf/ Papendorf/ Roggentin/ Rostock.
- M586: Leitungsanbindung Schaltanlage im Suchraum Gemeinden Broderstorf/ Dummerstorf/ Papendorf/ Roggentin/ Rostock
  Die Maßnahme umfasst die Anbindung der 220-kV-Schaltanlage im Suchraum Gemeinde Papendorf mit einem 220-kV-Doppelstich (wechselseitig umschaltbar) in die 220-kV-Doppelleitung Bentwisch - Güstrow. Vom neu zu errichtenden NVP im Suchraum Gemeinde Papendorf bis zur Stichanschaltung an die bestehende 220-kV-Leitung wird ein 220-kV-Leitungsneubau in neuem Trassenraum errichtet

  oder

  die Maßnahme umfasst die Anbindung der 380-kV-Schaltanlage im Suchraum Gemeinden Broderstorf/ Dummerstorf/ Roggentin/ Rostock mit einer 380-kV-Einfacheinschleifung in eine 380-kV-Leitung Bentwisch - Güstrow. Vom neu zu errichtenden NVP im Suchraum Gemeinden Broderstorf/ Dummerstorf/ Roggentin/ Rostock bis zur Einfacheinschleifung an eine 380-kV-Leitung wird ein 380-kV-Leitungsneubau in neuem Trassenraum errichtet.

Die konkrete Ausgestaltung des Netzanbindungssystems und der Leitungsanbindung Bedarf weiterer Prüfungen und Abstimmungen, insbesondere in Bezug auf:

- das noch offene Konzept zur Umsetzung, Realisierung und Betrieb des Testfeldes,
- die nicht im FEP 2020 erfolgte Festlegung der konkreten Ausgestaltung des Testfeldes,
- auf die derzeit nicht mögliche Festlegung des Beginns der Umsetzung und der geplanten Fertigstellung
- und der ggf. dadurch zusätzlich erforderlichen Maßnahmen in Abhängigkeit des Projektes P215

1 Erweiterung des Netzverknüpfungspunkts „Suchraum Gemeinde Papendorf" auf „Suchraum Gemeinden Broderstorf/ Dummerstorf/ Papendorf/ Roggentin/ Rostock" sowie Änderung der Trassenlänge von ca. 40 km auf ca. 40-50 km entsprechend der Bestätigung der BNetzA vom 14.01.2022.

* Das Projekt firmierte bisher unter dem Projektnamen OST-7-1. Die Anpassung in OST-T-1 erfolgt unter Berücksichtigung des FEP 2020, in dem das ehemalige Gebiet O-7 als „Testfeld in Prüfung" ausgewiesen wird. Grund hierfür ist § 5 Abs. 2 Satz 1 Nr. 1 lit. a WindSeeG, wonach Testfelder „außerhalb von Gebieten" festgelegt werden können.

Der Anschluss des Netzanbindungssystems OST-T-1 an den NVP im Suchraum Gemeinden Broderstorf/ Dummerstorf/ Papendorf/ Roggentin/ Rostock steht im Zusammenhang mit der landseitigen Netzausbaumaßnahme P215, Netzverstärkung Güstrow – Bentwisch – Gemeinden Sanitz/Dettmannsdorf (siehe Steckbrief P215), in der Region Rostock.

Maßnahmen-Nr.	Maßnahmen-Name	Bundesländer	Trassenlänge	Szenario (Beginn der Umsetzung/ geplante Fertigstellung)				Umsetzungsstand (Kategorien siehe Kapitel 6)	bestätigt von der BNetzA
				A 2035	B 2035	C 2035	B 2040		
M85	AC-Verbindung OST-T-1 (Testfeld)	MV	ca. 40 – 50 km**	----/----***	----/----***	----/----***	----/----***		✓[2]
M586	Leitungsanbindung Schaltanlage Broderstorf/ Dummerstorf/ Papendorf/ Roggentin/ Rostock	MV	ca. 1 km**	X	X	X	X		✓[2]

** Die Trassenlänge variiert je nach Lage der für den Suchraum benannten Gemeinden.

*** Eine gesicherte Festlegung der Termine ist derzeit nicht möglich aufgrund offener Fragestellungen zur Ausgestaltung der Fläche (siehe auch FEP 2020).

Begründung des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen im Testfeld erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projektes zur Erschließung des Testfeldes in 220-kV-AC-Technologie mit einer jeweiligen Übertragungsleistung von 300 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten und wirtschaftlichen Offshore-Netzausbau. Eine Reduzierung der Übertragungsleistung auf 180 MW hätte nur geringfügige Auswirkungen auf die Kosten, da zum einen die Anzahl der kostentreibenden Großkomponenten (wie z. B. Transformatoren, Drosseln, Schaltanlagen) ist in beiden Varianten identisch ist und zum anderen eine Abweichung vom Standard bei den Großkomponenten eher zu längeren Beschaffungszeiten führen würde und auch Synergieeffekte in der Beschaffung und Ersatzteilhaltung von anderen Netzanbindungssystemen nicht genutzt werden könnten.

Zum Zeitpunkt der Erstellung des NEP ist die konkrete räumliche Lage des neu zu errichtenden NVP noch nicht bekannt. Die im NEP enthaltene geografische Angabe einer oder mehrerer Gemeinden ist daher lediglich als Suchraum in der Umgebung dieser Gebietskörperschaften zu verstehen. Die alternativ mögliche Angabe eines Landkreises als Suchraum für den neuen NVP kommt im Bundesland Mecklenburg-Vorpommern nicht in Betracht, da die Landkreise sehr weiträumig und großflächig sind mit der Folge, dass es an der erforderlichen Bestimmtheit des Suchraumes fehlen würde.

Um eine hinreichende Genauigkeit für einen neuen NVP-Standort zu erzielen, wird daher als Suchraum auf eine oder mehrere Gemeinden verwiesen. Dies schließt nicht aus, dass sich die spätere Standortfestlegung außerhalb der benannten Gemeinden befinden kann.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative NVP betrachtet. Die Prüfung alternativer NVP ist projektbezogen und kann sich daher im Umfang unterscheiden.

[2] Die Bestätigung der BNetzA steht unter dem Vorbehalt, dass das Testfeld, das durch dieses Netzanbindungssystem erschlossen werden soll, in seiner Ausgestaltung in einer Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans festgelegt wird.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des FEP 2020 um. Kapitel 3.2 des NEP führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen unterschiedliche Szenarien und demzufolge verschiedene Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen möglich sind. Die im Szenariorahmen definierten Szenarien führen im Ergebnis des NEP jedoch nicht zu verschiedenen Gesamtplanalternativen, da auch bei geringeren Ausbaupfaden bis 2030 davon auszugehen ist, dass der Ausbau der Offshore-Windenergieanlagen auch nach 2030 fortgesetzt wird (vgl. Kapitel 3.1).

Prüfung nach NOVA

Die im NEP erfolgende Prüfung nach NOVA ist für Offshore-Maßnahmen im NEP nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Zubau-Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt, die zur Erfüllung der gesetzlichen Offshore-Ausbauziele in Deutschland erforderlich sind. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

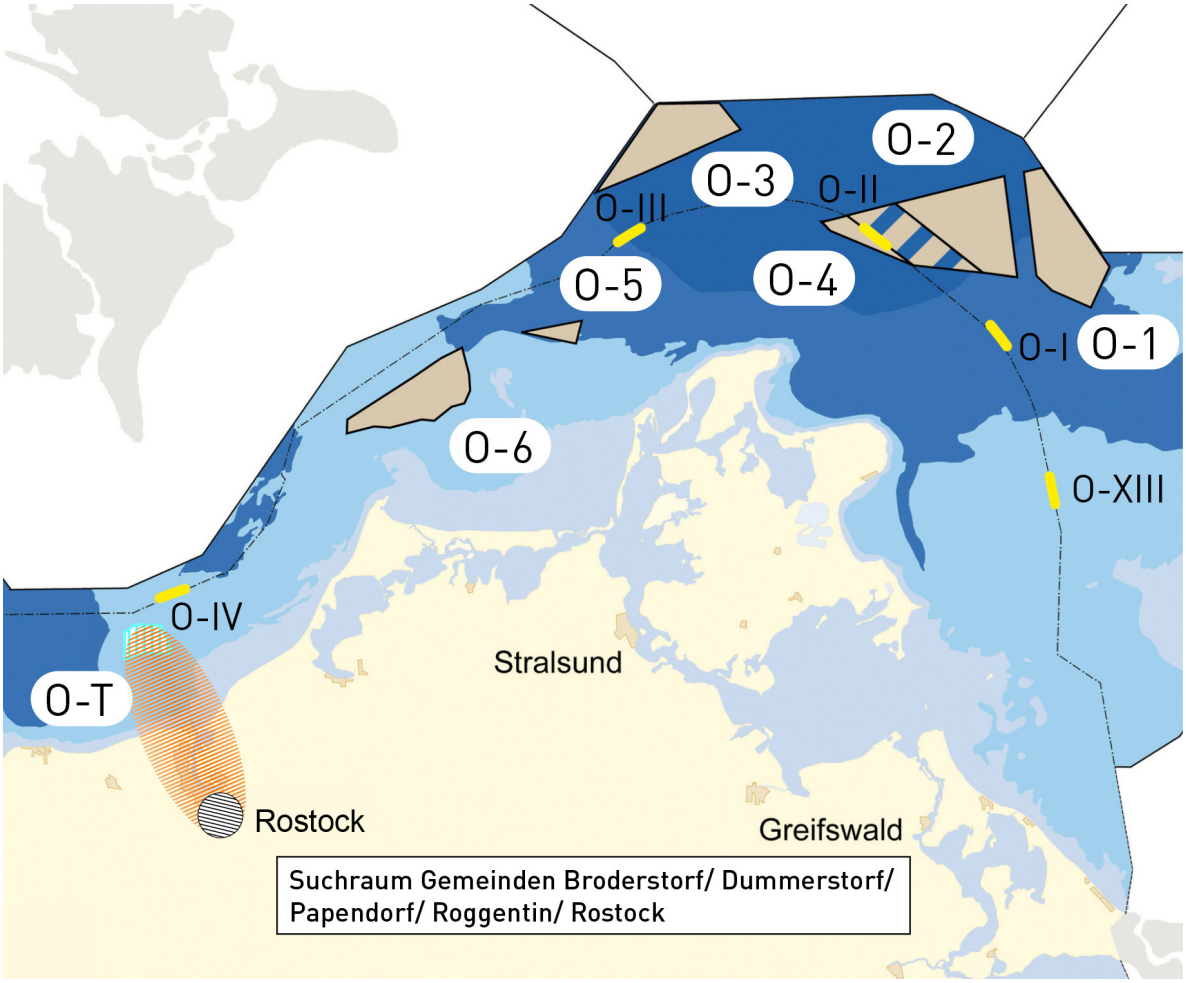
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Der neue NVP im Suchraum Gemeinden Broderstorf/ Dummerstorf/ Papendorf/ Roggentin/ Rostock stellt mit einer Entfernung von ca. 40 - 50 km** zum Testfeld die geografisch kürzeste Netzanbindung dar. Eine bereits zu Teilen see- und landseitig raumgeordnete Trasse kann hierfür genutzt werden.

In Bezug auf den alternativ möglichen NVP Bentwisch hat eine planerische Ersteinschätzung gezeigt, dass eine Erweiterung des NVP Bentwisch aufgrund der räumlichen Lage – Umschließung des Standorts durch mehrere Ortslagen – begrenzt ist.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt OST-T-1 wurde erstmalig im Offshore-Netzentwicklungsplan 2030 (2017) identifiziert. Das Projekt wurde im NEP 2030 (2019) und im NEP 2035 (2021) von der Bundesnetzagentur unter Vorbehalt bestätigt.


O-2
O-3
O-II
O-III
O-5
O-4
O-I
O-1
O-6
O-XIII
O-IV
Stralsund
O-T
Rostock
Greifswald
Suchraum Gemeinden Broderstorf/ Dummerstorf/
Papendorf/ Roggentin/ Rostock

AC-Anschlüsse an HGÜ-Verbindungen des Start-Offshorenetzes Nordsee (nachrichtlich)

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Beschreibung des geplanten Projekts

Die Übertragungskapazität auf der HGÜ-Verbindung NOR-3-3 des Start-Offshorenetzes ist noch nicht vollständig an Offshore-Windparks (OWP) zugewiesen. Es bleibt ein Restpotenzial von 658,25 MW vorhanden. Gemäß dem Kriterium 2 für die Festlegung der Flächen und der zeitlichen Reihenfolge ihrer Ausschreibung des Flächenentwicklungsplans wurden die restlichen an das Netzanbindungssystem NOR-3-3 anzuschließenden Flächen N-3.7 (voraussichtlich zu installierende Leistung: 225 MW) und N-3.8 (voraussichtlich zu installierende Leistung: 433 MW) im Gebiet N-3 im Jahr 2021 von der Bundesnetzagentur (BNetzA) vorrangig ausgeschrieben, um Leerstände auf dem DC-Netzanbindungssystem zu vermeiden. Die AC-Anschlüsse sind zum Anschluss der OWP-Plattformen an die Konverterplattform der HGÜ-Verbindung des Gebiets erforderlich. Solange keine konkrete Zuweisung erfolgt ist, sind die betreffenden AC-Anschlüsse kein Bestandteil des Start-Offshorenetzes.

Die AC-Anschlüsse werden mit 155-kV-AC-Kabelsystemen ausgeführt und standardmäßig auf eine Übertragungsleistung von je bis zu max. 225 MW ausgelegt.

Maßnahmen-Nr.	Maßnahmen-Name	Bundesländer	Trassenlänge	Szenario (Beginn der Umsetzung/ geplante Fertigstellung)				Umsetzungsstand (Kategorien siehe Kapitel 6)	bestätigt von der BNetzA
				A 2035	B 2035	C 2035	B 2040		
M121	AC-Anschluss NOR- 3-3 (Fläche N-3.8)	NI	ca. 10 km	x/Q3 2026	x/Q3 2026	x/Q3 2026	x/Q3 2026		
M122	AC-Anschluss NOR- 3-3 (Fläche N-3.8)	NI	ca. 10 km	x/Q3 2026	x/Q3 2026	x/Q3 2026	x/Q3 2026		
M125	AC-Anschluss NOR- 3- 3 (Fläche N-3.7)	NI	ca. 16 km	x/Q3 2026	x/Q3 2026	x/Q3 2026	x/Q3 2026		

Die Angaben zu den Trassenlängen der Maßnahmen für die AC-Anschlüsse der OWP ergeben sich aus dem derzeitigen Planungsstand des Flächenentwicklungsplans (FEP) 2020. Im begründeten Einzelfall muss gegebenenfalls von den angegebenen Trassenlängen abgewichen werden.

Begründung des geplanten Projekts

Die Maßnahmen sind erforderlich zur Umsetzung der Zuweisungen von Übertragungskapazität an die HGÜ-Verbindung NOR-3-3 durch die BNetzA. Sie sind integrale Bestandteile von DC-Netzanbindungssystemen im 155-kV-Anbindungskonzept. Die Erforderlichkeit der Maßnahmen leitet sich aus der Erforderlichkeit der dazugehörigen HGÜ-Verbindung ab. Die HGÜ-Verbindung zu den hier aufgeführten AC-Anschlüssen ist Bestandteil des Start-Offshorenetzes und damit aller untersuchten Szenarien.

Die Termine für den Beginn der Umsetzung der AC-Anschlüsse hängen von der Zuweisung von Netzanschlusskapazität an einen konkreten OWP durch die BNetzA im Jahr 2021 ab, bis zu diesem Zeitpunkt sind die AC-Anschlüsse hier nur nachrichtlich aufgeführt. Die geplante Fertigstellung der AC-Anschlüsse erfolgt gemäß den Festlegungen im aktuellen FEP 2020.

NOR-3-2
DC-Netzanbindungssystem NOR-3-2 (DolWin4)

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Beschreibung des geplanten Projekts

Ziel des Projekts ist die Anbindung von Offshore-Windparks (OWP) in der Nordsee im Gebiet N-3 (Zone 1) an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) Hanekenfähr in Niedersachsen.

Die Netzanbindung wird in HGÜ-Technik realisiert und ist gemäß Flächenentwicklungsplan (FEP) 2020 vom 18.12.2020 für eine Übertragungsleistung von 900 MW ausgelegt.

Die Umsetzung des gesamten Projekts erfolgt, bedingt durch das vorgesehene 66-kV-Direktanbindungskonzept, durch eine Maßnahme. Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform und dem genannten NVP Hanekenfähr sowie der landseitigen Konverterstation und der Anbindungsleitung in das bestehende 380-kV-AC-Netz von Amprion. Hierbei wird das DC-Kabelsystem von der Konverterplattform in der ausschließlichen Wirtschaftszone über den Grenzkorridor N-II durch das Küstenmeer über die Insel Norderney zum NVP Hanekenfähr geführt.

In Gebiet N-3 wird insgesamt eine installierte Erzeugungsleistung durch Offshore-Windenergieanlagen in Höhe von etwa 2.716 MW erwartet. Die Erschließung erfolgt in Übereinstimmung mit dem Bundesfachplan Offshore (BFO) und dem FEP durch das bereits in Betrieb befindliche DC-Netzanbindungssystem NOR-3 1 (DolWin2) und die geplanten DC-Netzanbindungssysteme NOR-3-2 (DolWin4) und NOR-3-3 (DolWin6).

Maßnahmen-Nr.	Maßnahmen-Name	Bundesländer	Trassenlänge	Szenario (Beginn der Umsetzung/ geplante Fertigstellung)				Umsetzungsstand (Kategorien siehe Kapitel 6)	bestätigt von der BNetzA
				A 2035	B 2035	C 2035	B 2040		
M14	HGÜ-Verbindung NOR- 3-2 (DolWin4)	NI	ca. 220 km	2022/ Q3 2028	2022/ Q3 2028	2022/ Q3 2028	2022/ Q3 2028	2: Genehmigungsverfahren begonnen	✓

Das Netzanbindungssystem NOR-3-2 wird gemäß FEP als 66-kV-Direktanbindungskonzept ausgeführt. Bei diesem Konzept werden die 66-kV-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Konverterplattform des Übertragungsnetzbetreibers verbunden. Für die erforderlichen 66-kV-Kabel in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese nach den Festlegungen gemäß FEP im Eigentum und in Zuständigkeit des OWP befinden.

Zur Erreichung des 20 GW Ziels bis 2030 erfolgt der Beginn der Umsetzung für die Netzanbindungssysteme NOR-3-2 und NOR-6-3 bereits im Jahr 2022. Bedingt durch die Projektabfolge im Norderney-II-Korridor und das einzuhaltende Bauzeitenfenster zur Querung der Insel sowie des Wattenmeers, wird der Beginn der Umsetzung, abweichend von der Definition in Kapitel 3.2.1, um 12 bzw. 24 Monate vordatiert, um die fristgerechte Projektumsetzung bis zum Jahr 2028 bzw. 2029 sicherzustellen. Eine definitionsgerechte Zeitplanung von 60 Monaten brächte mit Blick auf die Querung des Küstenmeeres erhebliche Risiken für die zeitgerechte Inbetriebnahme von NOR-3-2 und NOR-6-3 sowie für die Projektabfolge insgesamt mit sich.

Die Leistung der Flächen im Gebiet N-3, die durch das Netzanbindungssystem NOR-3-2 angeschlossen werden, wird gemäß FEP im Jahr 2023 von der Bundesnetzagentur ausgeschrieben.

Begründung des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen im Gebiet N-3 erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in DC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von 900 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume.

Durch die Führung des DC-Seekabelsystems durch den Grenzkorridor N-II gemäß FEP ergibt sich eine Anlandung im nordwestlichen Niedersachsen. Es wird Hanekenfähr als NVP gewählt, weil dies die nächstgelegene Umspannanlage ist, an der zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme freie Kapazität zur Verfügung steht, sodass kein zusätzlicher landseitiger Netzausbau notwendig ist. Hanekenfähr ist als NVP besonders geeignet, da dort 2022 das Kernkraftwerk Emsland vom Netz genommen wird und die gut in das Übertragungsnetz integrierte Umspannanlage Hanekenfähr dann über entsprechende Übertragungskapazität verfügt. Die bestehende 380-kV-Umspannanlage in Hanekenfähr wird aufgrund weiterer Ausbauprojekte in der Region erweitert. Der Anschluss der Netzanbindungssysteme wird hierbei bereits berücksichtigt. Der landseitige DC-Konverter wird voraussichtlich an einem nahegelegenen Standort zur bestehenden Umspannanlage Hanekenfähr errichtet.

Aufgrund steigender Einspeiseleistung aus Offshore-Windenergieanlagen in der Nordsee und zur besseren Anbindung der besagten OWP ist das Netzanbindungssystem NOR-3-2 erforderlich. Auf diese Weise wird die Leistungsfähigkeit des Übertragungsnetzes sichergestellt, die Nachfrage nach Übertragung von Elektrizität befriedigt und durch entsprechende Übertragungskapazität und Zuverlässigkeit des Netzes ein Beitrag zur Versorgungssicherheit geleistet.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative NVP betrachtet. Die Prüfung alternativer NVP ist projektbezogen und kann sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des FEP um. Kapitel 3.1 des Netzentwicklungsplans Strom (NEP) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen unterschiedliche Szenarien und dem folgend verschiedene Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen möglich sind. Die im Szenariorahmen definierten Szenarien führen im Ergebnis des NEP jedoch nicht zu verschiedenen Gesamtplanalternativen, da auch bei geringeren Ausbaupfaden bis 2035 davon auszugehen ist, dass der Ausbau der Offshore-Windenergieanlagen auch nach 2035 fortgesetzt wird (vgl. Kapitel 3.1).

Prüfung nach NOVA

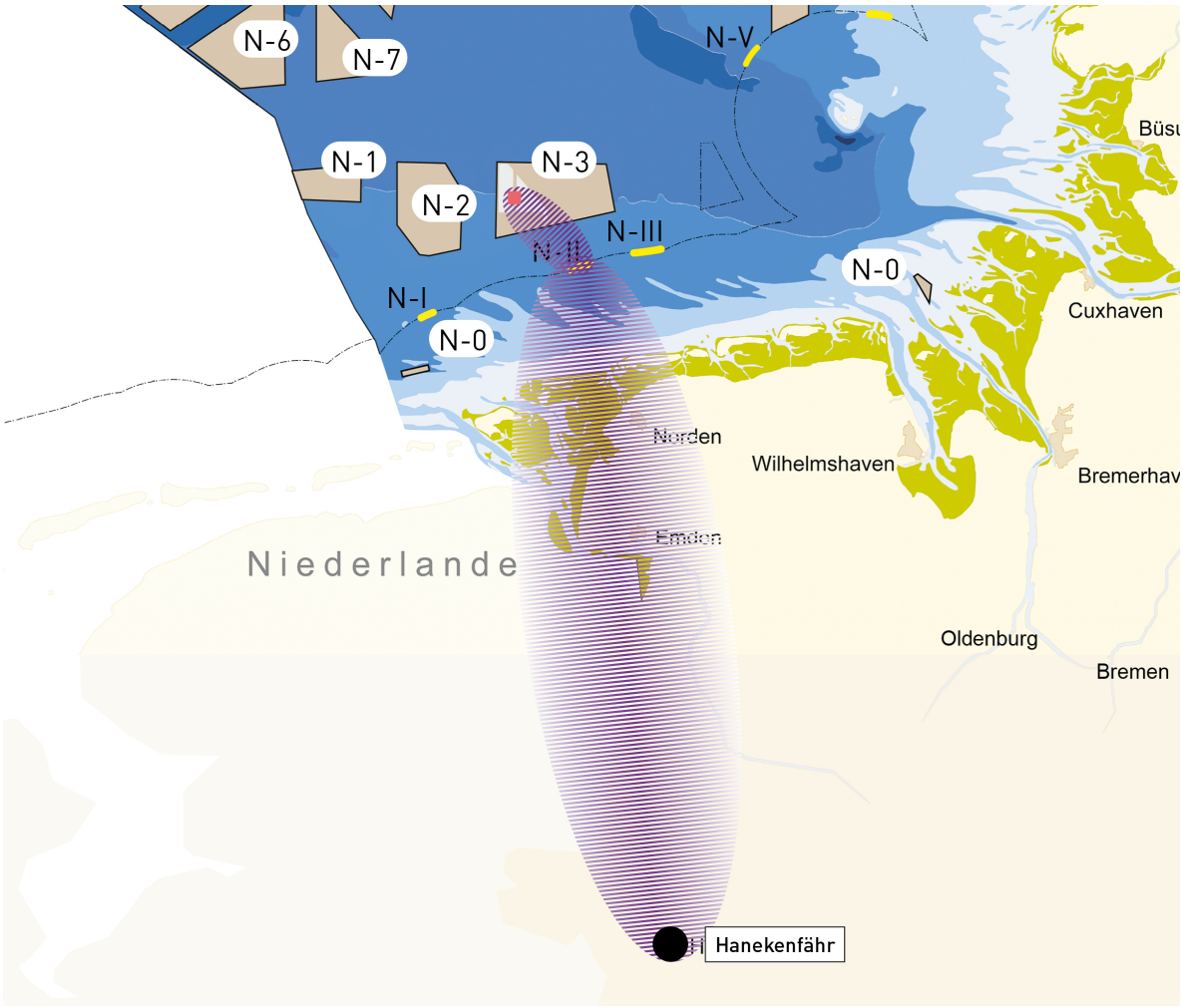
Die im NEP erfolgende Prüfung nach dem NOVA-Prinzip ist für Offshore-Maßnahmen im NEP nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Zubau-Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Weiter nördlich gelegene existierende NVP sind bereits durch den Anschluss anderer DC-Netzanbindungssysteme hoch ausgelastet oder kommen aufgrund baulicher sowie netztechnischer Restriktionen nicht in Betracht. Weiter südlich gelegene NVP hätten eine längere landseitige Kabeltrasse. Daher ist mit Blick auf eine kosteneffiziente Anbindung und einen möglichst geringen Trassenraum der gewählte NVP in Hanekenfähr vorzuziehen. Eine detaillierte Untersuchung der alternativen NVP ist im NEP 2030 (2017) dargestellt.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt NOR-3-2 wurde bereits im Offshore-Netzentwicklungsplan 2013 erstmalig identifiziert, im NEP 2030 (2019) von der Bundesnetzagentur mit dem NVP Hanekenfähr sowie im NEP 2035 (2021) bestätigt.



Die räumlich festgelegte Trasse in der AWZ kann dem aktuellen Stand des FEP 2020 entnommen werden.

NOR-6-3
DC-Netzanbindungssystem NOR-6-3 (BorWin4)

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Beschreibung des geplanten Projekts

Ziel des Projekts ist die Anbindung von Offshore-Windparks (OWP) in der Nordsee im Gebiet N-6 (Zone 2) an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) Hanekenfähr in Niedersachsen.

Die Netzanbindung wird in HGÜ-Technik realisiert und ist gemäß Flächenentwicklungsplan (FEP) 2020 vom 18.12.2020 für eine Übertragungsleistung von 900 MW ausgelegt.

Die Umsetzung des gesamten Projekts erfolgt, bedingt durch das vorgesehene 66-kV-Direktanbindungskonzept, durch eine Maßnahme. Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform und dem genannten NVP Hanekenfähr sowie der landseitigen Konverterstation und der Anbindungsleitung in das bestehende 380-kV-AC-Netz von Amprion. Hierbei wird das DC-Kabelsystem von der Konverterplattform in der ausschließlichen Wirtschaftszone über den Grenzkorridor N-II durch das Küstenmeer über die Insel Norderney zum NVP Hanekenfähr geführt.

In Gebiet N-6 wird insgesamt eine installierte Erzeugungsleistung durch Offshore-Windenergieanlagen in Höhe von etwa 2.000 MW erwartet. Die Erschließung erfolgt in Übereinstimmung mit dem Bundesfachplan Offshore (BFO) und dem FEP durch die bereits in Betrieb befindlichen DC-Netzanbindungssysteme NOR-6-1 (BorWin1) und NOR-6-2 (BorWin2) sowie das geplante DC-Netzanbindungssystem NOR-6-3 (BorWin4).

Maßnahmen-Nr.	Maßnahmen-Name	Bundesländer	Trassenlänge	Szenario (Beginn der Umsetzung/ geplante Fertigstellung)				Umsetzungsstand (Kategorien siehe Kapitel 6)	bestätigt von der BNetzA
				A 2035	B 2035	C 2035	B 2040		
M29	HGÜ-Verbindung NOR-6-3 (BorWin4)	NI	ca. 283 km	2022 / Q3 2029	2022 / Q3 2029	2022 / Q3 2029	2022 / Q3 2029	2: Genehmigungsverfahren begonnen	✓

Das Netzanbindungssystem NOR-6-3 wird gemäß FEP als 66-kV-Direktanbindungskonzept ausgeführt. Bei diesem Konzept werden die 66-kV-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Konverterplattform des Übertragungsnetzbetreibers verbunden. Für die erforderlichen 66-kV-Kabel in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese nach den Festlegungen gemäß FEP im Eigentum und in Zuständigkeit des OWP befinden.

Zur Erreichung des 20 GW Ziels bis 2030 erfolgt der Beginn der Umsetzung für die Netzanbindungssysteme NOR-3-2 und NOR-6-3 bereits im Jahr 2022. Bedingt durch die Projektabfolge im Norderney-II-Korridor und das einzuhaltende Bauzeitenfenster zur Querung der Insel sowie des Wattenmeers, wird der Beginn der Umsetzung, abweichend von der Definition in Kapitel 3.2.1, um 12 bzw. 24 Monate vordatiert, um die fristgerechte Projektumsetzung bis zum Jahr 2028 bzw. 2029 sicherzustellen. Eine definitionsgerechte Zeitplanung von 60 Monaten brächte mit Blick auf die Querung des Küstenmeeres erhebliche Risiken für die zeitgerechte Inbetriebnahme von NOR-3-2 und NOR-6-3 sowie für die Projektabfolge insgesamt mit sich.

Die Leistung der Flächen im Gebiet N-6, die durch das Netzanbindungssystem NOR-6-3 angeschlossen werden, wird gemäß FEP im Jahr 2024 von der Bundesnetzagentur ausgeschrieben.

Begründung des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch OWP im Gebiet N-6 erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in DC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von 900 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume.

Durch die Führung des DC-Seekabelsystems durch den Grenzkorridor N-II gemäß FEP ergibt sich eine Anlandung im nordwestlichen Niedersachsen. Es wird Hanekenfähr als NVP gewählt, weil dies die nächstgelegene Umspannanlage ist, an der zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme freie Kapazität zur Verfügung steht, sodass kein zusätzlicher landseitiger Netzausbau notwendig ist. Hanekenfähr ist als NVP besonders geeignet, da dort 2022 das Kernkraftwerk Emsland vom Netz genommen wird und die gut in das Übertragungsnetz integrierte Umspannanlage Hanekenfähr dann über entsprechende Übertragungskapazität verfügt. Die bestehende 380-kV-Umspannanlage in Hanekenfähr wird aufgrund weiterer Ausbauprojekte in der Region erweitert. Der Anschluss der Netzanbindungssysteme wird hierbei bereits berücksichtigt. Der landseitige DC-Konverter wird voraussichtlich an einem nahegelegenen Standort zur bestehenden Umspannanlage Hanekenfähr errichtet.

Aufgrund steigender Einspeiseleistung aus Offshore-Windenergieanlagen in der Nordsee und zur besseren Anbindung der besagten OWP ist das Netzanbindungssystem NOR-6-3 erforderlich. Auf diese Weise wird die Leistungsfähigkeit des Übertragungsnetzes sichergestellt, die Nachfrage nach Übertragung von Elektrizität befriedigt und durch entsprechende Übertragungskapazität und Zuverlässigkeit des Netzes ein Beitrag zur Versorgungssicherheit geleistet.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative NVP betrachtet. Die Prüfung alternativer NVP ist projektbezogen und kann sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des FEP um. Kapitel 3.1 des Netzentwicklungsplans Strom (NEP) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen unterschiedliche Szenarien und dem folgend verschiedene Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen möglich sind. Die im Szenariorahmen definierten Szenarien führen im Ergebnis des NEP jedoch nicht zu verschiedenen Gesamtplanalternativen, da auch bei geringeren Ausbaupfaden bis 2035 davon auszugehen ist, dass der Ausbau der Offshore-Windenergieanlagen auch nach 2035 fortgesetzt wird (vgl. Kapitel 3.1).

Prüfung nach NOVA

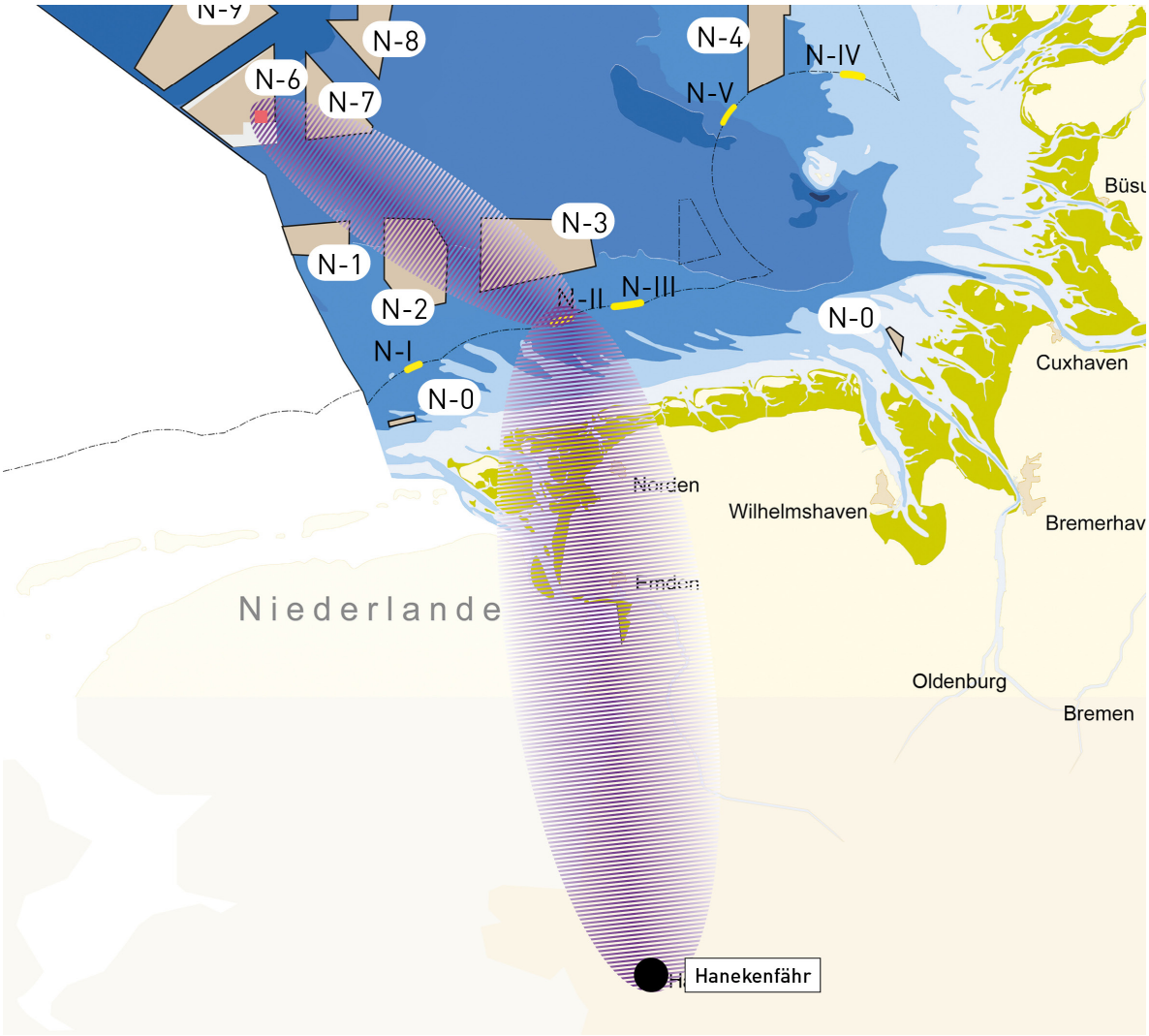
Die im NEP erfolgende Prüfung nach dem NOVA-Prinzip ist für Offshore-Maßnahmen im NEP nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Zubau-Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Weiter nördlich gelegene existierende NVP sind bereits durch den Anschluss anderer DC-Netzanbindungssysteme hoch ausgelastet oder kommen aufgrund baulicher sowie netztechnischer Restriktionen nicht in Betracht. Weiter südlich gelegene NVP hätten eine längere landseitige Kabeltrasse. Daher ist mit Blick auf eine kosteneffiziente Anbindung und einen möglichst geringen Trassenraum der gewählte NVP vorzuziehen. In den Netzanalysen wurde das Netzanbindungssystem in die Umspannanlage (UA) Hanekenfähr eingebunden.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt NOR-6-3 wurde bereits im Offshore-Netzentwicklungsplan 2013 erstmalig identifiziert. Im Offshore-Netzentwicklungsplan 2030 (2017) wurde am NVP Hanekenfähr das Projekt NOR-7-2 bestätigt. Durch Festlegungen im FEP (u. a. durch den Entfall von NOR-5-2) ist NOR-7-2 bereits in 2027 mit NVP in Büttel vorgesehen und NOR-6-3 stattdessen am NVP Hankenfähr nun erforderlich, um das gesetzliche Ausbauziel von 20 GW bis 2030 zu erreichen. Das Projekt NOR-6-3 wurde zuletzt im NEP 2030 (2019) sowie im NEP 2035 (2021) von der Bundesnetzagentur mit dem NVP Hanekenfähr bestätigt.



Die räumlich festgelegte Trasse in der AWZ kann dem aktuellen Stand des FEP entnommen werden.

NOR-7-2[1]
DC-Netzanbindungssystem NOR-7-2 (BorWin6)

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Beschreibung des geplanten Projekts

Ziel des Projekts ist die Anbindung von Offshore-Windparks (OWP) in der Nordsee im Gebiet N-7 (Zone 2) an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) Büttel in Schleswig-Holstein. Die Netzanbindung wird in HGÜ-Technik realisiert und ist gemäß aktuellem Stand des Flächenentwicklungsplans (FEP) 2020 für eine Übertragungsleistung von 930 MW ausgelegt. Im Rahmen der Bestätigung des Netzentwicklungsplans Strom (NEP) 2035 (2021) wurde für das Projekt NOR-7-2 eine Übertragungsleistung von 980 MW festgelegt.

Die Umsetzung des Projekts erfolgt gemäß aktuellem Stand des FEP durch das vorgesehene 66-kV-Direktanbindungskonzept durch eine Maßnahme. Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform und dem genannten NVP Büttel sowie der landseitigen Konverterstation. Hierbei wird das DC-Kabelsystem von der Konverterplattform in der ausschließlichen Wirtschaftszone über den Grenzkorridor N-V durch das Küstenmeer im Raum Büsum zum NVP Büttel geführt.

In Gebiet N-7 wird insgesamt eine installierte Erzeugungsleistung durch Offshore-Windenergieanlagen in Höhe von ca. 1.880 MW erwartet. Die Erschließung erfolgt durch zwei Netzanbindungssysteme: das in Bau befindliche DC-Netzanbindungssystem NOR-7-1 und das im Vergabeprozess befindliche DC-Netzanbindungssystem NOR-7-2.

Der Anschluss des Netzanbindungssystems NOR-7-2 an den NVP Büttel steht im Zusammenhang mit den landseitigen Netzausbaumaßnahmen (TTG-P25) an der Westküste Schleswig-Holsteins zwischen Süderdorn – Heide/West – Husum/Nord (Westküstenleitung) und P26 Netzverstärkung zwischen Brunsbüttel – Büttel – Wilster/West – Stade/West und den HGÜ-Maßnahmen DC3 (HGÜ-Verbindung Brunsbüttel – Großgartach) und DC4 (HGÜ-Verbindung Wilster/West – Bergrheinfeld/West).

Maßnahmen-Nr.	Maßnahmen-Name	Bundesländer	Trassenlänge	Szenario (Beginn der Umsetzung/ geplante Fertigstellung)				Umsetzungsstand (Kategorien siehe Kapitel 6)	bestätigt von der BNetzA
				A 2035	B 2035	C 2035	B 2040		
M32	HGÜ-Verbindung NOR-7-2 (BorWin6)	SH	ca. 235 km	2022/ Q4 2027	2022/ Q4 2027	2022/ Q4 2027	2022/ Q4 2027	3: Projekt befindet sich im Vergabeprozess	✓

Das Netzanbindungssystem NOR-7-2 wird gemäß aktuellem Stand des FEP als 66-kV-Direktanbindungskonzept ausgeführt. Bei diesem Konzept werden die 66-kV-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Konverterplattform des Übertragungsnetzbetreibers verbunden. Für die erforderlichen 66-kV-Kabel in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese nach den Festlegungen gemäß aktuellem Stand des FEP im Eigentum des OWP befinden.

Die Leistung der Fläche N-7.2 im Gebiet N-7, die durch das Netzanbindungssystem NOR-7-2 angeschlossen wird, wird gemäß aktuellem Stand des FEP im Jahr 2022 von der Bundesnetzagentur ausgeschrieben.

1 Änderung der Übertragungsleistung von 930 MW auf 980 MW entsprechend der Bestätigung der BNetzA vom 14.01.2022.

Begründung des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen im Gebiet N-7 erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in DC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von 980 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume.

Durch die Führung des DC-Kabelsystems durch den Grenzkorridor N-V gemäß aktuellem Stand des FEP ergibt sich eine Anlandung in Schleswig-Holstein. Es wird Büttel als NVP gewählt, weil es das nächstgelegene Umspannwerk ist, an dem zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme des Netzanbindungssystems NOR-7-2 freie Kapazität zur Verfügung steht. Unabhängig von der Wahl von Büttel als NVP für Netzanbindungssysteme sind Netzverstärkungs- bzw. Netzausbaumaßnahmen von Brunsbüttel über Büttel nach Stade/West sowie die HGÜ-Maßnahme SuedLink notwendig.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative NVP betrachtet. Die Prüfung alternativer NVP ist projektbezogen und kann sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des aktuellen Stands des FEP um. Kapitel 3.2 des NEP) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen unterschiedliche Szenarien und dem folgend verschiedene Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen möglich sind. Die im Szenariorahmen definierten Szenarien führen im Ergebnis des NEP jedoch nicht zu verschiedenen Gesamtplanalternativen, da auch bei geringeren Ausbaupfaden bis 2035 davon auszugehen ist, dass der Ausbau der Offshore-Windenergieanlagen auch nach 2035 fortgesetzt wird (vgl. Kapitel 3.1).

Prüfung nach NOVA

Die im NEP erfolgende Prüfung nach NOVA ist für Offshore-Maßnahmen im NEP nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Zubau-Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt, die zur Erfüllung der gesetzlichen Offshore-Ausbauziele in Deutschland erforderlich sind. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

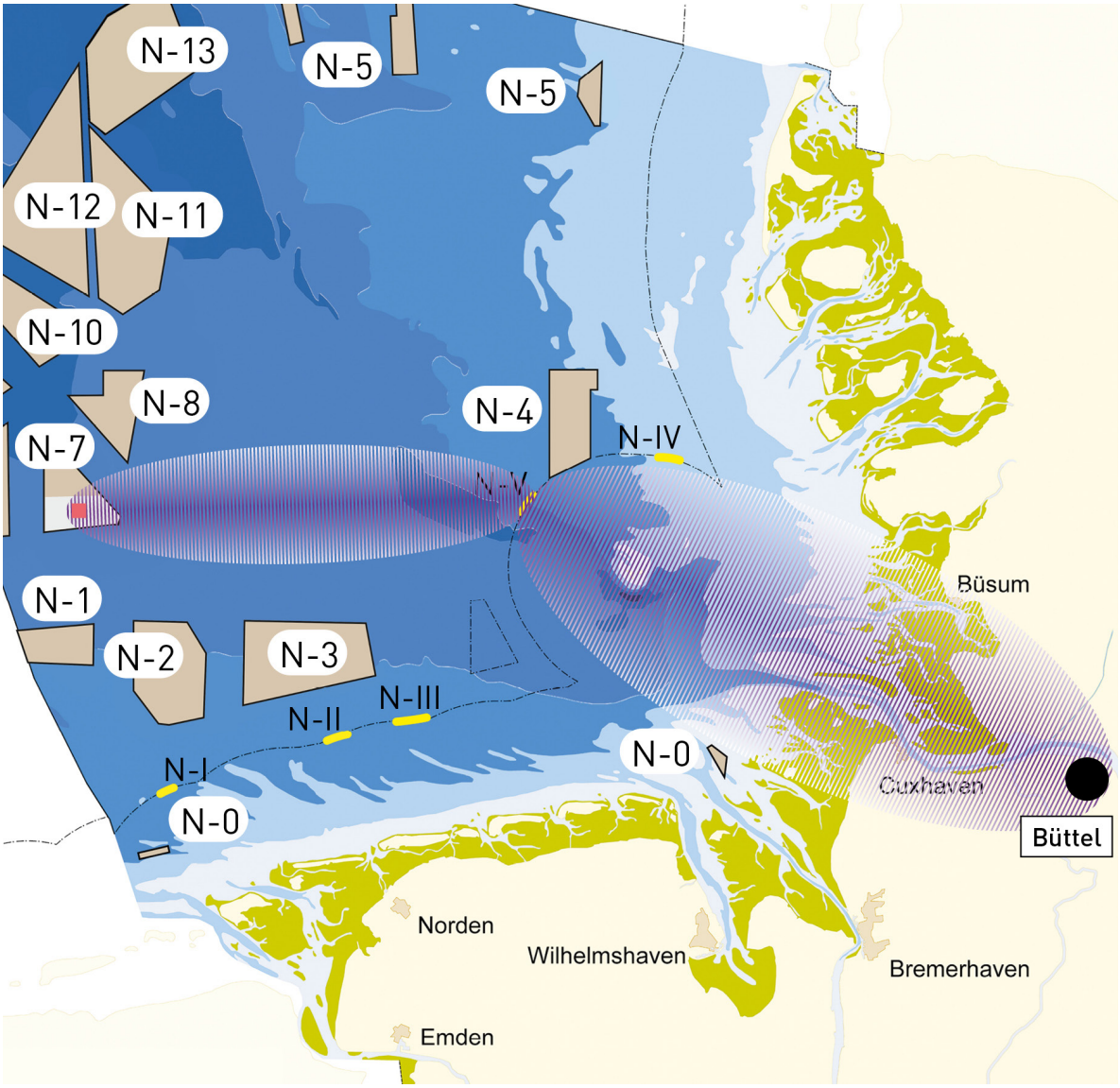
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Als alternativer NVP wäre das Umspannwerk Brunsbüttel grundsätzlich geeignet. Im Umspannwerk Brunsbüttel ist bereits eine HGÜ-Verbindung mit 2 GW vorgesehen (DC3). Diese HGÜ-Verbindung ist notwendig, um die entlang der Westküstenleitung eingespeiste Windenergie und teilweise Offshore-Windenergie aus der Nordsee (NVP Büttel) nach Süden abzutransportieren. Der Anschluss von Netzanbindungssystemen im Umspannwerk Brunsbüttel erfordert jedoch mehr DC-Übertragungskapazität. Eine zusätzliche HGÜ-Verbindung wäre erforderlich.

Aus räumlichen Gründen bietet sich der Anschluss des DC-Netzanbindungssystems NOR-7-2 an die NVP Heide/West oder Kreis Segeberg an. Da die Voraussetzungen der vorbehaltlichen Bestätigung des Netzanbindungssystems NOR-5-2 durch die Ergebnisse der Offshore-Auktionen in den Jahren 2017 und 2018 nicht erfüllt worden sind, ist der Anschluss am NVP Büttel zur Nutzung der vorhandenen Kapazitäten im Umspannwerk Büttel jedoch zu bevorzugen. Bei einem Anschluss an den NVP Kreis Segeberg wäre zusätzlich eine deutlich längere landseitige Kabeltrasse (ca. 70 km) mit entsprechenden Kosten zu berücksichtigen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt NOR-7-2 wurde bereits im Offshore-Netzentwicklungsplan 2013, 2014, 2025 und 2030 (2017) sowie im NEP 2030 (2019) identifiziert und durch die Bundesnetzagentur im NEP 2030 (2019) sowie im NEP 2035 (2021) bestätigt.



Die räumlich festgelegte Trasse in der AWZ kann dem aktuellen Stand des FEP 2020 entnommen werden.

NOR-9-1
DC-Netzanbindungssystem NOR-9-1 (BalWin1)

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Beschreibung des geplanten Projekts

Ziel des Projekts ist die Anbindung von Offshore-Windparks (OWP) in der Nordsee im Gebiet N-9 (Zone 3) an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) Unterweser in Niedersachsen. Die Netzanbindung wird in HGÜ-Technik realisiert und ist gemäß aktuellem Stand des Flächenentwicklungsplans (FEP) 2020 für eine Übertragungsleistung von 2.000 MW ausgelegt.

Die Umsetzung des Projekts erfolgt durch das vorgesehene 66-kV-Direktanbindungskonzept durch eine Maßnahme. Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform und dem genannten NVP Unterweser sowie der landseitigen Konverterstation. Hierbei wird das DC-Kabelsystem von der Konverterplattform in der ausschließlichen Wirtschaftszone über den Grenzkorridor N-III durch das Küstenmeer über die Insel Baltrum oder Langeoog zum NVP Unterweser geführt.

In Gebiet N-9 wird insgesamt eine installierte Erzeugungsleistung durch Offshore-Windenergieanlagen in Höhe von ca. 4.000 MW erwartet. Die Erschließung erfolgt voraussichtlich durch zwei Netzanbindungssysteme: die beiden geplanten DC-Netzanbindungssysteme NOR-9-1 und NOR-9-2.

Der Anschluss des Netzanbindungssystems NOR-9-1 an den NVP Unterweser steht im Zusammenhang mit den landseitigen Maßnahmen P22 Netzoptimierung und -verstärkung Conneforde-Unterweser-Elsfleth/West-Ganderkesee und P119 Netzverstärkung und -ausbau Conneforde-Elsfleth/West-Samtgemeinde Sottrum und DC34 HGÜ-Verbindung Suchraum Ovelgönne, Rastede, Westerstede und Wiefelstede-Bürstadt.

Maßnahmen-Nr.	Maßnahmen-Name	Bundesländer	Trassenlänge	Szenario (Beginn der Umsetzung/ geplante Fertigstellung)				Umsetzungsstand (Kategorien siehe Kapitel 6)	bestätigt von der BNetzA
				A 2035	B 2035	C 2035	B 2040		
M234	HGÜ-Verbindung NOR-9-1 (BalWin1)	NI	ca. 270 km	2023/ Q3 2029	2023/ Q3 2029	2023/ Q3 2029	2023/ Q3 2029	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓

Aufgrund der Vergleichbarkeit der 2-GW-Netzanbindungssysteme NOR-9-1, NOR-9-2 und NOR-10-1 sowie des größtenteils parallelen Trassenverlaufs der beiden Netzanbindungssysteme NOR-9-1 und NOR-10-1 ist eine zeitgleiche Verhandlung und Vergabe dieser drei Netzanbindungssysteme ein mögliches Szenario, um mögliche Synergien zu nutzen und Risiken zu minimieren.

Das Netzanbindungssystem NOR-9-1 wird gemäß aktuellem Stand des FEP als 66-kV-Direktanbindungskonzept ausgeführt. Bei diesem Konzept werden die 66-kV-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Konverterplattform des Übertragungsnetzbetreibers verbunden. Für die erforderlichen 66-kV-Kabel in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese nach den Festlegungen gemäß aktuellem Stand des FEP im Eigentum des OWP befinden.

Die Leistungen der Flächen N-9.1 und N-9.2 im Gebiet N-9, die durch das Netzanbindungssystem NOR-9-1 angeschlossen werden, werden gemäß aktuellem Stand des FEP im Jahr 2024 von der Bundesnetzagentur ausgeschrieben.

Begründung des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen im Gebiet N-9 erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in DC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von 2.000 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume.

Durch die Führung des DC-Kabelsystems durch den Grenzkorridor N-III gemäß aktuellem Stand des FEP ergibt sich eine Anlandung im nordwestlichen Niedersachsen. Es wird Unterweser als NVP gewählt, weil es das nächstgelegene Umspannwerk ist, an dem zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme des Netzanbindungssystems NOR-9-1 freie Kapazität zur Verfügung steht. Unabhängig von der Wahl von Unterweser als NVP für Netzanbindungssysteme sind Netzverstärkungs- bzw. Netzausbaumaßnahmen von Conneforde über Unterweser nach Ganderkesee und von Conneforde über Elsfleth/West nach Samtgemeinde Sottrum notwendig.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative NVP betrachtet. Die Prüfung alternativer NVP ist projektbezogen und kann sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des aktuellen Stands des FEP um. Kapitel 3.2 des Netzentwicklungsplans Strom (NEP) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen unterschiedliche Szenarien und dem folgend verschiedene Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen möglich sind. Die im Szenariorahmen definierten Szenarien führen im Ergebnis des NEP jedoch nicht zu verschiedenen Gesamtplanalternativen, da auch bei geringeren Ausbaupfaden bis 2035 davon auszugehen ist, dass der Ausbau der Offshore-Windenergieanlagen auch nach 2035 fortgesetzt wird (vgl. Kapitel 3.1).

Prüfung nach NOVA

Die im NEP erfolgende Prüfung nach NOVA ist für Offshore-Maßnahmen im NEP nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Zubau-Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt, die zur Erfüllung der gesetzlichen Offshore-Ausbauziele in Deutschland erforderlich sind. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

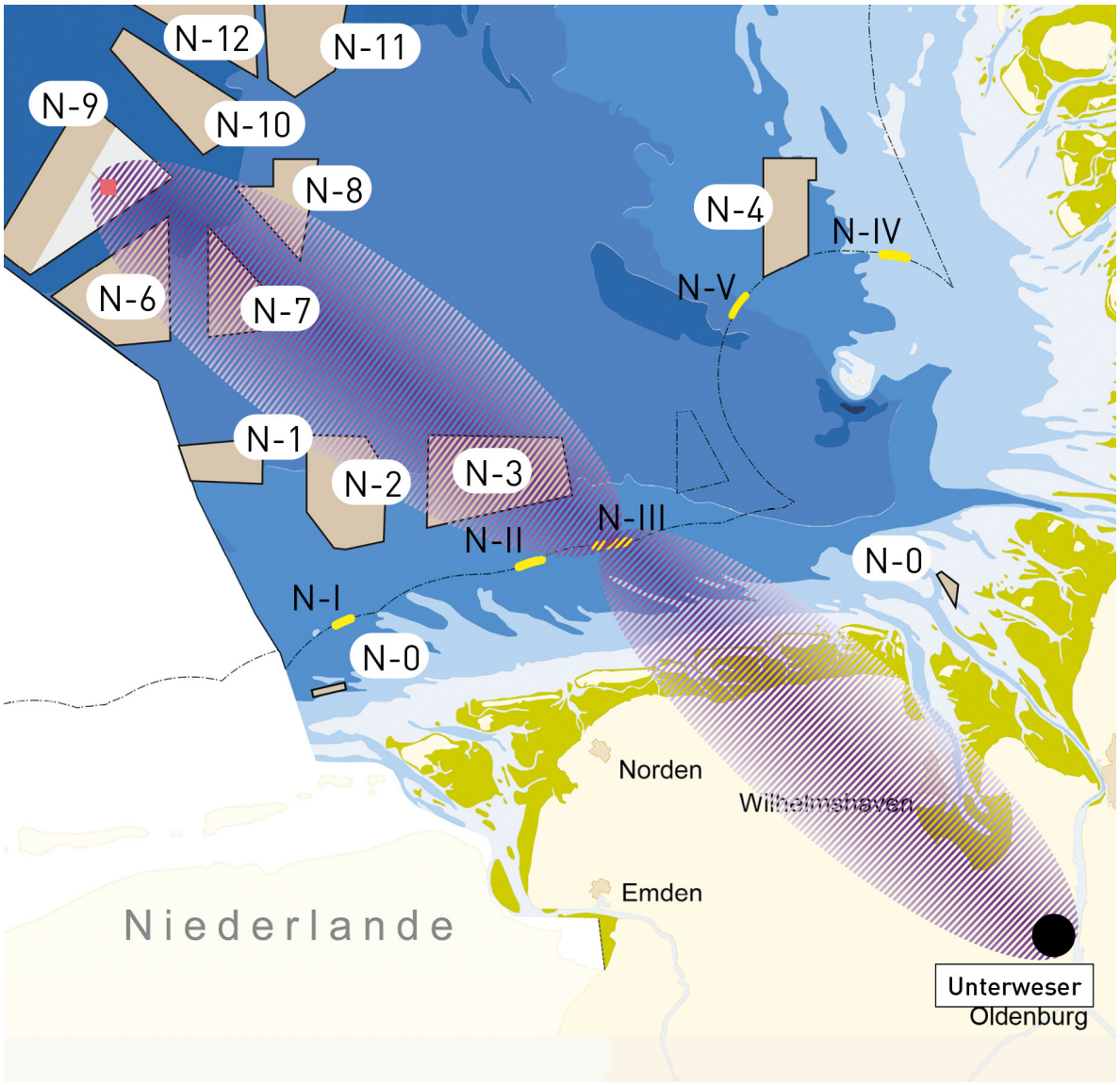
Als alternativer NVP würde das Umspannwerk Wilhelmshaven 2 in Betracht kommen, an dem bereits das DC-Netzanbindungssystem NOR-9-2 vorgesehen ist. Bei einem Anschluss von weiteren 2 GW aus Offshore-Windenergie wäre die eingespeiste Leistung über die AC-Netzinfrastruktur zu transportieren, wodurch insbesondere ab dem Umspannwerk Conneforde Netzengpässe zu erwarten sind.

Der alternative NVP Suchraum Ovelgönne, Rastede, Westerstede und Wiefelstede ist zum Zeitpunkt der geplanten Fertigstellung des Netzanbindungssystems NOR-9-1 in 2029 noch nicht verfügbar.

Aus räumlichen Gründen bietet sich der Anschluss des DC-Netzanbindungssystems NOR-9-1 an den NVP Emden/Ost an. Der Anschluss am NVP Emden/Ost ist ebenfalls nicht möglich, da am dortigen Umspannwerk der Anschluss von bereits drei DC-Netzanbindungssystemen mit jeweils 900 MW geplant ist. Der zusätzliche Anschluss von NOR-9-1 mit 2.000 MW in dieser Schaltanlage würde das UCTE-Kriterium verletzen, laut dem der Ausfall von gekuppelten Sammelschienen nicht zu einem Erzeugungsausfall von mehr als 3.000 MW führen darf. Eine bauliche Entkopplung der Sammelschienen ist am NVP Emden/Ost räumlich nicht möglich.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt NOR-9-1 (BalWin1) wurde im NEP 2030 (2019) erstmalig identifiziert im NEP 2030 (2019) sowie im NEP 2035 (2021) durch die Bundesnetzagentur bestätigt.



Die räumlich festgelegte Trasse in der AWZ kann dem aktuellen Stand des FEP 2020 entnommen werden.

NOR-9-2
DC-Netzanbindungssystem NOR-9-2 (BalWin3)

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Beschreibung des geplanten Projekts

Ziel des Projekts ist die Anbindung von Offshore-Windparks (OWP) in der Nordsee im Gebiet N-9 (Zone 3) an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) Wilhelmshaven 2 in Niedersachsen. Die Netzanbindung wird in HGÜ-Technik realisiert und ist gemäß aktuellem Stand des Flächenentwicklungsplans (FEP) 2020 für eine Übertragungsleistung von 2.000 MW ausgelegt.

Die Umsetzung des Projekts erfolgt durch das vorgesehene 66-kV-Direktanbindungskonzept durch eine Maßnahme. Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform und dem genannten NVP Wilhelmshaven 2 sowie der landseitigen Konverterstation. Hierbei wird das DC-Kabelsystem von der Konverterplattform in der ausschließlichen Wirtschaftszone über den Grenzkorridor N-II durch das Küstenmeer über die Insel Norderney zum NVP Wilhelmshaven 2 geführt.

Es besteht die Möglichkeit das Netzanbindungssystem NOR-9-2 als Teil eines Multiterminal-(Hub)-Systems in die HGÜ-Verbindung DC21b Wilhelmshaven 2 – Region Hamm zu integrieren. Voraussetzung ist die Errichtung einer DC-Konverterstation in Wilhelmshaven 2 mit einer Kapazität von 2 GW als Multiterminal-Lösung. Die technische Ausgestaltung der Anschlüsse von DC21b und dem Netzanbindungssystem NOR-9-2 am Standort Wilhelmshaven 2 ist zum derzeitigen Projektstand noch in Klärung. Als Arbeitshypothese wurde in diesem Netzentwicklungsplan Strom (NEP) in Wilhelmshaven 2 ein DC-Multiterminal-System bestehend aus DC21b und dem Netzanbindungssystem NOR-9-2 angenommen.

In Gebiet N-9 wird insgesamt eine installierte Erzeugungsleistung durch Offshore-Windenergieanlagen in Höhe von ca. 4.000 MW erwartet. Die Erschließung erfolgt voraussichtlich durch zwei Netzanbindungssysteme: die beiden geplanten DC-Netzanbindungssysteme NOR-9-1 und NOR-9-2.

Der Anschluss des Netzanbindungssystems NOR-9-2 an den NVP Wilhelmshaven 2 steht im Zusammenhang mit den landseitigen Maßnahmen P175 Netzausbau und -verstärkung Wilhelmshaven 2-Fedderwarden-Conneforde und DC21b Wilhelmshaven 2- Region Hamm.

Maßnahmen-Nr.	Maßnahmen-Name	Bundesländer	Trassenlänge	Szenario (Beginn der Umsetzung/ geplante Fertigstellung)				Umsetzungsstand (Kategorien siehe Kapitel 6)	bestätigt von der BNetzA
				A 2035	B 2035	C 2035	B 2040		
M236	HGÜ-Verbindung NOR-9-2 (BalWin3)	NI	ca. 250 km	2023/ Q3 2030	2023/ Q3 2030	2023/ Q3 2030	2023/ Q3 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓

Aufgrund der Vergleichbarkeit der 2-GW-Netzanbindungssysteme NOR-9-1, NOR-9-2 und NOR-10-1 sowie des größtenteils parallelen Trassenverlaufs der beiden Netzanbindungssysteme NOR-9-1 und NOR-10-1 ist eine zeitgleiche Verhandlung und Vergabe dieser drei Netzanbindungssysteme ein mögliches Szenario, um mögliche Synergien zu nutzen und Risiken zu minimieren.

Das Netzanbindungssystem NOR-9-2 wird gemäß aktuellem Stand des FEP als 66-kV-Direktanbindungskonzept ausgeführt. Bei diesem Konzept werden die 66-kV-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Konverterplattform des Übertragungsnetzbetreibers verbunden. Für die erforderlichen 66-kV-Kabel in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese nach den Festlegungen gemäß aktuellem Stand des FEP im Eigentum des OWP befinden.

Die Leistungen der Flächen N-9.3 und N-9.4 im Gebiet N-9, die durch das Netzanbindungssystem NOR-9-2 angeschlossen werden, werden gemäß aktuellem Stand des FEP im Jahr 2025 von der Bundesnetzagentur ausgeschrieben.

Begründung des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen im Gebiet N-9 erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in DC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von 2.000 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume.

Durch die Führung des DC-Kabelsystems durch den Grenzkorridor N-II gemäß aktuellem Stand des FEP ergibt sich eine Anlandung im nordwestlichen Niedersachsen. Es wird Wilhelmshaven 2 als NVP gewählt, weil es das nächstgelegene Umspannwerk ist, an dem zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme des Netzanbindungssystems NOR-9-2 freie Kapazität zur Verfügung steht. Unabhängig von der Wahl von Wilhelmshaven 2 als NVP für Netzanbindungssysteme sind Netzverstärkungs- bzw. Netzausbaumaßnahmen von Wilhelmshaven 2 über Fedderwarden nach Conneforde und von Wilhelmshaven 2 in die Region Hamm notwendig.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative NVP betrachtet. Die Prüfung alternativer NVP ist projektbezogen und kann sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des aktuellen Stands des FEP um. Kapitel 3.2 des NEP führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen unterschiedliche Szenarien und dem folgend verschiedene Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen möglich sind. Die im Szenariorahmen definierten Szenarien führen im Ergebnis des NEP jedoch nicht zu verschiedenen Gesamtplanalternativen, da auch bei geringeren Ausbaupfaden bis 2035 davon auszugehen ist, dass der Ausbau der Offshore-Windenergieanlagen auch nach 2035 fortgesetzt wird (vgl. Kapitel 3.1).

Prüfung nach NOVA

Die im NEP erfolgende Prüfung nach NOVA ist für Offshore-Maßnahmen im NEP nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Zubau-Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt, die zur Erfüllung der gesetzlichen Offshore-Ausbauziele in Deutschland erforderlich sind. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

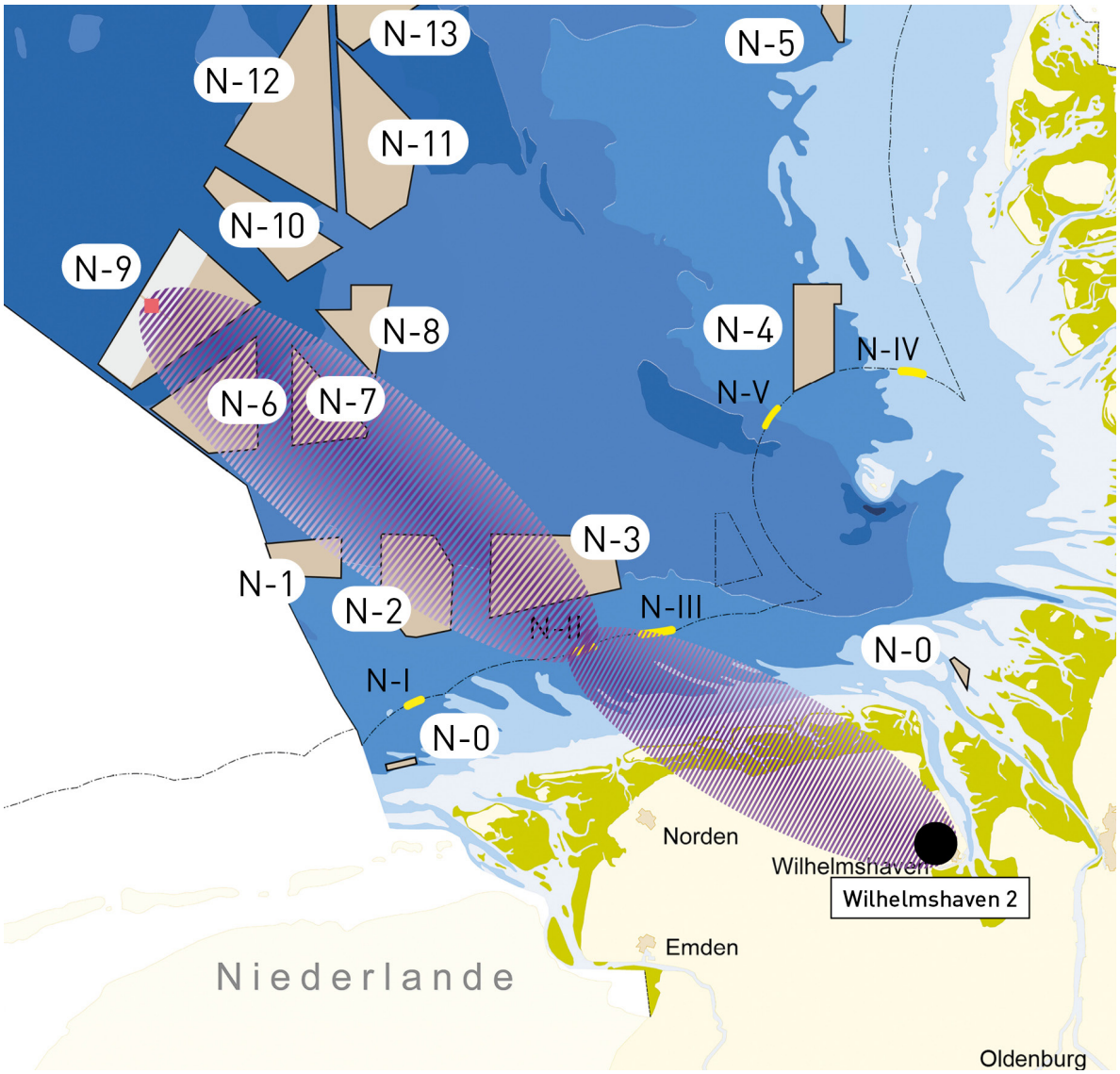
Der alternative NVP Unterweser an den bereits die Netzanbindungssysteme NOR-9-1 und NOR-10-1 angeschlossen werden sollen, scheidet aufgrund der limitierten Platzverhältnisse für die Errichtung einer weiteren Konverterstation und aufgrund der Überlastung des landseitigen Netzes in Folge der weiteren Konzentration der Einspeisung aus Offshore-Windenergie an dieser Schaltanlage aus.

Der alternative NVP Suchraum Ovelgönne, Rastede, Westerstede und Wiefelstede ist zum Zeitpunkt der geplanten Fertigstellung des Netzanbindungssystems NOR-9-2 in 2030 noch nicht verfügbar.

Aus räumlichen Gründen bietet sich der Anschluss des DC-Netzanbindungssystems NOR-9-2 an den NVP Emden/Ost an. Der Anschluss am NVP Emden/Ost ist ebenfalls nicht möglich, da am dortigen Umspannwerk der Anschluss von bereits drei DC-Netzanbindungssystemen mit jeweils 900 MW geplant ist. Der zusätzliche Anschluss von NOR-9-2 mit 2.000 MW in dieser Schaltanlage würde das UCTE-Kriterium verletzen, laut dem der Ausfall von gekuppelten Sammelschienen nicht zu einem Erzeugungsausfall von mehr als 3.000 MW führen darf. Eine bauliche Entkopplung der Sammelschienen ist am NVP Emden/Ost räumlich nicht möglich.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Für die Erreichung des gesetzlichen Offshore-Ausbauziels von 20 GW in 2030 wurde im NEP 2030 (2019) u. a. das Projekt NOR-12-1 identifiziert und von der Bundesnetzagentur unter dem Vorbehalt, dass die potenziellen Flächen, die durch das entsprechende Netzanbindungssystem erschlossen werden sollen, in einer Fortschreibung des FEP als Flächen festgelegt werden, bestätigt. Der FEP 2020 sieht für die Erreichung des gesetzlichen Offshore-Ausbauziels von 20 GW in 2030 allerdings nicht länger die Erschließung der Flächen in Gebiet N-12 vor, sondern hat die Erschließung der Erweiterung des Gebiets N-9 durch das Netzanbindungssystem NOR-9-2 im Jahr 2030 festgelegt. Das Netzanbindungssystem NOR-12-1 wird nach dem Jahr 2030 realisiert. Das Projekt NOR-9-2 (BalWin3) wurde in der beschriebenen Ausführung im NEP 2035 (2021) erstmalig identifiziert und durch die BNetzA bestätigt.



Die räumlich festgelegte Trasse in der AWZ kann dem aktuellen Stand des FEP 2020 entnommen werden.

NOR-10-1
DC-Netzanbindungssystem NOR-10-1 (BalWin2)

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Beschreibung des geplanten Projekts

Ziel des Projekts ist die Anbindung von Offshore-Windparks (OWP) in der Nordsee im Gebiet N-10 (Zone 3) an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) Unterweser in Niedersachsen. Die Netzanbindung wird in HGÜ-Technik realisiert und ist gemäß aktuellem Stand des Flächenentwicklungsplans (FEP) 2020 für eine Übertragungsleistung von 2.000 MW ausgelegt.

Die Umsetzung des Projekts erfolgt durch das vorgesehene 66-kV-Direktanbindungskonzept durch eine Maßnahme. Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform und dem genannten NVP Unterweser sowie der landseitigen Konverterstation. Hierbei wird das DC-Kabelsystem von der Konverterplattform in der ausschließlichen Wirtschaftszone über den Grenzkorridor N-III durch das Küstenmeer über die Insel Baltrum oder Langeoog zum NVP Unterweser geführt.

In Gebiet N-10 wird insgesamt eine installierte Erzeugungsleistung durch Offshore-Windenergieanlagen in Höhe von ca. 2.000 MW erwartet. Die Erschließung erfolgt voraussichtlich durch ein Netzanbindungssystem: das geplante DC-Netzanbindungssystem NOR-10-1.

Der Anschluss des Netzanbindungssystems NOR-10-1 an den NVP Unterweser steht im Zusammenhang mit den landseitigen Maßnahmen P22 Netzoptimierung und -verstärkung Conneforde-Unterweser-Elsfleth/West-Ganderkesee und P119 Netzverstärkung und -ausbau Conneforde-Elsfleth/West-Samtgemeinde Sottrum.

Maßnahmen-Nr.	Maßnahmen-Name	Bundesländer	Trassenlänge	Szenario (Beginn der Umsetzung/ geplante Fertigstellung)				Umsetzungsstand (Kategorien siehe Kapitel 6)	bestätigt von der BNetzA
				A 2035	B 2035	C 2035	B 2040		
M231	HGÜ-Verbindung NOR-10-1 (BalWin2)	NI	ca. 270 km	2023/ Q3 2030	2023/ Q3 2030	2023/ Q3 2030	2023/ Q3 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓

Aufgrund der Vergleichbarkeit der 2-GW-Netzanbindungssysteme NOR-9-1, NOR-9-2 und NOR-10-1 sowie des größtenteils parallelen Trassenverlaufs der beiden Netzanbindungssysteme NOR-9-1 und NOR-10-1 ist eine zeitgleiche Verhandlung und Vergabe dieser drei Netzanbindungssysteme ein mögliches Szenario, um mögliche Synergien zu nutzen und Risiken zu minimieren.

Das Netzanbindungssystem NOR-10-1 wird gemäß aktuellem Stand des FEP als 66-kV-Direktanbindungskonzept ausgeführt. Bei diesem Konzept werden die 66-kV-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Konverterplattform des Übertragungsnetzbetreibers verbunden. Für die erforderlichen 66-kV-Kabel in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese nach den Festlegungen gemäß aktuellem Stand des FEP im Eigentum des OWP befinden.

Die Leistungen der Flächen N-10.1 und N-10.2 im Gebiet N-10, die durch das Netzanbindungssystem NOR-10-1 angeschlossen werden, werden gemäß aktuellem Stand des FEP im Jahr 2025 von der Bundesnetzagentur ausgeschrieben.

Begründung des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen im Gebiet N-10 erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in DC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von 2.000 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume.

Durch die Führung des DC-Kabelsystems durch den Grenzkorridor N-III gemäß aktuellem Stand des FEP ergibt sich eine Anlandung im nordwestlichen Niedersachsen. Es wird Unterweser als NVP gewählt, weil es das nächstgelegene Umspannwerk ist, an dem zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme des Netzanbindungssystems NOR-10-1 freie Kapazität zur Verfügung steht. Unabhängig von der Wahl von Unterweser als NVP für Netzanbindungssysteme sind Netzverstärkungs- bzw. Netzausbaumaßnahmen von Conneforde über Unterweser nach Ganderkesee und von Conneforde über Elsfleth/West nach Samtgemeinde Sottrum notwendig.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative NVP betrachtet. Die Prüfung alternativer NVP ist projektbezogen und kann sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des aktuellen Stands des FEP um. Kapitel 3.2 des Netzentwicklungsplans Strom (NEP) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen unterschiedliche Szenarien und dem folgend verschiedene Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen möglich sind. Die im Szenariorahmen definierten Szenarien führen im Ergebnis des NEP jedoch nicht zu verschiedenen Gesamtplanalternativen, da auch bei geringeren Ausbaupfaden bis 2035 davon auszugehen ist, dass der Ausbau der Offshore-Windenergieanlagen auch nach 2035 fortgesetzt wird (vgl. Kapitel 3.1).

Prüfung nach NOVA

Die im NEP erfolgende Prüfung nach NOVA ist für Offshore-Maßnahmen im NEP nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Zubau-Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt, die zur Erfüllung der gesetzlichen Offshore-Ausbauziele in Deutschland erforderlich sind. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

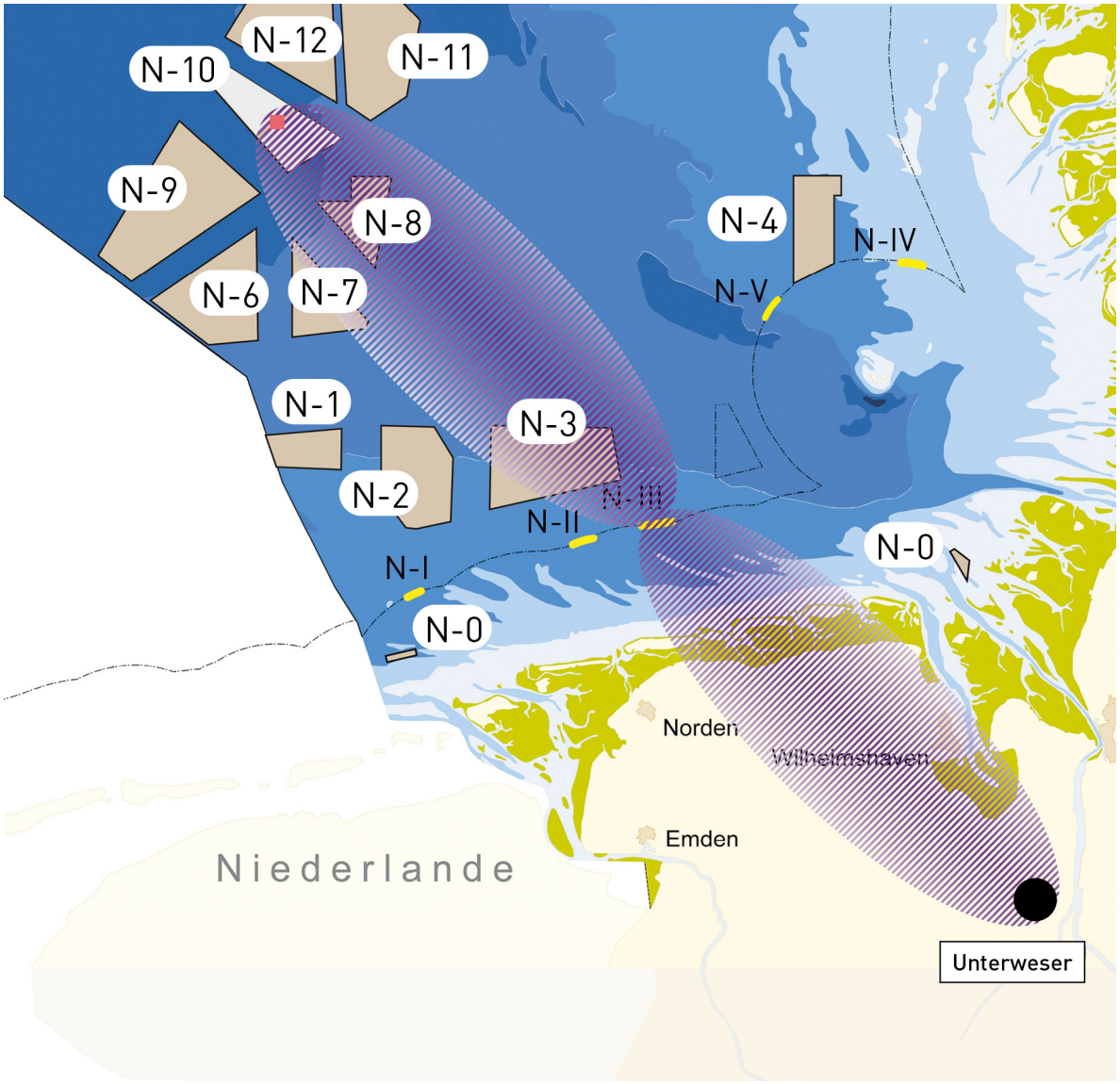
Als alternativer NVP würde das Umspannwerk Wilhelmshaven 2 in Betracht kommen, an dem bereits das DC Netzanbindungssystem NOR-9-2 vorgesehen ist. Bei einem Anschluss von weiteren 2 GW aus Offshore-Windenergie wäre die eingespeiste Leistung über die AC-Netzinfrastruktur zu transportieren, wodurch insbesondere ab dem Umspannwerk Conneforde Netzengpässe zu erwarten sind.

Der alternative NVP Suchraum Ovelgönne, Rastede, Westerstede und Wiefelstede ist zum Zeitpunkt der geplanten Fertigstellung des Netzanbindungssystems NOR-10-1 in 2030 noch nicht verfügbar.

Aus räumlichen Gründen bietet sich der Anschluss des DC-Netzanbindungssystems NOR-10-1 an den NVP Emden/Ost an. Der Anschluss am NVP Emden/Ost ist ebenfalls nicht möglich, da am dortigen Umspannwerk der Anschluss von bereits drei DC-Netzanbindungssystemen mit jeweils 900 MW geplant ist. Der zusätzliche Anschluss von NOR-10-1 mit 2.000 MW in dieser Schaltanlage würde das UCTE-Kriterium verletzen, laut dem der Ausfall von gekuppelten Sammelschienen nicht zu einem Erzeugungsausfall von mehr als 3.000 MW führen darf. Eine bauliche Entkopplung der Sammelschienen ist am NVP Emden/Ost räumlich nicht möglich.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt NOR-10-1 (BalWin2) wurde im NEP 2030 (2019) erstmalig identifiziert und durch die Bundesnetzagentur unter dem Vorbehalt, dass die potenziellen Flächen, die durch das entsprechende Netzanbindungssystem erschlossen werden sollen, in einer Fortschreibung des FEP als Flächen festgelegt werden, bestätigt. Dieser Vorbehalt wurde durch die Festlegung der Flächen in Gebiet N-10 im FEP 2020 aufgehoben. Im NEP 2035 (2021) wurde das Projekt durch die BNetzA bestätigt.



Die räumlich festgelegte Trasse in der AWZ kann dem aktuellen Stand des FEP 2020 entnommen werden.

NOR-11-1
DC-Netzanbindungssystem NOR-11-1 (LanWin3)

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Beschreibung des geplanten Projekts

Ziel des Projekts ist die Anbindung von Offshore-Windparks (OWP) in der Nordsee im Gebiet N-11 (Zone 3) an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) Westerkappeln in Nordrhein-Westfalen.

Die Netzanbindung wird in HGÜ-Technik realisiert und ist gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des Flächenentwicklungsplans (FEP) 2020 vom 18.12.2020 für eine Übertragungsleistung von 2.000 MW ausgelegt.

Die Umsetzung des gesamten Projekts erfolgt, bedingt durch das vorgesehene 66-kV-Direktanbindungskonzept, durch eine Maßnahme. Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform und dem genannten NVP sowie der landseitigen Konverterstation und der Anbindungsleitung in das bestehende 380-kV-AC-Netz von Amprion. Hierbei wird das DC-Kabelsystem von der Konverterplattform in der ausschließlichen Wirtschaftszone über den Grenzkorridor N-II durch das Küstenmeer zum NVP geführt.

In Gebiet N-11 wird insgesamt eine installierte Erzeugungsleistung an Offshore-Windenergieanlagen in Höhe von etwa 3.500 MW erwartet. Das Gebiet N-11 weist gemäß FEP 2020 eine Größe von ca. 355 km² auf. Die Übertragungsnetzbetreiber nehmen im Netzentwicklungsplan Strom (NEP) 2035 (2021) für das Gebiet N-11 eine Leistungsdichte von ca. 10 MW/km² an. Die genaue Leistungsermittlung für das Gebiet N-11 erfolgt in der nächsten Fortschreibung des FEP durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie. Die Erschließung erfolgt voraussichtlich durch die beiden geplanten DC-Netzanbindungssysteme NOR-11-1 und NOR-11-2.

Maßnahmen-Nr.	Maßnahmen-Name	Bundesländer	Trassenlänge	Szenario (Beginn der Umsetzung/ geplante Fertigstellung)				Umsetzungsstand (Kategorien siehe Kapitel 6)	bestätigt von der BNetzA
				A 2035	B 2035	C 2035	B 2040		
M39	HGÜ-Verbindung NOR-11-1 (LanWin3)	NW	ca. 370 km	2028/2033	2028/2033	2028/2033	2028/2033	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓

Das Netzanbindungssystem NOR-11-1 wird gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des FEP als 66-kV-Direktanbindungskonzept ausgeführt. Bei diesem Konzept werden die 66-kV-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Konverterplattform des Übertragungsnetzbetreibers verbunden. Für die erforderlichen 66-kV-Kabel in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese nach den Festlegungen gemäß FEP im Eigentum und in Zuständigkeit des OWP befinden.

Für die Leistungen der Flächen, die durch das Netzanbindungssystem NOR-11-1 angeschlossen werden, sind gemäß FEP noch keine Ausschreibungstermine bekannt.

Begründung des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch OWP im Gebiet N-11 erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in DC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von 2.000 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume.

Durch die Führung des DC-Kabelsystems durch den Grenzkorridor N-II gemäß FEP ergibt sich eine Anlandung im nordwestlichen Niedersachsen. Es wird Westerkappeln als NVP gewählt, weil dies die nächstgelegene Umspannanlage ist, an der zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme des Netzanbindungssystems NOR-11-1 freie Kapazität zur Verfügung steht. Unabhängig von der Wahl von Westerkappeln als NVP sind zusätzliche Netzausbaumaßnahmen aus der Region nördliches Nordrhein-Westfalen in Richtung der Lastschwerpunkte im Ruhrgebiet notwendig.

Aufgrund steigender Einspeiseleistung aus Offshore-Windenergieanlagen in der Nordsee und zur besseren Anbindung der besagten OWP ist das Netzanbindungssystem NOR-11-1 erforderlich. Auf diese Weise wird die Leistungsfähigkeit des Übertragungsnetzes sichergestellt, die Nachfrage nach Übertragung von Elektrizität befriedigt und durch entsprechende Übertragungskapazität und Zuverlässigkeit des Netzes ein Beitrag zur Versorgungssicherheit geleistet.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative NVP betrachtet. Die Prüfung alternativer NVP ist projektbezogen
und kann sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des FEP um. Kapitel 3.1 des NEP führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen unterschiedliche Szenarien und dem folgend verschiedene Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen möglich sind. Die im Szenariorahmen definierten Szenarien führen im Ergebnis des NEP jedoch nicht zu verschiedenen Gesamtplanalternativen, da auch bei geringeren Ausbaupfaden bis 2035 davon auszugehen ist, dass der Ausbau der Offshore-Windenergieanlagen auch nach 2035 fortgesetzt wird (vgl. Kapitel 3.1).

Prüfung nach NOVA

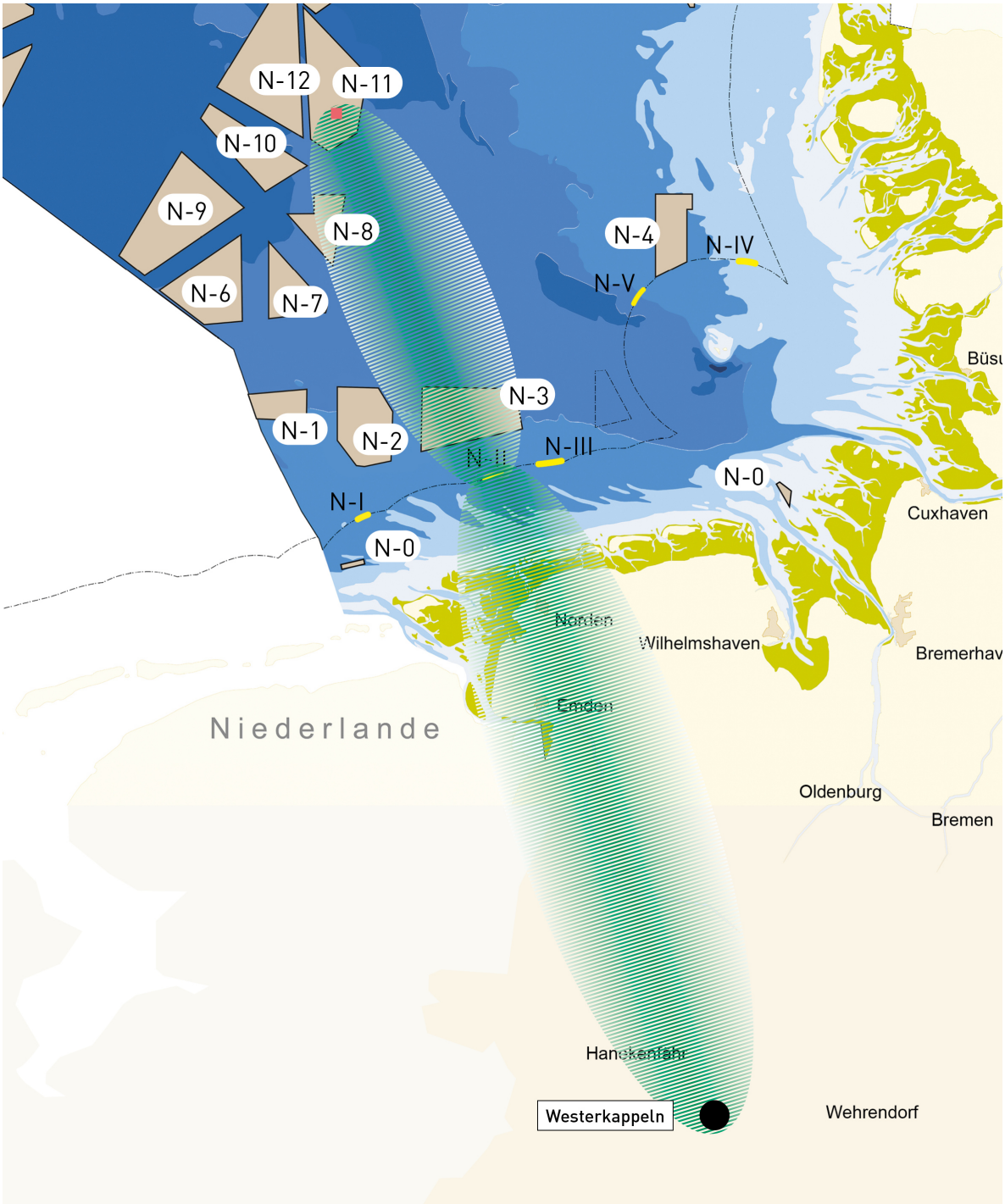
Die im NEP erfolgende Prüfung nach dem NOVA-Prinzip ist für Offshore-Maßnahmen im NEP nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Zubau-Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Weiter nördlich gelegene existierende NVP sind bereits durch den Anschluss anderer DC-Netzanbindungssysteme hoch ausgelastet oder kommen aufgrund baulicher sowie netztechnischer Restriktionen nicht in Betracht. Weiter südlich gelegene NVP hätten eine längere landseitige Kabeltrasse. Daher ist mit Blick auf eine kosteneffiziente Anbindung und einem möglichst geringen Trassenraum der gewählte NVP vorzuziehen. In den Netzanalysen wurde das Netzanbindungssystem in die Umspannanlage (UA) Westerkappeln eingebunden. Es wird weiter geprüft, ob eine Integration in die bestehende UA Westerkappeln möglich oder der Neubau einer UA erforderlich ist. Der Einfluss im Falle des Neubaus einer UA auf den überregionalen Leistungsfluss ist vernachlässigbar. Beide Varianten sind aus elektrotechnischer Sicht gut geeignet.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt NOR-11-1 wurde im Offshore-Netzentwicklungsplan 2013 erstmalig identifiziert und wurde im NEP 2030 (2019) von der Bundesnetzagentur mit NVP im Suchraum der Gemeinden Ibbenbüren/Mettingen/Westerkappeln bestätigt unter dem Vorbehalt, dass die potenziellen Flächen, die durch das entsprechende Netzanbindungssystem erschlossen werden sollen, in einer Fortschreibung des FEP als Flächen festgelegt werden. Dieser Vorbehalt wurde aufgehoben und im NEP 2035 (2021) durch die BNetzA mit dem NVP in Westerkappeln bestätigt.


N-12
N-11
N-10
N-9
N-8
N-6
N-7
N-4
N-IV
N-V
N-3
N-1
N-2
N-III
N-II
N-0
N-I
N-0
Büsu
Cuxhaven
Norden
Wilhelmshaven
Bremerhav
Emden
Niederlande
Oldenburg
Bremen
Hanekenfähr
Westerkappeln
Wehrendorf

NOR-11-2[1]
DC-Netzanbindungssystem NOR-11-2 (LanWin4)

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Beschreibung des geplanten Projekts

Ziel des Projekts ist die Anbindung von Offshore-Windparks (OWP) in der Nordsee im Gebiet N-11 (Zone 3) an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) Suchraum Ovelgönne, Rastede, Westerstede und Wiefelstede in Niedersachsen. Die Netzanbindung wird in HGÜ-Technik realisiert und ist gemäß aktuellem Stand des Flächenentwicklungsplans (FEP) 2020 für eine Übertragungsleistung von 2.000 MW ausgelegt.

Die Umsetzung des Projekts erfolgt durch das vorgesehene 66-kV-Direktanbindungskonzept durch eine Maßnahme. Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform und dem oben genannten NVP Suchraum sowie der landseitigen Konverterstation. Hierbei soll das DC-Kabelsystem von der Konverterplattform in der ausschließlichen Wirtschaftszone über den Grenzkorridor N-III durch das Küstenmeer über die Insel Baltrum oder Langeoog zum o. g. NVP-Suchraum geführt werden.

In Gebiet N-11 wird insgesamt eine installierte Erzeugungsleistung an Offshore-Windenergieanlagen in Höhe von etwa 3.500 MW erwartet. Das Gebiet N-11 weist gemäß FEP 2020 eine Größe von ca. 355 km² auf. Die Übertragungsnetzbetreiber nehmen im Netzentwicklungsplan Strom (NEP) 2035 für das Gebiet N-11 eine Leistungsdichte von ca. 10 MW/km² an. Die genaue Leistungsermittlung für das Gebiet N-11 erfolgt in der nächsten Fortschreibung des FEP durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie. Die Erschließung erfolgt voraussichtlich durch die beiden geplanten DC-Netzanbindungssysteme NOR-11-1 und NOR-11-2. Zudem werden ggf. einzelne Flächen der Gebiete 12 und 13 in der Zone 3 der AWZ über das Netzanbindungssystem NOR-11-2 miterschlossen.

Der Anschluss des Netzanbindungssystems NOR-11-2 an den o. g. NVP Suchraum steht im Zusammenhang mit den landseitigen Maßnahmen P119 Netzverstärkung und -ausbau Conneforde-Elsfleth/West-Samtgemeinde Sottrum und DC34 HGÜ-Verbindung Suchraum Ovelgönne, Rastede, Westerstede und Wiefelstede -Bürstadt. Zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Offshore-Netzanbindung NOR-11-2 ist zur Abführung der Leistung mindestens die Fertigstellung der im Rahmen von P119 zu errichtenden 380-kV-Schaltanlage im Suchraum Ovelgönne, Rastede, Westerstede und Wiefelstede erforderlich, wenn DC34 bis dahin noch nicht in Betrieb sein sollte.

Maßnahmen-Nr.	Maßnahmen-Name	Bundesländer	Trassenlänge	Szenario (Beginn der Umsetzung/ geplante Fertigstellung)				Umsetzungsstand (Kategorien siehe Kapitel 6)	bestätigt von der BNetzA
				A 2035	B 2035	C 2035	B 2040		
M233	HGÜ-Verbindung NOR-11-2 (LanWin4)	NI	ca. 265 km	2029/2034	2029/2034	2029/2034	2029/2034		✓

Das Netzanbindungssystem NOR-11-2 wird gemäß aktuellem Stand des FEP als 66-kV-Direktanbindungskonzept ausgeführt. Bei diesem Konzept werden die 66-kV-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Konverterplattform des Übertragungsnetzbetreibers verbunden. Für die erforderlichen 66-kV-Kabel in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese nach den Festlegungen gemäß aktuellem Stand des FEP im Eigentum des OWP befinden.

1 Änderung der Anbindungsreihenfolge von OWP im Gebiet N-12 auf OWP im Gebiet N-11, der damit einhergehenden Projektbenennung von NOR-12-2 (LanWin2) auf NOR-11-2 (LanWin4) und der sich ergebenden Trassenlänge von ca. 275 km auf ca. 265 km entsprechend der Bestätigung der BNetzA vom 14.01.2022.

Für die Leistungen der Flächen, die durch das Netzanbindungssystem NOR-11-2 angeschlossen werden, sind nach aktuellem Stand des FEP noch keine Ausschreibungstermine durch die Bundesnetzagentur bekannt.

Begründung des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen im Gebiet N-11 erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in DC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von 2.000 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume.

Durch die Führung des DC-Kabelsystems durch den Grenzkorridor N-III ergibt sich eine Anlandung im nordwestlichen Niedersachsen. Es wird der Suchraum Ovelgönne, Rastede, Westerstede und Wiefelstede als NVP gewählt, weil es das nächstgelegene Umspannwerk ist, an dem zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme des Netzanbindungssystems NOR-11-2 freie Kapazität zur Verfügung stehen wird. Im o. g. Suchraum ist darüber hinaus perspektivisch ein DC-Hub geplant, von dem aus landseitige DC-Verbindungen (zum Abtransport der Offshore-Windenergie) in Richtung Süd- und Westdeutschland geführt werden sollen. Unabhängig von der Wahl des o. g. Suchraums als NVP für Netzanbindungssysteme sind Netzverstärkungs- bzw. Netzausbaumaßnahmen von Conneforde über Elsfleth/West nach Samtgemeinde Sottrum und vom Suchraum Ovelgönne, Rastede, Westerstede und Wiefelstede nach Bürstadt notwendig.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative NVP betrachtet. Die Prüfung alternativer NVP ist projektbezogen und kann sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des aktuellen Stands des FEP um. Kapitel 3.2 des NEP führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen unterschiedliche Szenarien und dem folgend verschiedene Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen möglich sind. Die im Szenariorahmen definierten Szenarien führen im Ergebnis des NEP jedoch nicht zu verschiedenen Gesamtplanalternativen, da auch bei geringeren Ausbaupfaden bis 2035 davon auszugehen ist, dass der Ausbau der Offshore-Windenergieanlagen auch nach 2035 fortgesetzt wird (vgl. Kapitel 3.1).

Prüfung nach NOVA

Die im NEP erfolgende Prüfung nach NOVA ist für Offshore-Maßnahmen im NEP nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Zubau-Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt, die zur Erfüllung der gesetzlichen Offshore-Ausbauziele in Deutschland erforderlich sind. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

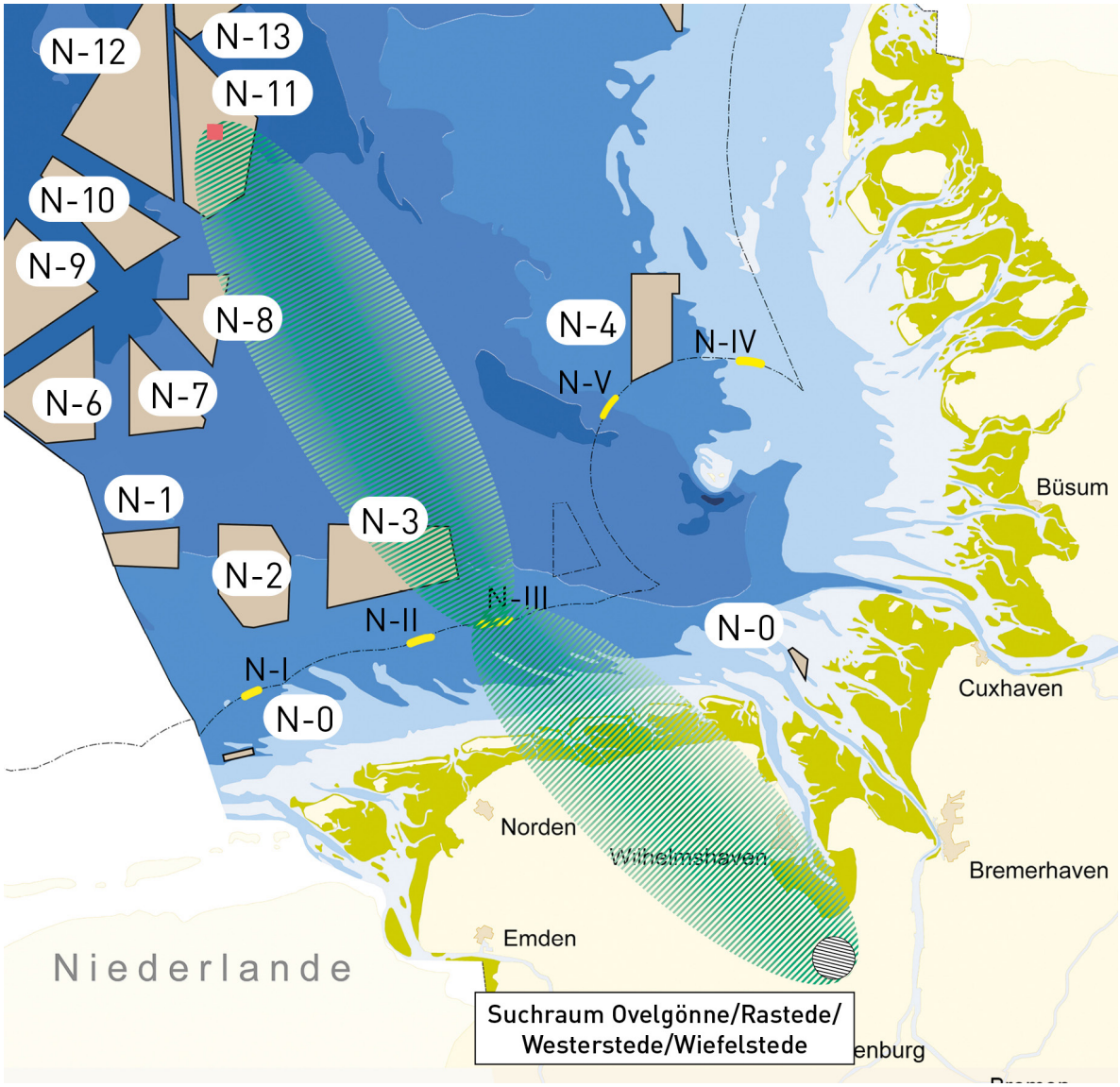
Als alternativer NVP würde das Umspannwerk Wilhelmshaven 2 in Betracht kommen, an dem bereits das DC-Netzanbindungssystem NOR-9-2 vorgesehen ist. Bei einem Anschluss von weiteren 2 GW aus Offshore-Windenergie wäre die eingespeiste Leistung über die AC-Netzinfrastruktur zu transportieren, wodurch insbesondere ab dem Umspannwerk Conneforde Netzengpässe zu erwarten sind.

Der alternative NVP Unterweser an den bereits die Netzanbindungssysteme NOR-9-1 und NOR-10-1 angeschlossen werden sollen, scheidet aufgrund der limitierten Platzverhältnisse für die Errichtung einer weiteren Konverterstation und aufgrund der Überlastung des landseitigen Netzes in Folge der weiteren Konzentration der Einspeisung aus Offshore-Windenergie an dieser Schaltanlage ebenfalls aus.

Aus räumlichen Gründen bietet sich der Anschluss des DC-Netzanbindungssystems NOR-11-2 an den NVP Emden/Ost an. Der Anschluss am NVP Emden/Ost ist ebenfalls nicht möglich, da am dortigen Umspannwerk der Anschluss von bereits drei DC-Netzanbindungssystemen mit jeweils 900 MW geplant ist. Der zusätzliche Anschluss von NOR-12-2 mit 2.000 MW in dieser Schaltanlage würde das UCTE-Kriterium verletzen, laut dem der Ausfall von gekuppelten Sammelschienen nicht zu einem Erzeugungsausfall von mehr als 3.000 MW führen darf. Eine bauliche Entkopplung der Sammelschienen ist am NVP Emden/Ost räumlich nicht möglich.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt NOR-11-2 wurde im NEP 2035 (2021) in der dargestellten Ausführung erstmalig identifiziert und durch die BNetzA bestätigt.


N-12
N-13
N-11
N-10
N-9
N-8
N-6
N-7
N-1
N-3
N-2
N-II
N-III
N-I
N-0
N-4
N-IV
N-V
N-0
Büsum
Cuxhaven
Norden
Wilhelmshaven
Bremerhaven
Emden
Niederlande
Suchraum Ovelgönne/Rastede/
Westerstede/Wiefelstede
enburg

NOR-12-1[1]
DC-Netzanbindungssystem NOR-12-1 (LanWin1)

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Beschreibung des geplanten Projekts

Ziel des Projekts ist die Anbindung von Offshore-Windparks (OWP) in der Nordsee u. a. im Gebiet N-12 (Zone 3) an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) Wehrendorf in Niedersachsen. Die Netzanbindung wird in HGÜ-Technik realisiert und ist gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des Flächenentwicklungsplans (FEP) 2020 vom 18.12.2020 für eine Übertragungsleistung von 2.000 MW ausgelegt.

Die Umsetzung des gesamten Projekts erfolgt, bedingt durch das vorgesehene 66-kV-Direktanbindungskonzept, durch eine Maßnahme. Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform und dem genannten NVP sowie der landseitigen Konverterstation und der Anbindungsleitung in das bestehende 380-kV-AC-Netz von Amprion. Hierbei wird das DC-Kabelsystem von der Konverterplattform in der ausschließlichen Wirtschaftszone über den Grenzkorridor N-II durch das Küstenmeer zum NVP geführt.

In Gebiet N-12 wird insgesamt eine installierte Erzeugungsleistung durch Offshore-Windenergieanlagen in Höhe von ca. 4.500 MW erwartet. Das Gebiet N-12 weist gemäß FEP 2020 eine Größe von ca. 494 km² auf. Die Übertragungsnetzbetreiber nehmen im Netzentwicklungsplan Strom (NEP) 2035 (2021) für das Gebiet N-12 eine Leistungsdichte von ca. 9 MW/km² an. Die genaue Leistungsermittlung für das Gebiet N-12 erfolgt in der nächsten Fortschreibung des FEP durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie. Die Erschließung erfolgt voraussichtlich durch die beiden geplanten DC-Netzanbindungssysteme NOR-12-1 und NOR-12-2.

Maßnahmen-Nr.	Maßnahmen-Name	Bundesländer	Trassenlänge	Szenario (Beginn der Umsetzung/ geplante Fertigstellung)				Umsetzungsstand (Kategorien siehe Kapitel 6)	bestätigt von der BNetzA
				A 2035	B 2035	C 2035	B 2040		
M242	HGÜ-Verbindung NOR-12-1 (LanWin1)	NI	ca. 375 km	2026/2031	2026/2031	2026/2031	2026/2031	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	✓

Das Netzanbindungssystem NOR-12-1 wird gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des FEP als 66-kV-Direktanbindungskonzept ausgeführt. Bei diesem Konzept werden die 66-kV-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Konverterplattform des Übertragungsnetzbetreibers verbunden. Für die erforderlichen 66-kV-Kabel in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese nach den Festlegungen gemäß FEP im Eigentum und Zuständigkeit des OWP befinden.

Für die Leistungen der Flächen, die durch das Netzanbindungssystem NOR-12-1 angeschlossen werden, sind gemäß FEP noch keine Ausschreibungstermine bekannt.

Begründung des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch OWP im Gebiet N-11 erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in DC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von 2.000 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume.

1 Änderung der Anbindungsreihenfolge von OWP im Gebiet N-11 auf OWP im Gebiet N-12, der damit einhergehenden Projektbenennung von NOR-11-2 (LanWin4) auf NOR-12-1 (LanWin1) und der sich ergebenden Trassenlänge von ca. 390 km auf ca. 375 km entsprechend der Bestätigung der BNetzA vom 14.01.2022.

Durch die Führung des DC-Kabelsystems durch den Grenzkorridor N-II gemäß FEP ergibt sich eine Anlandung im nordwestlichen Niedersachsen. Es wird Wehrendorf als NVP gewählt, weil dies die nächstgelegene Umspannanlage ist, an der zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme des Netzanbindungssystem NOR-12-1 freie Kapazität zur Verfügung steht. Unabhängig von der Wahl von Wehrendorf als NVP sind zusätzliche Netzausbaumaßnahmen aus der Region nördliches Nordrhein-Westfalen in Richtung der Lastschwerpunkte im Ruhrgebiet notwendig.

Aufgrund steigender Einspeiseleistung aus Offshore-Windenergieanlagen in der Nordsee und zur besseren Anbindung der besagten OWP ist das Netzanbindungssystem NOR-12-1 erforderlich. Auf diese Weise wird die Leistungsfähigkeit des Übertragungsnetzes sichergestellt, die Nachfrage nach Übertragung von Elektrizität befriedigt und durch entsprechende Übertragungskapazität und Zuverlässigkeit des Netzes ein Beitrag zur Versorgungssicherheit geleistet.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative NVP betrachtet. Die Prüfung alternativer NVP ist projektbezogen und kann sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des FEP um. Kapitel 3.1 des NEP führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen unterschiedliche Szenarien und dem folgend verschiedene Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen möglich sind. Die im Szenariorahmen definierten Szenarien führen im Ergebnis des NEP jedoch nicht zu verschiedenen Gesamtplanalternativen, da auch bei geringeren Ausbaupfaden bis 2035 davon auszugehen ist, dass der Ausbau der Offshore-Windenergieanlagen auch nach 2035 fortgesetzt wird (vgl. Kapitel 3.1).

Prüfung nach NOVA

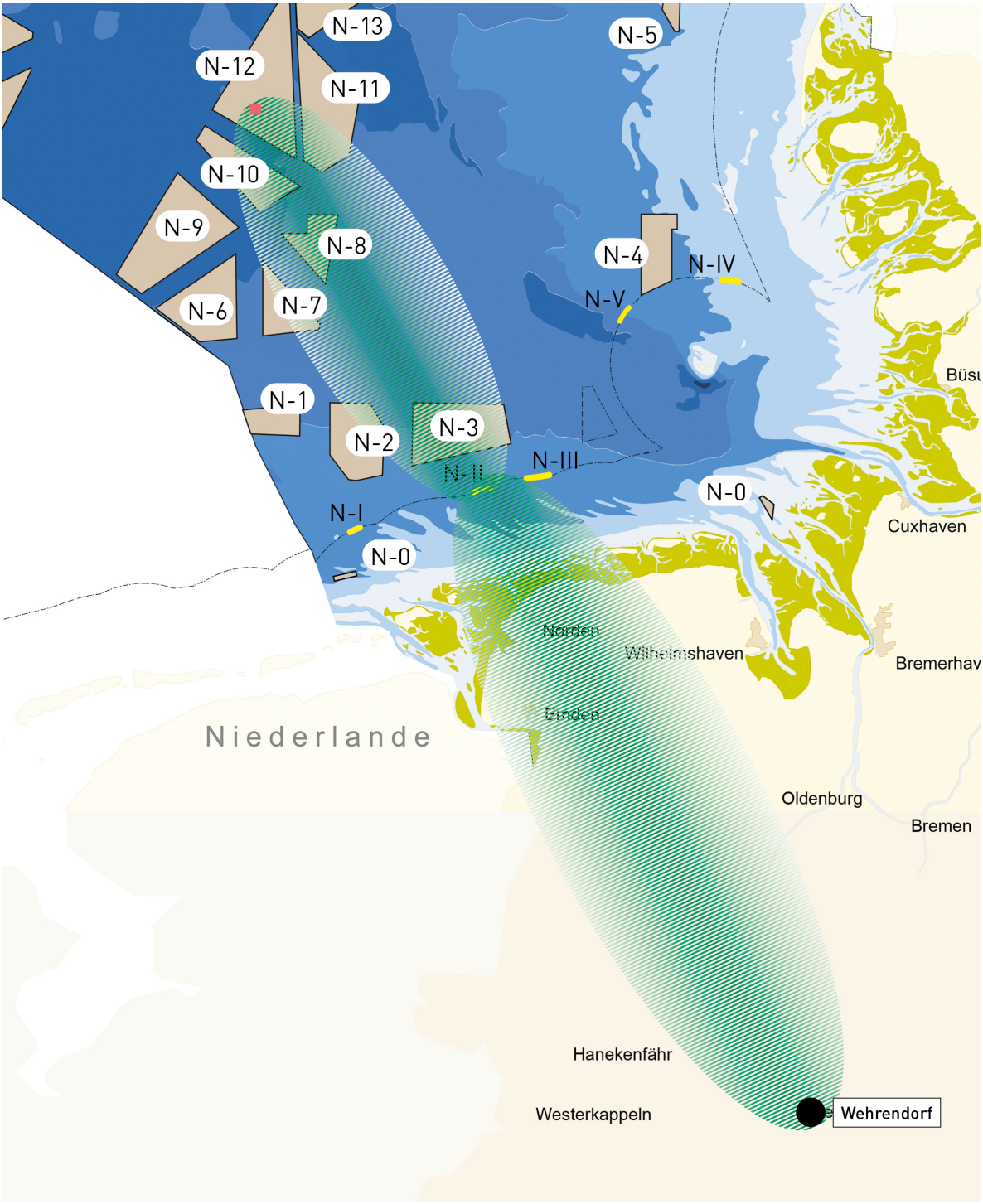
Die im NEP erfolgende Prüfung nach dem NOVA-Prinzip ist für Offshore-Maßnahmen im NEP nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Zubau-Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Weiter nördlich gelegene existierende NVP sind bereits durch den Anschluss anderer DC-Netzanbindungssysteme hoch ausgelastet oder kommen aufgrund baulicher sowie netztechnischer Restriktionen nicht in Betracht. Weiter südlich gelegene NVP hätten eine längere landseitige Kabeltrasse. Daher ist mit Blick auf eine kosteneffiziente Anbindung und einen möglichst geringen Trassenraum der gewählte NVP Wehrendorf vorzuziehen. In den Netzanalysen wurde das Netzanbindungssystem in die Umspannanlage Wehrendorf eingebunden. Dieser NVP ist aus elektrotechnischer Sicht gut geeignet. Die Realisierbarkeit muss jedoch weiter geprüft werden. Alternativ käme der Neubau einer Schaltanlage im Umkreis von Wehrendorf in Betracht.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt NOR-12-1 wurde im Offshore-Netzentwicklungsplan erstmalig identifiziert und wurde im NEP 2030 (2019) von der Bundesnetzagentur mit NVP Wehrendorf bestätigt unter dem Vorbehalt, dass die potenziellen Flächen, die durch das entsprechende Anbindungssystem erschlossen werden sollen, in einer Fortschreibung des FEP als Flächen festgelegt werden. Das Projekt wurde im NEP 2035 (2021) erstmalig von der BNetzA ohne Vorbehalt bestätigt.


N-13
N-12
N-11
N-5
N-10
N-9
N-8
N-4
N-IV
N-V
N-6
N-7
N-1
N-3
N-2
N-III
N-II
N-0
N-I
N-0
Büsu
Cuxhaven
Norden
Wilhelmshaven
Bremerhav
Emden
Niederlande
Oldenburg
Bremen
Hanekenfähr
Westerkappeln
Wehrendorf

NOR-12-2[1]
DC-Netzanbindungssystem NOR-12-2 (LanWin2)

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Beschreibung des geplanten Projekts

Ziel des Projekts ist die Anbindung von Offshore-Windparks (OWP) in der Nordsee im Gebiet N-12 (Zone 3) an dem im Eigentum von 50Hertz liegenden und in deren Regelzone gelegenen Teil der DC-Schaltanlage im Suchraum Heide. Die Netzanbindung wird in HGÜ-Technik realisiert und ist gemäß aktuellem Stand des Flächenentwicklungsplans (FEP) 2020 für eine Übertragungsleistung von 2.000 MW ausgelegt.

Die Umsetzung des Projekts erfolgt durch das vorgesehene 66-kV-Direktanbindungskonzept durch eine Maßnahme. Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform und der ggf. anteiligen DC-Schaltanlage im Suchraum Heide. Hierbei wird das DC-Kabelsystem von der Konverterplattform in der ausschließlichen Wirtschaftszone über den Grenzkorridor N-V durch das Küstenmeer zur DC-Schaltanlage im Suchraum Heide geführt.

Nach aktuellem Planungsstand ist das Netzanbindungssystem NOR-12-2 als Teil eines Multiterminal-(Hub)-Systems im Suchraum Heide in Schleswig-Holstein vorgesehen. Die Multiterminallösung umfasst das Netzanbindungssystem NOR-12-2, das Netzanbindungssystem NOR-x-3 sowie die HGÜ-Verbindung DC31. Gegenüber einer Auslegung mit mehreren Konvertern bietet die Multiterminallösung ein Potenzial zur Senkung der Kosten sowie der Rauminanspruchnahme (siehe hierzu auch Kapitel 5.1.4 des Netzentwicklungsplans Strom (NEP).

In Gebiet N-12 wird insgesamt eine installierte Erzeugungsleistung durch Offshore-Windenergieanlagen in Höhe von ca. 4.500 MW erwartet. Das Gebiet N-12 weist gemäß FEP 2020 eine Größe von ca. 494 km² auf. Die Übertragungsnetzbetreiber nehmen im NEP 2035 (2021) für das Gebiet N-12 eine Leistungsdichte von ca. 9 MW/km² an. Die genaue Leistungsermittlung für das Gebiet N-12 erfolgt in der nächsten Fortschreibung des FEP durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie. Die Erschließung erfolgt voraussichtlich durch zwei Netzanbindungssysteme: die beiden geplanten DC-Netzanbindungssystem NOR-12-1 und NOR-12-2.

Maßnahmen-Nr.	Maßnahmen-Name	Bundesländer	Trassenlänge	Szenario (Beginn der Umsetzung/ geplante Fertigstellung)				Umsetzungsstand (Kategorien siehe Kapitel 6)	bestätigt von der BNetzA
				A 2035	B 2035	C 2035	B 2040		
M43	HGÜ-Verbindung NOR-12-2 (LanWin2)	SH	ca. 295 km	2032	2032	2032	2032		✓

Das Netzanbindungssystem NOR-12-2 wird gemäß aktuellem Stand des FEP als 66-kV-Direktanbindungskonzept ausgeführt. Bei diesem Konzept werden die 66-kV-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Konverterplattform des Übertragungsnetzbetreibers verbunden. Für die erforderlichen 66-kV-Kabel in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese nach den Festlegungen gemäß aktuellem Stand des FEP im Eigentum des OWP befinden.

Für die Leistungen der Flächen, die durch das Netzanbindungssystem NOR-12-2 angeschlossen werden, sind nach aktuellem Stand des FEP noch keine Ausschreibungstermine durch die Bundesnetzagentur bekannt.

1 Änderung der Anbindungsreihenfolge von OWP im Gebiet N-13 auf OWP im Gebiet N-12 und der damit einhergehenden Projektbenennung von NOR-13-1 (LanWin5) auf NOR-12-2 (LanWin2), der Trassenlänge von ca. 235 km auf ca. 295 km, des Vorhabenträgers von TenneT auf 50Hertz, der Erweiterung des Netzverknüpfungspunkts Heide/West auf Suchraum Heide und der Beschreibung des Multi-Terminal-Hub-Konzepts (DC31, NOR-12-2, NOR-x-3) entsprechend der Bestätigung der BNetzA vom 14.01.2022.

Begründung des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen im Gebiet N-12 erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in DC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von 2.000 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume.

Durch die Führung des DC-Kabelsystems durch den Grenzkorridor N-V ergibt sich eine Anlandung in Schleswig-Holstein. Es erfolgt eine Anbindung des Netzanbindungssystems NOR-12-2 an den im Eigentum und in der Regelzone von 50Hertz gelegenen Teil der DC-Schaltanlage im Suchraum Heide (NVP). Nach aktuellem Planungsstand wird das Netzanbindungssystem NOR-12-2 Bestandteil eines Multiterminal-(Hub)-Systems, bestehend aus NOR-12-2, NOR-x-3 und DC31, im Suchraum Heide in Schleswig-Holstein sein.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technolo giekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative NVP betrachtet. Die Prüfung alternativer NVP ist projektbezogen und kann sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des aktuellen Stands des FEP um. Kapitel 3.2 des NEP führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen unterschiedliche Szenarien und dem folgend verschiedene Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen möglich sind. Die im Szenariorahmen definierten Szenarien führen im Ergebnis des NEP jedoch nicht zu verschiedenen Gesamtplanalternativen, da auch bei geringeren Ausbaupfaden bis 2035 davon auszugehen ist, dass der Ausbau der Offshore-Windenergieanlagen auch nach 2035 fortgesetzt wird (vgl. Kapitel 3.1).

Prüfung nach NOVA

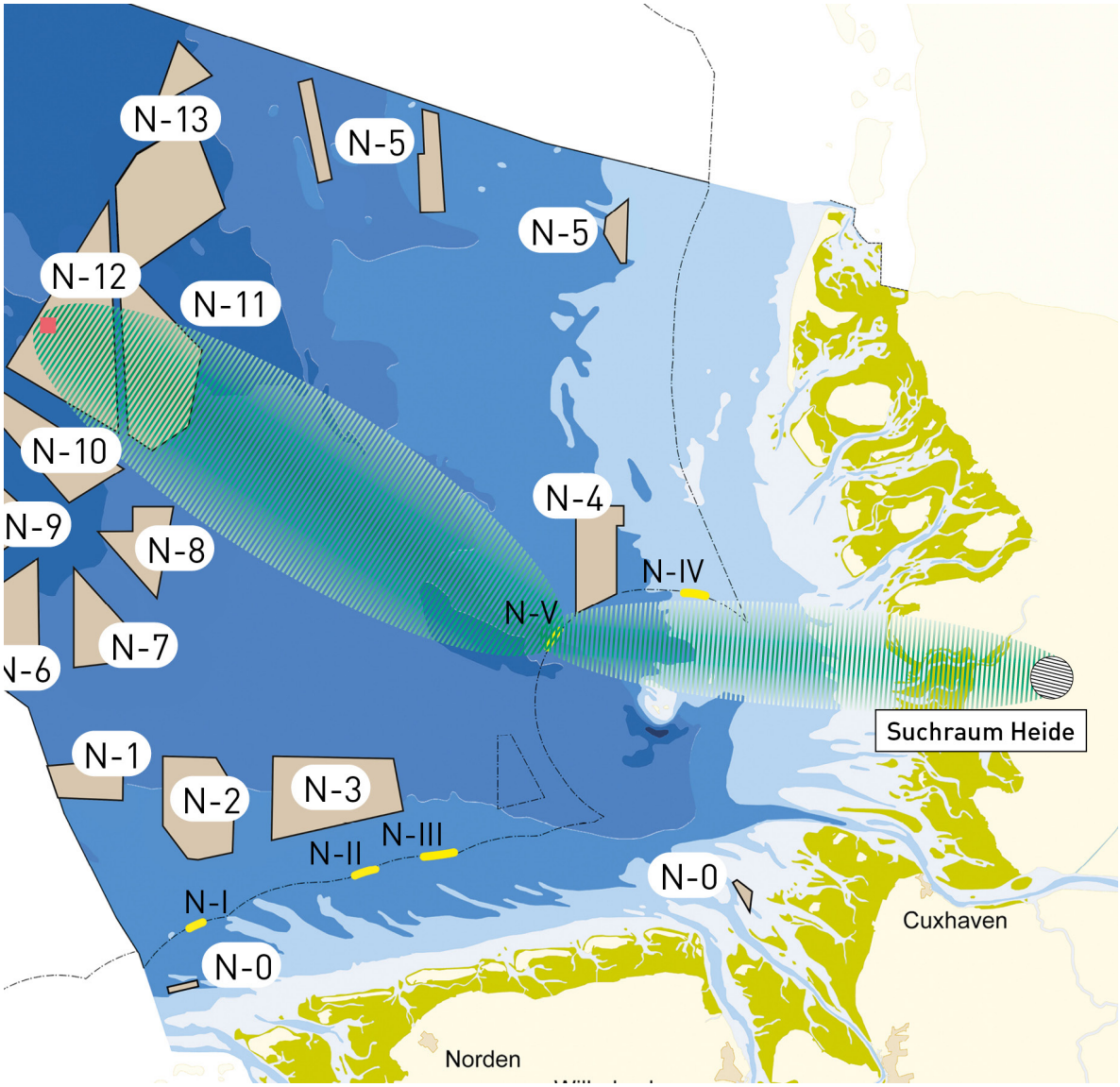
Die im NEP erfolgende Prüfung nach NOVA ist für Offshore-Maßnahmen im NEP nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Zubau-Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt, die zur Erfüllung der gesetzlichen Offshore-Ausbauziele in Deutschland erforderlich sind. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Für den Raum Heide bzw. die Netzanbindungssysteme NOR-12-2 und NOR-x-3 wurden im Zusammenhang mit der HGÜ-Verbindung DC31 verschiedenste Anbindungskonzepte geprüft und im Rahmen der Konsultation der Bundesnetzagentur öffentlich diskutiert. Im Ergebnis zeigte sich die vorgesehene Lösung als Multiterminal-(Hub)-System – bestehend aus NOR-12-2, NOR-x-3 und DC31 – im Suchraum Heide in Schleswig-Holstein als technisch-wirtschaftlich optimale Gesamtlösung. Alternative NVP für die Netzanbindungssysteme wurden in diesem Zusammenhang ebenfalls geprüft und zugunsten der hier dargestellten Multiterminal-(Hub)-System-Lösung verworfen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt NOR-12-2 wurde im NEP 2035 (2021) in der dargestellten Ausführung erstmalig identifiziert und durch die BNetzA bestätigt.


N-13
N-5
N-5
N-12
N-11
N-10
N-4
N-9
N-8
N-IV
N-V
N-7
N-6
Suchraum Heide
N-1
N-2
N-3
N-III
N-II
N-0
N-I
Cuxhaven
N-0
Norden

NOR-13-1[1]
DC-Netzanbindungssystem NOR-13-1 (LanWin5)

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Beschreibung des geplanten Projekts

Ziel des Projekts ist die Anbindung von Offshore-Windparks (OWP) in der Nordsee im Gebiet N-13 (Zone 3). Der Netzverknüpfungspunkt (NVP) befindet sich im Suchraum Zensenbusch in Nordrhein-Westfalen. Die Netzanbindung wird in HGÜ-Technik realisiert und ist gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des Flächenentwicklungsplans (FEP) 2020 vom 18.12.2020 für eine Übertragungsleistung von 2.000 MW ausgelegt.

Die Umsetzung des Projekts erfolgt, bedingt durch das vorgesehene 66-kV-Direktanbindungskonzept, durch eine Maßnahme. Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform und dem genannten NVP im Suchraum Zensenbusch sowie der landseitigen Konverterstation und der Anbindungsleitung in das bestehende 380-kV-AC-Netz von Amprion. Hierbei wird das DC-Kabelsystem von der Konverterplattform in der ausschließlichen Wirtschaftszone über den Grenzkorridor N-III durch das Küstenmeer zum genannten NVP geführt.

In Gebiet N-13 wird insgesamt eine installierte Erzeugungsleistung durch Offshore-Windenergieanlagen in Höhe von ca. 2.000 MW erwartet. Das Gebiet N-13 weist gemäß FEP 2020 eine Größe von ca. 270 km² auf. Die Übertragungsnetzbetreiber nehmen im Netzentwicklungsplan Strom (NEP) 2035 (2021) für das Gebiet N-13 eine Leistungsdichte von ca. 8 MW/km² an. Die genaue Leistungsermittlung für das Gebiet N-13 erfolgt in der nächsten Fortschreibung des FEP durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie. Die Erschließung erfolgt durch das geplante DC-Netzanbindungssystem NOR-13-1.

Maßnahmen-Nr.	Maßnahmen-Name	Bundesländer	Trassenlänge	Szenario (Beginn der Umsetzung/ geplante Fertigstellung)				Umsetzungsstand (Kategorien siehe Kapitel 6)	bestätigt von der BNetzA
				A 2035	B 2035	C 2035	B 2040		
M243	HGÜ-Verbindung NOR-13-1 (LanWin5)	NW	ca. 557 km	2030/2035	2030/2035	2030/2035	2030/2035		✓

Das Netzanbindungssystem NOR-13-1 wird gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des FEP als 66-kV-Direktanbindungskonzept ausgeführt. Bei diesem Konzept werden die 66-kV-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Konverterplattform des Übertragungsnetzbetreibers verbunden. Für die erforderlichen 66-kV-Kabel in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese nach den Festlegungen gemäß FEP im Eigentum und in Zuständigkeit des OWP befinden.

Für die Leistungen der Flächen, die durch das Netzanbindungssystem NOR-13-1 angeschlossen werden, sind gemäß FEP noch keine Ausschreibungstermine bekannt.

1 Änderung der Anbindungsreihenfolge von OWP im Gebiet N-12 auf OWP im Gebiet N-13, der damit einhergehenden Projektbenennung von NOR-12-1 (LanWin1) auf NOR-13-1 (LanWin5) und der sich ergebenden Trassenlänge von ca. 472 km auf ca. 557 km entsprechend der Bestätigung der BNetzA vom 14.01.2022.

Begründung des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windparks im Gebiet N-13 erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in DC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von 2.000 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume.

Durch die Führung des DC-Kabelsystems durch den Grenzkorridor N-III gemäß FEP ergibt sich eine Anlandung im nordwestlichen Niedersachsen. Es wird der Suchraum Zensenbusch als NVP gewählt, weil es der nächstgelegene NVP ist, an dem zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme des Netzanbindungssystems NOR-13-1 freie Kapazität zur Verfügung steht. Zensenbusch bietet sich als NVP an, da die in der Vergangenheit angeschlossenen Kraftwerksblöcke A und B stillgelegt wurden und die vorhandene Leitungstrasse unmittelbar entlang des anvisierten NVP verläuft. Zur Anbindung an das 380-kV-Netz muss die Schaltanlage neu errichtet werden.

Die netztechnische Begründbarkeit lastnaher NVP ergibt sich hierbei vor allem aus einer Zunahme insbesondere des großindustriellen Verbrauchs aufgrund von Dekarbonisierungsbestrebungen und Digitalisierungung im Rhein-Ruhr und Rhein-Main Gebiet bei einer gleichzeitigen Außerbetriebnahme großer Kohlekraftwerke in den Regionen. Der lastnahe Anschluss von Netzanbindungssystemen kompensiert somit die wegfallende Erzeugungsleistung ohne zu einer signifikanten Mehrauslastung des Bestandsnetzes zu führen. Die dadurch einsparbaren Engpassvermeidungskosten rechtfertigen somit die längeren landseitigen Kabeltrassen, die mit lastnahen NVP einhergehen.

Aufgrund steigender Einspeiseleistung aus Offshore-Windenergieanlagen in der Nordsee und zur besseren Anbindung der besagten OWP ist das Netzanbindungssystem NOR-13-1 erforderlich. Auf diese Weise wird die Leistungsfähigkeit des Übertragungsnetzes sichergestellt, die Nachfrage nach Übertragung von Elektrizität befriedigt und durch entsprechende Übertragungskapazität und Zuverlässigkeit des Netzes ein Beitrag zur Versorgungssicherheit geleistet.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative NVP betrachtet. Die Prüfung alternativer NVP ist projektbezogen und kann sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend den technischen Planungsgrundsätzen des FEP um. Kapitel 3.1 des NEP führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen unterschiedliche Szenarien und dem folgend verschiedene Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen möglich sind. Die im Szenariorahmen definierten Szenarien führen im Ergebnis des NEP jedoch nicht zu verschiedenen Gesamtplanalternativen, da auch bei geringeren Ausbaupfaden bis 2035 davon auszugehen ist, dass der Ausbau der Offshore-Windenergieanlagen auch nach 2035 fortgesetzt wird (vgl. Kapitel 3.1).

Prüfung nach NOVA

Die im NEP erfolgende Prüfung nach dem NOVA-Prinzip ist für Offshore-Maßnahmen im NEP nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Zubau-Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

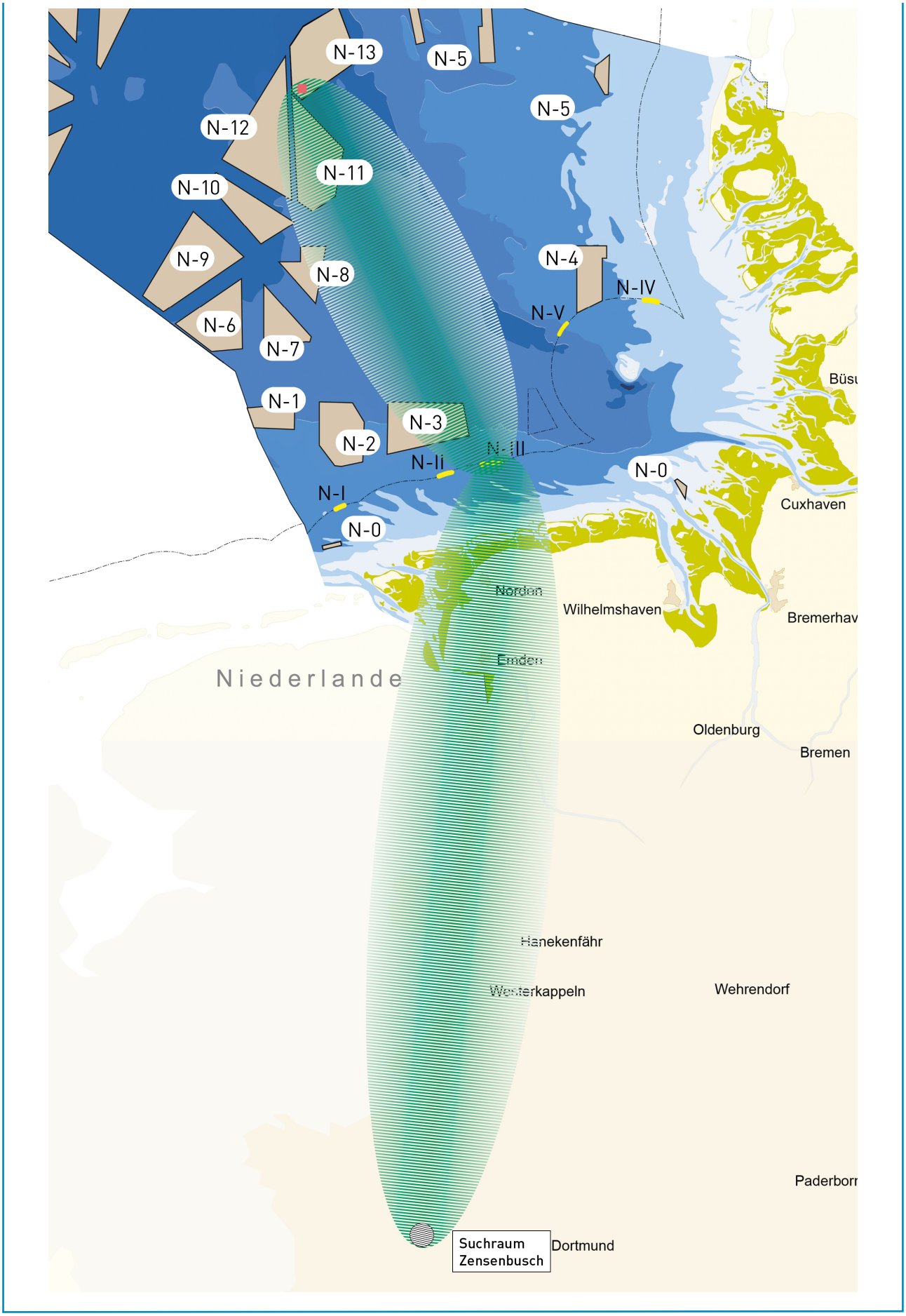
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Weiter nördlich gelegene existierende NVP sind bereits durch den Anschluss anderer DC-Netzanbindungssysteme hoch ausgelastet oder kommen aufgrund baulicher sowie netztechnischer Restriktionen nicht in Betracht. Weiter südlich gelegene NVP hätten eine längere landseitige Kabeltrasse. Daher ist mit Blick auf eine kosteneffiziente Anbindung und einen möglichst geringen Trassenraum der gewählte NVP vorzuziehen.

In den Netzanalysen wurde das Netzanbindungssystem in eine Umspannanlage (UA) am Standort Zensenbusch eingebunden. Die Realisierbarkeit des NVP Zensenbusch ist abhängig von zukünftigen Grundstücksverfügbarkeiten im Bereich des stillgelegten Kraftwerks Voerde. Im Falle einer Nichtverfügbarkeit von Grundstücken käme alternativ ein Neubau einer UA mit Einbindung in die bestehenden 380-kV-Leitungen zwischen Niederrhein und Walsum in Betracht. Somit umfasst der Suchraum Teile der Gemeindegebiete von Voerde und Wesel. Der Einfluss einer entsprechenden geringfügigen regionalen Verschiebung des NVP auf den überregionalen Leistungsfluss ist vernachlässigbar. Beide Varianten sind aus elektrotechnischer Sicht gut geeignet.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Netzanbindungssystem NOR-13-1 wurde im Offshore-Netzentwicklungsplan 2013 erstmalig identifiziert und wurde im NEP 2030 (2019) von der Bundesnetzagentur mit dem NVP Wilhelmshaven 2 bestätigt unter dem Vorbehalt, dass die potenziellen Flächen, die durch das entsprechende Netzanbindungssystem erschlossen werden sollen, in einer Fortschreibung des FEP als Flächen festgelegt werden. Die Flächenfestlegung gemäß FEP sieht allerdings ein zusätzliches Potenzial durch das Netzanbindungssystem NOR-9-2, welches zur Erreichung der Offshore-Ziele bis 2030 vor NOR-12-1 erschlossen wird. Der Anschluss des Netzanbindungssystems NOR-9-2 erfolgt dabei am NVP Wilhelmshaven 2. Das Netzanbindungssystem NOR-13-1 steht somit stattdessen im Rahmen des NEP 2035 (2021) für eine Anbindung an den NVP im Suchraum Zensenbusch zur Verfügung und wurde von der BNetzA bestätigt.


N-13
N-5
N-5
N-12
N-11
N-10
N-9
N-8
N-4
N-IV
N-V
N-6
N-7
N-1
N-3
N-2
N-II
N-Ii
N-I
N-0
N-0
Büsu
Cuxhaven
Norden
Wilhelmshaven
Bremerhav
Emden
Niederlande
Oldenburg
Bremen
Hanekenfähr
Westerkappeln
Wehrendorf
Paderborn
Suchraum Zensenbusch
Dortmund

NOR-x-1 (Zone 4)[1]
DC-Netzanbindungssystem NOR-x-1 (Zone 4)

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Beschreibung des geplanten Projekts

Zur Erreichung der szenariospezifischen Ausbauziele in Szenario C 2035 (34 GW) und Szenario B 2040 (40 GW) sind Netzanbindungssysteme aus der sogenannten Zone 4 der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) der Nordsee erforderlich. Diese gehen über den im aktuellen Flächenentwicklungsplan (FEP) 2020 dargestellten Ausbaupfad für Offshore-Windenergie hinaus. Dementsprechend sind für diese Netzanbindungssysteme weder konkrete Standorte für die Konverterplattformen innerhalb der Gebiete noch die Trassenführung der HGÜ-Verbindungen von den Konverterplattformen zu den landseitigen Netzverknüpfungspunkten (NVP) bekannt. Für die Verortung der Konverterplattform wird daher ein sich über Zone 4 erstreckender Suchraum betrachtet. Es wird weiterhin angenommen, dass jegliche Netzanbindungssysteme aus Zone 4 mit einem NVP in Niedersachsen oder Nordrhein-Westfalen über den Grenzkorridor N-III bzw. mit NVP in Schleswig-Holstein über den Grenzkorridor N-V geführt werden. Entsprechend sind für diese Trassen ebenfalls Suchräume dargestellt, die mit erneuter Fortschreibung des FEP mit Aufnahme der Gebiete und Flächen in Zone 4 konkretisiert werden können.

Ziel des Projekts ist die Anbindung von Offshore-Windparks (OWP) in der Nordsee aus der Zone 4 der AWZ an den NVP Suchraum Ovelgönne, Rastede, Westerstede und Wiefelstede in Niedersachsen. Die Übertragungsnetzbetreiber gehen davon aus, dass die Netzanbindungssysteme aus der Zone 4 in HGÜ-Technik realisiert werden und voraussichtlich für eine Übertragungsleistung von 2.000 MW ausgelegt werden.

Es wird angenommen, dass die Umsetzung des Projekts durch das 66-kV-Direktanbindungskonzept durch eine Maßnahme erfolgt. Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform und dem oben genannten NVP Suchraum sowie der landseitigen Konverterstation. Hierbei soll das DC-Kabelsystem von der Konverterplattform in der ausschließlichen Wirtschaftszone über den Grenzkorridor N-III durch das Küstenmeer über die Insel Baltrum oder Langeoog zum o. g. NVP Suchraum geführt werden.

Nach aktuellem Planungsstand ist das Netzanbindungssystem NOR-x-1 als Teil eines Multiterminal-(Hub)-Systems am Standort Suchraum Ovelgönne, Rastede, Westerstede und Wiefelstede in Niedersachsen vorgesehen. Die Multiterminallösung kann das Netzanbindungssystem NOR-x-1 und eine am Standort Suchraum Ovelgönne, Rastede, Westerstede und Wiefelstede für Multiterminal verfügbare HGÜ-Verbindung mit einer Nennleistung von 2 GW und mit Ein- und Ausspeisefähigkeit in Niedersachsen umfassen. Gegenüber einer Auslegung mit zwei Konvertern bietet die Multiterminallösung ein Potenzial zur Senkung der Kosten sowie der Rauminanspruchnahme (siehe hierzu auch Kapitel 5.1.4 des Netzentwicklungsplans Strom (NEP).

Die zu erwartenden installierte Erzeugungsleistung durch Offshore-Windenergie in den Zonen 4 und 5 der Nordsee wird Gegenstand zukünftiger Fortschreibungen des FEP sein und kann daher zum jetzigen Zeitpunkt nicht hinreichend genau bestimmt werden.

Der Anschluss des Netzanbindungssystems NOR-x-1 an den o. g. NVP Suchraum steht im Zusammenhang mit den landseitigen Maßnahmen P119 Netzverstärkung und -ausbau Conneforde – Elsfleth/West – Samtgemeinde Sottrum und DC34 HGÜ-Verbindung Suchraum Ovelgönne, Rastede, Westerstede und Wiefelstede – Bürstadt. Zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme des Netzanbindungssystems NOR-x-1 ist zur Abführung der Leistung mindestens die Fertigstellung der im Rahmen von P119 zu errichtenden 380-kV-Schaltanlage Suchraum Ovelgönne, Rastede, Westerstede und Wiefelstede erforderlich, wenn DC34 bis dahin noch nicht in Betrieb sein sollte.

1 Änderung der geplanten Fertigstellung im Szenario B 2040 von 2036 auf 2035 entsprechend der Bestätigung der BNetzA vom 14.01.2022.

Maßnahmen-Nr.	Maßnahmen-Name	Bundesländer	Trassenlänge	Szenario (Beginn der Umsetzung/ geplante Fertigstellung)				Umsetzungsstand (Kategorien siehe Kapitel 6)	bestätigt von der BNetzA
				A 2035	B 2035	C 2035	B 2040		
M248	HGÜ-Verbindung NOR-x-1 (Zone 4)	NI	ca. 350 km			2030/2035	2030/2035		✓

Es wird angenommen, dass das Netzanbindungssystem NOR-x-1 als 66-kV-Direktanbindungskonzept ausgeführt wird. Bei diesem Konzept werden die 66-kV-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Konverterplattform des Übertragungsnetzbetreibers verbunden. Für die erforderlichen 66-kV-Kabel in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese nach den Festlegungen gemäß aktuellem Stand des FEP im Eigentum des OWP befinden.

Für die Leistungen der Flächen, die durch das Netzanbindungssystem NOR-x-1 angeschlossen werden, sind nach aktuellem Stand des FEP noch keine Ausschreibungstermine bekannt.

Begründung des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen in der Zone 4 der AWZ der Nordsee erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in DC-Technologie mit einer voraussichtlichen Übertragungsleistung von 2.000 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume.

Durch die Führung des DC-Kabelsystems durch den Grenzkorridor N-III ergibt sich eine Anlandung in Niedersachsen. Es wird der Suchraum Ovelgönne, Rastede, Westerstede und Wiefelstede als NVP gewählt, weil es das nächstgelegene Umspannwerk ist, an dem zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme des Netzanbindungssystems NOR-x-1 freie Kapazität zur Verfügung stehen wird. Im o. g. Suchraum ist darüber hinaus perspektivisch ein DC-Hub geplant, von dem aus landseitige DC-Verbindungen (zum Abtransport der Offshore-Windenergie) in Richtung Süd- und Westdeutschland geführt werden sollen. Unabhängig von der Wahl vom o. g. Suchraum als NVP für Netzanbindungssysteme sind Netzverstärkungs- bzw. Netzausbaumaßnahmen von Conneforde über Elsfleth/West nach Samtgemeinde Sottrum und vom Suchraum Ovelgönne, Rastede, Westerstede und Wiefelstede nach Bürstadt notwendig.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative NVP betrachtet. Die Prüfung alternativer NVP ist projektbezogen und kann sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des aktuellen Stands des FEP um. Kapitel 3.2 des NEP führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen unterschiedliche Szenarien und dem folgend verschiedene Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen möglich sind. Die im Szenariorahmen definierten Szenarien führen im Ergebnis des NEP jedoch nicht zu verschiedenen Gesamtplanalternativen, da auch bei geringeren Ausbaupfaden bis 2035 davon auszugehen ist, dass der Ausbau der Offshore-Windenergieanlagen auch nach 2035 fortgesetzt wird (vgl. Kapitel 3.1).

Prüfung nach NOVA

Die im NEP erfolgende Prüfung nach NOVA ist für Offshore-Maßnahmen im NEP nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Zubau-Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt, die zur Erfüllung der gesetzlichen Offshore-Ausbauziele in Deutschland erforderlich sind. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

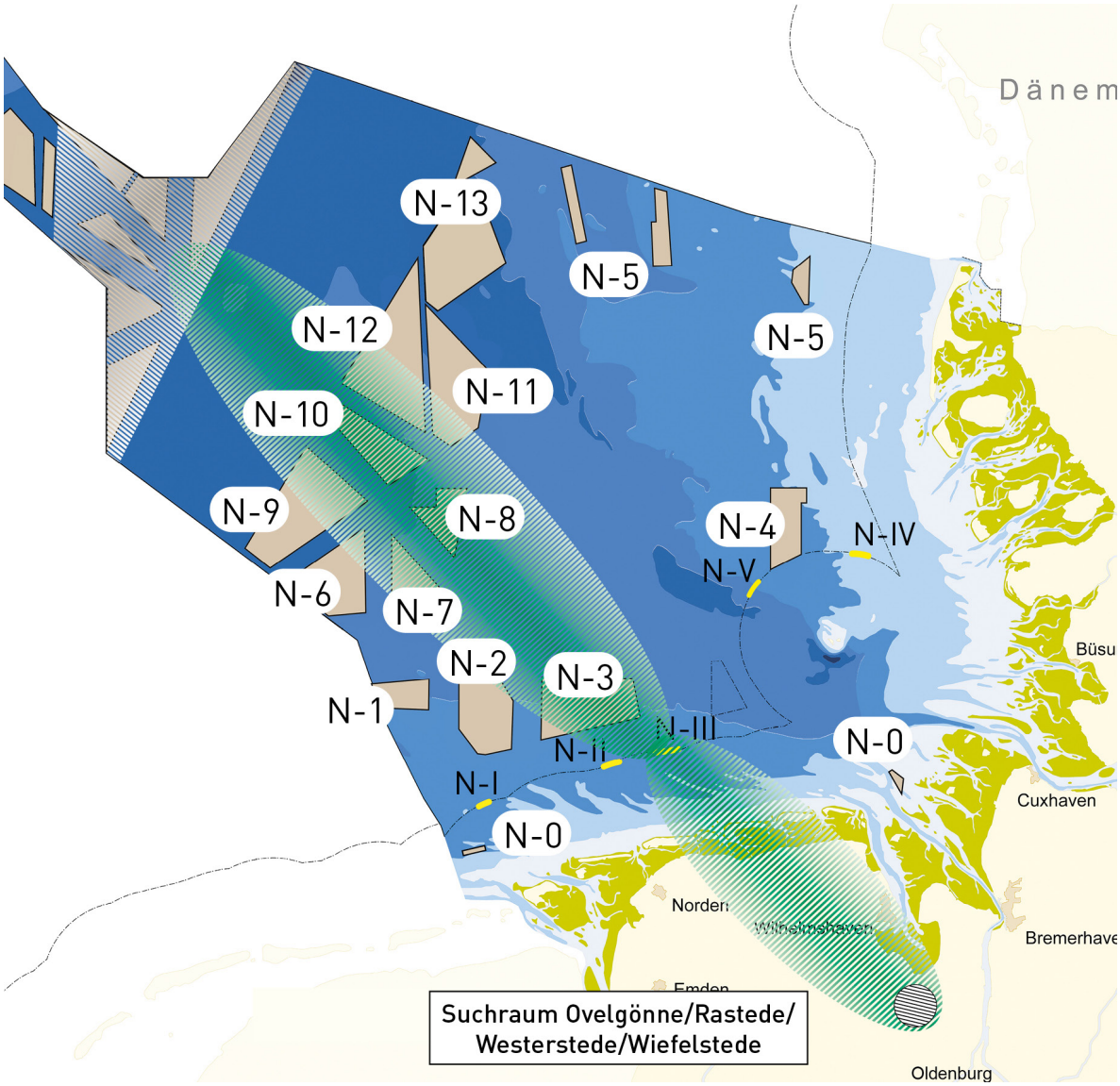
Als alternativer NVP würde das Umspannwerk Wilhelmshaven 2 in Betracht kommen, an dem bereits das DC-Netzanbindungssystem NOR-9-2 vorgesehen ist. Bei einem Anschluss von weiteren 2 GW aus Offshore-Windenergie wäre die eingespeiste Leistung über die AC-Netzinfrastruktur zu transportieren, wodurch insbesondere ab dem Umspannwerk Conneforde Netzengpässe zu erwarten sind.

Der alternative NVP Unterweser an den bereits die Netzanbindungssysteme NOR-9-1 und NOR-10-1 angeschlossen werden sollen, scheidet aufgrund der limitierten Platzverhältnisse für die Errichtung einer weiteren Konverterstation und aufgrund der Überlastung des landseitigen Netzes in Folge der weiteren Konzentration der Einspeisung aus Offshore-Windenergie an dieser Schaltanlage ebenfalls aus.

Aus räumlichen Gründen bietet sich der Anschluss des DC-Netzanbindungssystems NOR-x-1 an den NVP Emden/Ost an. Der Anschluss am NVP Emden/Ost ist ebenfalls nicht möglich, da am dortigen Umspannwerk der Anschluss von bereits drei DC-Netzanbindungssystemen mit jeweils 900 MW geplant ist. Der zusätzliche Anschluss von NOR-x-1 mit 2.000 MW in dieser Schaltanlage würde das UCTE-Kriterium verletzen, laut dem der Ausfall von gekuppelten Sammelschienen nicht zu einem Erzeugungsausfall von mehr als 3.000 MW führen darf. Eine bauliche Entkopplung der Sammelschienen ist am NVP Emden/Ost räumlich nicht möglich.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt NOR-x-1 wurde im NEP 2035 (2021) erstmalig identifiziert und durch die BNetzA bestätigt.


Dänem
N-13
N-5
N-12
N-5
N-11
N-10
N-9
N-8
N-4
N-IV
N-V
N-6
N-7
N-2
N-3
N-1
N-III
N-ii
N-0
N-I
N-0
Büsu
Cuxhaven
Norden
Wilhelmshaven
Bremerhave
Emden
Oldenburg
Suchraum Ovelgönne/Rastede/
Westerstede/Wiefelstede

NOR-x-2 (Zone 4)[1]
DC-Netzanbindungssystem NOR-x-2 (Zone 4)

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Beschreibung des geplanten Projekts

Ziel des Projekts ist die Anbindung von Offshore-Windparks (OWP) aus Zone 4 der AWZ der Nordsee an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) Rommerskirchen in Nordrhein-Westfalen.

Zur Erreichung der szenariospezifischen Ausbauziele in Szenario C 2035 (34 GW) und Szenario B 2040 (40 GW) sind Netzanbindungssysteme aus der sogenannten Zone 4 der AWZ der Nordsee erforderlich. Diese gehen über den im aktuellen Flächenentwicklungsplan (FEP) 2020 vom 18.12.2020 dargestellten Ausbaupfad für Offshore-Windenergie hinaus. Dementsprechend sind für diese Netzanbindungssysteme weder konkrete Standorte für die Konverterplattformen innerhalb der Gebiete noch die Trassenführung der HGÜ-Verbindungen von den Konverterplattformen zu den landseitigen Netzverknüpfungspunkten (NVP) bekannt. Für die Verortung der Konverterplattform wird daher ein sich über Zone 4 erstreckender Suchraum betrachtet. Es wird weiterhin angenommen, dass jegliche Netzanbindungssysteme aus Zone 4 mit einem NVP in Niedersachsen oder Nordrhein-Westfalen über den Grenzkorridor N-III bzw. mit NVP in Schleswig-Holstein über den Grenzkorridor N-V geführt werden. Entsprechend sind für diese Trassen ebenfalls Suchräume dargestellt, die mit erneuter Fortschreibung des FEP mit Aufnahme der Gebiete und Flächen in Zone 4 konkretisiert werden können.

Die Netzanbindung wird in HGÜ-Technik realisiert und ist gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des FEP für eine Übertragungsleistung von 2.000 MW ausgelegt.

Die Umsetzung des gesamten Projekts erfolgt, bedingt durch das vorgesehene 66-kV-Direktanbindungskonzept, durch eine Maßnahme. Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform und dem genannten NVP Rommerskirchen sowie der landseitigen Konverterstation und der Anbindungsleitung in das bestehende 380-kV-AC-Netz von Amprion. Hierbei soll das DC-Kabelsystem von der Konverterplattform in der ausschließlichen Wirtschaftszone über den Grenzkorridor N-III durch das Küstenmeer zum NVP Rommerskrichen geführt werden.

Maßnahmen-Nr.	Maßnahmen-Name	Bundesländer	Trassenlänge	Szenario (Beginn der Umsetzung/ geplante Fertigstellung)				Umsetzungsstand (Kategorien siehe Kapitel 6)	bestätigt von der BNetzA
				A 2035	B 2035	C 2035	B 2040		
M246	HGÜ-Verbindung NOR-x-2 (Zone 4)	NW	ca. 652 km				2031/2036		✓[2]

Das Netzanbindungssystem NOR-x-2 (Zone 4) wird gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des FEP als 66-kV-Direktanbindungskonzept ausgeführt. Bei diesem Konzept werden die 66-kV-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Konverterplattform des Übertragungsnetzbetreibers verbunden. Für die erforderlichen 66-kV-Kabel in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese nach den Festlegungen gemäß FEP im Eigentum und in Zuständigkeit des OWP befinden.

Für die Leistungen der Flächen, die durch das Netzanbindungssystem NOR-x-2 (Zone 4) angeschlossen werden, sind gemäß FEP noch keine Ausschreibungstermine bekannt.

1 Änderung der geplanten Fertigstellung im Szenario B 2040 von 2037 auf 2036 entsprechend der Bestätigung der BNetzA vom 14.01.2022.

2 Die Bestätigung der BNetzA steht unter dem Vorbehalt, dass die potenziellen Flächen, die durch dieses Netzanbindungssystem erschlossen werden sollen, in einer Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans als Flächen festgelegt werden.

Begründung des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch OWP in Zone 4 erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in DC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von 2.000 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume.

Durch die voraussichtliche Führung des DC-Kabelsystems durch den Grenzkorridor N-III ergibt sich eine Anlandung im nordwestlichen Niedersachsen. Es wird Rommerskirchen als NVP gewählt, weil es die nächstgelegene 380-kV-Anlage ist, an der zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme des Netzanbindungssystems NOR-x-2 (Zone 4) freie Kapazität zur Verfügung steht. Rommerskirchen ist als NVP besonders geeignet,

da es sich um einen gut in das umliegende Übertragungsnetz integrierten Netzknoten handelt, wodurch eine weiträumige Verteilung der angeschlossenen Erzeugungsleistung möglich wird. Insbesondere vor dem Hintergrund der Außerbetriebnahme großer Braunkohleerzeugungskapazitäten, welche heute am Standort Rommerskirchen angeschlossen sind, verfügt der NVP über eine hohe Aufnahmefägigkeit für elektrische Leistung aus regenerativer Erzeugung.

Die netztechnische Begründbarkeit lastnaher NVP ergibt sich hierbei vor allem aus einer Zunahme insbesondere des großindustriellen Verbrauchs aufgrund von Dekarbonisierungsbestrebungen und Digitalisierungung im Rhein-Ruhr und Rhein-Main Gebiet bei einer gleichzeitigen Außerbetriebnahme großer Kohlekraftwerke in den Regionen. Der lastnahe Anschluss von Netzanbindungssystemen kompensiert somit die wegfallende Erzeugungsleistung ohne zu einer signifikanten Mehrauslastung des Bestandsnetzes zu führen. Die dadurch einsparbaren Engpassvermeidungskosten rechtfertigen somit die längeren landseitigen Kabeltrassen, die mit lastnahen NVP einhergehen.

Aufgrund steigender Einspeiseleistung aus Offshore-Windenergieanlagen in der Nordsee und zur besseren Anbindung der besagten OWP ist das Netzanbindungssystem NOR-x-2 erforderlich. Auf diese Weise wird die Leistungsfähigkeit des Übertragungsnetzes sichergestellt, die Nachfrage nach Übertragung von Elektrizität befriedigt und durch entsprechende Übertragungskapazität und Zuverlässigkeit des Netzes ein Beitrag zur Versorgungssicherheit geleistet.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative NVP betrachtet. Die Prüfung alternativer NVP ist projektbezogen und kann sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend den technischen Planungsgrundsätzen des FEP um. Kapitel 3.1 des Netzentwicklungsplans Strom (NEP) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen unterschiedliche Szenarien und dem folgend verschiedene Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen möglich sind. Die im Szenariorahmen definierten Szenarien führen im Ergebnis des NEP jedoch nicht zu verschiedenen Gesamtplanalternativen, da auch bei geringeren Ausbaupfaden bis 2035 davon auszugehen ist, dass der Ausbau der Offshore-Windenergieanlagen auch nach 2035 fortgesetzt wird (vgl. Kapitel 3.1).

Prüfung nach NOVA

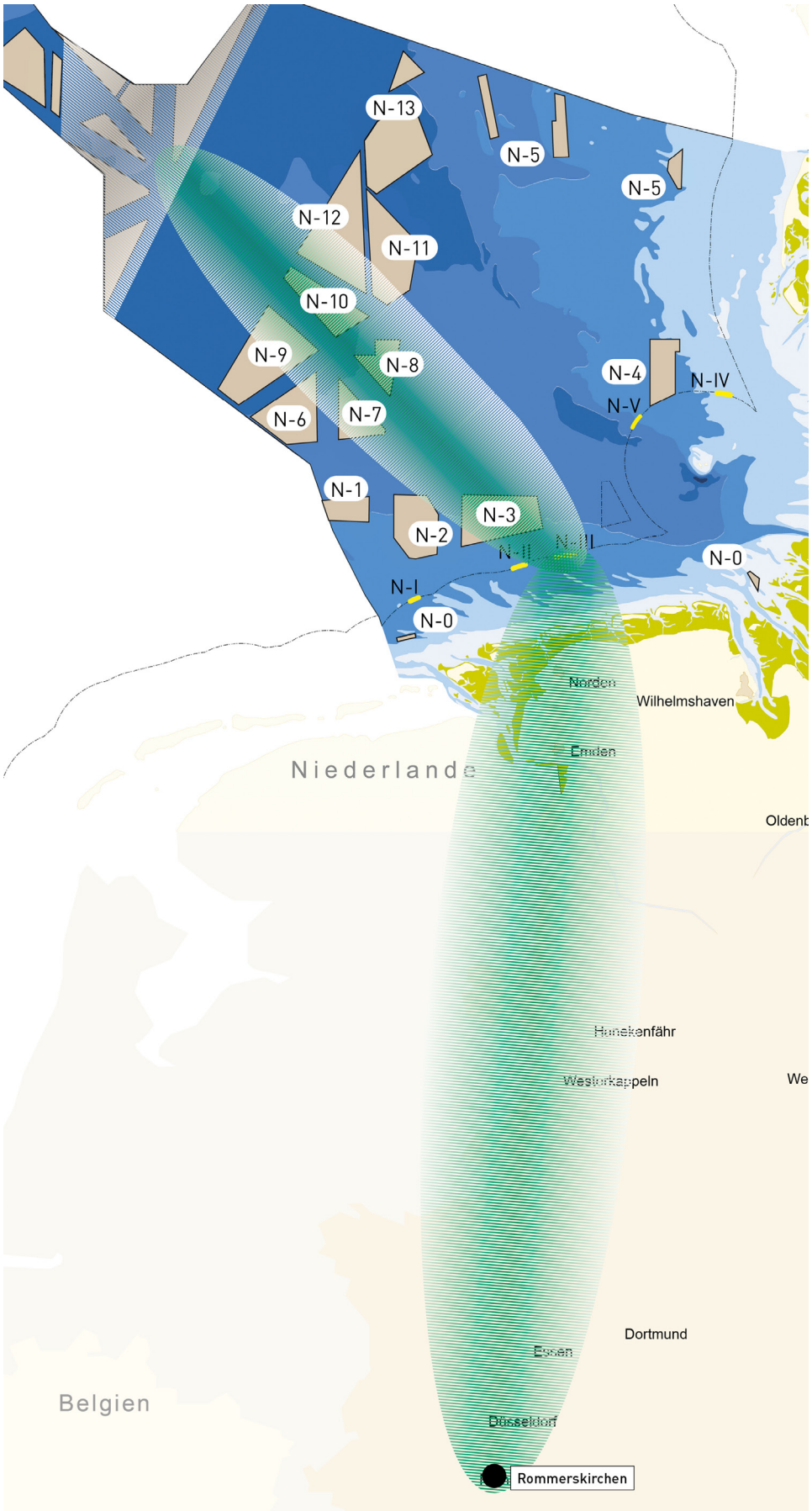
Die im NEP erfolgende Prüfung nach dem NOVA-Prinzip ist für Offshore-Maßnahmen im NEP nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Zubau-Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Für die Verortung der langfristig zu realisierenden Netzanbindungssysteme erfolgt eine Analyse von z. B. alten Kraftwerksstandorten und Energievorrangflächen in Nordrhein-Westfalen. Gegebenenfalls können ehemalige Kraftwerksstandorte östlich des Rheins und/oder im nördlichen Ruhrgebiet alternative Anschlusspunkte darstellen. Ein alternativer Anschluss des NVP im nördlichen Ruhrgebiet wäre mangels einer Rheinquerung einfacher zu realisieren. Inwieweit dies einen weiteren AC-Ausbau im Ruhrgebiet nach sich zieht, wird im Sinne einer insgesamt verträglichen sowie schnell realisierbaren Lösung dieser Alternative weiter untersucht werden.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt NOR-x-2 (Zone 4) wird im NEP 2035 (2021) erstmalig identifiziert und unter Vorbehalt durch die BNetzA bestätigt.


N-13
N-5
N-5
N-12
N-11
N-10
N-9
N-8
N-4
N-IV
N-V
N-6
N-7
N-1
N-3
N-2
N-II
N-III
N-0
N-I
N-0
Norden
Wilhelmshaven
Emden
Niederlande
Oldenb
Hunsekenfähr
Westerkappeln
We
Dortmund
Essen
Belgien
Düsseldorf
Rommerskirchen

NOR-x-3 (Zone 4)[1]
DC-Netzanbindungssystem NOR-x-3 (Zone 4)

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Beschreibung des geplanten Projekts

Zur Erreichung der szenariospezifischen Ausbauziele in Szenario C 2035 (34 GW) und Szenario B 2040 (40 GW) sind Netzanbindungssysteme aus der sogenannten Zone 4 der AWZ der Nordsee erforderlich. Diese gehen über den im aktuellen Flächenentwicklungsplan (FEP) 2020 dargestellten Ausbaupfad für Offshore-Windenergie hinaus. Dementsprechend sind für diese Netzanbindungssysteme weder konkrete Standorte für die Konverterplattformen innerhalb der Gebiete noch die Trassenführung der HGÜ-Verbindungen von den Konverterplattformen zu den landseitigen Netzverknüpfungspunkten (NVP) bekannt. Für die Verortung der Konverterplattform wird daher ein sich über Zone 4 erstreckender Suchraum betrachtet. Es wird weiterhin angenommen, dass jegliche Netzanbindungssysteme aus Zone 4 mit einem NVP in Niedersachsen oder Nordrhein-Westfalen über den Grenzkorridor N-III bzw. mit NVP in Schleswig-Holstein über den Grenzkorridor N-V geführt werden. Entsprechend sind für diese Trassen ebenfalls Suchräume dargestellt, die mit erneuter Fortschreibung des FEP mit Aufnahme der Gebiete und Flächen in Zone 4 konkretisiert werden können.

Ziel des Projekts ist die Anbindung von Offshore-Windparks (OWP) in der Nordsee aus der Zone 4 der AWZ an den im Eigentum von TenneT liegenden und in deren Regelzone gelegenen Teil der DC-Schaltanlage im Suchraum Heide nebst landseitiger Verbindung in Heide/West. Die Übertragungsnetzbetreiber gehen davon aus, dass die Netzanbindungssysteme aus der Zone 4 in HGÜ-Technik realisiert werden und voraussichtlich für eine Übertragungsleistung von 2.000 MW ausgelegt werden.

Es wird angenommen, dass die Umsetzung des Projekts durch das 66-kV-Direktanbindungskonzept durch eine Maßnahme erfolgt. Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform und dem genannten NVP Suchraum Heide sowie der anteiligen DC-Schaltanlage und der landseitigen Konverterstation. Hierbei wird das DC-Kabelsystem von der Konverterplattform in der ausschließlichen Wirtschaftszone über den Grenzkorridor N-V durch das Küstenmeer zum NVP Suchraum Heide geführt.

Nach aktuellem Planungsstand ist das Netzanbindungssystem NOR-x-3 als Teil eines Multiterminal-(Hub)-Systems im Suchraum Heide in Schleswig-Holstein vorgesehen. Die Multiterminallösung umfasst das Netzanbindungssystem NOR-x-3, das Netzanbindungssystem NOR-12-2 sowie die HGÜ-Verbindung DC31. Gegenüber einer Auslegung mit mehreren Konvertern bietet die Multiterminallösung ein Potenzial zur Senkung der Kosten sowie der Rauminanspruchnahme (siehe hierzu auch Kapitel 5.1.4 des Netzentwicklungsplans Strom (NEP). Als Teil einer Multiterminal-(Hub)-Lösung zusammen mit NOR-12-2 und DC31 ist der landseitige Konverter von NOR-x-3 inkl. AC-Anschluss an das Umspannwerk Heide/West bereits im Jahr 2032 in Betrieb zu nehmen. Gemäß den Szenarien des NEP 2035 (2021) ist eine Fertigstellung des gesamten Netzanbindungssystems in 2038 vorgesehen. Im Falle eines beschleunigten Ausbaus der Offshore-Windenergie entsprechend der politisch artikulierten Ziele wäre eine Fertigstellung des gesamten Netzanbindungssystems bereits in 2032 möglich.

Die zu erwartenden installierte Erzeugungsleistung durch Offshore-Windenergie in den Zonen 4 und 5 der Nordsee wird Gegenstand zukünftiger Fortschreibungen des FEP sein und kann daher zum jetzigen Zeitpunkt nicht hinreichend genau bestimmt werden. Der Anschluss des Netzanbindungssystems NOR-x-3 an den NVP Heide/West steht im Zusammenhang mit den landseitigen Netzausbaumaßnahmen (TTG-P25) an der Westküste Schleswig-Holsteins zwischen Süderdonn – Heide/West – Husum/Nord (Westküstenleitung) und den HGÜ-Maßnahmen DC25 (HGÜ-Verbindung Heide/West – Polsum) sowie DC31 (HGÜ-Verbindung Heide/West – Klein Rogahn).

1 Erweiterung des Netzverknüpfungspunkts Heide/West auf Suchraum Heide und Änderung der Beschreibung des Multi-Terminal-Hub-Konzepts (DC31, NOR-12-2, NOR-x-3) sowie der geplanten Fertigstellung im Szenario B 2040 von 2038 auf 2037 entsprechend der Bestätigung der BNetzA vom 14.01.2022.

Maßnahmen-Nr.	Maßnahmen-Name	Bundesländer	Trassenlänge	Szenario (Beginn der Umsetzung/ geplante Fertigstellung)				Umsetzungsstand (Kategorien siehe Kapitel 6)	bestätigt von der BNetzA
				A 2035	B 2035	C 2035	B 2040		
M249	HGÜ-Verbindung NOR-x-3 (Zone 4)	SH	ca. 310 km				2032/2037		✓[2]

Es wird angenommen, dass das Netzanbindungssystem NOR-x-3 als 66-kV-Direktanbindungskonzept ausgeführt wird. Bei diesem Konzept werden die 66-kV-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Konverterplattform des Übertragungsnetzbetreibers verbunden. Für die erforderlichen 66-kV-Kabel in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese nach den Festlegungen gemäß aktuellem Stand des FEP im Eigentum des OWP befinden.

Für die Leistungen der Flächen, die durch das Netzanbindungssystem NOR-x-3 angeschlossen werden, sind nach aktuellem Stand des FEP noch keine Ausschreibungstermine bekannt.

Begründung des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen in der Zone 4 der AWZ der Nordsee erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in DC-Technologie mit einer voraussichtlichen Übertragungsleistung von 2.000 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume.

Durch die Führung des DC-Kabelsystems durch den Grenzkorridor N-V ergibt sich eine Anlandung in Schleswig-Holstein. Es wird der im Eigentum von TenneT befindliche Teil der 525-kV-DC-Schaltanlage im Suchraum Heide als NVP gewählt, da nach aktuellem Planungsstand das Netzanbindungssystem NOR-x-3 Bestandteil eines Multiterminal-(Hub)-Systems, bestehend aus NOR-x-3, NOR-12-2 und DC31, im Suchraum Heide in Schleswig-Holstein ist. Darüber hinaus steht im Umspannwerk Heide/West zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme des landseitigen Konverters des Netzanbindungssystems NOR-x-3 in 2032 freie Kapazität zur Verfügung.

Unabhängig von der Wahl des Suchraums Heide als NVP für Netzanbindungssysteme sind Netzverstärkungs- bzw. Netzausbaumaßnahmen an der Westküste Schleswig-Holsteins sowie die HGÜ-Maßnahmen DC25 und DC31 notwendig.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative NVP betrachtet. Die Prüfung alternativer NVP ist projektbezogen und kann sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des aktuellen Stands des FEP um. Kapitel 3.2 des NEP führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen unterschiedliche Szenarien und dem folgend verschiedene Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen möglich sind. Die im Szenariorahmen definierten Szenarien führen im Ergebnis des NEP jedoch nicht zu verschiedenen Gesamtplanalternativen, da auch bei geringeren Ausbaupfaden bis 2035 davon auszugehen ist, dass der Ausbau der Offshore-Windenergieanlagen auch nach 2035 fortgesetzt wird (vgl. Kapitel 3.1).

2 Die Bestätigung der BNetzA steht unter dem Vorbehalt, dass die potenziellen Flächen, die durch dieses Netzanbindungssystem erschlossen werden sollen, in einer Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans als Flächen festgelegt werden.

Prüfung nach NOVA

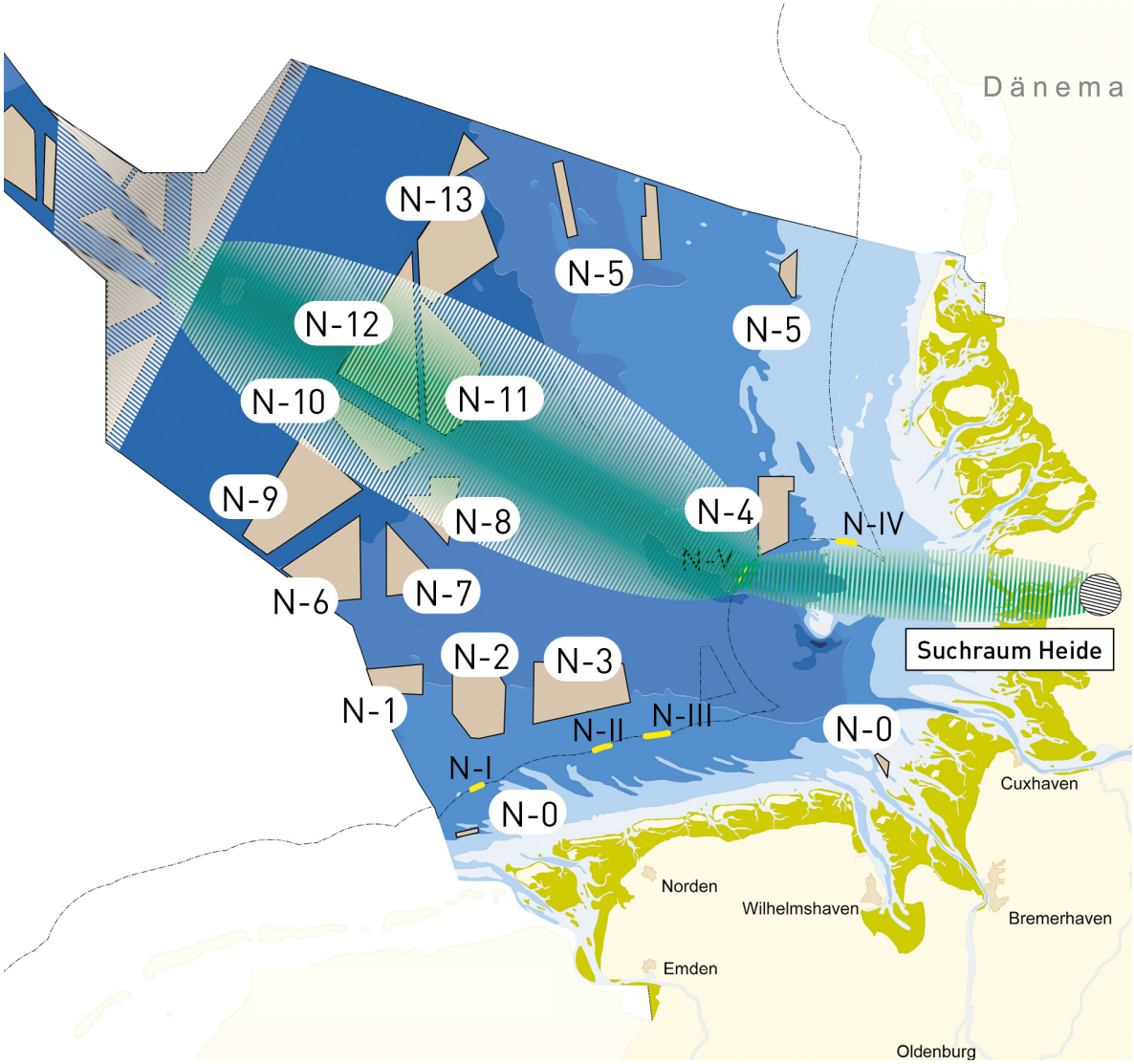
Die im NEP erfolgende Prüfung nach NOVA ist für Offshore-Maßnahmen im NEP nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Zubau-Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt, die zur Erfüllung der gesetzlichen Offshore-Ausbauziele in Deutschland erforderlich sind. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Für den Raum Heide bzw. die Netzanbindungssysteme NOR-12-2 und NOR-x-3 wurden im Zusammenhang mit der HGÜ-Verbindung DC31 verschiedenste Anbindungskonzepte geprüft und im Rahmen der Konsultation der Bundesnetzagentur öffentlich diskutiert. Im Ergebnis zeigte sich die vorgesehene Lösung als Multiterminal-(Hub)-System – bestehend aus NOR-12-2, NOR-x-3 und DC31 – im Suchraum Heide in Schleswig-Holstein als technisch-wirtschaftlich optimale Gesamtlösung. Alternative NVP für die Netzanbindungssysteme wurden in diesem Zusammenhang ebenfalls geprüft und zu Gunsten der hier dargestellten Multiterminal-(Hub)-System-Lösung verworfen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt NOR-x-3 wurde im NEP 2035 (2021) erstmalig identifiziert und unter Vorbehalt durch die BNetzA bestätigt.


Dänema
N-13
N-5
N-12
N-5
N-10
N-11
N-9
N-8
N-4
N-IV
N-6
N-7
N-2
N-3
Suchraum Heide
N-1
N-II
N-III
N-0
N-I
N-0
Cuxhaven
Norden
Wilhelmshaven
Bremerhaven
Emden
Oldenburg

NOR-x-4 (Zone 4)[1]
DC-Netzanbindungssystem NOR-x-4 (Zone 4)

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Beschreibung des geplanten Projekts

Ziel des Projekts ist die Anbindung von Offshore-Windparks (OWP) aus Zone 4 der AWZ der Nordsee an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) Oberzier in Nordrhein-Westfalen.

Zur Erreichung der szenariospezifischen Ausbauziele in Szenario C 2035 (34 GW) und Szenario B 2040 (40 GW) sind Netzanbindungssysteme aus der sogenannten Zone 4 der AWZ der Nordsee erforderlich. Diese gehen über den im aktuellen Flächenentwicklungsplan (FEP) 2020 vom 18.12.2020 dargestellten Ausbaupfad für Offshore-Windenergie hinaus. Dementsprechend sind für diese Netzanbindungssysteme weder konkrete Standorte für die Konverterplattformen innerhalb der Gebiete noch die Trassenführung der HGÜ-Verbindungen von den Konverterplattformen zu den landseitigen NVP bekannt. Für die Verortung der Konverterplattform wird daher ein sich über Zone 4 erstreckender Suchraum betrachtet. Es wird weiterhin angenommen, dass jegliche Netzanbindungssysteme aus Zone 4 mit einem NVP in Niedersachsen oder Nordrhein-Westfalen über den Grenzkorridor N-III bzw. mit einem NVP in Schleswig-Holstein über den Grenzkorridor N-V geführt werden. Entsprechend sind für diese Trassen ebenfalls Suchräume dargestellt, die mit erneuter Fortschreibung des FEP mit Aufnahme der Gebiete und Flächen in Zone 4 konkretisiert werden können.

Die Netzanbindung wird in HGÜ-Technik realisiert und ist gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des FEP für eine Übertragungsleistung von 2.000 MW ausgelegt.

Die Umsetzung des gesamten Projekts erfolgt, bedingt durch das vorgesehene 66-kV-Direktanbindungskonzept, durch eine Maßnahme. Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform und dem genannten NVP Oberzier sowie der landseitigen Konverterstation und der Anbindungsleitung in das bestehende 380-kV-AC-Netz von Amprion.

Hierbei soll das DC-Kabelsystem von der Konverterplattform in der ausschließlichen Wirtschaftszone über den Grenzkorridor N-III durch das Küstenmeer zum NVP Oberzier geführt werden.

Maßnahmen-Nr.	Maßnahmen-Name	Bundesländer	Trassenlänge	Szenario (Beginn der Umsetzung/ geplante Fertigstellung)				Umsetzungsstand (Kategorien siehe Kapitel 6)	bestätigt von der BNetzA
				A 2035	B 2035	C 2035	B 2040		
M247	HGÜ-Verbindung NOR-x-4 (Zone 4)	NW	ca. 676 km				2033/2038		✓[2]

Das Netzanbindungssystem NOR-x-4 (Zone 4) wird gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des FEP als 66-kV-Direktanbindungskonzept ausgeführt. Bei diesem Konzept werden die 66-kV-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Konverterplattform des Übertragungsnetzbetreibers verbunden. Für die erforderlichen 66-kV-Kabel in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese nach den Festlegungen gemäß FEP im Eigentum und in Zuständigkeit des OWP befinden.

Für die Leistungen der Flächen, die durch das Netzanbindungssystem NOR-x-4 (Zone 4) angeschlossen werden, sind gemäß FEP noch keine Ausschreibungstermine bekannt.

1 Änderung der geplanten Fertigstellung im Szenario B 2040 von 2039 auf 2038 entsprechend der Bestätigung der BNetzA vom 14.01.2022.

2 Die Bestätigung der BNetzA steht unter dem Vorbehalt, dass die potenziellen Flächen, die durch dieses Netzanbindungssystem erschlossen werden sollen, in einer Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans als Flächen festgelegt werden.

Begründung des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch OWP in Zone 4 erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in DC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von 2.000 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume.

Durch die voraussichtliche Führung des DC-Kabelsystems durch den Grenzkorridor N-III ergibt sich eine Anlandung im nordwestlichen Niedersachsen. Es wird Oberzier als NVP gewählt, weil es die nächstgelegene 380-kV-Anlage ist, an der zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme des Netzanbindungssystems NOR-x-4 (Zone 4)

freie Kapazität zur Verfügung steht. Oberzier ist als NVP besonders geeignet, da es sich um einen gut in das umliegende Übertragungsnetz integrierten Netzknoten handelt, wodurch eine weiträumige Verteilung der angeschlossenen Erzeugungsleistung möglich wird. Insbesondere vor dem Hintergrund der Außerbetriebnahme des Braunkohlekraftwerks Weisweiler, welches heute am Standort Oberzier angeschlossen ist und bis 2029 vom Netz geht, verfügt der NVP über eine hohe Aufnahmefähigkeit für elektrische Leistung aus regenerativer Erzeugung.

Die netztechnische Begründbarkeit lastnaher NVP ergibt sich hierbei vor allem aus einer Zunahme insbesondere des großindustriellen Verbrauchs aufgrund von Dekarbonisierungsbestrebungen und Digitalisierungung im Rhein-Ruhr und Rhein-Main Gebiet bei einer gleichzeitigen Außerbetriebnahme großer Kohlekraftwerke in den Regionen. Der lastnahe Anschluss von Netzanbindungssystemen kompensiert somit die wegfallende Erzeugungsleistung ohne zu einer signifikanten Mehrauslastung des Bestands-
netzes zu führen. Die dadurch einsparbaren Engpassvermeidungskosten rechtfertigen somit die längeren landseitigen Kabeltrassen, die mit lastnahen NVP einhergehen.

Aufgrund steigender Einspeiseleistung aus Offshore-Windenergieanlagen in der Nordsee und zur besseren Anbindung der besagten OWP ist das Netzanbindungssystem NOR-x-4 erforderlich. Auf diese Weise wird die Leistungsfähigkeit des Übertragungsnetzes sichergestellt, die Nachfrage nach Übertragung von Elektrizität befriedigt und durch entsprechende Übertragungskapazität und Zuverlässigkeit des Netzes ein Beitrag zur Versorgungssicherheit geleistet.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative NVP betrachtet. Die Prüfung alternativer NVP ist projektbezogen und kann sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend den technischen Planungsgrundsätzen des FEP um. Kapitel 3.1 des Netzentwicklungsplans Strom (NEP) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen unterschiedliche Szenarien und dem folgend verschiedene Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen möglich sind. Die im Szenariorahmen definierten Szenarien führen im Ergebnis des NEP jedoch nicht zu verschiedenen Gesamtplanalternativen, da auch bei geringeren Ausbaupfaden bis 2035 davon auszugehen ist, dass der Ausbau der Offshore-Windenergieanlagen auch nach 2035 fortgesetzt wird (vgl. Kapitel 3.1).

Prüfung nach NOVA

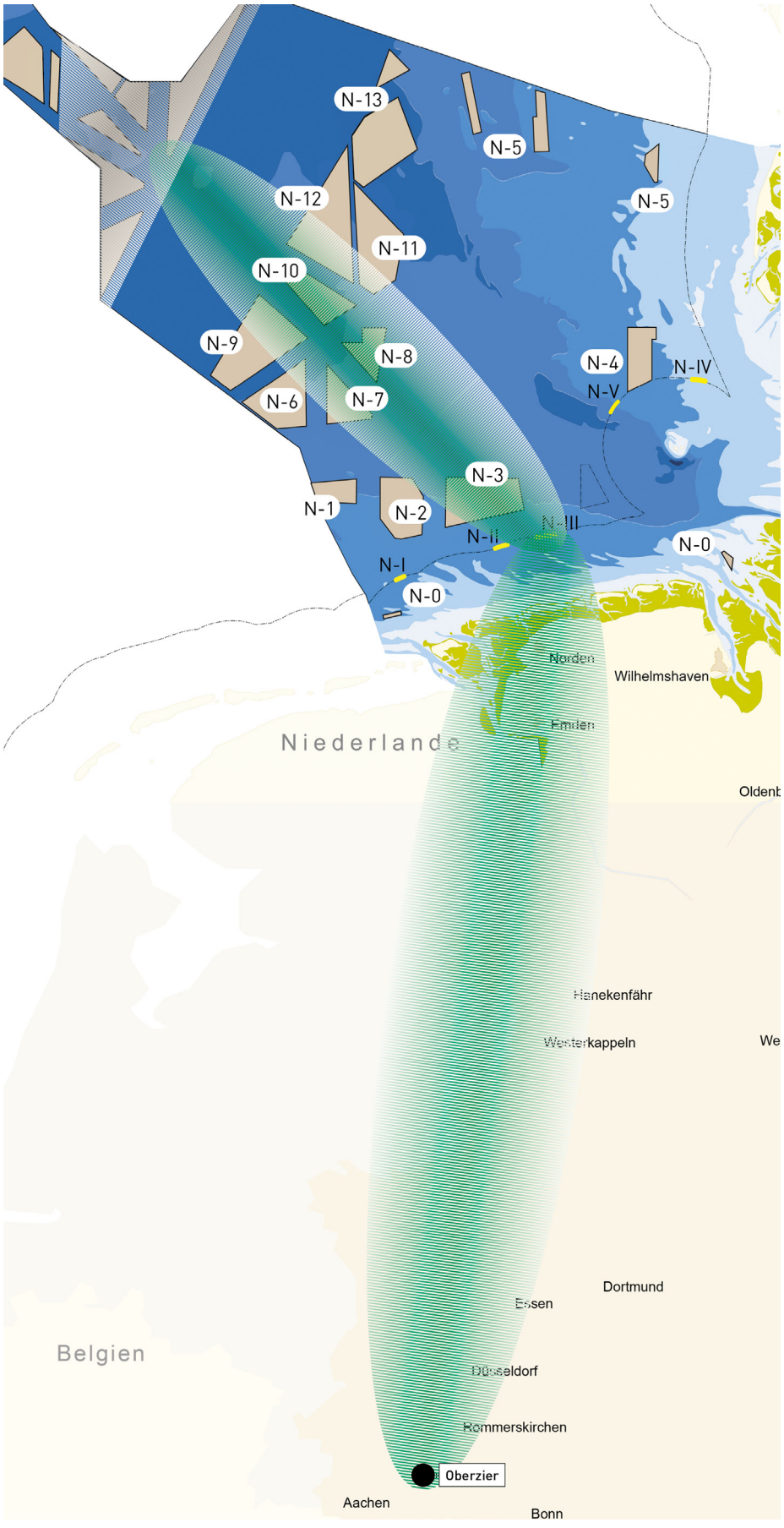
Die im NEP erfolgende Prüfung nach dem NOVA-Prinzip ist für Offshore-Maßnahmen im NEP nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Zubau-Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Für die Verortung der langfristig zu realisierenden Netzanbindungssysteme erfolgt eine Analyse von z. B. alten Kraftwerksstandorten und Energievorrangflächen in Nordrhein-Westfalen. Gegebenenfalls können ehemalige Kraftwerksstandorte östlich des Rheins und/oder im nördlichen Ruhrgebiet alternative Anschlusspunkte darstellen. Ein alternativer Anschluss des NVP im nördlichen Ruhrgebiet wäre mangels einer Rheinquerung einfacher zu realisieren. Inwieweit dies einen weiteren AC-Ausbau im Ruhrgebiet nach sich zieht, wird im Sinne einer insgesamt verträglichen sowie schnell realisierbaren Lösung dieser Alternative weiter untersucht werden.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt NOR-x-4 (Zone 4) wurde im NEP 2035 (2021) erstmalig identifiziert und unter Vorbehalt durch die BNetzA bestätigt.


N-13
N-5
N-12
N-5
N-11
N-10
N-9
N-8
N-4
N-IV
N-V
N-6
N-7
N-3
N-1
N-2
N-III
N-II
N-0
N-I
N-0
Norden
Wilhelmshaven
Emden
Niederlande
Oldenb
Hanekenfähr
Westerkappeln
We
Dortmund
Essen
Belgien
Düsseldorf
Hammerskirchen
Oberzier
Aachen
Bonn

NOR-x-5 (Zone 4)[1]
DC-Netzanbindungssystem NOR-x-5 (Zone 4)

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Beschreibung des geplanten Projekts

Zur Erreichung der szenariospezifischen Ausbauziele in Szenario C 2035 (34 GW) und Szenario B 2040 (40 GW) sind Netzanbindungssysteme aus der sogenannten Zone 4 der AWZ der Nordsee erforderlich. Diese gehen über den im aktuellen Flächenentwicklungsplan (FEP) 2020 dargestellten Ausbaupfad für Offshore-Windenergie hinaus. Dementsprechend sind für diese Netzanbindungssysteme weder konkrete Standorte für die Konverterplattformen innerhalb der Gebiete noch die Trassenführung der HGÜ-Verbindungen von den Konverterplattformen zu den landseitigen Netzverknüpfungspunkten (NVP) bekannt. Für die Verortung der Konverterplattform wird daher ein sich über Zone 4 erstreckender Suchraum betrachtet. Es wird weiterhin angenommen, dass jegliche Netzanbindungssysteme aus Zone 4 mit einem NVP in Niedersachsen oder Nordrhein-Westfalen über den Grenzkorridor N-III bzw. mit einem NVP in Schleswig-Holstein über den Grenzkorridor N-V geführt werden. Entsprechend sind für diese Trassen ebenfalls Suchräume dargestellt, die mit erneuter Fortschreibung des FEP mit Aufnahme der Gebiete und Flächen in Zone 4 konkretisiert werden können.

Ziel des Projekts ist die Anbindung von Offshore-Windparks (OWP) in der Nordsee aus der Zone 4 der AWZ an den NVP Suchraum Ovelgönne, Rastede, Westerstede und Wiefelstede in Niedersachsen. Die Übertragungsnetzbetreiber gehen davon aus, dass die Netzanbindungssysteme aus der Zone 4 in HGÜ-Technik realisiert werden und voraussichtlich für eine Übertragungsleistung von 2.000 MW ausgelegt werden.

Es wird angenommen, dass die Umsetzung des Projekts durch das 66-kV-Direktanbindungskonzept durch eine Maßnahme erfolgt. Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform und dem oben genannten NVP Suchraum sowie der landseitigen Konverterstation. Hierbei soll das DC-Kabelsystem von der Konverterplattform in der ausschließlichen Wirtschaftszone über den Grenzkorridor N-III durch das Küstenmeer über die Insel Baltrum oder Langeoog zum o. g. NVP Suchraum geführt werden.

Nach aktuellem Planungsstand ist das Netzanbindungssystem NOR-x-5 als Teil eines Multiterminal-(Hub)-Systems am Standort Suchraum Ovelgönne, Rastede, Westerstede und Wiefelstede in Niedersachsen vorgesehen. Die Multiterminallösung kann das Netzanbindungssystem NOR-x-5 und eine am Standort Suchraum Ovelgönne, Rastede, Westerstede und Wiefelstede für Multiterminal verfügbare HGÜ-Verbindung mit einer Nennleistung von 2 GW und mit Ein- und Ausspeisefähigkeit in Niedersachsen umfassen. Gegenüber einer Auslegung mit zwei Konvertern bietet die Multiterminallösung ein Potenzial zur Senkung der Kosten sowie der Rauminanspruchnahme (siehe hierzu auch Kapitel 5.1.4 des Netzentwicklungsplans Strom (NEP).

Die zu erwartenden installierte Erzeugungsleistung durch Offshore-Windenergie in den Zonen 4 und 5 der Nordsee wird Gegenstand zukünftiger Fortschreibungen des FEP sein und kann daher zum jetzigen Zeitpunkt nicht hinreichend genau bestimmt werden.

Der Anschluss des Netzanbindungssystems NOR-x-5 an den o. g. NVP Suchraum steht im Zusammenhang mit den landseitigen Maßnahmen P119 Netzverstärkung und -ausbau Conneforde-Elsfleth/West-Samtgemeinde Sottrum und DC34 HGÜ-Verbindung Suchraum Ovelgönne, Rastede, Westerstede und Wiefelstede -Bürstadt.

1 Änderung der geplanten Fertigstellung im Szenario B 2040 von 2040 auf 2039 entsprechend der Bestätigung der BNetzA vom 14.01.2022.

Maßnahmen-Nr.	Maßnahmen-Name	Bundesländer	Trassenlänge	Szenario (Beginn der Umsetzung/ geplante Fertigstellung)				Umsetzungsstand (Kategorien siehe Kapitel 6)	bestätigt von der BNetzA
				A 2035	B 2035	C 2035	B 2040		
M250	HGÜ-Verbindung NOR-x-5 (Zone 4)	NI	ca. 350 km				2034/2039		✓[2]

Es wird angenommen, dass das Netzanbindungssystem NOR-x-5 als 66-kV-Direktanbindungskonzept ausgeführt wird. Bei diesem Konzept werden die 66-kV-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Konverterplattform des Übertragungsnetzbetreibers verbunden. Für die erforderlichen 66-kV-Kabel in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese nach den Festlegungen gemäß aktuellem Stand des FEP im Eigentum des OWP befinden.

Für die Leistungen der Flächen, die durch das Netzanbindungssystem NOR-x-5 angeschlossen werden, sind nach aktuellem Stand des FEP noch keine Ausschreibungstermine bekannt.

Begründung des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen in der Zone 4 der AWZ der Nordsee erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in DC-Technologie mit einer voraussichtlichen Übertragungsleistung von 2.000 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume.

Durch die Führung des DC-Kabelsystems durch den Grenzkorridor N-III ergibt sich eine Anlandung in Niedersachsen. Es wird der Suchraum Ovelgönne, Rastede, Westerstede und Wiefelstede als NVP gewählt, weil es das nächstgelegene Umspannwerk ist, an dem zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme des Netzanbindungssystems NOR-x-5 freie Kapazität zur Verfügung stehen wird. In o. g. Suchraum ist darüber hinaus perspektivisch ein DC-Hub geplant, von dem aus landseitige DC-Verbindungen (zum Abtransport der Offshore-Windenergie) in Richtung Süd- und Westdeutschland geführt werden sollen. Unabhängig von der Wahl des o. g. Suchraums als NVP für Netzanbindungssysteme sind Netzverstärkungs- bzw. Netzausbaumaßnahmen von Conneforde über Elsfleth/West nach Samtgemeinde Sottrum und vom Suchraum Ovelgönne, Rastede, Westerstede und Wiefelstede nach Bürstadt notwendig.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative NVP betrachtet. Die Prüfung alternativer NVP ist projektbezogen und kann sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des aktuellen Stands des FEP um. Kapitel 3.2 des NEP führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen unterschiedliche Szenarien und dem folgend verschiedene Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen möglich sind. Die im Szenariorahmen definierten Szenarien führen im Ergebnis des NEP jedoch nicht zu verschiedenen Gesamtplanalternativen, da auch bei geringeren Ausbaupfaden bis 2035 davon auszugehen ist, dass der Ausbau der Offshore-Windenergieanlagen auch nach 2035 fortgesetzt wird (vgl. Kapitel 3.1).

2 Die Bestätigung der BNetzA steht unter dem Vorbehalt, dass die potenziellen Flächen, die durch dieses Netzanbindungssystem erschlossen werden sollen, in einer Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans als Flächen festgelegt werden.

Prüfung nach NOVA

Die im NEP erfolgende Prüfung nach NOVA ist für Offshore-Maßnahmen im NEP nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Zubau-Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt, die zur Erfüllung der gesetzlichen Offshore-Ausbauziele in Deutschland erforderlich sind. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

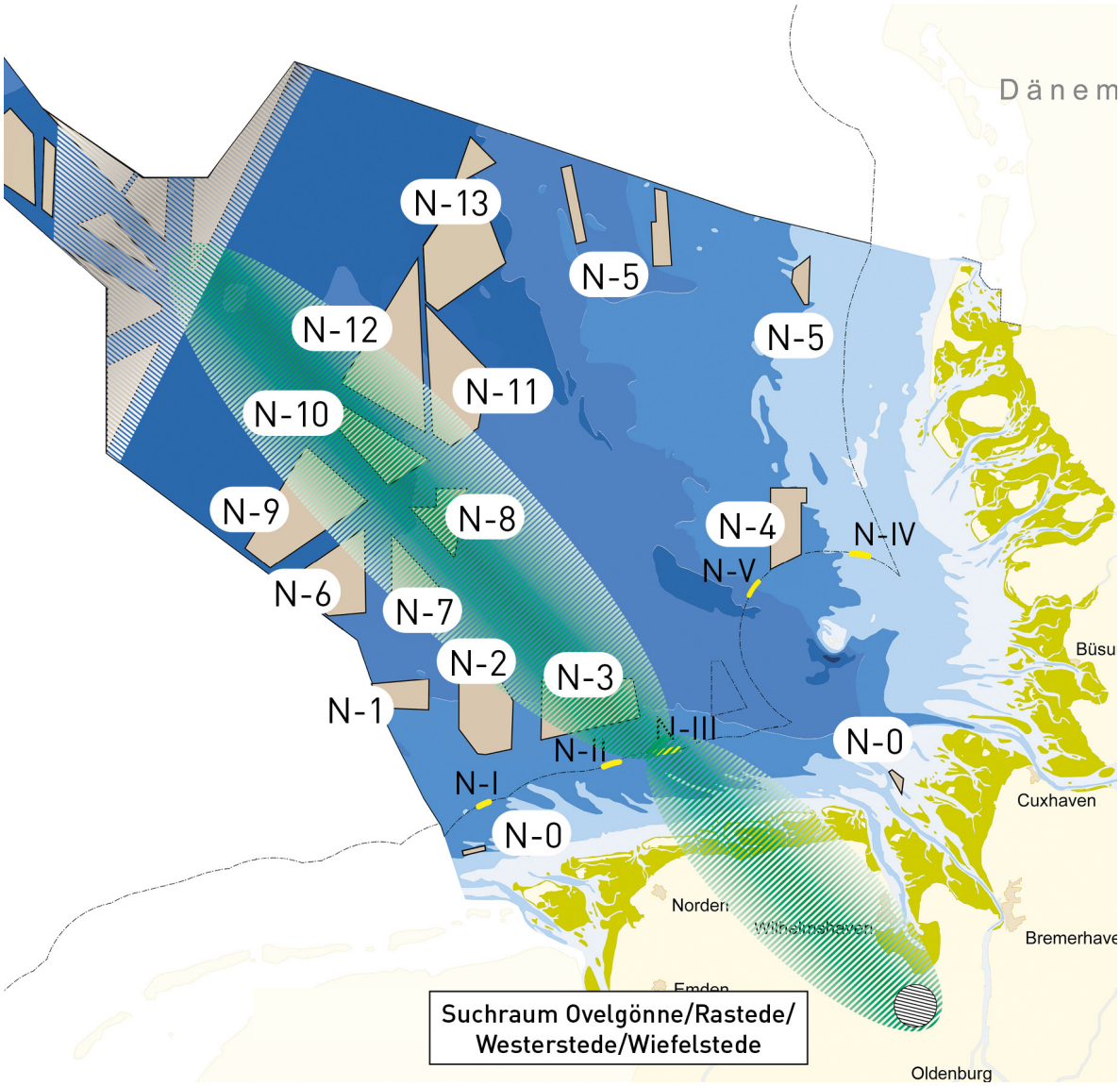
Als alternativer NVP würde das Umspannwerk Wilhelmshaven 2 in Betracht kommen, an dem bereits das DC-Netzanbindungssystem NOR-9-2 vorgesehen ist. Bei einem Anschluss von weiteren 2 GW aus Offshore-Windenergie wäre die eingespeiste Leistung über die AC-Netzinfrastruktur zu transportieren, wodurch insbesondere ab dem Umspannwerk Conneforde Netzengpässe zu erwarten sind.

Der alternative NVP Unterweser an den bereits die Netzanbindungssysteme NOR-9-1 und NOR-10-1 angeschlossen werden sollen, scheidet aufgrund der limitierten Platzverhältnisse für die Errichtung einer weiteren Konverterstation und aufgrund der Überlastung des landseitigen Netzes in Folge der weiteren Konzentration der Einspeisung aus Offshore-Windenergie an dieser Schaltanlage ebenfalls aus.

Aus räumlichen Gründen bietet sich der Anschluss des DC-Netzanbindungssystems NOR-x-5 an den NVP Emden/Ost an. Der Anschluss am NVP Emden/Ost ist ebenfalls nicht möglich, da am dortigen Umspannwerk der Anschluss von bereits drei DC-Netzanbindungssystemen mit jeweils 900 MW geplant ist. Der zusätzliche Anschluss von NOR-x-5 mit 2.000 MW in dieser Schaltanlage würde das UCTE-Kriterium verletzen, laut dem der Ausfall von gekuppelten Sammelschienen nicht zu einem Erzeugungsausfall von mehr als 3.000 MW führen darf. Eine bauliche Entkopplung der Sammelschienen ist am NVP Emden/Ost räumlich nicht möglich

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt NOR-x-5 wurde im NEP 2035 (2021) erstmalig identifiziert und unter Vorbehalt durch die BNetzA bestätigt.


Dänem
N-13
N-5
N-12
N-5
N-11
N-10
N-9
N-8
N-4
N-IV
N-V
N-6
N-7
N-2
N-3
N-1
N-III
N-ii
N-0
N-I
N-0
Büsu
Cuxhaven
Norden
Wilhelmshaven
Bremerhave
Emden
Oldenburg
Suchraum Ovelgönne/Rastede/
Westerstede/Wiefelstede