



Bundesnetzagentur

Bedarfsermittlung 2019-2030

Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom



DEZEMBER 2019



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

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Telefon: 0800 638 9 638

www.netzausbau.de

Folgen Sie uns auf twitter.com/netzausbau

Besuchen Sie uns auf youtube.com/netzausbau

Besuchen Sie uns auf facebook.com/netzausbau

Abonnieren Sie den netzausbau.de/newsletter

Dezember 2019

Bedarfsermittlung 2019-2030

Bestätigung des Netzentwicklungsplans Strom für das Zieljahr 2030

Dezember 2019



Bundesnetzagentur

Bestätigung

Az.: 613-8571/1/3

In dem Verwaltungsverfahren

wegen der Bestätigung des Netzentwicklungsplans 2019-2030 gem. § 12c Abs. 4 Satz 1 und Abs. 1 Satz 1 i. V. m. § 12b Abs. 1, 2 und 4 EnWG

gegenüber

1. der 50Hertz Transmission GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung, Heidestraße 2, 10557 Berlin
2. der Amprion GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung, Rheinlanddamm 24, 44139 Dortmund
3. der TenneT TSO GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung, Bernecker Straße 70, 95448 Bayreuth
4. der TransnetBW GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung, Osloer Straße 15 - 17, 70173 Stuttgart

hat die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn, gesetzlich vertreten durch ihren Präsidenten Jochen Homann,

am 20.12.2019

den Netzentwicklungsplan 2019-2030 in der überarbeiteten Fassung vom 15.04.2019 wie folgt bestätigt:

1. Die nachfolgenden Maßnahmen werden als erforderlich **bestätigt**:

Projekt	Maßnahme	Netzverknüpfungspunkte	Art
DC1	DC1	Emden/Ost - Osterath (A-Nord)	Leitung
DC2	DC2	HGÜ-Verbindung Osterath – Philippsburg (Ultranet)	Leitung
DC3	DC3	Brunsbüttel - Großgartach (SuedLink)	Leitung
DC4	DC4	Wilster/West - Bergrheinfeld/West (SuedLink)	Leitung
DC5	DC5	Wolmirstedt – Isar (SuedOstLink)	Leitung
DC21	DC21b	Wilhelmshaven 2 – Uentrop	Leitung
DC25	DC25	Heide/West - Polsum	Leitung
P20	M69	Emden/Ost – Halbmond	Leitung
P21	M51a	Conneforde – Garrel/Ost – Cappeln/West	Leitung
P21	M51b	Cappeln/West – Merzen/Neuenkirchen	Leitung
P22	M80	Elsfleth/West - Ganderkesee (über Niedervieland)	Leitung
P22	M92	Conneforde - Unterweser	Leitung
P23	M20	Dollern – Elsfleth/West	Leitung
P24	M71b	Dollern – Sottrum	Leitung
P24	M72	Sottrum – Mehringen (Grafschaft Hoya)	Leitung
P24	M73	Mehringen (Grafschaft Hoya) – Landesbergen	Leitung
P25	M45	Klixbüll/Süd – Bundesgrenze (DK) (Westküstenleitung)	Leitung

Projekt	Maßnahme	Netzverknüpfungspunkte	Art
P26	M432	Brunsbüttel – Büttel	Leitung
P26	M76	Büttel – Wilster/West	Leitung
P26	M89	Wilster/West – Stade/West	Leitung
P33	M24a	Wolmirstedt – Helmstedt – Hattorf – Wahle	Leitung
P33	M24b	Wolmirstedt – Helmstedt – Gleidingen/Hallendorf – Mehrum/Nord	Leitung
P37	M25a	Vieselbach – Landesgrenze Thüringen/Hessen	Leitung
P37	M25b	Landesgrenze Thüringen/Hessen – Mecklar	Leitung
P39	M29	Röhrsdorf – Weida – Remptendorf	Leitung
P43	M74a	Mecklar – Dipperz	Leitung
P43	M74b	Dipperz - Bergrheinfeld/West	Leitung
P44	M28a	Altenfeld – Landesgrenze Thüringen/Bayern	Leitung
P44	M28b	Landesgrenze Thüringen/Bayern - Grafenrheinfeld	Leitung
P47	M31	Weinheim – Daxlanden	Leitung
P47	M32	Weinheim – G380	Leitung
P47	M33	G380 – Altlußheim	Leitung
P47	M34	Altlußheim – Daxlanden	Leitung
P47	M60	Urberach – Pfungstadt – Weinheim	Leitung

Projekt	Maßnahme	Netzverknüpfungspunkte	Art
P47a	M64	Kriftel – Farbwerke Höchst-Süd	Leitung
P48	M38a	Grafenrheinfeld – Kupferzell	Leitung
P48	M39	Kupferzell – Großgartach	Leitung
P50	M366SA1	Neubau Schaltanlage Pulverdingen	Anlage
P51	M37	Großgartach – Endersbach	Leitung
P51	M632SA1	380-kV-Schaltanlage Wendlingen	Anlage
P53	M54	Raitersaich – Ludersheim	Leitung
P53	M350	Ludersheim – Sittling – Altheim	Leitung
P72	M351	Lübeck – Göhl (Ostküstenleitung)	Leitung
P72	M49	Lübeck – Siems (Ostküstenleitung)	Leitung
P72	M50	Kreis Segeberg – Lübeck (Ostküstenleitung)	Leitung
P84	M367	Hamburg/Nord – Hamburg/Ost	Leitung
P84	M368	Hamburg/Ost – Krümmel	Leitung
P90		Blindleistungskompensationsanlagen in der Regelzone der TransnetBW GmbH	Anlage
P112	M201	Pleinting – Bundesgrenze (AT)	Leitung
P112	M212	Abzweig Pirach	Leitung
P113	M202a	Krümmel – Lüneburg – Stadorf	Leitung

Projekt	Maßnahme	Netzverknüpfungspunkte	Art
P113	M203	Stadorf – Wahle	Leitung
P113	M519	Ad-hoc-Maßnahme Serienkompensation Stadorf - Wahle	Anlage
P116	M206	Dollern – Punkt Landesbergen	Leitung
P116	M494	Punkt Landesbergen – Ovenstädt	Leitung
P118	M207	Borken – Mecklar	Leitung
P119	M90	Conneforde - Elsfleth/West	Leitung
P119	M535	Elsfleth/West - Samtgemeinde Sottrum	Leitung
P124	M209a	Wolmirstedt – Klostermansfeld	Leitung
P124	M209b	Klostermansfeld – Schraplau/Obhausen – Lauchstädt	Leitung
P133	M253	Borken – Gießen/Nord	Leitung
P135	M255	Netzverstärkung zwischen Bechterdissen und Ovenstädt	Leitung
P150	M352a	Schraplau/Obhausen – Wolframshausen	Leitung
P150	M352b	380-kV-Serienkompensation Wolframshausen	Anlage
P150	M463	Wolframshausen – Vieselbach	Leitung
P151	M353	Borken – Twistetal	Leitung
P159	M62	Bürstadt – BASF	Leitung
P161	M91	Großkrotzenburg – Urberach	Leitung

Projekt	Maßnahme	Netzverknüpfungspunkte	Art
P175	M385	Wilhelmshaven 2 - Fedderwarden	Leitung
P175	M466	Wilhelmshaven 2 - Conneforde	Leitung
P176	M387	Eichstetten - Bundesgrenze (FR)	Leitung
P180	M406	Marzahn - Friedrichshain - Mitte - Charlottenburg - Reuter - Teufelsbruch (380-kV-Diagonale Berlin)	Leitung
P185	M420	Redwitz - Landesgrenze Bayern/Thüringen	Leitung
P200	M425	Punkt Blatzheim - Oberzier	Leitung
P206	M417	Herbertingen - Kreis Konstanz - Beuren - Gurtweil/Tien- gen	Leitung
P211	M434	Gießen/Nord - Karben	Leitung
P215	M454	Güstrow - Bentwisch - Suchraum Gemeinden Sa- nitz/Dettmannsdorf	Leitung
P215	M692	380/220-kV-Netzkuppeltransformator in Bentwisch	Anlage
P216	M455	Güstrow - Siedenbrünzow - Alt Tellin/Bartow - Iven	Leitung
P216	M523	Iven - Pasewalk/Nord - Pasewalk	Leitung
P221	M460	Güstrow - Südschweden (Hansa PowerBridge)	Leitung
P222	M461	Oberbachern - Ottenhofen	Leitung
P228	M469a	Landesbergen - Mehrum/Nord	Leitung
P302	M511	Höpfingen - Hüffenhardt	Leitung

Projekt	Maßnahme	Netzverknüpfungspunkte	Art
P310	M485	Bürstadt – Kühmoos	Leitung
P314	M489	Phasenschiebertransformatoren im Saarland	Anlage
P315	M491	Hanekenfähr – Gronau	Leitung
P327	M522	Ad-hoc-Maßnahme Phasenschiebertransformation im Ruhrgebiet	Anlage
P328	M534	Fedderwarden – Großbritannien (NeuConnect)	Leitung
P345	M556	Querregeltransformatoren (PST) inkl. Anlagenumstrukturierung UW Hamburg/Ost	Anlage
P346	M557	Ad-hoc-Maßnahme Phasenschiebertransformator Hanekenfähr	Anlage
P347	M558	Ad-hoc-Maßnahme Phasenschiebertransformatoren in Oberzier	Anlage
P348	M559	Ad-hoc-Maßnahme Phasenschiebertransformatoren in Wilster/West	Anlage
P349	M560	Ad-hoc-Maßnahme Phasenschiebertransformatoren in Würgau	Anlage
P350	M561	Ad-hoc-Maßnahme Querregeltransformator (PST) in Pulverdingen	Anlage
P353	M532	Phasenschiebertransformatoren in Twistetal	Anlage
P357	M566	Phasenschiebertransformatoren Güstrow	Anlage
P358	M567	Zwei 380/220-kV-Netzkuppeltransformatoren in Lauchstädt und ein 380/220-kV-Netzkuppeltransformator in Weida	Anlage

Projekt	Maßnahme	Netzverknüpfungspunkte	Art
P359	M571	Osterburg – Stendal/West – Wolmirstedt	Leitung
P360		Blindleistungskompensationsanlagen in der Regelzone der 50Hertz Transmission GmbH	Anlage
P365	M583	100 MW Netzbooster-Anlagen an den Standorten Aurdorf/Süd und Ottenhofen	Anlage
P400		Sammelprojekt für Q-Kompensationsanlagen in der Regelzone der TenneT TSO GmbH	Anlage
P403	M603	Hattingen – Linde	Leitung
P406	M606	Aach – Bofferdange	Leitung
P410	M624	Phasenschiebertransformatoren Enniger	Anlage
P412		Sammelprojekt für Q-Kompensationsanlagen in der Regelzone der Amprion GmbH	Anlage
P428	M700	UW Kühmoos	Anlage
P430	M646	Netzbooster-Anlage am Standort Kupferzell	Anlage
P450	M678	Siedenbrünzow – Güstrow – Putlitz – Perleberg – Osterburg	Leitung
P450	M681	Graustein – Bärwalde	Leitung
P450	M683	Ragow – Streumen	Leitung
P460	M687	Netzerweiterung in der Region Büscherhof	Anlage
P462	M689	Netzerweiterung im Raum Aachen	Leitung

Projekt	Maßnahme	Netzverknüpfungspunkte	Art
P463	M690	Netzverstärkungen Westliches Rheinland (Klimareserve)	Leitung/ Anlage

Die Bestätigung der Maßnahme M689 erfasst nicht die 380/110-kV-Transformatoren an den Standorten Verlautenheide, Siersdorf und Zukunft sowie den 380-kV-Stromkreis zwischen Siersdorf und Zukunft.

Die Bestätigung der Maßnahme M690 erfasst nicht den 380/220-kV-Transformator am Standort Opladen.

2. Die nachfolgenden Offshore-Anbindungssysteme werden einschließlich dem geplanten Zeitpunkt ihrer Fertigstellung und ihres Netzverknüpfungspunktes wie folgt **bestätigt**:

Anbindungssystem	geplanter Zeitpunkt der Fertigstellung	Netzverknüpfungspunkt
OST-7-1 (Testfeldanbindung)	2024	Gemeinde Papendorf
OST-1-4	2026	Suchraum Gemeinden Lubmin/Brünzow/Wusterhusen/Kemnitz
NOR-7-2 (BorWin6)	2027	Büttel
NOR-3-2 (DolWin4)	2028	Hanekenfähr
NOR-6-3 (BorWin4)	2029	Hanekenfähr
NOR-9-1	2029	Unterweser
NOR-10-1	2030	Unterweser
NOR-12-1	2030	Wilhelmshaven 2

Die Bestätigung der Offshore-Anbindungssysteme NOR-10-1 und NOR-12-1 steht unter dem Vorbehalt, dass die potenziellen Flächen, die durch die entsprechenden Anbindungssysteme erschlossen werden sollen, in einer Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans als Flächen festgelegt werden.

Die Beauftragung des Testfeldanbindung OST-7-1 steht unter dem Vorbehalt, dass in einer Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans der räumliche Umriss des Testfelds festgelegt wird.

Das Anbindungssystem NOR-9-1 ist mit einer Übertragungskapazität in Höhe von 2 GW zu realisieren unter dem Vorbehalt, dass in einer Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans für das Anbindungssystem NOR-9-1 eine entsprechende Übertragungskapazität festgelegt wird.

3. Die nachfolgenden Offshore-Anbindungssysteme mit einer geplanten Fertigstellung nach 2030 werden wie folgt unter dem Vorbehalt bestätigt, dass die potenziellen Flächen, die durch die entsprechenden Anbindungssysteme erschlossen werden sollen, in einer Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans als Flächen festgelegt werden:

Anbindungssystem	Netzverknüpfungspunkt
NOR-11-1	Suchraum Gemeinden Ibbenbüren / Mettingen / Westerkappeln
NOR-11-2	Wehrendorf
NOR-13-1	Heide/West

4. Die nachfolgenden Maßnahmen werden **nicht** bestätigt:

Projekt	Maßnahme	Netzverknüpfungspunkte	Art
DC21	DC21a	Heide/West – Wilhelmshaven 2	Leitung
DC23	DC23	Uentrop – Altbach	Leitung
P22	M82	Conneforde - Unterweser	Leitung
P22	M87	Unterweser - Elsfleth/West	Leitung
P48	M38b	Punkt Rittershausen – Stalldorf – Kupferzell	Leitung
P50	M41	Oberjettingen – Engstlatt	Leitung
P50	M366	Pulverdingen – Oberjettingen	Leitung
P50	M366SA3	Erweiterung Schaltanlage Oberjettingen	Anlage
P74	M96	Vöhringen – Punkt Bundesgrenze (AT)	Leitung
P170	M380	Uchtelfangen – Ensdorf – Bundesgrenze (FR)	Leitung
P203	M429	380-kV-Umstellung Amelsbüren und Umstrukturierung Walstedde	Leitung
P204	M430	Tiengen – Bundesgrenze (CH)	Leitung
P205	M416	Anschluss Schwörstadt	Anlage
P223	M462a	Güstrow – Wessin – Görries – Klein Rogahn – Krümmel	Leitung
P252	M504	Thyrow – Berlin/Südost	Leitung
P304	M514	Kupferzell - Goldshöfe	Leitung

Projekt	Maßnahme	Netzverknüpfungspunkte	Art
P305	M515	Niederstotzingen – Dellmensingen	Leitung
P306	M518	Großgartach – Pulverdingen	Leitung
P311	M486	Weißenthurm – Bürstadt	Leitung
P312	M487	Westerkappeln – Wettringen	Leitung
P313	M488	Dahlem – Bundesgrenze (BE) (Zweiter Interkonnektor Deutschland-Belgien)	Leitung
P320	M497	Oberzier - Dahlem	Leitung
P324	M512	Witten – Hattingen	Leitung
P325	M520	Dahlem – Niederstedem	Leitung
P333	M553	Eichstetten - Kühmoos	Leitung
P333	M554	Eichstetten – Schwörstadt	Leitung
P333	M555	Schwörstadt – Kühmoos	Leitung
P352	M531	Phasenschiebertransformatoren in Grohnde	Anlage
P354	M533	Phasenschiebertransformatoren in der Leitung Wahle - Mecklar	Anlage
P355	M599	Neuenhagen – Eisenhüttenstadt – Preilack	Leitung
P358	M567a	Zwei 380/220-kV-Netzkuppeltransformatoren in Weida	Anlage
P363	M449	Neubau-Schaltanlage Grabowhöfe	Anlage

Projekt	Maßnahme	Netzverknüpfungspunkte	Art
P363	M581	Neubau-Schaltanlage Suchraum Stadt Landsberg	Anlage
P401	M601	Arpe – Dauersberg	Leitung
P402	M602	Westerkappeln – Gersteinwerk	Leitung
P404	M604	Gersteinwerk - Unna - Wambel	Leitung
P405	M605	Büscherhof – Walsum – Uerdingen	Leitung
P408	M620	Punkt Günnigfeld – Punkt Wanne	Leitung
P408	M621	Eiberg – Bochum	Leitung
P408	M622	Bochum – Hattingen	Leitung
P409	M623	Limburg – Kriftel	Leitung
P414	M414	hybride	Anlage
P420	M630	Punkt Reicheneck – Punkt Rommelsbach	Leitung
P424	M644	Grünkraut – Herbertingen	Leitung
P426	M645	Phasenschiebertransformatoren Philippsburg	Anlage
P430	M698	Netzbooster-Anlage am Standort Wehrendorf	Anlage
P450	M680	Streumen – Röhrsdorf	Leitung
P464	M691	Netzerweiterung im Saarland	Leitung

5. Die nachfolgenden Offshore-Anbindungssysteme werden **nicht** bestätigt:

Anbindungssystem	Netzverknüpfungspunkt
NOR-9-2	Suchraum Gemeinden Ibbenbüren / Mettingen / Westerkappeln
NOR-10-2	Heide/West
NOR-12-2	Wehrendorf

GRÜNDE

Aufgrund des Umfangs der Darstellung wird den Gründen eine Gliederungsübersicht vorangestellt:

I SACHVERHALT	23
A Verfahren.....	24
B Prüfprozess	26
1. Szenariorahmen.....	27
2. Regionalisierung	30
2.1 Regionalisierung der Erzeugung.....	30
2.2 Regionalisierung der Last.....	31
3. Marktmodellierung	32
4. Netzberechnung und -planung.....	35
4.1 Netzbegriffe und ihre Bedeutung.....	35
4.2 Planungsgrundsätze und Vorgehensweise in der Netzmodellierung	40
4.3 Ausgangsbefund.....	43
5. Praktische Umsetzung und Prüfung.....	45
5.1 Vorgehensweise der Bundesnetzagentur, Langfristszenario mit Kohleausstieg	46
5.2 Überlastungsindizes	48
5.3 Wirksamkeitskriterium	49
5.4 Erforderlichkeitskriterium.....	50
5.5 Prüfung von Streckenmaßnahmen aus dem Bundesbedarfsplan	50
5.6 Prüfung weiterer Zubaumaßnahmen	51
5.7 Prüfung von Interkonnektoren	54
5.8 Prüfung von Ad-hoc-Maßnahmen.....	56
5.9 Prüfung von Punktmaßnahmen	57
5.10 Prüfung von Netzbooster-Pilotanlagen	58
5.11 Prüfung von Blindleistungskompensationsanlagen	60
6. Grundlegende Betrachtungen der Bundesnetzagentur zur integrierten Strom- und Gasnetzplanung	62
C Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung.....	66
II RECHTLICHE WÜRDIGUNG	67
A Ermächtigungsgrundlage und formelle Voraussetzungen der Bestätigung.....	68
B Materielle Voraussetzungen der Bestätigung.....	69
a. Beurteilung der verwendeten Modellierungen.....	69
1. Marktmodellierung	69
2. Einhaltung der klimapolitischen Ziele.....	71
b. Allgemeine gesetzliche Anforderungen an den Netzentwicklungsplan Strom	72
1. Angaben zu Pilotprojekten für eine verlustarme Übertragung hoher Leistungen über große Entfernungen	72
2. Angaben zur Übertragungstechnologie sowie zu Hochtemperaturleiterseilen	72
3. Berücksichtigung des gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplans	73
4. Berücksichtigung von Offshore-Planungen.....	73
5. Abwägung anderweitiger Planungsmöglichkeiten	78
c. Prüfung des Bedarfs der beantragten landseitigen Maßnahmen.....	79

1. Prüfung neuer Gleichstromprojekte.....	79
2. Prüfung der Strecken- und Punktmaßnahmen.....	85
DC1: HGÜ-Verbindung von Niedersachsen nach Nordrhein-Westfalen (A- Nord).....	86
DC2: HGÜ-Verbindung von Nordrhein-Westfalen nach Baden-Württemberg (Ultranet).....	90
DC3: HGÜ-Verbindung Brunsbüttel – Großgartach (Teil des „SuedLink“.....)	93
DC4: HGÜ-Verbindung Wilster/West – Bergrheinfeld/West (Teil des „SuedLink“.....)	97
DC5: HGÜ-Verbindung Wolmirstedt – Isar.....	101
DC21a: Heide/West – Wilhelmshaven 2	106
DC21b: Wilhelmshaven 2– Uentrop	107
DC23: Uentrop –Altbach	111
DC25: Heide / West – Polsum.....	112
P20: Netzausbau zwischen Emden und Halbmond	116
P21: Conneforde – Garrel/Ost – Cappeln/West – Merzen/Neuenkirchen	119
P22: Netzverstärkung von Conneforde über Unterweser und Elsfleth/West nach Ganderkesee.....	123
P23: Netzverstärkung zwischen Dollern und Elsfleth/West	128
P24: Netzverstärkung und -ausbau zwischen Dollern, Sottrum und Landesbergen	131
P25: Brunsbüttel – Bundesgrenze (DK) („Westküstenleitung“.....)	137
P26: Netzverstärkung zwischen Brunsbüttel, Büttel, Wilster/West und Stade/West	140
P33: Wolmirstedt – Helmstedt – Wahle	143
P37: Vieselbach – Mecklar.....	148
P39: Röhrsdorf – Remptendorf.....	152
P43: Mecklar - Dipperz – Bergrheinfeld/West.....	155
P44: Altenfeld – Grafenrheinfeld.....	159
P47: Region Frankfurt – Karlsruhe	166
P47a: Netzverstärkung Kriftel – Farbwerke Höchst-Süd	170
P48: Baden-Württemberg/Bayern.....	172
P50: Netzverstärkung Schwäbische Alb.....	176
P51: Netzverstärkung im Mittleren Neckarraum.....	178
P53: Raitersaich - Ludersheim - Sittling - Altheim.....	181
P72: Kreis Segeberg – Lübeck – Göhl	187
P84: Hamburg/Nord – Hamburg/Ost – Krümmel.....	193
P90: Blindleistungskompensationsanlagen in der Regelzone der TransnetBW GmbH	197
P112: Pirach – Pleinting – Bundesgrenze (AT).....	198
P113: Netzverstärkung zwischen Krümmel und Wahle.....	201
P116: Netzverstärkung zwischen Dollern und Ovenstädt.....	204
P118: Borken – Mecklar	207
P119: Netzverstärkung zwischen Conneforde, Elsfleth/West und Sottrum	210
P124: Wolmirstedt – Klostermansfeld – Schraplau/Obhausen – Lauchstädt.....	214
P133: Netzverstärkung zwischen Borken und Gießen/Nord	217

P135: Netzverstärkung zwischen Bechterdissen und Ovenstädt.....	220
P150: Schraplau/Obhausen – Wolframshausen - Vieselbach	223
P151: Borken – Twistetal.....	228
P159: Netzverstärkung Bürstadt - BASF.....	231
P161: Netzverstärkung südöstlich von Frankfurt	233
P170: Netzverstärkung Uchtelfangen – Ensdorf – Vigy	236
P175: Netzausbau und -verstärkung: Wilhelmshaven 2 – Fedderwarden – Conneforde.....	238
P176: Netzverstärkung südwestliches Baden-Württemberg/Grenzregion Frankreich.....	241
P180: Marzahn – Teufelsbruch („Kabeldiagonale Berlin“).....	243
P185: Redwitz - Landesgrenze Bayern/Thüringen	246
P200: Hambach.....	249
P204: 380-kV-Umstellung zwischen Tiengen und Beznau (CH).....	252
P205 M416: Anschluss Schwörstadt	254
P206: Hochrhein	255
P211: Netzverstärkung zwischen Gießen/Nord und Karben	258
P215: Güstrow – Bentwisch – Suchraum Sanitz/Dettmannsdorf.....	261
P216: Güstrow – Siedenbrünzow – Iven – Pasewalk/Nord – Pasewalk.....	264
P221: Kuppelkapazität Deutschland – Schweden	267
P222: Region Oberbachern - Ottenhofen.....	270
P228: Netzverstärkung Landesbergen – Mehrum/Nord	273
P302 Höpfingen – Hüffenhardt.....	275
P313: Kuppelkapazität Deutschland (zweiter Belgien – Interkonnektor).....	277
P314: Leistungsflusssteuerung zwischen Uchtelfangen und Vigy	279
P315: Netzausbau: Hanekenfähr - Gronau	280
P328: DC-Netzausbau: Errichtung eines DC-Interkonnektors zwischen Deutschland und Großbritannien (NeuConnect)	283
P352: Lastflusssteuernde Maßnahme am Standort Grohnde.....	285
P353: Lastflusssteuernde Maßnahme am Standort Twistetal	286
P354: Lastflusssteuernde Maßnahme am Standort Wahle.....	287
P357: Lastflusssteuernde Maßnahme am Standort Güstrow	288
P358: Südraum-Umstellung Regelzone 50Hertz	289
P359: Osterburg – Stendal/West – Wolmirstedt.....	291
P360: Blindleistungskompensationsanlagen in der Regelzone der 50Hertz Transmission GmbH	293
P363: Leistungsflusssymmetrierung und Netzoptimierung.....	294
P365: Netzbooster-Pilotanlage Audorf/Süd-Ottenhofen	296
P400: Sammelprojekt für Q-Kompensationsanlagen in der Regelzone der TenneT TSO GmbH	298
P403: Netzverstärkung Hattingen - Linde	299
P406: Aach – Bofferdange	302
P410: Lastflusssteuernde Maßnahme am Standort Enniger.....	305

P412: Sammelprojekt für Q-Kompensationsanlagen in der Regelzone der Amprion GmbH	306
P414: hybride - Elektrolyse	307
P426: Lastflusssteuernde Maßnahme am Standort Philippsburg	309
P428 M700: Neubau Schaltanlage Kühmoos	310
P430: Netzbooster-Pilotanlage Wehrendorf-Kupferzell	311
P450: Netzverstärkung und Netzoptimierung von 380-kV-Freileitungen durch FLM-Einsatz	314
P460: Netzerweiterung in der Region Büscherhof	319
P462: Netzerweiterung im Raum Aachen	321
P463: Netzverstärkungen Westliches Rheinland (Klimareserve).....	324
P464: Netzerweiterung im Saarland	327
Sammelprojekt P113/P310/P327/P345/ P346/P347/P348/P349/P350	328
d. Prüfung des Bedarfs der beantragten seeseitigen Maßnahmen.....	329
1. Ausbaubedarf, Realisierungsreihenfolge und geplante Fertigstellung der Anbindungssysteme..	330
2. Netzverknüpfungspunkte	336
3. Konsistenz landseitiger Ausbau	338
C Kosten.....	341
RECHTSMITTELBELEHRUNG	342
ANHANG	343
A. Karten.....	343
B. Netzentwicklungsplan 2019-2030: Statistik	348
C. Offshore-Anbindungssysteme Startnetz.....	349
D. Offshore-Anbindungssysteme Zubaunetz	350
a. Anbindungssysteme Nordsee	352
1. Anbindungssystem NOR-3-2 (DolWin 4)	352
2. Anbindungssystem NOR-6-3 (BorWin4)	354
3. Anbindungssystem NOR-7-2 (BorWin6)	356
4. Anbindungssystem NOR-9-1	358
5. Anbindungssystem NOR-9-2	360
6. Anbindungssystem NOR-10-1.....	361
7. Anbindungssystem NOR-10-2.....	363
8. Anbindungssystem NOR-11-1.....	364
9. Anbindungssystem NOR-11-2.....	366
10. Anbindungssystem NOR-12-1.....	368
11. Anbindungssystem NOR-12-2.....	370
12. Anbindungssystem NOR-13-1.....	371
b. Anbindungssysteme Ostsee	373
1. Anbindungssystem OST-1-4	373
2. Anbindungssystem OST-7-1	375
GLOSSAR.....	377
ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS	386
IMPRESSUM.....	389

I

A Verfahren

Der erste Entwurf des Netzentwicklungsplans 2019-2030 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern am 04.02.2019 veröffentlicht und zur Konsultation gestellt. Den anschließend von ihnen überarbeiteten zweiten Entwurf hat die Bundesnetzagentur am 15.04.2019 erhalten und geprüft.

Die Bundesnetzagentur beteiligte die Behörden, deren Aufgabenbereich berührt wird, und die Öffentlichkeit gem. § 12c EnWG in Verbindung mit den Bestimmungen der §§ 14h f. des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG). Gegenstand der Beteiligung waren der zweite Entwurf des Netzentwicklungsplans 2019-2030 und der Entwurf des Umweltberichts (§ 12c Abs. 3 S. 3 EnWG).

Für die zweite Konsultationsrunde stellte die Bundesnetzagentur der Öffentlichkeit und allen Beteiligten – neben dem zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans – ein Konsultationsdokument mit den vorläufigen Prüfungsergebnissen des Netzentwicklungsplans 2019-2030 zur Verfügung. Es soll der Öffentlichkeit Hilfestellung bieten, den komplexen Prozess der Erstellung und Genehmigung des Plans und die Einschätzung der einzelnen Maßnahmen besser nachzuvollziehen. Die Prüfung und mögliche Ergänzungen der Übertragungsnetzbetreiber während oder aufgrund der Konsultation floßen zusammen mit den Inhalten und Erkenntnissen aus den Stellungnahmen in die abschließende Beurteilung und Bestätigung des Netzentwicklungsplans 2019-2030 ein.

Im Netzentwicklungsplan wird bestätigt, welche wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Netzes im Jahr 2030 für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind. Bei den einzelnen Streckenmaßnahmen bezieht sich diese Bestätigung immer auf konkrete Netzverknüpfungspunkte. Anfangs- und Endpunkt einer Leitung stehen damit fest. Konkrete Trassenverläufe oder konkrete Standorte für Nebenanlagen wie Konverter oder neue Umspan- oder Schaltanlagen sind damit nicht vorweggenommen. Über diese Fragen wird in den nachfolgenden Fachplanungsverfahren entschieden. Ebenfalls nicht vorgegriffen wird der Klärung von Fragen der späteren baulichen Ausführung einer Leitung oder der Bündelung von Infrastrukturen. Auch darüber wird erst in den nachfolgenden Fachplanungsverfahren entschieden.

Die vorläufigen Prüfungsergebnisse der Bundesnetzagentur zum Netzentwicklungsplan 2019-2030 und der Entwurf des Umweltberichts, der zweite Entwurf des Netzentwicklungsplans 2019-2030 wurden vom 06.08.2019 bis zum 17.09.2019 am Sitz der Bundesnetzagentur (Tulpenfeld 4, 53111 Bonn) ausgelegt und auf der Internetseite www.netzausbau.de veröffentlicht. Behörden und Öffentlichkeit konnten sich zu den Entwürfen der Netzentwicklungspläne und des Umweltberichts bis zum 16.10.2019 äußern.

Insgesamt gingen rund 800 Stellungnahmen bei der Bundesnetzagentur ein. Jedes Schreiben wurde einzeln gezählt, auch solche, die eine gemeinsame Vorlage nutzten oder sich auf eine Ablehnung bestimmter Teile des Netzentwicklungsplans beschränkten, ohne dies näher auszuführen.

Veröffentlicht hat die Bundesnetzagentur auf ihren Internetseiten (<http://www.netzausbau.de/2019-2030-archiv>) die Stellungnahmen von Behörden, sofern diese einer Veröffentlichung nicht widersprochen hatten, sowie sonstige Eingaben, deren Verfasser einer vollständigen Veröffentlichung ausdrücklich zugestimmt hatten.

Im Rahmen der Konsultation des Netzentwicklungsplans Strom 2019-2030 wurden wie bereits in vorhergehenden Prozessen erneut viele Einwände erhoben, die sich allgemein auf die Energiewende bzw. auf andere Verfahrensschritte des Gesamtprozesses Netzausbau beziehen. Diese können in den betreffenden Verfahrensstufen bzw. ganz allgemein im politischen Raum diskutiert werden. Rechtlich sind sie nach den gesetzlichen Vorschriften zur Prüfung und Bestätigung des Netzentwicklungsplans jedoch ohne Belang, gleichwohl aber wichtig für den Gesamtprozess und für die allgemeine Akzeptanz des Netzausbau. Um den Verwaltungsakt der Bestätigung des Netzentwicklungsplans jedoch nicht zu überfrachten, hat die Bundesnetzagentur sich entschlossen,

diese Argumente in einem gesonderten Dokument zusammenzufassen und sich an dieser Stelle mit ihnen auseinanderzusetzen (<http://www.netzausbau.de/2019-2030-nep-ub>).

Im Nachgang sowohl zur Vorlage als auch zur Veröffentlichung des zweiten Entwurfs des Netzentwicklungsplans bzw. der vorläufigen Prüfungsergebnisse haben die Übertragungsnetzbetreiber mehrere Projekte nachgereicht, welche ebenfalls durch die Bundesnetzagentur geprüft wurden. Es handelt sich hierbei um folgende Maßnahmen:

- P22 M92: Conneforde nach Unterweser
- P26 M432: Brundsbüttel – Büttel
- P26 M76: Büttel – Wilster/West
- P26 M89: Wilster/West – Stade/West
- P51 M37: Großgartach – Endersbach
- P51 M632SA1: 380-kV-Schaltanlage Wendlingen
- P119 M90: Conneforde nach Elsfleth/West
- P119 M535: Elsfleth/West nach Samtgemeinde Sottrum
- P133 M253: Borken – Gießen/Nord
- P135 M255: Netzverstärkung zwischen Bechterdissen und Ovenstädt
- P206 M417: Herberdingen – Kreis Konstanz – Beuren – Gurtweil/Tiengen
- P211 M434: Gießen/Nord - Karben
- P215 M692: Netzkuppeltransformator in Bentwisch
- P302 M511: Höpfingen – Hüffenhardt
- P358 M567a: Zwei 380/220-kV-Netzkuppeltransformatoren in Weida
- P450 M678: Siedenbrünzow – Güstrow – Putlitz – Perleberg – Osterburg
- P450 M680: Streumen – Röhrsdorf
- P450 M681: Graustein – Bärwalde
- P450 M683: Ragow – Streumen
- P460 M687: Netzerweiterung in der Region Büscherhof
- P462 M689: Netzerweiterung im Raum Aachen
- P463 M690: Netzverstärkungen Westliches Rheinland (Klimareserve)
- P464 M691: Netzerweiterung im Saarland

Im Gegenzug wurden folgende Maßnahmen seitens der Übertragungsnetzbetreiber zurückgezogen und infolgedessen nicht mehr geprüft:

- P52 M59: Herberdingen - Tiengen
- P423 M641: Gurtweil – Beuren
- P423 M642: Einschleifung Engstlatt – Kühmoos – Villingen in Gurtweil
- P425 M640: Pkt. Hüfingen – Beuren
- P358 M570: 380-kV-Netzverstärkung Weide - Herlasgrün

Mit E-Mail vom 11.12.2019 gab die Bundesnetzagentur den Übertragungsnetzbetreibern zum Entscheidungstenor der beabsichtigten Bestätigung des Netzentwicklungsplans 2019-2030 mit Frist bis zum 17.12.2019 Gelegenheit zur Stellungnahme. Die Übertragungsnetzbetreiber nahmen die Gelegenheit mit Stellungnahme vom 17.12.2019 wahr. Die Übertragungsnetzbetreiber hatten redaktionelle Anmerkungen zum Entscheidungstenor, die entsprechend übernommen wurden.

B Prüfprozess

Der Ausbaubedarf im Übertragungsnetz wird im Wege eines mehrstufigen Prozesses ermittelt, der sich in regelmäßigen Abständen wiederholt. Der Netzentwicklungsplan Strom 2019-2030 soll ergründen, welcher Netzausbau bis zum Jahr 2030 erforderlich sein wird, um dem Ausstieg aus der Kohle- und Kernenergie, der Umstellung auf erneuerbare Energien und der Stärkung des europäischen Strommarkts Rechnung zu tragen. Das hängt entscheidend von der künftig zu erwartenden Netzbelastung ab. Netzbereiche mit gleichbleibender oder sinkender Netzbelastung müssen nicht erweitert werden, da hier die vorhandene Transportkapazität ausreicht. Netzbereiche, in denen Netzbelastung und Transportbedarf steigen, so dass die bestehenden Kapazitäten überschritten werden, müssen dagegen angemessen optimiert, verstärkt oder ausgebaut werden.

Ausschlaggebend für die Netzbelastung und damit für den Netzausbaubedarf ist, wo zukünftig welche Mengen an Strom in das Übertragungsnetz eingespeist bzw. wieder aus dem Übertragungsnetz entnommen werden. Um dies prognostizieren zu können, muss man realistische Annahmen darüber treffen, wie Strom in Zukunft erzeugt, gespeichert und genutzt wird. Erst dann kann man bewerten, wie das Übertragungsnetz als „dienende“ Infrastruktur für den Stromtransport aussehen muss.

Aus dieser Vielzahl von Annahmen lassen sich verschiedene Szenarien für das betrachtete Zieljahr 2030 entwickeln. Mehrere solcher Szenarien bilden als sogenannter Szenariorahmen den Ausgangspunkt für die Netzentwicklungsplanung. Dieser Szenariorahmen dient als Grundlage für die folgenden Schritte der Regionalisierung, der Marktmodellierung und der eigentlichen Netzplanung.

1. Szenariorahmen

Der Szenariorahmen beschreibt mit verschiedenen Annahmen zu Erzeugung, Last und Verbrauch, wie sich die Energieversorgung Deutschlands zukünftig entwickeln könnte. Er zeigt dabei unterschiedliche mögliche Entwicklungspfade („Szenarien“) auf. Den für den Netzentwicklungsplan 2019-2030 maßgeblichen Szenariorahmen 2019-2030 hat die Bundesnetzagentur am 15.06.2018 genehmigt. Er enthält insgesamt fünf Szenarien. Drei Szenarien beschreiben Entwicklungspfade bis zum Jahr 2030, ein Szenario bis zum Jahr 2035 und ein Szenario bis zum Jahr 2025. Die Bundesnetzagentur genehmigt damit in Abweichung zum Szenariorahmen 2017-2030 nicht nur die gesetzlich vorgeschriebene Mindestanzahl von vier Szenarien, sondern ein zusätzliches Zwischenszenario B 2025. Dieses Zwischenszenario wird zur Prüfung der von den Übertragungsnetzbetreibern eingereichten kurzfristig durchführbaren Maßnahmen („Ad-Hoc“ Maßnahmen) genutzt.

Szenariorahmen 2019-2030 als Grundlage des Netzentwicklungsplans Strom 2019-2030

Installierte Leistung [GW]						
Energieträger	Referenz 2017	Szenario A 2030	Szenario B 2030	Szenario C 2030	Szenario B 2025	Szenario B 2035
Kernenergie	9,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	21,2	9,4	9,3	9,0	9,4	9,0
Steinkohle	25,0	13,5	9,8	8,1	13,5	8,1
Erdgas	29,6	32,8	35,2	33,4	32,5	36,9
Öl	4,4	1,3	1,2	0,9	1,3	0,9
Pumpspeicher	9,5	11,6	11,6	11,6	11,6	11,8
sonstige konv. Erzeugung	4,3	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1
Kapazitätsreserve	0,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Summe konv. Erzeugung	103,5	74,7	73,2	69,1	74,4	72,8
Wind Onshore	50,5	74,3	81,5	85,5	70,5	90,8
Wind Offshore	5,4	20,0	17,0	17,0	10,8	23,2
Photovoltaik	42,4	72,9	91,3	104,5	73,3	97,4
Biomasse	7,6	6,0	6,0	6,0	7,3	4,6
Wasserkraft	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6
sonstige reg. Erzeugung	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
Summe reg. Erzeugung	112,8	180,1	202,7	219,9	168,8	222,9
Summe Erzeugung	216,3	254,8	275,9	289,0	243,2	295,7
Nettostromverbrauch [TWh]						
Nettostromverbrauch ¹⁾	530,1	512,3	543,9	576,5	528,4	549,4
Treiber Sektorenkopplung [Anzahl in Mio.]						
Haushaltswärmepumpen	0,7	1,1	2,6	4,1	1,7	2,9
Elektroautos	0,1	1,0	6,0	10,0	2,0	8,0
Flexibilitätsoptionen und Speicher [GW]						
Power-to-Gas	---	1,0	2,0	3,0	0,5	3,0
PV-Batteriespeicher	0,3	6,5	8,0	10,1	3,2	12,3
Großbatteriespeicher	0,1	1,5	2,0	2,4	1,2	3,4
DSM (Industrie und GHD)	1,5	2,0	4,0	6,0	3,0	5,0
Marktmodellierung						
CO ₂ -Vorgabe zur Marktmodellierung [Mio. t CO ₂]	---	max. 184	max. 184	max. 184	max. 240	max. 127

1) Inklusive der Summe der Netzverluste in TWh im Verteilnetz.

Die einzelnen Szenarien enthalten unterschiedliche Annahmen, wie stark und wie schnell die Energielandschaft sich verändert.

Das Szenario A 2030 (geringe Sektorenkopplung mit zentraleren Strukturen) ist durch eine hohe Transformationsgeschwindigkeit bei der Umsetzung der Energiewende (65 %-EE am Bruttostromverbrauch) gekennzeichnet, in der Stromerzeugungskapazitäten eher zentral (Braun- und Steinkohle sowie Wind Offshore) und der Innovationsgrad (Treiber Sektorenkopplung, Flexibilitätsoptionen und Speicher) eher gering sind.

Die Szenarien B 2025/2030/2035 (Moderate Sektorenkopplung mit gemischten Strukturen) zeichnen sich gegenüber dem Szenario A 2030 dadurch aus, dass zwar das Transformationstempo gleich hoch bleibt (65 %-EE am Bruttostromverbrauch in 2030), aber durch eine Vielzahl unterschiedlicher Maßnahmen und Technologien die Innovationsgeschwindigkeit der Energiewende erhöht wird.

Im Szenario C 2030 (Starke Sektorenkopplung mit dezentraleren Strukturen) ist der Innovationsgrad bei gleichbleibenden hohen Transformationstempo (65 %-EE am Bruttostromverbrauch) am höchsten. Dies wird durch eine intensive Nutzung neuer Speicher- und Flexibilitätstechnologien sowie die Vernetzung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr erreicht.

In allen 2030er-Szenarien wird ein prozentual gleich hoher aber unterschiedlicher Ausbau der maßgeblichen erneuerbaren Energieträger angenommen. Auch die Effizienzeinsparungen sind mit -30 TWh in allen 2030er-Szenarien gleich. Die Dimensionierung des konventionellen Kraftwerksparks sinkt von Szenario A 2030 bis Szenario C 2030 aufgrund immer niedrigerer Annahmen zur technisch-wirtschaftlich Betriebsdauer der Kraftwerke. Die Treiber der Sektorenkopplung und damit der Nettostromverbrauch sowie die Jahreshöchstlast steigen demgegenüber von Szenario A 2030 bis Szenario C 2030 immer weiter an.

In den vergangenen Genehmigungen des Szenariorahmens wurden NTCs auf Basis des europäischen TYNDPs genehmigt. Bei diesem Verfahren wurde eine Übertragungskapazität für den gerichteten Austausch zwischen zwei Marktgebieten vorgegeben und über den gesamten betrachteten Zeitraum (ein Jahr) konstant gehalten. In der auf den Szenariorahmen folgenden Marktsimulation durfte die gehandelte Strommenge zwischen den Marktgebieten die vorgegebenen NTC-Kapazitäten zu keinem Zeitpunkt übersteigen.

Der Szenariorahmen 2019-2030 sieht nun erstmals die Anwendung des Flow-Based-Market-Couplings (FBMC) an allen Grenzen Deutschlands zu den Nachbarländern vor, an welchen eine Verbindung im Wechselstromnetz existiert. Diese neue Vorgehensweise basiert sowohl auf der Tatsache, dass bereits an den meisten Grenzen FBMC zum Einsatz kommt bzw. in den nächsten Jahren zum Einsatz kommen soll. Der wesentliche Unterschied zu der Verwendung von NTCs besteht darin, dass verfügbare Kapazitäten nicht zwischen Marktgebieten, sondern auf sog. „kritischen Zweigen“ vorgegeben werden. Als kritische Zweige werden diejenigen Leitungen definiert, die durch den Handel besonders stark belastet werden. Die aufgrund der handelsseitig ausgetauschten Strommengen resultierenden Leistungsflüsse auf diesen Leitungen dürfen die vorgegebenen Kapazitätswerte nicht übersteigen. Es handelt sich daher um eine leitungsscharfe Vorgabe von Kapazitäten für den Handel. Genau dieser Ansatz liegt auch den neuen europäischen Vorschriften aus dem Clean Energy Package (CEP) zu Grunde.

Zwischen Deutschland und den Anrainerstaaten wurden also folgende Interkonnektoren berücksichtigt:

Übersicht Interkonnektoren:

Grenze	Projektname
Deutschland – Großbritannien	NeuConnect
Deutschland – Schweden	Hansa Power Bridge I
Deutschland – Schweden	Hansa Power Bridge II, nur im Zieljahr 2035
Deutschland – Belgien	zweiter Interkonnektor
Deutschland – Frankreich	Uchtelfangen – Ens Dorf – Bundesgrenze
Deutschland – Frankreich	Eichstetten – Bundegrenze
Deutschland – Schweiz	Tiengen – Bundesgrenze
Deutschland – Luxemburg	Aach – Bofferdange
Deutschland – Polen	GerPol PowerBridge II, nur im Zieljahr 2035

2. Regionalisierung

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

2.1 Regionalisierung der Erzeugung

Die Leistung einer bereits existierenden Erzeugungsanlage kann im Regionalisierungsmodell ohne weiteres einem Netzknoten zugeordnet werden. Schwieriger ist es, beispielsweise den Standort und die Leistung von Windparks oder neuen konventionellen Kraftwerken, die bis zum Jahr 2030 bzw. 2035 gebaut werden, vorherzusagen. Abhängig von den verwendeten Erzeugungstechnologien kommen für diese Prognosen unterschiedliche Herangehensweisen zum Einsatz.

Für die Erneuerbaren werden deren regionales Potential und die regionalplanerisch ausgewiesene Flächennutzung berücksichtigt. Ergänzend werden die den Verteilnetzbetreibern vorliegenden Netzanschlussanträge ausgewertet und so belastbare Informationen über Lage und Leistung der in den nächsten Jahren geplanten neuen EE-Anlagen gewonnen. Beantragt beispielsweise der Betreiber eines in Planung befindlichen Windparks eine Anschlussleitung mit einer Kapazität von mehreren Hundert Megawatt, kann man daraus Rückschlüsse ziehen, wieviel Strom und wo dieser Windpark zukünftig in das Netz einspeisen wird. Anhand der erwarteten Windgeschwindigkeiten und der solaren Strahlungsstärken lassen sich mit Hilfe der Anlagendaten (Masthöhen, Gleichzeitigkeitsfaktor durch ungünstige Ausrichtungswinkel, Abschattungseffekte) die volatilen Erzeugungszeitreihen für Wind- und Solarenergie berechnen. Auch Anlagen, deren Erzeugung weniger volatil ist, wie z. B. Biomasse- oder Laufwasserkraftwerke werden berücksichtigt.

Hinsichtlich der konventionellen Erzeugung wird ermittelt, wo sich Kraftwerksstandorte in Planung befinden. Für bestehende konventionelle Kraftwerke wird eine maximale Lebensdauer angenommen. Wenn diese in den betrachteten Zieljahren 2030 bzw. 2035 überschritten ist, werden betroffene Kraftwerke in der Modellierung nicht mehr berücksichtigt und die zugehörigen Netzknoten weisen entsprechend weniger konventionelle Leistung auf.

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

2.2 Regionalisierung der Last

Die Lastzeitreihen für den Netzentwicklungsplan 2030 werden erstmals auf der Grundlage eines modellgestützten Ansatzes ermittelt. Die Methodik dazu wird vom Fraunhofer ISI in der Studie „Entwicklung der regionalen Stromnachfrage und Lastprofile“ im Auftrag der Übertragungsnetzbetreiber entwickelt. Die Studie umfasst sowohl die Ermittlung der Nachfrage für Gesamtdeutschland als auch die Zuordnung der Nachfrage zu verschiedenen innerdeutschen Regionen.

Zunächst wird die nationale Stromnachfrage in den Sektoren Haushalte, Industrie, Verkehr sowie Gewerbe, Handel und Dienstleistung (GHD) modelliert. Dabei werden Annahmen zur technologischen Entwicklung berücksichtigt und sektorenspezifische Aktivitätsgrößen in die Zukunft projiziert. Das Ergebnis ist eine Veränderung der historischen Stromnachfragekurven der Sektoren. In der Summe ergibt sich die gesamt nationale Nachfragekurve, die die vorgegebene Jahresenergiemenge erfüllen muss und die Jahreshöchstlast berücksichtigt. Diese wird mit sektoralen Verteilungsschlüsseln auf die Landkreise verteilt. In diesem Schritt werden zahlreiche landkreisscharfe Parameter wie die Anzahl der Haushalte, die regionale Bevölkerungsentwicklung, die Anzahl von Beschäftigten je Region und Sektor oder klimatische Faktoren berücksichtigt. Dadurch wird beispielsweise die nationale Nachfragekurve des Haushaltssektors einen verhältnismäßig starken Einfluss auf die regionale Nachfragekurve einer Region mit hohem verfügbarem Einkommen und starkem Zuzug haben. Um eine Berechnung der Leistungsflüsse im Übertragungsnetz zu ermöglichen, ist es im letzten Schritt erforderlich, die Landkreise bestimmten Netzknoten des Übertragungsnetzes zuzuordnen.

Durch das Vorgehen entstehen regionale Lastzeitreihen, die nicht auf historischen Profilen basieren, sondern modellbasierte Prognosen darstellen. Die resultierenden Zeitreihen weisen entsprechende Unterschiede zu den Lastzeitreihen vergangener Netzentwicklungspläne auf. Insbesondere im Süden Deutschlands kommt es durch die neue Modellierung zu steigenden Lasten, während die Lasten in den östlichen Landkreisen teilweise abnehmen. Für diese Entwicklung können einige Hauptursachen identifiziert werden. Im Vergleich zu der heutigen Stromnachfrage prognostiziert das Modell eine Steigerung in großen Teilen Bayerns und in Teilen von Baden-Württemberg in den Sektoren Haushalte und GHD. Dies ist insbesondere auf die Annahme eines Bevölkerungszuwachses in den entsprechenden Regionen zurückzuführen, die auf der Raumordnungsprognose 2035 des Bundesinstituts für Bau-, Stadt- und Raumforschung basiert. Hinzu kommt die Annahme eines vergleichsweise großen Zuwachses von Wärmepumpen in Süddeutschland. Deren Regionalisierung erfolgt hauptsächlich entsprechend der Verteilung von Einfamilienhäusern, die auf die Regionaldatenbank des statistischen Bundesamtes zurückgeht. Da in Bayern bereits heute viele Einfamilienhäuser stehen und zudem dort ein Bevölkerungszuwachs angenommen wird, fällt dort ein großer Teil der prognostizierten Last durch Wärmepumpen an. Insbesondere im Szenario C 2030, aber auch in den Szenarien B 2030 und B 2035, haben die Wärmepumpen einen wesentlichen Anteil an der Gesamtlast.

Die Bundesnetzagentur hat zur Plausibilisierung der von den Übertragungsnetzbetreibern vorgenommenen Regionalisierung den externen Gutachter unter anderem damit beauftragt, eine eigene Regionalisierung anhand einer ähnlichen Methodik vorzunehmen. So kann überprüft werden, ob die Ergebnisse der Regionalisierung bei gleichen Annahmen reproduzierbar sind. Der Vergleich der Ergebnisse ergibt eine hohe Übereinstimmung mit den von den Übertragungsnetzbetreibern gelieferten Daten. Im Szenario B 2030 decken sich die regionalisierten Lastzeitreihen der Übertragungsnetzbetreiber und des Gutachters zu über 97 Prozent.

Um die Auswirkungen der neuen Lastmodellierung zu untersuchen, hat die Bundesnetzagentur zudem eine Sensitivitätsrechnung durchgeführt. Dafür hat sie die nationale Lastzeitreihe des Szenarios B 2030 entsprechend den Lastzeitreihen des Netzentwicklungsplans 2025 regionalisiert. Mit diesen modifizierten Lasten wurde eine Netzberechnung durchgeführt und das Ergebnis mit dem Ergebnis der Netzberechnung mit den Lastzeitreihen des Netzentwicklungsplanes 2030 verglichen.

3. Marktmodellierung

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

Die Netzentwicklungsplanung muss also neben der regionalen Zuordnung von Erzeugung und Verbrauch auch eine zeitliche Dimension berücksichtigen. Dazu werden in dem für die Netzplanung angewandten Modell Stromangebot und -nachfrage für jede einzelne Stunde des Zieljahres 2030 unter den gegebenen Marktbedingungen ermittelt und durchgespielt.

Für jede einzelne Stunde wird prognostiziert, wie Kraftwerke bzw. Anlagen zur Stromerzeugung in das Netz einspeisen werden, um die zu erwartende Nachfrage (den Verbrauch) zu decken. Die Nachfrage wird anhand einer nach den Vorgaben des Szenariorahmens modellierten Lastverteilung und dem jeweiligen Nettostrombedarf des betrachteten Szenarios abgeschätzt.

Die Modellierung berücksichtigt den Einspeisevorrang für erneuerbare Energien und KWK-Anlagen. Aus den Erzeugungszeitreihen der erneuerbaren Energien bzw. der KWK und den Lastzeitreihen ergibt sich die sogenannte Residuallast, also der nach Abzug der erneuerbaren Einspeisung noch zu deckende Anteil an Stromnachfrage, oder – falls die Erzeugung über der Last liegt – ein Stromüberschuss.

Um eine verlässliche Aussage über die zukünftige Transportaufgabe des Übertragungsnetzes zu erhalten, muss die Deckung der Residuallast realitätsnah modelliert werden. Dies geschieht in der Marktmodellierung durch ein Nachbilden des europäischen Strommarkts. Konkret bedeutet diese eine volkswirtschaftlich optimale Allokation aller in den betrachteten Zieljahren (2030, 2035) nach den zu erwartenden energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen wahrscheinlich noch im Markt befindlicher Kraftwerke im In- und Ausland. Die Kraftwerke stehen bedingt durch Brennstoff- und CO₂-Preise sowie durch ihre Fixkosten in einer bestimmten Einsatzreihenfolge im Markt, der Merit-Order. Die Grenzkosten des teuersten Kraftwerks, das in einer bestimmten Stunde gerade noch zur Residuallastdeckung zum Zuge kommt, legen den Markträumungspreis (vereinfacht: Großhandelspreis) in dieser Stunde fest. Alle in der Einsatzreihenfolge günstiger liegenden Kraftwerke speisen ein, alle teureren nicht.

Diese vereinfachte Darstellung wird in der Modellierung noch durch reale Kraftwerksparameter ergänzt. So sind gerade Kohlekraftwerke nur bedingt flexibel und können nicht stundenweise an- und ausgeschaltet werden. Durch die Berücksichtigung von Anfahr- und Stillstandzeiten wird den in Realität vorherrschenden Bedingungen Rechnung getragen, auch wenn dies in manchen Stunden zu einer Überdeckung des Bedarfs führt.

Dass die Marktmodellierung nach dem Prinzip eines ökonomischen Einsatzes der Kraftwerke erfolgt, heißt nicht, dass andere für den Einsatz von Kraftwerken bestimmende Faktoren außer Betracht blieben. So wird im Marktmodell selbstverständlich berücksichtigt, dass beispielsweise wärmegeführte KWK-Anlagen auch dann Strom produzieren, wenn dies zwar aus reinen Strompreisgründen unattraktiv wäre, der Wärmebedarf aber zwingend den Betrieb der Anlage erfordert („konventioneller Sockel“).

Die Stromnachfrage kann im Marktmodell theoretisch noch modifiziert werden, wenn man Laststeuerung berücksichtigt. Laststeuerung bedeutet, bei hohen Strompreisen am Markt die Nachfrage zu vermindern und sie später bei niedrigen Strompreisen „nachzuholen“. Es ist jedoch anzunehmen, dass Laststeuerung eher netzausbauerhöhenden Effekt haben wird. Denn sie führt bei niedrigen Strompreisen zu einer höheren Nachfrage und umgekehrt bei höheren Strompreisen zu einer niedrigeren Nachfrage. Das gleiche gilt für eine an Marktpreisen orientierte Speicherung von Strom.

Bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien sind die Strompreise üblicherweise niedrig. Damit würden die Nachfrage und damit auch der Transportbedarf steigen. Im umgekehrten Fall, bei hohen Strompreisen (welche zeitlich im Wesentlichen mit geringer EE-Einspeisung zusammenfallen), bewirkt Laststeuerung eine geringere Nachfrage. Für solche Lastsituationen, das heißt bei gleichzeitig geringer EE-Einspeisung und überwiegender Deckung der Nachfrage durch konventionelle Kraftwerke, ist typischerweise kein Netzausbau erforderlich.

In der Marktsimulation muss zwischen den diversen Anlagenarten unterschieden werden. Die bedeutsamsten regenerativen Energien Photovoltaik und Windkraft speisen immer ein, wenn die Sonne scheint bzw. der Wind weht, da ihre Betriebskosten für die Stromproduktion nahe Null liegen. Um deren Einspeisung zu modellieren werden die tatsächlichen Wetterdaten des Jahres 2012 verwendet, das in dieser Hinsicht als durchschnittlich gelten kann. In der Marktmodellierung werden so nur typische Situationen abgebildet, kein Zusammentreffen mehrerer „extremer“ Wetterereignisse, das zu einer Überdimensionierung des Netzes führen könnte.

Bei regenerativen Erzeugern, denen Brennstoffkosten entstehen (wie z. B. Biomasse-Anlagen), oder bei nach dem KWK-Gesetz geförderten Anlagen kommt ein gesetzlicher Einspeisevorrang zum Tragen. Generell müssen KWK-fähige Kraftwerke den stündlichen Wärmebedarf unabhängig vom Strommarkt decken, so dass auch deren Stromerzeugung zumindest teilweise vom Strommarkt entkoppelt ist.

Über den real zu erwartenden Zubau erneuerbarer Energien und die Standortprognosen im Rahmen der Regionalisierung sowie mit der Berücksichtigung von kleinen KWK-Anlagen mit weniger als 10 MW Leistung, die zusammen bundesweit eine Gesamtkapazität von 7,3 Gigawatt in dem Kurzfristszenario für 2025, von 8,8 – 8,9 Gigawatt in den Szenarien für das Jahr 2030 bzw. 10,3 Gigawatt für das Jahr 2035 ausmachen (was mehreren Großkraftwerken entspricht), ist auch eine dezentrale, lastnahe Erzeugung im Marktmodell abgebildet.

Die konventionellen Kraftwerke speisen Strom in das Netz ein, wenn der Großhandelspreis höher als ihre Grenzkosten ist. Zu berücksichtigen sind zum Beispiel die Höhe der Brennstoffkosten und der CO₂-Kosten sowie die Wirkungsgrade, die betrieblich bedingten Stillstandzeiten, die Mindestlaufzeiten und weitere technische Restriktionen der Kraftwerke.

Wie Verteilnetze in das Übertragungsnetz einspeisen bzw. welche Leistung sie diesem entnehmen, bildet die Modellierung ab, indem die Verteilnetze an ihren jeweiligen Netzknoten dem Übertragungsnetz zugeordnet werden. Über die verschiedenen Netzknoten erfolgt dann die Einspeisung aus den unterschiedlichen erneuerbaren Energieträgern (wie z.B. Photovoltaik, Onshore-Wind, Pumpspeicher, Biomasse, Laufwasser usw.) in das Übertragungsnetz, sofern die erzeugte Energie nicht bereits in den Verteilnetzen verbraucht wird. Dabei werden auch kleinere KWK-Anlagen berücksichtigt. Für das Übertragungsnetz wird also nur die Leistung berücksichtigt, die auch tatsächlich zu übertragen ist.

Auch der grenzüberschreitende Stromhandel und der Kraftwerkspark im Ausland müssen im Marktmodell berücksichtigt werden. Dabei wird davon ausgegangen, dass Strom aus dem Ausland nachgefragt wird, wenn er in Deutschland billiger produziert wird als im Ausland, was typischerweise in Zeiten eines hohen Windstromangebots der Fall ist, aber auch zu extrem sonnenreichen Zeiten auftreten kann. Da die ausländischen Stromerzeuger nicht Teil des Szenariorahmens sind, müssen hierfür andere Datengrundlagen herangezogen werden. Entsprechende Prognosen werden aus den Szenarien des Scenario Development Report 2018 (SDR 2018) abgeleitet und den deutschen Szenarien zugeordnet. Dabei wurde für alle Szenarien das europäische Szenario „Sustainable Transition 2030“ gewählt. Folglich wird in jedem Szenario ein einheitlicher europäischer Kraftwerkspark für die Modellrechnungen verwendet. Demzufolge sind Unterschiede in der Netzbelastung die sich zwischen den Szenarien ergeben nur auf die verschiedenen energiewirtschaftlichen Annahmen für Deutschland und deren Auswirkungen auf das Marktgeschehen zurückzuführen.

Der Netzentwicklungsplan 2019-2030 sieht nun erstmals die Anwendung des FBMC (Flow-Based-Market-Coupling) an allen Grenzen Deutschlands zu den Nachbarländern vor. Diese neue Vorgehensweise basiert sowohl auf der Tatsache, dass bereits an den meisten Grenzen FBMC zum Einsatz kommt bzw. in den nächsten Jahren zum Einsatz kommen soll. Der wesentliche Unterschied zu der Verwendung von NTCs besteht darin, dass verfügbare Kapazitäten nicht zwischen Marktgebieten, sondern auf sog. „kritischen Zweigen“ vorgegeben werden. Als kritische Zweige werden diejenigen Leitungen definiert, die durch den Handel besonders stark belastet werden. Die aufgrund der handelsseitig ausgetauschten Strommengen resultierenden Leistungsflüsse auf diesen Leitungen dürfen die vorgegebenen Kapazitätswerte nicht übersteigen. Es handelt sich daher um eine leitungsscharfe Vorgabe von Kapazitäten für den Handel.

Als kritische Zweige im FBMC werden dabei im Netzentwicklungsplan ausschließlich Leitungen zwischen den Marktgebieten (Interkonnektoren) berücksichtigt. Nach dem neuen europäischen Rechtsrahmen aus dem CEP müssen dabei 70 % der thermischen Kapazität der Leitung nach dem FBMC Verfahren dem grenzüberschreitenden Handel zur Verfügung gestellt. Bei DC-Leitungen kann dagegen die volle Kapazität für die Netzplanung angenommen werden, da hier keine Ringflüsse auftreten.

Durch die Ergebnisse der Regionalisierung und der Marktsimulation entstehen stunden- und netzknotenscharfe Modelle, an welchen Orten im Jahre 2030 zu welchen Zeitpunkten wie viel Strom produziert und verbraucht bzw. importiert oder exportiert wird.

Im Ergebnis definiert die Marktmodellierung damit für alle 8760 Stunden der modellierten Jahre die Transportaufgabe, deren Auswirkung auf das Netz in der Netzberechnung ermittelt werden kann.

4. Netzberechnung und -planung

Die Ergebnisse der Marktmodellierung beschreiben die Übertragungsaufgaben, die das Übertragungsnetz erfüllen muss. Während die Marktmodellierung Einspeisung und Verbrauch vorgibt, wird im nächsten Schritt berechnet, zu welchen Betriebszuständen es aufgrund dessen im Übertragungsnetz kommt. Da im Marktmodell alle 8.760 Stunden des Jahres 2030 berechnet wurden, ergeben sich in der Netzberechnung ebenfalls 8.760 Betriebszustände, die in die Prüfung einbezogen werden. Sind bestimmte Betriebszustände unzulässig, muss nach einer netztechnischen Lösung gesucht werden.

Zunächst werden mittels eines mathematischen Algorithmus die Stromflüsse im Übertragungsnetz berechnet, die sich aus den in der Marktmodellierung ermittelten Ein- und Ausspeisungen an den über 5000 Netzknoten (gesamteuropäisches Netz). Diese Berechnungen ergeben für jede Leitung des Übertragungsnetzes für jede berechnete Stunde einen Belastungswert, angegeben in einem prozentualen Verhältnis zu der maximalen thermischen Stromtragfähigkeit der Leitung. Der maximale Belastungswert muss auch bei Ausfall eines Betriebsmittels (z. B. einer Leitung) unter 100% bleiben. Wenn nicht, hätte der Ausfall eines Betriebsmittels die Überlastung eines weiteren zur Folge, so dass auch dieses ausfiele. So könnten Kettenreaktionen entstehen, die großräumige Stromunterbrechungen nach sich zögen.

4.1 Netzbegriffe und ihre Bedeutung

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

4.1.1 Startnetz

Die Netzausbauplanung muss an einem bestimmten Ausgangspunkt ansetzen, dem sogenannten Startnetz. Dieses Startnetz bildet das Netzmodell, von dem ausgehend alle weiteren Prüfungen durchgeführt werden. Es besteht aus dem zum Zeitpunkt der Prüfung jeweils vorhandenen Übertragungsnetz und den im Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) vorgesehenen Leitungen, für die der Gesetzgeber die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und den vordringlichen Bedarf bereits vor der Schaffung der Netzentwicklungsplanung festgestellt hatte.

Zusätzlich zählt die Bundesnetzagentur auch solche Maßnahmen zum Startnetz, die bereits heute im Bau sind oder bei denen der Baubeginn unmittelbar bevorsteht.

Zudem zählen auch Vorhaben aus dem Bundesbedarfsplangesetz zum Startnetz, sofern für sie bereits ein Antrag auf Planfeststellung vorliegt. Dies schließt nicht aus, bei unerwarteter Änderung wichtiger Rahmenbedingungen auch bei fortgeschrittener Umsetzung eines Vorhabens den Bedarf noch einmal nachzuprüfen. Bisher aber haben sich Vorhaben des Bundesbedarfsplans auch nach mehrmaliger Prüfung über die verschiedenen Netzentwicklungspläne hinweg als robust auch gegenüber merklich veränderten Rahmenbedingungen erwiesen. Ihre tatsächliche Umsetzung schreitet in den dafür vorgesehenen Raumordnungs-, Bundesfachplanungs- und Planfeststellungsverfahren (teils in Zuständigkeit der Länder, teils in Zuständigkeit des Bundes) voran. Für diese Verfahren ist eine ad infinitum fortgesetzte Überprüfung des netztechnischen Bedarfs der betroffenen Maßnahme hinderlich, da dies so wahrgenommen wird, als stünde die gesetzliche Bedarfsfeststellung für alle Zeit unter Vorbehalt. Zwischen der Veröffentlichung der vorläufigen Prüfungsergebnisse und der Bestätigung des Netzentwicklungsplans 2019-2030 wären entsprechend dieser Definition die Maßnahmen DC2 Osterath – Philippsburg (Ultranet), das Projekt P39 mit der Maßnahme M29 Röhrsdorf - Remptendorf sowie die Maßnahme M71b Dollern-Sottrum Teil des Startnetzes geworden. Die Bundesnetzagentur hat die begonnene Prüfung gleichwohl fortgesetzt und die Maßnahmen auch nochmals in die Bestätigung des Netzentwicklungsplans 2019-2030 aufgenommen. Denn bei dem Begriff des Startnetzes geht es nicht um ein Prüfungs- oder Bestätigungsverbot, sondern nur um einen klaren Aufsetzpunkt für die Netzmodellierungen. Es ist verfahrensökonomischer und damit sinnvoller, den zu Beginn der Prüfungen gewählten Aufsetzpunkt beizubehalten als diesen

zwischen durch anzupassen.

Im Folgenden sind rein informatorisch die Streckenmaßnahmen aufgelistet, die sich bereits im Startnetz befinden:

Liste von Startnetzmaßnahmen

Startnetznummer	Netzverknüpfungspunkte	Art
50HzT-003	Neuenhagen – Vierraden – Bertikow	Leitung
50HzT-007	Neuenhagen – Hennigsdorf – Wustermark	Leitung
50HzT- P34	Perleberg – Stendal/West – Wolmirstedt	Leitung
50HzT- P34	Parchim/Süd – Perleberg	Leitung
50HzT- P34	Güstrow – Parchim/Süd	Leitung
50HzT- P36	Bertikow – Pasewalk	Leitung
50HzT- P38	Pulgar – Geußnitz (Abschnitt Ost)	Leitung
50HzT- P38	Geußnitz – Bad Sulza (Abschnitt Mitte)	Leitung
50HzT- P38	Bad Sulza – Vieselbach (Abschnitt West)	Leitung
P39 M29	Röhrsdorf – Weida – Remptendorf	Leitung
50HzT- P64	Combined Grid Solution (CGS)	Leitung
AMP-001	Wehrendorf – St. Hülfe	Leitung
AMP-009	Niederrhein – Punkt Wettringen	Leitung
AMP-009	Niederrhein – Punkt Wettringen (Kabel)	Leitung
AMP-009	Punkt Wettringen – Punkt Meppen	Leitung
AMP-010	Punkt Gaste – Lüstringen	Leitung

Liste von Startnetzmaßnahmen

Startnetznummer	Netzverknüpfungspunkte	Art
AMP-010	Lüstringen – Wehrendorf	Leitung
AMP-010	Lüstringen – Hesseln	Leitung
AMP-010	Hesseln – Gütersloh	Leitung
AMP-014	Punkt Fellerhöfe – Punkt St. Tönis	Leitung
AMP-014	Punkt St. Tönis – Punkt Hüls-West	Leitung
AMP-014	Utfort – Punkt Hüls- West	Leitung
AMP-014	Osterath – Gohrpunkt	Leitung
AMP-014	Gohrpunkt – Rommerskirchen	Leitung
AMP-014	Utfort – Osterath	Leitung
AMP-014	Punkt Stratum-Süd – Gellep	Leitung
AMP-018	Rommerskirchen – Sechtem	Leitung
AMP-018	Brauweiler – Sechtem	Leitung
AMP-022	Kruckel – Punkt Ochsenkopf	Leitung
AMP-022	Punkt Ochsenkopf – Dauersberg	Leitung
AMP-032	Niederrhein – Utfort	Leitung
AMP-P41	Punkt Metternich – Niederstedem	Leitung
AMP-P52	Punkt Rommelsbach – Herbertingen	Leitung
P52 M94b	Punkt Neuravensburg – Bundesgrenze (AT)	Leitung

Liste von Startnetzmaßnahmen

Startnetznummer	Netzverknüpfungspunkte	Art
P52 M95	Punkt Wullenstetten – Punkt Niederwangen	Leitung
AMP-P65	Oberzier – Bundesgrenze (BE)	Leitung
TTG-005	Hamburg/Nord – Dollern	Leitung
TTG-005	Audorf/Süd - Handewitt	Leitung
TTG-005	Handewitt – Kassø	Leitung
TTG-006	Wahle – Mecklar	Leitung
TTG-007	Dörpen/West – Niederrhein (Punkt Meppen)	Leitung
TTG-009	Ganderkesee - St. Hülfe	Leitung
TTG-P25	Süderdonn – Heide/West	Leitung
TTG-P25	Heide/West - Husum/Nord	Leitung
TTG-P25	Husum/Nord - Klixbüll/Süd	Leitung
TTG-P46	Redwitz – Mechlenreuth – Etzenricht – Schwandorf (Ostbayernring)	Leitung
TTG-P66	Wilhelmshaven (Fedderwarden) – Conneforde	Leitung
TTG-P67	Simbach – Matzenhof – Bundesgrenze AT	Leitung
TTG-P67	Altheim – Adlkofen	Leitung
TTG-P67	Adlkofen – Matzenhof (Abzweig Simbach)	Leitung
TTG-P68	Deutschland – Norwegen (NordLink): onshore	Leitung
TTG-P68	Deutschland – Norwegen (NordLink): offshore bis zur AWZ-Grenze	Leitung

Liste von Startnetzmaßnahmen

Startnetznummer	Netzverknüpfungspunkte	Art
TTG-P69	Emden/Ost – Conneforde	Leitung
TNG-P49	Daxlanden – Bühl/Kuppenheim – Weier – Eichstetten	Leitung
TNG-P70	Birkenfeld – Mast 115A	Leitung

4.1.2 Zubaunetz und Zielnetz

Alle übrigen Maßnahmen werden im Netzentwicklungsplan Strom als Zubaumaßnahmen bezeichnet und bilden ein Zubaunetz.

Startnetz und das jeweils betrachtete Zubaunetz (also die Summe bestimmter Zubaumaßnahmen) ergeben zusammen ein **Zielnetz**. Betrachtet man zum Beispiel als Zubaunetz nur diejenigen Maßnahmen, die bereits im Bundesbedarfsplan stehen, ergibt sich das BBP-Zielnetz oder schlicht **BBP-Netz**. Betrachtet man ein bestimmtes Szenario, ergibt sich für dieses Szenario ein Zielnetz mit allen von den Übertragungsnetzbetreibern für dieses Szenario vorgeschlagenen Maßnahmen (z. B. das Zielnetz B 2030).

4.1.3 Ad-Hoc-Maßnahmen

Zweck des Netzentwicklungsplans 2019-2030 ist es, den langfristigen Netzausbaubedarf für das untersuchte Zieljahr 2030 zu bestimmen. Daneben kann der Prüfprozess aber möglicherweise helfen, auch kurzfristigen Herausforderungen, die sich aus der Energiewende oder dem Kohleausstieg ergeben, zu begegnen: Da der Netzausbau, insbesondere die Errichtung der weiträumigen HGÜ-Verbindungen, nicht vor Vollendung des Atomausstiegs im Jahr 2022 abgeschlossen sein wird, wird ab dem Jahr 2022 bis zur Inbetriebnahme der HGÜ zusätzlicher Aufwand an Engpassmanagement und Redispatch erforderlich. Zur Kompensation der dadurch entstehenden Kosten und zur Gewährleistung der Systemsicherheit kann es sinnvoll sein, Netzausbaumaßnahmen umzusetzen, die bereits deutlich früher realisiert sein müssen. Diese Maßnahmen rechtfertigen sich dann nicht primär aus der Beseitigung von Transportengpässen des Jahres 2030, sondern aus der kurz- und mittelfristigen Reduzierung der Engpassmanagementmaßnahmen und der damit verbundenen Kosten. Allerdings kommen folgerichtig nur solche Netzausbaumaßnahmen in Betracht, die sich planerisch und baulich schnell umsetzen lassen, ihrerseits keine erheblichen Umweltauswirkungen haben und keine wesentlichen raumplanerischen Konflikte verursachen. Anderenfalls wäre eine Realisierung bis zum Beginn des Jahres 2023 illusorisch. Solche Netzausbaumaßnahmen werden als Ad-Hoc-Maßnahmen bezeichnet. Selbstverständlich berücksichtigt die Bundesnetzagentur, dass sich durch solche Maßnahmen der Ausbaubedarf des Zieljahres 2030 verringert.

4.1.4 Kraftwerksanschlussleitungen

Kraftwerksanschlussleitungen (dies sind diejenigen Leitungen, die ein Kraftwerk mit dem Übertragungsnetz verbinden und allein dem Kraftwerk zugänglich sind) sind weder Teil des Startnetzes noch des Zubaunetzes. Sie gehören nicht zum Übertragungsnetz, da sie allein der Anbindung eines Kraftwerks an das Netz dienen, nicht dem Stromtransport zugunsten der Allgemeinheit von Produzenten und Abnehmern. Diese Leitungen werden daher von der Bundesnetzagentur im Rahmen des Netzentwicklungsplans nicht geprüft oder bestätigt. Die Übertragungsnetzbetreiber sind auch nicht verpflichtet, derartige Kraftwerksanschlussleitungen zu errichten.

Dies obliegt vielmehr dem Kraftwerksbetreiber (vgl. § 6 Abs. 4 der Kraftwerks-Netzanschlussverordnung sowie Bundesratsdrucksache 283/07, S. 22), der wiederum den Netzbetreiber mit der Errichtung der Anschlussleitung betrauen kann. Über ihre konkrete Ausführung entscheiden die zuständigen Landesbehörden. Nichtsdestotrotz werden diese Leitungen von den Übertragungsnetzbetreibern informatorisch im Startnetzteil des Netzentwicklungsplans Entwurfs ausgewiesen.

Von diesen Kraftwerksanschlüssen sind allerdings diejenigen Ausbau- und Verstärkungsmaßnahmen zu unterscheiden, die innerhalb des Übertragungsnetzes zum Weitertransport der über eine neue Anschlussleitung zusätzlich eingespeisten Energie notwendig werden. Zu derartigen Netzertüchtigungen ist der Anschluss gewährende Übertragungsnetzbetreiber gemäß § 6 Abs. 1 KraftNAV im Rahmen des Zumutbaren verpflichtet. Solche Maßnahmen unterfallen dem Zubaunetz und werden von der Bundesnetzagentur vollumfänglich auf ihre Erforderlichkeit überprüft.

4.2 Planungsgrundsätze und Vorgehensweise in der Netzmodellierung

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

4.2.1 (n-1)-Sicherheit

Diese fachlichen Anforderungen verlangen unter anderem die Sicherstellung des uneingeschränkten Netzbetriebs auch bei Ausfall einer einzelnen Leitung bzw. eines sonstigen Betriebsmittels (sog. (n-1)-Sicherheit bzw. (n-1)-Kriterium).

Als erstes wird in der Netzmodellierung simuliert, ob das Startnetz ausreicht, um den aus der Marktmodellierung resultierenden Transportbedarf zu jeder der 8.760 Stunden und auch im (n-1)-Fall zu decken. Sofern sich keine Überlastungen ergeben, bedarf es keines Ausbaus. Wenn sich Überlastungen ergeben, muss geprüft werden, wie sie behoben werden können.

4.2.2 Lastflusssteuernde Maßnahmen

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

Die wesentlichen von den Übertragungsnetzbetreibern im Netzentwicklungsplan 2019-2030 vorgeschlagenen lastflusssteuernden Betriebsmittel sind Phasenschiebertransformatoren (PST).

Je größer der Wirkleistungsfluss über einer Leitung, desto größer ist die sogenannte Phasenwinkeldifferenz. Die Wechselspannung erreicht am einen Ende der Leitung etwas später (Millisekunden) ihr Maximum als am anderen. Wäre sie genau gleichphasig, wäre die Differenzspannung zwischen beiden Enden Null, über die Leitung würde also keine Spannung abfallen und somit auch kein Strom bzw. keine Leistung fließen. Dieser Phasenwinkel und damit die Auslastung der Leitung lässt sich beeinflussen. Genau hier setzt die Funktionalität eines PST an. Er verfügt zusätzlich zu Ober- und Unterspannungswicklung (Kupferspulen innerhalb des Transformators), über eine dritte, so genannte Erregerwicklung. Mittels dieser Wicklung kann die Differenz zwischen den Phasenwinkeln an Anfangs- und Endknoten in gewissem Maß beeinflusst werden. Wird diese Phasenwinkeldifferenz verringert, kann weniger Leistung über den Transformator fließen, wird sie erhöht, mehr. Im Einsatz

befinden sich PST bereits heute, beispielsweise an der Grenze zwischen Deutschland und Polen, um unerwünschte Ringflüsse von Norddeutschland über Polen nach Süddeutschland und Österreich zu verringern.

Da die Änderung des Spannungswinkels mechanisch geschieht, durch Änderung der sogenannten Anzapfungsstellung am Erregertransformator, sind die Einsatzmöglichkeiten von PST verschleißbedingt beschränkt.

4.2.3 NOVA-Prinzip

Welche Maßnahmen zum Beheben von Überlastungen erforderlich sind, wird abgeschichtet nach dem NOVA-Prinzip ermittelt. Es besagt, dass im Grundsatz erst Netzoptimierungen ausgeschöpft werden müssen, bevor Netzverstärkungen oder falls erforderlich ein Netzausbau in Betracht kommen.

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

Netzverstärkungen sind der (bauliche) Austausch oder die Erweiterung bestehender Betriebsmittel: in Anlagen, durch Umbeseilung einer bisher nur auf 220 kV ausgelegten Leitung auf 380 kV, ferner durch Umbeseilung mit Hochstrom- oder Hochtemperaturleiterseilen, durch Installation zusätzlicher Stromkreise auf bestehenden Masten oder durch Neubau von Leitungen mit höherer Übertragungskapazität in bestehenden Trassen.

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

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

Netzoptimierungen, welche nicht explizit als Maßnahmen beantragt werden müssen, wie beispielsweise das Freileitungsmonitoring, werden – soweit sie technisch möglich und rechtlich zulässig sind – als durchgeführt vorausgesetzt. So wird beispielsweise durch entsprechende Konfiguration der Datensätze unterstellt, dass im Zieljahr flächendeckend Freileitungsmonitoring, also die höhere Auslastbarkeit von Freileitungen bei windreichen oder kalten Verhältnissen, stattfindet. Auch lastflusssteuernde Maßnahmen zur optimalen Ausnutzung der Bestandsnetze werden bereits in der Planung ebenso wie eine optimale Netztopologie vorausgesetzt. Gleichwohl sind neu zu errichtende Maßnahmen wie beispielsweise Phasenschiebertransformatoren grundsätzlich Teil des Netzentwicklungsplans und unterliegen einer Prüfung durch die Bundesnetzagentur.

4.2.4 Engpassfreiheit und Redispatch

Die Übertragungsnetzbetreiber berücksichtigen auf der ersten Stufe der Netzplanung keinen Redispatch von Kraftwerken und keine Lastabschaltungen zur Vermeidung von Netzausbaubedarf. Solche Instrumente müssen dem späteren tatsächlichen Netzbetrieb als Sonder- bzw. Notfallinstrumente vorbehalten bleiben. Planerisch ist das Netz im Einklang mit den bisherigen Planungsgrundsätzen im ersten Schritt durch die Übertragungsnetzbetreiber zunächst weitgehend engpassfrei auszulegen, weil es später in der Lage sein muss, den erzeugten

Strom aufzunehmen und nachfragegerecht zum Verbraucher zu transportieren. Denn wenn man die genannten Sonder- bzw. Notfallinstrumente bereits bei der Planung des Netzes generell einbezieht, würde man sie als „ergriffen“ voraussetzen bzw. aufzehren, so dass sie später im laufenden Betrieb gar nicht mehr zur Vermeidung tatsächlicher Stör- oder Gefährdungsfälle im Elektrizitätsversorgungssystem zur Verfügung stünden. Dabei haben die Übertragungsnetzbetreiber selbstverständlich die Spitzenkappung § 12b Abs. 1 Satz 3 EnWG zu beachten. Das Netz wird also nicht völlig engpassfrei als Kupferplatte geplant, sondern nur soweit bis es 97 % der aus Windenergie- oder PV-Anlagen stammenden Energie transportieren kann. Diese Vorgehensweise ist sinnvoll, um die EE-Integration zu gewährleisten, den Ausbaubedarf in vertretbaren Grenzen zu halten und gleichzeitig die Versorgungssicherheit gewährleisten zu können.

Im Netzentwicklungsplan 2019-2030 haben die Übertragungsnetzbetreiber jedoch entgegen dem bisherigen Vorgehen das Netz bewusst nicht engpassfrei ausgelegt, um der Hoffnung auf Innovationen bei Betriebsmitteln oder Betriebsführung gerecht zu werden. Das richtige Maß an Engpassfreiheit in der Netzplanung ist dabei jedoch sehr schwer zu bestimmen. Sollten die erhofften Innovationen nicht eintreten, führt ein dadurch unterdimensioniertes Netz zu erheblichen Engpassmanagementkosten.

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

Damit lässt die Bundesnetzagentur auch bei ihrer Prüfung in zweierlei Hinsicht Raum für Innovationen:

Zum einen werden innovative Technologien, deren Umsetzung bereits heute realistisch erscheint, allen Netzanalysen zugrunde gelegt. Davon umfasst sind die Anwendung des Freileitungsmonitorings, die Anwendung von HTLS (sofern diese möglich ist), der optimale Einsatz von Phasenschiebertransformatoren, die es ermöglichen, das bestehende Netz optimal auszunutzen, und die Erhöhung der maximalen Stromtragfähigkeit von 3.600 auf 4.000 A. Folglich sollten diese Technologien schnellstmöglich umgesetzt werden, da sie bereits in der Planung vorausgesetzt sind. Andernfalls wäre das Netz für die Herausforderungen im Zieljahr unterdimensioniert.

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

Darüber hinaus führen auch bestimmte Prüfungskriterien der Bundesnetzagentur, die darauf abzielen, die Robustheit der Planung zu stärken, also nur diejenigen Leitungen zu bestätigen, die unter allen vernünftigerweise anzunehmenden Entwicklungspfaden benötigt werden, im Ergebnis dazu, dass das Stromnetz des Jahres 2030 nicht vollständig engpassfrei sein wird. Zudem muss davon ausgegangen werden, dass im realen Netzbetrieb Engpässe auftreten, die in der Planung nicht berücksichtigt werden können. Durch Bau- und Wartungsmaßnahmen, sowie Mehrfachfehler (Fehler die über den (n-1)- Fall hinausgehen) stehen die Übertragungsnetzbetreiber in der Praxis vor Situationen, die über die Auslegung in der Planung hinausgehen. Es kann dann später zu einem Engpass kommen, sofern nicht zuvor in einem weiteren Zyklus der Netzentwicklungsplanung entweder eine bereits vorgeschlagene Maßnahme doch noch bestätigt werden kann oder eine innovative Maßnahme zur Behebung des Engpasses identifiziert wird. Ist dies nicht der Fall, müsste der Engpass durch Redispatch behoben werden. Für den Fall, dass keine innovativen Maßnahmen identifiziert werden können, darf das Maß an verbleibenden Engpässen im Zieljahr deshalb nicht zu groß werden. Nur so kann sichergestellt werden, dass einerseits der Netzausbau auf das unbedingt erforderliche Maß begrenzt wird und andererseits ein sicherer Netzbetrieb nicht gefährdet wird. Die Notwendigkeit weiterer Innovationen wird aber auch vor dem Hintergrund des Szenarios C 2038* deutlich. Durch den weiter voranschreitenden Ausbau erneuerbarer Energien ver-

bleiben in diesem Szenario deutliche Engpässe, die nicht im Rahmen der Netzplanung des Netzentwicklungsplans 2019-2030 behoben werden.

Insofern wird bei der Netzplanung zwar Redispatch nicht explizit als Planungsinstrument eingesetzt, jedoch bewusst in Kauf genommen. Dies geschieht analog zu der oben erwähnten gesetzlich angelegten und vom Szenariorahmen geforderten volkswirtschaftlich sinnvollen Kappung von Erzeugungsspitzen. In Summe führt dies zwangsläufig dazu, dass das Netz später eben nicht mehr zu jedem Zeitpunkt für die gesamte Erzeugung (sowohl konventionelle als auch erneuerbare) engpassfrei ist und nicht für die letzte Kilowattstunde ausgebaut wird.

Das aus diesen Netzberechnungen resultierende Ergebnis stellt den mindestens notwendigen Netzausbaubedarf für die einzelnen betrachteten Szenarien dar.

4.3 Ausgangsbefund

Die entscheidende Frage ist, wie ein Übertragungsnetz beschaffen sein muss, um die Energietransporte, wie sie sich nach den Ergebnissen des Marktmodells ergeben, zu bewerkstelligen. Für eine erste Analyse kann man zum Beispiel das Modell des Startnetzes mit diesen Übertragungsaufgaben „konfrontieren“. Dazu müssen die Erzeugungs- und Verbrauchssituation in jedem Bundesland auf die einzelnen Netzknoten aufgeschlüsselt werden.

Wo und wie oft das Startnetz überlastet wäre, wenn man versuchen würde, darüber diesen Transportbedarf abzuwickeln, zeigt die folgende Abbildung.

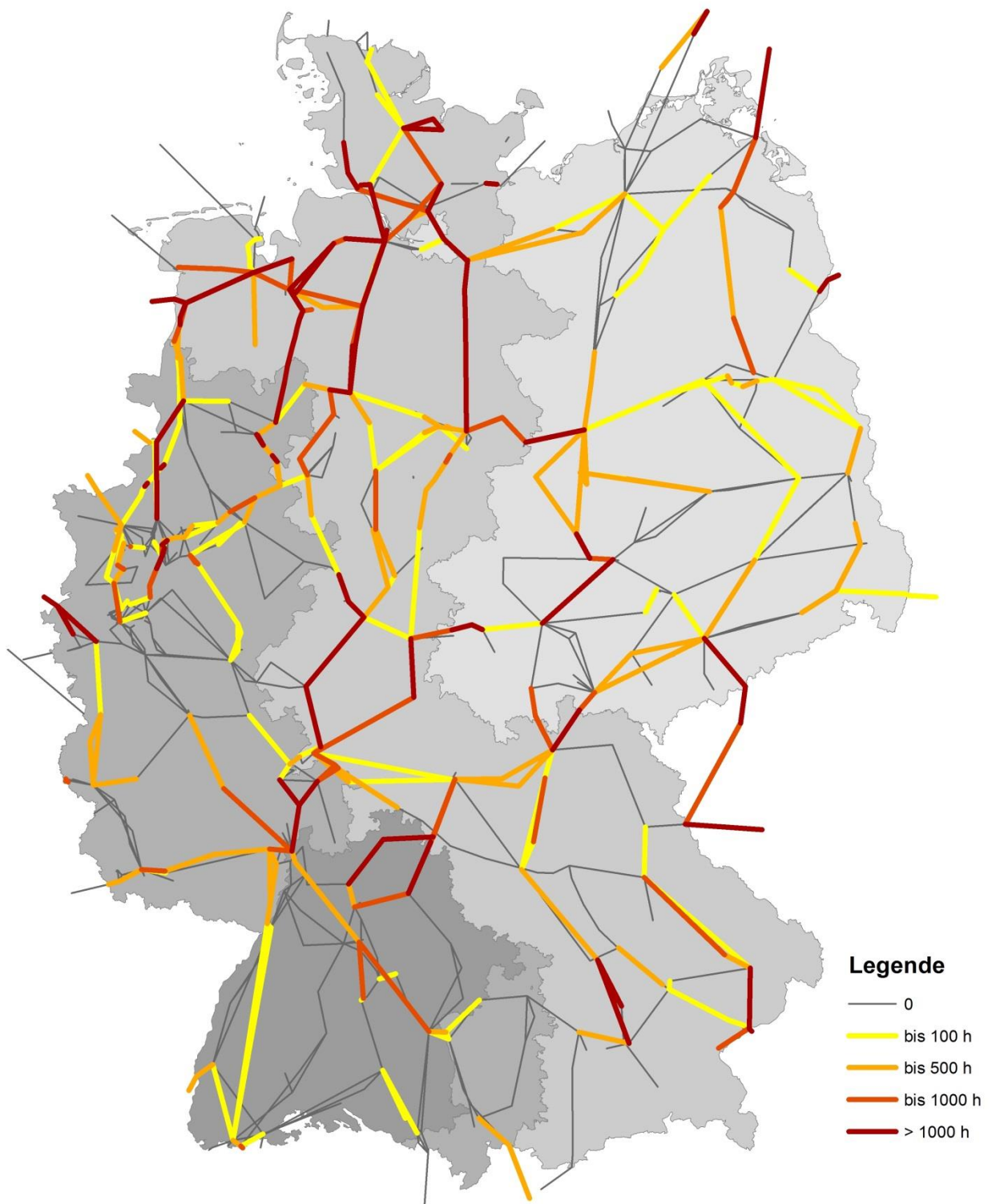


Abbildung: Auftretende (n-1)-Verletzungen im Startnetz am Beispiel des Szenarios C 2030

In keinem der betrachteten Szenarien könnte das Startnetz den benötigten Energietransport bewältigen. Die Simulationen zeigen massive, deutschlandweite Überlastungen. Betroffen sind insbesondere Nord-Süd-Leitungen. Diese Überlastungen treten nicht nur punktuell oder in wenigen Stunden auf, sondern teilweise in der Hälfte aller Stunden im Jahr. Unter diesen Umständen wäre das Startnetz nicht funktionstüchtig.

5. Praktische Umsetzung und Prüfung

Wie beschrieben wird der Szenariorahmen von den Übertragungsnetzbetreibern erarbeitet und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert und genehmigt. Aufbauend auf den einzelnen Szenarien nehmen die Übertragungsnetzbetreiber anschließend Regionalisierung und Marktmodellierung vor und legen ihre Ergebnisse dem Entwurf des Netzentwicklungsplans zu Grunde. Darin identifizieren sie für jedes Szenario die aus ihrer Sicht erforderlichen Maßnahmen. Je nach Ausgestaltung der Szenarien kann das für eine bestimmte Maßnahme in allen, in einigen oder auch nur in einem einzigen Szenario der Fall sein.

Die Bundesnetzagentur prüft jeden dieser Schritte nach. Darüber hinaus schreibt sie zusätzlich unabhängige wissenschaftliche Gutachten aus, deren Schwerpunkte in der Marktmodellierung oder in der Netzmodellierung liegen. Die Ergebnisse dieser Gutachten fließen anschließend in die Abwägung ein, welche von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Ausbaumaßnahmen tatsächlich erforderlich sind.

Für die Prüfung des Netzentwicklungsplans 2019-2030 erhielt im Rahmen eines öffentlichen Ausschreibungsverfahrens das Institut für Anlagen- und Energiewirtschaft (IAEW) der RWTH Aachen den Zuschlag als Gutachter.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben für ihre Marktsimulation zum Netzentwicklungsplan 2019-2030 ein von der Pöyry Management Consulting entwickeltes Elektrizitätsmarktmodell genutzt. Dabei wird ermittelt, wie der Kraftwerkspark optimal eingesetzt wird, um zu jeder Stunde eines betrachteten Zieljahres (2030 bzw. 2035) Angebot und Nachfrage von Strom auszugleichen. Ein solches Modell muss naturgemäß mit Prämissen arbeiten. Dazu gehört eine Einschätzung u. a. der zur Verfügung stehenden grenzüberschreitenden Transportkapazitäten, der Lage und Größe so genannter „must run“-Kapazitäten (Anlagen, die z. B. aus Gründen der Netzsicherheit, zur gleichzeitigen Wärmegewinnung oder zur Bereitstellung von Regelenergie unabhängig vom Strompreisniveau in Betrieb sein müssen) und der zu erwartenden Nachfrage nach Strom. Das Modell orientiert sich an ökonomischen und technischen Kriterien sowie den gesetzlich den Produzenten und Verbrauchern vorgegebenen Rahmenbedingungen.

Für die Netzmodellierung nutzen die Übertragungsnetzbetreiber ein vollständiges Modell des deutschen Übertragungsnetzes. Die Kopplungen mit den angrenzenden Netzen werden mittels geeigneter und mit den anderen europäischen Übertragungsnetzbetreibern abgestimmter Parameter abgebildet. Die Übertragungsnetze der unmittelbar an Deutschland grenzenden Länder sind ebenfalls weitest möglich netzknotenscharf abgebildet. Die Netzberechnungen auf Basis der Marktmodellierung erfolgen mit Hilfe der fachlich anerkannten Software INTEGRAL.

Für ihre Prüfungen des Netzentwicklungsplans 2019-2030 hat die Bundesnetzagentur die Marktmodellierung der Übertragungsnetzbetreiber mit der gutachterlichen Marktmodellierung des IAEW verglichen. Beide Marktmodelle stimmen in ihren Aussagen und Prognosen zum Kraftwerkseinsatz und zu den Im- und Exporten grundsätzlich überein. Unterschiede im Detail entstehen daraus, dass die Übertragungsnetzbetreiber und der Gutachter jeweils verschiedene Ansätze für ihre Vorgehensweise gewählt haben (zudem unterstellten die Übertragungsnetzbetreiber noch den Entwurfsstand des CEP mit 75 Prozent Interkonnektorenkapazität, während das IAEW bereits die Vorgaben des finalen CEP mit 70 Prozent berücksichtigte; vgl. oben Punkt I.B.3.). Das bedeutet allerdings nicht, dass das eine Modell dem anderen „überlegen“ wäre. Die Ergebnisse verschiedener Mo-

dellierungen lassen sich nicht in Kategorien wie richtig oder falsch bzw. wahr oder unwahr einteilen. Denn Modellieren bedeutet, in der Realität hochkomplexe Zusammenhänge so weit zu vereinfachen, dass man sie anschließend mit angemessenem Aufwand berechnen kann. Diese Vereinfachung kann auf unterschiedliche Weise erfolgen, ohne dass dadurch ein Modell „besser“ wäre als das andere.

Für die elektrotechnische Überprüfung der von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Maßnahmen nutzt die Bundesnetzagentur wie bisher INTEGRAL und andere fachlich anerkannte Software. Für einige Teilschritte der Berechnungen verwendet die Bundesnetzagentur die offene Software pandapower. Die Datenbasis, d.h. die Informationen über das vorhandene oder im Bau befindliche Netz und dessen Leistungsvermögen, also der technischen Eigenschaften der Leitungen, Schaltanlagen, Umspannwerke und sonstigen Betriebsmittel, ist grundsätzlich die gleiche wie die von den Übertragungsnetzbetreibern verwendete. Das schließt leichte Abweichungen im Detail nicht aus, die beispielsweise vorkommen können, wenn einzelne Anlagen zwischenzeitlich geändert und die Datensätze noch nicht entsprechend angepasst wurden. Die Bundesnetzagentur überprüft die von den Übertragungsnetzbetreibern eingereichten Datensätze, klärt Unstimmigkeiten, stellt Rückfragen zu Auffälligkeiten und korrigiert nicht zutreffende Daten oder Eingangsparameter. Auf dieser Grundlage erstellt sie einen Prüfungsdatensatz, anhand dessen sie Ausbaumaßnahmen beurteilt.

5.1 Vorgehensweise der Bundesnetzagentur, Langfristszenario mit Kohleausstieg

Die Bundesnetzagentur prüft die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Maßnahmen nach. Dabei berücksichtigt die Bundesnetzagentur alle Szenarien des Jahres 2030, wobei aufgrund der Beschlüsse der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung besonderes Augenmerk darauf liegt, wie sich eine Maßnahme im Szenario C 2030 verhält, da in diesem Szenario die installierte Leistung an Kohlekraftwerken dem Ausstiegspfad entspricht. Mit Hilfe des Szenarios A 2030 lässt sich beurteilen, ob sich der Netzausbaubedarf anders entwickelt, wenn die Leistung an Offshore Windenergie auf 20 GW erhöht wird. Das Szenario B2035 des Szenariorahmens wird von der Bundesnetzagentur nicht weiter berücksichtigt, da die dort angenommenen Kohlekraftwerke dem Ausstiegspfad deutlich verfehlen. Um dennoch eine langfristige Nachhaltigkeitsprüfung durchführen zu können, verwendet die Bundesnetzagentur zusätzlich ein neues Szenario C 2038*, welches im Wesentlichen eine Fortschreibung des Szenarios C 2030 unter Berücksichtigung eines vollständigen Ausstiegs aus der Kohleverstromung in Deutschland ist.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben zunächst im Sinne einer nachhaltigen Lösung den Ausbaubedarf für das Szenario B2035 ermittelt. Aus diesem Bedarf für 2035 wurden dann die bereits in dem Zieljahr 2030 erforderlichen Maßnahmen separiert und in den jeweiligen Szenarien beantragt. Da erst nach der Genehmigung des Szenariorahmens die Beschlüsse der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung vorlagen, konnte die Wirkung des langfristigen, vollständigen Kohleausstiegs noch nicht vollumfänglich bis zur Abgabe des zweiten Entwurfes von den Übertragungsnetzbetreibern analysiert werden. Dieser Langfristabgleich wurde seitens der Bundesnetzagentur anhand des zuvor genannten Szenario C 2038* durchgeführt. Naturgemäß können diese unterschiedlichen Vorgehensweisen auch zu divergierenden Ergebnissen führen, was die unter Prüfung der Strecken- und Punktmaßnahmen dargestellten Prüfungsergebnisse auch zeigen. Diese unterschiedlichen Ergebnisse resultieren nicht alleine aus der Verwendung des Szenario C 2038*, sondern vielmehr aus Unterschieden bei der Identifizierung neuer Ausbaumaßnahmen. Im Gegensatz zu den Übertragungsnetzbetreibern ermittelt die Bundesnetzagentur zu bestätigende Projekte nicht zuerst im Langfristszenario, sondern durch iteratives Vorgehen in den Szenarien für das Zieljahr 2030.

Die Prognose der installierten Leistung erneuerbarer Energien für das **Szenario C 2038*** orientiert sich an Szenario C 2030. Dabei werden die in C 2030 angenommenen jährlichen Brutto-Ausbauraten für Wind Onshore, Wind Offshore, Photovoltaik und Biomasse bis zum Jahr 2038 fortgeschrieben. Die nachfolgende Tabelle zeigt die installierten Leistungen für das Szenario C 2038*.

Installierte Erzeugungsleistung Szenario C 2038*

Szenario C 2038*	Installierte Leistung [GW]
Kernenergie	0,0
Braunkohle	0,0
Steinkohle	0,0
Erdgas	44,4
Öl	0,6
Pumpspeicher	11,8
sonstige konventionelle. Erzeugung	4,1
Kapazitätsreserve	2,0
Summe konventionelle Erzeugung	62,9
Wind Onshore	100,0
Wind Offshore	26,9
Photovoltaik	119,2
Biomasse	4,4
Wasserkraft	5,6
sonstige regenerative Erzeugung	1,3
Summe regenerative Erzeugung	257,4
Summe Erzeugung	320,3

Die Prognoseentscheidung über die Dimensionierung des konventionellen Kraftwerksparks orientiert sich in seiner Grundstruktur an Szenario B 2035. Zur Darstellung des Kohleausstiegs sind die Leistungen von Stein- und Braunkohlekraftwerken folglich auf 0 GW reduziert. Dabei wird angenommen, dass ausscheidende Stein- und Braunkohlekraftwerke mit KWK-Auskopplung durch innovative Gas-KWK-Systeme ersetzt werden, um den bestehenden Wärmebedarf weiterhin bedienen zu können. Neben dem Ausstieg aus der Kohleverstromung ergeben sich weitere Änderungen am konventionellen Kraftwerkspark. Anstelle einer technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer von Gaskraftwerken in Höhe von 40 Jahren und der Ersetzung durch ein innovatives KWK-System wird eine unendliche Lebensdauer angenommen. Daraus ergibt sich die Annahme einer technikgleichen Reinvestition von außer Betrieb gehenden Gaskraftwerken

Die Sektorkopplungstechnologien werden zum Großteil an den Annahmen von Szenario C 2030 orientiert. Das Szenario C 2030 geht von der am stärksten ausgeprägten Sektorenkopplung aus, weshalb es als adäquat angesehen

hen werden kann, diese Annahmen auch für das Szenario C 2038** zu übernehmen. In dem Bereich PV-Batteriespeicher und Großbatteriespeicher werden die höheren Annahmen des Szenarios B 2035 übernommen, genauso wie die CO₂-Vorgaben zur Marktmodellierung. Auch der europäische Kraftwerkspark und Netzausbau entspricht den Annahmen des Szenarios B 2035.

Da das Szenario C 2038* nicht Teil des genehmigten Szenariorahmens ist, kann eine Maßnahme nicht alleine auf der Grundlage dieses Szenarios bestätigt werden. Allerdings hat sich die Bundesnetzagentur entschieden, alle Maßnahmen, welche in den übrigen Szenarien bestätigungsfähig sind, auch in diesem Szenario zu untersuchen, um sicherzugehen, dass nur nachhaltig notwendige Maßnahmen bestätigt werden.

Für die Prüfungen stehen die im Marktmodell ermittelten 8.760 Stunden bzw. Netznutzungsfälle des Betrachtungsjahrs eines jeden Szenarios zur Verfügung. Daraus ergibt sich eine umfangreiche Datengrundlage, welche die Bundesnetzagentur in die Lage versetzt, jede Maßnahme jeweils unter verschiedenen Blickwinkeln in einer wertenden fachlichen Gesamtabwägung einzuschätzen. Die Bundesnetzagentur entscheidet also nicht allein aufgrund eines „Leitszenarios“, sondern bildet sich ein Gesamturteil über die einzelnen Maßnahmen. Um zu beurteilen, ob die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Maßnahmen energiewirtschaftlich notwendig sind, prüft die Bundesnetzagentur bei jeder Maßnahme (und in jedem betrachteten Szenario) die Wirksamkeit der einzelnen Maßnahmen und die Erforderlichkeit der einzelnen Maßnahmen (siehe Punkt I.B.5.3 und I.B.5.4).

Bei bestimmten Maßnahmen, bei denen abweichende Lösungen ernsthaft in Betracht kamen, haben die Übertragungsnetzbetreiber räumliche Alternativen zur eigentlichen Maßnahme, also andere Netzverknüpfungspunkte, ausgewiesen. Falls die Maßnahme an sich bestätigungsfähig ist, untersucht die Bundesnetzagentur auch die von den Übertragungsnetzbetreibern genannten Alternativen, soweit diese Alternativen noch nicht abschließend in vorangegangenen Netzentwicklungsplänen geprüft und verworfen wurden.

5.2 Überlastungsindizes

Wichtig für die Prüfung des Netzentwicklungsplans und die Auswahl von Zubauprojekten ist stets, wie sich das Übertragungsnetz und seine einzelnen Bestandteile in den jeweils betrachteten Konstellationen verhalten. Um dies bewerten und vergleichen zu können, benötigt man ein einheitliches Maß für die Aus- bzw. Überlastung des Übertragungsnetzes und seiner Leitungen.

Die bloße Anzahl an Überlastungen ist dazu nur bedingt geeignet, da es qualitativ einen Unterschied macht, ob eine Leitung beispielsweise in 100 Stunden eines Jahres im Schnitt „nur“ mit 101 Prozent überlastet wäre oder aber mit 150 Prozent. Die Höhe der Überlastung muss im Zusammenhang mit der Häufigkeit gesehen werden.

Bereits im Gutachten zum Netzentwicklungsplan 2024 wurde zu diesem Zweck ein sogenannter Überlastungsindex verwendet. Der Grundgedanke dabei ist, zunächst die Leistung einer Leitung, die aufgrund einer Überlastung nicht übertragen werden könnte, für ein Jahr aufzusummieren. Damit fällt eine stark überlastete Leitung deutlich mehr ins Gewicht als eine nur schwach überlastete Leitung. Bei einem Überlastungsindex einer Leitung von mindestens 30 Gigawattstunden liegt ein Indiz vor, dass - wenn Optimierung und Verstärkung nicht ausreichen - ein Drehstromausbau in dieser Region erfolgen muss, um diese Überlastung zu reduzieren. . Dieses Indiz löst eine weitere tiefergehende Prüfung aus.

Um anschließend einen Index auch für das gesamte Übertragungsnetz zu erhalten, können die einzelnen Jahreswerte aller Leitungen aufsummiert werden.

Im Ergebnis erhält man so Überlastungsindizes für jede einzelne Leitung und einen daraus durch Aufsummieren abgeleiteten Überlastungsindex für das gesamte Übertragungsnetz.

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

Die so erhaltenen Werte können wiederum als Indikatoren für die aufgrund von Überlastungen nicht übertragbare Leistung und damit für die Dringlichkeit von Ausbaumaßnahmen angesehen werden. Sie dürfen jedoch nicht mit den im Netzbetrieb tatsächlich anfallenden Redispatch-Mengen gleichgesetzt werden. Denn die tatsächlichen Redispatch-Mengen können sowohl geringer sein, wenn für die Überlastungen mehrere Leitungen die gleichen Redispatch-Maßnahmen wirken, als auch höher, wenn es keine gut geeigneten Kraftwerke gibt, um eine Überlastung wirksam zu beheben.

5.3 Wirksamkeitskriterium

Eine von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene Maßnahme ist wirksam, wenn sie eine drohende Überlastung im Übertragungsnetz verhindert. Berücksichtigt werden dabei (n-0)- und (n-1)-Überlastungen, also nur solche, die entweder schon im Grundzustand des Übertragungsnetzes oder aber bei Ausfall eines Betriebsmittels (z. B. einer Leitung, eines Umspannwerks, usw.) auftreten.

Eine Ausbaumaßnahme kann aus Effizienzgründen auf der Ebene des Übertragungsnetzes auch wirksam sein, wenn dadurch die unterlagerten Spannungsebenen entlastet werden. So kann es z.B. effizienter sein, eine neue Leitung auf Übertragungsebene zu errichten, als einen massiven oder nicht nachhaltigen Ausbau auf der 110-kV-Ebene zu betreiben.

Eine grenzüberschreitende Maßnahme wird dann als wirksam eingestuft, wenn der resultierende Nutzen ihre Kosten übersteigt (siehe Punkt 5.7).

Zur Überprüfung der Wirksamkeit einer Maßnahme wird der Betriebszustand des Übertragungsnetzes zunächst ohne und dann unter Einbeziehung dieser Maßnahme verglichen. Dazu wird die Maßnahme im berechneten Netzmodell zunächst entfernt bzw. abgeschaltet und der Lastfluss im Normalbetrieb (Grundlastfluss) berechnet. Anschließend wird die zu überprüfende Maßnahme hinzugenommen bzw. eingeschaltet und der Grundlastfluss im Netz mit der Maßnahme berechnet. Beide Situationen im Grundlastfluss werden auf unzulässige Betriebszustände und Überlastungen hin überprüft und miteinander verglichen. Ebenso werden in beiden Netzmodellen (ohne und mit der Maßnahme) Ausfallrechnungen durchgeführt, bei denen jeweils ein Betriebsmittel abgeschaltet wird, um die (n-1)-Sicherheit des Netzes zu untersuchen.

Ergeben diese Vergleiche, dass die zu überprüfende Maßnahme Überlastungen und unzulässige Betriebszustände reduziert oder sogar komplett behebt, ist die Maßnahme wirksam.

Für das Kriterium der Wirksamkeit reicht es nach den Planungsgrundsätzen der Übertragungsnetzbetreiber aus, wenn die überlastvermeidende Wirkung nur in einer spezifischen Belastungs- oder Nutzungssituation, d. h. in einem einzigen sogenannten Netznutzungsfall, auftritt. Für die Prüfung stehen die 8.760 modellierten Stunden des betrachteten Jahres als Netznutzungsfälle zur Verfügung. Die Bundesnetzagentur bestätigt jedoch nur Maßnahmen, die in einer Vielzahl von Stunden Überlastungen verringert oder verhindert und so zu einer angemessenen Senkung des Überlastungsindex führt (siehe 5.2).

Einige Maßnahmen begründen sich durch Überlastung der unterlagerten Netzebenen. Zur Prüfung ihrer Wirksamkeit wurden teilweise Netzdaten der unterlagerten (110-kV-)Netze untersucht oder weitere Indikatoren zur Bewertung herangezogen. Geprüft wird, ob die Maßnahme Überlastungen der unterlagerten Netze behebt, die ohne Ausbau des Übertragungsnetzes nur mit unverhältnismäßig großem Aufwand behoben werden könnten. Eine detaillierte Betrachtung der Verteilnetze ist jedoch nur in Einzelfällen erforderlich und sinnvoll, da es die

Aufgabe des Netzentwicklungsplans ist, den Ausbaubedarf im Übertragungsnetz und nicht im Verteilnetz festzustellen. Grundsätzlich werden die Verteilnetze als reduzierte Modelle betrachtet.

Zur Prüfung der Maßnahmen mit grenzüberschreitendem Nutzen wurden Analysen der Übertragungsnetzbetreiber zum EU-weiten Netzentwicklungsplan (TYNDP), sowie Wirtschaftlichkeitsberechnungen des Gutachters IAEW hinzugezogen. Diese beinhalten konkrete Analysen und stellen die Maßnahmen und ihren Nutzen im europäischen Kontext dar.

5.4 Erforderlichkeitskriterium

Eine wirksame Maßnahme muss darüber hinaus auch erforderlich sein.

Bei der Prüfung der Erforderlichkeit einer Maßnahme wendet die Bundesnetzagentur Kriterien an, die über die von den Übertragungsnetzbetreibern zugrunde gelegten Planungskriterien hinausgehen. Maßnahmen sollten auch gegenüber Veränderungen von gesetzlichen oder sonstigen Rahmenbedingungen stabil und zukunftsfest sein, um keine unnötigen Ressourcen zu verbrauchen. Eine Maßnahme ist in diesem Sinne erst dann erforderlich, wenn sie auch gegenüber Veränderungen der Netzentwicklungsplanung in einem gewissen Maße widerstandsfähig und damit robust ist. Dies wird einerseits schon dadurch erreicht, dass eine Maßnahme in allen betrachteten Szenarien in mehreren Stunden wirksam sein muss und andererseits durch das Erforderlichkeitskriterium.

Um die Erforderlichkeit im Rahmen einer Prüfung quantifizierbar zu machen, ist die maximale Auslastung von Leitungen ein sinnvolles Kriterium. Die Auslastung zeigt, in welchem Umfang die Leitung beansprucht wird. Je höher die Beanspruchung einer Leitung ist, umso stärker ist die Entlastung anderer Leitungen. Ist die Auslastung dagegen niedrig, so könnte die Transportaufgabe u. U. auch auf niedrigerer Spannungsebene bewältigt werden. Je stärker das Netz durch eine Maßnahme entlastet wird, desto höher ist ihr Nutzen für das Gesamtsystem. Dabei ist zwischen Wechselstrommaßnahmen und Gleichstrommaßnahmen zu unterscheiden. Bei einer Gleichstromleitung kann im Gegensatz zu einer Wechselstromleitung die Auslastung gezielt eingestellt werden. Gleichstromleitungen werden in der Regel so eingestellt, dass eine möglichst hohe Auslastung zur Entlastung der umgebenden Wechselstrommaßnahmen erreicht wird. Bei den Wechselstrommaßnahmen hingegen ergeben sich die Auslastungen aus den physikalischen und elektrotechnischen Gesetzmäßigkeiten im vermaschten Netz. Der Lastfluss verteilt sich nach physikalischen Gesetzmäßigkeiten auf das Netz und ist ohne zusätzliche, mitunter aufwändige technische Einrichtungen nicht beeinflussbar.

Zur Bestimmung der Auslastung einer Leitung betrachtet die Bundesnetzagentur die zugehörigen Jahresauslastungskurven. Eine Maßnahme gilt als erforderlich, wenn sie zu einem Zeitpunkt des jeweils betrachteten Jahres zu mindestens 20 Prozent ausgelastet ist. In der Regel würde eine Auslastung von 20% bei einer typischen Netzausbaumaßnahme (380 kV Doppelleitung mit 3600 A) einem Lastfluss von knapp 1.000 MW entsprechen. Ein solcher Lastfluss würde bei einer niedrigeren Spannungsebene wie beispielsweise 110 kV je nach Ausführung schon Auslastungen im Grundfall von deutlich über 100% erreichen und wäre dementsprechend nicht mehr sinnvoll in dieser Spannungsebene realisierbar.

5.5 Prüfung von Streckenmaßnahmen aus dem Bundesbedarfsplan

Wie bisher überprüft die Bundesnetzagentur auch im Netzentwicklungsplan 2019-2030 erneut diejenigen Maßnahmen, für die der Gesetzgeber im Bundesbedarfsplan bereits die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und den vordringlichen Bedarf festgestellt hat. Damit kommt sie ihrem Auftrag nach, Öffentlichkeit und Gesetzgeber darüber zu informieren, ob die energiewirtschaftliche Notwendigkeit dieser Maßnahmen aus fachlicher Sicht weiterhin gegeben ist, auch wenn sich zwischenzeitlich bestimmte Rahmenbedingungen oder Prognosen geändert haben.

Für diese technische Prüfung fügt die Bundesnetzagentur in ihrem Netzmodell dem Startnetz sämtliche im

Bundesbedarfsplan enthaltenen Maßnahmen hinzu. Dabei setzt sie alle von den Übertragungsnetzbetreibern beantragten lastflusssteuernden Elemente zunächst als gegeben voraus, um deren mögliche entlastende Wirkungen im Netz einzubeziehen. Es ergibt sich das sogenannte BBP-Netz. Anschließend prüft sie die Maßnahmen des Bundesbedarfsplans in diesem BBP-Netz auf Wirksamkeit und Erforderlichkeit. Da an dieser Stelle der Prüfung noch nicht das komplette Zubaunetz inklusive aller über den Bundesbedarfsplan hinausgehenden Netzentwicklungsplan-Maßnahmen betrachtet wird, reicht es für die Wirksamkeit einer BBP-Maßnahme aus, wenn sie eine signifikante Entlastung einer anderen Leitung bewirkt, auch wenn letztere dabei über 100% ausgelastet bleibt. Das wirkt zwar auf den ersten Blick so, als sei die BBP-Maßnahme noch gar nicht „wirksam genug“, zeigt aber nur, dass über die BBP-Maßnahmen hinaus weiterer Zubau erforderlich ist, um ein überlastungsfreies Übertragungsnetz zu erhalten. Insofern wäre es falsch, die BBP-Maßnahme als „nicht wirksam (genug)“ abzulehnen, da sich ohne sie die Überlastungssituation verschärfen würde.

5.6 Prüfung weiterer Zubaumaßnahmen

Nach der Überprüfung der Maßnahmen des Bundesbedarfsplans bleibt die Frage, ob und ggf. welche weiteren Maßnahmen des Netzentwicklungsplans zusätzlich notwendig sind. Dass es solcher zusätzlichen Leitungen bedarf, wird deutlich, wenn man dem betrachteten Netz die bestätigungsfähigen BBP-Maßnahmen hinzufügt und anschließend die verbleibenden Überlastungen im (n-1)-Fall betrachtet. Dies ist exemplarisch in der folgenden Abbildung für das Szenario C 2030 dargestellt. Es ist zu erkennen, dass weiterhin viele Leitungen in mehreren hundert Stunden im Jahr, einige sogar in über 1000 Stunden im Jahr überlastet sind.

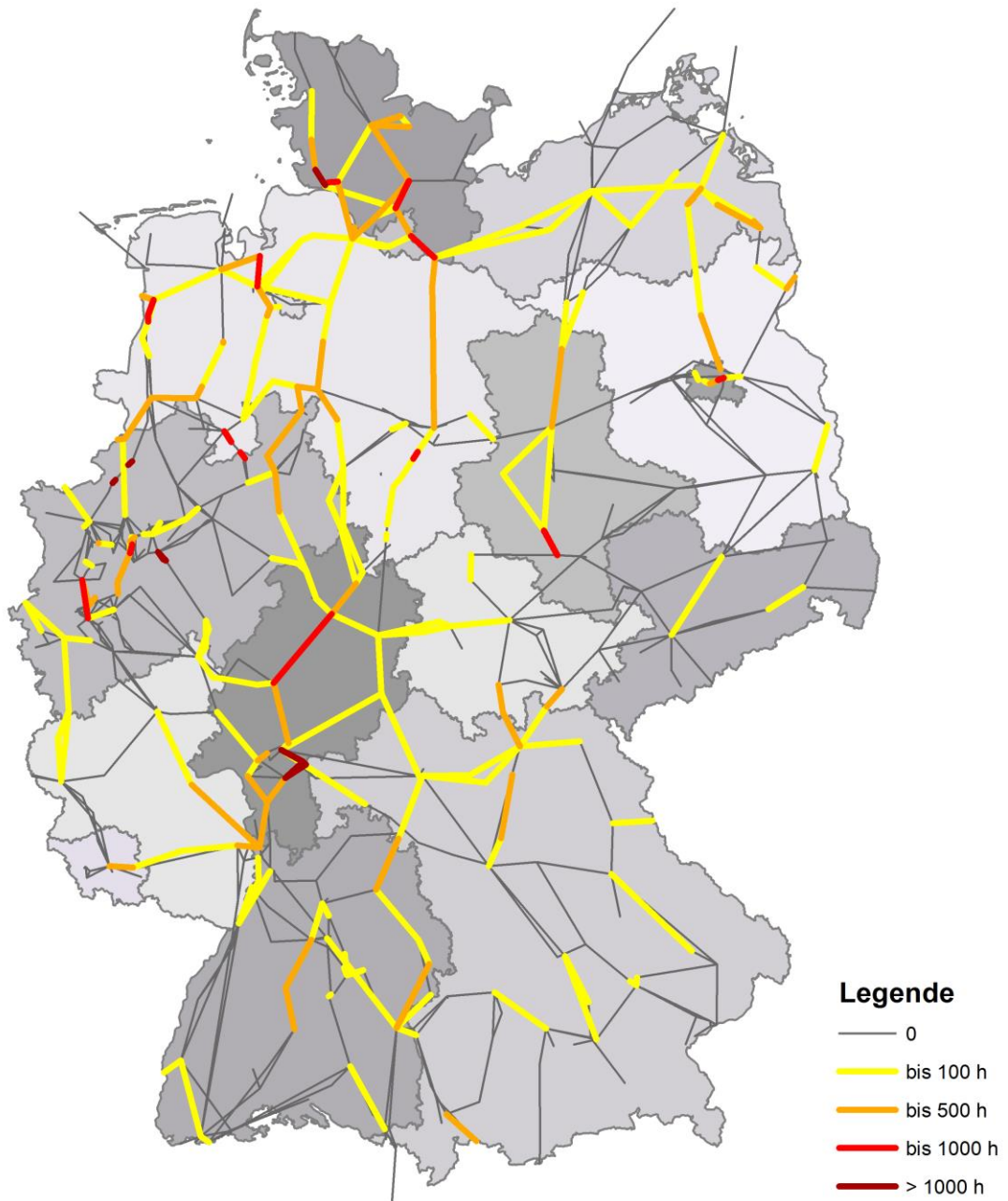


Abbildung: Auftretende (n 1)-Verletzungen im BPP-Netz am Beispiel des Szenarios C 2030

Um möglichst exakt bewerten zu können, welche Maßnahmen zusätzlich zum Bundesbedarfsplan notwendig sind, verfolgt die Bundesnetzagentur bei der weiteren Prüfung erneut einen schrittweisen Ansatz, nämlich eine sequenzielle Prüfung.

Eine Prüfung der über den Bundesbedarfsplan hinausgehenden Maßnahmen auf Basis eines als komplett realisiert unterstellten Zielnetzes (im Umfang aller von den Übertragungsnetzbetreibern angeführten Maßnahmen) wäre nicht sachgerecht, da sie die Wirksamkeit einer einzelnen geprüften Maßnahme tendenziell unterschätze. Das liegt daran, dass es im kompletten Zielnetz mehrere Maßnahmen geben kann, die eine bestehende Leitung wirksam entlasten.

Deshalb bietet es sich an, das Netz ausgehend vom BBP-Netz schrittweise („sequenziell“ bzw. „iterativ“) zu prüfen und dabei bei jeder neu aufgenommenen Maßnahme lediglich die bisher schon als wirksam analysierten Maßnahmen als realisiert zu unterstellen. Das BBP-Netz wird dabei so lange erweitert, bis die wesentlichen Schwachstellen im Netz beseitigt sind bzw. bis keine Maßnahmen mehr gefunden werden können, die geeignet sind, die noch verbliebenen Schwachstellen zu beheben. Hierbei erfolgt kein vollständig (n-1)-sicherer Ausbau des Netzes, da ein absolut engpassfreier Ausbau volkswirtschaftlich nicht sinnvoll wäre. Darüber hinaus führt der Verzicht auf eine Bestätigung von Maßnahmen, die nur an wenigen Stunden zur Behebung von Netzengpässen erforderlich sind, zu einer Robustheit des bestätigten Netzausbaubedarfs gegenüber möglichen zukünftigen Änderungen der gesetzlichen bzw. energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen.

Theoretisch müsste man jeweils eine Schwachstelle im Netz betrachten und prüfen, welche Maßnahme diese Schwachstelle beseitigen kann. Da ein solches Vorgehen in der Praxis jedoch aufgrund begrenzter Rechenzeiten nicht machbar ist, werden Schwachstellen, die weit genug auseinanderliegen, gleichzeitig betrachtet. Denn wenn diese Schwachstellen weit genug auseinanderliegen, kann man davon ausgehen, dass sich Maßnahmen, mit denen die Schwachstellen behoben werden sollen, nicht wiederum gegenseitig beeinflussen wie oben geschildert.

Ausgehend vom BBP-Netz wird zunächst eine Lastflussrechnung über alle 8.760 Stunden des Jahres durchgeführt. Anhand dieser Rechnung werden für alle Leitungen die jeweiligen Überlastungsindizes bestimmt, um besonders oft bzw. besonders stark auftretende Engpässe zu identifizieren. In der Regel werden hierbei Engpässe mit einem Überlastungsindex von mindestens 30-50 GWh auf den Bestandsleitungen ausgewählt. Danach werden hieraus räumlich voneinander getrennte Schwachstellen ausgewählt und jeweils eine naheliegende Maßnahme aus den Vorschlägen der Übertragungsnetzbetreiber identifiziert, die potenziell die Schwachstelle beheben oder zumindest mindern kann.

Im nächsten Schritt wird das BBP-Netz um ein Bündel aus so identifizierten Maßnahmen erweitert. Anschließend wird deren Wirksamkeit einzeln überprüft. Nachdem ein Maßnahmenbündel geprüft ist, wird das BBP-Netz um die aus diesem Bündel tatsächlich für wirksam befundenen Maßnahmen ergänzt. Auf dem so um bestimmte Maßnahmen erweiterten BBP-Netz können erneut eine Jahres-Lastflussrechnung durchgeführt und daraus Schwachstellen und naheliegende Maßnahmen zu deren Behebung abgeleitet werden. Die Prüfung ist beendet, wenn keine schwerwiegenden Schwachstellen mehr im betrachteten Netz verbleiben, die eine Netzausbaumaßnahme rechtfertigen, bzw. keine von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene Maßnahme mehr geeignet erscheint, die noch verbliebenen Schwachstellen zu beheben.

Aufgrund der Anzahl und Höhe der im BBP verbleibenden Überlastungen auf einer deutlichen Nord-Süd-Achse zwischen Schleswig-Holstein und Baden-Württemberg erscheint es jedoch nicht zielführend, flächendeckend mit lokalen Wechselstrommaßnahmen das Netz schrittweise zu erweitern. Stattdessen hat sich die Bundesnetzagentur entschlossen, das BBP-Netz zunächst um die weiteren von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Gleichstrommaßnahmen zu ergänzen, um eine grundsätzliche Entlastung des Übertragungsnetzes zu erreichen. Insbesondere wurde dabei der von den Übertragungsnetzbetreibern beantragte neue Korridor B

untersucht und mit anderen naheliegenden Varianten eines Gleichstromnetzausbaus verglichen. Die detaillierte Untersuchung dazu befindet sich in Abschnitt I.C.3.1. Erst nach dieser grundsätzlichen überregionalen Entlastung (0. Iteration) wird das Netz schrittweise um Wechselstrommaßnahmen erweitert wie oben beschrieben.

Bei der sequenziellen Prüfung hat die Bundesnetzagentur an einigen Stellen noch deutliche, lokale Engpässe identifiziert, bei denen die Übertragungsnetzbetreiber im 2. Entwurf des Netzentwicklungsplans 2019-2030 noch keine entsprechenden Maßnahmen beantragt haben. Da diese Engpässe jedoch auf Leitungen auftreten, die noch nicht mit 3.600 A ausgelastet werden können, erscheint es auch vorzugswürdig, nicht auf die Realisierung derzeit noch unbestimmter Innovationen zu bauen, sondern eine Netzverstärkung durchzuführen. Dies bedeutet allerdings nicht, dass das Netz engpassfrei ausgebaut wird und Innovationen ihren Sinn verlören; dies gilt umso mehr mit Blick auf einen stärkeren Ausbau der erneuerbaren Energien.

Da jedoch in den bisherigen Netzentwicklungsplänen bereits entsprechende Maßnahmen beantragt wurden, hat die Bundesnetzagentur die Übertragungsnetzbetreiber aufgefordert, diese wieder mit aufzunehmen und zu beantragen.

Hierbei handelt es sich insbesondere um die folgenden Projekte:

- P26: Netzverstärkung zwischen Brunsbüttel, Büttel, Wilster/West und Stade/West
- P133: Netzverstärkung zwischen Borken und Gießen/Nord
- P135: Netzverstärkung zwischen Bechterdissen und Ovenstädt
- P211: Netzverstärkung zwischen Gießen/Nord und Karben

Die Projekte wurden durch die Übertragungsnetzbetreiber mit Schreiben vom 25.11.2019 nachgereicht.

Weiterhin hat die Bundesnetzagentur im Raum südöstlich von Frankfurt noch wesentliche Überlastungen identifiziert, die nach derzeitiger Einschätzung mit den eingereichten Maßnahmen noch nicht ausreichend behoben werden können. Daher hat die Bundesnetzagentur die Übertragungsnetzbetreiber aufgefordert, auch hier eine weitere Maßnahme zur Prüfung einzureichen. Da die Übertragungsnetzbetreiber hier jedoch nicht auf zurückliegende Planungen wie bei den oben genannten Projekten zurückgreifen konnten, war im Rahmen des Netzentwicklungsplans 2019-2030 nicht ausreichend Zeit für die Planung einer neuen Maßnahme. Die Übertragungsnetzbetreiber werden dementsprechend im Rahmen des kommenden Netzentwicklungsplans detaillierte Untersuchungen durchführen.

5.7 Prüfung von Interkonnektoren

Im Gegensatz zu innerdeutschen Maßnahmen dienen grenzüberschreitende Maßnahmen in der Regel nicht der Versorgungssicherheit. Vielmehr liegt hier ein volkswirtschaftlicher Mehrwert zugrunde. Weiterhin können Interkonnektoren auch positive Umweltauswirkungen aufweisen.

Basierend auf der Genehmigung des Szenariorahmens 2019-2030 werden Interkonnektoren, welche noch nicht Teil des Bundesbedarfsplangesetzes sind, einer Analyse hinsichtlich des Nutzens für den deutschen Netzkunden unterzogen. Die anschließende Bewertung basiert aus dem sich ergebenden Mehrwert, sowie den Umweltauswirkungen der grenzüberschreitenden Leitungen.

Zu den möglichen volkswirtschaftlichen Auswirkungen von Interkonnektoren zählen:

- Änderung der Redispatch-Kosten,
- Änderung der Netzverluste,

- Änderung der Konsumenten-/Produzentenrente.¹

Zu den Auswirkungen auf die Umweltverträglichkeit einer Maßnahme zählen:

- Änderung des CO₂ Ausstoßes,
- Integration erneuerbarer Energien.

Zunächst werden die oben genannten Werte für das Referenznetz berechnet. Dieses enthält neben dem Startnetz sämtliche Maßnahmen des Bundesbedarfsplangesetzes sowie die Ad-Hoc-Maßnahmen und die beantragten Interkonnektoren. Zur Bewertung einer grenzüberschreitenden Maßnahme wird diese ausgeschaltet, und oben genannte Werte werden mit Hilfe einer Marktsimulation und anschließender Netzberechnung erneut berechnet. Die Differenz, welche sich aus dem Ergebnis des Referenznetzes zum Ergebnis ohne die Maßnahme ergibt, zeigt die Auswirkungen der Maßnahme.

Von den Übertragungsnetzbetreibern berücksichtigte Interkonnektoren:

- P170: Netzverstärkung Uchtelfangen – Ensdorf – Vigy,
- P176: Netzverstärkung südwestliches Baden-Württemberg/Grenzregion Frankreich,
- P204: 380-kV-Umstellung zwischen Tiengen und Beznau (CH),
- P221: HansaPowerBridge I & II,
- P313: Zweiter Interkonnektor Deutschland-Belgien,
- P328: Errichtung eines DC-Interkonnektors zwischen Deutschland und Großbritannien (NeuConnect),
- P406²: Netzverstärkung Aach – Bofferdange.

Konsultation

In der Konsultation wurde die Vorgehensweise bei der Kosten-Nutzen-Analyse und deren Transparenz kritisiert.

Ein Konsultationsteilnehmer forderte eine detaillierte Darstellung der CBA-Kriterien, der Berechnungsmethoden sowie weitere Erklärungen und daraus entstehende Ergebnisse für sämtliche grenzüberschreitenden Projekte. Ein anderer Konsultationsteilnehmer monierte das Fehlen von Kostenabschätzungen bei der Bewertung von Interkonnektoren. Somit würde an Stelle einer echten Kosten-Nutzen-Analyse nur eine Nutzen-Analyse durchgeführt.

Die Bundesnetzagentur weist diesbezüglich auf folgendes hin: Die Übertragungsnetzbetreiber haben in ihrer Bewertung der grenzüberschreitenden Maßnahmen im Netzentwicklungsplan die Cost-Benefit-Analysis (CBA) Methodik von ENTSO-E angewandt. Diese ist deutlich umfangreicher, gibt allerdings nur die gesamteuropäischen Werte aus.

¹ Die Produzenten- und Konsumentenrenten sind ökonomische Begriffe für den Nutzen der Produzenten, beziehungsweise Konsumenten. Gemeinsam bilden sie die ökonomische Wohlfahrt.

² Da Deutschland und Luxemburg ein gemeinsames Marktgebiet bilden, handelt es sich bei dem Projekt P406 nicht um einen Interkonnektor im eigentlichen Sinne. Dieses Projekt wird daher, wie innerdeutsche Maßnahmen gemäß ihrer Wirksamkeit und Erforderlichkeit geprüft.

Für die Bestätigung durch die Bundesnetzagentur wurde nicht die Methodik von ENTSO-E angewandt. Die hier zugrundeliegende volkswirtschaftliche Bewertung soll insbesondere den Mehrwert für den deutschen Netzkunden herausstellen. Dies ist auf der Konsumentenseite zum einen die Konsumentenrente sowie vermiedene Kosten für Einspeisemanagement und Netzverluste. Der Mehrwert für Produzenten zeichnet sich durch die Produzentenrente aus. Darüber hinaus zeigt die Bewertung die Auswirkung der einzelnen grenzüberschreitenden Maßnahmen auf CO₂-Emissionen in Deutschland.

Ferner warnt ein Konsultationsteilnehmer vor einem Zirkelschluss: Die Notwendigkeit der Interkonnektoren ergebe sich aus dem vom Netzentwicklungsplan verwendeten Marktmodell. Hier würde ein zusätzlicher Export von Überschussstrom berechnet, wofür dann zusätzliche Interkonnektoren erforderlich seien.

Dazu stellt die Bundesnetzagentur klar: Für die Bewertung der einzelnen Interkonnektoren wird jeweils ein neuer Markt ohne diese zusätzliche grenzüberschreitende Maßnahme berechnet. Die Ergebnisse dieser Marktmodellierung werden anschließend an die Netzberechnung übergeben und der ausgewiesene volkswirtschaftliche Mehrwert sowie die Umweltverträglichkeit berechnet. Die Erforderlichkeit der Interkonnektoren ergibt sich demnach nicht aus dem Marktmodell der Übertragungsnetzbetreiber, sondern aus dem Vergleich der Berechnungen mit und ohne zusätzliche grenzüberschreitende Kapazität.

5.8 Prüfung von Ad-hoc-Maßnahmen

Ad-hoc-Maßnahmen (zum Begriff vgl. Abschnitt I B 4.1.3) dienen dazu, in einer Übergangszeit netzengpassbedingte Kosten zu verringern. Voraussetzung ist, dass eine vorgeschlagene Ad-hoc-Maßnahme überhaupt kurzfristig bis zu dem Jahr 2023 umsetzbar erscheint, sodass grundsätzlich eine signifikante Auswirkung vom Zeitpunkt der Abschaltung der letzten Atomkraftwerke bis zur Inbetriebnahme der wesentlichen Vorhaben aus dem Bundesbedarfsplan zu erwarten ist. Dazu wird für jede Maßnahme im Einzelfall analysiert, mit welchem Zeitbedarf für ihre Genehmigung und Umsetzung zu rechnen ist.

Erscheint eine Ad-hoc-Maßnahme demnach kurzfristig umsetzbar, prüft die Bundesnetzagentur ihre energie-wirtschaftliche Eignung anhand des Szenarios B 2025. Die Prüfung erfolgt dabei anhand einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung, da die Prüfkriterien der Erforderlichkeit und der Wirksamkeit nicht sinnvoll angewandt werden können. Dafür werden die Engpassmanagementkosten im Szenario B2025 mit und ohne die Ad-hoc-Maßnahmen berechnet und daraus das Einsparpotential der Maßnahme ermittelt. Die Engpassmanagementkosten setzen sich aus den Kosten für den Redispatch thermischer Kraftwerke und den Kosten für Einspeisemanagement zusammen. Zwar hat die Vermeidung von Einspeisemanagement rein volkswirtschaftlich betrachtet keinen unmittelbar quantifizierbaren monetären Effekt, da die eingesparten Einspeisevergütungen ungefähr den Entschädigungszahlungen an die Anlagenbetreiber entsprechen. Aber je weniger Einspeisemanagement notwendig wird, desto mehr tritt erneuerbare Erzeugung an Stelle konventioneller und desto mehr sinkt der Ausstoß von CO₂ in der Stromproduktion. Die Vermeidung von Einspeisemanagement ist daher zur Erreichung der Ziele der Energiewende zwingend geboten. Die Bundesnetzagentur hat sich deshalb entschieden, vermiedenes Einspeisemanagement wie auch bereits im Netzentwicklungsplan 2017-2030 monetär mit 100 € je MWh zu bewerten. Die berechneten monetären Einsparungen werden mit der Anzahl der Jahre multipliziert, in denen die Maßnahme ihre Wirkung entfaltet. Die Anzahl der Jahre entspricht dem Zeitraum von der realistischen Inbetriebnahme der Ad-hoc-Maßnahme bis zu der geplanten Inbetriebnahme wichtiger BBP-Vorhaben, die ihrerseits einen Einfluss auf die Wirksamkeit der Ad-hoc-Maßnahme haben. Die so ermittelten Einsparungen werden den Investitionen, die für die Ad-hoc-Maßnahme anfallen, gegenübergestellt.

Der Betrachtungszeitraum erstreckt sich vom Jahr 2023, nachdem alle Kernkraftwerke vom Netz gehen und die Ad-hoc Maßnahmen realisiert sind, bis zum Jahr 2026, dem Jahr in dem maßgebliche HGÜ Korridore fertiggestellt werden können. Die Bundesnetzagentur hält deshalb eine Amortisationszeit von höchstens vier Jahren für die Bestätigung von Ad-hoc Maßnahmen für sachgerecht. Der im Jahr 2023 als realisiert unterstellte Netzausbau wird aus den zum Zeitpunkt der Prüfung verfügbaren Angaben des Bundesbedarfsplan-Monitorings

(Stand: 1. Quartal 2019) abgeleitet.

Im Netzentwicklungsplan 2019-2030 haben die Übertragungsnetzbetreiber neun der bereits im Netzentwicklungsplan 2017-2030 bestätigten Maßnahmen sowie vier neue Ad-hoc-Maßnahmen beantragt. Die Berechnungen erfolgen im Rahmen des Begleitgutachtens durch das IAEW. Bei der Prüfung der neun bereits bestätigten Maßnahmen hat sich ein monetärer Gewinn von 492 Mio. € über den gesamten Betrachtungszeitraum ergeben. Dies bedeutet eine Amortisationszeit von unter 3 Jahren. Die bereits bestätigten Maßnahmen zeigen damit erneut einen hohen Nutzen und werden auch im Netzentwicklungsplan 2019-2030 bestätigt. Da von einem abnehmenden Grenznutzen und einer gegenseitigen Beeinflussung der Ad-hoc-Maßnahmen auszugehen ist, werden zur Prüfung der neu beantragten Maßnahmen die neun bestätigten Maßnahmen in das Netz aufgenommen. Auf diesem Netz erfolgt eine Einzelbewertung der vier neu eingereichten Maßnahmen. Insgesamt sind drei der vier Maßnahmen bestätigungsfähig (siehe dazu: Abschnitt 5.6).

5.9 Prüfung von Punktmaßnahmen

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

Unterscheiden lässt sich zwischen horizontalen Punktmaßnahmen, die Folge des Ausbaubedarfs im Übertragungsnetz sind, und vertikalen Punktmaßnahmen, die ihre Ursache in Bedarfen oder Rückspeisungen des unterlagerten Verteilnetzes und der sinnvollen und bedarfsgerechten Verknüpfung dieser beiden Netzebenen haben. Vertikale Punktmaßnahmen beruhen zumeist auf Anschlussverpflichtungen oder auf Annahmen der Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber zur Entwicklung von Erzeugung und Verbrauch in einzelnen Regionen. Zwar bezieht die Bundesnetzagentur im Interesse einer integrierten und ganzheitlichen Netzentwicklungsplanung auch die nachgelagerten Netzebenen in ihre Betrachtungen mit ein. Dennoch unterliegen vertikale Punktmaßnahmen keiner Prüfung und Bestätigung im Netzentwicklungsplan. Typischerweise ist der Bedarf an solchen Maßnahmen nicht aus einem bundesweiten energiewirtschaftlichen Szenario und einer bundesweiten Netzanalyse abzuleiten, sondern aus einer sehr individuellen, regionalen Einspeisesituation. Entsprechende Prüfungen können daher im Rahmen der energiewirtschaftlichen Prüfung von Investitionsmaßnahmen vorgenommen werden.

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

Eine Besonderheit ergibt sich für die Prüfung horizontaler Punktmaßnahmen daraus, dass das Kriterium der Erforderlichkeit (vgl. Abschnitt I B 5.4) auf sie nicht sinnvoll anwendbar ist. Mit diesem Kriterium wird bei Streckenmaßnahmen abgeschätzt, ob alternativ zu einem Ausbau des Übertragungsnetzes nicht auch ein Ausbau des Verteilnetzes zur Bewältigung der prognostizierten Transportaufgaben ausreichend sein könnte. Bei horizontalen Punktmaßnahmen im Übertragungsnetz stellt sich diese Frage nicht, da ihre Funktion nicht durch einen Ausbau im Verteilnetz „übernommen“ werden kann.

Die Bestätigung einer horizontalen Punktmaßnahme im Netzentwicklungsplan ersetzt nicht die im Einzelfall möglicherweise notwendigen bau- oder immissionsschutzrechtlichen Genehmigungen.

Im zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans 2019-2030 haben die Übertragungsnetzbetreiber verschiedene vertikale Punktmaßnahmen, dafür notwendige kurze Anschlussleitungen und Maßnahmen aufgeführt, die mangels Alternative bauablaufbedingt zur Realisierung von Streckenmaßnahmen benötigt werden. Diese sind in der folgenden Liste aufgeführt:

Liste der informatorisch enthaltenen Maßnahmen

Projekt	Maßnahme	Netzverknüpfungspunkte	Art
P150	M352TR2	Netzkuppler Querfurt und Wolframshausen	Anlage
P153	M355	Alfstedt	Anlage
P215	M521TR1	Netzkuppeltransformatoren im Suchraum Gemeinden Sannitz / Dettmannsdorf	Anlage
P216	M584	Netzkuppeltransformator Iven	Anlage
P223	M462b	Doppeleinschleifung Görries	Leitung
P252	M585	Berlin/Südost	Anlage
P359	M582a	Osterburg	Anlage
P359	M582b	Leitungsanbindung Osterburg	Leitung
P361	M470a	Einschleifung Großschwabhausen	Leitung
P361	M470c	Anlage Großschwabhausen	Anlage
P362	M452b	Delitzsch	Anlage
P362	M452c	Leistungsanschluss Delitzsch	Leitung
P413	M596	Doppeleinschleifung Klostermansfeld	Leitung

5.10 Prüfung von Netzbooster-Pilotanlagen

Die beantragten Netzbooster dienen der Errichtung von Pilotanlagen zur Erprobung eines innovativen Konzeptes zur Höherauslastung des Übertragungsnetzes. Im Gegensatz zur klassischen präventiven Auslegung des (n-1)-Kriteriums, bei der das Übertragungsnetz nach Eintreten eines Ausfalls keine Überlastungen aufweisen

darf, lassen reaktive Betriebsführungsansätze wie das Netzbooster-Konzept eine kurzfristige Überlastung im Fehlerfall zu. Die Einhaltung der (n-1)-Sicherheit erfolgt dabei reaktiv durch schnell aktivierbare Anlagen und ermöglicht somit eine höhere Auslastung im Normalbetrieb (n-0). Dabei soll die Überlastung durch steuerbare Lasten vor dem Engpass und Einspeisungen hinter dem Engpass behoben werden. Die Idee ist, langfristig die Lasten und Einspeisungen so zu platzieren, dass ein großer Teil des Übertragungsnetzes durch die Anlagen entlastet werden könnte. Dadurch kann das Übertragungsnetz dauerhaft näher an seiner eigentlichen Belastungsgrenze (Dauerbetriebsstrom) betrieben werden.

Insgesamt bedeutet die großflächige Anwendung des Konzepts eine Weiterentwicklung des (n-1)-Prinzips und macht damit eine neue Form der Netzbetriebsführung erforderlich. Dieses Konzept ist noch nicht Stand der Technik und seine Umsetzung noch mit einer Vielzahl von Fragen verbunden.

Die Bundesnetzagentur hatte die Übertragungsnetzbetreiber deshalb aufgefordert, weitere Informationen und detailliertere Begründungen für die beantragten Netzbooster-Pilotanlagen einzureichen. Dabei wurden im Wesentlichen zwei Wege der Prüfung vorgezeichnet. Entweder können die beantragten Pilotanlagen selbst wirtschaftlich sein. Dazu muss ein Nutzen erkennbar sein, der die Investitionskosten übersteigt. Alternativ muss bereits ein klares Zielkonzept vorhanden sein, in dem die reaktive Netzbetriebsführung unter Einsatz der Netzbooster hinreichend beschrieben werden kann und eine Wirtschaftlichkeit nachgewiesen wird. Gleichzeitig muss aufgezeigt werden, welche konkreten Erkenntnisse nur durch die beantragten Pilotanlagen gewonnen werden können. Die Übertragungsnetzbetreiber sind dieser Aufforderung nachgekommen und haben sowohl Fragen detaillierter als zuvor beantwortet, als auch eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung dargestellt. In diesem Kontext haben sich die Übertragungsnetzbetreiber auch dazu entschieden, die beiden Projekte P411 und P427 zu einem Projekt P430 zusammenzulegen.

Zum aktuellen Zeitpunkt ist auch mit den nachgereichten Ausführungen der Übertragungsnetzbetreiber noch kein klares Zielkonzept definiert. Die Übertragungsnetzbetreiber verweisen hier zu Recht auf die Ergebnisse aus dem Forschungsprojekt InnoSys2030. Das Forschungsvorhaben untersucht innovative Systemführungskonzepte wie das Netzbooster-Konzept. Abschließende Ergebnisse sollen mit Ende der Projektlaufzeit bis Herbst 2021 vorliegen.

Trotzdem wurde von den Übertragungsnetzbetreibern durch die Nachreichungen detailliertere Informationen dazu geliefert wie der Einsatz der beantragten Pilotanlagen geplant ist:

Die Übertragungsnetzbetreiber planen zunächst, ausgewählte Leitungen zu überwachen. Die Übertragungsnetzbetreiber gehen davon aus, dass bis zum Jahr 2030 der Bereich, in dem die Pilotanlagen durch die reaktive Netzbetriebsführung wirken, sukzessive erweitert werden kann. Die Reaktion des Netzboosters muss zwar schnell sein, soll allerdings nicht vor einer potentiellen Auslösung des Netzschutzes erfolgen. Dadurch muss der Netzbooster nicht im Bereich von wenigen 100 ms reagieren können, was die Anforderungen an die Pilotanlagen reduziert. Allerdings bedeutet dieses Konzept auch, dass die Schutzgrenzwerte bei einem Ausfall eingehalten werden müssen und Grenzwerte aus Stabilitäts-, Genehmigungs- oder Beeinflussungsgründen relevant werden. Für die Prüfung wurde von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagen, einen pauschalen Grenzwert von 4000 A für alle Ströme im (n-1)-Fall anzusetzen. Die Bundesnetzagentur hält diese Annahme im Rahmen der Prüfung der Pilotanlagen für vertretbar. Für eine spätere Analyse des Zielkonzepts wären allerdings detailliertere individuelle Grenzwerte wünschenswert, die möglicherweise bereits im Forschungsprojekt InnoSys2030 erarbeitet werden können.

Bis zum Jahr 2030 soll ein deutschlandweiter Einsatz der Pilotanlagen möglich sein. Dabei planen die Übertragungsnetzbetreiber die schrittweise Erweiterung des Konzepts auf Offshore-Windenergieanlagen. Anstatt die steuerbaren Lasten der Pilotanlagen selbst anzusteuern, sollen dabei Windparks im Fehlerfall abgeworfen werden, um in Norddeutschland gezielt auf Engpässe wirken zu können. Zeitgleich wird in Süddeutschland eine Batterie der Netzboosterpiloten zum bilanziellen Ausgleich aktiviert. Die Übertragungsnetzbetreiber planen in

diesem Kontext eine gemeinsame Entwicklung und Abstimmung, um dieses Konzept realisieren zu können. Die Bundesnetzagentur begrüßt diese Zusammenarbeit ausdrücklich und sieht sie als notwendige Voraussetzung für den anvisierten komplexeren Betrieb der Pilotanlagen ab dem Jahr 2030 an.

Die Bundesnetzagentur prüfte auf dieser Grundlage die Wirtschaftlichkeit der Netzbooster-Pilotanlagen. Dafür wurden Redispatch-Berechnungen mit und ohne eine Netzbooster-Pilotanlage durchgeführt, um die Einsparungen durch die Anlage zu berechnen. D.h. es wurde berechnet, inwieweit durch die reaktive Betriebsweise des Netzboosters präventive Redispatch-Maßnahmen – und damit Engpassmanagementkosten – eingespart werden können. Zur Bewertung der Amortisationszeit werden die aufsummierten Einsparungen anschließend den Investitionskosten gegenübergestellt.

Für die Berechnungen nimmt die Bundesnetzagentur zwei Zeiträume an:

1. **Zeitraum der Pilotanwendung** mit eingeschränktem Wirkungsbereich von einigen 100 Leitungen. Diese wurden von den Übertragungsnetzbetreibern identifiziert. Die Einsparungen in diesem Zeitraum werden im Szenario B2025 berechnet.
2. **Zeitraum der langfristigen Anwendung** mit uneingeschränktem Wirkungsbereich. Die Berechnungen dieses Zeitraums erfolgt im Szenario C2030. Zusätzlich werden bei diesen Berechnungen alle Offshore-Windparks der reaktiven Betriebsweise hinzugefügt.

Die Ergebnisse aus beiden Szenarien werden über mehrere Jahre fortgeschrieben. Die langfristige Bewertung unterliegt jedoch starken Unsicherheiten, da das Zielkonzept für die reaktive Netzbetriebsführung bisher noch unklar ist, der langfristige Nutzen der Netzbooster-Pilotanlagen aber davon ebenso wie von dem voranschreitenden Netzausbau abhängt. Bei der Bewertung sollte die Amortisationszeit deshalb nicht zu lange gewählt werden. Andererseits muss ein langfristiger Nutzen der Anlage auch über den Zeitraum der Pilotanwendung hinaus gewürdigt werden. Die Bundesnetzagentur hält deshalb eine Amortisationszeit von höchstens 15 Jahren für erforderlich.

5.11 Prüfung von Blindleistungskompensationsanlagen

Die Übertragungsnetzbetreiber weisen im Netzentwicklungsplan 2019-2030 erstmalig den von ihnen für das Zielnetz im Szenario B2035 abgeschätzten Blindleistungsbedarf des Übertragungsnetzes in Höhe von 38,1 – 74,3 GVar aus. Dieser ausgewiesene Bedarf unterteilt sich in statische spannungshebende und spannungssenkende Bedarfe sowie regelbare Blindleistungsbedarfe. Zur Deckung dieses erheblichen Bedarfs werden laut Übertragungsnetzbetreibern bis zu 250 Kompensationsanlagen mit einem Investitionsvolumen von ca. 5 Milliarden Euro benötigt. Die von den Übertragungsnetzbetreibern zur Ermittlung dieser Zahlen angegebene Methodik basiert auf statischen Leistungsflussberechnungen mit einer anschließenden Saldierung der Blindleistungsbedarfe aller Netzelemente der Höchstspannungsebene je Netzgruppe.

Grundsätzlich prüft und bestätigt die Bundesnetzagentur keine Maßnahmen für das Langfristszenario B2035, so dass nur die bis einschließlich 2030 bestimmten Bedarfe berücksichtigt werden. Die Bundesnetzagentur hat zur Prüfung der beantragten Blindleistungsanlagen verschiedene Ansätze verfolgt, sich jedoch im Netzentwicklungsplan 2019-2030 zunächst für einen, der Methodik der Übertragungsnetzbetreiber nachempfundenen, vereinfachten, aber für diesen Zweck ausreichenden Ansatz gewählt.

Dabei wurden Leistungsflussrechnungen auf Grundlage des BBP-Netzmodells durchgeführt, das auch für die regulären Prüfungen der Streckenmaßnahmen verwendet wird. Simuliert wurden die 8.760 Leistungsflüsse für das Szenario C2030, nachdem die Überlastungen mittels Engpassmanagement (Redispatch und Einspeisemanagement) behoben wurden. Diese Betrachtung wurde gewählt, da auf diese Weise unrealistisch hohe Auslastungen der Übertragungsnetzelemente, und damit einhergehende überhöhte Blindleistungsbedarfe, vermieden

werden.

In den so erhaltenen Leistungsflussergebnissen wurden die Blindleistungsbedarfe aller Netzelemente des deutschen Übertragungsnetzes in jeder Stunde netzgruppenscharf saldiert.

Auf den resultierenden Wert jeder Netzgruppe wurden in jeder Stunde die verfügbaren Blindleistungskapazitäten verbleibender konventioneller Kraftwerke und vorhandener Kompensationsanlagen angerechnet. Die Kompensationsanlagen wurden dabei gemäß der von den Übertragungsnetzbetreibern gemeldeten Bestände nach Qualität (statisch spannungshebend, statisch spannungssenkend, dynamisch regelbar) auf die Netzgruppen verteilt und dort in jeder Stunde als vollständig verfügbar unterstellt. Bei den Kraftwerken wurden nur diejenigen pro Netzgruppe und Stunde berücksichtigt, welche nach Engpassmanagement in Betrieb sind und die unmittelbar mit dem Höchstspannungsnetz verbunden sind. Hierbei wurden 70% des Blindleistungsvermögens dem statischen und 30% dem dynamisch regelbaren Blindleistungsbedarf zugerechnet. Das Ergebnis ist eine Zeitreihe für jede Netzgruppe, die deren Blindleistungssaldo darstellt und damit ausweist, wann diese Region im Grundlastfall bilanziell über- oder unterdeckt an Blindleistung ist. Dabei wurde die jeweilige Qualität (spannungshebend / spannungssenkend) differenziert berücksichtigt.

Darüber hinaus wurden die Änderungen des Blindleistungsbedarfs zu den Stundenwechseln der Jahressimulation und die Änderungen in Ausfallsituationen ausgewertet, um den Bedarf dynamisch regelbarer Blindleistung zu ermitteln. Hierbei ergaben sich, in Übereinstimmung mit den Ergebnissen der Übertragungsnetzbetreiber, die größten dynamischen Blindleistungsbedarfe durch die Änderungen zu den Stundenwechseln. Ebenfalls in Übereinstimmung mit den Aussagen der Übertragungsnetzbetreiber hält die Bundesnetzagentur die bei stündlicher Auflösung der Simulation beobachteten Stundenwechsel für überschätzt. Zum einen da im Gegensatz zur verwendeten Marktsimulation in Realität auch 15-Minutenprodukte gehandelt werden. Zum anderen weisen bei stündlicher Modellauflösung Last und erneuerbare Energien ein durch diese zeitliche Stauchung überschätztes sprunghaftes Verhalten auf. Aus den vorgenannten Gründen wurden die zum Teil stark ausgeprägten Ausreißer der Wertereihen in der finalen Bilanzauswertung gefiltert. Dieser Filter schließt die größten Werte jeder Netzgruppe im Umfang von 1% der Werteanzahl von der Auswertung aus.

Ergänzend zu den so ermittelten Blindleistungssalden wurden die maximalen Bedarfe der Netzelemente in relevanten Ausfallsituationen berücksichtigt. Hierfür wurden in einer Auswahl an Netznutzungsfällen (n-1)-Berechnungen durchgeführt und jeweils die maximale Änderung des Blindleistungsbedarfes je Netzgruppe ermittelt. Diese ist oftmals hervorgerufen durch den Ausfall eines der innerdeutschen HGÜ-Systeme. Die so ermittelten maximalen (n-1)-Bedarfe wurden dem größten Wert aus der Stundewehselauswertung aufgeschlagen, um den resultierenden dynamischen Blindleistungsbedarf dieses dimensionierenden Zweifach-Ereignisses zu ermitteln.

Diese restriktive Bestätigungsmethodik trägt sowohl dem Umstand Rechnung, dass die vereinfachende Betrachtung regionaler Blindleistungssalden Ungenauigkeiten beinhaltet, wie auch den Erfordernissen der Übertragungsnetzbetreiber, rechtzeitig auf bevorstehende Entwicklungen mit Bezug zum Spannungs-/ Blindleistungshaushalt zu reagieren, wie sie z.B. durch den Steinkohleausstieg gegeben sein können.

6. Grundlegende Betrachtungen der Bundesnetzagentur zur integrierten Strom- und Gasnetzplanung

Seit einiger Zeit fordern unterschiedliche Akteure des Energiemarktes eine so genannte integrierte Netzplanung von Strom- und Gasnetz, mitunter auch noch gekoppelt mit der Wärmeversorgung. Das Thema Sektorenkopplung erfordere demnach eine gemeinsame Planung, um die Integration von Strom und Gas als „hybrides technologieoffenes“ Energiesystem voranzubringen. Denn Gas werde zunehmend nicht mehr als Problem, sondern als Teil der Lösung einer langfristigen Dekarbonisierung der Energiewirtschaft gesehen. In den letzten Monaten und Jahren haben mehrere Gutachten dargelegt, dass „grünes“ Gas als Biomethan, aber vor allem auch als synthetisches Gas oder als Wasserstoff einen Beitrag zu einer volkswirtschaftlich effizienten Dekarbonisierungsstrategie leisten könne.

In den meisten Fällen wird allerdings die praktische Umsetzung dieser integrierten Netzplanung nicht näher erläutert. Es bleibt offen, ob eine integrierte Berechnung der Gas- und Stromnetze in einem gemeinsamen Simulationsprozess gemeint ist, ob es darum geht, eine ganzheitliche Energiesystemplanung durchzuführen, oder ob die Szenarien und damit lediglich die Eingangsdaten der Strom- und Gasnetzberechnung möglichst vereinheitlicht werden sollen.

Eine integrierte Netzberechnung wird im gegenwärtigen System der beiden Prozesse Szenariorahmen/Netzentwicklungsplan Strom und Gas nicht durchgeführt, da die beiden Simulationsprozesse grundverschieden sind. Für die Stromnetzberechnung erfolgt innerhalb der deutschen Strompreiszone keine Handelsbeschränkung durch die innerdeutsche Netzkapazität. Es werden Annahmen über die installierten Leistungen der Erzeuger und Verbraucher sowie die Austauschkapazitäten mit den Nachbarländern getätigt und anhand von Strommarktsimulationen Netznutzungsfälle für alle 8760 Stunden des Zieljahres ermittelt, um zu bestimmen, was das Stromnetz (zukünftig) leisten muss. Es wird somit nicht explizit vorgegeben, welche Kapazitäten das Netz haben soll.

Das ist im Gasmarkt anders. Zentraler Punkt des Entry-Exit-Systems ist der Erwerb von Netzkapazitäten, deswegen finden diese Kapazitäten Eingang in die Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas. In der Gasnetzberechnung werden einzelne Lastsituationen maximaler Kapazitätsauslastung der Entry- und Exitpunkte des Gasnetzes gemäß vertraglicher Vereinbarungen zwischen den Marktakteuren betrachtet. Die Gasnetzentwicklungsplanung erfolgt unter der Prämisse, dass (diese) Kapazitätsbedarfe erfüllt werden können. Die prognostizierte Kapazitätsbedarfsentwicklung von Verteilnetzbetreibern sowie konkrete Anfragen nach Netzkapazität für den Anschluss bspw. neuer Gaskraftwerke an konkreten Standorten sind somit ausschlaggebend für den Umfang des Netzausbaus. Es erfolgt keine Marktsimulation, da explizite Kapazitätsannahmen für jeden Entry- und Exitpunkt des Netzes zugrunde gelegt werden.

Die netzausbaudimensionierenden Situationen und Kriterien bei der Strom- und der Gasnetzplanung sind daher nicht miteinander in Einklang zu bringen.

Unter einer ganzheitlichen Energiesystemplanung verstehen die vorhandenen Studien eine nahezu vollständig durchgeführte Energiewende für das Jahr 2050. Für eine solche Planung müssten Erzeugungskapazitäten und Bedarf des Strom- und des Gasmarktes sowie die eingesetzten Technologien feststehen oder über die kommenden 31 Jahre prognostiziert werden. Schon allein aufgrund des langfristigen Prognosehorizonts und der damit verbundenen Unsicherheiten resultieren Bedenken, aus einer ganzheitlichen Energiesystemplanung konkrete Netzausbaumaßnahmen im Strom- und Gasnetz abzuleiten. Dafür müsste von staatlicher Seite eine technologische Entwicklung „festgelegt“ werden. So werden z.B. häufig ein rein elektrisches Energiesystem und ein weiterhin auf Gas basierendes Energiesystem diskutiert, die deutlich unterschiedliche Anforderungen an die Infrastruktur stellen.

In der sogenannten all electric society wird die erzeugte elektrische Energie möglichst direkt genutzt. Hier käme es zu einer starken Verbreitung von elektrischer Mobilität und elektrischer Wärmeerzeugung und anderen Formen einer direkten Sektorenkopplung. Für dieses Szenario wäre ein massiver Ausbau des Stromnetzes notwendig. Die Bundesnetzagentur ist allerdings sehr skeptisch, ob es überhaupt eine „all electric society“ geben wird, da sehr zweifelhaft ist, ob es in Deutschland für die Abdeckung des gesamten Primärenergieverbrauchs genügend Stromerzeugungskapazitäten auf der Basis von erneuerbaren Energien geben würde.

In einem vorrangig gasbasierten Energiesystem wird die in erneuerbaren Erzeugungsanlagen gewonnene elektrische Energie mittels Power-to-X-Technologien in Wasserstoff und synthetisches Methan oder andere synthetische Kraftstoffe umgewandelt. Ein solches Szenario wird von Wasserstoffantrieben, synthetischen Brennstoffen und von der Nutzung grüner Gase definiert. Auf Grund der hohen Energiewandlungsverluste bei der Herstellung grüner Gase wird sich der Bedarf an Stromerzeugungskapazitäten und den dafür benötigten Flächen im Vergleich zur „all electric society“ noch mehr erhöhen. Es stellt sich also die Frage, wie viel der benötigten Mengen in Gänze überhaupt in Deutschland erzeugt werden können oder vielmehr importiert werden müssen. Weiterhin stellt sich die Frage, ob das benötigte Transportsystem auf Methan oder Wasserstoff basieren wird oder sich parallele Infrastrukturen entwickeln werden. Im gasbasierten Energiesystem kann es zu einem weiteren Ausbau des Gasnetzes kommen und/oder zu einer komplett oder teilweise neuen Infrastruktur eines Wasserstoffnetzes.

Wahrscheinlich sind eher Entwicklungen, die zwischen diesen beiden Extremszenarien liegen werden und eine Kombination beider Systeme darstellen. Je nach angenommener Entwicklung resultiert daraus ein unterschiedlich starker Ausbau des Strom- und Gasnetzes.

Die für einen solchen Ansatz auch für „Stützjahre“ wie 2030 oder 2040 notwendige staatliche Vollplanung des Energiesystems ist weder Aufgabe der Bundesnetzagentur noch wünschenswert. Die Entwicklung, wie die definierten Ziele der Energiewende zu erreichen sind, sollte möglichst technologieoffen gehalten werden und grundsätzlich den Marktakteuren obliegen. Eine staatliche Vollplanung würde dagegen planwirtschaftliche Vorgaben bezüglich der Anzahl und Allokation sämtlicher Erzeugungsanlagen voraussetzen, um so die richtige Dimensionierung des Strom- und Gasnetzes zu gewährleisten. Einen solchen Schritt kann die Bundesnetzagentur nicht im Rahmen der Netzentwicklungsplanung vollziehen, sondern allenfalls auf Grundlage eines klaren gesetzlichen Auftrags.

Das bedeutet nicht, dass die Bundesnetzagentur dort, wo ganzheitliche Ansätze möglich sind, diese außer Acht lässt. Strom- und Gasnetze werden im Rahmen der gesetzlichen vorgegebenen Zieljahre für eine möglichst wahrscheinliche Entwicklung der Energielandschaft ausgelegt. Die absehbare Entwicklung des Energiemarktes wird ausgehend von konkreten Planungen der Marktakteure und basierend auf geltenden Gesetzen bzw. absehbaren Änderungen prognostiziert. Hierbei folgt der Netzausbau immer dem konkret abschätzbaren Bedarf und zwar nach einem konservativen „no-Regret“ Prinzip, nach welchem Fehlplanungen in der Netzentwicklung weitestgehend vermieden werden sollen.

Maßgebliche Eingangsgrößen, die in beiden Netzentwicklungsprozessen notwendig sind, werden integriert betrachtet, d.h. aufeinander abgestimmt und vereinheitlicht:

- ⇒ In beiden Prozessen wird der Rückbau von konventionellen Kraftwerkskapazitäten nach einer durchschnittlichen technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer angenommen. Jenseits dessen werden konkrete Stilllegungsanzeigen, die der Bundesnetzagentur bekannt sind, vollumfassend berücksichtigt.
- ⇒ Geplante Gaskraftwerksneubauten der Kraftwerksbetreiber werden in beiden Prozessen gemäß den Vorgaben des Szenariorahmens Gas berücksichtigt. Hierbei sind Anschlussanträge der Kraftwerksbetreiber an das Gasfernleitungsnetz nach den §§ 38, 39 GasNZV ausschlaggebend.

⇒ Zukünftig werden bei Gasfernleitungsnetzbetreibern und Gasverteilnetzbetreibern gemeldete Power-to-Gas-Anlagen anlagenscharf ermittelt und in beiden Prozessen berücksichtigt.

Weiterhin existierende Unterschiede in den Annahmen sind bewusst ausgestaltet und begründet.

Gaskraftwerksneubauten, die nach Planungen der Kraftwerksbetreiber an das Gasverteilnetz angeschlossen werden sollen, werden im Szenariorahmen Gas gemäß den internen Bestellungen der Gasverteilnetzbetreiber bei den Gasfernleitungsnetzbetreibern lediglich summiert berücksichtigt. Im Szenariorahmen Strom werden diese Gaskraftwerksneubauten anlagenscharf berücksichtigt. Dieser Unterschied resultiert aus den verschiedenen Netzberechnungsverfahren. Im Gasnetzberechnungsverfahren wirken die Kapazitäten der Verteilnetzbetreiber für das Fernleitungsnetz wie ein einzelner Verbraucher. Im Stromnetzberechnungsprozess wird die Einspeisung der Gaskraftwerke unabhängig von der Netzebene gemäß der Merit-Order ermittelt, weshalb eine blockscharfe Simulation notwendig ist.

Im Szenariorahmen Strom wird jenseits der konkreten Planung der Gaskraftwerksbetreiber ein weiterer Zubau von KWK-fähigen Gaskraftwerken kleiner 10 MW und weiteren Gas-KWK-Anlagen unterstellt. Der Zubau von KWK-fähigen Gaskraftwerken kleiner 10 MW basiert auf Fortschreibungen der Entwicklung des Zubaus der Vergangenheit. Beim Zubau weiterer Gas-KWK-Anlagen handelt es sich um angenommene Umstellungen von Kohle- und Öl-KWK-Anlagen auf Gas-KWK-Anlagen gemäß KWKG. Dieser Zubau wird im Szenariorahmen Gas nur teilweise und indirekt über die internen Bestellungen der Gasfernleitungsnetzbetreiber bei den Gasverteilnetzbetreibern berücksichtigt. Der angenommene Zubau im Szenariorahmen Gas ist also im Vergleich zum Szenariorahmen Strom kleiner. Diese Differenz ist auf den konservativen „no-Regret“ Ansatz der Netzplanung im Strom- und Gasbereich zurückzuführen. Während der angenommene Zubau genannter KWK-Gaskraftwerke im Stromnetz unter den gegenwärtigen Marktverhältnissen nicht zwingend ausbaudimensionierend ist, gilt dies nicht für die Gasnetzinfrastruktur. Spätestens bei einer konkreten Nachfrage nach Kapazitäten im Gasnetz finden die Gas-KWK-Anlagen auch Eingang in die Gasnetzplanung.

Ein Kritikpunkt an den Szenariorahmen Strom und Gas sind die im Vergleich zu verschiedenen Studien niedrigen Annahmen zu wahrscheinlichen Gaskraftwerkskapazitäten in den betrachteten Zieljahren. Es wird kritisiert, im Szenariorahmen Strom werde ein massiver Ausbau der netzausbaudefinierenden Windkraft- und Photovoltaikanlagen angenommen, während bei Gaskraftwerken, die das Maß des gasseitigen Netzausbaus beeinflussen, in beiden Prozessen eher moderate Zubauzahlen angesetzt würden. Dieser unterschiedliche Umgang mit netzausbautreibenden Erzeugungsanlagen hat einen berechtigten Grund. Im Szenariorahmen Strom stützen sich die Annahmen auf konkrete jährliche Ausbaupfade der erneuerbaren Erzeugungsanlagen, die gesetzlich im EEG verankert sind. Diese Ausbaukorridore sind erklärte energiepolitische Ziele der Bundesregierung, die im Szenariorahmen laut EnWG zu berücksichtigen sind. Da aus dem EEG jedoch nur bundesweite Mantelzahlen abgeleitet werden können, ist eine Regionalisierung – also eine Standortbestimmung – der erneuerbaren Erzeugungsanlagen durchzuführen. Diese Regionalisierung orientiert sich an den für Windkraft- und Photovoltaikanlagen einschlägigen rechtlichen und behördlichen Vorgaben der gängigen Genehmigungspraxis. Somit können sowohl die Höhe der im Zieljahr anzunehmenden installierten Leistung der Windkraft- und Photovoltaikanlagen als auch deren Standortermittlung abgeleitet werden. Bei der Zubauprognose und fiktiven Standortbestimmung von Gaskraftwerken kann nicht auf entsprechende Gesetze oder Verordnungen abgestellt werden, da solche nicht existieren. Im Gegenteil, ein gesetzlich gesteuerter Zubau von Gaskraftwerken ist gerade nicht Ziel der Bundesregierung. Diese hat sich gegen entsprechende Kapazitätsmärkte und für einen sogenannten Energy-Only-Markt entschieden. Der Zubau von Gaskraftwerken kann daher nicht aus gesetzlichen Vorgaben, sondern nur aus den vorhandenen konkreten Markt-Indikatoren abgeleitet werden.

Systemrelevante Gaskraftwerke werden bei der Gasnetzberechnung berücksichtigt, während sie auf die Stromnetzentwicklung keinen Einfluss haben. Gaskraftwerke sind auf Antrag der Übertragungsnetzbetreiber als systemrelevant auszuweisen, wenn ohne sie der sichere Betrieb des Stromnetzes nicht mehr gewährleistet werden

kann. Im Falle einer endgültigen Stilllegung würde dem Betreiber diese wiederum auf Antrag des Übertragungsnetzbetreibers untersagt und die betroffene Gaskraftwerkskapazität wird jenseits des Energiemarktes vorgehalten (und vergütet). In der Stromnetzplanung werden systemrelevante Gaskraftwerke nicht berücksichtigt, da das Stromnetz nach erfolgtem Netzausbau ohne diese Kraftwerke stabil funktionieren soll. Denn die in einem Markt unübliche Verpflichtung zur Vorhaltung von Anlagen soll möglichst schnell abgebaut werden. In der Marktsimulation zur Stromnetzentwicklung werden auch nur solche Kraftwerke berücksichtigt, die am Energy-Only-Markt teilnehmen, denn die Marktsimulation soll die Nachfrage nach Strom und deren Befriedigung durch den Markt abbilden und das dafür nötige Netz ermitteln, aber nicht die Notbehelfsmaßnahmen perpetuieren, die mangels ausreichenden Netzes von den Übertragungsnetzbetreibern ergriffen werden. In der Gasnetzberechnung wird keine Marktsimulation durchgeführt, sondern es wird ermittelt, ob die gebuchten Kapazitäten von Händlern, Verteilnetzbetreibern und einzelnen Verbraucher bedient werden können. Im Rahmen einer integrierten Netzplanung müssen dabei systemrelevante Gaskraftwerke berücksichtigt werden, unabhängig davon, ob sie am Energy-Only-Markt agieren und auch unabhängig davon, ob sie selbst Kapazitäten bei den Fernleitungsnetzbetreibern gebucht haben oder ihr Gasbedarf „nur“ über die internen Bestellungen der Gasverteilnetzbetreiber berücksichtigt wird.

C Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung

Die Konsultation des Netzentwicklungsplans 2019-2030 war abermals geprägt von vielfältigen Erwartungshaltungen an das Verfahren und an die Energiewende insgesamt. Vordringlicher Zweck der Beteiligung ist es, Hinweise zu sammeln, die innerhalb der Netzentwicklungsplanung und des Entscheidungsspielraums der Bundesnetzagentur sachlich von Belang sind. Ein erheblicher Anteil der eingegangenen Stellungnahmen beschäftigte sich entweder weit grundsätzlicher mit dem gesamten Energieversorgungssystem einschließlich dessen Finanzierung oder führte Argumente an, die nach dem geltenden abgestuften planerischen System anderen Schritten des Gesamtprozesses Netzausbau zuzuordnen und dort zu diskutieren sind (Szenariorahmen, Bundesfachplanung, Raumordnung, Planfeststellung). Bisweilen beschränkten sich Stellungnahmen auf die Ablehnung bestimmter Vorhaben.

Rechtlich sind solche Beiträge nach den gesetzlichen Vorschriften zur Prüfung und Bestätigung des Netzentwicklungsplans nicht entscheidungsbedeutsam, gleichwohl aber ausgesprochen wichtig für den Gesamtprozess und für die Akzeptanz des Netzausbaus. Aus diesem Grund setzt sich die Bundesnetzagentur innerhalb und außerhalb des Verfahrens mit ihnen auseinander. Ihr Ziel ist es, durch Nutzung verschiedenster Mittel und Formate zu einer sachlichen Aufklärung und damit zu einer objektiven und konstruktiven Diskussion nicht nur des Netzausbaus allein, sondern der Energiewende insgesamt beizutragen. Um allerdings den förmlichen Verwaltungsakt der Bestätigung des Netzentwicklungsplans nicht zu überfrachten, hat sich die Bundesnetzagentur entschieden, diese Argumente in einem gesonderten Auswertungsdokument darzustellen und dort auf sie einzugehen.

Nicht zur Aufgabe des Netzentwicklungsplans und dem damit verbundenen Konsultationsverfahren gehört es, die geltenden Rahmenbedingungen der Energiewende zu verändern. Dies wäre Sache der Politik und bedürfte einer demokratisch legitimierten Entscheidungsfindung auf parlamentarischer Basis. Einen solchen Prozess kann die Konsultation des Netzentwicklungsplans allenfalls anstoßen, aber nicht ersetzen. Erst recht hat er nicht die Funktion einer basisdemokratischen Abstimmung über die Energiewende insgesamt oder über deren einzelne Gesichtspunkte.

Auf der Ebene der Netzentwicklungsplanung für einzelne Maßnahmen relevante spezifische Hinweise aus der Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung werden im Abschnitt Prüfung der Strecken- und Punktmaßnahmen unter den jeweiligen Steckbriefen dargestellt. Sofern sich Konsultationsbeiträge auf einen bestimmten Aspekt des Prüfprozesses oder der grundsätzlichen Prüfungsergebnisse beziehen, wurde darauf bereits in den jeweiligen Punkten der Abschnitte Prüfprozess, Beurteilung der verwendeten Modellierungen, und Allgemeine gesetzliche Anforderungen an den Netzentwicklungsplan Strom eingegangen.

II

A Ermächtigungsgrundlage und formelle Voraussetzungen der Bestätigung

Der Netzentwicklungsplan 2019-2030 wird gem. § 12c Abs. 4 Satz 1 EnWG bestätigt. Die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur ergibt sich aus den §§ 54 Abs. 1 Halbsatz 1, 59 Abs. 1 Satz 2 EnWG.

Nach Vorlage des zweiten Entwurfs des Netzentwicklungsplans 2019-2030 durch die Übertragungsnetzbetreiber beteiligte die Bundesnetzagentur die Öffentlichkeit und die zuständigen Behörden gem. § 12c Abs. 3 EnWG. Sie machte den zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans der Übertragungsnetzbetreiber auf ihrer Internetseite bekannt und gab der Öffentlichkeit zehn Wochen Gelegenheit zur Äußerung. Die Bestätigung des Netzentwicklungsplans erfolgte unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Öffentlichkeits- und Behördenbeteiligung gem. § 12c Abs. 4 Satz 1 EnWG.

B Materielle Voraussetzungen der Bestätigung

a. Beurteilung der verwendeten Modellierungen

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

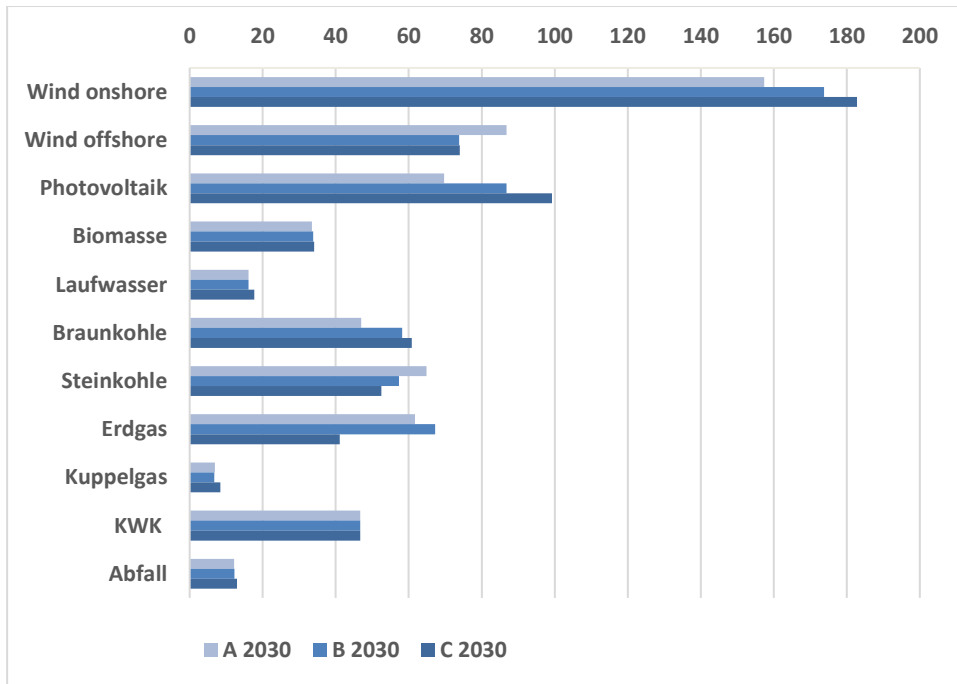
1. Marktmodellierung

Die Übertragungsnetzbetreiber haben in ihrer Marktmodellierung die auf die einzelnen Energieträger entfallende Stromerzeugung ermittelt. Für die Szenarien mit dem Betrachtungsjahr 2030 ergeben sich für die maßgeblichen Energieträger folgende Mengen:

Prognostizierte Erzeugung ausgewählter Energieträger¹

	A 2030	B 2030	C 2030
Wind onshore	157,4	173,8	182,8
Wind offshore	86,8	73,8	74,0
Photovoltaik	69,7	86,8	99,2
Biomasse	33,5	33,8	34,1
Laufwasser	16,1	16,1	17,7
Braunkohle	47,0	58,2	60,8
Steinkohle	64,9	57,3	52,5
Erdgas	61,7	67,2	41,1
Kuppelgas	6,9	6,7	8,4
KWK (mit weniger als 10 MW Leistung)	46,7	46,7	46,7
Abfall	12,2	12,3	13,0

¹ Deutschland gesamt in Terrawattstunden; Daten: 2. Entwurf Netzentwicklungsplan 2019-2030



Um das von den Übertragungsnetzbetreibern verwendete Modell bewerten und überprüfen zu können, erstellte der von der Bundesnetzagentur beauftragte Gutachter ein eigenes Marktmodell nach den Vorgaben des Szenariorahmens. Die Ergebnisse dieses Modells konnten dann mit den Ergebnissen des von den Übertragungsnetzbetreibern verwendeten Modells verglichen werden. Anhand dieses Vergleichs ließ sich beurteilen, ob die Übertragungsnetzbetreiber ihren Netzberechnungen realistische Marktergebnisse zugrunde gelegt haben. Aus den Untersuchungen des IAEW ließen sich die von den Übertragungsnetzbetreibern ermittelten Erzeugungsmengen nachvollziehen. Das Marktmodell der Übertragungsnetzbetreiber ist daher grundsätzlich sachgerecht. Die daraus abgeleiteten Ergebnisse können insofern als valide und realistisch gelten.

Schlüsselt man die ermittelten Energiemengen regional auf, wird – über alle Szenarien hinweg – deutlich, dass insbesondere die südlichen Bundesländer weniger Energie erzeugen, als sie benötigen, und daher ihren Bedarf über Importe aus anderen Bundesländern oder ggf. dem Ausland decken.

Die Ergebnisse der Marktmodellierung zeigen, dass Baden-Württemberg, Bayern und Hessen im Jahr 2030 zusammen Strom in einer Größenordnung von 65 TWh (Szenario C 2030) importieren. Diese Menge entspricht etwa der Hälfte des heute in allen deutschen Privathaushalten zusammen verbrauchten Stroms.

Durchweg positive Energiesalden weisen demgegenüber Niedersachsen, Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg, Sachsen und Sachsen-Anhalt auf. Aufgrund hoher installierter Leistung an erneuerbaren Energien (insbesondere Windkraft) bzw. preiswerter konventioneller Erzeugung wird häufig Strom aus diesen Bundesländern nachgefragt werden.

Energiemengen Szenario C 2030 nach Bundesländern:

Energiemengen C 2030			
Bundesland	Erzeugung	Nachfrage (inkl. Pumpspeicher- entnahme, PtH, PtG)	Bilanz
BW	55,4	771	-21,7
BY	63,9	88,6	-24,7
BE	5	15,3	-10,3
BB	42,9	18,4	24,5
HB	6	5,2	0,8
HH	14	13,9	0,1
HE	21,3	39,5	-18,2
MV	30,5	8	22,5
NI	119,9	57,6	62,3
NW	115,2	140,5	-25,3
RP	24,1	30	-5,9
SL	4,4	9,1	-4,7
SN	36,3	24,3	12
ST	30,8	16,9	13,9
SH	55,2	17,3	37,9
TH	18	17,5	0,5
AT (DE) ¹	4,4	3	1,4
LU (DE) ^{1*}	0,4	0,6	-0,2

¹ Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz

2. Einhaltung der klimapolitischen Ziele

Die Einhaltung der klimapolitischen Ziele spielt auch bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans eine gewichtige Rolle. Mit dem Klimaschutzplan 2050 hat das Bundeskabinett am 14.11.2016 eine Reihe von klimapolitischen Grundsätzen und Zielen festgelegt, welche konkrete Reduzierungspfade der CO₂-Emissionen für das Zieljahr 2030 enthalten.

Weiterhin gültig ist dabei das Ziel einer Reduzierung der CO₂-Emissionen um 55 % bis 2030 gegenüber 1990 über alle Sektoren hinweg. Neben diesem Hauptziel enthält der Klimaschutzplan 2050 erstmalig sektorspezifisch konkrete Reduktionsziele für das Jahr 2030.

Der Klimaschutzplan 2050 enthält sechs verschiedene Handlungsfelder. Die Handlungsfelder „Industrie“ und „Energiewirtschaft“ enthalten Teilmengen, welche für die Berechnungen des Netzentwicklungsplans relevant sind. Industriekraftwerke werden dem Sektor „Industrie“ zugeordnet und müssen somit einen geringeren Beitrag zur Verringerung des CO₂-Ausstoßes leisten (49 – 51 % Reduktion in 2030 gegenüber 1990) als Kraftwerke der öffentlichen Energieversorgung, welche unter „Energiewirtschaft“ geführt werden (61 – 62 % Reduktion in 2030 gegenüber 1990). Die CO₂-Emissionen des Stromsektors bilden die Schnittmenge aus den beiden oben genannten Sektoren.

Für die ebenfalls im Netzentwicklungsplan betrachteten Zieljahre 2025 und 2035 sind keine Reduzierungsziele im Klimaschutzplan 2050 festgeschrieben. Die Werte für diese Jahre werden daher unter Annahme eines gleichmäßig verlaufenden Reduktionspfades für diese Zieljahre fortgeschrieben bzw. interpoliert.

Auf Grundlage des Klimaschutzplan 2050 wurde im Szenariorahmen für den im Netzentwicklungsplan modellierten Kraftwerkspark im Jahr 2030 184 Mio. t CO₂ als Zielgröße festgelegt. Diese Zielgröße wurde beim vorliegenden Anlagenkonzept kraftwerksscharf modelliert und ermittelt. Dabei werden, neben den CO₂-Emissionen der Stromerzeugung, erstmalig auch diejenigen Emissionen berücksichtigt, die durch Wärmeproduktion in KWK-Anlagen entstehen. Da die CO₂-Emissionen der Wärmeerzeugung in den bisherigen Netzentwicklungsplänen keine Beachtung fanden, musste immer ein interpolierter Zielwert für den Stromsektor und ein Korrekturterm für die KWK-Wärmeproduktion verwendet werden. Der neue CO₂-Zielwert hat den Vorteil, dass die bisherige komplizierte sog. finnische Vorgehensweise entfällt. Der absolute Wert ist dabei zwar im Vergleich zum letzten Netzentwicklungsplan gestiegen, aber nicht, weil die Zielsetzung zur CO₂-Reduktion aufgeweicht worden wäre, sondern nur, weil die Bilanzsumme von rein strommarktspezifischen Kraftwerksemissionen auf zusätzliche wärmemarktspezifische Kraftwerksemissionen erweitert wurde.

Für das Zieljahr 2025 wurde ein CO₂-Ausstoß von 240 Mio. t CO₂ und für das Zieljahr 2035 von 127 Mio. t CO₂ nach der beschriebenen Methodik festgelegt.

Die Einhaltung dieser Zielwerte wird in diesem Netzentwicklungsplan für alle Szenarien festgeschrieben. Sollte sich die Einhaltung der CO₂-Emissionen nicht modellendogen ergeben, wird der CO₂-Preis in Deutschland iterativ solange erhöht, bis die Grenzwerte eingehalten werden. Dies war nur in den Szenarien A 2030 und B 2035 nötig, alle anderen Szenarien haben die Grenzwerte ohne eine Erhöhung des innerdeutschen CO₂-Preises eingehalten.

b. Allgemeine gesetzliche Anforderungen an den Netzentwicklungsplan Strom

Neben den Strecken- und Punktmaßnahmen, die zur bedarfsgerechten Entwicklung des Netzes bis zum Jahr 2030 erforderlich sind, muss der Entwurf des Netzentwicklungsplans gemäß § 12b EnWG einige weitere Angaben enthalten.

1. Angaben zu Pilotprojekten für eine verlustarme Übertragung hoher Leistungen über große Entfernungen

Als Pilotprojekte für eine verlustarme Übertragung hoher Leistungen über große Entfernungen schlagen die Übertragungsnetzbetreiber mehrere HGÜ-Verbindungen zum weiträumigen Transport von Norden nach Süden vor. Alle Projekte sind in den jeweiligen Steckbriefen für die entsprechenden Streckenmaßnahmen näher beschrieben.

2. Angaben zur Übertragungstechnologie sowie zu Hochtemperaturleiterseilen

Durch den Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen (HTLS) kann im Wege der Erhöhung der Transportkapazität bestehender Leitungen Netzausbau eingespart werden. Bei einzelnen Maßnahmen geben die Übertragungsnetzbetreiber an, inwieweit der Einsatz von HTLS in Betracht kommt. Hinweise zu HTLS, herkömmlichen Leiterseilen und Hochstrombeseilung und als sinnvoll erachteter Einsatzbereiche enthält das Glossar zum zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans der Übertragungsnetzbetreiber. Bezüglich grundlegender Informationen zur Übertragungstechnologie verweisen die Übertragungsnetzbetreiber erneut auf Kapitel 5 ihres Entwurfs zum Netzentwicklungsplan 2022.

Nach dem NOVA Prinzip prüfen die Übertragungsnetzbetreiber, ob durch den Einsatz von HTLS ein Neubau von Leitungen vermieden werden kann. Bei der Genehmigung durch die Bundesnetzagentur ist deshalb vorausgesetzt, dass an den Stellen, wo dies möglich ist, der Einsatz von HTLS erfolgt. Die finale Prüfung, wie eine konkrete Maßnahme umgesetzt wird, ist hingegen nicht Teil des Netzentwicklungsplans.

3. Berücksichtigung des gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplans

Die Übertragungsnetzbetreiber geben in den Steckbriefen der einzelnen Startnetz- und Zubaumaßnahmen jeweils an, ob es sich um ein Projekt aus dem TYNDP 2018 handelt, also des zum Zeitpunkt der Planung einschlägigen gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplans nach Art. 8 Abs. 3b der Verordnung (EG) Nr. 714/2009. Darunter sind auch Projekte, die im TYNDP mit dem Status „Under Consideration“ versehen sind, auf die sich also die europäischen Übertragungsnetzbetreiber bisher noch nicht festgelegt haben.

Gemeinschaftsweit vereinbart sind auch Austauschkapazitäten für den Stromhandel zwischen einzelnen Ländern. Auch diese Werte haben die Übertragungsnetzbetreiber bei ihren Planungen zu berücksichtigen. Das deutsche Übertragungsnetz kann im europäischen Binnenmarkt nicht als abgeschottetes „Inselnetz“ betrieben werden. Ganz abgesehen davon ist Deutschland bis auf weiteres zur Aufrechterhaltung ständiger Versorgungssicherheit auf zeitweise Stromimporte angewiesen. Umgekehrt hat es ein Interesse daran, selbst erzeugten Strom ins Ausland zu liefern. Langfristig wird es sich dabei zunehmend um regenerativ erzeugten Strom handeln, der im Ausland konventionell erzeugten Strom vom Markt verdrängt.

Die Übertragungsnetzbetreiber sind angehalten, eine größtmögliche Konsistenz zwischen dem nationalen sowie dem europäischen Netzentwicklungsplan zu gewährleisten. Insbesondere aufgrund der unterschiedlichen Zieljahre ist dies jedoch nicht immer möglich. Dies führt dazu, dass im TYNDP einige Vorhaben enthalten sind, welche nicht Teil des nationalen Netzentwicklungsplans sind. Der TYNDP hat jedoch nur eine indikative Funktion und ist sowohl für die deutschen Übertragungsnetzbetreiber bei der Erstellung des nationalen Netzentwicklungsplans als auch für die Bestätigung des Netzentwicklungsplans durch die Bundesnetzagentur nicht bindend.

4. Berücksichtigung von Offshore-Planungen

Der Netzentwicklungsplan 2019-2030 beinhaltet erstmalig die Planung der Offshore-Anbindungssysteme und ersetzt insoweit den Offshore-Netzentwicklungsplan. Dabei legt er die Vorgaben des Flächenentwicklungsplans zugrunde. Der Flächenentwicklungsplan wiederum legt die Reihenfolge der Flächen fest, die zur Ausschreibung für Offshore-Windparks kommen sollen, ebenso wie die Inbetriebnahmejahre von Anbindungssystemen, die für die rechtzeitige Erschließung der jeweiligen Flächen erforderlich sind. Der Netzentwicklungsplan ermittelt auf Basis dieser Vorgaben die erforderlichen Offshore-Anbindungssysteme einschließlich der jeweiligen Inbetriebnahmejahre und landseitigen Netzverknüpfungspunkte.

Im Gegensatz zu den landseitigen Maßnahmen, die einem sicheren, zuverlässigen und bedarfsgerechtem Netz dienen, bezweckt die Planung der Offshore-Anbindungssysteme allein den Ausbau von Sammelanbindungen zur Erschließung von Erzeugungsanlagen in Gestalt von Offshore-Windparks. Daher unterscheidet sich auch die Prüfung der seeseitigen von der Prüfung der landseitigen Maßnahmen. Insoweit wird eine Anbindungsplanung für Erzeugungseinheiten vorgegeben, deren erzeugte elektrische Energie an Land transportiert werden muss. Es entsteht somit eine Planung, ab welchem Zeitpunkt die Erzeugung aus Offshore-Windenergie in den Küstenregionen Deutschlands an welchen Orten eingespeist werden soll. Da in den Seegebieten kein Verbrauch im Sinne einer Abnahme der erzeugten Energie erfolgt, muss die erzeugte elektrische Energie zu nahezu 100% an Land transportiert werden. Der Verbrauch von Energie spielt dabei, anders als bei der landseitigen Netzentwicklungsplanung, keine Rolle.

Ein zentraler Punkt bei der Prüfung der landseitigen Maßnahmen ist die Prüfung der Wirksamkeit einer Maßnahme. Dabei wird untersucht, ob das Netz auch ohne diese Maßnahme sicher wäre und weiterhin zuverlässig betrieben werden könnte. Im Unterschied dazu hat der Ausfall eines Anbindungssystems zur Folge, dass die daran angeschlossenen Offshore-Windparks nicht mehr ins Übertragungsnetz einspeisen können. Solange dies durch andere Stromeinspeisungen kompensiert werden kann, im Ergebnis also nur die gleiche Situation wie bei einer Windflaute vorliegt, hätte das Fehlen einer Anbindungsleitung keinen Einfluss auf die Stabilität des Stromnetzes. Das Kriterium der Wirksamkeit, wie es bei landseitigen Maßnahmen geprüft wird, hat demnach

für die Prüfung der Offshore-Anbindungssysteme derzeit keine Relevanz.

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

Eingangsgrößen für die Prüfung der Offshore-Anbindungen sind der Szenariorahmen 2019-2030 und der Flächenentwicklungsplan.

Nach § 12b Abs. 1 Satz 1 EnWG müssen die Übertragungsnetzbetreiber im Entwurf zum Netzentwicklungsplan den Szenariorahmen nach § 12a EnWG zugrunde legen.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben die Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie gemäß dem genehmigten Szenariorahmen 2019-2030 übernommen (vgl. Punkt I.B.1.). Neben der genehmigten Mantelzahl haben die Übertragungsnetzbetreiber dabei auch der Vorgabe für die Regionalisierung, d.h. der Aufteilung dieser Leistung auf Nord- und Ostsee Rechnung getragen. Demnach wurde von den Übertragungsnetzbetreibern die gesamte Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie wie folgt berücksichtigt:

Szenariorahmen 2019-2030: Offshore-Windenergie

Gebiet	Szenario A 2030	Szenario B 2030	Szenario C 2030	Szenario B 2025	Szenario B 2035
Nordsee	17,8 GW	14,8 GW	14,8 GW	9,0 GW	21,0 GW
Ostsee	2,2 GW	2,2 GW	2,2 GW	1,8 GW	2,2 GW
Gesamt	20,0 GW	17,0 GW	17,0 GW	10,8 GW	23,2 GW

Nach § 12b Abs. 1 Satz 4 Nr. 7 EnWG müssen die Übertragungsnetzbetreiber im Entwurf zum Netzentwicklungsplan bei Ermittlung des Ausbedarfs an Offshore-Anbindungsleitungen den Flächenentwicklungsplan zugrunde legen. Da der Flächenentwicklungsplan zum 28. Juni 2019 bekannt gegeben wurde, berücksichtigten die Übertragungsnetzbetreiber den Entwurf des Flächenentwicklungsplans vom 26. Oktober 2018. Dies ist formal nicht zu beanstanden, allerdings wird der Bestätigung des Netzentwicklungsplans die endgültige Fassung des Flächenentwicklungsplans zugrunde gelegt, so dass etwaige Änderungen zwischen Entwurf und endgültiger Fassung berücksichtigt sind.

Bei der Prüfung des Netzentwicklungsplans waren aus Sicht der Bundesnetzagentur insbesondere die folgenden Angaben des Flächenentwicklungsplans relevant:

1. Gebiete (ehemals Cluster) und Flächen innerhalb der Gebiete für die Ausschreibung von Offshore-Windenergie, die zeitliche Reihenfolge, in der diese Flächen zur Ausschreibung kommen sollen, sowie die voraussichtlich zu installierende Leistung der Flächen,
2. die Kalenderjahre, in denen auf den festgelegten Flächen jeweils die bezuschlagten Offshore-Windparks und das entsprechende Offshore-Anbindungssystem in Betrieb genommen werden sollen,
3. Grenzkorridore, an denen die Offshore-Anbindungssysteme die Grenze zwischen der ausschließlichen Wirtschaftszone und dem Küstenmeer überschreiten,

4. standardisierte Technikgrundsätze und Planungsgrundsätze,
5. Testfelder für Pilotwindenergieanlagen, die Kalenderjahre, in denen auf den Testfeldern erstmals Pilotwindenergieanlagen und die entsprechende Testfeld-Anbindungsleitung in Betrieb genommen werden sollen, sowie die Kapazität der entsprechenden Testfeld-Anbindungsleitung.

Der Flächenentwicklungsplan beruht hinsichtlich des Ausbaupfades für Offshore-Windenergie auf den bestehenden Regelungen des WindSeeG. Demgegenüber unterstellt der Szenariorahmen 2019-2030 bereits das gesetzlich bislang noch nicht verankerte Ziel der Bundesregierung, den Anteil erneuerbarer Energien bis 2030 auf 65 Prozent am Bruttostromverbrauch anzuheben. Mithin geht der Flächenentwicklungsplan von einem Ausbau in Höhe von 15 GW Offshore-Windenergie aus, wovon 12,9 GW in der Nordsee und 2,1 GW in der Ostsee realisiert würden. Allerdings stellt der Flächenentwicklungsplan im Anhang informativ eine Entwicklung entsprechend den Szenarien A 2030, B 2030 und C 2030 dar sowie Flächen, die nach 2030 noch für Ausschreibungen zur Verfügung stehen. Der Flächenentwicklungsplan berücksichtigt insoweit den Ausbau an Windenergie ab dem Jahr 2026 (sog. Zielmodell), während der Ausbau bis einschließlich des Jahres 2025 auf Basis der alten Rechtslage stattfindet (insg. ca. 10,8 GW, davon ca. 9 GW in der Nordsee und ca. 1,8 GW in der Ostsee).

In der folgenden Tabelle und den folgenden Grafiken sind die Gebiete, die Flächen einschließlich der voraussichtlich zu installierenden Leistung sowie die Inbetriebnahmejahre der Anbindungssysteme zur Erschließung der Flächen entsprechend des Flächenentwicklungsplans dargestellt:

Übersicht Eingangsparameter im Flächenentwicklungsplan und im Anhang zum Flächenentwicklungsplan für die Ermittlung des Ausbaubedarfs in Nord- und Ostsee ab dem Jahr 2026 im Netzentwicklungsplan

Zone	Gebiet	Fläche	Voraus. zu installierende Leistung [MW]	Kalenderjahr Inbetriebnahme Anbindungssystem			
				WindSeeG	Szenario 2030	A	Szenario B/C 2030
1	N-3	N-3.7	225	(2023) ³	(2023) ³	(2023) ³	
		N-3.8	433 ²				
1	O-1	O-1.3	300	2026	2026	2026	
2	N-7	N-7.2	930 ²	2027	2027	2027	
1	N-3	N-3.5	420	2028	2028	2028	
		N-3.6	480				
2	N-6	N-6.6	630	2029	2029	2029	-
		N-6.7	270				
3	N-9	N-9.1 ¹	1000	2030	2028 ⁴	2029	
		N-9.2 ⁷	1000	-	2029	2030	
3	N-10	N-10.2 ¹⁷	700	-	2030	2030 ⁵	
		N-10.1 ⁷	1000				
3	N-12	N-12.1 ⁷	1000	-	2030	-	
		N-12.2 ¹⁷	1000				
3	N-11	N-11.1 ⁷	1000				nach 2030
		N-11.2 ⁷	1000				
		N-11.3 ⁷	700				nach 2030
		N-11.4 ⁷	850				
3	N-12	N-12.3 ⁷	450				nach 2030 ⁶
3	N-13	N-13.1 ⁷	1000				nach 2030
		N-13.2 ⁷	1000				

¹ Teilflächen wurden nicht dargestellt.

² Diese Werte entsprechen dem Anhang zum Flächenentwicklungsplan für die Szenarien A 2030 und B/C 2030. Im Flächenentwicklungsplan selbst ist für die Flächen aufgrund der Beschränkung des jährlichen Ausbaupfades durch das WindSeeG eine voraussichtlich zu installierende Leistung von 375 MW für die Fläche N-3.8 und von 900 MW für die Fläche N-7.2 vorgesehen.

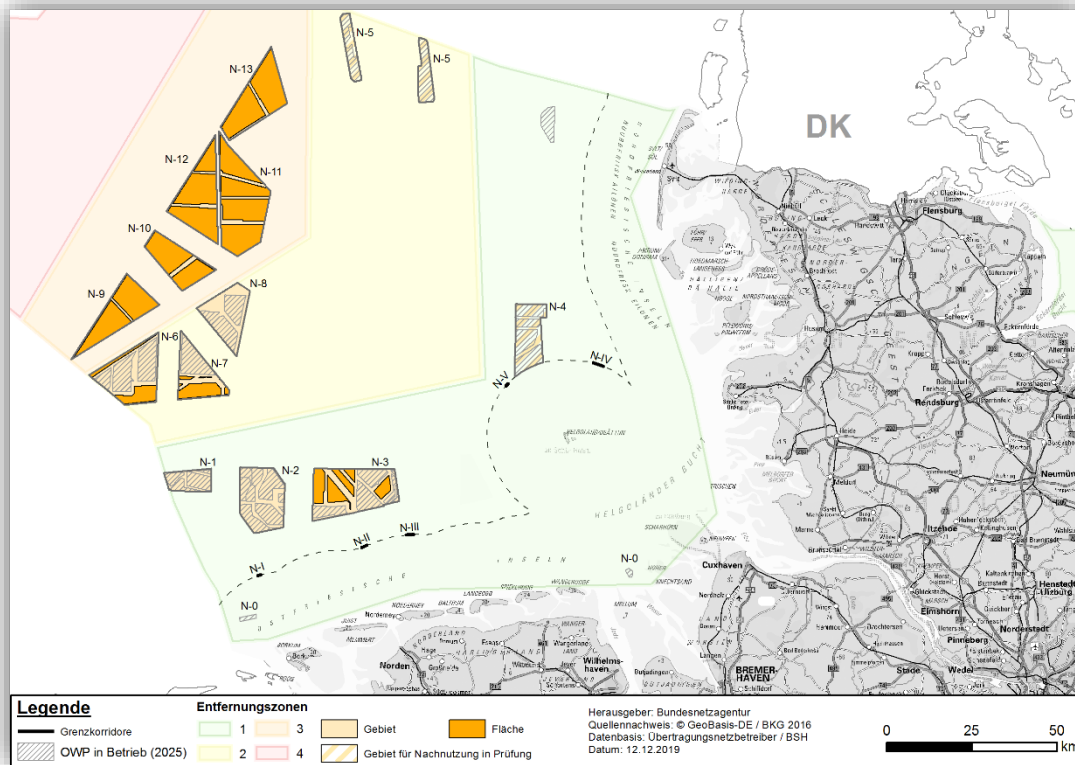
³ Die Flächen N-3.7 und N-3.8 werden durch die Startnetzanbindung NOR-3-3 erschlossen, die voraussichtlich bereits 2023 in Betrieb geht.

⁴ Die Fläche N-9.1 würde bereits 2028 erschlossen und damit noch vor den Flächen N-6.6 und N-6.7. Für eine derart frühe Realisierung bedarf es der Schaffung einer entsprechenden gesetzlichen Grundlage. Sollte dies nicht bereits im Jahr 2019 erfolgen, erscheint eine rechtzeitige Realisierung des Anbindungssystems bis zum Jahr 2028 sowie eine rechtzeitige Voruntersuchung und Ausschreibung der Fläche N-9.1 bis zum Jahr 2023 von vornherein als unrealistisch.

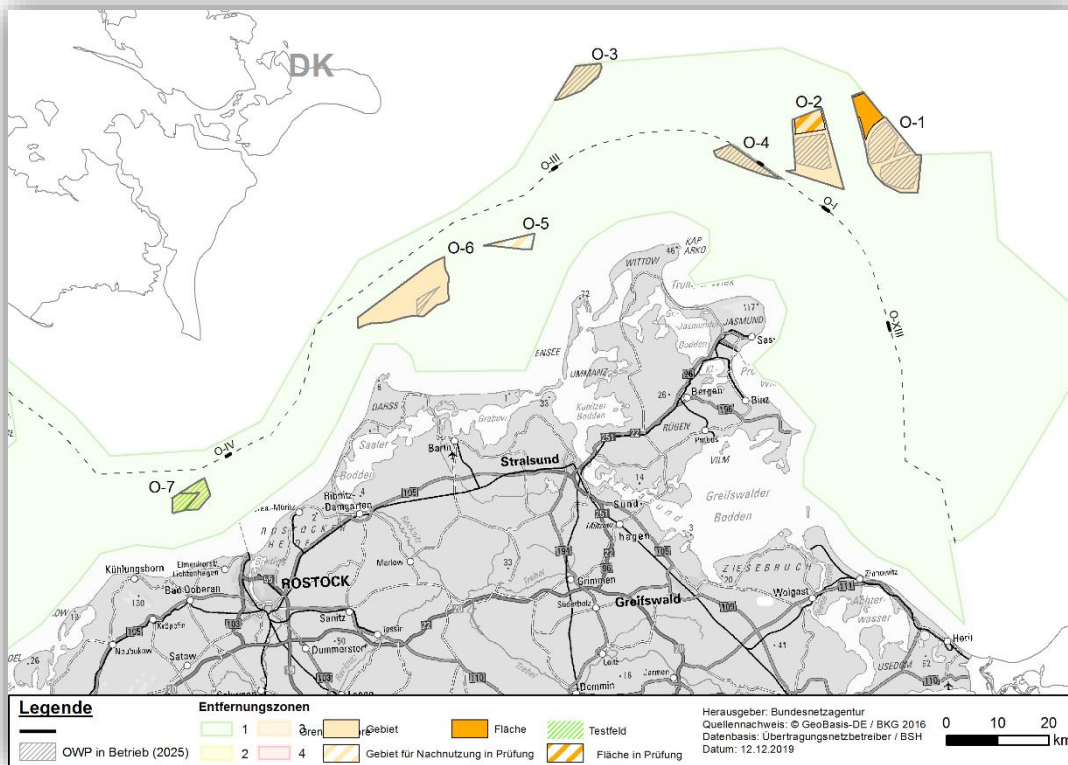
⁵ In den Szenarien B 2030 und C 2030 würde nur die Fläche N-10.2 im Jahr 2030 erschlossen, während auf der Fläche N-10.1 erst nach 2030 ein Windpark in Betrieb genommen würde.

⁶ Die Fläche würde voraussichtlich gemeinsam mit den Flächen N-11.3 und N-11.4 erschlossen.

⁷ Informativische Darstellung im Anhang zum Flächenentwicklungsplan.



Gebiete und Flächen für Offshore-Windparks und Grenzkorridore in der Nordsee



Gebiete und Flächen für Offshore-Windparks und Grenzkorridore in der Ostsee

Zudem legt der Flächenentwicklungsplan technische Standards für die Offshore-Anbindungssysteme fest. Hiernach sind die Anbindungssysteme in der Nordsee als HGÜ-Systeme auszuführen, wobei diese in Küstenentfernungszone 1 und 2 eine Übertragungsspannung in Höhe von +/- 320 kV und eine Übertragungskapazität in Höhe von mindestens 900 MW, in Küstenentfernungszone 3 eine Übertragungsspannung in Höhe von +/- 525 kV und eine Übertragungskapazität in Höhe von 2.000 MW aufweisen müssen. Eine Ausnahme bilden die Anbindungssysteme zur Erschließung der Flächen in Gebiet 9, die eine Übertragungsspannung in Höhe von +/- 320 kV und eine Übertragungskapazität in Höhe von 1.000 MW aufweisen müssen (siehe jedoch zur Abweichung im Rahmen der Bestätigung des Netzentwicklungsplans 2019-2030 unten Ausbaubedarf an Anbindungssystemen). In der Ostsee sind die Anbindungssysteme als AC-Systeme auszuführen, wobei diese eine Übertragungsspannung in Höhe von 220 kV und eine Übertragungskapazität in Höhe von 300 MW aufweisen müssen.

Im Flächenentwicklungsplan wurde im Küstenmeer Mecklenburg-Vorpommerns nordwestlich Warnemünde ein Testfeld für Pilotwindenergieanlagen festgelegt. Die konkrete Ausgestaltung und der exakte räumliche Umriss des Testfeldes wurden jedoch noch nicht dargestellt, sondern dem Fortschreibungsverfahren des Flächenentwicklungsplans und einem landesraumordnerischen Verfahren vorbehalten. Die Ausweisung des Testfeldes in zwei Teilen (Testzwecke und kommerzielle Fläche) im Flächenentwicklungsplan 2019 spiegelt die Festlegung des Landesentwicklungsprogramms 2016 wider. Im Rahmen des Flächenentwicklungsplans 2019 wird das Kalenderjahr der Inbetriebnahme einer Testfeldanbindung zur Erschließung des Testfeldes für 2024 mit einer Übertragungskapazität in Höhe von 300 MW festgelegt. Die technischen Gegebenheiten der Testfeldanbindung entsprechen einer Standardanbindung für die Ostsee.

5. Abwägung anderweitiger Planungsmöglichkeiten

Der überarbeitete Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber enthält im Kapitel 4.1.4 die gesetzlich geforderte zusammenfassende Erklärung, aus welchen Gründen sie den vorgeschlagenen Netzentwicklungsplan nach Abwägung mit den geprüften, in Betracht kommenden anderweitigen Planungsmöglichkeiten gewählt haben.

Die Übertragungsnetzbetreiber setzen sich in den Steckbriefen der von ihnen vorgeschlagenen Projekte bzw. Maßnahmen mit der Frage möglicher Alternativen auseinander. Abhängig davon, ob es ernsthaft in Betracht kommende Alternativen gibt, stellt der Entwurf alternative Netzverknüpfungspunkte in Verbindung mit einer entsprechenden Abwägung beschreibend dar. Dass die Veränderung einer einzelnen Maßnahme im Netz jeweils Auswirkungen auf das gesamte Übertragungsnetz haben kann, spricht nicht gegen die Darstellung solcher Alternativen, sondern lediglich für eine sinnvolle Begrenzung der Suche. Die Bundesnetzagentur berücksichtigt daher naheliegende Alternativen bei der Prüfung. In Fällen in denen in der Vergangenheit bereits eine Abwägung der Alternativen stattgefunden hat und nicht von abweichenden Ergebnissen ausgegangen werden muss, ist eine erneute Alternativenprüfung aus Sicht der Bundesnetzagentur nicht notwendig. Beispielsweise lassen sich auch verschiedene Maßnahmenbündel bilden, die sich dann gegenüberstellen und netztechnisch vergleichen lassen. Diesen Ansatz haben die Übertragungsnetzbetreiber in ihren Entwürfen zum Netzentwicklungsplan 2019-2030 punktuell aufgegriffen.

c. Prüfung des Bedarfs der beantragten landseitigen Maßnahmen

1. Prüfung neuer Gleichstromprojekte

1.1 Prüfung zum Zieljahr 2030

Die Bundesnetzagentur hat in den vergangenen Prozessen die Gleichstromprojekte DC1 – DC5 als wirksam und erforderlich genehmigt. Dabei wurden bei der Genehmigung an eine Gleichstrommaßnahme (HGÜ) insbesondere aufgrund ihrer Länge und der Kosten höhere Anforderungen gestellt als an Wechselstromprojekte. Die Realisierung einer HGÜ sollte in Erwägung gezogen werden, falls deutliche überregionale Engpässe auftreten, die durch einzelne Wechselstromprojekte nicht mehr effizient behoben werden können. Das Wechselstromnetz kann dann den Anforderungen nicht mehr gerecht werden und müsste in erheblichem Maß ausgebaut werden. Durch den Zubau einer HGÜ, die viel Leistung über große Distanzen übertragen kann, ist es möglich, die Übertragungsaufgabe im Wechselstromnetz so zu reduzieren, dass dieses der verbleibenden Übertragungsaufgabe wieder gerecht werden kann. Die Bundesnetzagentur hat sich deshalb dazu entschieden, vor der iterativen Prüfung eine Abwägung vorzunehmen, ob weitere HGÜ Projekte notwendig sind. Darauf aufbauend kann dann identifiziert werden, an welchen Stellen weiterer lokaler Zubau von Wechselstrommaßnahmen notwendig ist.

Nachdem Überprüfung der Maßnahmen des Bundesbedarfsplans werden dem Startnetz alle bestätigungsfähigen Bundesbedarfsplanmaßnahmen hinzugefügt (siehe zur Vorgehensweise oben Prüfung von Streckenmaßnahmen aus dem Bundesbedarfsplan). Die untenstehende Abbildung zeigt exemplarisch die Ergebnisse für das Szenario C 2030. Dabei treten die gravierendsten Überlastungen vom Raum Hamburg über Niedersachsen bis nach Nordrhein-Westfalen und Hessen auf. Diese liegen vorwiegend in Nord-Süd Richtung und werden maßgeblich durch Windeinspeisung im Norden und Lastschwerpunkte im Süden hervorgerufen. Der Überlastungsindex liegt trotz Berücksichtigung des netzdienlichen Einsatzes aller im Bundesbedarfsplan enthaltenen HGÜ in diesem Szenario bei 25,9 TWh, womit das Wechselstromnetz der Übertragungsaufgabe nicht mehr gerecht werden kann. Der überregionale Charakter der Engpässe, der in allen Szenarien besteht, legt zudem eine weitere HGÜ nah.

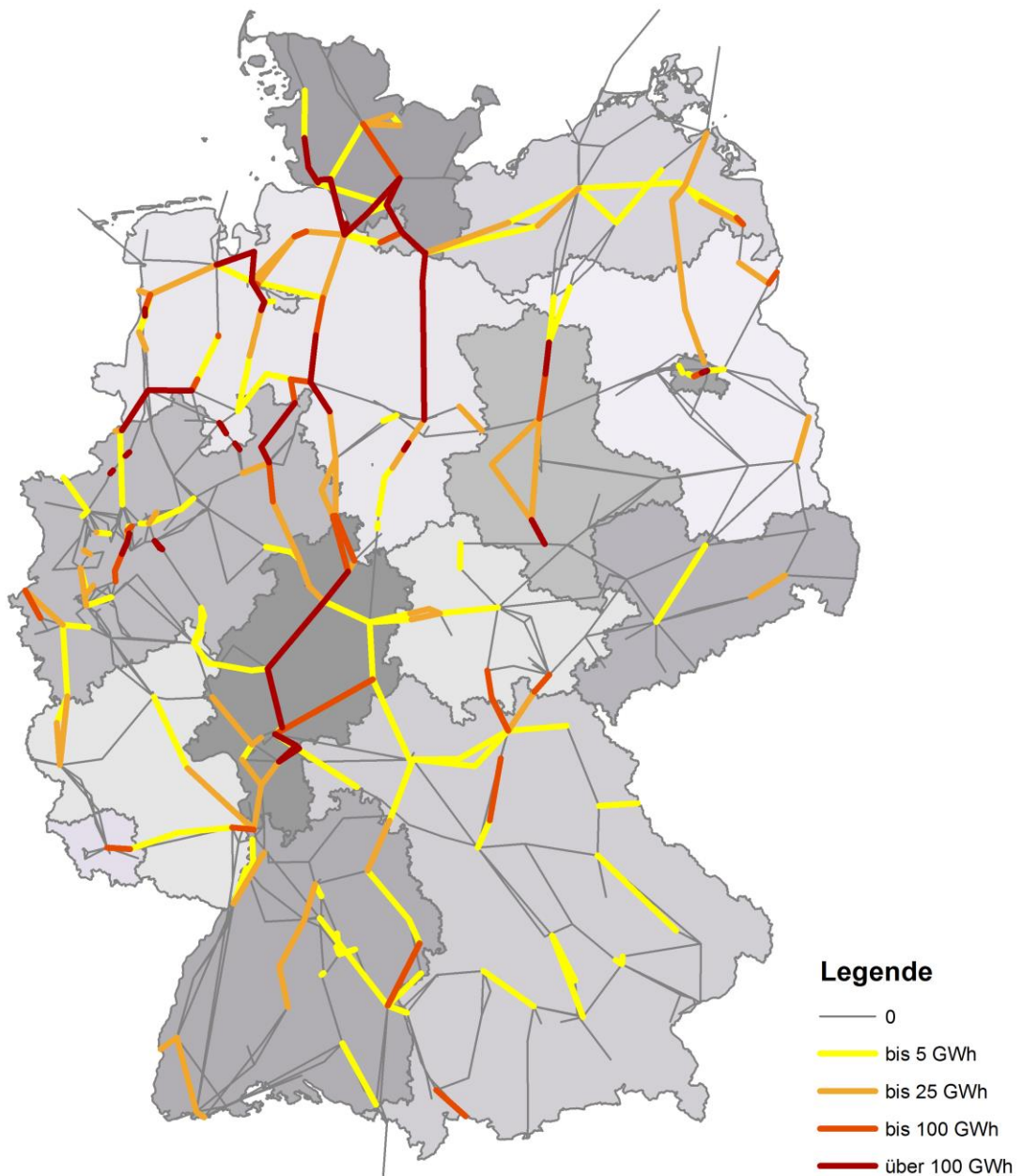


Abbildung: Überlastungsindex des BBP-Netzes im Szenario C 2030

Die Übertragungsnetzbetreiber haben im Netzentwicklungsplan 2030-2019 einen Korridor B beantragt, der die genannten Engpässe überspannt. Insgesamt sind im 2. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber drei Maßnahmen beantragt:

- DC21: Heide/West – Wilhelmshaven 2 – Uentrop
- DC23: Uentrop – Altbach
- DC25: Wilhelmshaven 2 – Polsum

Damit entstünden 2 GW Übertragungskapazität von Heide/West (Schleswig-Holstein) nach Wilhelmshaven in Niedersachsen. Von dort aus gingen 4 GW Übertragungsleistung nach Nordrhein-Westfalen, von denen 2 GW bis nach Altbach weiter verliefen (Baden-Württemberg). Die Berechnungen der Bundesnetzagentur haben ergeben, dass sich der Überlastungsindex durch den gesamten Korridor B von 25,9 TWh auf 11,2 TWh reduzieren lässt. Dieses Ergebnis zeigt die deutliche Entlastung die durch die Hinzunahme einer HGÜ im Wechselstromnetz entsteht und zeigt dadurch den dringenden Bedarf.

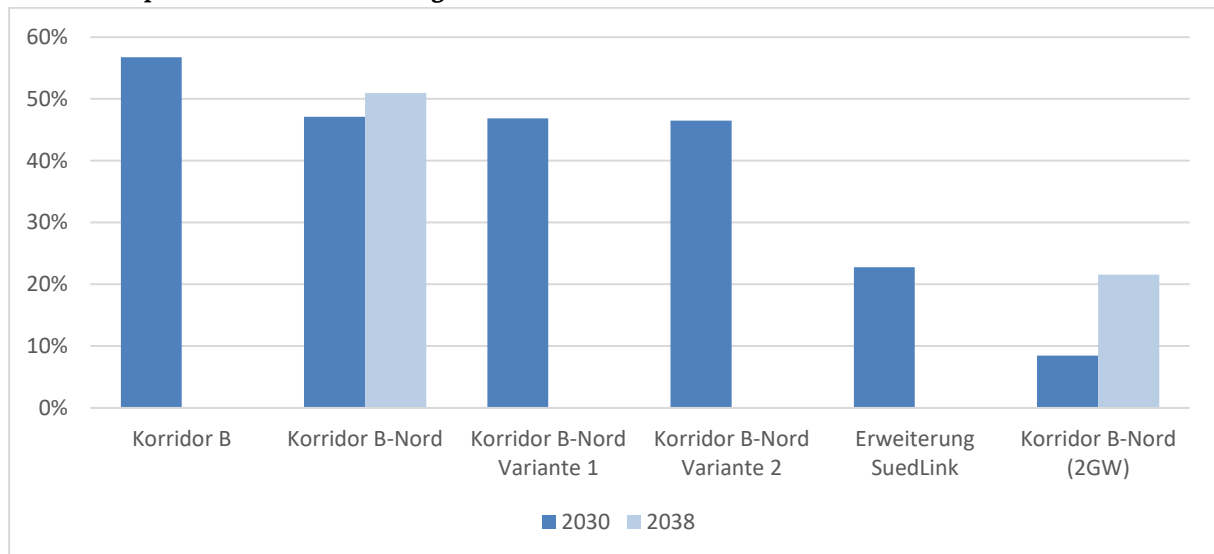
Im Sinne einer robusten Netzplanung, die nach dem NOVA Prinzip nur so viel Netzausbau wie nötig hervorruft, hat die Bundesnetzagentur diese Variante in mehreren Szenarien (A 2030, B 2030, C 2030, C 2038*) gegen mögliche Alternativen abgewogen. Über die Untersuchungen aus den vorläufigen Prüfungsergebnissen hinaus wurden zwei weitere Varianten untersucht, die beide auf eine Zwischenstation am Standort Wilhelmshaven 2 verzichten. Da bereits der nördlichste Teil des Korridor B von Heide/West nach Wilhelmshaven 2 in den bisherigen Berechnungen hoch ausgelastet ist, könnte eine zwischengeschaltete Ein bzw. -ausspeisung verzichtbar sein. Es könnte entweder eine Verbindung von Heide/West nach Polsum, oder eine Verbindung von Heide/West nach Uentrop direkt ausgeführt werden. Die jeweils andere Verbindung würde weiterhin vom Standort Wilhelmshaven 2 ausgehen. Mit beiden Varianten ließen sich zwei Konverter in Wilhelmshaven 2 einsparen. Die Bundesnetzagentur hat folgende Alternativen zum Korridor B untersucht:

- Korridor B-Nord:
Einen reduzierten Korridor B ohne den südlichen Teil von Uentrop nach Altbach
- Korridor B-Nord Variante 1:
Eine direkte Verbindung von Heide/West nach Polsum ohne Zwischenstation in Wilhelmshaven und eine Verbindung von Wilhelmshaven nach Uentrop
- Korridor B-Nord Variante 2:
Eine direkte Verbindung von Heide/West nach Uentrop ohne Zwischenstation in Wilhelmshaven und eine Verbindung von Wilhelmshaven nach Polsum
- Erweiterung SuedLink:
An Stelle des Korridor B in der Komplett-Variante eine Leistungserhöhung in Korridor C durch eine zusätzliche Maßnahme mit 2 GW zwischen Brunsbüttel und Großgartach
- Korridor B-Nord (2GW):
Eine minimale Variante des Korridor B mit ausschließlich 2 GW von Wilhelmshaven nach Uentrop

Bei der Auswahl möglicher Alternativen wurde versucht eine kleinere Variante des Korridor B zu finden, die einen großen Teil der möglichen Entlastungen schafft. Die Variante „Erweiterung SuedLink“ soll den neuen Korridor B komplett vermeiden, setzt allerdings zwingend eine neue Erdkabeltechnologie mit einer höheren Spannung von 525kV für die Gleichstromkabel voraus. Diese Technologie steht zwar wahrscheinlich bis zur Realisierung zur Verfügung, ist jedoch noch nicht gesichert. Weiterhin würde mit dieser Variante in die schon laufenden Bundesfachplanungsverfahren zu den SuedLink-Projekten DC3 und DC4 eingegriffen werden.

Nachfolgend ist im Vergleich zum Überlastungsindex des BBP-Netzes das Reduktionspotential der einzelnen Varianten in den Szenarien C 2030 und C 2038* dargestellt.

Reduktionspotential der Überlastungen



Im Ergebnis hat der beantragte Korridor B das größte Reduktionspotential. Allerdings kann die Variante „Korridor B-Nord“ die Überlastungen fast in gleichem Maß reduzieren, vermeidet aber eine neue Trasse zwischen Nordrhein-Westfalen und Baden-Württemberg.

Die Erweiterung SuedLink mit 6 GW in der Stammtrasse unter Verzicht auf den Korridor B reduziert den Überlastungsindex geringer als der neue Korridor und stellt damit keine gleichwertige Alternative zum beantragten Korridor B dar. Damit ist nicht gesagt, dass eine weitere Gleichstromverbindung nicht sinnvoll sein kann, um ab 2035 auftretende zusätzliche Überlastungen im Wechselstromnetz zu beheben.

Die Variante „Korridor B-Nord (2GW)“ kann in Szenario C 2030 nur für leichte Entlastungen sorgen. Im Szenario C 2038* reduziert sie die Überlastungen deutlicher als in C 2030, allerdings im Vergleich mit dem Reduktionspotential der Variante Korridor B-Nord weiterhin gering. Es zeigt sich, dass nur 2 GW im Norden nicht ausreichen, um das gesamte Reduktionspotential des Korridors zu nutzen.

Die neu untersuchten Varianten 1 und 2 des Korridor B-Nord zeigen nahezu die gleiche Wirkung wie der „Korridor B-Nord“. Im Rahmen des Gutachtens durch das IAEW wurden deshalb noch Redispatch-Bewertungen durchgeführt, um zu untersuchen, ob ein Verzicht auf die Zwischenstation in Wilhelmshaven mit höheren Kosten verbunden ist. Dabei wurden die jährlichen Mehrkosten für Redispatch gegenüber der Realisierung von „Korridor B-Nord“ ermittelt. Diese betragen: 20 Mio. €/Jahr in Variante 1 und 40 Mio. €/Jahr in Variante 2. Demgegenüber stehen einmalige Einsparungen der Investitionskosten Höhe von 1000 Mio. € für zwei Konverter, die am Standort Wilhelmshaven 2 entfallen könnten.

Insgesamt erscheint deshalb „Korridor B-Nord Variante 1“ vorzugswürdig. Diese ist in der Netzberechnung nahezu identisch wie der ursprüngliche „Korridor B-Nord“ und verursacht dadurch, dass er das Drehstromnetz etwas weniger entlastet, die leicht steigenden Redispatch-Kosten von 20 Mio. €, kann aber zwei Konverter am Standort Wilhelmshaven 2 einsparen. Mit dieser Variante wurden erneut Netzberechnungen durchgeführt und mit dem Ausgangsnetz verglichen. Gegenüber dem eingangs gezeigten Bild, ist eine deutliche Reduktion der Engpässe im Raum Hamburg, in Niedersachsen und in Nordrhein-Westfalen sichtbar. Teilweise können Engpässe komplett behoben oder aber soweit reduziert werden, dass in dieser Region signifikant weniger Wechselstromausbau notwendig wird als ohne den neuen Korridor B-Nord.

Die Überlastungen in Hessen können reduziert, aber nicht aufgelöst werden. Daher ist von einem zusätzlichen Ausbaubedarf im Wechselstromnetz auf der Achse von Borken in Richtung Süden auszugehen. Die Berechnungen mit dem gesamten Korridor B haben jedoch gezeigt, dass auch bei dieser Variante Engpässe in Hessen verbleiben. Insofern können jedoch keine Wechselstrommaßnahmen, die in dieser Region erforderlich werden, auf das Absehen von DC23 zurückgeführt werden. Da es sich um regional begrenzte Engpässe handelt, stellt der Ausbau des lokalen Wechselstromnetzes mit entsprechend geringerer Rauminanspruchnahme an dieser Stelle sogar den besseren Umgang mit den vorhandenen Engpässen im Raum Hessen dar, wobei gleichzeitig auf den südlichen Teil der neuen HGÜ-Trasse des Korridor B verzichtet werden kann.

1.2 Untersuchungen zum langfristigen Ausbau von Gleichstromprojekten

Bereits heute sind zukünftige Entwicklungen in der Energiewirtschaft absehbar, die über das Zieljahr 2030 hinausgehen. Dies sind im Wesentlichen der weiter fortschreitende Ausbau der erneuerbaren Energien wie auch die vollständige Abwicklung des Kohleausstiegs spätestens bis zum Jahr 2038. Diese Entwicklungen werden einen wesentlichen Einfluss auf den über 2030 hinaus erforderlichen Netzausbaubedarf haben. Diese, wie auch andere Annahmen zur Energiewirtschaft bis zum Jahr 2038 sind im Szenario C2038* hinreichend berücksichtigt, weshalb dieses Szenario der Langfristbetrachtung zugrundegelegt wurde.

Werden für das Jahr 2038 alle in diesem NEP 2019-2030 bestätigten Maßnahmen als realisiert vorausgesetzt und alle Optimierungsmaßnahmen, wie z.B. Freileitungsmonitoring und Leistungsflusssteuerung angewendet, so ergibt sich daraus ein Überlastungsindex von 25,9 TWh. Dies ist nochmal ein deutlicher Anstieg gegenüber dem Wert von 5,9 TWh, der im Szenario C2030 nach Umsetzung der bestätigten Maßnahmen verbleibt. Maßgeblich für diesen gesamtdeutschen Wert des Überlastungsindex sind Überlastungen entlang der Achse Großraum Hamburg, nördliches Hessen bis in die Region zwischen Frankfurt und Mannheim.

Das Niveau des Überlastungsindex ist damit ähnlich wie im Szenario C2030 mit einem Netzausbaustand ohne den Korridor B und nur mit den bereits im Bundesbedarfsplangesetz enthaltenen Ausbaumaßnahmen. Damit erscheint langfristig eine zusätzliche HGÜ-Maßnahme naheliegend (siehe auch Ausführungen oben). Die Bundesnetzagentur hat daher die von den Übertragungsnetzbetreibern aus den bislang vorliegenden Netzentwicklungsplänen eingereichten Vorschläge zu möglichen Netzverknüpfungspunkten für Gleichstromprojekte analysiert und eine zu den oben genannten Netzengpässen korrespondierende Maßnahme untersucht. Das Ergebnis ist, dass ein Gleichstromprojekt „Heide/West - Altbach“ mit 2 GW eine signifikante Reduktion des Überlastungsindex auf 16,2 TWh bewirkt, was einer Verbesserung von etwa 40 % entspricht. Dies bedeutet, dass unter Berücksichtigung der in diesem NEP 2019-2030 untersuchten Randbedingungen in 2038 weiterer Ausbau mittels HGÜ-Systemen erforderlich werden könnte, der noch durch geeignete Drehstrommaßnahmen flankiert werden müsste.

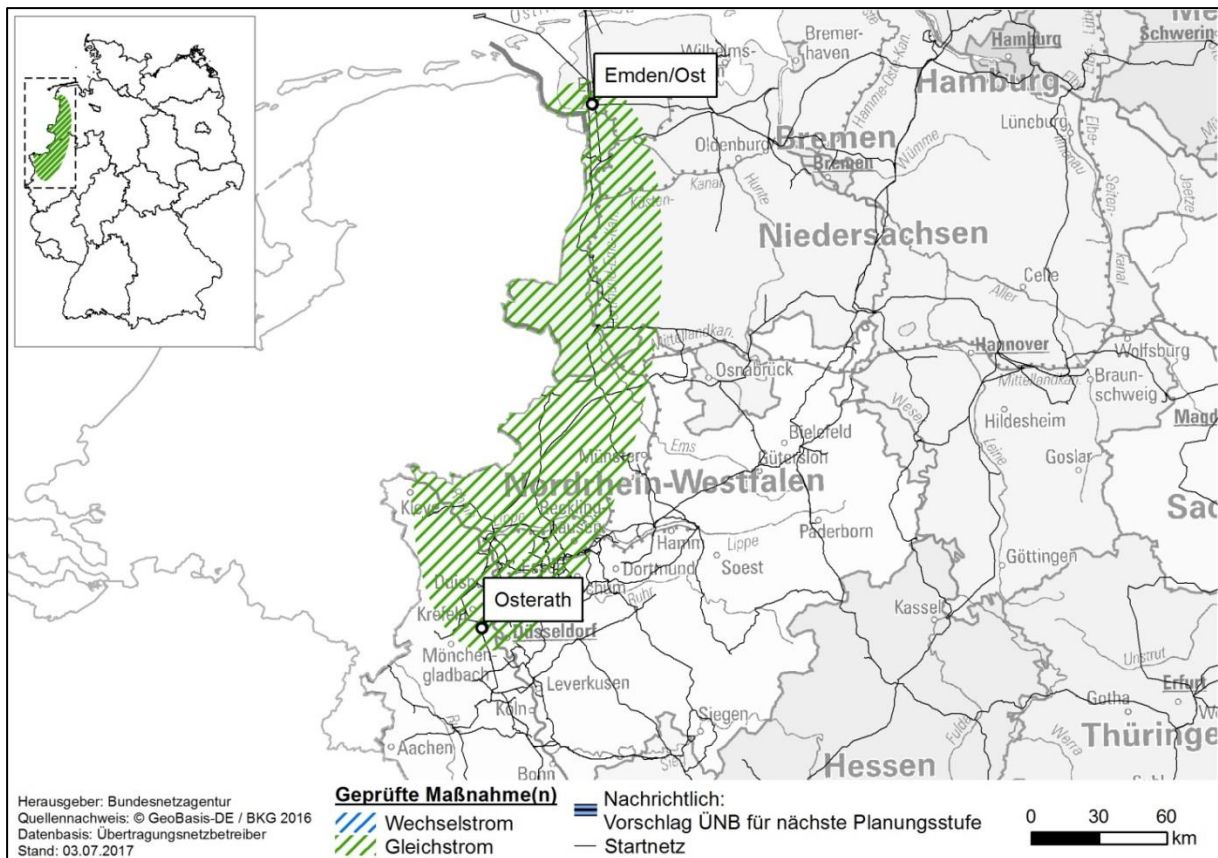
Die Bestätigung einer solchen Maßnahme könnte nach einer Überprüfung im kommenden Netzentwicklungsplan 2021-2035 erfolgen.

2. Prüfung der Strecken- und Punktmaßnahmen

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Prüfungen der einzelnen Punkt- und Streckenmaßnahmen dargestellt.

Von den Maßnahmen, welche die Bundesnetzagentur im Netzentwicklungsplan 2019-2030 nicht bestätigt, wurde ein großer Teil nach der von ihr angewandten Prüfmethodik (siehe Abschnitt I B 5.) nicht identifiziert, maßgeblich zu einer Verringerung der für das Betrachtungsjahr 2030 zu erwartenden Netzengpässe und Überlastungen beizutragen. Soweit keine weitergehenden Aspekte oder sonstige Erwägungen zu berücksichtigen waren, werden diese Maßnahmen daher nicht einzeln mit einem eigenen Steckbrief dargestellt, um das Dokument nicht zu überfrachten. Das bedeutet nicht, dass sich die Beurteilung dieser Maßnahmen in späteren Netzentwicklungsplänen unter dann eventuell anderen Rahmenbedingungen – insbesondere wegen des Vorschreitens der Energiewende – nicht ändern könnte. Dass die Bundesnetzagentur eine Maßnahme im Netzentwicklungsplan 2019-2030 nicht bestätigt, führt nicht dazu, dass die Übertragungsnetzbetreiber diese Maßnahme in folgenden Verfahren nicht mehr vorschlagen können.

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



Das Projekt DC1 ist als Vorhaben Nr. 1 Teil des Bundesbedarfsplans. Das Projekt wurde erstmals im Netzentwicklungsplan 2012 für das Zieljahr 2022 geprüft, dabei und in allen weiteren Netzentwicklungsplan wurde die energiewirtschaftliche Notwendigkeit des Projekts bestätigt. Im Netzentwicklungsplan 2019-2030 erfolgt die Prüfung im BBP-Netz unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Elemente und höherer Auslastung der Bestandsnetze durch Freileitungsmonitoring und weiterer Innovationen, deren Umsetzung und Wirkung bereits heute konkret beschreibbar sind. Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Gesamtinbetriebnahme des Projektes bis zum Jahr 2025 an.

Das Projekt DC1 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Nord- und Süddeutschland. Insbesondere wird durch das Projekt die Übertragungskapazität zwischen Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen, sowie mit der Erweiterung durch das Projekt DC2 nach Baden-Württemberg, erhöht.

Das Maßnahme DC1 wird bestätigt.

Beschreibung

In sämtlichen Szenarien für das Jahr 2030 kommt es zu einem hohen Transportbedarf zwischen Nord- und Süddeutschland. Eines der wesentlichen Projekte zum sinnvollen Umgang mit dieser Situation ist die HGÜ-Verbindung vom nordwestlichen Niedersachsen über den Westen Nordrhein-Westfalens nach Baden-Württemberg (Projekte DC1 und DC2). Die HGÜ-Verbindung gewährleistet im Zusammenspiel mit weiteren Maßnahmen in der Region die benötigte Übertragungskapazität für die Hauptflussrichtung von Norden nach Süden.

Am nördlichen Ende des Projekts DC1 kommen im Großraum Emden bereits heute mehrere Offshore-Anbindungsleitungen mit mehreren Gigawatt Anbindungsleistung an. Bedingt durch den Ausbau der Windenergie auf See und an Land weist Niedersachsen in allen Szenarien einen Erzeugungsüberschuss auf. Der Abtransport dieser Energie muss insbesondere in die Regionen erfolgen, in denen in Zukunft ein Erzeugungsdefizit auszugleichen ist. Dies trifft unter anderem auf Nordrhein-Westfalen und Baden-Württemberg zu. In diesem Zusammenhang übernimmt das Projekt DC1 eine wesentliche Transportaufgabe.

Wirksamkeit

Das Projekt DC1 erweist sich in allen vier betrachteten Szenarien als wirksam. Es sorgt auf mehreren Stromkreisen in verschiedenen Stunden für (n-1)-Sicherheit oder führt zu einer Senkung der Belastung. Im Folgenden werden exemplarisch drei Stunden des Szenarios B 2030 dargestellt:

- In der Stunde 1228 ist der Stromkreis von Cloppenburg nach Merzen über 140% ausgelastet, wenn ein paralleler Stromkreis zwischen Cloppenburg und Merzen ausfällt. Durch das Projekt DC1 verringert sich die Auslastung im selben Fall auf 118%.
- In der Stunde 1271 ist der Stromkreis von Niederrhein nach Pkt. Spellen über 117% ausgelastet, wenn ein paralleler Stromkreis von Niederrhein nach Pkt. Spellen ausfällt. Durch die Maßnahme DC1 verringert sich die Auslastung im selben Fall auf 107%.
- In der Stunde 1229 ist der Stromkreis von Niederrhein nach Lackhausen mit 176% ausgelastet, wenn ein paralleler Stromkreis zwischen Niederrhein und Lackhausen ausfällt. Durch das Projekt DC1 verringert sich die Auslastung im selben Fall auf 158%.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich das Projekt als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet ist das Projekt im Szenario C 2030. Hier liegt die mittlere Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei ca. fast 80%.

Szenario Kohleausstieg 2038 (C 2038*)

Auch bei einem Kohleausstieg bis spätestens 2038 wie von der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung beschlossen erweist sich das Projekt als wirksam. So ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Cloppenburg und Merzen in der Stunde 6415 des Szenarios C 2038* mit 158% belastet, wenn der parallele Stromkreis zwischen Cloppenburg und Merzen ausfällt. Durch Hinzunahme des Projekts DC1 reduziert sich die Auslastung dann auf 140%.

Konsultation

Er führt aus, dass der Abschnitt „Wirksamkeit“ 3 Netznutzungsfälle mit Überlastungen beschreibt, für die Stunde 1228 würde ein Engpass zwischen Cloppenburg und Merzen identifiziert, der im (n-1)-Ausfall ohne die Maßnahme zu einer Auslastung von 176 %, mit der Maßnahme von 118 % führen würde. Würde man die Übertragungsfähigkeit dieser Leitung mit 3600 A annehmen, dann entsprächen die 58 % Unterschied einem Strom von ca. 2000 A. Bei 400 kV entspräche dies einer Leistung von ca. 1400 MVA. Die Maßnahme DC1 sei auf 2000 MW ausgelegt und würde selbst bei einem verfügbaren Stromkreis auf der Strecke Conneforde – Cloppenburg – Merzen ca. 70 % dieser Leistung über eine Verbindung übertragen, obwohl parallel zwei Doppelleitungen verlaufen würden. Dies erscheint laut Stellungnehmer unplausibel und bei der Wirksamkeitsuntersuchung wünscht sich der Stellungnehmer eine Aussage über die Leistungen oder Energien die vom Startpunkt bis zum Endpunkt der HGÜ über das parallele Drehstromnetz transportiert werden würden sowie das Verhältnis dieses

Wertes zur installierten Übertragungskapazität.

Zudem ist er der Meinung, dass eine reine Orientierung am (n-1)-Ausfall im nicht optimierten Netz aus Gründen der Schonung von Umwelt und der wirtschaftlichen Belastung der Netznutzer nicht stattfinden dürfte.

Die Prüfung der Bundesnetzagentur wird wie in Prüfung von Streckenmaßnahmen aus dem Bundesbedarfsplan angegeben immer im optimierten Netz durchgeführt. Dies ist auch ein Grund warum die vereinfachten Betrachtungen des Konsultationsteilnehmers so nicht zielführend sind, da die Lastflussteuernenden Betriebsmittel mit und ohne die Maßnahme DC1 als Ergebnis der Optimierung deutlich anders eingestellt werden. Eine Reduktion des Lastflusses um 1400 MVA durch Hinzunahme einer 2000 MW HGÜ-Verbindung ist insofern auch nicht unplausibel.

Zudem sei bei der Erforderlichkeitsprüfung für das Szenario C 2030 eine mittlere Auslastung von ca. 79 % für die Maßnahme angegeben. Vor dem Hintergrund, dass aus dem Raum Emden fast ausschließlich ein Mix aus Windenergie Offshore mit max. 50 % mittlerer Auslastung und Windenergie an Land mit max. 25 % mittlerer Auslastung abtransportiert werden muss erachtet der Konsultationsteilnehmer es als unwahrscheinlich, dass die steuerbare HGÜ in dieser Höhe wirklich belastet werden müsse. Diese hohe mittlere Auslastung könne nur unter massivem Import von Leistung aus den zu Ostfriesland benachbarten Gebieten erreicht werden, wodurch die Gefahr bestehe, dass durch diesen Import Überlastungen an anderen Stromkreisen auftreten könnten.

Da sich die 79% Auslastung auf eine HGÜ mit 2000MW Leistung beziehen, die vom Konsultationsteilnehmer genannten Auslastungen von Wind Onshore und Wind Offshore sich jedoch auf jeweils bis zu 17,3 GW bzw. bis zu 10,8 GW beziehen, sind diese Vergleiche in der Form nicht zulässig.

Des Weiteren merkt der Stellungnehmer an, dass bei der Erforderlichkeitsprüfung auch die Schätzkosten der Investition in die Maßnahme mit ggf. erforderlichen Redispatchkosten verglichen werden müssten.

Ein derartiger Vergleich wäre grundsätzlich denkbar, jedoch im Rahmen der Prüfungen kaum durchführbar. Für eine derartige Untersuchung reicht ein einzelnes Zieljahr nicht aus, da Netzauslastung in Zukunft aufgrund der fortschreitenden Energiewende noch ansteigen wird. Es müssten dementsprechend ein großer Zeitraum mit mehreren Zwischenjahren untersucht werden. In diesem Zeitraum wären sowohl die energiewirtschaftliche Entwicklung als auch der dazugehörige restliche Netzausbau mit erheblichen Unsicherheiten behaftet. Eine derartige Untersuchung ist jedoch insofern auch nicht zielführend, da in diesem Fall und auch hin Hinblick auf die fortschreitende Energiewende vor allem Einspeisemanagement, also die Abregelung von erneuerbaren Energien durchgeführt werden müsste. Das würde jedoch das Ziel der Energiewende komplett konterkarieren, wenn die erneuerbaren Energien zwar ausgebaut, aber aufgrund von Netzengpässen nicht in großem Maße einspeisen könnten.

Außerdem solle bei der Alternativenprüfung, bezogen auf den Engpass Cloppenburg – Merzen, neben der Optimierung des Schaltzustandes und der Netzimpedanzen auch die Verlegung der HGÜ-Leistung in Richtung Süden betrachtet werden. Zusätzlich sei auch die Auftrennung des Marktgebietes in mindestens ein nordöstliches und ein südwestliches als Alternativenprüfung sinnvoll.

Eine Marktgebietstrennung ist zurzeit nicht geplant und der Gesetzgeber hat sich eindeutig zur Aufrechterhaltung des einheitlichen Marktgebietes bekannt. Daher ist dies auch nicht Grundlage der Netzentwicklungsplanung.

Ein Konsultationsteilnehmer erwartet, dass der Untersuchungsraum für die Gleichstromkabeltrasse A-Nord nicht nur auf die westlichsten Landkreise Leer, Emsland und Grafschaft Bentheim beschränkt bleibt und der Landkreis Emsland somit automatisch vom weiteren Netzausbau im Nordwesten betroffen wäre. Vielmehr solle der gesamte norddeutsche Raum - auch mit den östlicher gelegenen Regionen und Landkreisen Untersuchungsraum bei der Suche nach raumverträglichen Trassenkorridoren sein, um die Belastungen durch den erforderlichen Netzausbau gleichmäßig auf die Regionen zu verteilen.

Die Trassenführung ist nicht Teil des Netzentwicklungsplans, sondern den darauf folgenden Verfahrensschritten vorbehalten.

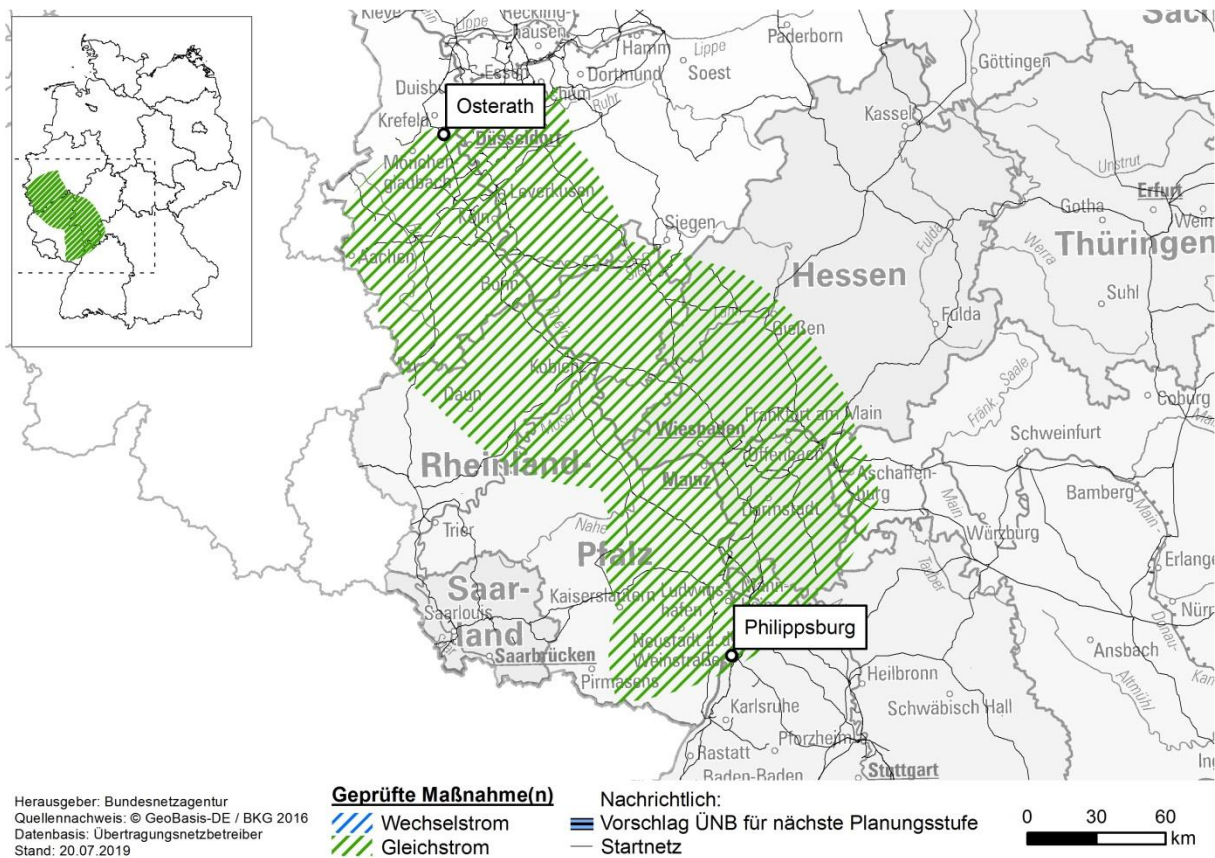
Bewertung

Das Projekt DC1 erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich. Es hat eine ausreichende Auslastung und beseitigt in einer hinreichenden Zahl von Stunden Engpässe. So reduziert das Projekt beispielsweise in Szenario C 2030 in 2752 Stunden vorhandene Engpässe im Netz um mindestens 10%. Dadurch trägt es dazu bei, in erheblichem Umfang Engpassmanagement einzusparen.

Auf einen Blick

DC1		DC1
wirksam		X
erforderlich		X
Auslastung	Durchschnitt	79% (1,6 GW)
	Maximum	80%
NOVA		A
Trassenlänge in km	Bestand	
	Ausbau	300
Bestätigt		Ja
Umsetzungsstand		im ROV / BFP

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



Das Projekt DC2 ist als Vorhaben Nr. 2 Teil des Bundesbedarfsplans. Das Projekt wurde erstmals im Netzentwicklungsplan 2012 für das Zieljahr 2022 geprüft, dabei und in allen weiteren Netzentwicklungsplan wurde die energiewirtschaftliche Notwendigkeit des Projekts bestätigt. Mittlerweile wurde für zwei Abschnitte des Projekts das Planfeststellungsverfahren eröffnet. Daher ist das Projekt als Startnetz zu qualifizieren. Dies schließt nicht aus, bei unerwarteter Änderung wichtiger Rahmenbedingungen auch bei fortgeschrittener Umsetzung des Vorhabens den Bedarf noch einmal nachzuprüfen. Bisher aber haben sich Vorhaben des Bundesbedarfsplans auch nach mehrmaliger Prüfung über die verschiedenen Netzentwicklungspläne hinweg als robust auch gegenüber merklich veränderten Rahmenbedingungen erwiesen. Ihre tatsächliche Umsetzung schreitet in den dafür vorgesehenen Raumordnungs-, Bundesfachplanungs- und Planfeststellungsverfahren (teils in Zuständigkeit der Länder, teils in Zuständigkeit des Bundes) voran. Für diese Verfahren ist eine ad infinitum fortgesetzte Überprüfung des netztechnischen Bedarfs der betroffenen Maßnahme hinderlich, da dies so wahrgenommen wird, als stünde die gesetzliche Bedarfsfeststellung für alle Zeit unter Vorbehalt. Die Bundesnetzagentur hat die begonnene Prüfung des Projekts DC2 gleichwohl fortgesetzt und die Maßnahme auch nochmals in die Bestätigung des Netzentwicklungsplans 2019-2030 aufgenommen. Denn bei dem Begriff des Startnetzes geht es nicht um ein Prüfungs- oder Bestätigungsverbot, sondern nur um einen klaren Aufsetzpunkt für die Netzmodellierungen. Es ist verfahrensökonomischer und damit sinnvoller, den zu Beginn der Prüfungen gewählten Aufsetzpunkt beizubehalten als diesen zwischendurch anzupassen.

Die Übertragungsnetzbetreiber streben die Inbetriebnahme des Projekts für das Jahr 2024 an.

DC2: HGÜ-Verbindung Osterath – Philippsburg (Ultranet)

Die Maßnahme DC2 wird bestätigt.

Beschreibung

Die Maßnahme DC2 umfasst eine HGÜ-Verbindung mit 2 GW Übertragungsleistung zwischen Osterath und Philippsburg. Diese soll größtenteils in bestehender Trasse durch Umstellung von Drehstrom auf Gleichstrom realisiert werden.

Wirksamkeit

Die Maßnahme DC2 erweist sich in sämtlichen betrachteten Szenarien als wirksam. Sie führt in der Region zwischen Nordrhein-Westfalen, Hessen und Baden-Württemberg in vielen Stunden des untersuchten Jahres zu signifikanten Entlastungen mehrerer Drehstromleitungen.

Ohne die Maßnahme DC2 ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Dauersberg und Aßlar in der Stunde 6435 des Szenarios B 2030 im (n-1)-Fall mit 123% belastet, wenn ein Stromkreis zwischen Limburg und Kriftel ausfällt. Diese hohe Auslastung wird mit der Maßnahme DC2 auf 105% reduziert.

- Ohne die Maßnahme DC2 ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Weißenthurm und Waldlaubersheim in der Stunde 6436 des Szenarios A 2030 im (n-1)-Fall mit 109% belastet, wenn ein Stromkreis zwischen Bacharach und Waldlaubersheim ausfällt. Diese hohe Auslastung wird mit der Maßnahme DC2 auf 93% reduziert.
- Ebenfalls im Szenario C 2030 ist in der Stunde 5466 die Leitung zwischen Dauersberg und Aßlar mit 113% überlastet, wenn ein Stromkreis zwischen Dauersberg nach Dillenburg ausfällt. Durch die Maßnahme DC2 verringert sich die Belastung auf 100%.
- In Szenario C 2030 führt in der Stunde 6434 ein Ausfall eines Stromkreises zwischen Dauersberg und Aßlar zu einer Überlastung der Leitung zwischen Limburg und Kriftel von 125%. Durch die Maßnahme DC2 lässt sich diese Überlastung auf 107% verringern.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet ist die Maßnahme im Szenario C 2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei ca. 99%.

Szenario Kohleausstieg 2038 (C 2038*)

Auch bei einem Kohleausstieg bis spätestens 2038 wie von der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung beschlossen erweist sich die Maßnahme als wirksam. So ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Daxlanden und Heidelberg Nord in der Stunde 2171 des Szenarios C 2038* mit 110% belastet, wenn ein Stromkreis zwischen Altfußheim und dem Großkraftwerk Mannheim ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahme DC2 reduziert sich die Auslastung dann auf 94%. Ein Stromkreis zwischen Weißenthurm und Waldlaubersheim ist in der Stunde 268 des Szenarios C 2038** mit 114% ebenfalls überlastet, wenn die Leitung zwischen

Bacharach und Waldlaubersheim ausfällt. Die Maßnahme DC2 reduziert die Auslastung auf dieser Leitung dann auf 100%.

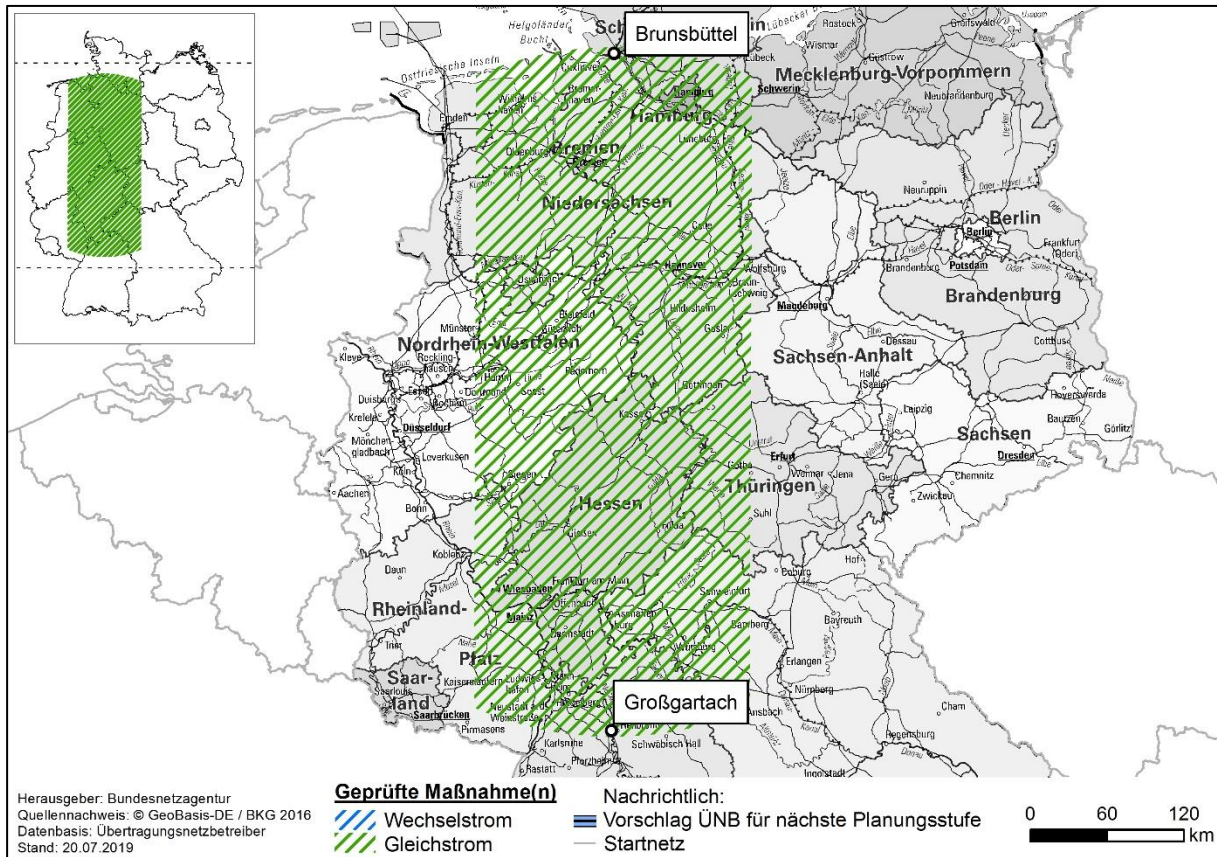
Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und sie beseitigt in einer hinreichenden Zahl von Stunden Engpässe (1754). Dadurch trägt sie dazu bei, in erheblichem Umfang Engpassmanagement einzusparen.

Auf einen Blick

DC2		
wirksam		X
erforderlich		X
Auslastung	Durchschnitt	60%
	Maximum	99%
NOVA		V
Trassenlänge in km	Bestand	340
	Ausbau	0
Bestätigt		Ja
Umsetzungsstand		im PFV / BFP

DC3: HGÜ-Verbindung Brunsbüttel – Großgartach (Teil des „SuedLink“)



Die Maßnahme DC3 (Brunsbüttel – Großgartach) ist als Vorhaben Nr. 3 Teil des Bundesbedarfsplans. Sie wurde unter der Nummer 2.10 von der Europäischen Kommission in die Unionsliste der Vorhaben von gemeinsamem Interesse („Projects of Common Interest“ – PCI, vgl. Anhang VII der Verordnung EU/347/2013, zuletzt geändert am 23.11.2017) aufgenommen.

Die Maßnahme DC3 wird bestätigt.

Beschreibung

Die Maßnahme DC3 wurde erstmals im Netzentwicklungsplan 2012 geprüft. Ihre energiewirtschaftliche Notwendigkeit hat die Bundesnetzagentur erstmals im Netzentwicklungsplan 2012 für das Jahr 2022 bestätigt. Im Netzentwicklungsplan 2019–2030 wird die Maßnahme im Hinblick auf die geänderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen erneut überprüft. Die Prüfung erfolgt im BBP-Netz unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Elemente und höherer Auslastung der Bestandsnetze durch Freileitungsmonitoring und weiterer Innovationen, deren Umsetzung und Wirkung bereits heute konkret beschreibbar sind.

Für die Maßnahme ist entsprechend des Monitorings des Stromnetzausbaus eine Gesamteinbetriebnahme im Jahr 2026 anvisiert. Bayern und Baden-Württemberg werden auch im Jahre 2030 preiswerten Strom auf einem einheitlichen deutschen Strommarkt nachfragen. Dieser Strom wird aufgrund der Abschaltung der Kernkraftwerke und der wenig konkurrenzfähigen Kraftwerksstruktur in Bayern und Baden-Württemberg im Wesentlichen nicht in diesen Bundesländern produziert werden. In Schleswig-Holstein und in Niedersachsen wird es hingegen, insbesondere aufgrund des Ausbaus von Windenergie in dafür gut geeigneten Lagen auf See und an Land, zu einem Erzeugungsüberschuss kommen. Die in diesen Bundesländern produzierten und nicht verbrauchten Energiemengen können damit anderen Regionen zur Verfügung gestellt werden. Insbesondere in

Zeiten eines hohen Angebots erneuerbarer Energien wird der in Süddeutschland nachgefragte Strom daher im Wesentlichen im Norden bzw. Nordosten produziert und in die wirtschaftlichen Ballungsräume im Süden transportiert werden.

Die Übertragung des Stroms aus den erzeugungsstarken Regionen in den Süden erfolgt mittels verlustarmer Gleichstromtechnologie. Würde die nach Bayern und Baden-Württemberg zu transportierende Energie ausschließlich durch das konventionelle Wechselstromnetz übertragen werden, müsste das Übertragungsnetz in weit größerem Maße ausgebaut werden. Dies liegt insbesondere an der geringeren Übertragungsfähigkeit von Wechselstromleitungen bei der Übertragung vom Strom über große Distanzen, die durch den natürlichen Blindleistungsbedarf der Leitung verursacht wird. Diese Verluste durch Blindleistung sind insbesondere bei sehr langen Leitungen, wie denen von Nord- nach Süddeutschland, extrem hoch. Bei Gleichstromleitungen hingegen besteht technologiebedingt kein Blindleistungsbedarf. Der Strom kann bei langen Strecken daher sehr viel verlustarmer über eine Gleichstromleitung transportiert werden als über eine Wechselstromleitung. Eine Maßnahme für diesen weiträumigen Energieaustausch ist die Maßnahme DC3 als Teil des „SuedLink“. Durch den „SuedLink“ wird die Übertragungskapazität aus Schleswig-Holstein und Niedersachsen nach Baden-Württemberg und Bayern um 4 GW erhöht.

Im Rahmen der Maßnahme DC3 ist der Bau einer HGÜ-Verbindung mit einer Nennleistung von 2 GW von Brunsbüttel nach Großgartach vorgesehen. Der nördliche Netzverknüpfungspunkt Brunsbüttel eignet sich sowohl durch seine Nähe zur Offshore-Anlandung in Büttel als auch durch seinen direkten Anschluss an das Projekt P25, welches an Land produzierten Windstrom „einsammelt“, als guter Ausgangspunkt für den Abtransport von Leistung aus Schleswig-Holstein. Der südliche Netzverknüpfungspunkt der Maßnahme DC3 (Großgartach) liegt in der Nähe des Kernkraftwerks Neckarwestheim und ist somit gut in das umliegende Netz eingebunden. Nach der Abschaltung des Kernkraftwerks Neckarwestheim kann die Maßnahme DC3 die Region mit Energie versorgen.

Wirksamkeit

Die Maßnahme DC3 erweist sich in allen drei betrachteten Szenarien des Szenariorahmens als wirksam. Sie führt in vielen Stunden des Jahres zu signifikanten Entlastungen ansonsten überlasteter Leitungen. Beispielhaft werden nachfolgend drei Stunden dargestellt:

- Im Szenario A 2030 ist in der Stunde 6172 die Leitung von Büttel nach Wilster/West mit 232% überlastet bei Ausfall der parallelen Leitung. Durch die Maßnahme DC3 verringert sich die Überlastung auf 173%.
- Ebenso verhält es sich mit der 380kV-Leitung von Dollern nach Wilster/West. Hier lässt sich in der Stunde 3449 im Szenario B 2030 die bei Ausfall der parallelen Leitung auftretende Überlastung von 191% auf 162% reduzieren.
- Im Szenario C 2030 ist in der Stunde 4244 eine der Leitungen von Sottrum nach Wechold mit 155% überlastet, wenn der parallele Stromkreis ausfällt. Durch die Maßnahme DC3 kann diese Überlastung auf 138% verringert werden.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme als erforderlich. Die mittlere Auslastung liegt jeweils über 75%.

Szenario Kohleausstieg 2038 (C 2038*)

Auch bei einem Kohleausstieg bis spätestens 2038 wie von der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung beschlossen erweist sich das Projekt als wirksam. So ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Dollern und Wilster/West in der Stunde 4567 des Szenarios C 2038* mit 236% belastet, wenn der parallele Stromkreis ausfällt. Durch Hinzunahme des Projekts DC3 reduziert sich die Auslastung auf 205%.

Konsultation

Mehrere Konsultationsteilnehmer kritisieren, dass der Ausbau der DC-Netze und insbesondere der des Südlinks überdimensioniert sei. Der Bundesnetzagentur wird vorgeworfen, dass bei der Netzausbauplanung der Nachweis der Erforderlichkeit fehle und diese nicht auf dem Prinzip des tatsächlichen und realistisch zu prognostizierenden Bedarfs beruhe. Ein Konsultationsteilnehmer kritisiert weiterhin, dass die Realisierungskosten der beiden Korridore des Südlinks nicht mit Redispatchkosten mit und ohne Marktgebietstrennung verglichen werden. Ein Konsultationsteilnehmer begrüßt, dass die beiden Maßnahmen DC3 und DC4 in weiten Teilen als paralleles Erdkabel realisiert werden.

Die hohen verbleibenden Überlastungen, die sich in den Lastflussberechnungen zur Bedarfsermittlung auch nach Zuschalten der bestätigten DC-Korridore ergeben, bestätigen, dass der DC-Ausbau nicht überdimensioniert ist. Im Gegenteil: Aufgrund der sehr viel höheren Verluste von AC-Leitungen, insbesondere bei den langen Strecken über mehrere hundert Kilometer und dem daraus resultierenden Blindleistungsbedarf, würde ein Ausbau im Wechselstromnetz deutlich höher ausfallen. Eine Marktgebietstrennung ist zurzeit nicht geplant und daher auch nicht Grundlage der Netzentwicklungsplanung.

Mehrere Konsultationsteilnehmer beanstanden, dass der Südlink nicht dem Transport von Strom aus Windenergieanlagen diene, da sich am Standort des nördlichen Konverters das größte Steinkohlekraftwerk Europas befindet welches zumindest bis 2038 Kohlestrom einspeise welcher über den Südlink transportieren werde. Außerdem wird der Bundesnetzagentur vorgeworfen, dass ein Transport über hunderte Kilometer nicht sinnvoll sein könne, da sehr hohe Verlustleistungen in Kauf genommen werden. Es wird außerdem kritisiert, dass die Bundesnetzagentur in der Maßnahmenbegründung von geringen Verlustleistungen spreche, da die Maßnahme Verluste von Natur-, Kultur und Lebensräumen bedinge.

Die Bundesnetzagentur hat in ihren Berechnungen zum Netzentwicklungsplan 2019-2030 zusätzlich das Szenario 2038 berücksichtigt. Dieses Szenario simuliert den deutschen Kohleausstieg. Sämtliche bestätigte Maßnahmen wurden auch in diesem Szenario überprüft und erfüllten auch hier die Prüfkriterien der Bundesnetzagentur. So ist auch der Südlink im Szenario 2038 sowohl wirksam als auch erforderlich. Auch ohne die Einspeisung von Stein- und Braunkohlekraftwerken verringert der Südlink im Szenario 2038 zahlreiche Überlastungen. Es ist richtig, dass die Verluste einer Wechselstromleitung mit der Länge der Leitung ansteigen und bei einer Leitung von mehreren hundert Kilometern ohne Zwischenkompensation zu groß wären. Aus diesem Grund wird der Südlink als Gleichstromleitung realisiert (vgl. Kapitel Gleichstromtechnik). Mit den in diesem Zusammenhang thematisierten Verlusten sind ausschließlich die elektrotechnischen Verluste gemeint. Auswirkungen auf Natur und Mensch sind nicht Bestandteil der technischen Wirksamkeitsbeurteilung.

Weiterhin weist ein Konsultationsteilnehmer darauf hin, dass in den Ergebnissen der Wirksamkeitsüberprüfung eine verbleibende Überlastung von 173% massiv und nicht akzeptabel sei und schlussfolgert, dass für diese geringe räumliche Ausdehnung der überlasteten Leitung eine andere Maßnahme sehr viel wirksamer sei. Der Teilnehmer fragt außerdem an, weshalb nicht weitere Überlastungen zwischen Krümmel und Wahle auftreten. Der Konsultationsteilnehmer kritisiert außerdem, dass die bei der Erforderlichkeitsprüfung angegebene mittlere Auslastung von 75% nur unter massivem Import von Leistung aus Niedersachsen und Hamburg erreicht werden könne, da aus dem Raum Brunsbüttel fast ausschließlich ein Mix aus Offshorewindenergie mit max. 50 % mittlerer Auslastung und Onshorewindenergie mit max. 25 % mittlerer Auslastung abtransportiert werden

müsse.

Die unter „Wirksamkeit“ angegebenen Netznutzungsfälle und Auslastungen sind Beispiele aus den Ausfallrechnungen und damit Beispiele für die Wirksamkeit der Maßnahme. Es wird somit die entlastende Wirkung einer Maßnahme untersucht. Eine umgekehrte Betrachtung in der für jede überlastete Leitung bei jedem simulierten Ausfall und das in allen 8760 berechneten Netznutzungsfällen jeweils die wirksamste entlastende Maßnahme gesucht wird, ist unrealistisch. Da unter „Wirksamkeit“ lediglich drei beispielhafte Netznutzungsfälle und beispielhafte Ausfälle aufgeführt sind, ist es nicht ausgeschlossen, dass auch zwischen Krümmel und Wahle weitere Überlastungen auftreten. Dass auch nach Zuschalten aller Maßnahmen aus dem Bundesbedarfsplangesetz noch hohe Überlastungen vorhanden sind, verdeutlicht, dass das Netz so noch nicht ausreicht und weitere Maßnahmen erforderlich sind.

Weiterhin setzt sich der Leistungsfluss über den Sümlink aus Offshore, sowie Onshore Wind und importiertem Strom aus Dänemark zusammen. Da die installierte Leistung von Onshore Wind im Raum Brunsbüttel bei circa 12,5 GW liegt und weiterhin 3 GW Offshore Windkapazität in Büttel angebunden sind besteht der Leistungsfluss über den Sümlink zum Großteil aus Windleistung aus Norddeutschland.

Ein weiterer Konsultationsteilnehmer kritisiert, dass das Gebot eines möglichst geradlinigen Verlaufs nicht beachtet werde.

Der Netzentwicklungsplan Strom überprüft lediglich die elektrotechnische Notwendigkeit der Maßnahmen. Der Verlauf der zukünftigen Leitung spielt erst in den, dem Netzentwicklungsplan folgenden Planungsschritten eine Rolle.

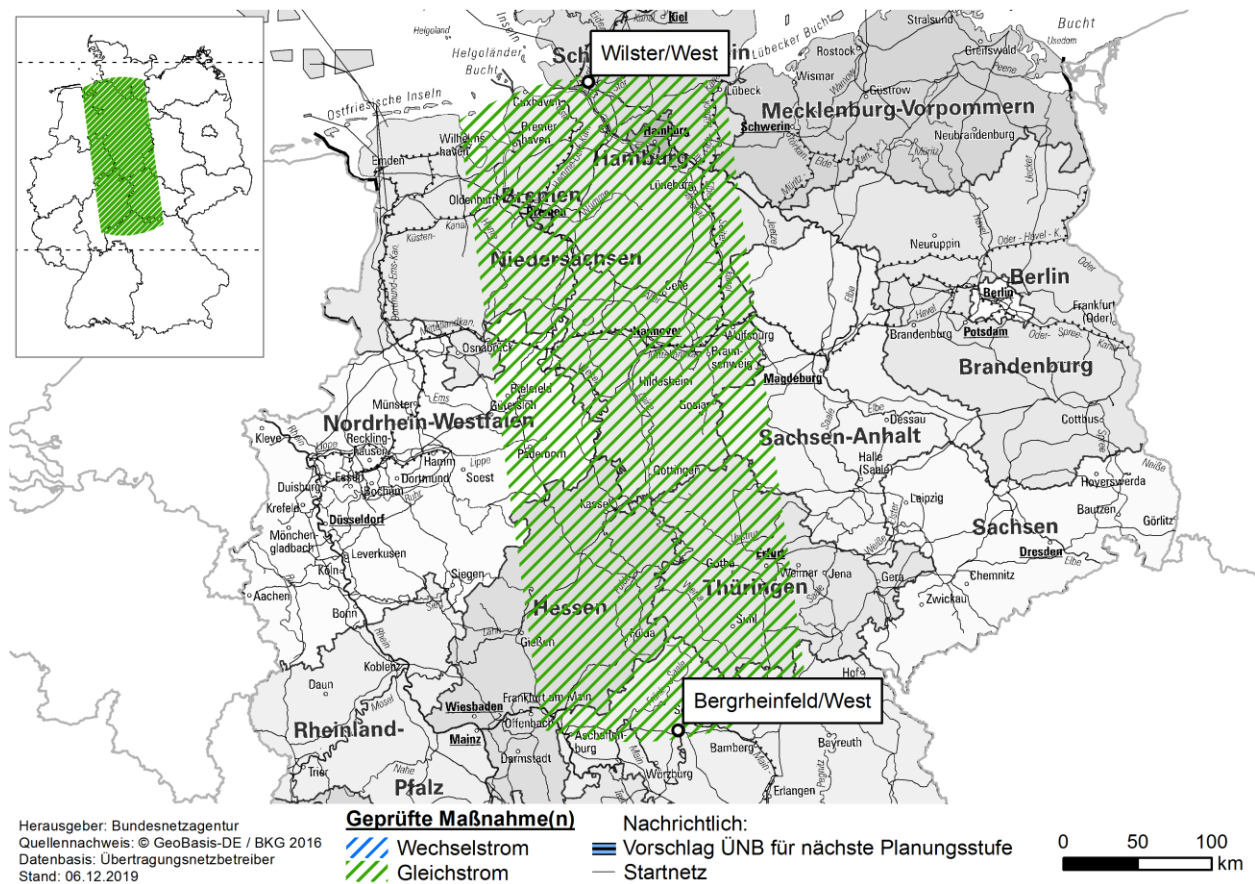
Bewertung

Das Projekt erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich. Es hat eine ausreichende Auslastung und beseitigt in einer hinreichenden Zahl von Stunden Engpässe. So reduziert das Projekt beispielsweise in Szenario C2030 in 3661 Stunden vorhandene Engpässe im Netz um mindestens 10%. Dadurch trägt es dazu bei, in erheblichem Umfang Engpassmanagement einzusparen.

Auf einen Blick

DC3		
Wirksam		X
Erforderlich		X
Auslastung	Durchschnitt	75% (1,5 GW)
	Maximum	75%
NOVA		A
Trassenlänge in km	Bestand	0
	Ausbau	702
Bestätigt		Ja
Umsetzungsstand		im ROV / BFP

DC4: HGÜ-Verbindung Wilster/West – Bergrheinfeld/West (Teil des „SuedLink“)



Die Maßnahme DC4 (Wilster/West – Bergrheinfeld/West) ist als Vorhaben Nr. 4 Teil des Bundesbedarfsplans. Sie wurde unter der Nummer 2.10 von der Europäischen Kommission in die Unionsliste der Vorhaben von gemeinsamem Interesse („Projects of Common Interest“ – PCI, vgl. Anhang VII der Verordnung EU/347/2013, zuletzt geändert am 23.11.2017) aufgenommen.

Die Maßnahme DC4 wird bestätigt.

Beschreibung

Die Maßnahme DC4 wurde erstmals im Netzentwicklungsplan 2012 vorgeschlagen. Die Bundesnetzagentur hat ihre energiewirtschaftliche Notwendigkeit erstmals im selben Netzentwicklungsplan bestätigt. Im Netzentwicklungsplan 2019-2030 wird die Maßnahme im Hinblick auf die geänderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen erneut überprüft. Die Prüfung erfolgt im BBP-Netz unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Elemente und höherer Auslastung der Bestandsnetze durch Freileitungsmonitoring und weiterer Innovationen, deren Umsetzung und Wirkung bereits heute konkret beschreibbar sind.

Eine Gesamteinbetriebnahme der Maßnahme ist entsprechend des Monitorings des Stromnetzausbaus für das Jahr 2026 anvisiert. Bayern und Baden-Württemberg werden auch im Jahre 2030 preiswerten Strom auf einem einheitlichen deutschen Strommarkt nachfragen. Dieser Strom wird aufgrund der Abschaltung der Kernkraftwerke und der wenig konkurrenzfähigen Kraftwerksstruktur in Bayern und Baden-Württemberg im Wesentlichen nicht in diesen Bundesländern produziert werden. In Schleswig-Holstein und in Niedersachsen wird es hingegen, insbesondere aufgrund des Ausbaus von Windenergie in dafür gut geeigneten Lagen auf See und an

Land, zu einem Erzeugungsüberschuss kommen. Die in diesen Bundesländern produzierten und nicht verbrauchten Energiemengen können damit anderen Regionen zur Verfügung gestellt werden. Insbesondere in Zeiten eines hohen Angebots erneuerbarer Energien wird der in Süddeutschland nachgefragte Strom daher im Wesentlichen im Norden bzw. Nordosten produziert und in die wirtschaftlichen Ballungsräume im Süden transportiert werden.

Die Übertragung des Stroms aus den erzeugungsstarken Regionen in den Süden erfolgt mittels verlustarmer Gleichstromtechnologie. Würde die nach Bayern und Baden-Württemberg zu transportierende Energie ausschließlich durch das konventionelle Wechselstromnetz übertragen werden, müsste das Übertragungsnetz in weit größerem Maße ausgebaut werden. Dies liegt insbesondere an der geringeren Übertragungsfähigkeit von Wechselstromleitungen bei der Übertragung vom Strom über große Distanzen, die durch den natürlichen Blindleistungsbedarf der Leitung verursacht wird. Diese Verluste durch Blindleistung sind insbesondere bei sehr langen Leitungen wie denen von Nord- nach Süddeutschland extrem hoch. Bei Gleichstromleitungen hingegen besteht technologiebedingt kein Blindleistungsbedarf. Der Strom kann bei langen Strecken daher sehr viel verlustarmer über eine Gleichstromleitung transportiert werden als über eine Wechselstromleitung. Eine Maßnahme zum Transport des skizzierten Energieaustauschs ist die Maßnahme DC4 als Teil des „SuedLink“. Durch den „SuedLink“ wird die Übertragungskapazität aus Schleswig-Holstein und Niedersachsen nach Baden-Württemberg und Bayern erhöht.

Am nördlichen Netzverknüpfungspunkt Wilster/West endet der Interkonnektor NORD.LINK, über den bis zu 1.400 MW Leistung zwischen Norwegen und Deutschland ausgetauscht werden können. Wilster/West ist ferner gut an das bestehende Höchstspannungsnetz in Schleswig-Holstein angeschlossen und damit als Ausgangspunkt für den Abtransport von Leistung aus Schleswig-Holstein gut geeignet. Am südlichen Netzverknüpfungspunkt der Maßnahme DC4 speiste bis 2015 das Kernkraftwerk Grafenrheinfeld ein, so dass bereits eine Infrastruktur zur weiteren Verteilung von Leistung existiert.

Wirksamkeit

Die Maßnahme DC4 erweist sich in allen vier betrachteten Szenarien als wirksam. Sie führt in vielen Stunden des Jahres zu signifikanten Entlastungen ansonsten überlasteter Leitungen. Beispielhaft werden nachfolgend drei Stunden dargestellt:

- Im Szenario A 2030 ist in der Stunde 1226 die Leitung von Wahle nach Stadorf mit 174% überlastet, wenn die parallele Leitung ausfällt. Durch die Maßnahme DC4 lässt sich die Überlastung auf 153% verringern.
- Im Szenario B 2030 ist in der Stunde 3425 die Leitung von Dollern nach Wilster/West bei Ausfall des parallelen Stromkreises mit 202% überlastet. Durch die Maßnahme DC4 verringert sich die Belastung auf 167%.
- In Szenario C 2030 führt in der Stunde 4244 ein Ausfall der Leitung von Sottrum nach Wechold zu einer Überlastung der parallelen Leitung von 156%. Durch die Maßnahme DC4 lässt sich diese Überlastung auf 138% verringern.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme als erforderlich. Die mittlere Auslastung liegt jeweils bei circa 70%.

Szenario Kohleausstieg 2038 (C 2038*)

Auch bei einem Kohleausstieg bis spätestens 2038 wie von der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und

Beschäftigung beschlossen erweist sich das Projekt als wirksam. So ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Dollern und Wilster/West in der Stunde 1221 des Szenarios C 2038* mit 240% belastet, wenn der parallele Stromkreis ausfällt. Durch Hinzunahme des Projekts DC4 reduziert sich die Auslastung auf 219%.

Konsultation

Mehrere Konsultationsteilnehmer kritisieren, dass der Ausbau der DC-Netze und insbesondere der des Südlings überdimensioniert sei. Der Bundesnetzagentur wird vorgeworfen, dass bei der Netzausbauplanung der Nachweis der Erforderlichkeit fehle und diese nicht auf dem Prinzip des tatsächlichen und realistisch zu prognostizierenden Bedarfs beruhe. Ein Konsultationsteilnehmer kritisiert weiterhin, dass die Realisierungskosten der beiden Korridore des Südlings nicht mit Redispatchkosten mit und ohne Marktgebietstrennung verglichen werden. Ein Konsultationsteilnehmer begrüßt, dass die beiden Maßnahmen DC3 und DC4 in weiten Teilen als paralleles Erdkabel realisiert werden.

Die hohen verbleibenden Überlastungen, die sich in den Lastflussberechnungen zur Bedarfsermittlung auch nach Zuschalten der bestätigten DC-Korridore ergeben, bestätigen, dass der DC-Ausbau nicht überdimensioniert ist. Im Gegenteil: Aufgrund der sehr viel höheren Verluste von AC-Leitungen, insbesondere bei den langen Strecken über mehrere hundert Kilometer und dem daraus resultierenden Blindleistungsbedarf, würde ein Ausbau im Wechselstromnetz deutlich höher ausfallen. Eine Marktgebietstrennung ist zurzeit nicht geplant und daher auch nicht Grundlage der Netzentwicklungsplanung.

Mehrere Konsultationsteilnehmer beanstanden, dass der Südlink nicht dem Transport von Strom aus Windenergieanlagen diene, da sich am Standort des nördlichen Konverters das größte Steinkohlekraftwerk Europas befindet welches zumindest bis 2038 Kohlestrom einspeise welcher über den Südlink transportieren werde. Außerdem wird der Bundesnetzagentur vorgeworfen, dass ein Transport über hunderte Kilometer nicht sinnvoll sein könne, da sehr hohe Verlustleistungen in Kauf genommen werden. Es wird außerdem kritisiert, dass die Bundesnetzagentur in der Maßnahmenbegründung von geringen Verlustleistungen spreche, da die Maßnahme Verluste von Natur-, Kultur und Lebensräumen bedinge.

Die Bundesnetzagentur hat in ihren Berechnungen zum Netzentwicklungsplan 2019-2030 zusätzlich das Szenario 2038 berücksichtigt. Dieses Szenario simuliert den deutschen Kohleausstieg. Sämtliche bestätigte Maßnahmen wurden auch in diesem Szenario überprüft und erfüllten auch hier die Prüfkriterien der Bundesnetzagentur. So ist auch der Südlink im Szenario 2038 sowohl wirksam als auch erforderlich. Auch ohne die Einspeisung von Stein- und Braunkohlekraftwerken verringert der Südlink im Szenario 2038 zahlreiche Überlastungen. Es ist richtig, dass die Verluste einer Wechselstromleitung mit der Länge der Leitung ansteigen und bei einer Leitung von mehreren hundert Kilometern ohne Zwischenkompensation zu groß wären. Aus diesem Grund wird der Südlink als Gleichstromleitung realisiert (vgl. Kapitel Gleichstromtechnik). Mit den in diesem Zusammenhang thematisierten Verlusten sind ausschließlich die elektrotechnischen Verluste gemeint. Auswirkungen auf Natur und Mensch sind nicht Bestandteil der technischen Wirksamkeitsbeurteilung.

Ein weiterer Konsultationsteilnehmer kritisiert, dass das Gebot eines möglichst geradlinigen Verlaufs nicht beachtet werde.

Der Netzentwicklungsplan Strom überprüft lediglich die elektrotechnische Notwendigkeit der Maßnahmen. Der Verlauf der zukünftigen Leitung spielt erst in den dem Netzentwicklungsplan folgenden Planungsschritten eine Rolle.

Bewertung

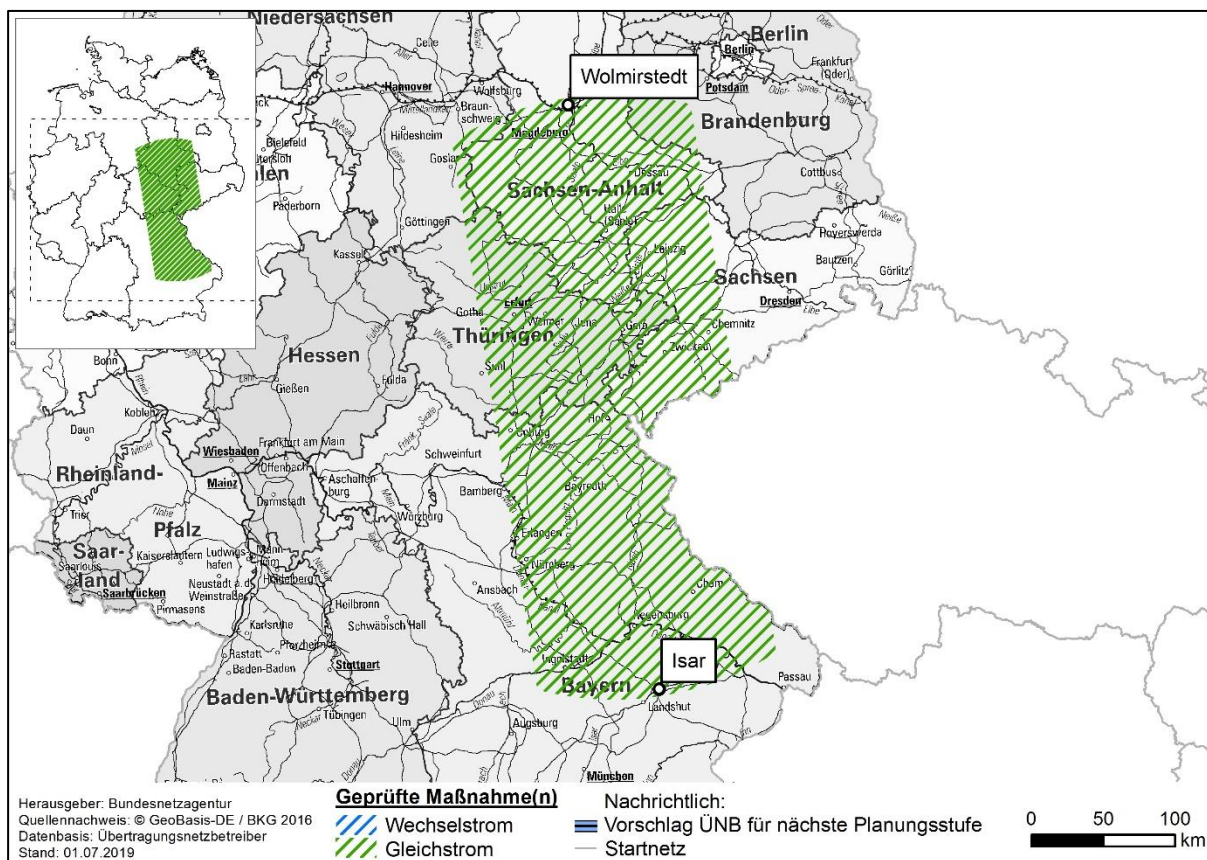
Das Projekt erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich. Es hat eine ausreichende Auslastung

und beseitigt in einer hinreichenden Zahl von Stunden Engpässe. So reduziert das Projekt beispielsweise in Szenario C 2030 in 2172 Stunden vorhandene Engpässe im Netz um mindestens 10%. Dadurch trägt das Projekt dazu bei, in erheblichem Umfang Engpassmanagement einzusparen.

Auf einen Blick

DC4		
Wirksam		X
Erforderlich		X
Auslastung	Durchschnitt	70% (1,4 GW)
	Maximum	70%
NOVA		A
Trassenlänge in km	Bestand	0
	Ausbau	558
Bestätigt		Ja
Umsetzungsstand		im ROV / BFP

DC5: HGÜ-Verbindung Wolmirstedt – Isar



Die Maßnahme DC5 (Wolmirstedt – Isar) ist als Vorhaben Nr. 5 Teil des Bundesbedarfsplans. Sie wurde unter der Nummer 3.12 von der Europäischen Kommission in die Unionsliste der Vorhaben von gemeinsamem Interesse („Projects of Common Interest“ – PCI, vgl. Anhang VII der Verordnung EU/347/2013, zuletzt geändert durch die delegierte Verordnung EU/2016/89 vom 18.11.2015) aufgenommen.

Die Maßnahme DC5 wird bestätigt.

Beschreibung

Die Maßnahme DC5 wurde in dieser Form erstmals im Netzentwicklungsplan 2024 vorgeschlagen. Im Netzentwicklungsplan 2019-2030 erfolgt die Prüfung im BBP-Netz unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Elemente und höherer Auslastung der Bestandsnetze durch Freileitungsmonitoring und weiterer Innovationen, deren Umsetzung und Wirkung bereits heute konkret beschreibbar sind. Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Gesamtinbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2025 an.

Das langfristige Ziel der HGÜ-Verbindung ist es, die Deckung des Verbrauchs in Bayern nach Abschaltung der Kernkraftwerke zu unterstützen. Die Versorgungslücke in Süddeutschland soll langfristig, insbesondere durch Einbindung der Offshore-Windkraftanlagen und der landseitigen Windkraftanlagen in Nordostdeutschland, durch erneuerbare Energien geschlossen werden. In der für den Betrachtungszeitraum bis 2030 erforderlichen Ausbaustufe soll die Errichtung eines Gleichstromübertragungssystems mit 2 Gigawatt Transportkapazität zwischen den Netzverknüpfungspunkten Wolmirstedt und Isar erfolgen.

Im Jahr 2030 werden Bundesländer, wie z. B. Baden-Württemberg und Bayern – im Wesentlichen aufgrund des Ausstiegs aus der Kernenergie – von Energiedefiziten geprägt und daher auf Importe angewiesen sein. Durch

die Abschaltung der Kernkraftwerke in Bayern ist dort trotz des prognostizierten bayerischen EE-Ausbaus beispielsweise für das Szenario B 2030 mit einem Energiedefizit von über 20 TWh zu rechnen. In Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg, Sachsen-Anhalt und Sachsen erfolgt hingegen ein Ausbau erneuerbarer Energien, der zusammen mit der (auf Grund geringer Kosten für Brennstoff und CO₂-Emissionszertifikate) häufigen Marktteilnahme der noch verbleibenden Braunkohle-Bestandskraftwerke zu einem Jahresüberschuss von knapp 80 TWh in diesen Regionen führt. Dieser Überschuss soll mittels Transport zur Versorgungssicherheit Süddeutschlands beitragen. Da die neuen Bundesländer historisch bedingt netztechnisch nicht ausreichend mit den alten Bundesländern verbunden sind, ist ein weiterer Ausbau der Netzinfrastruktur zwischen beiden Gebieten zwingend erforderlich.

Eine der wesentlichen Maßnahmen zur Lösung der zuvor benannten Aufgaben ist die Maßnahme DC5.

Wirksamkeit

Die Maßnahme DC5 erweist sich in sämtlichen betrachteten Szenarien als wirksam. Sie führt in der Region zwischen Sachsen-Anhalt, Thüringen und Bayern in vielen Stunden des untersuchten Jahres zu signifikanten Entlastungen mehrerer Drehstromleitungen.

Ohne die Maßnahme DC5 ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Grohnde und Würgassen in der Stunde 269 des Szenarios B 2030 im (n-1)-Fall mit 136% belastet, wenn einer der parallelen Stromkreise ausfällt. Diese hohe Auslastung wird mit der Maßnahme DC5 auf 96% reduziert.

- Ohne die Maßnahme DC5 ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Grohnde und Würgassen in der Stunde 269 des Szenarios B 2030 im (n-1)-Fall mit 136% belastet, wenn einer der parallelen Stromkreise ausfällt. Diese hohe Auslastung wird mit der Maßnahme DC5 auf 96% reduziert.
- Ebenfalls im Szenario B 2030 ist in der Stunde 1275 die Leitung zwischen Klostermansfeld und Querfurt mit 197% überlastet, wenn einer der parallelen Stromkreise ausfällt. Durch die Maßnahme DC5 verringert sich die Belastung auf 128%.
- In Szenario C 2030 führt in der Stunde 1231 ein Ausfall der Leitung von Grohnde nach Würgassen zu einer Überlastung der Leitung von Grohnde nach Würgassen von 199%. Durch die Maßnahme DC5 lässt sich diese Überlastung auf 156% verringern.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet ist die Maßnahme im Szenario C 2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei ca. 68%.

Szenario Kohleausstieg 2038 (C 2038*)

Auch bei einem Kohleausstieg bis spätestens 2038 wie von der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung beschlossen erweist sich die Maßnahme als wirksam. So ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Grohnde und Würgassen in der Stunde 269 des Szenarios C 2038* mit 214% belastet, wenn ein Stromkreis zwischen Grohnde und Würgassen ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahme DC5 reduziert sich die Auslastung dann auf 196%. Die Leitungen zwischen Klostermansfeld und Querfurt sind in der Stunde 306 des Szenarios C 2038** sind mit 225% ebenfalls überlastet. Die Maßnahme DC5 reduziert die Auslastung auf dieser Leitung dann auf 170%.

Alternativen

Für die HGÜ-Verbindung wurden alternative Standorte untersucht: Als relevante Alternative kann die Verbindung von Lauchstädt nach Meitingen gesehen werden, die bereits im Netzentwicklungsplan 2012, Netzentwicklungsplan 2013 und Netzentwicklungsplan 2014 Ergebnis der Planungen war. Das Ergebnis des zweiten Entwurfs des Netzentwicklungsplans 2014 war die HGÜ-Verbindung mit den Netzverknüpfungspunkten Wolmirstedt und Gundremmingen/Gundelfingen. Im der Bestätigung des Netzentwicklungsplans 2014 hat die Bundesnetzagentur auch die Alternative Wolmirstedt – Isar/Landshut untersucht und als grundsätzlich ebenfalls geeignet ausgewiesen. Im Ergebnis hat sich der Gesetzgeber in der aktuellen Fassung für die Alternative Wolmirstedt – Isar entschieden.

Konsultation

Viele Konsultationsteilnehmer lehnen die Maßnahme DC5 aufgrund nicht nachgewiesener Notwendigkeit ab und fordern die Überprüfung durch unabhängige Gutachter. Ein weiterer Konsultationsteilnehmer merkt an, dass die Maßnahme für die Versorgungssicherheit Bayerns nicht erforderlich sei.

Die Bundesnetzagentur hat die energiewirtschaftliche Notwendigkeit der Maßnahme seit 2012 in allen Netzentwicklungsplänen festgestellt. Alle Netzentwicklungspläne werden zudem nicht nur von der Bundesnetzagentur untersucht, sondern parallel auch von einem weiteren unabhängigen Gutachter begleitet. Diese Gutachter werden von der Bundesnetzagentur beauftragt. Dies geschieht im Rahmen einer offenen Ausschreibung und wird aus staatlichen Mitteln finanziert. Alle begleitenden Gutachten zu den bisherigen Netzentwicklungsplänen bestätigen den Bedarf der Maßnahme. Die Maßnahme ist erforderlich um langfristig die Energiedefizite im Süden Deutschlands, die durch den Wegfall konventioneller Kraftwerke entstehen auszugleichen.

Viele Konsultationsteilnehmer kritisieren die geplante Verlegung von Lehrrohren bei der Maßnahme DC5 um diese für zukünftigen Netzausbau nutzen zu können.

Die Verlegung von Lehrrohren bei der Maßnahme DC5 ist kein Bestandteil der Bedarfsermittlung durch die Bundesnetzagentur. Die genaue Ausgestaltung der Maßnahme DC 5 hinsichtlich der geplanten Trasse, verwendeter Technik etc. ist Teil der nachgelagerten Prozessschritte der Bundesfachplanung und des Planfeststellungsverfahrens.

Mehrere Konsultationsteilnehmer merken an, dass die Maßnahme nicht für die Versorgung Bayerns mit Energie diene, sondern alleine für den europäischen Stromhandel vorgesehen sei. Außerdem bringen viele Konsultationsteilnehmer an, dass die Maßnahme lediglich der gesicherten Einspeisung aus Braunkohlestrom dienen würde und die Maßnahme damit auch aus klimapolitischen Gesichtspunkten abzulehnen sei. Dies würde sich auch schon dadurch begründen, dass der nördliche Netzverknüpfungspunkt in einem Braunkohlerevier enden würde.

Wie in vielen anderen Bereichen strebt die Europäische Union auch für die Energie einen gemeinsamen Binnenmarkt an. Strom ist ein an internationalen Börsen handelbares Gut. Netzausbaumaßnahmen dienen aus diesem Grund auch dem internationalen Handel. Die Energieversorgung vollzieht sich nicht mehr nur national abgegrenzt. Die Europäische Union macht den Mitgliedstaaten mittlerweile konkrete Vorgaben, wie viel Kapazität der Grenzüberschreitenden Leitungen für den Handel freigehalten werden müssen. Die Energieversorgung wird dadurch nicht nur sicherer, sondern auch billiger. Würde jeder Staat seine Versorgung autark organisieren, müssten europaweit deutlich mehr Erzeugungskapazitäten vorgehalten werden als in einer Energieunion mit Binnenmarkt.

Das Projekt DC5 sorgt dafür, Versorgungsdefizite in Süddeutschland auszugleichen, indem es anderwo in Deutschland erzeugten Strom hierher transportiert. Neben dem Strom aus erneuerbaren Energieträgern wird dies zu gewissen Anteilen auch Strom aus Braunkohlekraftwerken und dem Ausland sein. Alle Energieträger sind dabei Teil des marktbedingten Energiemix. Das Recht konventioneller Kraftwerke, ihren Strom am Markt anzubieten, darf und

*kann die Bundesnetzagentur nicht beschneiden. Da sich die Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung (Kohlekommission) im Laufe des Jahres 2019 für einen Kohleausstieg Deutschlands bis zum Jahr 2038 entschieden hat, hat sich die Bundesnetzagentur dieser Entscheidung angenommen und ein zusätzliches Szenario C 2038** untersucht, in welchem ein vollständiger Kohleausstieg Deutschlands abgebildet ist. Alle Maßnahmen welche die Prüfkriterien für die betrachteten Szenarien im Zieljahr 2030 erfüllen, müssen dies auch in dem Szenario C 2038** tun, um von der Bundesnetzagentur bestätigt zu werden. Die Maßnahmen DC5 erfüllt auch im untersuchten Szenario C 2038** die notwendigen Kriterien, um von der Bundesnetzagentur bestätigt zu werden.*

Ein Konsultationsteilnehmer kritisiert die Wahl des Netzverknüpfungspunktes „Isar“. Der Netzverknüpfungspunkt sei ohnehin stark belastet und man gehe davon aus, dass hier ein Stromumschlagszentrum für den südeuropäischen Raum entstehen solle. Im Süddeutschen Raum seien viele weitere Netzverknüpfungspunkte die aufgrund ihrer Eigenschaft als ehemalige Kraftwerksstandorte ebenfalls in Betracht gezogen werden müssten. Ein anderer Konsultationsteilnehmer merkt zudem an, dass die Wahl des Netzverknüpfungspunktes „Isar“ mehr Netzausbau auslösen würde, als der ursprüngliche Netzverknüpfungspunkt „Gundremmingen“.

Grundsätzlich eignen sich als Netzverknüpfungspunkte immer Standorte die bereits über die notwendige Infrastruktur in Form von Umspannwerken verfügen. Das können derzeitige oder ehemalige Kraftwerksstandorte wie Isar oder Gundremmingen sein. Die Bundesnetzagentur hat im Rahmen des Netzentwicklungsplans 2024 festgestellt, dass die Verschiebung des Netzverknüpfungspunktes von Gundremmingen nach Isar ebenso wirksam die auftretenden Leitungsüberlastungen behebt. Die Bundesnetzagentur hat in diesem Zusammenhang auch festgestellt, dass diese Verschiebung des Netzverknüpfungspunktes weiteren Netzausbau im Wechselstromnetz zur Folge hat. Der Gesetzgeber hat sich daraufhin entschieden, den Netzverknüpfungspunkt „Isar“ statt dem Netzverknüpfungspunkt „Gundremmingen“ in das Bundesbedarfsplangesetz zu schreiben.

Ein Konsultationsteilnehmer merkt an, dass die Wechselwirkung des Projektes mit dem Ausbau des Ostbayernrings nicht berücksichtigt sei und bei entsprechender Berücksichtigung eventuell auf eine der beiden Maßnahmen verzichtet werden könnte. Der gleiche Konsultationsteilnehmer merkt in dem Zusammenhang ebenfalls die fehlenden kumulativen Betrachtungen mit den Projekten P34, P215, P216 und P221 an, die allesamt nördlich des Netzverknüpfungspunktes „Wolmirstedt“ liegen.

Das Projekt P46 („Ostbayernring“) aus dem Netzentwicklungsplan 2017-2030 erfüllt seit dem jetzigen Prozess per Definition die Voraussetzung um in das sog. Startnetz aufgenommen zu werden. Auch wenn die Maßnahme noch nicht realisiert ist, bedeutet dies, dass die Maßnahme in den zu Grunde liegenden Untersuchung als bereits umgesetzt angenommen wird. Die Ergebnisse der Netzanalysen zeigen somit, dass die Maßnahme DC5 auch mit Realisierung des Ostbayernrings erforderlich und energiewirtschaftlich notwendig ist.

Das Gleiche gilt auch für das Projekt P34, welches aufgrund der mittlerweile fortgeschrittenen Planungs- und Genehmigungsverfahren ebenfalls als bereits umgesetzt angenommen wird. Bei den Projekten P215, P216 und P221 handelt es sich um Maßnahmen, welche noch nicht Teil des Bundesbedarfsplangesetzes sind. Bei der Untersuchung dieser Projekte werden alle im Bundesbedarfsplan enthaltenen Maßnahmen als realisiert angenommen. Die kumulative Wirkung dieser Maßnahmen auf die Maßnahme DC5 wird insofern berücksichtigt.

Ein Konsultationsteilnehmer lehnt die Maßnahme ab, da die Energiewende hauptsächlich im Verteilnetz stattfindet und die Maßnahme bei entsprechendem Ausbau des Verteilnetzes überflüssig sei.

Das Prüfkriterium „Erforderlichkeit“ der Bundesnetzagentur, kann verwendet werden um festzustellen, ob ein Ausbau des Verteilnetzes die festgestellten Überlastungen wirksam beheben kann. Bei der Maßnahme erscheint der Ausbau des Verteilnetzes schon aufgrund der größeren Distanz zwischen Wolmirstedt und Isar als deutlich nachteilig gegenüber der Realisierung der Maßnahme DC5.

Ein Konsultationsteilnehmer kritisiert die Begründung der Wirksamkeit der Maßnahme durch die Bundesnetzagentur, da bei einem Ausfall eines Systems zwischen Würgassen und Grohnde weitere sieben verbleibende System zur Verfügung stehen, welche den Ausfall kompensieren könnten. Die Aussage, dass die Maßnahme DC5 bei dem genannten Ausfall die Leistung um 40% senken würde sei zu hoch.

Zwischen Grohnde und Würgassen existieren insgesamt zwei 380kV-Systeme. Bei Ausfall eines dieser Systeme, wie in der Maßnahmen Begründung aufgeführt, steht somit nur noch ein 380kV-System zur Verfügung. Durch die hohen Nord-Süd Transite in vielen betrachteten Stunden, hilft die Maßnahme DC5 bestehende Wechselstromverbindungen in Nord-Süd Richtung wirksam zu entlasteten und (n-1)-Sicherheit herzustellen. Beispielfhaft kann hier auch die Strecke Würgassen-Grohnde genannt werden.

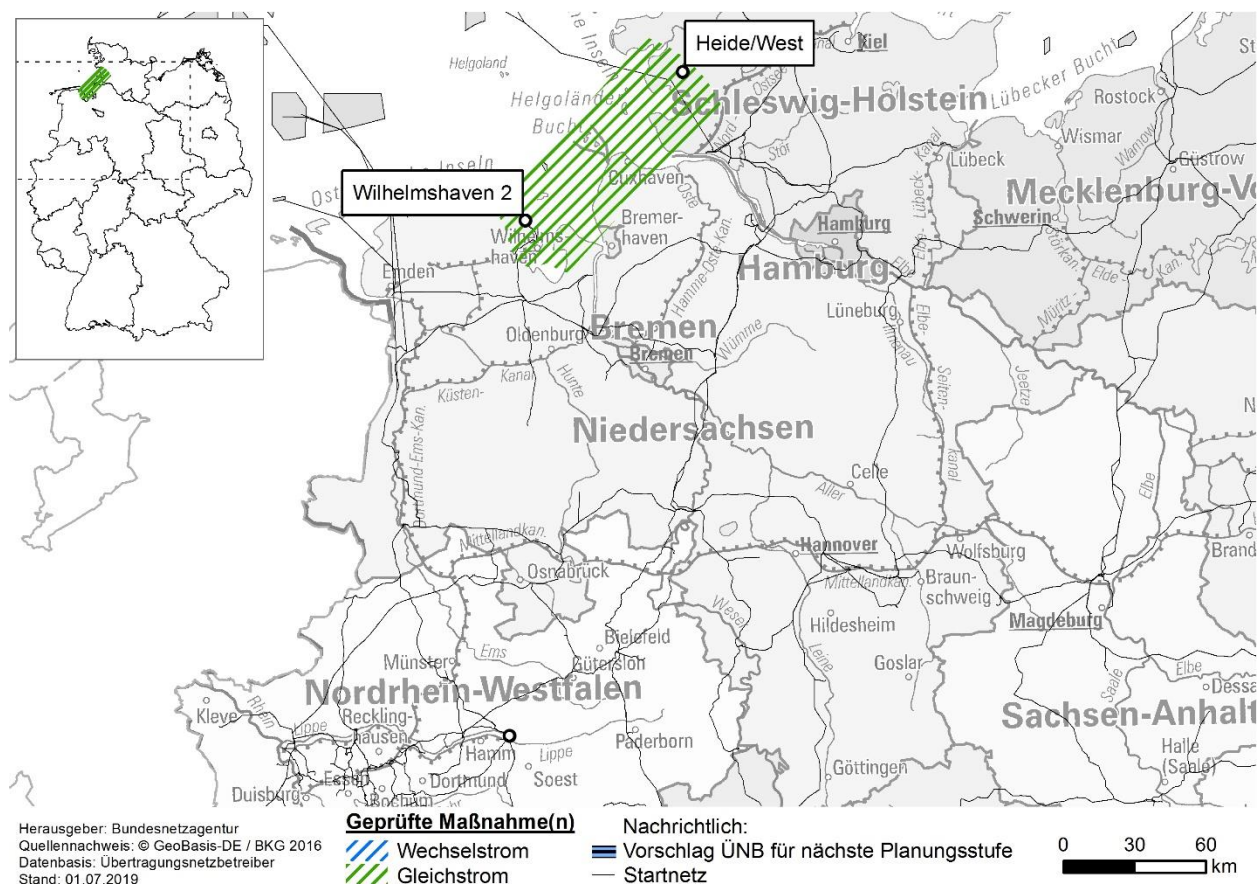
Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich. Es hat eine ausreichende Auslastung und beseitigt in einer hinreichenden Zahl von Stunden Engpässe. So reduziert das Projekt beispielsweise in Szenario C2030 in 1115 Stunden vorhandene Engpässe im Netz um mindestens 10%. Dadurch trägt sie dazu bei, in erheblichem Umfang Redispatch einzusparen.

Auf einen Blick

DC5		DC5
Wirksam		X
Erforderlich		X
Auslastung	Durchschnitt	68%
	Maximum	68%
NOVA		A
Trassenlänge in km	Bestand	
	Ausbau	537
Bestätigt		Ja

DC21a: Heide/West – Wilhelmshaven 2



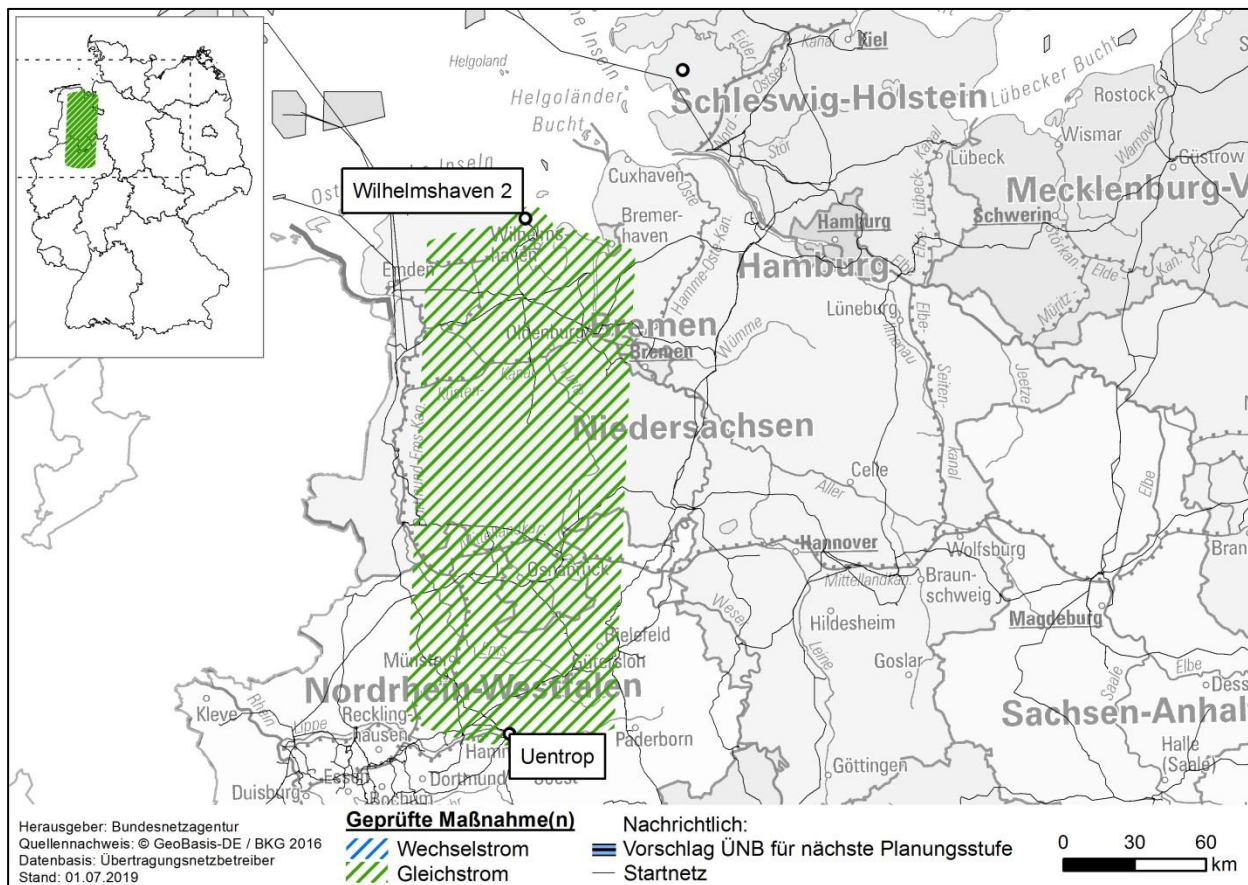
Die Maßnahme DC21a ist Teil des Korridor B und steht in Zusammenhang mit den Maßnahmen DC21b, DC23 und DC25. Die Maßnahme wird im Netzentwicklungsplan 2019-2030 erstmals von den Übertragungsnetzbetreibern beantragt.

Im Rahmen der Maßnahme ist eine HGÜ Verbindung mit einer Nennleistung von 2 Gigawatt von Heide/West nach Wilhelmshaven 2 vorgesehen. Der nördliche Netzverknüpfungspunkt Heide/West eignet sich sowohl durch seine Nähe zur Offshore-Anlandung am selben Standort, als auch aufgrund seiner Lage nördlich von Hamburg. In dieser Region treten wegen des Transports von On- und Offshore Wind nach Süden vermehrt Engpässe im Wechselstromnetz auf, die durch die Maßnahme DC21 behoben bzw. gelindert werden können. Der Netzverknüpfungspunkt in Wilhelmshaven 2 steht in Zusammenhang mit den Maßnahmen DC21b und DC25, die den Weitertransport der Leistung Richtung Süden sicherstellen.

Zur Bewertung neuer HGÜ Maßnahmen wurde eine Bewertung aller neuen HGÜ Maßnahmen und möglicher Alternativen durchgeführt (siehe dazu Punkt I.C.3.1), zu denen auch die Maßnahme DC21a gehört. Dabei hat sich die Variante „Korridor B ohne südlichen Teil“ unter Verzicht auf einen Zwischenpunkt in Wilhelmshaven als geeignetsten Ausbauvariante erweisen. Infolgedessen wird der Netzverknüpfungspunkt der Maßnahme DC25 von Wilhelmshaven 2 nach Heide/West verlagert, so dass es der Maßnahme DC 21a nicht mehr bedarf.

Die Maßnahme DC21a wird nicht bestätigt.

DC21b: Wilhelmshaven 2– Uentrop



Die Maßnahme DC21b ist Teil des Korridor B, für den von den Übertragungsnetzbetreibern die Maßnahmen DC21a, DC21b, DC23 und DC25 beantragt wurden. Die Maßnahmen wurden im Netzentwicklungsplan 2019-2030 erstmals von den Übertragungsnetzbetreibern beantragt. Zur Bewertung neuer HGÜ Maßnahmen wurde eine Bewertung aller neuen HGÜ Maßnahmen und möglicher Alternativen durchgeführt (siehe dazu Kapitel 3), zu denen auch die Maßnahme DC21b gehört.

Die Maßnahme DC21b wird bestätigt.

DC21b: Wilhelmshaven 2– Uentrop

Beschreibung

Die Maßnahme DC21b wird erstmals im Netzentwicklungsplan 2019-2030 geprüft. Die Prüfung der Maßnahme DC21b erfolgt im BBP Netz unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Elemente und höherer Auslastung der Bestandsnetze durch Freileitungsmonitoring und weiterer Innovationen, deren Umsetzung und Wirkung bereits heute konkret beschreibbar sind.

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Inbetriebnahme bis zum Jahr 2030 an.

Im Jahr 2030 besteht ein hoher Transportbedarf von Niedersachsen in Richtung Nordrhein-Westfalen. In den nördlichen Bundesländern kommt es bereits heute zu hohen Einspeisungen aus On- und Offshore Windenergie, deren Transport durch das Netz ermöglicht werden muss. Entsprechend der Ausbauziele wird für das Jahr 2030 im Netzentwicklungsplan 2019-2030 ein Anteil der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch von

65% angenommen. Es ist davon auszugehen, dass aufgrund des hohen Ertrags in küstennahen Regionen ein weiterer Zubau von Windenergieanlagen stattfindet. Die erzeugte Energie wird nicht alleine im Norden verbraucht, sondern vor allem in den Ballungsräumen im Süden und im Westen nachgefragt werden.

Die bisher bestätigte HGÜ Infrastruktur kann im Jahr 2030 das Wechselstromnetz dann nicht mehr ausreichend entlasten, um einen sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten (vgl. Kapitel 3). Es ist daher sinnvoll die Energie nicht ausschließlich durch das konventionelle Wechselstromnetz zu leiten, weil dieses sonst in weit größerem Maße ausgebaut werden müsste. Die Maßnahme DC21b zusätzliche Übertragungskapazität von Norden nach Süd-Westen. Dabei entlastet sie das Wechselstromnetz deutlich und gewährleistet gleichzeitig die bedarfsgerechte Versorgung von Nordrhein-Westfalen.

Im Rahmen der Maßnahme ist eine HGÜ Verbindung mit einer Nennleistung von 2 Gigawatt von Wilhelmshaven 2 nach Uentrop vorgesehen. Der nördliche Netzverknüpfungspunkt Wilhelmshaven 2 eignet sich durch seine Nähe zur Offshore-Anlandung am selben Standort und am Standort Unterweser. Der Netzverknüpfungspunkt Uentrop ermöglicht in diesem Zusammenhang die Versorgung von Nordrhein-Westfalen bei gleichzeitiger Entlastung des unterlagerten Wechselstromnetzes.

Wirksamkeit

Die Maßnahme DC21b erweist sich in allen Szenarien als wirksam. Sie führt in der Region zwischen Schleswig-Holstein und Niedersachsen in vielen Stunden zu einer signifikanten Entlastung des Wechselstromnetzes. Exemplarisch werden drei Situationen im Szenario C 2030 dargestellt:

- In der Stunde 1296 ist der Stromkreis zwischen Ovenstädt und Eickum bei Ausfall eines parallelen Systems mit über 147,8% belastet. Durch Hinzunahme der Maßnahme reduziert sich die Auslastung in diesem Fall auf 137,6%
- In der Stunde 1230 ist ein Stromkreis zwischen Landesbergen und Grohnde bei Ausfall des parallelen Systems mit über 116,8% belastet. Die Maßnahme reduziert die Auslastung in diesem Fall auf 95,5%.
- In der Stunde 215 ist ein Stromkreis zwischen Hanekenfähr und Merzen bei Ausfall der parallelen Leitung mit über 147,6% belastet. Die Maßnahme reduziert die Auslastung in diesem Fall auf 98,6%.

Vergleichbare Situationen treten in mehreren Stunden und in unterschiedlichen Szenarien auf.

Erforderlichkeit

Die Maßnahme erweist sich in sämtlichen geprüften Szenarien als erforderlich. Die mittlere Auslastung liegt über 64%.

Szenario Kohleausstieg 2038 (C 2038*)

Auch bei einem Kohleausstieg bis spätestens 2038 wie von der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung beschlossen erweist sich die Maßnahme als wirksam. Beispielsweise reduziert sie die Auslastung auf einer Leitung zwischen Hanekenfähr und Merzen in der Stunde 4075 bei Ausfall eines parallelen Systems von 203,4% auf 150,7%.

Alternativen

Die Maßnahme ist Teil des beantragten „Korridor B“. Für diesen Korridor wurden umfangreiche Untersuchungen durchgeführt und in Kapitel 3 dargestellt. Als Alternativen wurden sowohl die Realisierung von Teilstücken des Korridors, als auch eine Erweiterung des Korridor C bei komplettem Verzicht auf den Korridor B untersucht. Dabei hat sich die Variante „Korridor B ohne südlichen Teil“, unter Verzicht auf einen Zwischenpunkt in Wilhelmshaven, als die der geeignetsten Ausbauvariante erweisen.

Konsultation

Einige Konsultationsteilnehmer kritisieren, dass zu wenige Alternativen und keine konzeptionellen Alternativen abgewogen werden. Teilweise wird eine Prüfung ob Leitungsprojekte durch Realisierung des DC21b entfallen können gefordert.

Weitere Konsultationsteilnehmer zweifeln die Notwendigkeit des Korridor B an, falls ein stärkerer Ausbau von Windenergie im Süden, eine stärkere Nutzung von Power-to-Gas mit anschließender Rückverstromung oder Speichern erfolgt.

Insgesamt wird durch den Szenariorahmen eine wahrscheinliche Entwicklung prognostiziert, die die Grundlage für die Planung neuer Leitungsprojekte bildet. Extreme Ausprägungen oder wenig wahrscheinliche Entwicklungen zu bewerten ist nicht Gegenstand des Netzentwicklungsplans. Dabei berücksichtigt die angenommene Verteilung von Windenergie die Ziele der Bundesländer sowie die Potentiale für Neuanlagen und deckt damit einen realistischen Entwicklungspfad ab. Eine Nutzung von Power-to-Gas, anschließender Transport durch das Gasnetz und Rückverstromung als Ersatz für Leitungsausbau, ist aus Sicht der Bundesnetzagentur aufgrund der hohen Wirkungsgradverluste nicht effizient.

Ein Verzicht auf bereits bestätigte Wechselstromprojekte durch die Realisierung des Korridor B ist nicht möglich. Zum einen wird die Wirksamkeit und die Erforderlichkeit aller Projekte im Netzentwicklungsplan erneut festgestellt. Zum anderen wurden mit eingeschaltetem Korridor B Lastflussberechnungen durchgeführt, die noch verbleibende Überlastungen zeigen. Es ist deshalb vielmehr ein weiterer Ausbau des Wechselstromnetzes statt ein Rückbau notwendig. Ohne die Realisierung des Korridor B wäre der Netzausbaubedarf jedoch noch wesentlich größer.

Ein Konsultationsteilnehmer regt einen Verzicht auf den Ein- und Ausspeisepunkt in Wilhelmshaven, mit Verweis auf die hohe Gesamtauslastung des Korridors und den daraus resultierenden geringen Nutzen der Zwischenstation an.

In diesem Zusammenhang fordert ein Konsultationsbeitrag die Realisierung einer DC Sammelschiene um Konverter am Standort Wilhelmshaven einzusparen.

Der Verzicht auf zwei Konverter am Standort Wilhelmshaven wurde durch die Bundesnetzagentur geprüft und hat sich als volkswirtschaftlich sinnvoll erwiesen. Somit ist eine Einsparung von zwei Convertern mit insgesamt rund 1 Mrd. € Investitionskosten möglich. Das Konzept einer DC-Sammelschiene in Wilhelmshaven könnte darüber hinaus langfristig weitere Konverter einsparen. Derzeit sieht die Bundesnetzagentur aber noch zu viele offene Fragen, so dass dieses Konzept im aktuellen Netzentwicklungsplan keine Berücksichtigung findet. Insbesondere wäre ein selektives Schutzkonzept auf der Gleichstromseite erforderlich, das derzeit noch nicht Stand der Technik ist. Zumal auch das Einsparpotential an landseitigen DC-Konvertern am Standort Wilhelmshaven infolge einer DC-Sammelschiene nach 2030 geringer ist als seitens der TenneT TSO GmbH angenommen. Denn aufgrund des Wegfalls Zwischenhalts des Korridor B in Wilhelmshaven, kann bis 2030 lediglich ein Konverter eingespart werden. Zudem ist nicht absehbar, ob und zu welchen Kosten eine DC-Sammelschiene realisiert werden kann, so dass selbst eine Realisierung bis 2035 unklar ist. Da es sich jedoch um einen innovativen Ansatz handelt, sollte dieser in kommenden Netzentwicklungsplan -Prozessen vertieft untersucht werden. Mit der jetzt bestätigten Lösung besteht insoweit die

Möglichkeit zu einem späteren Zeitpunkt auf die neue Technologie zu wechseln.

Ein Konsultationsbeitrag richtet sich mit Verweis auf die 525-kV Technologie auf eine Erweiterung des Korridor B um weitere 2 GW (insgesamt 6 GW) in derselben Trasse, um eventuelle weiteren Bedarf in Westdeutschland zu decken. In diesem Zusammenhang wird auch um die Prüfung dieses Bedarfs durch die Bundesnetzagentur gebeten.

Für das Jahr 2030 hat sich über die geplanten 4 GW hinaus keine Notwendigkeit weiterer Kapazität im Korridor B ergeben. Die verbleibenden Überlastungen lassen sich punktuell mit Wechselstrommaßnahmen beheben, rechtfertigen aber keinen HGÜ-Ausbau. Dieser könnte zwar möglicherweise in derselben Trasse erfolgen, würde aber trotzdem höhere Rauminanspruchnahme und Investitionskosten bedeuten. Diese für das Zieljahr 2030 gültige Aussage mag sich in Anbetracht zukünftiger Entwicklungen, insbesondere einen über den EE-Anteil von 65% deutlich hinausgehenden EE-Ausbau, ändern.

Einige Konsultationsteilnehmer merken an, dass der Offshore-Zubau kaum in der Ostsee erfolgt und damit der Bedarf eines neuen Korridors auf die Nordseeseite abgewälzt würde.

Entsprechend des Flächenentwicklungsplan des Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie ist insgesamt im Zieljahr 2030 maximal ein Gigawatt mehr Offshore Zubau in der Ostsee möglich. Eine mögliche Verlagerung von Offshore-Ausbau von der Nord- in die Ostsee wäre aber nicht signifikant genug, um die Notwendigkeit der Maßnahme DC21b in Frage zu stellen. Es ist im Gegenteil davon auszugehen, dass der Zubau von Offshore in der Nordsee über das Zieljahr hinaus weiter voranschreitet und den netzseitigen Handlungsdruck weiter erhöht.

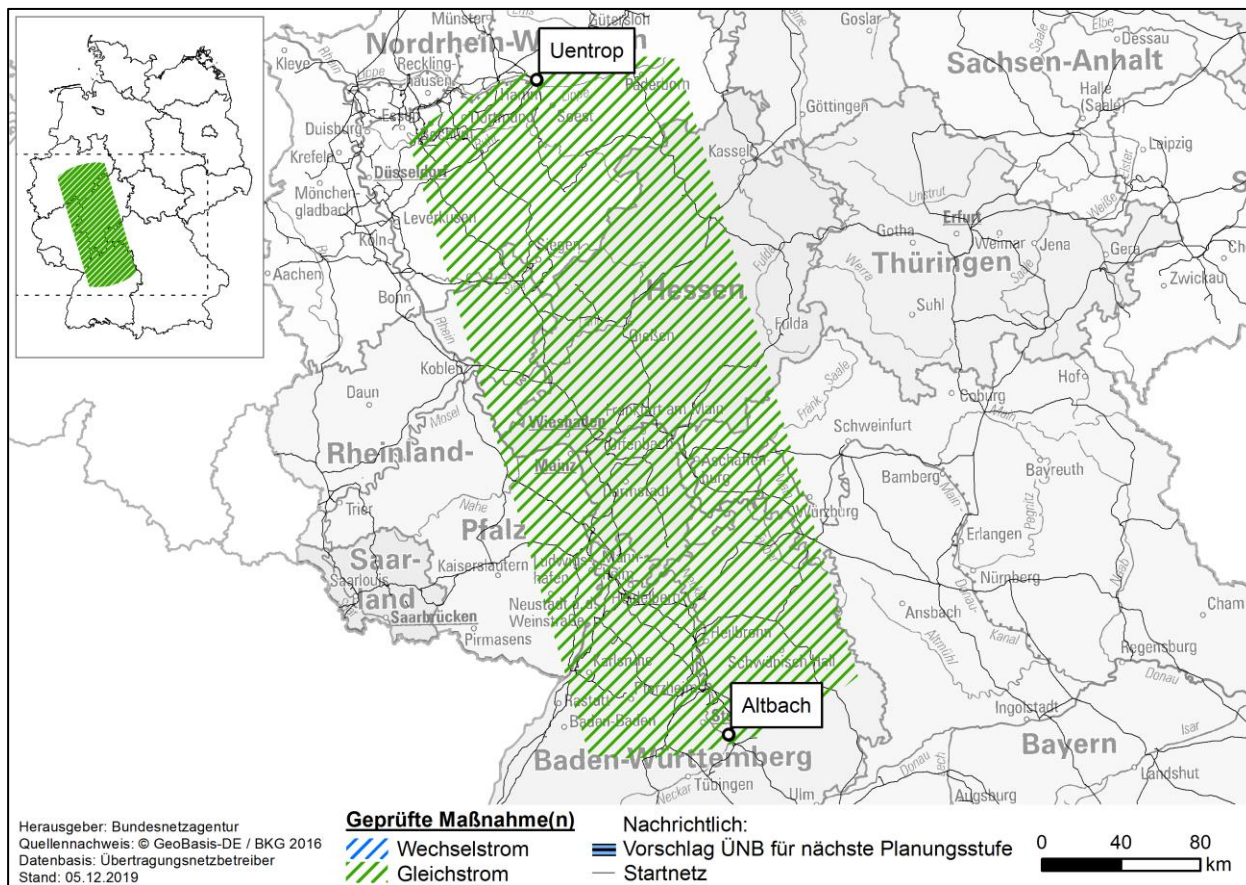
Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich. Es hat eine ausreichende Auslastung und beseitigt in einer hinreichenden Zahl von Stunden Engpässe. So reduziert das Projekt beispielsweise in Szenario C 2030 in 773 Stunden vorhandene Engpässe im Netz um mindestens 10%. Dadurch tragen sie dazu bei, in erheblichem Umfang Engpassmanagement einzusparen.

Auf einen Blick

DC21b		
Wirksam		X
Erforderlich		X
Auslastung	Durchschnitt	64% (1,3 GW)
	Maximum	64%
NOVA		A
Trassenlänge in km	Bestand	0
	Ausbau	267
Bestätigt		Ja
Umsetzungsstand		-

DC23: Uentrop –Altbach



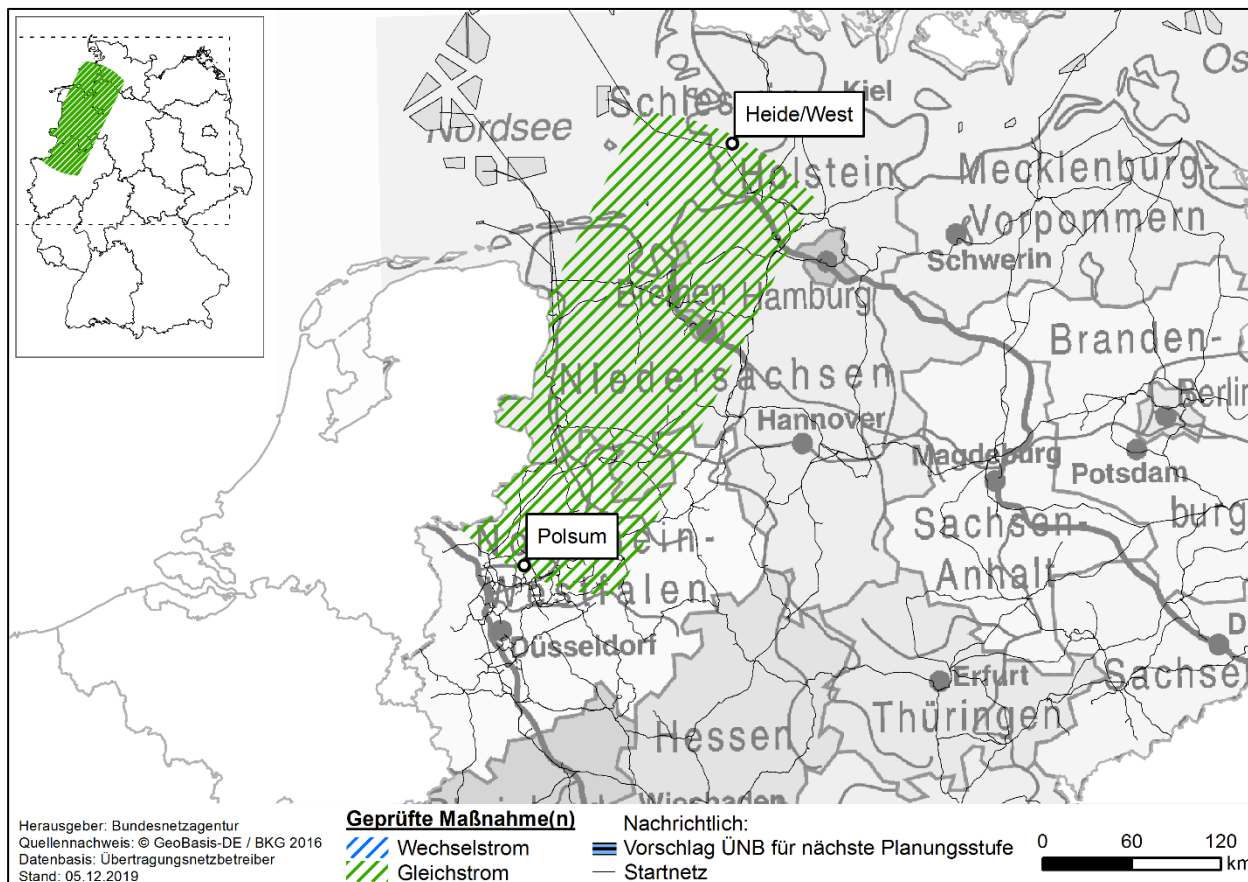
Die Maßnahme DC23 ist Teil des Korridor B und steht in Zusammenhang mit den Maßnahmen DC21a, DC21b und DC25. Die Maßnahme wird im Netzentwicklungsplan 2019-2030 erstmals von den Übertragungsnetzbetreibern beantragt.

Im Rahmen der Maßnahme ist eine HGÜ Verbindung mit einer Nennleistung von 2GW von Uentrop nach Altbach vorgesehen. An beiden Netzverknüpfungspunkten wäre ein Konverter zwischen Gleich- und Wechselstrom notwendig. Der nördliche Netzverknüpfungspunkt Uentrop steht in Zusammenhang mit DC21b und soll die von dort ankommende Leistung weiter nach Süden transportieren. Der Netzverknüpfungspunkt Altbach überspannt das Wechselstromnetz zwischen Nordrhein-Westfalen und Baden-Württemberg und soll die Entlastung von Engpässen in dieser Region bewirken.

Zur Bewertung neuer HGÜ Maßnahmen wurde eine Bewertung aller neuen HGÜ Maßnahmen und möglicher Alternativen durchgeführt (siehe dazu Punkt I.C.3.1), zu denen auch die Maßnahme DC23 gehört. Dabei hat sich die Variante „Korridor B ohne südlichen Teil“ unter Verzicht auf einen Zwischenpunkt in Wilhelmshaven, zu der die Maßnahme DC23 nicht gehört, als geeignetsten Ausbauplanung erweisen.

Die Maßnahme DC23 wird nicht bestätigt.

DC25: Heide / West – Polsum



Die Maßnahme DC25 ist Teil des Korridor B, für den von den Übertragungsnetzbetreibern die Maßnahmen DC21a, DC21b, DC23 und DC25 beantragt wurden. Die Maßnahmen wurden im Netzentwicklungsplan 2019-2030 erstmals von den Übertragungsnetzbetreibern beantragt. Zur Bewertung neuer HGÜ Maßnahmen wurde eine Bewertung aller neuen HGÜ Maßnahmen und möglicher Alternativen durchgeführt (siehe dazu Kapitel 3), zu denen auch die Maßnahme DC25 gehört. Bei der Prüfung durch die Bundesnetzagentur hat sich eine Modifikation von und DC25 mit der Verschiebung des Netzverknüpfungspunktes von Wilhelmshaven nach Heide als vorzugswürdig erwiesen.

DC25: Heide / West – Polsum

Die Maßnahme DC25 wird bestätigt.

Beschreibung

Die Maßnahme DC25 wird erstmals im Netzentwicklungsplan 2019-2030 geprüft. Die Prüfung der Maßnahme erfolgt im BBP Netz unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Elemente und höherer Auslastung der Bestandsnetze durch Freileitungsmonitoring und weiterer Innovationen, deren Umsetzung und Wirkung bereits heute konkret beschreibbar sind.

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Inbetriebnahme bis zum Jahr 2030 an.

Im Jahr 2030 besteht ein hoher Transportbedarf von Schleswig-Holstein und Niedersachsen in Richtung Nordrhein-Westfalen. In beiden nördlichen Bundesländern kommt es bereits heute zu hohen Einspeisungen aus

On- und Offshore Windenergie, deren Transport durch das Netz ermöglicht werden muss. Entsprechend der Ausbauziele wird im Netzentwicklungsplan 2019-2030 für das Jahr 2030 ein Anteil der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch von 65% angenommen. Es ist davon auszugehen, dass aufgrund des hohen Ertrags, in küstennahen Regionen ein weiterer Zubau von Windenergieanlagen stattfindet. Die erzeugte Energie wird nicht alleine im Norden verbraucht, sondern vor allem in den Ballungsräumen im Süden und im Westen nachgefragt werden.

Die bisher bestätigte HGÜ Infrastruktur kann im Jahr 2030 das Wechselstromnetz dann nicht mehr ausreichend entlasten, um einen sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten (vgl. Kapitel 3). Es ist daher sinnvoll die Energie nicht ausschließlich durch das konventionelle Wechselstromnetz zu leiten, weil dieses sonst in weit größerem Maße ausgebaut werden müsste. Die Maßnahme DC25 schafft zusätzliche Übertragungskapazität von Norden nach Süd-Westen. Dabei entlastet sie das Wechselstromnetz deutlich und gewährleistet gleichzeitig die bedarfsgerechte Versorgung von Nordrhein-Westfalen.

Die Maßnahme beinhaltet die Errichtung einer HGÜ Verbindung mit einer Nennleistung von 2 Gigawatt von Heide/West nach Polsum. An beiden Netzverknüpfungspunkten ist ein Konverter zwischen Gleich- und Wechselstromnetz notwendig.

Der nördliche Netzverknüpfungspunkt Heide/West eignet sich sowohl durch seine Nähe zu Wind Einspeisungen in Schleswig-Holstein, als auch aufgrund seiner Lage nördlich von Hamburg. In dieser Region treten wegen des Transports von On- und Offshore Wind nach Süden vermehrt Engpässe im Wechselstromnetz auf, die durch die Maßnahme DC25 behoben bzw. gelindert werden können. Der Netzverknüpfungspunkt in Polsum überspannt signifikante Engpässe zwischen Nordniedersachsen und Nordrhein-Westfalen und sichert so die zukünftige Versorgung von Nordrhein-Westfalen.

Wirksamkeit

Die Maßnahme DC25 erweist sich in allen Szenarien als wirksam. Sie führt in der Region zwischen Schleswig-Holstein und Nordrhein-Westfalen in vielen Stunden zu einer signifikanten Entlastung des Wechselstromnetzes. Exemplarisch werden drei Situationen im Szenario B2030 dargestellt:

- Ohne die Maßnahme überlastet die Leitung zwischen Süderdonn und Heide/West im NNF 6174 mit 130,5% bei Ausfall der parallelen Leitung. Mit der Maßnahme beträgt die Auslastung im selben (n-1)-Fall 71,5%.
- Ohne die Maßnahme überlastet die Leitung zwischen Brunsbüttel und Hamburg Nord im NNF 5999 mit 101,2 % bei Ausfall der parallelen Leitung. Mit der Maßnahme beträgt die Auslastung im selben (n-1)-Fall 72,6%.
- Ohne die Maßnahme überlastet die Leitung zwischen Hanekenfähr und Merzen im NNF 3668 mit 116,1% bei Ausfall einer parallelen Leitung. Mit der Maßnahme beträgt die Auslastung im selben (n-1)-Fall 98,2%.

Vergleichbare Situationen treten in mehreren Stunden und in unterschiedlichen Szenarien auf.

Erforderlichkeit

Die Maßnahme erweist sich in sämtlichen geprüften Szenarien als erforderlich. Die mittlere Auslastung liegt über 68%.

Szenario Kohleausstieg 2038 (C 2038*)

Auch bei einem Kohleausstieg bis spätestens 2038 wie von der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung beschlossen erweist sich die Maßnahme als wirksam.

- Ohne die Maßnahme überlastet die Leitung zwischen Brunsbüttel und Hamburg Nord im NNF 3164 mit 121,7% bei Ausfall der parallelen Leitung. Mit der Maßnahme beträgt die Auslastung im selben (n-1)-Fall 87,2%.

Alternativen

Die Maßnahme ist Teil des beantragten „Korridor B“. Für diesen Korridor wurden umfangreiche Untersuchungen durchgeführt und in Kapitel 3 dargestellt. Als Alternativen wurden sowohl die Realisierung von Teilstücken des Korridors, als auch eine Erweiterung des Korridor C bei komplettem Verzicht auf den Korridor B untersucht. Dabei hat sich die Variante „Korridor B ohne südlichen Teil“ unter Verzicht auf einen Zwischenpunkt in Wilhelmshaven, als die der geeignetsten Ausbauvariante erweisen.

Konsultation

Einige Konsultationsteilnehmer kritisieren die mögliche Führung des Kabels durch das Küstenmeer und verweisen auf die ohnehin knappen Kapazitäten für Offshore-Anbindungssysteme. Zudem würde ein Seekabel viele Kreuzungen in der Außenwirtschaftszone bedeuten. Es wird deshalb eine landseitige Trassenführung gefordert.

Mehrere Konsultationsteilnehmer fordern die Prüfung, ob ein zusätzlicher Konverter in Wilhelmshaven zweckmäßig ist. Stattdessen könne eine Verbindung nach NRW landseitig gebündelt mit anderen Projekten wie beispielsweise in einer Trasse mit SüdLink, oder aber in einer gemeinsamen Stammtrasse mit den anderen 2GW ab dem Raum Cloppenburg erfolgen.

Nach weiterer Prüfung der Bundesnetzagentur wird eine direkte Verbindung von Heide/West nach Polsum ohne Zwischenhalt in Wilhelmshaven bestätigt. Zudem sind die im Rahmen des Netzentwicklungsplans veröffentlichten Karten nicht als Vorfestlegung eines Trassenverlaufs durch die Nordsee zu verstehen. Die Entscheidung über den konkreten Trassenverlauf ist Teil der nachfolgenden Bundesfachplanung und Planfeststellungsverfahren hier sind alle Möglichkeiten abzuwägen.

In mehreren Konsultationsbeiträgen wird die Sinnhaftigkeit der Anbindung von Offshore-Windenergie in Heide/West und anschließenden Abführung in Richtung Süden bezweifelt, statt direkt eine südlichere Anbindung zu wählen. Ein Konsultationsbeitrag hält in diesem Zusammenhang ein Verzicht von DC21a für möglich.

Ein weiterer Konsultationsteilnehmer hält die Maßnahme ab Heide/West als verantwortlich für Engpässe nördlich von Heide/West, die nur durch die Maßnahme entstünden.

Die Notwendigkeit der Maßnahme ist, wie die Bestätigung des Netzentwicklungsplans -2019-2030 zeigt, nicht für den Weitertransport von Offshore Wind vorgesehen, da bis zum Jahr 2030 keine Anbindung von Offshore-Wind in Heide bestätigt wird. Stattdessen transportiert die Maßnahme viel landseitigen Wind aus Schleswig-Holstein und leistet zudem einen Beitrag beim Transport des aus Dänemark importierten Stroms in Richtung Nordrhein-Westfalen. Die vereinzelt Engpässe nördlich von Heide sind das Ergebnis von ebendiesem Strom, der nur über die Verbindung von Husum nach Süden transportiert werden kann. Die genauen Ausmaße der Überlastungen nördlich von Heide sind schwer zu prognostizieren, da sie stark von der genauen Betriebsweise der HGÜ, der Bewirtschaftung

der Grenze zu Dänemark, von lastflusstuernden Betriebsmitteln und der regionalen Verteilung von erneuerbaren Energien sowie deren Anbindung im Verteilnetz abhängen. Der geringfügigen Steigerung der Engpässe nördlich von Heide steht aber eine signifikant stärkere Reduktion der Engpässe unmittelbar südlich von Heide gegenüber. Mit Blick auf das gesamte deutsche Übertragungsnetz zeigt sich ein noch größerer positiver Nutzen des bestätigten Teils von Korridor B der den Überlastungsindex um über 12.000 GWh reduziert.

Ein Konsultationsteilnehmer hält den höheren Netzausbaubedarf im Netzentwicklungsplan 2019-2030 gegenüber dem Netzentwicklungsplan 2017-2030 in dem Zuwachs von Elektromobilität und Wärmepumpen begründet.

Der Netzentwicklungsplan 2019-2030 hat gezeigt, dass der Zuwachs von Elektromobilität und Wärmepumpen nicht der wesentliche Treiber für Netzausbau im Übertragungsnetz sind. Die große Bandbreite der Szenarien zeigt das Gegenteil. Trotz unterschiedlicher Annahmen in diesen Bereichen sind die bestätigten Netzausbaumaßnahmen in allen Szenarien erforderlich.

Ein Konsultationsteilnehmer merkt an, dass der Netzverknüpfungspunkt Heide/West im Umweltbericht schlechter abschneidet als die geprüfte Alternative von Kreis Segeberg. Trotzdem erfolge im Netzentwicklungsplan die Bestätigung der Ursprungsvariante von Heide/West.

Der Netzverknüpfungspunkt Kreis Segeberg stellt aus elektrotechnischer Sicht keine gleichwertige Alternative zu Heide/West dar. Wie oben beschrieben, könnten die Leitungen unmittelbar südlich von Heide/West dann nicht entlastet werden. Im Netzentwicklungsplan wird deshalb der Netzverknüpfungspunkt Heide/West bestätigt.

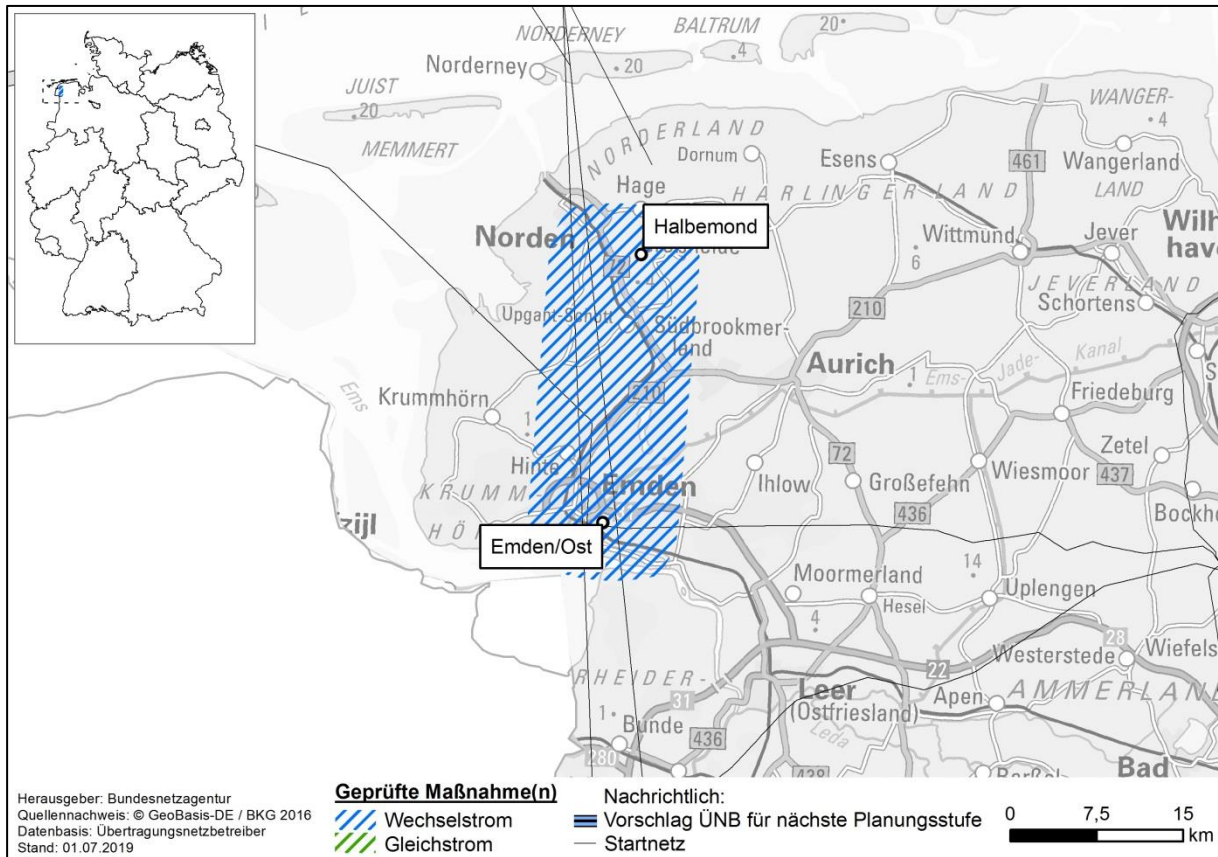
Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich. Es hat eine ausreichende Auslastung und beseitigt in einer hinreichenden Zahl von Stunden Engpässe. So reduziert das Projekt beispielsweise in Szenario C 2030 in 3039 Stunden vorhandene Engpässe im Netz um mindestens 10%. Dadurch tragen sie dazu bei, in erheblichem Umfang Engpassmanagement einzusparen.

Auf einen Blick

DC25		
wirksam		X
erforderlich		X
Auslastung	Durchschnitt	68% (1,4 GW)
	Maximum	68%
NOVA		A
Trassenlänge in km	Bestand	0
	Ausbau	127+314
Bestätigt		Ja
Umsetzungsstand		-

P20: Netzausbau zwischen Emden und Halbmond



Das Projekt P20 mit der Maßnahme M69 ist als Vorhaben Nr. 37 Teil des Bundesbedarfsplans. Das Projekt wurde erstmals im Netzentwicklungsplan 2012 für das Zieljahr 2022 geprüft. Die Bundesnetzagentur hat seine energiewirtschaftliche Notwendigkeit erstmals im Netzentwicklungsplan 2013 für das Zieljahr 2023 bestätigt. Im Netzentwicklungsplan 2019-2030 erfolgt die Prüfung im BBP-Netz unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Elemente und höherer Auslastung der Bestandsnetze durch Freileitungsmonitoring und weiterer Innovationen, deren Umsetzung und Wirkung bereits heute konkret beschreibbar sind. Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Gesamtinbetriebnahme des Projektes bis zum Jahr 2029 an.

Das Projekt P20 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität im nordwestlichen Niedersachsen. Insbesondere durch den Ausbau von Onshore-Wind in der Küstenregion Niedersachsen entsteht erhöhter Übertragungsbedarf, der ohne das Projekt P20 nur über das 110 kV Verteilnetz abtransportiert werden könnte.

Streckenmaßnahme M69: Emden/Ost - Halbmond

Die Maßnahme M69 wird bestätigt.

Beschreibung

Von Emden/Ost nach Halbmond ist der Neubau einer 380 kV Leitung vorgesehen. Hierzu sind eine neue 380 kV Schaltanlage im Raum Halbmond zu errichten und die 380 kV Schaltanlage Emden/Ost zu erweitern.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M69 dient nicht der Behebung von Engpässen im 380-kV-Netz, so dass sich ihre Wirksamkeit nicht sinnvoll unter diesem Aspekt prüfen lässt. Vielmehr ist die Maßnahme bei der Behebung von Netzengpässen in der unterlagerten 110kV Netzebene wirksam.

Hierfür wurden im Netzentwicklungsplan 2017-2030 umfangreiche Untersuchungen zu den Überlastungen im Verteilnetz und einer alternativen Behebung der Engpässe durch Verteilnetzausbau durchgeführt. Dabei hat sich gezeigt, dass der Ausbau im Übertragungsnetz die nachhaltigere Lösung ist um der Integration von Onshore-Wind gerecht zu werden und wurde dementsprechend bestätigt. Da im Netzentwicklungsplan 2019-2030 die installierten Leistungen im Raum Halbmond nahezu gleich bzw. sogar noch gestiegen sind, ist davon auszugehen, dass die Wirksamkeit weiterhin besteht. Es sind auch keine anderen neuen Randbedingungen erkennbar, die an der Wirksamkeit der Maßnahme etwas ändern könnten. Daher wurden die Untersuchungen im Netzentwicklungsplan 2019-2030 nicht wiederholt. Die Maßnahme ist dementsprechend weiterhin in allen Szenarien wirksam.

Erforderlichkeit

Die Auslastung der Maßnahme liegt in allen Szenarien des Zieljahres 2030 unter 20%. In allen Szenarien des Zieljahrs 2030 liegt die Auslastung bei etwa 8%. Der Wert ist etwas niedriger als noch im Netzentwicklungsplan 2017-2030, da die Stromtragfähigkeit der neuen Leitungen im Vergleich zum letzten Netzentwicklungsplan von 3600 A auf 4000A gesteigert wurde. Der Leistungsfluss über die Leitung ist jedoch in etwa gleichgeblieben. Aufgrund der niedrigen Auslastungen, die sich schon im Netzentwicklungsplan 2017-2030 gezeigt haben, wurde im Netzentwicklungsplan 2017-2030 ein alternativer Verteilnetzausbau geprüft. Da sich dieser nicht als nachhaltig erwies, ist die Maßnahme dennoch erforderlich.

Szenario Kohleausstieg 2038 (C 2038*)

Auch bei einem Kohleausstieg bis spätestens 2038 wie von der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung beschlossen erweisen sich die Maßnahmen als wirksam. Da nördlich der Maßnahme keinerlei Kohlekraftwerke einspeisen, hat der Kohleausstieg auf die Wirksamkeit keinen Einfluss.

Konsultation

Ein Konsultationsteilnehmer kritisiert, dass am Standort Emden/Ost das UCTE-Kriterium verletzt sei, da dort bereits drei Offshore-Anbindungssysteme mit je 900 MW geplant seien.

Gemäß dem UCTE-Kriterium darf der Ausfall einer Sammelschiene oder eines Sammelschienenabschnitts nicht zu einem Erzeugungs- oder Lastausfall von mehr als 2 GW führen. Weitere Netzauslegungsrelevante Ausfälle dürfen nicht zu einem Erzeugungs- oder Lastausfall von mehr als 3 GW führen. Die Einhaltung des UCTE-Kriteriums in Emden-Ost ist grundsätzlich möglich und hängt von der Verteilung der Leistung auf mehrere Sammelschienen und

Schaltanlagenabschnitte ab. Die Einbindung der Leistung in das System erfolgt dann über die Drehstromverbindung nach Conneforde und über den DC Korridor A-Nord.

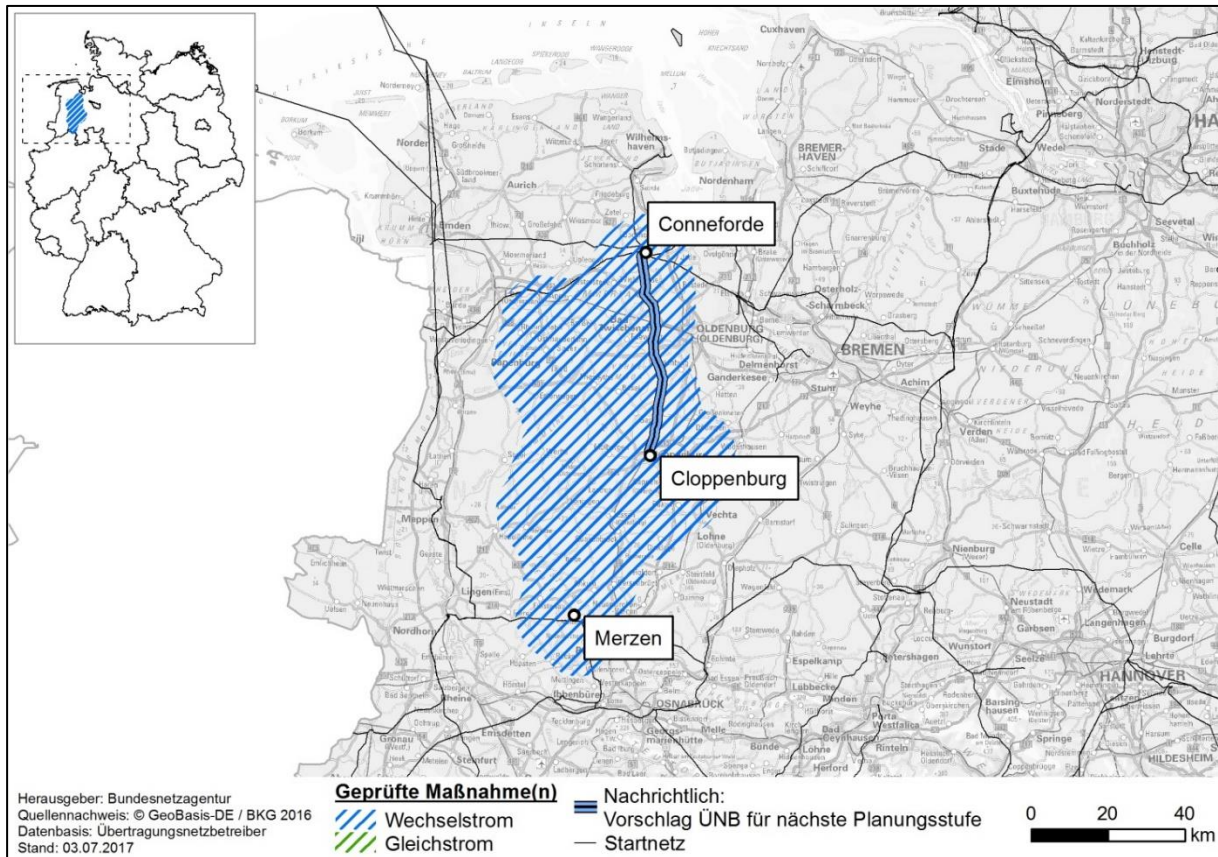
Bewertung

Die Maßnahme erweisen sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie haben eine ausreichende Auslastung und tragen signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

Auf einen Blick

P20		M69
wirksam		X
erforderlich		X
Auslastung	Durchschnitt	3%
	Maximum	8%
NOVA		A
Trassenlänge in km	Bestand	
	Ausbau	30
Bestätigt		Ja

P21: Conneforde – Garrel/Ost – Cappeln/West – Merzen/Neuenkirchen



Das Projekt P21 mit den Maßnahmen M51a und M51b ist als Vorhaben Nr. 6 Teil des Bundesbedarfsplans. Das Projekt wurde erstmals im Netzentwicklungsplan 2012 geprüft. Die Bundesnetzagentur hat seine energiewirtschaftliche Notwendigkeit erstmals im Netzentwicklungsplan 2012 für das Jahr 2018 bestätigt. Im Netzentwicklungsplan 2019-2030 wird das Projekt im Hinblick auf die geänderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen erneut überprüft. Die Prüfung erfolgt im BBP-Netz unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Elemente.

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Gesamtinbetriebnahme des Projekts im Jahr 2026 an.

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität aus dem nordwestlichen Niedersachsen in Richtung Osnabrück. Das Projekt soll sowohl Onshore- als auch Offshore-Windenergie aus dem nördlichen Niedersachsen in Richtung südliches Niedersachsen und nördliches Nordrhein-Westfalen transportieren.

Streckenmaßnahme M51a: Conneforde – Garrel/Ost – Cappel/West

Die Maßnahme M51a wird bestätigt.

Beschreibung

Im Rahmen der Maßnahme M51a ist die bestehende 220-kV-Verbindung zwischen Conneforde und Cloppenburg durch eine 380-kV-Leitung mit zwei Stromkreisen und einer Stromtragfähigkeit von je 4.000 A abzulösen (Netzverstärkung). Das bestehende Umspannwerk in Conneforde soll im Zuge der Maßnahme verstärkt werden. Um das unterlagerte Verteilnetz an die höheren Spannungsebenen anzubinden, müssen laut Übertragungsnetzbetreiber im Landkreis Cloppenburg zwei neue Umspannwerke (Garrel/Ost und Cappel/West) errichtet werden (Netzausbau/ Netzverstärkung).

Wirksamkeit

Die Maßnahme M51a erweist sich in allen drei betrachteten Szenarien als wirksam. Selbst im (n-0)-Fall, also ohne Ausfall eines Netzelementes ist das Kabelsystem zwischen Ganderkeseesee und Ganderkeseesee Süd bereits mit 108% belastet. Mit der Maßnahme M51a wird diese Überlastung behoben. In Ausfallsituationen kommt es in der Region noch zu weit höheren Überlastungen. So kann beispielsweise in Szenario A 2030 in der Stunde 1226 die Überlastung eines Kabel Doppelsystems zwischen Ganderkeseesee und Ganderkeseesee Süd bei Ausfall des parallelen Kabel Doppelsystems von 186% auf 130% reduziert werden. Ähnliche Situationen treten in mehreren Stunden und in den unterschiedlichen Szenarien auf

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet ist die Maßnahme im Szenario B 2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei ca. 42%.

Szenario Kohleausstieg 2038 (C 2038*)

Auch bei einem Kohleausstieg bis spätestens 2038 wie von der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung beschlossen erweisen sich die Maßnahmen als wirksam. So ist beispielsweise ein Kabel Doppelsystem zwischen Ganderkeseesee und Ganderkeseesee Süd in der Stunde 309 des Szenarios C 2038* mit 192% belastet, wenn das parallele Kabel Doppelsystem ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahme M51a reduziert sich die Auslastung dann auf 124%.

Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt zur Entlastung des Wechselstromnetzes und zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

Streckenmaßnahme M51b: Cappeln/West-Merzen/Neuenkirchen

Die Maßnahme M51b wird bestätigt.

Beschreibung

Durch die Maßnahme M51b wird das zweite neu zu errichtende Umspannwerk im Landkreis Cloppenburg (Cappeln/West) mit dem südlich am „Punkt Merzen“ ebenfalls neu zu errichtenden Umspannwerk verbunden. Hierfür ist die Errichtung einer neuen 380-kV-Leitung erforderlich. Diese neue Leitung ist am „Punkt Merzen“ im Bereich der Gemeinden Merzen und Neuenkirchen so an die zwischen den Standorten Hanekenfähr, Westerkappeln und Wehrendorf bestehenden 380-kV-Leitungen anzubinden, dass eine Verschaltung mit allen Bestandsleitungen möglich ist.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M51b erweist sich in allen drei betrachteten Szenarien als wirksam. Selbst im (n-0)-Fall, also ohne Ausfall eines Netzelementes ist das Kabelsystem zwischen Ganderkesee und Ganderkesee Süd bereits mit 109% belastet. Mit der Maßnahme M51b wird diese Überlastung behoben. In Ausfallsituationen kommt es in der Region noch zu weit höheren Überlastungen. So kann beispielsweise in Szenario B 2030 in der Stunde 1228 die Überlastung eines Kabelsystems zwischen Ganderkesee und Ganderkesee Süd bei Ausfall des parallelen Kabelsystems von 176% auf 122% reduziert werden. Ähnliche Situationen treten in mehreren Stunden und in den unterschiedlichen Szenarien auf

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet ist die Maßnahme im Szenario B 2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei ca. 65%.

Szenario Kohleausstieg 2038 (C 2038*)

Auch bei einem Kohleausstieg bis spätestens 2038 wie von der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung beschlossen erweisen sich die Maßnahmen als wirksam. So ist beispielsweise ein Kabelsystem zwischen Ganderkesee und Ganderkesee Süd in der Stunde 2206 des Szenarios C 2038* mit 191% belastet, wenn das parallele Kabelsystem ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahmen M51b reduziert sich die Auslastung dann auf 128%.

Konsultation

Mehrere Konsultationsteilnehmer fordern, dass die Bundesnetzagentur die Maßnahme P21 unter Berücksichtigung der HGÜ Trassen DC 21 und DC 25 erneut überprüft. Im Falle einer Erforderlich, fordern mehrere Konsultationsteilnehmer eine Bündelung mit B-Nord und Ausführung als Erdkabel.

Die Maßnahme P21 dient dazu den im nördlichen Niedersachsen eingespeisten Strom aus Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen in Richtung Süden Niedersachsens zu transportieren. Da in Conneforde zukünftig Offshore Windenergie einspeist, ist es notwendig die bestehende 220 kV Leitung zwischen Conneforde und Cloppenburg als 380 kV Leitung zu verstärken. Für den südlichen Teil zwischen Cloppenburg und Merzen hat die Bundesnetzagentur die Wirksamkeit auch mit zugeschaltetem Korridor B-Nord untersucht. Die Berechnungen zeigen, dass es auch mit Korridor B-Nord zu Überlastungen in der Region kommt. In der Stunde 1228 des Szenario B 2030 liegt ohne die

Maßnahme M51b beispielsweise trotz Korridor B-Nord (DC21 und DC25) immer noch eine Überlastung des Kabelsystems zwischen Ganderkesee und Ganderkesee Süd bei Ausfall des parallelen Kabelsystems von 142% vor. Mit der Maßnahme M51b kann diese auf 108% reduziert werden. Bei einem Kohleausstieg bis spätestens 2038 wie von der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung beschlossen ist die verbleibende Überlastung, aufgrund der gestiegenen Offshore Windenergie noch höher. So liegt trotz Korridor B-Nord auf dem Kabelsystem zwischen Ganderkesee und Ganderkesee Süd in der Stunde 2206 des Szenarios C 2038* ohne die Maßnahme M51b noch eine Belastung von 161% vor, wenn das parallele Kabelsystem ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahmen M51b reduziert sich die Auslastung dann auf 107%.

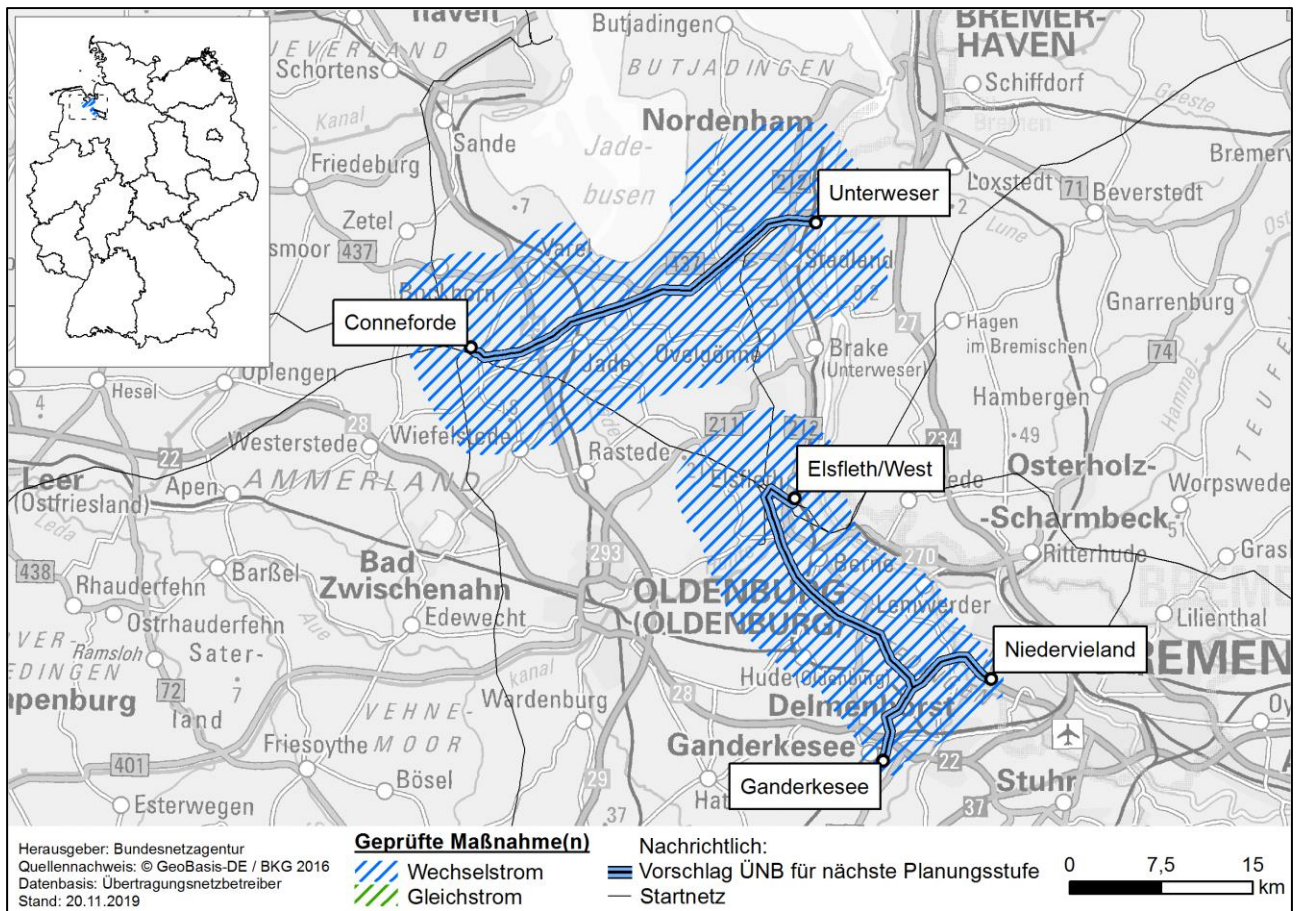
Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

Auf einen Blick

P21		M51a	M51b
wirksam		X	X
erforderlich		X	X
Auslastung	Durchschnitt	13%	21%
	Maximum	42%	65%
NOVA		V	A
Trassenlänge in km	Bestand	77	
	Ausbau		51
Bestätigt		Ja	Ja

P22: Netzverstärkung von Conneforde über Unterweser und Elsfleth/West nach Ganderkesee



Das Projekt P22 besteht aus den Maßnahmen M80, M82 und M87 und wurde der Bundesnetzagentur in allen vorherigen Netzentwicklungsplänen seit 2012 zur Prüfung eingereicht, jedoch bisher noch nicht bestätigt. Die Bundesnetzagentur hat das Projekt in ihrer Schwachstellenanalyse des BBP-Netzes im Netzentwicklungsplan 2019-2030 zunächst als möglicherweise geeignet identifiziert und daher geprüft. Während der Konsultation haben die Übertragungsnetzbetreiber weiterhin die Maßnahme M92 eingereicht, um den Anschluss von bis zu 4 GW offshore Windkraft in Unterweser zu gewährleisten. Die Maßnahmen M82 und M87 sollen, nach Angaben der Übertragungsnetzbetreiber, durch Hinzunahme der M92, sowie den neuen Maßnahmen M90 und P535 des Projektes P119 entfallen. Die Übertragungsnetzbetreiber reagieren damit auf die veränderte Konfiguration der offshore Netzanbindungen. Hierdurch werden am Standort Unterweser bis zu 4 GW offshore Windkraft angebunden.

Die Prüfung erfolgt im Iterationsnetz unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Elemente und höherer Auslastung der Bestandsnetze durch Freileitungsmonitoring und weiterer Innovationen, deren Umsetzung und Wirkung bereits heute konkret beschreibbar sind.

Unterweser ist als Netzverknüpfungspunkt für Offshore-Anbindungen vorgesehen. Von Unterweser aus soll das Projekt P22 die Offshore-Windenergie in Richtung Elsfleth/West und Conneforde sowie an die HGÜ-Korridore A und C und an das weiter südlich bereits stärker ausgebaute Übertragungsnetz verteilen.

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Gesamtinbetriebnahme im Jahr 2030 an.

Streckenmaßnahme M80: Elsfleth/West nach Ganderkesee (über Niedervieland)

Die Maßnahme M80 wird bestätigt.

Beschreibung

Von Ganderkesee über Niedervieland zur im Bau befindlichen Schaltanlage Elsfleth/West ist eine Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung vorgesehen. Hierfür muss die bestehende Leitung mit zwei 380-kV-Stromkreisen und einer Stromtragfähigkeit von je 4.000 A neu errichtet werden. Weiterhin sollen die 380-kV-Schaltanlagen Ganderkesee und Niedervieland verstärkt werden (Netzverstärkung).

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2030 an.

Wirksamkeit

Die Wirksamkeit der Maßnahme M80 begründet sich durch eine Entlastung der bestehenden Achse Elsfleth nach Ganderkesee. Die Maßnahme behebt in allen drei betrachteten Szenarien des Szenariorahmens (n-1)-Verletzungen zwischen Elsfleth/West und Ganderkesee und ist demnach wirksam. Ohne die Maßnahme M80 ist zum Beispiel ein Stromkreis zwischen Elsfleth/West und Ganderkesee in der Stunde 1226 des Szenarios A 2030 mit 129% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Durch die Maßnahme M80 reduziert sich diese Auslastung auf 89%. Ähnliche Situationen treten in mehreren Stunden und in den unterschiedlichen Szenarien auf.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet ist die Maßnahme im Szenario B 2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei ca. 35%.

Szenario Kohleausstieg 2038 (C 2038*)

Auch bei einem Kohleausstieg bis spätestens 2038 wie von der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung beschlossen erweist sich die Maßnahme als wirksam. So ist beispielsweise ein Stromkreis von Elsfleth/West nach Ganderkesee in der Stunde 2204 des Szenarios C 2038* mit 153% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahme M45 reduziert sich die Auslastung dann auf 105%.

Alternativen

Zur Maßnahme M80 sind keine naheliegenden netztechnischen Alternativen erkennbar.

Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und sie beseitigt in einer hinreichenden Zahl von Stunden Engpässe. Dadurch trägt sie dazu bei, in erheblichem Umfang Engpassmanagement einzusparen.

Streckenmaßnahme M82: Conneforde nach Unterweser

Die Maßnahme M82 wird nicht bestätigt.

Beschreibung

Die existierende Leitung, auf der ein 220-kV- und ein 380-kV-Stromkreis aufgelegt sind, soll verstärkt werden (Netzverstärkung). Hierfür müsse die Leitung mit zwei 380-kV-Stromkreisen neu errichtet werden, da eine Verstärkung mittels Hochtemperaturseilen nicht möglich sei. Weiterhin soll die betroffene 380-kV-Schaltanlage in Conneforde verstärkt werden (Netzverstärkung) sowie die bestehende Schaltanlage Unterweser durch Neubau abgelöst werden (Netzverstärkung).

Die Übertragungsnetzbetreiber haben im Rahmen der Konsultation eine neue Variante der P22 eingereicht und vorgeschlagen auf die Maßnahmen M82 und M87 zu verzichten.

Bewertung

Durch die neu eingereichte Maßnahme M92 (Netzoptimierung/-verstärkung) werden die Engpässe zwischen Conneforde und Unterweser hinreichend beseitigt. Nach dem NOVA Kriterium ist die Maßnahme M92 der M82 vorzuziehen. Die Maßnahme M82 ist somit nicht mehr erforderlich.

Streckenmaßnahme M87: Unterweser nach Elsfleth/West

Die Maßnahme M87 wird nicht bestätigt.

Beschreibung

Die existierende Leitung mit zwei 380-kV Stromkreisen soll durch neue 380-kV Stromkreise mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A abgelöst werden (Netzverstärkung).

Die Übertragungsnetzbetreiber haben im Rahmen der Konsultation eine neue Variante der P22 eingereicht und vorgeschlagen auf die Maßnahmen M82 und M87 zu verzichten.

Bewertung

Durch Hinzunahme der P119, sowie der Maßnahmen M80 und M92 der P22 werden die Überlastungen in der Region Unterweser stark reduziert. Es sind zwar weiterhin in über 400 Stunden verbleibende Überlastungen vorhanden, jedoch liegt der Überlastungsindex auf den betreffenden Leitungen nur bei circa 12 GWh. Da sich dieser Wert unterhalb der 30 GWh Schwelle befindet, liegt kein wesentlicher Netzengpass mehr vor. Die Maßnahme M87 ist daher nicht erforderlich.

Streckenmaßnahme M92: Conneforde nach Unterweser

Die Maßnahme M92 wird bestätigt.

Beschreibung

Auf der existierenden Leitung, auf der ein 220-kV- und ein 380-kV-Stromkreis aufgelegt sind, wird die Stromtragfähigkeit durch Umstellung des 220-kV-Stromkreises auf 380-kV erhöht (Netzoptimierung). Hierzu muss

die 380-kV-Schaltanlage in Conneforde um ein zusätzliches 380-kV-Schaltfeld verstärkt werden (Netzverstärkung).

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2030 an. Da es sich bei der Maßnahme, nach Angaben der Übertragungsnetzbetreiber nur um eine Netzoptimierung, beziehungsweise eine Verstärkung der Schaltanlage ohne Neubau handelt ist eine mögliche frühere Inbetriebnahme zu prüfen.

Wirksamkeit

Die Wirksamkeit der Maßnahme M92 behebt in allen drei betrachteten Szenarien des Szenariorahmens (n-1)-Verletzungen zwischen Conneforde und Unterweser und ist demnach wirksam. Ohne die Maßnahme M92 ist zum Beispiel ein Stromkreis zwischen Elsfleth/West und Unterweser in der Stunde 3472 des Szenarios A 2030 mit 115% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Durch die Maßnahme M92 reduziert sich diese Auslastung auf 74%. Ähnliche Situationen treten in mehreren Stunden und in den unterschiedlichen Szenarien auf.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet ist die Maßnahme im Szenario B 2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei ca. 52%.

Szenario Kohleausstieg 2038 (C 2038*)

Auch bei einem Kohleausstieg bis spätestens 2038 wie von der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung beschlossen erweist sich die Maßnahme als wirksam.

So ist beispielsweise ein Stromkreis von Elsfleth/West nach Unterweser in der Stunde 6953 des Szenarios C 2038* mit 113% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahme M92 reduziert sich die Auslastung dann auf 98%.

Alternativen

Zur Maßnahme M92 sind keine naheliegenden netztechnischen Alternativen erkennbar.

Konsultation

Ein Konsultationsteilnehmer merkt an, dass der Standort Unterweser entwickelt worden sei, um das dort errichtete Kernkraftwerk gleichen Namens an das Übertragungsnetz anschließen zu können. Nach dessen endgültiger Stilllegung gäbe es keinen Grund mehr, auf dem Weg zwischen Conneforde und Elsfleth diesen Umweg mit einzuplanen.

Der Standort Unterweser ist als Netzverknüpfungspunkt für die offshore Anbindungen NOR-9-1 und NOR-10-1 mit einer Gesamtleistung von 4000 MW vorgesehen. Eine Verstärkung der Verbindungen nach Conneforde und Elsfleth/West ist daher auch nach Abschaltung der Kernkraftwerke notwendig.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben im Rahmen der Konsultation eine modifizierte Variante des Projekt P22 in Kombination mit den Maßnahmen M90 und M535 der P119 eingereicht. Durch Hinzunahme dieser zusätzlichen Maßnahmen soll das Projekt P23 entfallen. Begründet wird dies durch die verstärkte Anbindung von offshore Windparks in Unterweser. Der Standort Unterweser ist als Netzverknüpfungspunkt für die offshore Anbindungen NOR-9-1 und NOR-10-1 mit einer Gesamtleistung von 4000 MW vorgesehen.

Die Bundesnetzagentur hat die Auswirkungen der veränderten Konfiguration von offshore Anbindungen auf das landseitige Netz untersucht. Hierzu wurden zunächst – wie von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagen – die Maßnahmen M90 und M535 der P119 sowie M80 und M92 der P22 in das Iterationsnetz eingebaut. Nachdem sich diese Maßnahmen als erforderlich und wirksam erwiesen wurden weitere Sensitivitäten mit den ursprünglichen Maßnahmen der P22, sowie dem Verzicht auf die P23 untersucht. Hierbei wurde deutlich, dass die Projekte P119 und P22, wie von den Übertragungsnetzbetreibern im Rahmen der Konsultation vorgeschlagen bestätigt werden können. Auf die alten Maßnahmen M82 und M87 der P22 kann durch die veränderte Konfiguration verzichtet werden. Die P23 bleibt jedoch, aufgrund verbleibender Netzengpässe weiterhin notwendig.

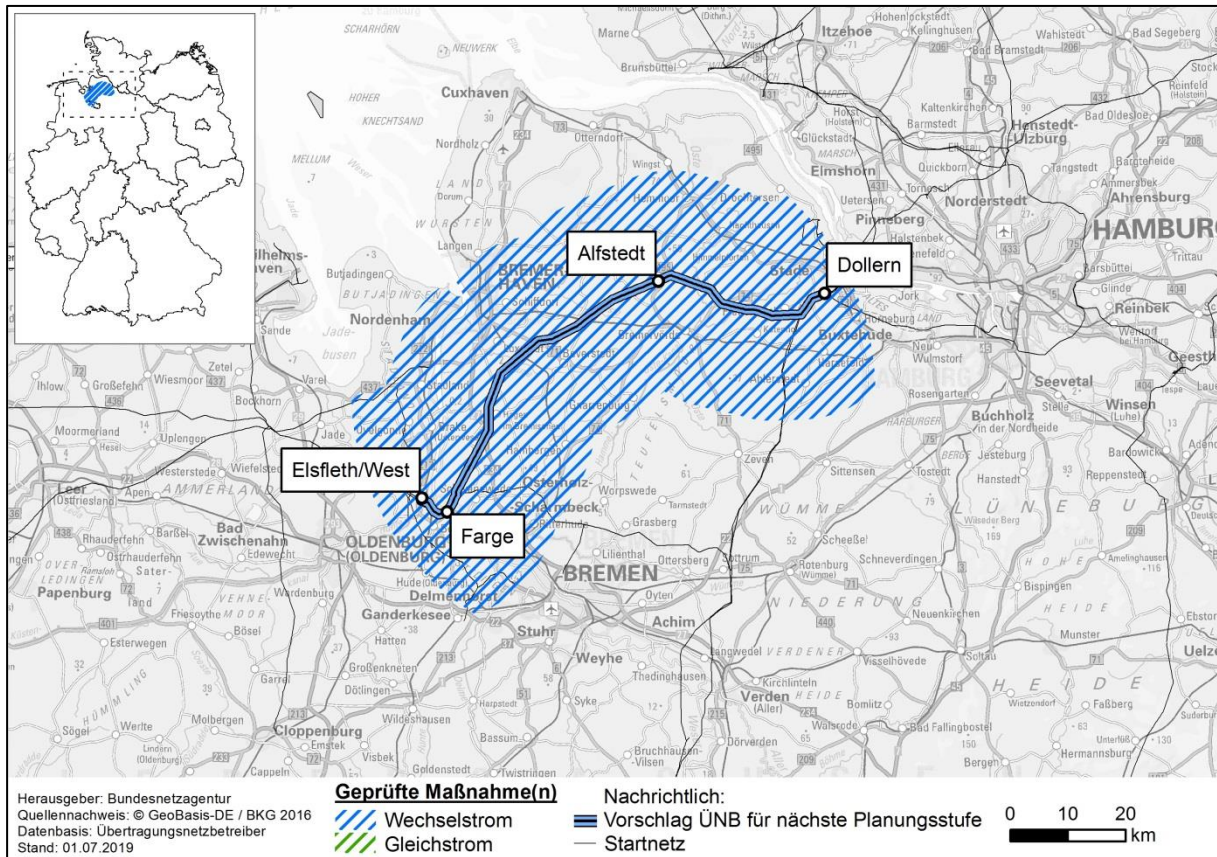
Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und sie beseitigt in einer hinreichenden Zahl von Stunden Engpässe. Dadurch trägt sie dazu bei, in erheblichem Umfang Engpassmanagement einzusparen.

Auf einen Blick

P22		M80	M82	M87	M92
wirksam		X			X
erforderlich		X			X
Auslastung	Durchschnitt	9%			20%
	Maximum	35%			52%
NOVA		V	V	V	V
Trassenlänge in km	Bestand	36	32	27	32
	Ausbau				
Bestätigt		Ja	Nein	Nein	Ja

P23: Netzverstärkung zwischen Dollern und Elsfleth/West



Das Projekt P23 mit der Maßnahme M20 ist als Vorhaben Nr. 38 Teil des Bundesbedarfsplans. Das Projekt wurde erstmals im Netzentwicklungsplan 2013 geprüft und seine energiewirtschaftliche Notwendigkeit bestätigt. Im Netzentwicklungsplan 2019-2030 wird das Projekt im Hinblick auf die geänderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen erneut überprüft. Die Prüfung erfolgt im BBP-Netz unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Elemente.

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Inbetriebnahme des Projekts im Jahr 2029 an.

In sämtlichen untersuchten Szenarien kommt es zu einem deutlichen Überschuss an Energie in den nördlichen Bundesländern. Dies liegt unter anderem an hohen Prognosen für die Stromerzeugung aus Windenergie (onshore wie auch offshore) im nördlichen Niedersachsen und in Schleswig-Holstein. Die vorhandene Netzinfrastruktur in der Region zwischen Hamburg und Bremen wird nicht mehr ausreichend dimensioniert sein. Das Projekt P23 dient dazu den erhöhten Leistungstransport zu ermöglichen.

Streckenmaßnahme M20: Dollern – Elsfleth/West

Die Maßnahme M20 wird bestätigt.

Beschreibung

Von Dollern über Alfstedt und Farge nach Elsfleth/West ist die bestehende 380 kV-Leitung durch eine neue Leitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A zu verstärken. Laut TenneT ist eine Verstärkung mit Hochtemperaturseilen nicht möglich. Weiterhin sind die 380 kV-Schaltanlagen Dollern, Alfstedt und Farge zu verstärken. Die 380 kV-Schaltanlage Elsfleth/West soll neu errichtet werden (Projekt P155).

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2029 an.

Wirksamkeit

Die Maßnahme erweist sich in allen vier betrachteten Szenarien als wirksam. In allen vier Szenarien sorgt sie für (n 1)-Sicherheit auf den Stromkreisen zwischen Dollern und Elsfleth/West und Alfstedt. Ohne die Maßnahme M20 kommt es beispielsweise in der Stunde 4265 des Szenarios C 2030 zu einer Überlastung von 192% auf einem Stromkreis zwischen Alfstedt und Elsfleth/West, wenn ein Stromkreis zwischen Alfstedt und Farge ausfällt. Mit der Maßnahme M20 beträgt die Auslastung dann nur 144%. Derartige Situationen mit der beschriebenen entlastenden Wirkung von Maßnahme M20 treten jeweils in mehreren Stunden in allen vier Szenarien auf.

Die Maßnahme entfaltet ihre Wirkung in Situationen mit hohem Nord-Süd-Leistungsfluss. Da diese Situationen massiv durch die hohen installierten Leistungen der Onshore- und Offshore-Windenergie beeinflusst werden, ist die Wirkung der Maßnahme über alle untersuchten Szenarien hinweg sehr robust.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme als erforderlich. Die geringste Auslastung weist sie in Szenario A 2030 auf. Die maximale Auslastung beträgt hier im (n-0)-Fall 69%.

Szenario Kohleausstieg 2038 (C 2038*)

Auch bei einem Kohleausstieg bis spätestens 2038 wie von der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung beschlossen erweist sich die Maßnahme als wirksam. So ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Alfstedt und Elsfleth/West in der Stunde 4075 des Szenarios C 2038* mit 160% belastet, wenn ein Stromkreis zwischen Alfstedt und Farge ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahme M20 reduziert sich die Auslastung dann auf 112%.

Alternativen

Zur Maßnahme M20 sind keine naheliegenden netztechnischen Alternativen erkennbar.

Konsultation

Die Übertragungsnetzbetreiber haben im Rahmen der Konsultation eine modifizierte Variante des Projekt P22 in Kombination mit den Maßnahmen M90 und M535 der P119 eingereicht. Durch Hinzunahme dieser zusätzlichen Maßnahmen soll das Projekt P23 entfallen. Begründet wird dies durch die verstärkte Anbindung von offshore Windparks in Unterweser. Der Standort Unterweser ist als Netzverknüpfungspunkt für die offshore Anbindungen NOR-9-1 und NOR-10-1 mit einer Gesamtleistung von 4000 MW vorgesehen.

Die Bundesnetzagentur hat die Auswirkungen der veränderten Konfiguration von offshore Anbindungen auf das landseitige Netz untersucht. Hierzu wurden zunächst – wie von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagen – die Maßnahmen M90 und M535 der P119 sowie M80 und M92 der P22 in das Iterationsnetz eingebaut. Nachdem sich diese Maßnahmen als erforderlich und wirksam erwiesen wurden weitere Sensitivitäten mit den ursprünglichen Maßnahmen der P22 sowie dem Verzicht auf die P23 untersucht. Hierbei wurde deutlich, dass die Projekte P119 und P22 wie von den Übertragungsnetzbetreibern im Rahmen der Konsultation vorgeschlagen bestätigt werden können. Auf die alten Maßnahmen M82 und M87 der P22 kann durch die veränderte Konfiguration verzichtet werden. Die P23 bleibt jedoch, aufgrund verbleibender Netzengpässe weiterhin notwendig.

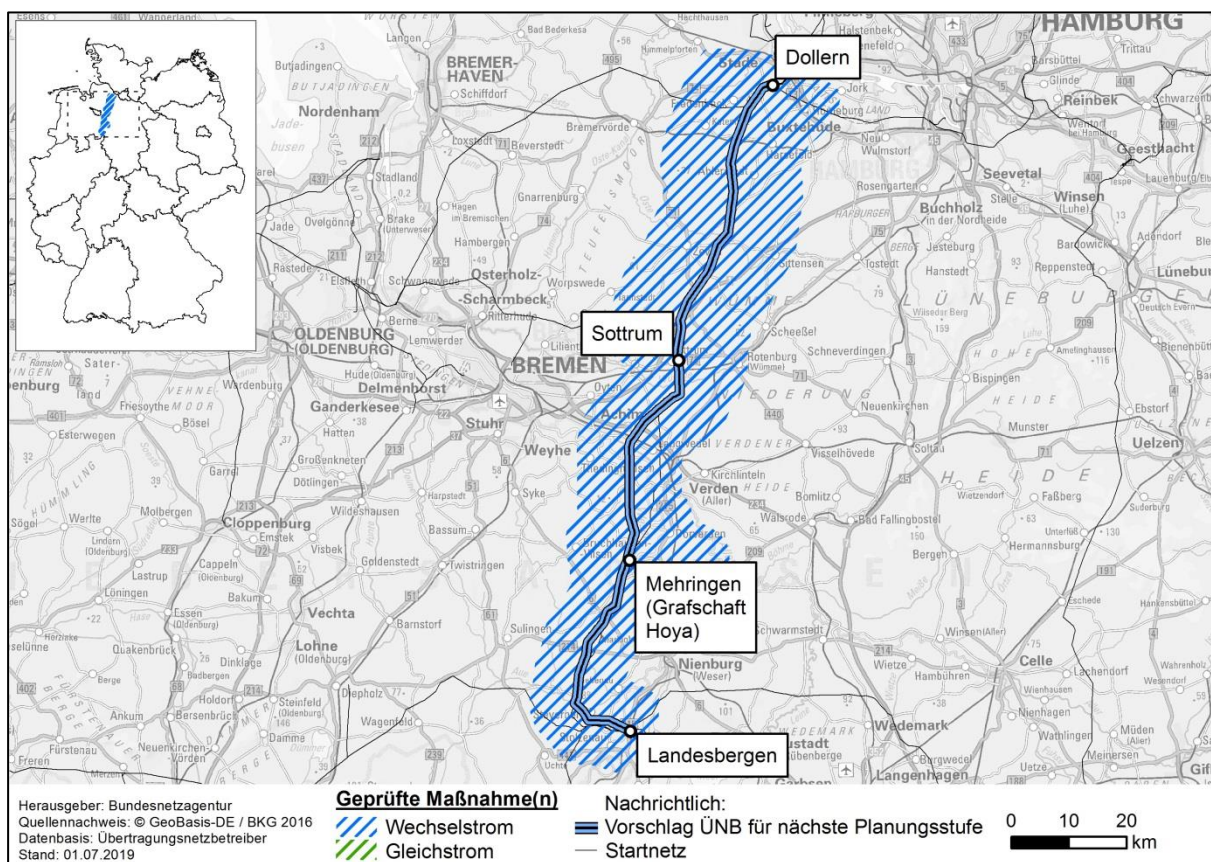
Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und sie beseitigt in einer hinreichenden Zahl von Stunden Engpässe. Dadurch trägt sie dazu bei, in erheblichem Umfang Engpassmanagement einzusparen.

Auf einen Blick

P23		M20
wirksam		X
erforderlich		X
Auslastung	Durchschnitt	15%
	Maximum	69%
NOVA		V
Trassenlänge in km	Bestand	100
	Ausbau	
Bestätigt		Ja

P24: Netzverstärkung und -ausbau zwischen Dollern, Sottrum und Landesbergen



Das Projekt P24 mit den Maßnahmen M71 a/b, M72 und M73 ist als Vorhaben Nr. 7 Teil des Bundesbedarfsplans. Es wurde erstmals im Netzentwicklungsplan 2012 geprüft und seine energiewirtschaftliche Notwendigkeit in diesem und den darauffolgenden Netzentwicklungsplänen jeweils bestätigt. Im Netzentwicklungsplan 2019-2030 wird das Projekt im Hinblick auf die geänderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen erneut überprüft. Die Prüfung erfolgt im BBP-Netz unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Elemente. Die Maßnahmen M71a befindet sich inzwischen im Planfeststellungsverfahren. Sie wurden daher durch die Übertragungsnetzbetreiber in das Startnetz überführt und im Rahmen des Netzentwicklungsplans 2019-2030 nicht erneut beantragt. Mittlerweile wurde auch für die Maßnahme M71b das Planfeststellungsverfahren eröffnet. Daher ist das Projekt als Startnetz zu qualifizieren. Dies schließt nicht aus, bei unerwarteter Änderung wichtiger Rahmenbedingungen auch bei fortgeschrittener Umsetzung des Vorhabens den Bedarf noch einmal nachzuprüfen. Bisher aber haben sich Vorhaben des Bundesbedarfsplans auch nach mehrmaliger Prüfung über die verschiedenen Netzentwicklungspläne hinweg als robust auch gegenüber merklich veränderten Rahmenbedingungen erwiesen. Ihre tatsächliche Umsetzung schreitet in den dafür vorgesehenen Raumordnungs-, Bundesfachplanungs- und Planfeststellungsverfahren (teils in Zuständigkeit der Länder, teils in Zuständigkeit des Bundes) voran. Für diese Verfahren ist eine ad infinitum fortgesetzte Überprüfung des netztechnischen Bedarfs der betroffenen Maßnahme hinderlich, da dies so wahrgenommen wird, als stünde die gesetzliche Bedarfsfeststellung für alle Zeit unter Vorbehalt. Die Bundesnetzagentur hat die begonnene Prüfung der Maßnahme M71b gleichwohl fortgesetzt und die Maßnahme auch nochmals in die Bestätigung des Netzentwicklungsplans 2019-2030 aufgenommen. Denn bei dem Begriff des Startnetzes geht es nicht um ein Prüfungs- oder Bestätigungsverbot, sondern nur um einen klaren Aufsetzpunkt für die Netzmodellierungen. Es ist verfahrensökonomischer

und damit sinnvoller, den zu Beginn der Prüfungen gewählten Aufsetzpunkt beizubehalten als diesen zwi-
schendurch anzupassen.

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Gesamtinbetriebnahme des Projekts im Jahr 2026 an.

Bereits heute kommt es in Niedersachsen und Schleswig-Holstein zu starken Nord-Süd-Leistungsflüssen auf-
grund von Windenergieeinspeisungen, so dass wegen bestehender Netzengpässe Windkraftanlagen abgeregelt
werden müssen.

Wegen des weiteren Ausbaus der Offshore- und Onshore-Windenergie wird die Netzinfrastruktur in der Region
zwischen Hamburg und Bremen im Jahr 2030 nicht mehr ausreichen. Das Projekt P24 dient dazu, den erhöhten
Leistungsstrom Richtung Süden zu ermöglichen.

Streckenmaßnahmen M71b: Dollern – Sottrum

Die Maßnahme M71b wird bestätigt.

Beschreibung

Zwischen Stade/West und Sottrum ist im Rahmen dieser Maßnahme gemeinsam mit der Maßnahme TTG-P24
(ehemals M71a) eine 380-kV-Leitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A als Neubau geplant. In
Stade/West wird dazu eine neue 380-kV-Schaltanlage errichtet sowie die 380-kV-Schaltanlage in Sottrum ver-
stärkt. Die neue 380-kV-Leitung soll an Dollern vorbeigeführt und in Sottrum angeschlossen werden. Dadurch
wird eine starke Leistungskonzentration in Dollern vermieden und die Sicherheit der Nord-Süd-Verbindung
erhöht. Nach Umsetzung des Projekts P24 kann die bestehende 220-kV-Leitung auf diesem Abschnitt zurück-
gebaut werden. Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Inbetriebnahme der Maßnahmen im Jahr 2023 an.

Wirksamkeit

Aufgrund der elektrotechnischen Abhängigkeit der Maßnahmen voneinander werden die drei Maßnahmen
M71b, M72 und M73 gemeinsam als Block geprüft.

Die Maßnahmen M71b, M72 und M73 erweisen sich in allen vier betrachteten Szenarien als wirksam. Sie zeigen
eine erhebliche entlastende Wirkung auf der Transportachse von Dollern über Sottrum und Wechold (Graf-
schaft Hoya) bis Landesbergen. In allen vier Szenarien sorgen die Maßnahmen für (n-1)-Sicherheit auf den
Stromkreisen zwischen Dollern und Sottrum. So kommt es beispielsweise in der durch starke Offshore-Wind-
einspeisung geprägten Stunde 6281 des Szenarios C 2030 ohne die Maßnahmen zu einer Überlastung von 157%
auf einem Stromkreis zwischen Dollern und Sottrum, wenn der parallele Stromkreis ausfällt. Mit den Maßnah-
men M71b, M72 und M73 beträgt die Auslastung in dieser Ausfallsituation nur 131%. Derartige Situationen mit
der beschriebenen entlastenden Wirkung der Maßnahmen können jeweils für mehrere Stunden in allen vier
Szenarien nachgewiesen werden.

Die Maßnahmen entfalten ihre Wirkung in Situationen mit hohem Nord-Süd-Leistungsfluss. Da diese Situati-
onen eine Folge der hohen installierten Leistungen der Onshore- und Offshore-Windenergie sind, ist die Wir-
kung der Maßnahmen über alle untersuchten Szenarien hinweg sehr robust.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweisen sich die Maßnahmen als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet sind sie im Szenario B 2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei ca. 22%. Die Maßnahmen sind folglich auch erforderlich.

Szenario Kohleausstieg 2038 (C 2038*)

Auch bei einem Kohleausstieg bis spätestens 2038 wie von der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung beschlossen erweisen sich die Maßnahmen als wirksam. So ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Landesbergen und Wechold in der Stunde 2206 des Szenarios C 2038* mit 154% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahmen M71b, M72 und M73 reduziert sich die Auslastung dann auf 122%.

Bewertung

Die Maßnahme erwies sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

Streckenmaßnahme M72: Sottrum – Mehringen (Grafschaft Hoya)

Die Maßnahme M72 wird bestätigt.

Beschreibung

Im Zuge dieser Maßnahme soll die bereits vorhandene 220-kV-Leitung zwischen Sottrum und Wechold durch eine neue 380-kV-Leitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A ersetzt werden. Aufgrund der erhöhten Spannung müsste die bestehende 380-kV-Schaltanlage in Sottrum erweitert werden. Die bestehende 220-kV-Schaltanlage in Wechold muss durch eine vollständig neu zu errichtende 380-kV-Schaltanlage im Suchraum Grafschaft Hoya (Mehringen) ersetzt werden. Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2026 an.

Wirksamkeit

Aufgrund der elektrotechnischen Abhängigkeit der Maßnahmen voneinander werden die drei Maßnahmen M72 und M73 gemeinsam als Block geprüft.

Die Maßnahmen M72 und M73 erweisen sich in allen vier betrachteten Szenarien als wirksam. Sie zeigen eine erhebliche entlastende Wirkung auf der Transportachse von Dollern über Sottrum und Wechold (Grafschaft Hoya) bis Landesbergen. In allen vier Szenarien sorgen die Maßnahmen für (n-1)-Sicherheit auf den Stromkreisen zwischen Dollern und Sottrum. So kommt es beispielsweise in der durch starke Offshore-Windeinspeisung geprägten Stunde 6281 des Szenarios C 2030 ohne die Maßnahmen zu einer Überlastung von 157% auf einem Stromkreis zwischen Dollern und Sottrum, wenn der parallele Stromkreis ausfällt. Mit den Maßnahmen M72 und M73 beträgt die Auslastung in dieser Ausfallsituation nur 132%. Derartige Situationen mit der beschriebenen entlastenden Wirkung der Maßnahmen können jeweils für mehrere Stunden in allen vier Szenarien nachgewiesen werden.

Die Maßnahmen entfalten ihre Wirkung in Situationen mit hohem Nord-Süd-Leistungsfluss. Da diese Situationen eine Folge der hohen installierten Leistungen der Onshore- und Offshore-Windenergie sind, ist die Wirkung der Maßnahmen über alle untersuchten Szenarien hinweg sehr robust.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet ist die Maßnahme im Szenario A 2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei ca. 57%.

Szenario Kohleausstieg 2038 (C 2038*)

Auch bei einem Kohleausstieg bis spätestens 2038 wie von der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung beschlossen erweisen sich die Maßnahmen als wirksam. So ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Landesbergen und Wechold in der Stunde 2206 des Szenarios C 2038* mit 155% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahmen M72 und M73 reduziert sich die Auslastung dann auf 100%.

Alternativen

Zu der Maßnahme M72 sind keine naheliegenden netztechnischen Alternativen erkennbar.

Bewertung

Die Maßnahme erwies sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und sie beseitigt in einer hinreichenden Zahl von Stunden Engpässe. Dadurch trägt sie dazu bei, in erheblichem Umfang Engpassmanagement einzusparen.

Streckenmaßnahme M73: Mehringen (Grafschaft Hoya) – Landesbergen

Die Maßnahme M73 wird bestätigt.

Beschreibung

Im Zuge dieser Maßnahme soll die bereits vorhandene 220-kV-Leitung zwischen Wechold und Landesbergen durch eine neue 380-kV-Leitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A ersetzt werden. Aufgrund der erhöhten Spannung müsste die bestehende 380-kV-Schaltanlage in Landesbergen erweitert werden. Die bestehende 220-kV-Schaltanlage in Wechold muss durch eine im Suchraum Grafschaft Hoya (Mehringen) vollständig neu zu errichtende 380-kV-Schaltanlage ersetzt werden. Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2026 an.

Wirksamkeit

Aufgrund der elektrotechnischen Abhängigkeit der Maßnahmen voneinander werden die drei Maßnahmen M72 und M73 gemeinsam als Block geprüft.

Die Maßnahmen M72 und M73 erweisen sich in allen vier betrachteten Szenarien als wirksam. Sie zeigen eine erhebliche entlastende Wirkung auf der Transportachse von Dollern über Sottrum und Wechold (Grafschaft

Hoya) bis Landesbergen. In allen vier Szenarien sorgen die Maßnahmen für (n-1)-Sicherheit auf den Stromkreisen zwischen Dollern und Sottrum. So kommt es beispielsweise in der durch starke Offshore-Windeinspeisung geprägten Stunde 6281 des Szenarios C 2030 ohne die Maßnahmen zu einer Überlastung von 157% auf einem Stromkreis zwischen Dollern und Sottrum, wenn der parallele Stromkreis ausfällt. Mit den Maßnahmen M72 und M73 beträgt die Auslastung in dieser Ausfallsituation nur 132%. Derartige Situationen mit der beschriebenen entlastenden Wirkung der Maßnahmen können jeweils für mehrere Stunden in allen vier Szenarien nachgewiesen werden.

Die Maßnahmen entfalten ihre Wirkung in Situationen mit hohem Nord-Süd-Leistungsfluss. Da diese Situationen eine Folge der hohen installierten Leistungen der Onshore- und Offshore-Windenergie sind, ist die Wirkung der Maßnahmen über alle untersuchten Szenarien hinweg sehr robust.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet ist die Maßnahme im Szenario A 2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei ca. 57%.

Szenario Kohleausstieg 2038 (C 2038*)

Auch bei einem Kohleausstieg bis spätestens 2038 wie von der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung beschlossen erweisen sich die Maßnahmen als wirksam. So ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Landesbergen und Wechold in der Stunde 2206 des Szenarios C 2038* mit 155% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahmen M72 und M73 reduziert sich die Auslastung dann auf 100%.

Alternativen

Zu der Maßnahme M73 sind keine naheliegenden netztechnischen Alternativen erkennbar.

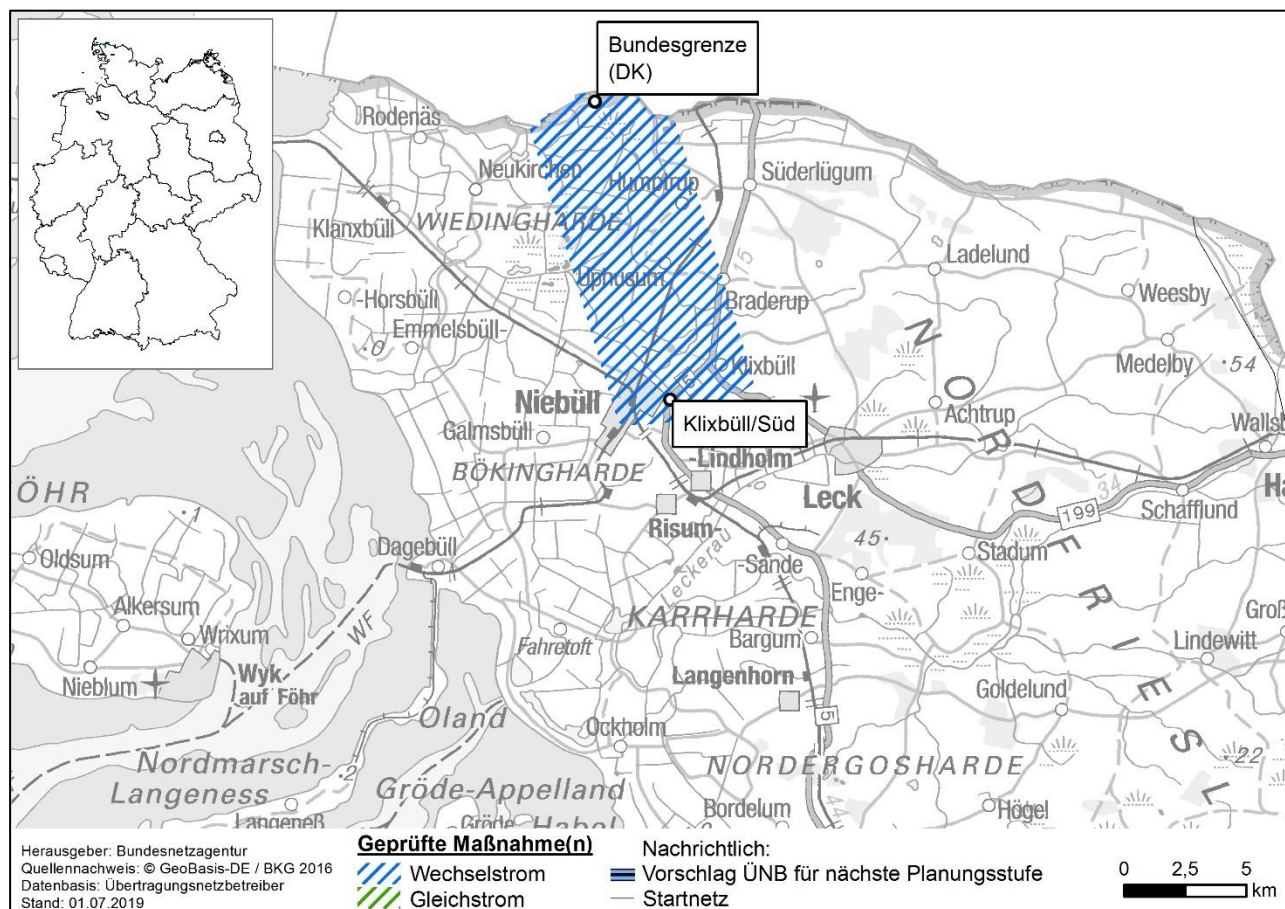
Bewertung

Die Maßnahme erwies sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und sie beseitigt in einer hinreichenden Zahl von Stunden Engpässe. Dadurch trägt sie dazu bei, in erheblichem Umfang Engpassmanagement einzusparen.

Auf einen Blick

P24		M72	M73
wirksam		X	X
erforderlich		X	X
Auslastung	Durchschnitt	23%	23%
	Maximum	57%	57%
NOVA		V	V
Trassenlänge in km	Bestand	42	45
	Ausbau		
Bestätigt		Ja	Ja

P25: Brunsbüttel – Bundesgrenze (DK) („Westküstenleitung“)



Das Projekt P25 ist als Vorhaben Nr. 8 Teil des Bundesbedarfsplans. Zusätzlich wurde es von der Europäischen Kommission unter den Nummern 1.3.1 und 1.3.2 in die Unionsliste der Vorhaben von gemeinsamem Interesse aufgenommen („Projects of Common Interest“ – PCI, vgl. Anhang VII der Verordnung EU/347/2013, zuletzt geändert durch die delegierte Verordnung EU/2016/89 vom 18.11.2015).

Das Projekt wurde erstmals im Netzentwicklungsplan 2012 geprüft. Die Bundesnetzagentur hat die energie-wirtschaftliche Notwendigkeit seitdem bestätigt. Im Netzentwicklungsplan 2019-2030 wird das Projekt im Hin-blick auf die geänderten energie-wirtschaftlichen Rahmenbedingungen nochmals überprüft.

Das Projekt P25 besteht aus fünf Abschnitten. Der Abschnitt von Brunsbüttel nach Süderdunn ist in Betrieb und die Abschnitte von Süderdunn bis zur Umspannung Heide/West sowie von Heide/West nach Husum/Nord in Umsetzung. Der Abschnitt von Husum nach Klixbüll befindet sich im Planfeststellungsverfahren. Diese Ab-schnitte sind somit Teil des Startnetzes. Für den letzten Abschnitt von Klixbüll bis zur dänischen Bundesgrenze (M45) liegt noch kein Antrag auf Planfeststellung vor.

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Inbetriebnahme im Jahr 2023 an.

Insbesondere durch den Ausbau der Onshore-Windenergie an der Westküste Schleswig-Holsteins entsteht ein höherer Übertragungsbedarf, der in Zukunft nicht mehr durch das bestehende 110-kV-Netz bewältigt werden kann.

Eine der wesentlichen Maßnahmen zur Integration dieses Zubaus an erneuerbaren Energien ist das Projekt P25, da es die benötigte Übertragungskapazität innerhalb Schleswig-Holsteins sowie von Schleswig-Holstein nach

Süden sicherstellt. Darüber hinaus trägt das Projekt P25 zur Entlastung der bestehenden Netzinfrastruktur zwischen Deutschland und Dänemark bei.

Streckenmaßnahme M45: Klixbüll/Süd – Bundesgrenze (DK)

Die Maßnahme M45 wird bestätigt.

Beschreibung

Zwischen Klixbüll/Süd und der dänischen Grenze soll im Rahmen der Maßnahme M45 eine neue 380-kV-Leitung (Netzausbau) errichtet werden. Zum Anschluss der Leitungen und der notwendigen Transformatoren muss zusätzlich eine 380-kV-Schaltanlage in Klixbüll/Süd neu errichtet werden (Netzausbau).

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2023 an.

Wirksamkeit

Die Wirksamkeit der Maßnahme M45 begründet sich zum einen durch eine Entlastung der bestehenden Achse Kassø – Jardelund – Audorf – Wilster. Hierfür ist das vollständige Projekt P25 insbesondere mit der Verbindung nach Dänemark notwendig. Die Maßnahme M45 behebt in allen vier betrachteten Szenarien (n-1)-Verletzungen zwischen Audorf und Wilster und ist demnach wirksam. Ohne die Maßnahme M45 ist zum Beispiel ein Stromkreis zwischen Audorf und Wilster in der Stunde 4268 des Szenarios C 2030 mit 123% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Durch die Maßnahme M45 reduziert sich diese Auslastung auf 97%. Ähnliche Situationen treten in mehreren Stunden und in den unterschiedlichen Szenarien auf.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet ist die Maßnahme im Szenario A 2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei ca. 31%.

Szenario Kohleausstieg 2038 (C 2038*)

Auch bei einem Kohleausstieg bis spätestens 2038 wie von der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung beschlossen erweist sich die Maßnahme als wirksam. So ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Audorf und Wilster in der Stunde 6176 des Szenarios C 2038* mit 142% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahme M45 reduziert sich die Auslastung dann auf 112%.

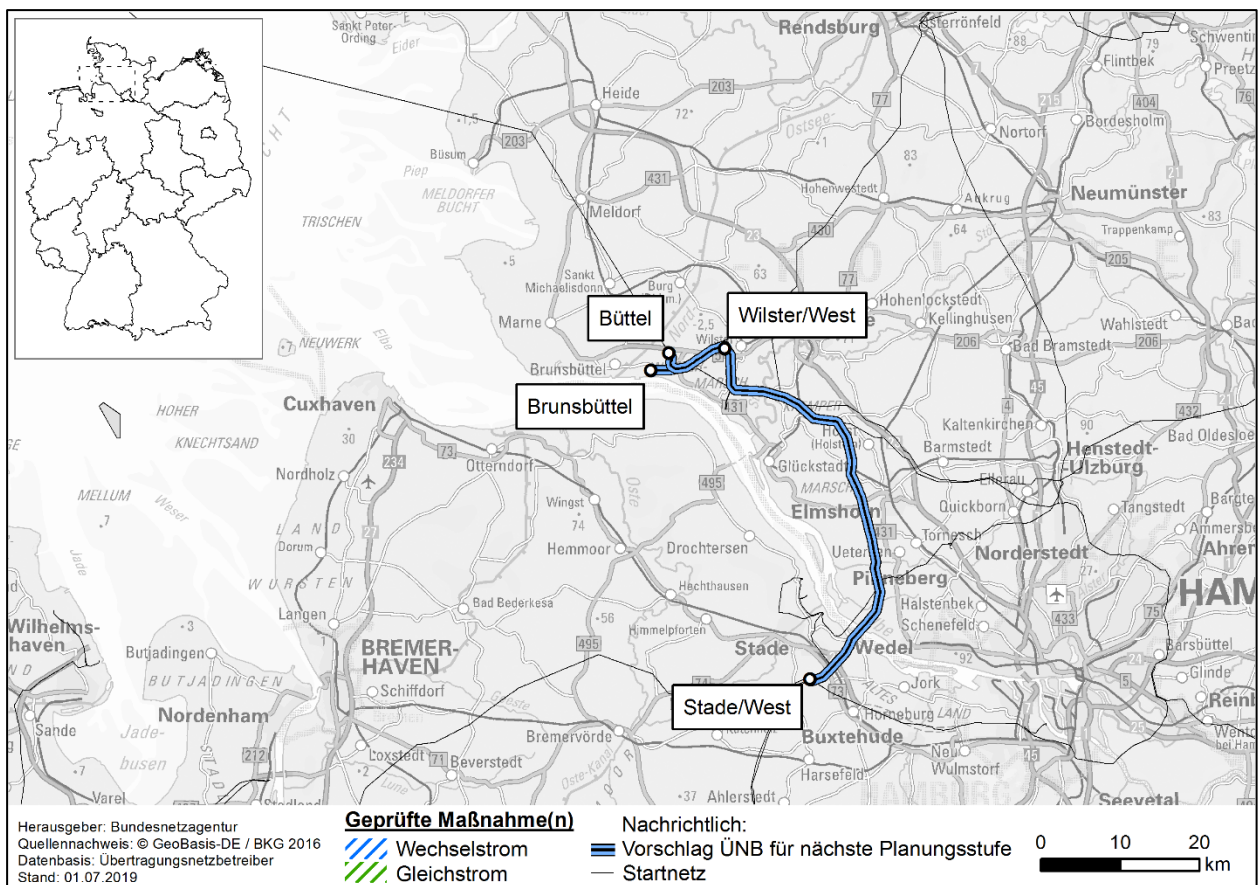
Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

Auf einen Blick

P25		M45
wirksam		X
erforderlich		X
Auslastung	Durchschnitt	14%
	Maximum	31%
NOVA		A
Trassenlänge in km	Bestand	
	Ausbau	16
Bestätigt		Ja

P26: Netzverstärkung zwischen Brunsbüttel, Büttel, Wilster/West und Stade/West



Das Projekt P26 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2012 für das Zieljahr 2022 identifiziert, bisher wurde allerdings die energiewirtschaftliche Notwendigkeit keiner der Maßnahmen bestätigt. Die Bundesnetzagentur hat das Projekt in ihrer Schwachstellenanalyse des BBP-Netzes im Netzentwicklungsplan 2019-2030 zunächst als möglicherweise geeignet identifiziert und daher geprüft. Das Projekt wurde allerdings im zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans 2019-2030 zunächst nicht mehr von den Übertragungsnetzbetreibern beantragt, es wurde jedoch mittlerweile durch die Übertragungsnetzbetreiber nachgereicht.

Die Prüfung erfolgt im Iterationsnetz unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Elemente und höherer Auslastung der Bestandsnetze durch Freileitungsmonitoring und weiterer Innovationen, deren Umsetzung und Wirkung bereits heute konkret beschreibbar sind.

Das Projekt P26 erhöht die Übertragungskapazität zwischen Schleswig-Holstein und Niedersachsen um das Übertragungsnetz für die zukünftig ansteigenden Nord-Süd-Stromflüsse zu verstärken.

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Gesamtinbetriebnahme im Jahr 2030 an.

Streckenmaßnahme M76: Büttel – Wilster/West

Streckenmaßnahme M432: Brunsbüttel – Büttel

Streckenmaßnahme M89: Wilster/West – Stade/West

Die Maßnahmen M76, M432 und M89 werden bestätigt.

Beschreibung

Mit den Maßnahmen M76, M432 und M89 wird ein bestehendes 380-kV-Doppelsystem von Brunsbüttel über Büttel und Wilster/West nach Stade/West durch ein neues 380-kV-Doppelsystem mit höherer Übertragungsleistung ersetzt. Dies erfolgt durch Neubau in bestehender Trasse. Mit den Maßnahmen wird die Übertragungskapazität zwischen Schleswig-Holstein und Niedersachsen erhöht. Der Abschnitt der Maßnahme M89 zwischen dem Kreuzungsmast Hamburg/Nord und Stade/West ist bereits realisiert bzw. befindet sich bereits in Bau.

Wirksamkeit

Die Maßnahmen erweisen sich in allen drei betrachteten Szenarien als wirksam. Sie sorgen auf den Stromkreisen von Büttel nach Stade/West für (n-1)-Sicherheit. Ohne die Maßnahmen M76, M432 und M89 ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Wilster/West und Stade/West in der Stunde 1711 des Szenarios B 2030 mit 141% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahmen M76, M432 und M89 reduziert sich die Auslastung dann auf 90%. Ähnliche Situationen treten in mehreren Stunden und in den unterschiedlichen Szenarien auf.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweisen sich die Maßnahmen M76, M432 und M89 auch als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet sind die Maßnahmen im Szenario A 2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei ca. 59%.

Szenario Kohleausstieg 2038 (C 2038*)

Auch bei einem Kohleausstieg bis spätestens 2038 wie von der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung beschlossen erweisen sich die Maßnahmen als wirksam. So ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Wilster/West und Stade/West in der Stunde 296 des Szenarios C 2038* mit 188% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahmen M76, M432 und M89 reduziert sich die Auslastung dann auf 138%.

Konsultation

Die TenneT TSO sagt in ihrer Stellungnahme, dass die nachgeforderten Projekte den Redispatchbedarf in ihren Vergleichsrechnungen nicht wesentlich verringern würden.

Zunächst bestehen nach Prüfung des zweiten Entwurfs des Netzentwicklungsplans 2019-2030 noch wesentliche Netzengpässe, die nicht durch im Rahmen des zweiten Entwurfs des Netzentwicklungsplans 2019-2030 beantragte

Maßnahmen behoben werden können, mithin weist der zweite Entwurf keinen bedarfsgerechten Netzausbau im Sinne des § 12b Abs. 1 S. 2 EnWG auf.

Ein wesentlicher Netzengpass liegt grundsätzlich dann vor, wenn ein lokaler Überlastungsindex von mehr als 30 GWh an mehr als 100 Stunden im Jahr zu erwarten ist.

Trotz der Realisierung der Gleichstrom-Projekte DC21 und DC25 verbleiben Engpässe auf der Achse Brunsbüttel – Büttel – Wilster/West – Stade/West. In mehr als 350 Stunden treten Überlastungen in Summe von insgesamt 320 GWh auf. Derartige Überlastungen treten in allen untersuchten Szenarien auf.

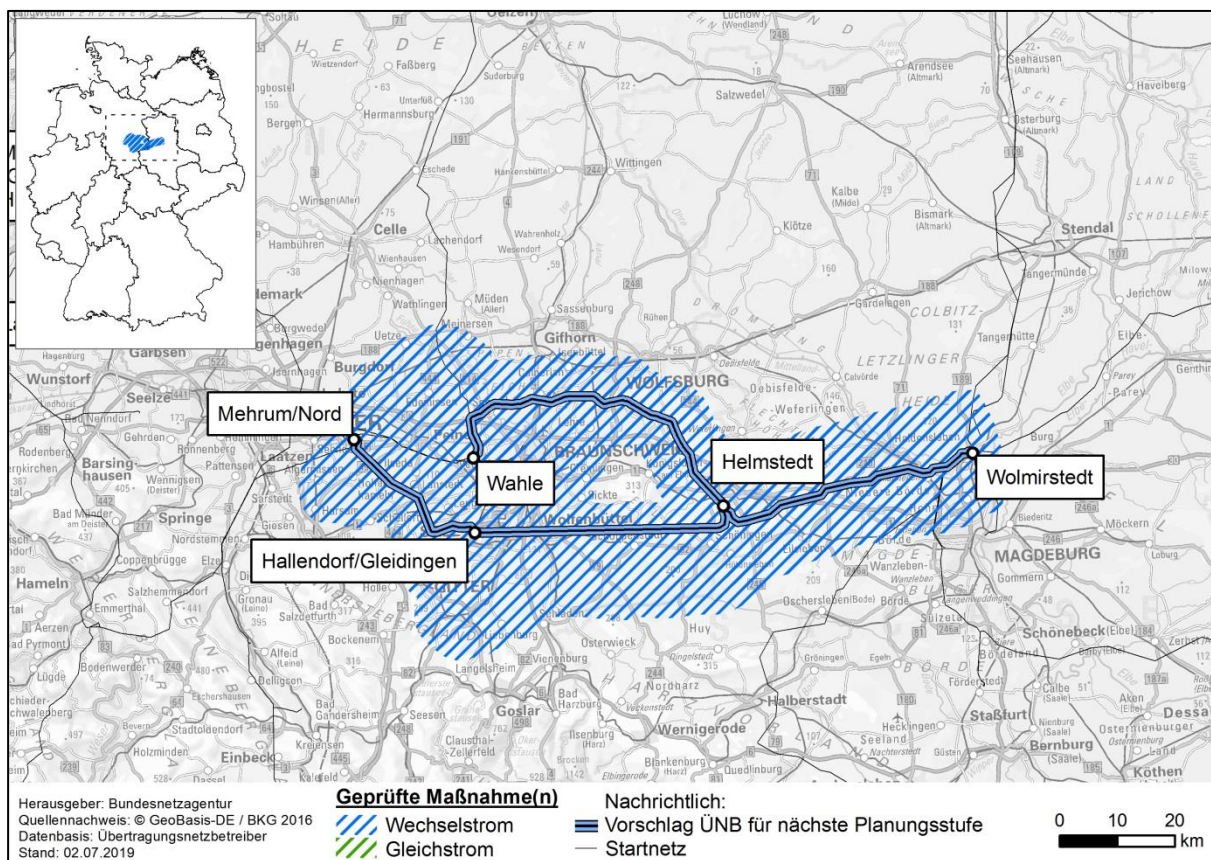
Bewertung

Die Maßnahmen erweisen sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie haben eine ausreichende Auslastung und tragen signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und zur Einsparung von Engpassmanagement bei. Grundsätzlich wäre die Maßnahme M89 als Startnetz zu behandeln und nicht mehr zu prüfen, da sich bereits ein Teilabschnitt in Bau befindet. Da jedoch dieser Teilabschnitt bislang nicht im Rahmen eines zurückliegenden Netzentwicklungsplans bestätigt wurde, war die Maßnahme dennoch zu prüfen.

Auf einen Blick

P26		M76	M432	M89
wirksam		X	X	X
erforderlich		X	X	X
Auslastung	Durchschnitt	33%	33%	33%
	Maximum	59%	59%	59%
NOVA		V	V	V
Trassenlänge in km	Bestand	8	3	44
	Ausbau			
Bestätigt		Ja	Ja	Ja

P33: Wolmirstedt – Helmstedt – Wahle



Das Projekt P33 mit den Maßnahmen M24a und M24b ist als Vorhaben Nr. 10 Teil des Bundesbedarfsplans. Das Projekt P33 wurde erstmals im Netzentwicklungsplan 2012 geprüft. Seine energiewirtschaftliche Notwendigkeit hat die Bundesnetzagentur erstmals im Netzentwicklungsplan 2012 für das Jahr 2022 bestätigt. Im Netzentwicklungsplan 2019-2030 erfolgt die Prüfung im BBP-Netz unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Elemente und höherer Auslastung der Bestandsnetze durch Freileitungsmonitoring und weiterer Innovationen, deren Umsetzung und Wirkung bereits heute konkret beschreibbar sind.

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Gesamtinbetriebnahme des Projektes im Jahr 2027 (best case 2025) an.

In sämtlichen Szenarien für das Jahr 2030 kommt zu einem deutlichen Überschuss an Energie in den Bundesländern Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg, Sachsen-Anhalt und Sachsen. Dies liegt sowohl am Ausbau erneuerbarer Energien als auch daran, dass bestehende Braunkohle-Kraftwerke aufgrund geringer Kosten für Brennstoff und CO₂-Emissionszertifikate häufig am Markt teilnehmen. Im Gegensatz dazu sind andere Bundesländer, wie z. B. Baden-Württemberg und Bayern von Erzeugungsdefiziten geprägt und importieren Strom. Der wesentliche Grund dafür ist der Ausstieg aus der Kernenergie.

Historisch bedingt sind die neuen Bundesländer netztechnisch nicht ausreichend mit den alten Bundesländern verbunden, was einen weiteren Ausbau der Netzinfrastruktur zwischen den beiden Gebieten notwendig macht.

Eine der wesentlichen Maßnahmen zum sinnvollen Umgang der oben beschriebenen Situation ist das Projekt P33, da es im Zusammenspiel mit weiteren Maßnahmen in der Region die benötigte Übertragungskapazität für die Hauptflussrichtung von Nordosten/Osten nach Südwesten/Westen (aus der 50Hertz-Regelzone in Richtung der TenneT-Regelzone) sicherstellt. Insbesondere wird durch die Maßnahme die Übertragungskapazität

zwischen Sachsen-Anhalt und Niedersachsen erhöht.

Streckenmaßnahme M24a: Wolmirstedt – Helmstedt – Hattorf – Wahle

Maßnahme M24a wird bestätigt.

Beschreibung

Von Wolmirstedt über Helmstedt und Hattorf nach Wahle möchten die Übertragungsnetzbetreiber die bestehende 380-kV-Leitung durch eine Umbeseilung verstärken (Netzverstärkung). Die 380-kV-Anlagen Wolmirstedt, Helmstedt, Hattorf und Wahle seien entsprechend zu verstärken (Netzverstärkung) und die 380-kV-Schaltanlagen Helmstedt und Hattorf voll einzuschleifen.

Bei der Prüfung der Maßnahme M24a wird die M24b nicht als realisiert unterstellt, da es sich bei der M24a lediglich um eine Umbeseilung handelt und bei der M24b um einen Neubau in bestehender Trasse. Gemäß NOVA-Prinzip haben Netzoptimierung und Netzverstärkung Vorrang vor dem Ausbau der Stromnetze.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M24a verbessert in allen drei betrachteten Szenarien die (n-1)-Sicherheit auf den Stromkreisen zwischen Wolmirstedt und Helmstedt sowie auf den Stromkreisen zwischen Helmstedt, Hattorf und Wahle. Ohne die Maßnahme M24a ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Wolmirstedt und Helmstedt in der Stunde 323 des Szenarios B 2030 im (n-1)-Fall mit 136% belastet, wenn einer der parallelen Stromkreise ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahme M24a reduziert sich die Auslastung dann auf 128%. Ähnliche Situationen treten in mehreren Stunden und in den unterschiedlichen Szenarien auf. Die Maßnahme M24a alleine kann die hohe Auslastung nicht unter 100% reduzieren.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet ist die Maßnahme im Szenario A 2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei ca. 55%.

Szenario Kohleausstieg 2038 (C 2038*)

Auch bei einem Kohleausstieg bis spätestens 2038 wie von der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung beschlossen erweisen sich die Maßnahmen als wirksam. So ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Wolmirstedt und Helmstedt in der Stunde 5603 des Szenarios C 2038* mit 111% belastet, wenn ein Stromkreis zwischen Wolmirstedt und Helmstedt ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahme M24a reduziert sich die Auslastung dann auf 103%.

Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

Streckenmaßnahme M24b: Wolmirstedt – Helmstedt – Gleidingen/Hallendorf – Mehrum/Nord

Maßnahme M24b wird bestätigt.

Beschreibung

Von Wolmirstedt über Helmstedt und Gleidingen/Hallendorf nach Mehrum/Nord möchten die Übertragungsnetzbetreiber ergänzend zur Maßnahme M24a eine weitere 380-kV-Doppelleitung mit Hochstrombeseilung in bestehendem Trassenraum errichten (Netzverstärkung). Ab Helmstedt soll bis zum neu entstehenden Umspannwerk Gleidingen/Hallendorf die Trasse einer 110-kV-Leitung genutzt werden. Zwischen Gleidingen/Hallendorf und Mehrum wird nach Möglichkeit die vorhandene 220-kV-Trasse genutzt. Hierzu sind die 380-kV-Anlagen Wolmirstedt, Helmstedt und Mehrum zu erweitern (Netzverstärkung). Darüber hinaus sind die bestehenden 220-kV-Umspannwerke Gleidingen und Hallendorf durch ein 380 kV-Umspannwerk zwischen Gleidingen und Hallendorf abzulösen.

Bei der Prüfung der Maßnahme M24b wird die M24a als bereits realisiert unterstellt. Da es sich bei der M24a lediglich um eine Umbeseilung handelt, muss geprüft werden, ob zusätzlich noch weiterer Netzausbau durch die Maßnahme M24b erforderlich ist. Durch dieses Vorgehen wird sichergestellt das gemäß NOVA-Prinzip keine Netzverstärkung durchgeführt wird, wenn auch eine Netzoptimierung ausreichend wäre.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M24b verbessert in allen drei betrachteten Szenarien die (n-1)-Sicherheit auf den Stromkreisen zwischen Wolmirstedt und Helmstedt sowie auf den Stromkreisen zwischen Helmstedt, Hattorf und Walle. Ohne die Maßnahme M24b ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Wolmirstedt und Helmstedt in der Stunde 323 des Szenarios B 2030 im (n-1)-Fall mit 128% belastet, wenn einer der parallelen Stromkreise ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahme M24b reduziert sich die Auslastung dann auf 78%. Ähnliche Situationen treten in mehreren Stunden und in den unterschiedlichen Szenarien auf. Durch die Hinzunahme der zusätzlichen Maßnahme M24b kann die hohe Auslastung auf den Leitungen zwischen Wolmirstedt und Helmstedt auf unter 100% gesenkt werden. Es zeigt sich also eine deutliche Wechselwirkung der Maßnahme M24a und der Maßnahme M24b des Projektes P33. Beide gemeinsam können Auslastungen im (n-1)-Fall unter 100% senken.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet ist die Maßnahme im Szenario A 2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei ca. 41%.

Szenario Kohleausstieg 2038 (C 2038*)

Auch bei einem Kohleausstieg bis spätestens 2038 wie von der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung beschlossen erweisen sich die Maßnahmen als wirksam. So ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Wolmirstedt und Helmstedt in der Stunde 2219 des Szenarios C 2038* mit 108% belastet, wenn ein Stromkreis zwischen Wolmirstedt und Helmstedt ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahme M24b reduziert sich die Auslastung dann auf 62%.

Alternativen

Alternativ zu der Maßnahme M24b wurde bereits bei der Bedarfsermittlung zum Netzentwicklungsplan Strom (Zieljahr 2024) eine zusätzliche 380 kV-Leitung von Stendal/West (50Hertz) nach Wahle (TenneT) untersucht. Die Alternative reduzierte die Auslastung des im (n-1)-Fall kritisch belasteten Stromkreises ebenso wie die Maßnahme M24b des Projekts P33. Allerdings weist die ursprüngliche Maßnahme M24b leichte Vorteile auf. Zum einen reduziert sie die Auslastung deutlicher unter 100% als die Alternative, zum anderen ist die Alternative länger als die Maßnahme M24b. Durch das bei der Netzplanung zu beachtende NOVA-Prinzip sind vor einem Neubau erst Optimierungs- und Verstärkungsmöglichkeiten zu berücksichtigen. Daher ist hier die Netzverstärkung der Maßnahme M24b mit dem Neubau in bestehender Trasse dem alternativen Neubau in neuer Trasse vorzugswürdig und wird im Netzentwicklungsplan 2019-2030 nicht wiederholt untersucht.

Im Netzentwicklungsplan 2019-2030 wurden zwei weitere Alternativen zu der Maßnahme M24b untersucht. Bei den beiden Alternativen handelt es sich je um eine zusätzliche 380 kV-Leitung von Förderstedt nach Marke bzw. von Förderstedt nach Klostermansfeld. Dabei haben sich beide Alternativen in allen vier betrachteten Szenarien als elektrotechnisch nicht wirksam erwiesen, da sie die Auslastung des im (n-1)-Fall kritisch belasteten Stromkreises nicht reduzieren können. In Anbetracht der deutlich besseren Wirksamkeit der Maßnahme M24b auf die Engpässe sieht die Bundesnetzagentur diese als vorzugswürdig an.

In früheren Netzentwicklungsplänen wurde ursprünglich von den Übertragungsnetzbetreibern für die Maßnahme M24b ein Neubau in bestehender Trasse von Wolmirstedt über Helmstedt und Hattorf nach Wahle vorgeschlagen und von der BNetzA bestätigt. Das Projekt P33 ist mit dieser Variante der Maßnahme M24b aufgrund der Bestätigung im Rahmen des Netzentwicklungsplans Strom 2024 in das Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) vom 31. Dezember 2015 aufgenommen worden. Die Übertragungsnetzbetreiber haben im Netzentwicklungsplan 2019-2030 ab Helmstedt über Gleidingen/Hallendorf bis Mehrum/Nord erstmalig einen anderen Verlauf mit einem anderen Endpunkt in Mehrum/Nord beantragt. Wie oben in der Beschreibung der Maßnahme schon beschrieben handelt es sich bei dieser Vorzugsvariante der Übertragungsnetzbetreiber um einen Neubau in bestehender Trasse, allerdings mit einem weiter südlicheren Verlauf. Die Ursprungsvariante aus dem BBPlG der Maßnahme M24b wurde im Rahmen des Netzentwicklungsplans 2019-2030 erneut untersucht und hat sich gegenüber der Vorzugsvariante der Übertragungsnetzbetreiber elektrotechnisch als leicht schlechter erwiesen. Des Weiteren hat die Ursprungsvariante laut den Übertragungsnetzbetreibern den Nachteil, dass bis zu sechs Stromkreise in einer bestehenden Trasse geführt und im bereits sehr großen Umspannwerk Wahle angeschlossen werden müssten. Zusätzlich wird durch die neue Variante auch das weitere Projekt P228 Landesbergen – Mehrum/Nord besser bedient, welches somit gegenüber dem Netzentwicklungsplan 2017-2030 anstatt von Landesbergen – Wahle nach Landesbergen – Mehrum/Nord verkürzt werden kann.

Konsultation

Laut eines Konsultationsbeitrags eines Übertragungsnetzbetreibers hat sich in dem Projektsteckbrief des Projektes P33 ein Fehler bzgl. der Stromtragfähigkeit auf dem Leitungsabschnitt von der Landesgrenze Sachsen-Anhalt/Niedersachsen bis Wahle eingeschlichen.

Die technisch mögliche Stromtragfähigkeit auf dem Leitungsabschnitt zwischen der Landesgrenze Sachsen-Anhalt/Niedersachsen und Wahle beträgt durch eine HTL-Umbeseilung und unter Nutzung des Freileitungsmonitoring tatsächlich 4.000 A anstatt 3.600 A.

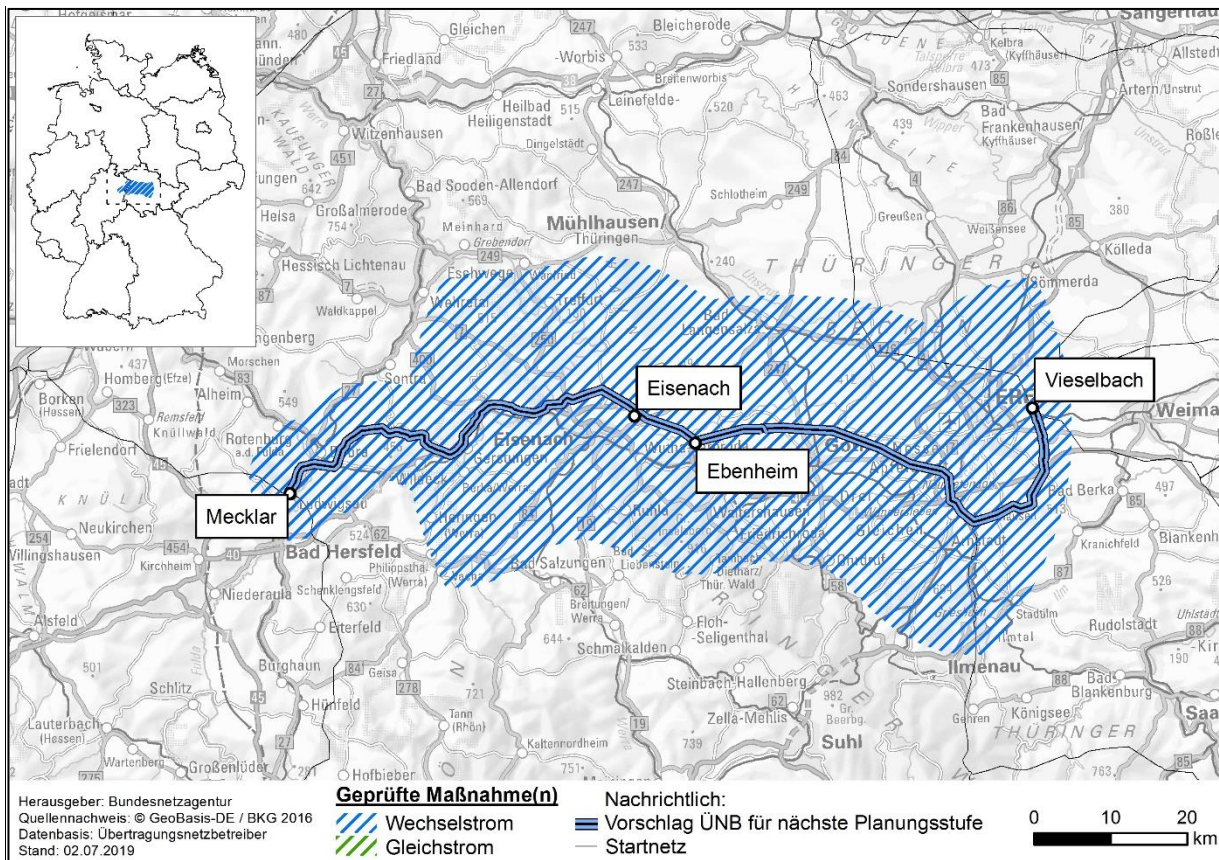
Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

Auf einen Blick

P33		M24a	M24b
wirksam		X	X
erforderlich		X	X
Auslastung	Durchschnitt	18%	13%
	Maximum	55%	41%
NOVA		V	V
Trassenlänge in km	Bestand	111	146
	Ausbau		
Bestätigt		Ja	Ja

P37: Vieselbach – Mecklar



Das Projekt P37 mit den Maßnahmen M25a und M25b ist als Vorhaben Nr. 12 Teil des Bundesbedarfsplans. Das Projekt wurde erstmals im Netzentwicklungsplan 2012 geprüft. Die Bundesnetzagentur hat seine energiewirtschaftliche Notwendigkeit erstmals im Netzentwicklungsplan 2012 für das Jahr 2022 bestätigt. Im Netzentwicklungsplan 2019-2030 erfolgt die Prüfung im BBP-Netz unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Elemente und höherer Auslastung der Bestandsnetze durch Freileitungsmonitoring und weiterer Innovationen, deren Umsetzung und Wirkung bereits heute konkret beschreibbar sind.

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Gesamtinbetriebnahme des Projekts im Jahr 2027 an.

In sämtlichen Szenarien für das Jahr 2030 kommt es zu einem deutlichen Überschuss an Energie in den Bundesländern Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg, Sachsen-Anhalt und Sachsen. Dies liegt sowohl am Ausbau erneuerbarer Energien als auch daran, dass bestehende Braunkohle-Kraftwerke aufgrund geringer Kosten für Brennstoff und CO₂-Emissionszertifikate häufig am Markt teilnehmen. Im Gegensatz dazu sind andere Bundesländer, wie z. B. Baden-Württemberg und Bayern von Erzeugungsdefiziten geprägt und importieren Strom. Der wesentliche Grund dafür ist der Ausstieg aus der Kernenergie.

Historisch bedingt sind die neuen Bundesländer netztechnisch nicht ausreichend mit den alten Bundesländern verbunden, was einen weiteren Ausbau der Netzinfrastruktur zwischen den beiden Gebieten notwendig macht.

Eine der wesentlichen Maßnahmen zum sinnvollen Umgang der beschriebenen Situation ist das Projekt P37, da es im Zusammenspiel mit weiteren Maßnahmen in der Region die benötigte Übertragungskapazität für die Hauptflussrichtung von Nordosten/Osten nach Südwesten/ Westen (aus der 50-Hertz-Regelzone in Richtung der TenneT-Regelzone) sicherstellt.

Streckenmaßnahme M25a: Vieselbach – Landesgrenze Thüringen/Hessen

Maßnahme M25a wird bestätigt.

Beschreibung

Im 50Hertz-Abschnitt von Vieselbach über Eisenach bis zur Landesgrenze Thüringen/Hessen ist die bestehende 380-kV-Leitung durch einen Leitungsneubau in vorhandener Trasse zu verstärken (Netzverstärkung). Hierzu sind die 380-kV-Anlagen Vieselbach und Eisenach entsprechend zu verstärken (Netzverstärkung).

Wirksamkeit

Die Maßnahme M25a erweist sich in allen drei betrachteten Szenarien als wirksam. Sie sorgt auf den Stromkreisen zwischen Vieselbach und Mecklar für (n-1)-Sicherheit. Ohne die Maßnahme M25a ist beispielsweise die Leitung zwischen Vieselbach und Ebenheim in der Stunde 2219 des Szenarios B 2030 mit 134% belastet, wenn einer der parallelen Stromkreise ausfällt. Durch die Maßnahme M25a reduziert sich die Auslastung in diesem Fall auf 114%. Ähnliche Situationen treten in mehreren Stunden und in den unterschiedlichen Szenarien auf.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M25a als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet ist sie im Szenario A 2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei ca. 66%.

Szenario Kohleausstieg 2038 (C 2038*)

Auch bei einem Kohleausstieg bis spätestens 2038 wie von der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung beschlossen erweisen sich die Maßnahmen als wirksam. So ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Altenfeld und Redwitz in der Stunde 305 des Szenarios C 2038* mit 144% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis zwischen Altenfeld und Redwitz ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahme M24a reduziert sich die Auslastung dann auf 136%.

Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

Konsultation

Ein Konsultationsteilnehmer fordert, wenn schon keine alternativen Netzverknüpfungspunkte bestehen, dass klar herausgestellt werden soll, ob es bei einem Ersatzneubau einer 2-systemigen 380-kV-Leitung bleibt oder im Zusammenhang mit der Alternativvariante P44mod doch ein 3. Stromkreis im Leitungsabschnitt zwischen Vieselbach und der Landesgrenze Thüringen/Hessen erforderlich wird. Wenn dies der Fall wäre, würde das Auswirkungen auf die Mastkonstellation haben und somit auch auf das Erscheinungsbild der Trasse.

Das Projekt P44mod mit den Maßnahmen M28a und M28mod stellt eine Alternative zu dem Projekt P44 dar und verläuft von Altenfeld über die Landesgrenze Thüringen/Bayern und Würgau nach Ludersheim. Somit verläuft das Projekt P44mod von ihrem nördlichsten Punkt Altenfeld (Thüringen) Richtung Süden nach Ludersheim (Bayern). Wobei der Standort Altenfeld südlich von Vieselbach liegt. Das Projekt P37 mit den Maßnahmen M25a und M25b von Vieselbach über die Landesgrenze Thüringen/Hessen nach Mecklar verläuft hingegen nicht in südliche, sondern

in westliche Richtung von Vieselbach beginnen, Deswegen würde Aufgrund des Projektes P44mod kein 3. Stromkreis zwischen Vieselbach und der Landesgrenze Thüringen/Hessen erforderlich werden. Es bleibt bei einem Ersatzneubau für eine 2-systemigen 380-kV-Leitung zwischen dem Standort Vieselbach und der Landesgrenze Thüringen/Hessen.

Streckenmaßnahme M25b: Landesgrenze Thüringen/Hessen – Mecklar

Die Maßnahme M25b wird bestätigt.

Beschreibung

Im TenneT-Abschnitt von der Landesgrenze Thüringen/Hessen bis Mecklar ist die bestehende 380-kV-Leitung durch eine grundsätzlich mögliche HTL-Umbeseilung – vorbehaltlich der Genehmigungsfähigkeit – zu verstärken (Netzverstärkung). Die 380-kV-Anlage Mecklar ist entsprechend zu verstärken (Netzverstärkung).

Wirksamkeit

Die Maßnahme M25b erweist sich in allen drei betrachteten Szenarien als wirksam. Sie sorgt auf den Leitungen zwischen Vieselbach und Ebenheim/Eisenach sowie zwischen Ebenheim/Eisennach und Mecklar für (n-1)-Sicherheit. Ohne die Maßnahme M25b ist beispielsweise die Leitung zwischen Ebenheim und Mecklar in der Stunde 2216 des Szenarios B 2030 mit 166% belastet, wenn einer der parallelen Stromkreise ausfällt. Durch die Maßnahme M25b reduziert sich die Auslastung in diesem Fall auf 133%. Ähnliche Situationen treten in mehreren Stunden und in den unterschiedlichen Szenarien auf.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet ist sie im Szenario A 2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei ca. 67%.

Szenario Kohleausstieg 2038 (C 2038*)

Auch bei einem Kohleausstieg bis spätestens 2038 wie von der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung beschlossen erweisen sich die Maßnahmen als wirksam. So ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Altenfeld und Redwitz in der Stunde 282 des Szenarios C 2038* mit 159% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis zwischen Altenfeld und Redwitz ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahme M24b reduziert sich die Auslastung dann auf 148%.

Konsultation

Laut eines Konsultationsbeitrags eines Übertragungsnetzbetreibers hat sich in dem Projektsteckbrief der Maßnahme M25b des Projektes P37 ein Fehler bzgl. der Stromtragfähigkeit auf dem Leitungsabschnitt von der Landesgrenze Thüringen/Hessen bis Mecklar eingeschlichen.

Die technisch mögliche Stromtragfähigkeit auf dem Leitungsabschnitt zwischen der Landesgrenze Thüringen/Hessen und Mecklar beträgt durch eine HTL-Umbeseilung und unter Nutzung des Freileitungsmonitoring tatsächlich 4.000 A anstatt 3.600 A.

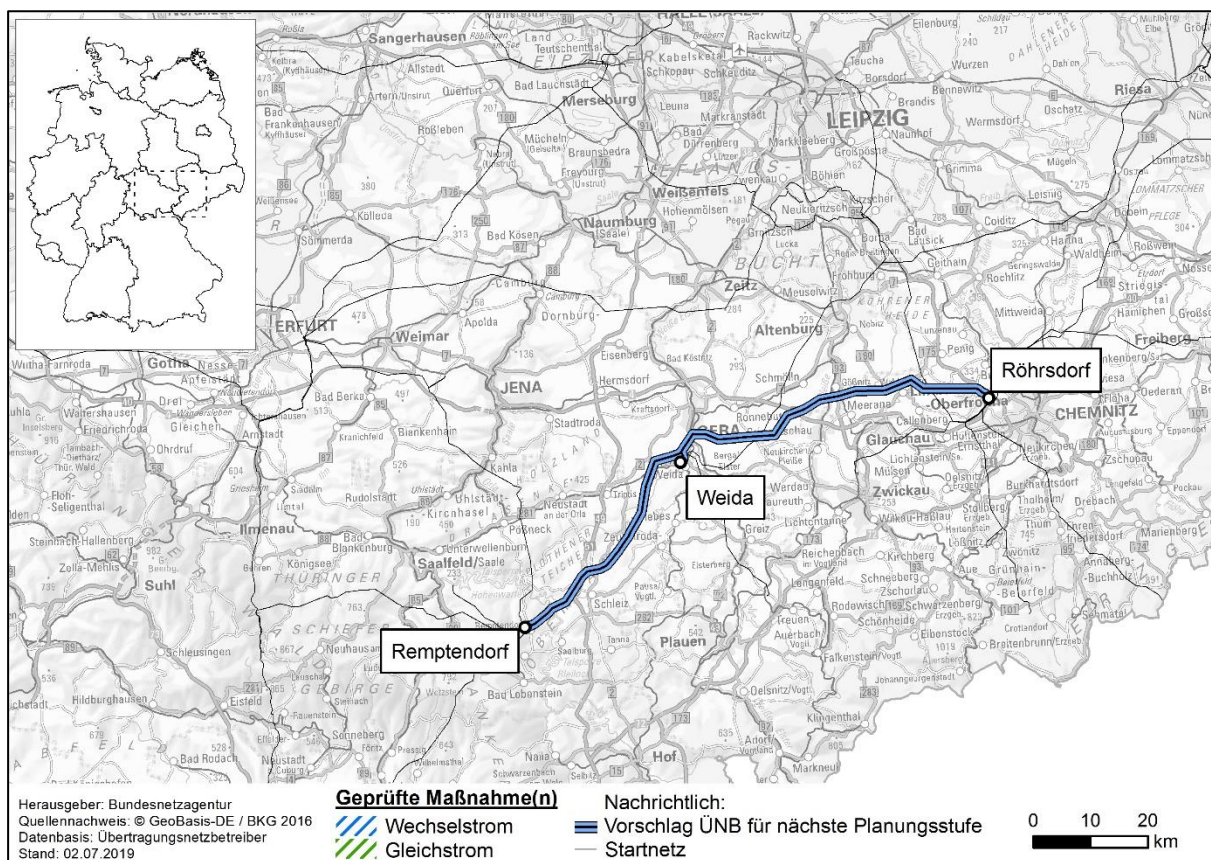
Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

Auf einen Blick

P37		M25a	M25b
wirksam		X	X
erforderlich		X	X
Auslastung	Durchschnitt	24%	24%
	Maximum	66%	67%
NOVA		V	V
Trassenlänge in km	Bestand	87	43
	Ausbau		
Bestätigt		Ja	Ja

P39: Röhrsdorf – Remptendorf



Das Projekt P39 mit der Maßnahme M29 ist als Vorhaben Nr. 14 Teil des Bundesbedarfsplans. Das Projekt wurde erstmals im Netzentwicklungsplan 2012 geprüft. Die Bundesnetzagentur hat seine energiewirtschaftliche Notwendigkeit erstmals im Netzentwicklungsplan 2012 für das Jahr 2022 bestätigt. Im Netzentwicklungsplan 2019-2030 erfolgt die Prüfung im BBP-Netz unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Elemente und höherer Auslastung der Bestandsnetze durch Freileitungsmonitoring und weiterer Innovationen, deren Umsetzung und Wirkung bereits heute konkret beschreibbar sind. Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Gesamtinbetriebnahme des Projektes bis zum Jahr 2025 an. Mittlerweile wurde für das Projekt das Planfeststellungsverfahren eröffnet. Daher ist das Projekt als Startnetz zu qualifizieren. Dies schließt nicht aus, bei unerwarteter Änderung wichtiger Rahmenbedingungen auch bei fortgeschrittener Umsetzung des Vorhabens den Bedarf noch einmal nachzuprüfen. Bisher aber haben sich Vorhaben des Bundesbedarfsplans auch nach mehrmaliger Prüfung über die verschiedenen Netzentwicklungspläne hinweg als robust auch gegenüber merklich veränderten Rahmenbedingungen erwiesen. Ihre tatsächliche Umsetzung schreitet in den dafür vorgesehenen Raumordnungs-, Bundesfachplanungs- und Planfeststellungsverfahren (teils in Zuständigkeit der Länder, teils in Zuständigkeit des Bundes) voran. Für diese Verfahren ist eine ad infinitum fortgesetzte Überprüfung des netztechnischen Bedarfs der betroffenen Maßnahme hinderlich, da dies so wahrgenommen wird, als stünde die gesetzliche Bedarfsfeststellung für alle Zeit unter Vorbehalt. Die Bundesnetzagentur hat die begonnene Prüfung des Projekts P39 gleichwohl fortgesetzt und die Maßnahme auch nochmals in die Bestätigung des Netzentwicklungsplans 2019-2030 aufgenommen. Denn bei dem Begriff des Startnetzes geht es nicht um ein Prüfungs- oder Bestätigungsverbot, sondern nur um einen klaren Aufsetzpunkt für die Netzmodellierungen. Es ist verfahrensökonomischer und damit sinnvoller, den zu Beginn der Prüfungen gewählten Aufsetzpunkt beizubehalten als diesen zwischendurch anzupassen.

In sämtlichen Szenarien für das Jahr 2030 kommt zu einem deutlichen Überschuss an Energie in den Bundesländern Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg, Sachsen-Anhalt und Sachsen. Dies liegt sowohl am Ausbau erneuerbarer Energien als auch daran, dass bestehende Braunkohle-Kraftwerke aufgrund geringer Kosten für Brennstoff und CO₂-Emissionszertifikate häufig am Markt teilnehmen. Im Gegensatz dazu sind andere Bundesländer, wie z. B. Baden-Württemberg und Bayern von Erzeugungsdefiziten geprägt und importieren Strom. Der wesentliche Grund dafür ist der Ausstieg aus der Kernenergie. Zudem sind die neuen Bundesländer historisch bedingt netztechnisch nicht ausreichend mit den alten Bundesländern verbunden. Das Projekt P39 dient als eine von mehreren Maßnahmen dazu, Übertragungskapazität für die Hauptflussrichtung von Nordosten/Osten nach Südwesten/Westen (aus der 50Hertz-Regelzone in Richtung der TenneT-Regelzone) bereitzustellen. Insbesondere wird durch die Maßnahme die Übertragungskapazität zwischen Sachsen und Thüringen erhöht.

Streckenmaßnahme M29: Röhrsdorf – Weida – Remptendorf

Die Maßnahme M29 wird bestätigt.

Beschreibung

Von Röhrsdorf über Weida nach Remptendorf soll anstelle der bestehenden 380-kV-Freileitung ein 380-kV-Leitungsneubau mit Hochstrombeseilung errichtet werden. Im Zuge dessen wären die 380-kV-Anlagen Röhrsdorf, Weida und Remptendorf zu ertüchtigen.

Wirksamkeit

Die Maßnahme erweist sich in allen drei betrachteten Szenarien als wirksam. Sie sorgt auf den Leitungen zwischen Röhrsdorf und Remptendorf sowie zwischen Röhrsdorf und Weida bzw. Weida und Remptendorf für (n-1)-Sicherheit. Ohne die Maßnahme M29 ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Röhrsdorf und Remptendorf in der Stunde 8016 des Szenarios B 2030 mit 110% belastet, wenn einer der parallelen Stromkreise ausfällt. Durch die Maßnahme M29 reduziert sich die Auslastung in diesem Fall auf 99%.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M29 auch als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet ist die Maßnahme im Szenario C 2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei ca. 60%.

Szenario Kohleausstieg 2038 (C 2038*)

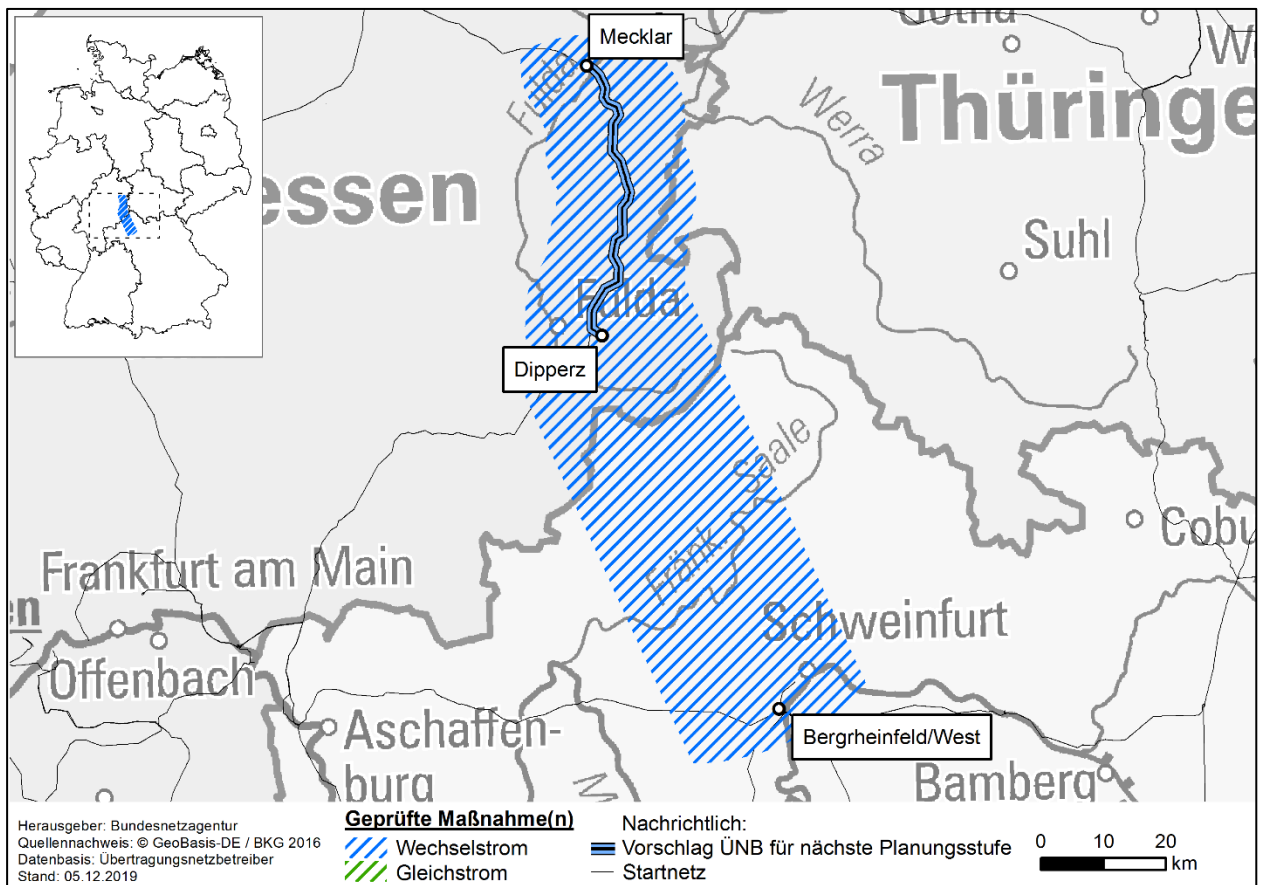
Auch bei einem Kohleausstieg bis spätestens 2038 wie von der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung beschlossen erweisen sich die Maßnahmen als wirksam. So ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Röhrsdorf und Remptendorf in der Stunde 1313 des Szenarios C 2038* mit 104% belastet, wenn ein Stromkreis zwischen Röhrsdorf und Weida ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahme M29 reduziert sich die Auslastung dann auf 81%.

Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

P39		M29
wirksam		X
erforderlich		X
Auslastung	Durchschnitt	23%
	Maximum	60%
NOVA		V
Trassenlänge in km	Bestand	103
	Ausbau	
Bestätigt		Ja

P43: Mecklar - Dipperz – Bergrheinfeld/West



Das Projekt P43, allerdings ohne Einschleifung in Dipperz, ist als Vorhaben Nr. 17 Teil des Bundesbedarfsplans. Das Projekt P43 enthält die Maßnahmen M74a und M74b. Als südlichen Netzverknüpfungspunkt der Maßnahme M74b hatten die Übertragungsnetzbetreiber ursprünglich Grafenrheinfeld vorgesehen.

Das Projekt wurde erstmals im Netzentwicklungsplan 2012 geprüft, seine energiewirtschaftliche Notwendigkeit erstmals im Netzentwicklungsplan 2012 für das Jahr 2022 bestätigt. Im Netzentwicklungsplan 2019-2030 erfolgt die Prüfung im BBP-Netz unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Elemente und höherer Auslastung der Bestandsnetze durch Freileitungsmonitoring und weiterer Innovationen, deren Umsetzung und Wirkung bereits heute konkret beschreibbar sind.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass eine Gesamtinbetriebnahme des Projekts nicht vor dem Jahr 2031 erfolgen kann.

Streckenmaßnahme M74a: Mecklar – Dipperz

Die Maßnahme M74a wird bestätigt.

Beschreibung

Die von den Übertragungsnetzbetreibern im Entwurf zum Netzentwicklungsplan 2019-2030 aufgeführte Streckenmaßnahme M74a sieht zwischen Mecklar und Dipperz zwei zusätzliche 380-kV-Systeme vor, welche die bestehende Trasse verstärken. Gleichzeitig sind die 380-kV-Schaltanlagen in Mecklar und Dipperz zu verstärken.

Wirksamkeit

Die Maßnahme erweist sich in allen drei betrachteten Szenarien des Szenariorahmens als wirksam. In allen Szenarien sorgt P43 M74a für eine deutliche Entlastung der Stromkreise zwischen Mecklar und Dipperz. Ohne Maßnahme P43 M74a kommt es beispielsweise in Stunde 4244 des Szenarios B 2030 zu einer Überlastung von 199% auf einem Stromkreis zwischen Mecklar und Dipperz bei Ausfall des parallelen Systems. Mit P43 M74a beträgt die Auslastung in vorgenannter Ausfallsituation nur 96%. Derartige Situationen mit der beschriebenen Wirkung von P43 M74a können für mehrere Fälle in allen untersuchten Szenarien bestätigt werden.

Erforderlichkeit

Die Maßnahme ist in allen geprüften Szenarien erforderlich. Die maximale Auslastung ist in Szenario A 2030 am geringsten, liegt aber immer noch bei 61 %.

Die Maßnahme ist folglich gemessen am BBP-Netz erforderlich.

Szenario Kohleausstieg 2038 (C 2038*)

Auch bei einem Kohleausstieg bis spätestens 2038 wie von der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung beschlossen erweisen sich die Maßnahmen als wirksam. So ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Mecklar und Dipperz in der Stunde 2018 des Szenarios C 2038* mit 241% belastet, wenn das parallele System ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahme M74b reduziert sich die Auslastung dann auf 115%.

Alternativen

Zu den Alternativen des Projekts P43 sind in den vergangenen Netzentwicklungsplan -Prozessen ausführliche Untersuchungen durchgeführt worden. Dabei hatten sich alle Varianten als elektrotechnisch nahezu gleichwertig erwiesen. Im Netzentwicklungsplan 2019-2030 werden diese Untersuchungen nicht wiederholt, da keine neuen Erkenntnisse zu erwarten sind. Dementsprechend beschränkt sich die Bundesnetzagentur auf die Untersuchung der bereits im BBPIG enthaltenen und von den Übertragungsnetzbetreibern erneut beantragten Vorzugslösung der Übertragungsnetzbetreiber.

Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

Streckenmaßnahme M74b: Dipperz - Bergrheinfeld/West

Die Maßnahme M74b wird bestätigt.

Beschreibung

Die Maßnahme beinhaltet einen 380-kV-Netzausbau von zwei Stromkreisen in neuer Trasse von Dipperz nach Bergrheinfeld/West. Darüber hinaus ist eine Verstärkung der bestehenden 380-kV-Schaltanlagen in Dipperz und Bergrheinfeld/West vorgesehen.

Wirksamkeit

Die Maßnahme erweist sich in allen drei betrachteten Szenarien des Szenariorahmens als wirksam. In allen Szenarien sorgt P43 M74b für eine deutliche Entlastung der Stromkreise zwischen Dipperz und Großkrotzenburg. Ohne Maßnahme P43 M74b kommt es beispielsweise in Stunde 306 des Szenarios C 2030 zu einer Überlastung von 166% auf einem Stromkreis zwischen Dipperz und Großkrotzenburg bei Ausfall des parallelen Systems. Mit P43 M74b wird die Überlastung in vorgenannter Ausfallsituation um 42% auf 124% reduziert. Derartige Situationen mit der beschriebenen Wirkung von P43 M74b können für mehrere Fälle in allen untersuchten Szenarien bestätigt werden.

Erforderlichkeit

Die Maßnahme ist in allen geprüften Szenarien erforderlich. Die maximale Auslastung ist in Szenario A 2030 am geringsten, liegt aber immer noch bei 71 %.

Szenario Kohleausstieg 2038 (C 2038*)

Auch bei einem Kohleausstieg bis spätestens 2038 wie von der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung beschlossen erweisen sich die Maßnahmen als wirksam. So ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Dipperz und Großkrotzenburg in der Stunde 298 des Szenarios C 2038* mit 191% belastet, wenn das parallele System ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahme M74b reduziert sich die Auslastung dann auf 130%.

Alternativen

Zu den Alternativen des Projekts P43 sind in den vergangenen Netzentwicklungsplan -Prozessen ausführliche Untersuchungen durchgeführt worden. Dabei hatten sich alle Varianten als elektrotechnisch nahezu gleichwertig erwiesen. Im Netzentwicklungsplan 2019-2030 werden diese Untersuchungen nicht wiederholt, da keine neuen Erkenntnisse zu erwarten sind. Dementsprechend beschränkt sich die Bundesnetzagentur auf die Untersuchung der bereits im BBPIG enthaltenen und von den Übertragungsnetzbetreibern erneut beantragten Vorzugslösung der Übertragungsnetzbetreiber.

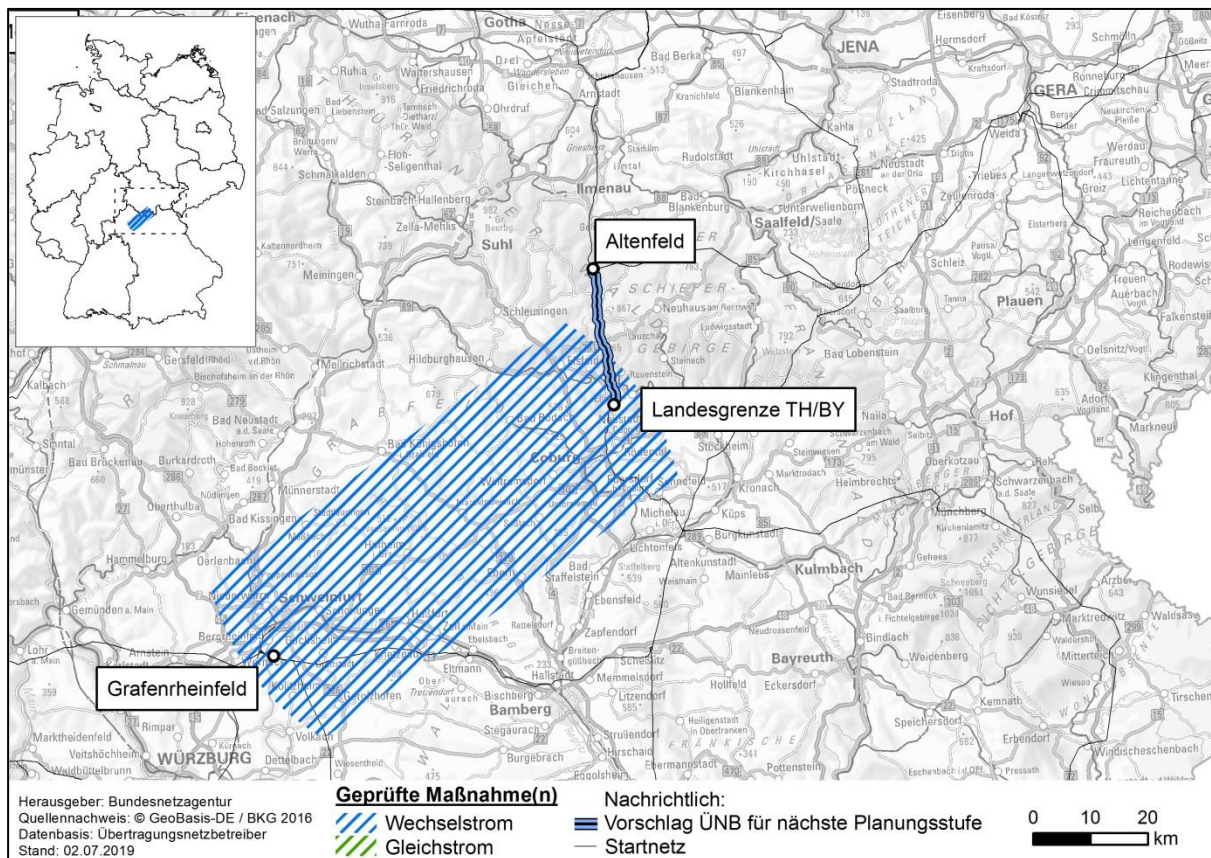
Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

Auf einen Blick

P43		M74a	M74b
wirksam		X	X
erforderlich		X	X
Auslastung	Durchschnitt	17%	15%
	Maximum	61%	71%
NOVA		V	A
Trassenlänge in km	Bestand	51	
	Ausbau		80
Bestätigt		Ja	Ja

P44: Altenfeld – Grafenrheinfeld



Das Projekt P44 wurde erstmals im Netzentwicklungsplan 2012 geprüft, seine energiewirtschaftliche Notwendigkeit erstmals im Netzentwicklungsplan 2014 für das Jahr 2024 unter der Maßgabe der Prüfung von Alternativen bestätigt. Im Netzentwicklungsplan 2017-2030 wurden das Projekt und seine Alternativen eingehend überprüft. Die Ergebnisse der vergleichenden Untersuchungen wurden im Bestätigungsdokument des Netzentwicklungsplans 2017-2030 ausführlich dargestellt. Im Netzentwicklungsplan 2019-2030 begrenzt die Bundesnetzagentur ihre Untersuchung wieder auf die Vorzugslösung der Übertragungsnetzbetreiber P44, welche Sie ursprünglich beantragt haben. Dies ist hinreichend, um die Frage des energiewirtschaftlichen Bedarfs zu klären.

Die Bundesnetzagentur hat das Projekt in ihrer Schwachstellenanalyse des BBP-Netzes im Netzentwicklungsplan 2019-2030 zunächst als möglicherweise geeignet identifiziert und daher geprüft. Die Prüfung erfolgt im Iterationsnetz unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Elemente und höherer Auslastung der Bestandsnetze durch Freileitungsmonitoring und weiterer Innovationen, deren Umsetzung und Wirkung bereits heute konkret beschreibbar sind.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, eine Gesamteinbetriebnahme des Projekts sei nicht vor dem Jahr 2029 möglich.

Die Prüfung der Maßnahmen M28a und M28b erfolgt gemeinschaftlich, da sie nicht unabhängig voneinander realisierbar sind.

Streckenmaßnahme M28a: Altenfeld – Landesgrenze Thüringen/Bayern und M28b: Landesgrenze Thüringen/Bayern - Grafenrheinfeld

Die Maßnahmen M28a und M28b werden bestätigt.

Beschreibung

Die Maßnahme 28a beinhaltet eine Verstärkung der vorhandenen Höchstspannungsleitung zwischen Altenfeld und Landesgrenze Thüringen/Bayern. Der Abschnitt Altenfeld bis Schalkau ist hierzu bereits baulich vorbereitet. Die Maßnahme M28b beinhaltet einen 380-kV-Netzausbau von zwei Stromkreisen in neuer Trasse von der Landesgrenze Thüringen/Bayern nach Grafenrheinfeld. Darüber hinaus ist eine Verstärkung der bestehenden 380-kV-Schaltanlage in Grafenrheinfeld vorgesehen.

Wirksamkeit

Die Maßnahme erweist sich in allen drei betrachteten Szenarien des Szenariorahmens als wirksam. In allen untersuchten Szenarien sorgt das Projekt P44 für eine deutliche Entlastung der Stromkreise zwischen Redwitz und Remptendorf sowie Altenfeld und Remptendorf. Ohne das Projekt kommt es beispielsweise in Stunde 7483 des Szenarios C 2030 zu einer Überlastung von 121% auf einem Stromkreis zwischen Altenfeld und Redwitz bei Ausfall des parallelen Systems. Mit P44 beträgt die Auslastung in vorgenannter Ausfallsituation nur 77%. Derartige Situationen mit der beschriebenen Wirkung von P44 können für mehrere Fälle in allen untersuchten Szenarien bestätigt werden.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet ist die Maßnahme im Szenario A 2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei ca. 53 %, in allen anderen Szenarien ist sie größer.

Szenario Kohleausstieg 2038 (C 2038*)

Auch bei einem Kohleausstieg bis spätestens 2038 wie von der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung beschlossen erweisen sich die Maßnahmen als wirksam. So ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Altenfeld und Redwitz in der Stunde 284 des Szenarios C 2038* mit 135% belastet, wenn das parallele System ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahmen M28a und M28b reduziert sich die Auslastung dann auf 92 %.

Alternativen

Zu den Alternativen des Projekts P44 sind im Netzentwicklungsplan 2017-2030 ausführliche Untersuchungen durchgeführt worden. Dabei hatten sich alle Varianten als elektrotechnisch nahezu gleichwertig erwiesen. Im Netzentwicklungsplan 2019-2030 werden diese Untersuchungen nicht wiederholt, da sie keine neuen Erkenntnisse versprechen und die in den damaligen Untersuchungen abgeleiteten Erkenntnisse weiterhin als valide erachtet 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 die P44

verzichtet werden kann, wenn nicht nur das Vorhaben P43 (Ursprungsvariante), sondern auch bereits 2030 die von den Übertragungsnetzbetreibern für 2035 vorgesehene Erweiterung des SüdOstLink von Klein Rogahn nach Isar (DC20) realisiert wird (SOL-Erweiterung).

Im Rahmen der Maßnahme DC20 ist die Errichtung einer HGÜ-Verbindung zwischen Klein Rogahn und Isar mit 2 GW Nennleistung geplant. Im nördlichen Abschnitt bis Wolmirstedt wird dafür ein Neubau in neuer Trasse erforderlich. Ab Wolmirstedt könnte die Maßnahme in gleicher Trasse mit der Maßnahme DC5 verlaufen, für die im Bundesbedarfsplangesetz die Verlegung von Leerrohren vorgesehen ist.

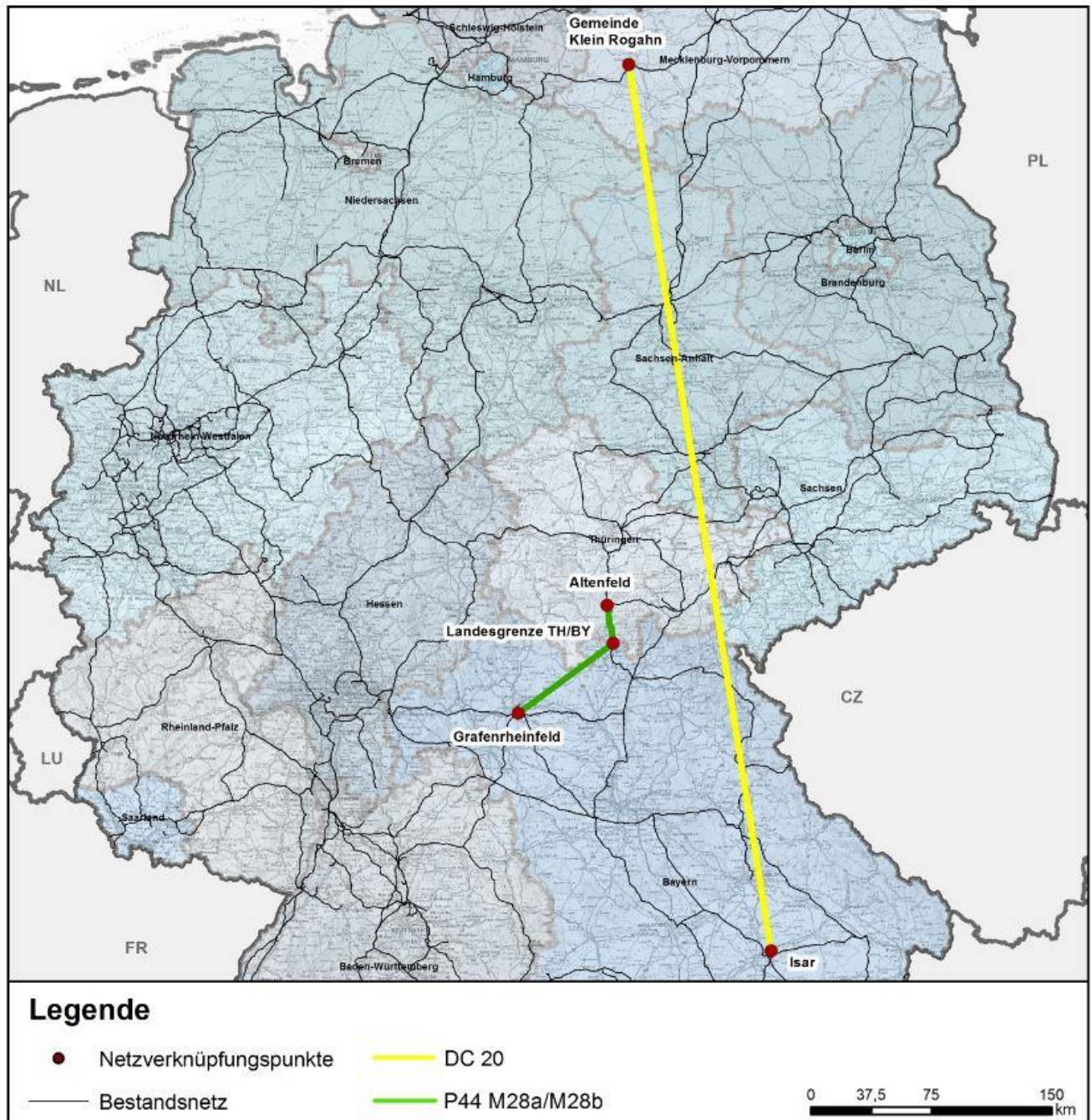


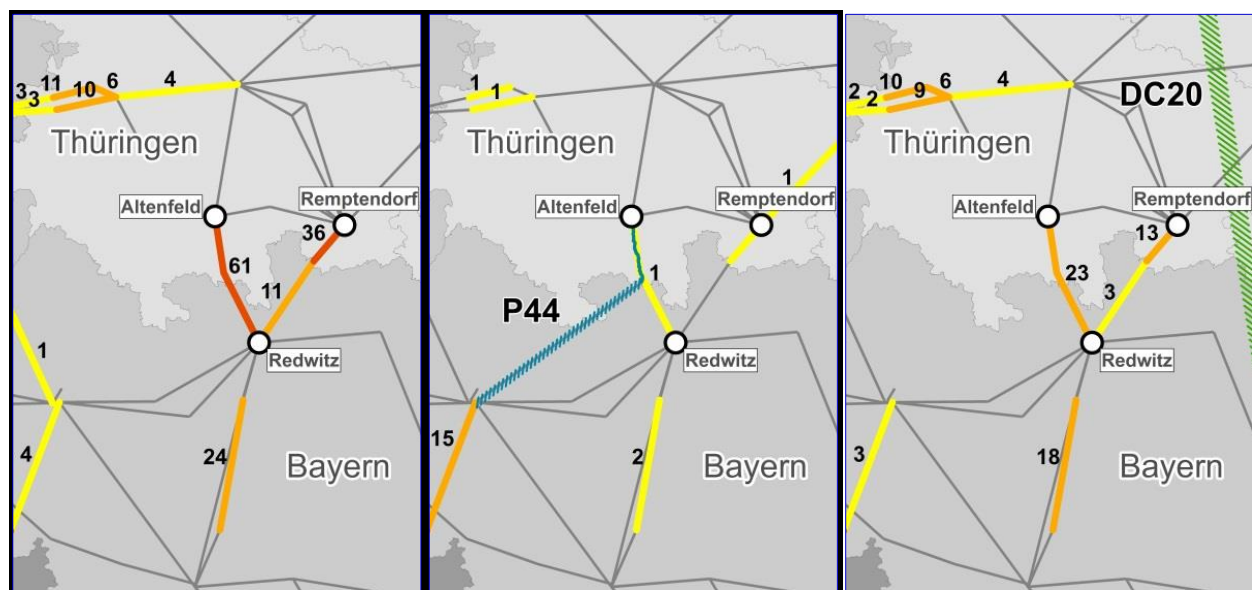
Abbildung: P44 – Erweiterung SüdOstLink

Die Bundesnetzagentur hat in Erfüllung dieses Prüfauftrages Netzanalysen für beide Varianten im Zieljahr 2030

durchgeführt. Dabei wird als Netztopologie im Ausgangszustand der geplante Netzausbau nach BBPIG, zuzüglich der Vorzugsvariante des Korridor B „B-Nord“ (siehe auch Abschnitt 3.3) angenommen. Für die Untersuchung werden in dieses Netz beide Varianten nacheinander „zugeschaltet“, d.h. in die Datensätze eingebaut, und die regionalen und deutschlandweiten Auswirkungen beider Maßnahmen untersucht.

Die Überlastungen im Ausgangsnetz sind für das Szenario C2030 in Prüfung weiterer Zubaumaßnahmen dargestellt. An der Landesgrenze zwischen Thüringen und Bayern zeigt sich ein Handlungsbedarf auf den Leitungen zwischen Altenfeld und Redwitz.

Das nachfolgende Bild zeigt die regionale Wirkung beider Maßnahmen auf diesen Engpass. Durch Realisierung der P44 könnten die regionalen Überlastungen fast vollständig gelöst werden. Zudem löst diese Maßnahme den bestehenden Engpass auf den Leitungen zwischen Remptendorf und Redwitz auf. Eine Realisierung der SuedOstLink-Erweiterung könnte die Überlastungen von 61 GWh auf 23 GWh deutlich reduzieren. Alleine auf die Region Thüringen/Bayern bezogen ist die P44 die bessere Variante. Bei Realisierung des Vorhabens P43 (Ursprungsvariante) und der SuedOstLink-Erweiterung (DC 20) bereits in 2030, erscheint die Realisierung der P44 jedoch nicht zwingend erforderlich.



Ausgangsnetz

P44 zugeschaltet
(blaue Verbindung)

SOL Erweiterung zugeschaltet
(grüne Verbindung)

Abbildung: Auslastung Alternativenuntersuchung P44 – Erweiterung SüdOstLink

Naturgemäß kann eine HGÜ in der Regel allerdings auch deutlich weiträumiger Überlastungen reduzieren. Um dies zu prüfen, hat die Bundesnetzagentur deshalb den deutschlandweiten Überlastungsindex für beide Varianten berechnet. Die untenstehende Grafik zeigt das Reduktionspotential gegenüber dem BBP Netz in Szenario C2030.

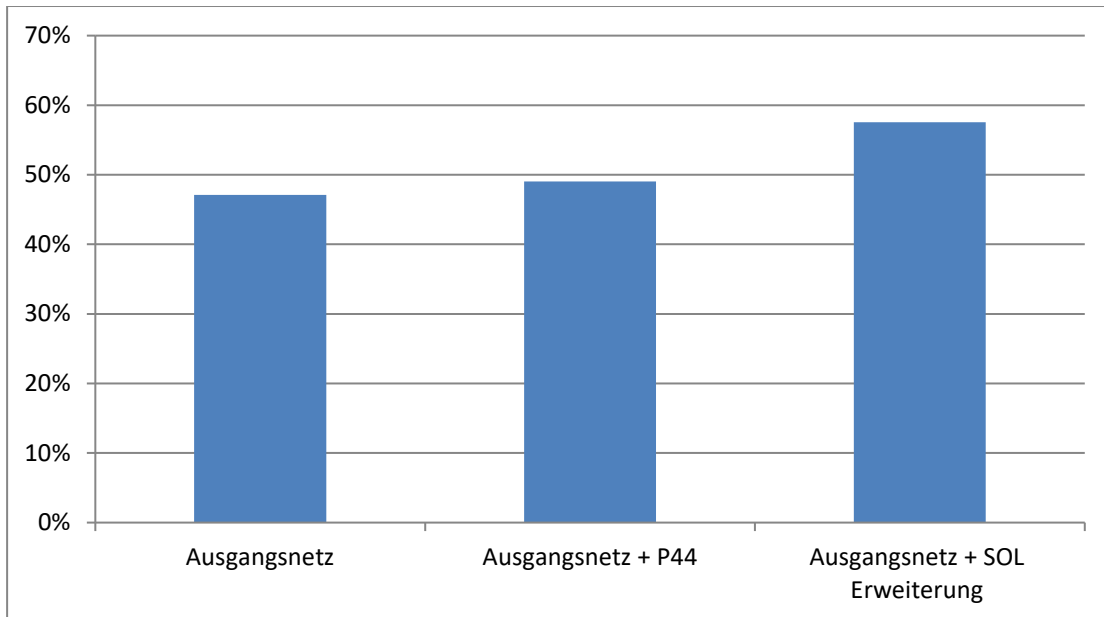


Abbildung: Deutschlandweites Reduktionspotential gegenüber dem BBP Netz in Szenario C 2030

Bereits durch die Hinzunahme der HGÜ Variante „B-Nord“ ist eine Reduktion des Überlastungsindex von über 45% möglich. Die SuedOstLink-Erweiterung bringt eine weitere Reduktion von etwa 12%. Damit schafft die Maßnahme wie erwartet deutlich mehr überregionale Entlastung als die P44. Der Grund ist die weiträumige Überspannung des Wechselstromnetzes durch die HGÜ, die größere Auswirkungen auf das restliche Netz hat als eine regional begrenzte Wechselstrommaßnahme. Aus diesem Grund kann eine SOL Erweiterung sowohl überregional als auch regional an der Grenze zwischen Thüringen und Bayern Entlastung schaffen. Damit der Nutzen durch die SuedOstLink-Erweiterung gehoben werden kann, ist zu deren südlichen Einbindung in das Drehstromnetz am Standort „Isar“ allerdings zusätzlich das Projekt P225 „Isar-Altheim“ zu realisieren.

Konsultation

Im Rahmen der Konsultation wird die Untersuchung des Bedarfs für P44 durch einen „unabhängigen“ Gutachter gefordert.

Die Bundesnetzagentur sieht diese Forderung als erfüllt an, denn sie wird im Bestätigungsprozess regelmäßig von unabhängigen Wissenschaftlern gutachterlich begleitet. Im Prozess 2019 war der Gutachter das Institut für Anlagen und Energiewirtschaft der Universität Aachen, in 2017 die ef-Ruhr der TU Dortmund. Die Gutachten sind bzw. werden von der Bundesnetzagentur veröffentlicht.

In anderen Konsultationsbeiträgen wird bemängelt, P44 wäre nicht in den Berechnungen für das Szenario C2030 untersucht worden, und der beschlossene Kohleausstieg wäre bei der Untersuchung der P44 nicht berücksichtigt worden.

Dazu hält die Bundesnetzagentur fest: Wie in den Abschnitten Wirksamkeit und Kohleausstieg Szenario C 2038 dargestellt, wurde das Projekt P44 im Szenario C und unter Berücksichtigung des Kohleausstiegs untersucht. Dort finden sich, ebenso wie im Dokument zu den vorläufigen Prüfungsergebnissen diesen Jahres, Wirksamkeitsnach-*

weise der P44 für die Szenarien C2030 und C 2038*, letzteres unterstellt den vollständig durchgeführten Kohleausstieg in Deutschland.

Ebenfalls wird in einigen Stellungnahmen bemängelt, die Bundesnetzagentur weise stets nur Engpassanalysen aus, eine Ausweisung des Transportbedarfes würde unterlassen.

Hierzu weist die Bundesnetzagentur auf Folgendes hin: Der Transportbedarf erhellt, welche Bundesländer oder Regionen im Jahre 2030 Energie exportieren oder importieren. Er gibt jedoch noch keinen ausreichenden Hinweis darauf, ob das Netz den Transportbedarf erfüllen kann oder ob Netzausbaubedarf besteht. Dafür ist die Engpassanalyse maßgeblich.

In den Konsultationsbeiträgen wird auch darauf hingewiesen, bei der Abwägung zwischen P44 und der Erweiterung des Südostlinks die deutlich größeren Auswirkungen auf Umwelt und Naturschutz durch die Südostlink Erweiterung zu berücksichtigen.

Im Rahmen der Konsultation fragten einzelne Konsultationsteilnehmer, ob vorgenannten Alternativen damit „vom Tisch“ seien.

Dazu hält die Bundesnetzagentur fest: Da sich an der Einschätzung der elektrotechnischen Gleichwertigkeit der im Netzentwicklungsplan 2017-2030 untersuchten Alternativen zu der im Netzentwicklungsplan 2019-2030 zum wiederholten Male beantragten Originalvariate des Projekts P44 nichts geändert hat, wäre es weiterhin vertretbar, auch eine der damaligen Alternativen zur Aufnahme in den Bundesbedarfsplan vorzusehen.

Bewertung

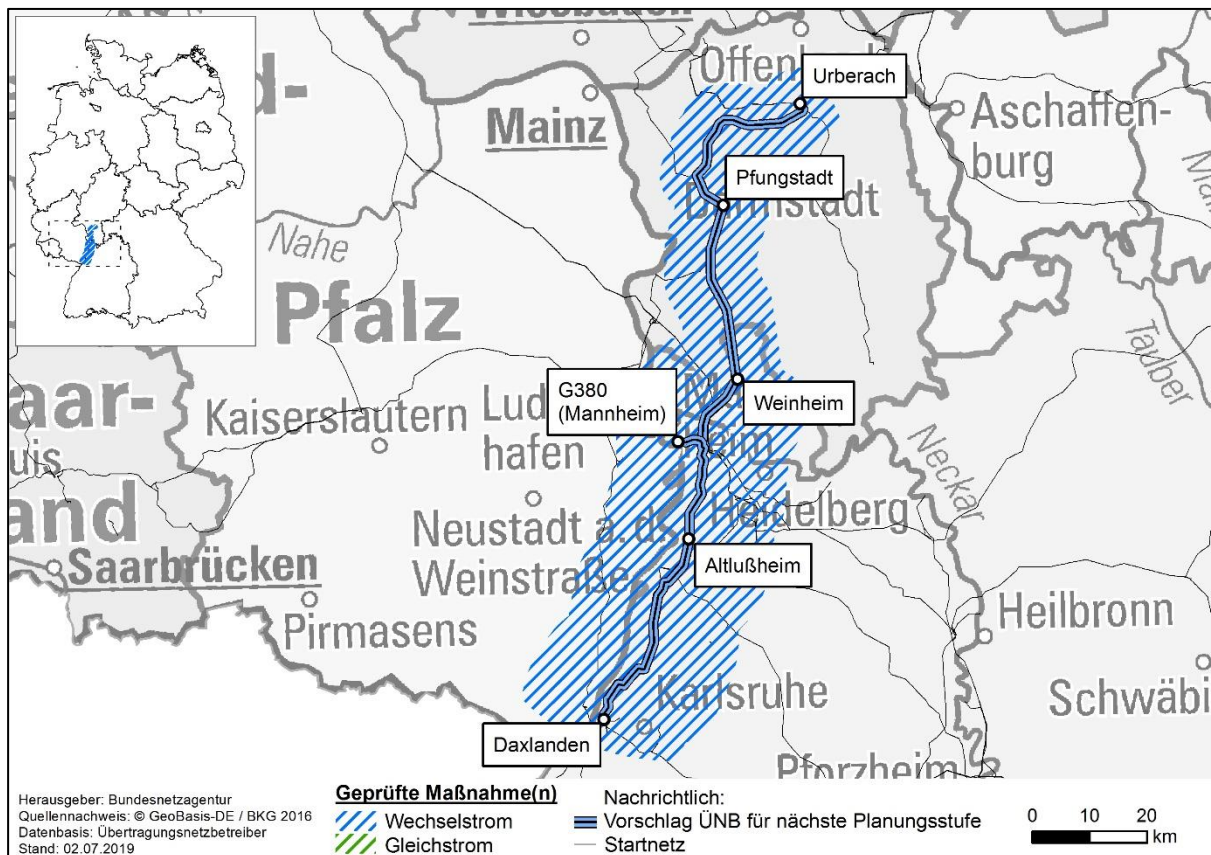
Die Maßnahmen erweisen sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie haben eine ausreichende Auslastung und tragen signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

In Anbetracht der deutlich besseren Wirksamkeit des Projektes P44 auf die Engpässe zwischen Thüringen und Bayern bestätigt die Bundesnetzagentur das Projekt P44. Die alternativ geprüfte SuedOstLink-Erweiterung (DC20) in 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 BBPIG (SuedOstLink) bereits zusätzliche Leerrohre gesetzlich vorgesehen sind (Kennzeichnung im Gesetz mit „H“).

Auf einen Blick

P44		M28a	M28b
wirksam		X	X
erforderlich		X	X
Auslastung	Durchschnitt	24%	22%
	Maximum	53%	53%
NOVA		V	A
Trassenlänge in km	Bestand	27	81
	Ausbau		
Bestätigt		Ja	Ja

P47: Region Frankfurt – Karlsruhe



Das Projekt P47 mit den Maßnahmen M31, M32, M33, M34 und M60 ist als Vorhaben Nr. 19 Teil des Bundesbedarfsplans. Das Projekt wurde erstmals im Netzentwicklungsplan 2012 für das Zieljahr 2022 geprüft, dabei und in allen weiteren Netzentwicklungsplan wurde die energiewirtschaftliche Notwendigkeit aller Maßnahmen bestätigt. Im Netzentwicklungsplan 2019-2030 erfolgt die Prüfung im BBP-Netz unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Elemente und höherer Auslastung der Bestandsnetze durch Freileitungsmonitoring und weiterer Innovationen, deren Umsetzung und Wirkung bereits heute konkret beschreibbar sind. Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Gesamtinbetriebnahme des Projektes bis zum Jahr 2028 an.

Das Projekt P47 dient der Erneuerung der Versorgungsinfrastruktur sowie der Erhöhung der Übertragungskapazität in der Region Frankfurt – Karlsruhe. Insbesondere wird durch die Maßnahme die Übertragungskapazität zwischen Rheinland-Pfalz und Baden-Württemberg erhöht.

Streckenmaßnahme M31: Weinheim – Daxlanden

Streckenmaßnahme M32: Weinheim – G380

Streckenmaßnahme M33: G380 – Altlußheim

Streckenmaßnahme M34: Altlußheim – Daxlanden

Die Maßnahmen M31, M32, M33 und M34 werden bestätigt.

Beschreibung

Im südlichen Teil des Projekts P47 wird mit den Maßnahmen M31 bis M34 ein 380-kV-Doppelsystem von Weinheim, dem Endpunkt der Maßnahme M60, nach Daxlanden realisiert. Dabei soll bestehende 220-kV-Infrastruktur großräumig durch Neubau in bestehender Trasse auf 380-kV-Betrieb umgestellt werden.

Die Maßnahmen M31, M32, M33 und M34 werden zusammen geprüft und bewertet, da eine Einzelbetrachtung nicht sinnvoll wäre. Derzeit verläuft ein 220-kV-Stromkreis von Daxlanden nach Weinheim. Ein dazu paralleler Stromkreis wird auf dem Weg durch die Anlagen Altlußheim und das Großkraftwerk Mannheim Werk I geführt. Würde z. B. die Maßnahme M33 (von G380 nach Altlußheim) als einzige Maßnahme bestätigt, so müssten in den beiden Stationen zusätzlich zum Bau der 380-kV-Leitung auf dem Teilstück 380/220-kV-Transformatoren aufgestellt werden. Damit würde es in einem kleinen Bereich zu einer Durchmischung von 220-kV- und 380-kV-Strukturen kommen, die nicht sinnvoll und nachhaltig wäre, da z. B. zusätzliche Umspannverluste (Umspannung von 380 kV auf 220 kV und wieder auf 380 kV auf einer kleinen Strecke) anfielen und durch den Widerstand der zusätzlichen Transformatoren auch die Kurzschlussleistung des Gesamtsystems sänke.

Wirksamkeit

Die Maßnahmen erweisen sich in allen drei betrachteten Szenarien als wirksam. Sie sorgen auf den Stromkreisen von Bürstadt über Lambsheim, Mutterstadt nach Weingarten/Maximiliansau für (n-1)-Sicherheit. Ohne die Maßnahmen M31, M32, M33 und M34 ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Lambsheim und Weingarten in der Stunde 1271 des Szenarios B 2030 mit 101% belastet, wenn ein Stromkreis von Mutterstadt nach Maximiliansau ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahmen M31, M32, M33 und M34 reduziert sich die Auslastung dann auf 87%. Ähnliche Situationen treten in mehreren Stunden und in den unterschiedlichen Szenarien auf.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweisen sich die Maßnahmen als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet ist die Maßnahme im Szenario A 2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei ca. 54%.

Szenario Kohleausstieg 2038 (C 2038*)

Auch bei einem Kohleausstieg bis spätestens 2038 wie von der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung beschlossen erweisen sich die Maßnahmen als wirksam. So ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Bürstadt und Lambsheim in der Stunde 2169 des Szenarios C 2038* mit 154% belastet, wenn der parallele Stromkreis ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahmen M31, M32, M33 und M34 reduziert sich die Auslastung dann auf 130%.

Bewertung

Die Maßnahmen erweisen sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie haben eine ausreichende Auslastung und tragen signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

Streckenmaßnahme M60: Urberach – Pfungstadt – Weinheim

Die Maßnahme M60 wird bestätigt.

Beschreibung

Mit der nördlichen Maßnahme M60 des Projekts P47 soll von Urberach nach Weinheim eine 380-kV-Doppel-leitung, teilweise als Stromkreisaufgabe/Umbeseilung, teilweise als Neubau in neuer und bestehender Trasse, realisiert werden. Durch die weitestgehende Nutzung bestehender Trassen entfällt der 220-kV-Anschluss der Station Pfungstadt. Diese wird auf 380 kV umgestellt.

Wirksamkeit

Die Maßnahme erweist sich in allen drei betrachteten Szenarien als wirksam. Sie sorgt auf den Stromkreisen zwischen Bischofsheim und Pfungstadt für (n-1)-Sicherheit. Ohne die Maßnahme M60 ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Bischofsheim und Pfungstadt in der Stunde 311 des Szenarios B 2030 mit 154% belastet, wenn ein Stromkreis von Urberach nach Pfungstadt ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahme M60 reduziert sich die Auslastung dann auf 120%. Ähnliche Situationen treten in mehreren Stunden und in den unterschiedlichen Szenarien auf.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweisen sich die Maßnahmen als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet ist die Maßnahme im Szenario A 2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei ca. 61%.

Szenario Kohleausstieg 2038 (C 2038*)

Auch bei einem Kohleausstieg bis spätestens 2038 wie von der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung beschlossen erweisen sich die Maßnahmen als wirksam. So ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Bischofsheim und Pfungstadt in der Stunde 3667 des Szenarios C 2038* mit 197% belastet, wenn ein Stromkreis von Urberach nach Pfungstadt ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahmen M31, M32, M33 und M34 reduziert sich die Auslastung dann auf 146%.

Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

Maßnahme M31TR1: Querregltransformator in Weinheim

Beschreibung

Im Zuge der Umsetzung der Streckenmaßnahmen M31 bis M34 wird das 220/110-kV-Umspannwerk Weinheim durch ein 380/110-kV-Umspannwerk ersetzt. Zusätzlich erhält es mit der Streckenmaßnahme M60 eine Verbindung in nördlicher Richtung, die bewirkt, dass das neue 380/110-kV-Umspannwerk in einer hoch ausgelasteten Nord-Süd-Verbindung liegen wird. Um Überlastungen im unterlagerten 110-kV-Verteilnetz entgegenzuwirken, soll mit der Maßnahme M31TR1 ein Querregler im Umspannwerk Weinheim aufgestellt werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Inbetriebnahme der Maßnahme M31TR1 bis zum Jahr 2024 an.

Bewertung

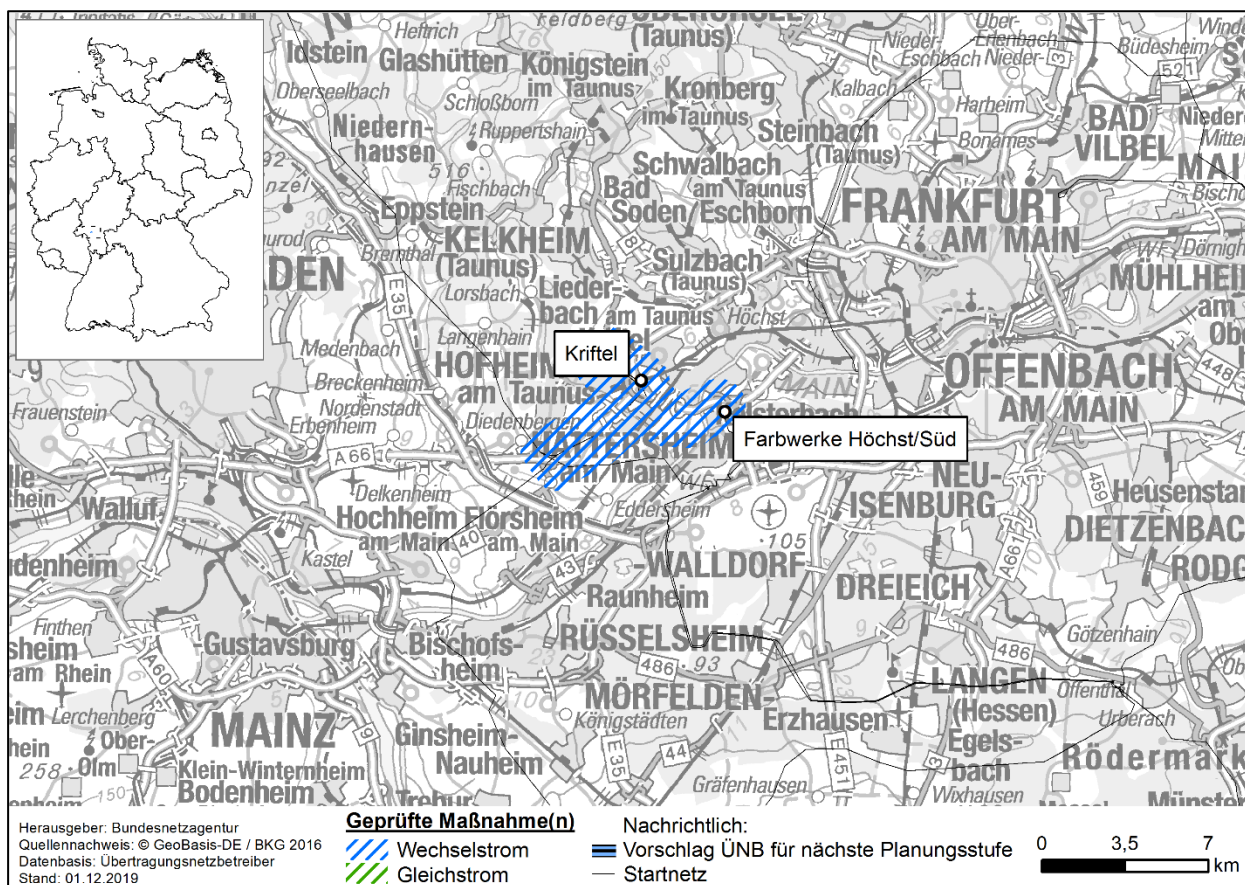
Die Maßnahme M31TR1 ist nicht als eigenständig im Netzentwicklungsplan zu prüfende Punktmaßnahme zu sehen und kann daher formal nicht bestätigt werden. Vielmehr betrifft sie ein 220/110-kV-Umspannwerk, welches als direkte Folge der Bestätigung der Maßnahmen M31 bis M34 und M60 durch ein 380/110-kV-Umspannwerk ersetzt werden muss. Damit ist sie von der Bestätigung dieser Maßnahmen erfasst und kann im Rahmen der Umsetzung dieser Maßnahmen realisiert werden.

Mit Netzberechnungen auf Basis eines Datensatzes für B2030 haben die Übertragungsnetzbetreiber nachgewiesen, dass es in Zeiten hoher Nord-Süd-Leistungsflüsse und bei Ausfall eines Stromkreises von Weinheim in Richtung Daxlanden ohne die Maßnahme M31TR1 zu Überlastungen im unterlagerten 110-kV-Netz kommt. Die Auslastung liegt dann bei bis zu 116%. Diese Auslastung kann mit dem Querregler auf 87% gesenkt werden. Im Rahmen der Umsetzung der Maßnahmen M31 bis M34 und M60 ist dieser Querregler somit notwendig, um Überlastungen im 110-kV-Netz zu vermeiden.

Auf einen Blick

P47		M31	M32	M33	M34	M60
wirksam		X	X	X	X	X
erforderlich		X	X	X	X	X
Auslastung	Durchschnitt	22%	16%	24%	25%	18%
	Maximum	59%	54%	60%	62%	61%
NOVA		V	V	V	V	V/A
Trassenlänge in km	Bestand	76	17	22,5	42	60
	Ausbau					6
Bestätigt		Ja	Ja	Ja	Ja	Ja

P47a: Netzverstärkung Kriftel – Farbwerke Höchst-Süd



Das Projekt P47a mit der Maßnahme M64 wurde im Netzentwicklungsplan 2013 erstmals unter der Bezeichnung P47 beantragt. Die Bundesnetzagentur hat das Projekt zunächst nicht identifiziert. Inzwischen liegen der Bundesnetzagentur neue Informationen bezüglich der regionalen Last vor. Insbesondere gibt es konkrete Anfragen zur Lasterhöhung im Raum. Damit bildet die ursprüngliche Lastregionalisierung die Gegebenheiten nicht mehr hinreichend ab. Die erneute Prüfung erfolgt deshalb auf einem modifizierten Datensatz des Szenarios C2030, der diese Erkenntnisse berücksichtigt. Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Inbetriebnahme bis zum Jahr 2022 an.

Streckenmaßnahme M64: Kriftel – Farbwerke Höchst-Süd

Die Maßnahme M64 wird bestätigt.

Beschreibung

Mit der Maßnahme M64 soll ein neues 380-kV-Doppelsystem durch Neubau in bestehender Trasse zwischen Kriftel und Farbwerke Höchst-Süd realisiert werden. Im Zuge der Maßnahme ist ein Neubau einer 380-kV-Anlage am Standort Farbwerke Höchst-Süd notwendig. Die bestehende Anbindung des Standorts Farbwerke Höchst-Süd in 220kV entfällt.

Wirksamkeit

Die Maßnahme erweist sich im modifizierten Szenario als wirksam. Ohne die Maßnahme überlasten die bestehenden 220-kV-Systeme zwischen Urberach und Farbwerke Höchst-Süd. Im NNF 1748 liegt die Auslastung bei Ausfall einer Leitung zwischen Karben und Kriftel bei 106%. Durch Umsetzung der Maßnahme kann die Auslastung im auf den neuen Stromkreisen im gleichen Fall auf 7% reduziert werden.

Erforderlichkeit

Die Maßnahme erweist sich im modifizierten Szenario auch als erforderlich. Die maximale Auslastung liegt hier bei 22,5%.

Alternativen

Zur Maßnahme M64 sind keine naheliegenden netztechnischen Alternativen erkennbar.

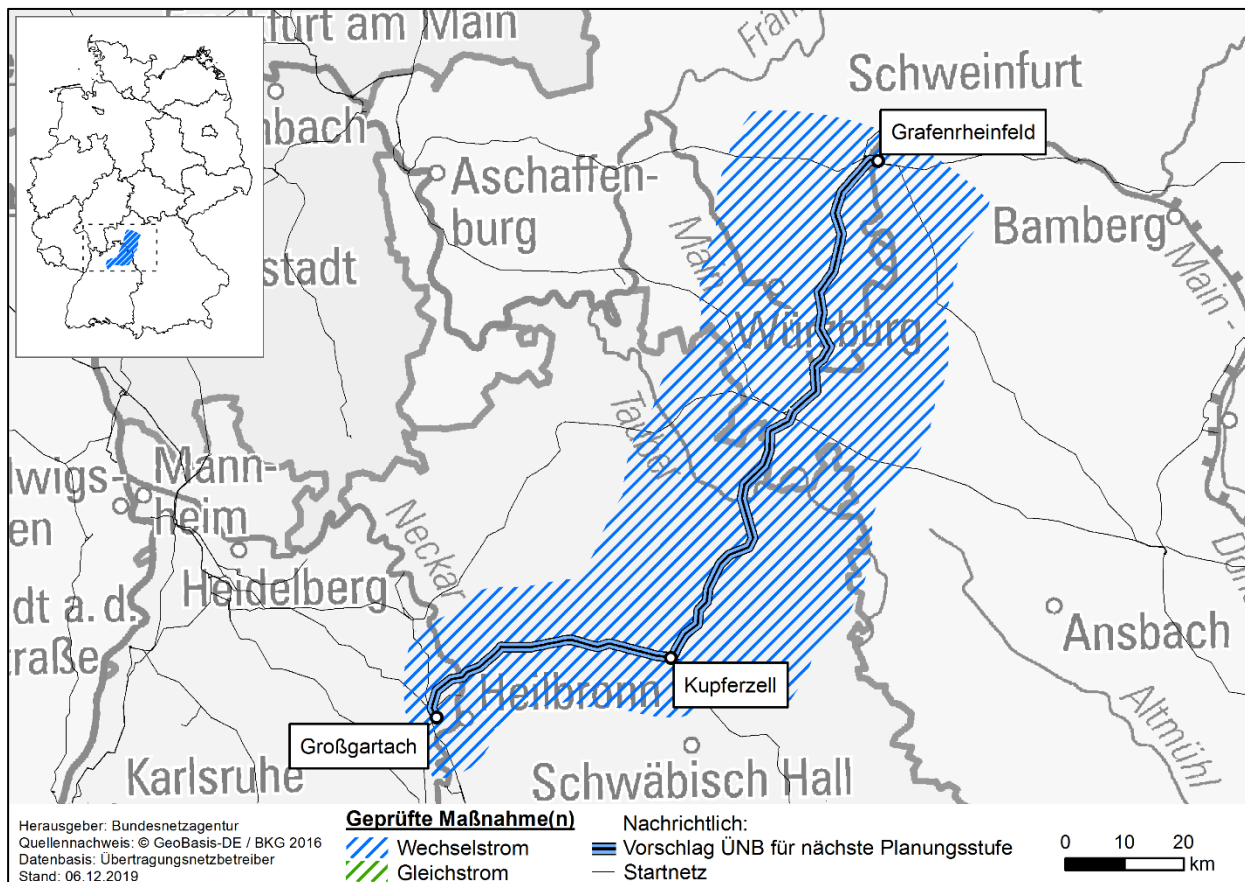
Bewertung

Die Maßnahme erweist sich als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und sie beseitigt in einer hinreichenden Zahl von Stunden Engpässe. Dadurch trägt sie dazu bei, in erheblichem Umfang Engpassmanagement einzusparen.

Auf einen Blick

P47a		M64
wirksam		X
erforderlich		X
Auslastung	Durchschnitt	12%
	Maximum	22,5%
NOVA		V
Trassenlänge in km	Bestand	11
	Ausbau	
bestätigt		Ja

P48: Baden-Württemberg/Bayern



Das Projekt P48 besteht aus den Maßnahmen M38a, M38b und M39. Die Maßnahmen M38a und M39 sind als Vorhaben Nr. 20 Teil des Bundesbedarfsplans. Die Maßnahmen M38a und M39 wurden erstmals im Netzentwicklungsplan 2012 für das Zieljahr 2022 geprüft, dabei und in allen weiteren Netzentwicklungsplan wurde die energiewirtschaftliche Notwendigkeit der Maßnahmen bestätigt. Im Netzentwicklungsplan 2019-2030 erfolgt die Prüfung im BBP-Netz unter Berücksichtigung lastflusststeuernder Elemente und höherer Auslastung der Bestandsnetze durch Freileitungsmonitoring und weiterer Innovationen, deren Umsetzung und Wirkung bereits heute konkret beschreibbar sind. Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Inbetriebnahme der Maßnahmen M38a und M39 im Jahr 2025 an.

Das Projekt P48 verbindet das in Unterfranken gelegene Grafenrheinfeld mit Großgartach in Baden-Württemberg. Ziel des Projekts ist, das Übertragungsnetz für die zukünftig ansteigenden Nord-Süd-Stromflüsse auf dieser Achse zu verstärken und Überlastungszustände auszuschließen. Unter anderem durch das Abschalten der süddeutschen Kernkraftwerke und durch den stetigen Ausbau der erneuerbaren Energien in Norddeutschland sowie durch den Anschluss der geplanten HGÜ-Verbindung DC4 in der Region Grafenrheinfeld, werden in der Region zukünftig verstärkt solche Nord-Süd-Stromflüsse auftreten.

Streckenmaßnahme M38a: Grafenrheinfeld – Kupferzell

Die Maßnahme M38a wird bestätigt.

Beschreibung

Im Rahmen der Maßnahme M38a soll die bestehende 380-kV-Leitung von Grafenrheinfeld über Stalldorf nach Kupferzell durch Stromkreisaufgabe um einen zusätzlichen Stromkreis von Grafenrheinfeld nach Kupferzell erweitert werden.

Wirksamkeit

Die Maßnahmen erweisen sich in allen drei betrachteten Szenarien als wirksam. Sie sorgen auf den Stromkreisen von Grafenrheinfeld nach Stalldorf für (n-1)-Sicherheit. Ohne die Maßnahme M38a ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Grafenrheinfeld und Stalldorf in der Stunde 307 des Szenarios B 2030 mit 112% belastet, wenn ein Stromkreis von Grafenrheinfeld nach Höpfingen ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahme M38a reduziert sich die Auslastung dann auf 76%. Ähnliche Situationen treten in mehreren Stunden und in den unterschiedlichen Szenarien auf.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M38a auch als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet ist die Maßnahme im Szenario A 2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei ca. 77%.

Szenario Kohleausstieg 2038 (C 2038*)

Auch bei einem Kohleausstieg bis spätestens 2038 wie von der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung beschlossen erweisen sich die Maßnahmen als wirksam. So ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Grafenrheinfeld und Stalldorf in der Stunde 282 des Szenarios C 2038* mit 139% belastet, wenn ein Stromkreis zwischen Grafenrheinfeld nach Höpfingen ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahme M38a reduziert sich die Auslastung dann auf 96%.

Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

Streckenmaßnahme M39: Kupferzell – Großgartach

Die Maßnahme M39 wird bestätigt.

Beschreibung

Mit der Maßnahme M39 soll durch einen Neubau in bestehender Trasse ein bestehender 380-kV-Stromkreis von Kupferzell nach Großgartach durch zwei neue 380-kV-Stromkreise von Kupferzell nach Großgartach ersetzt werden.

Wirksamkeit

Die Maßnahme erweist sich in allen drei betrachteten Szenarien als wirksam. Sie sorgt zwischen Kupferzell nach Großgartach für (n-1)-Sicherheit. Ohne die Maßnahme M39 ist beispielsweise der mit der Maßnahme M39 zu ersetzende Stromkreis zwischen Kupferzell nach Großgartach in der Stunde 307 des Szenarios B 2030 mit 139% belastet, wenn ein Stromkreis von Kupferzell nach Goldshöfe ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahme M39 reduziert sich die Auslastung für einen der dann zwei Stromkreise auf 58%. Ähnliche Situationen treten in mehreren Stunden und in den unterschiedlichen Szenarien auf.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweisen sich die Maßnahmen als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet ist die Maßnahme im Szenario A 2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei ca. 46%.

Szenario Kohleausstieg 2038 (C 2038*)

Auch bei einem Kohleausstieg bis spätestens 2038 wie von der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung beschlossen erweisen sich die Maßnahmen als wirksam. So ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Kupferzell nach Großgartach in der Stunde 1333 des Szenarios C 2038* mit 189% belastet, wenn ein Stromkreis zwischen Kupferzell nach Goldshöfe ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahmen M39 reduziert sich die Auslastung dann auf 83%.

Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

Auf einen Blick

P48		M38a	M39
wirksam		X	X
erforderlich		X	X
Auslastung	Durchschnitt	31%	18%
	Maximum	77%	46%
NOVA		V	V
Trassenlänge in km	Bestand	110	48
	Ausbau		
Bestätigt		Ja	Ja

P50: Netzverstärkung Schwäbische Alb

Das Projekt P50 wurde mit der Maßnahme M41 erstmals im Netzentwicklungsplan 2013 geprüft, damals allerdings nicht bestätigt. Die Maßnahme M366 wurde im Netzentwicklungsplan 2017-2030 erstmals geprüft. Beide Maßnahmen wurden im Netzentwicklungsplan 2017-2030 bestätigt.

Die Übertragungsnetzbetreiber streben die Inbetriebnahme des Projekts für das Jahr 2030 an.

Streckenmaßnahmen M41 und M366: Pulverdingen - Oberjettingen - Engstlatt

Die Maßnahmen M41 und M366 werden nicht bestätigt.

Beschreibung

Mit der Maßnahme M41 soll ein zusätzlicher 380 kV-Stromkreis von Engstlatt nach Oberjettingen errichtet werden und mit der Maßnahme M366 soll ein zusätzlicher 380 kV-Stromkreis von Pulverdingen nach Oberjettingen errichtet werden.

Bewertung

Nachdem die Streckenmaßnahmen M41 und M366 im letzten Netzentwicklungsplan 2017-2030 als notwendig identifiziert und bestätigt wurden, konnte die Maßnahmen im Netzentwicklungsplan 2019-2030 nicht erneut als notwendig identifiziert werden. Grundsätzlich ist bei der regelmäßigen Prüfung von Netzausbauvorhaben gar nicht zu vermeiden, dass Projekte auch wieder entfallen können. Dies ist auch in der Vergangenheit schon aufgetreten und in seltenen Fällen wurden sogar Vorhaben wieder aus dem BBPlG gestrichen. Im Normalfall führt die restriktive Bestätigungspraxis der BNetzA zu einem weitgehend robusten Ergebnis, so dass bei annähernd vergleichbaren Rahmenbedingungen das Problem eher gering ist.

Allerdings haben sich im Netzentwicklungsplan 2019-2030 eine ganze Reihe von Rahmenbedingungen geändert. Hierzu gehören die Höherauslastung des Bestandsnetzes durch das vorausgesetzte verbesserte Freileitungsmonitoring, der erweiterte Einsatz der Phasenschiebertransformatoren oder auch das neu eingeführte flow based market coupling zur Bewirtschaftung der Interkonnektoren. Dadurch haben sich lokal in Einzelfällen deutliche Reduzierungen von Überlastungen ergeben, was zu einer geänderten Einschätzung einiger vormals bestätigten Projekte führte.

Punktmaßnahme M366SA1: Neubau Schaltanlage Pulverdingen

Die Maßnahme M366SA1 wird bestätigt.

Beschreibung

Mit der Maßnahme M366SA1 soll die 380-kV-Schaltanlage am Standort Pulverdingen auf eine Kurzschlussfestigkeit von mindestens 63 kA/1s verstärkt werden.

Wirksamkeit

Derzeit ist die bestehende 380-kV-Schaltanlage am Standort Pulverdingen auf einen Bemessungskurzzeitstrom von 50 kA/1s im Kurzschlussfall ausgelegt. Mit einem Datensatz, der u.a. bestätigte Maßnahmen des Netzent-

wicklungsplans 2019-2030 berücksichtigte, haben die Übertragungsnetzbetreiber Kurzschlussstromberechnungen für 2030 durchgeführt und einen Kurzschlussstrom von 60 kA/1s nachgewiesen.

Bewertung

Die Maßnahme M366SA1 ist wirksam, da die bestehende Anlage nicht auf das zukünftig zu erwartende Kurzschlussniveau ausgelegt ist.

Punktmaßnahme M366SA3: Erweiterung Schaltanlage Oberjettingen

Die Maßnahme M366SA3 wird nicht bestätigt.

Beschreibung

Zusätzlich zu einer Einfacheinschleifung, wird derzeit die Umgehungsschiene der 380-kV-Schaltanlage Oberjettingen im regulären Betrieb für eine Anbindung an den 380-kV-Stromkreis von Pulverdingen nach Engstlatt genutzt. Mit der Maßnahme M366SA3 soll der Stromkreis in die 380-kV-Schaltanlage eingeschliffen werden (zweite Einschleifung).

Wirksamkeit

Bei der Wirksamkeitsprüfung wurde nur die Einfacheinschleifung der 380-kV-Schaltanlage Oberjettingen unterstellt. Die Maßnahme behebt zwar in zwei Szenarien geringe Überlastungen in (n-1)-Fällen, jedoch wird häufig erst durch die Maßnahme ein anderer Stromkreis in dem jeweiligen (n-1)-Fall überlastet.

Bewertung

Die Maßnahme erweist sich nicht als wirksam und die bisher vorgetragenen Argumente für die Maßnahme rechtfertigen keine Bestätigung unter dem Gesichtspunkt der sonstigen Erwägungen.

Auf einen Blick

P50		M41	M366	M366SA1	M366SA3
wirksam		-	-	X	-
NOVA		V	V	V	V
Trassenlänge in km	Bestand	34	45	-	-
	Ausbau			-	-
Bestätigt		nein	nein	ja	nein

P51: Netzverstärkung im Mittleren Neckarraum



Das Projekt wurde erstmals im Netzentwicklungsplan 2012 für das Zieljahr 2022 geprüft. Für eine Streckenmaßnahme von Großgartach nach Endersbach wurde dabei die energiewirtschaftliche Notwendigkeit bestätigt. Die Maßnahme wurde danach zunächst Teil des Bundesbedarfsplans, da die Maßnahme jedoch in späteren Netzentwicklungsplanes nicht erneut bestätigt wurde, entfiel sie.

Im Netzentwicklungsplan 2019-2030 erfolgt die Prüfung unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Elemente und höherer Auslastung der Bestandsnetze durch Freileitungsmonitoring und weiterer Innovationen, deren Umsetzung und Wirkung bereits heute konkret beschreibbar sind. Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Gesamteinbetriebnahme des Projektes bis zum Jahr 2030 an.

Streckenmaßnahme M37: Großgartach – Endersbach

Die Maßnahmen M37 wird bestätigt.

Beschreibung

Durch Neubau in bestehender Trasse und Zubeseilung, soll das vorhandene Dreibein Endersbach - Großgartach – Mühlhausen aufgelöst werden und ein eigenständiger 380-kV-Stromkreis von Großgartach nach Endersbach, sowie ein eigenständiger 380-kV-Stromkreis von Großgartach nach Mühlhausen realisiert werden.

Wirksamkeit

Die Maßnahmen erweisen sich in allen drei betrachteten Szenarien als wirksam. Sie sorgen auf den Stromkreisen von Neckarwestheim nach Mühlhausen und Endersbach für (n-1)-Sicherheit. Ohne die Maßnahme M37 ist beispielsweise das Dreibein Endersbach - Großgartach – Mühlhausen in der Stunde 3178 des Szenarios B 2030 mit 125% belastet, wenn ein Stromkreis von Großgartach nach Pulverdingen ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahme M37 reduziert sich die Auslastung dann auf 62%. Ähnliche Situationen treten in mehreren Stunden und in den unterschiedlichen Szenarien auf.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet ist die Maßnahme im Szenario A 2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei ca. 52%.

Szenario Kohleausstieg 2038 (C 2038*)

Auch bei einem Kohleausstieg bis spätestens 2038 wie von der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung beschlossen erweisen sich die Maßnahmen als wirksam. So ist beispielsweise das Dreibein Endersbach - Großgartach – Mühlhausen in der Stunde 6734 des Szenarios C 2038* mit 126% belastet, wenn ein Stromkreis von Großgartach nach Pulverdingen ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahme M37 reduziert sich die Auslastung dann auf 67%.

Alternativen

Zu der Maßnahme M37 ist keine naheliegenden netztechnischen Alternativen erkennbar.

Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und sie beseitigt in einer hinreichenden Zahl von Stunden Engpässe. Dadurch trägt sie dazu bei, in erheblichem Umfang Engpassmanagement einzusparen.

Punktmaßnahme M632SA1: 380-kV-Schaltanlage Wendlingen

Die Maßnahme M632SA1 wird bestätigt.

Beschreibung

Derzeit limitiert die bestehende 380-kV-Schaltanlage Wendlingen die maximal zulässige Auslastung der angeschlossenen 380-kV-Stromkreise. Durch Ersatz der bestehenden 380-kV-Schaltanlage Wendlingen durch eine neue Schaltanlage können die angeschlossenen Stromkreise deutlich höher genutzt werden.

Wirksamkeit

Die Maßnahme erweist sich in allen drei betrachteten Szenarien als wirksam. Sie sorgt auf den Stromkreisen um Wendlingen für (n-1)-Sicherheit. Ohne die Maßnahme M632SA1 ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Wendlingen und Bünzwangen in der Stunde 6942 des Szenarios B 2030 mit 110% belastet, wenn ein Stromkreis von Hoheneck nach Vöhringen/ Gundelfingen ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahme M632SA1 reduziert sich die Auslastung dann auf 76%. Ähnliche Situationen treten in mehreren Stunden und in den unterschiedlichen Szenarien auf.

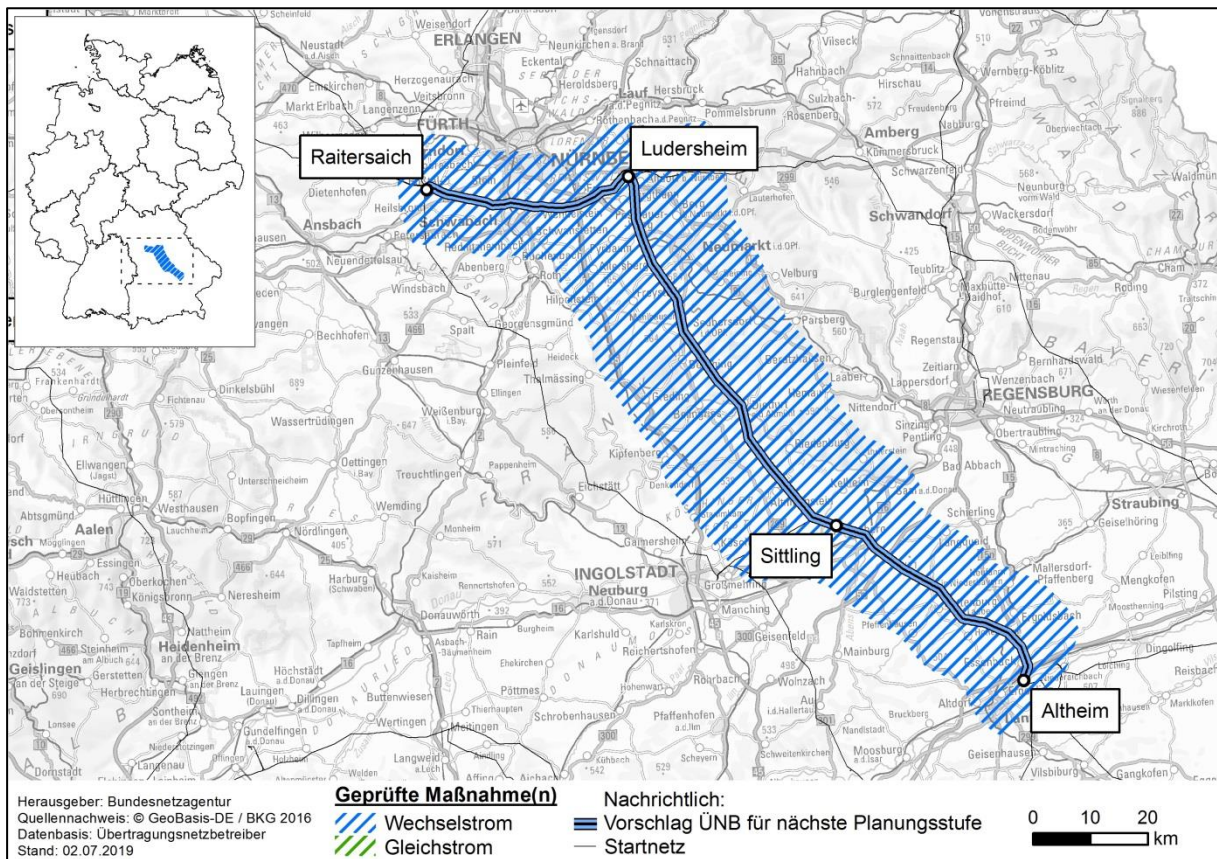
Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in drei Szenarien als wirksam. Sie beseitigt in einer hinreichenden Zahl von Stunden Engpässe. Dadurch trägt sie dazu bei, in erheblichem Umfang Engpassmanagement einzusparen.

Auf einen Blick

P51		M37	M632 SA1
wirksam		X	X
erforderlich		X	-
Auslastung	Durchschnitt	27%	-
	Maximum	52%	-
NOVA		V	V
Trassenlänge in km	Bestand	27	-
	Ausbau	0	-
Bestätigung		Ja	Ja

P53: Raitersaich - Ludersheim - Sittling - Altheim



Das Projekt P53 besteht aktuell aus zwei Maßnahmen. Die Maßnahmen M54 und M350 sind als Vorhaben Nr. 41 bereits Teil des Bundesbedarfsplans. Sie wurden bereits seit dem Netzentwicklungsplan 2012 geprüft. Die Bundesnetzagentur hat ihre energiewirtschaftliche Notwendigkeit erstmals im Netzentwicklungsplan 2014 für das Jahr 2024 bestätigt. Im Netzentwicklungsplan 2019-2030 erfolgt die Prüfung im BBP-Netz unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Betriebsmittel und höherer Auslastung der Bestandsnetze durch Freileitungsmonitoring und weiterer Innovationen, deren Umsetzung und Wirkung bereits heute konkret beschreibbar sind.

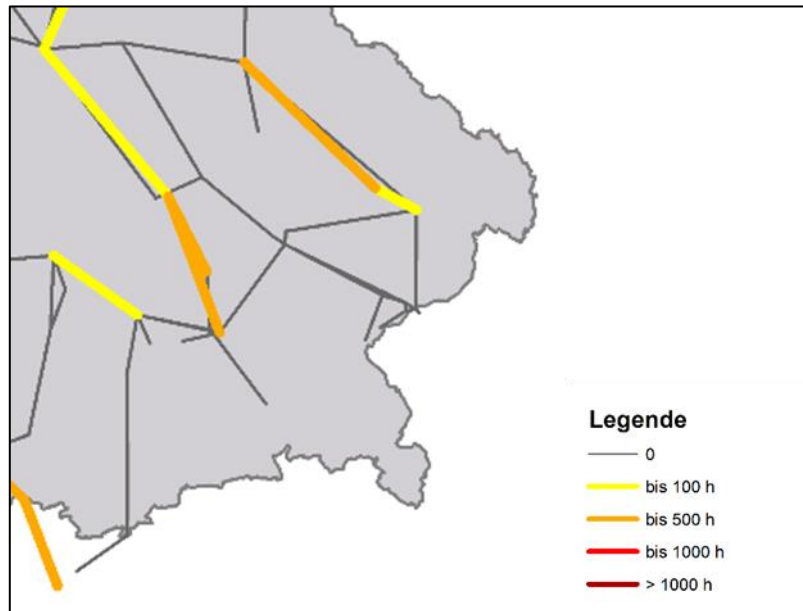
Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Gesamtinbetriebnahme des Projekts im Jahr 2026 an.

Das Projekt P53 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Raitersaich und Altheim und verbessert so die Anbindung Südostbayerns für die aus Norden kommende Leistung aus Regionen mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energien. In Verbindung mit dem Vorhaben Nr. 32 Teil des Bundesbedarfsplans (Altheim – Bundesgrenze) verbessert es auch den Leistungsaustausch mit Österreich. Dies dient zum einen dem Export in Zeiten hoher EE-Einspeisung, nützt aber ebenso in Situationen mit geringer innerdeutscher Erzeugung, in denen Deutschland Strom bspw. aus Österreich und den dortigen Pumpspeicherwerken importiert.

Konsultation

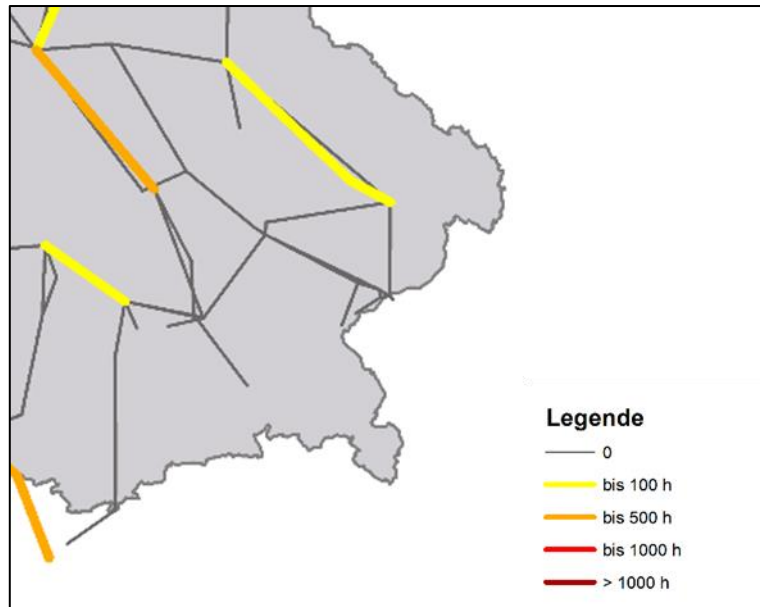
Mehrere Konsultationsbeiträge zweifeln den Bedarf für das Projekt P53 an bzw. fordern die Offenlegung der Untersuchungsergebnisse für das als Alternative zu P53 angegebene Projekt P54.

Nach Beginn der Konsultation hat die Bundesnetzagentur weitergehende Untersuchung durchgeführt. In der folgenden Abbildung sind die Anzahl der Stunden mit Überlastungen in (n-1)-Ausfallsituationen der einzelnen Leitungen im Szenario B2030 dargestellt, wenn abgesehen vom BBP-Netz weder das Projekt P53 noch die P54 realisiert würden. Deutlich ist zu erkennen, dass die Leitungen von Raitersaich über Irsching nach Ottenhofen sowie von Schwandorf nach Pleinting mit der Übertragungsaufgabe massiv überlastet sind.



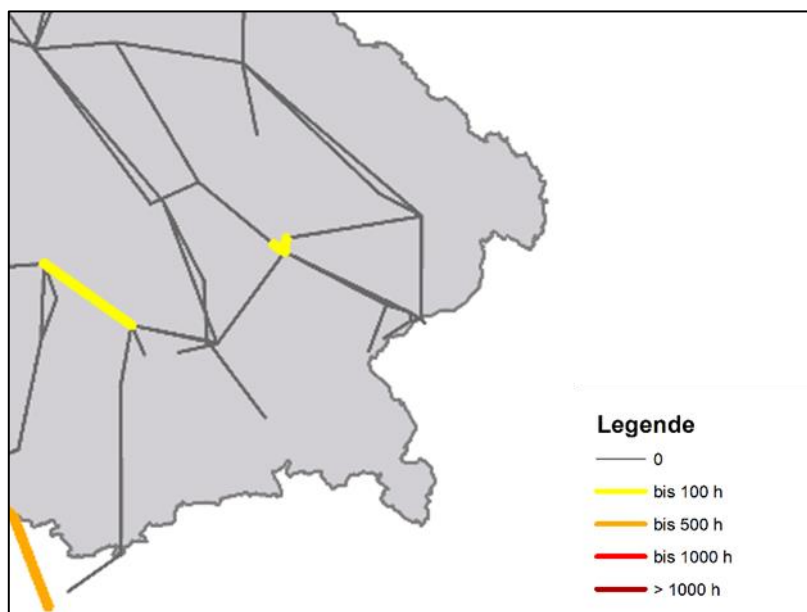
Überlastete Stunden bei (n-1)-Untersuchung BBP-Netz ohne P53 und ohne P54 in B2030

Durch die Realisierung der P54 werden die Überlastungen zwischen Irsching und Ottenhofen wie in der folgenden Abbildung dargestellt behoben. Allerdings reduzieren die zusätzlichen 380-kV-Systeme der P54 dort die Impedanz, was zu verstärkten Leistungsflüssen auf der gesamten Achse Raitersaich-Irsching-Ottenhofen führt und im Ergebnis zu erheblichen zusätzlichen Überlastungen auf den Leitungen Raitersaich-Irsching führt. Die Achse Schwandorf – Pleinting kann durch die P54 zwar entlastet werden, jedoch verbleiben noch nennenswerte Überlaststunden auf diesen Leitungen.



Überlastete Stunden bei (n-1)-Untersuchung BBP-Netz (P54 enthalten, P53 nicht enthalten)

Dagegen kann das Projekt P53 die großräumigen Überlastungen in Bayern nahezu vollständig beheben wie im Folgenden dargestellt.



Überlastete Stunden bei (n-1)-Untersuchung BBP-Netz (P53 enthalten, P54 nicht enthalten)

An den dargestellten Ergebnissen ist zu erkennen, dass P54 keine elektrotechnisch gleichwertige Alternative zu P53 darstellt. Ebenso ist der Bedarf für eine Verstärkung des Übertragungsnetzes in der dargestellten Region eindeutig zu erkennen.

Streckenmaßnahme M54: Raitersaich - Ludersheim

Die Maßnahme M54 wird bestätigt.

Beschreibung

Die bestehende 220-kV-Leitung zwischen Raitersaich und Ludersheim wird auf 380 kV verstärkt. Damit einhergehend soll eine neue 380-kV-Schaltanlage mit zwei 380/110-kV-Transformatoren in Ludersheim errichtet werden. Ferner wird die bestehende 380-kV-Schaltanlage in Raitersaich verstärkt.

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2026 an.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M54 erweist sich in allen vier betrachteten Szenarien als wirksam. Sie trägt zu einer deutlichen Entlastung der Achse Raitersaich – Ludersheim – Sittling – Altheim bei. Beispielhaft verdeutlicht dies die Stunde 6427 des Szenarios B 2030. In dieser Stunde wird ohne die Maßnahme M54 eine Leitung zwischen Raitersaich und Irsching bei Ausfall des parallelen Systems mit 115% überlastet. Nimmt man die Maßnahme M54 dazu, liegt die Auslastung in diesem Fall bei 83%. Derartige Situationen mit der beschriebenen Wirkung der Maßnahme M54 können für mehrere Stunden in allen vier Szenarien bestätigt werden.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M54 als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet ist die Maßnahme im Szenario A 2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei ca. 45%.

Szenario Kohleausstieg 2038 (C 2038*)

Auch bei einem Kohleausstieg bis spätestens 2038 wie von der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung beschlossen erweisen sich die Maßnahmen als wirksam. So ist beispielsweise eine Leitung zwischen Raitersaich und Ludersheim in der Stunde 306 des Szenarios C 2038* mit 125,53% belastet, wenn die parallele Leitung zwischen Raitersaich und Ludersheim ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahme M54 reduziert sich die Auslastung dann auf 86,16%.

Bewertung

Die Maßnahme erwies sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

Streckenmaßnahme M350: Ludersheim – Sittling – Altheim

Die Maßnahme M350 wird bestätigt.

Beschreibung

Die bestehende 220-kV-Leitung von Ludersheim über Sittling nach Altheim soll durch eine neu zu errichtende 380-kV-Leitung in der bestehenden Trasse ersetzt werden. In Ludersheim und Sittling müssen im Zuge der Maßnahmen neue 380-kV-Schaltanlagen errichtet werden. In Sittling ist zusätzlich ein 380/220-kV-Transformator erforderlich. Das bestehende Umspannwerk in Altheim ist zu erweitern.

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2026 an.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M350 erweist sich in allen vier betrachteten Szenarien als wirksam. Sie bewirkt eine deutliche Entlastung auf der Achse Ludersheim, Sittling und Altheim. Ein gutes Beispiel bietet die Stunde 6186 des Szenarios B 2030. In dieser Stunde wird ohne die Maßnahme M350 eine Leitung zwischen Raitersaich und Ludersheim bei Ausfall der parallel verlaufenden Leitung mit 111% überlastet. Nimmt man in dieser Situation die Maßnahme M350 hinzu, sinkt die Auslastung auf 82%. Die Maßnahme M350 führt also zu einer signifikanten Entlastung eines Engpasses. Ähnliche Situationen treten in mehreren Stunden und in den unterschiedlichen Szenarien auf.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet ist die Maßnahme im Szenario A 2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei ca. 40%.

Szenario Kohleausstieg 2038 (C 2038*)

Auch bei einem Kohleausstieg bis spätestens 2038 wie von der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung beschlossen erweisen sich die Maßnahmen als wirksam. So ist beispielsweise eine Leitung zwischen Raitersaich und Irsching in der Stunde 306 des Szenarios C 2038* mit 120% belastet, wenn die parallele Leitung ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahme M350 reduziert sich die Auslastung dann auf 90%.

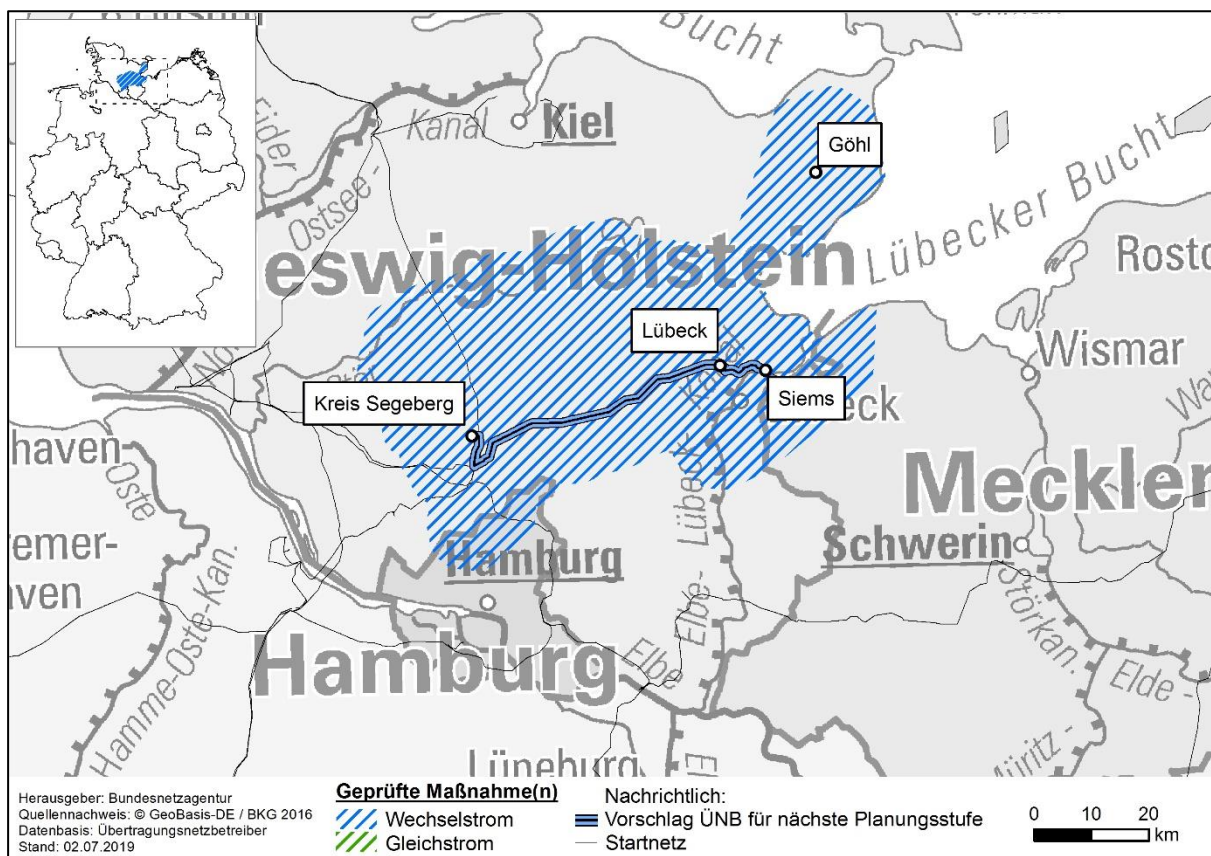
Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

Auf einen Blick

P53		M54	M350
wirksam		X	X
erforderlich		X	X
Auslastung	Durchschnitt	12%	11%
	Maximum	45%	40%
NOVA		V	V
Trassenlänge in km	Bestand	40	99
	Ausbau		
Bestätigt		Ja	Ja

P72: Kreis Segeberg – Lübeck – Göhl



Das Projekt P72 mit den Maßnahmen M49, M50 und M351 ist als Vorhaben Nr. 42 Teil des Bundesbedarfsplans. Das Projekt wurde erstmals im Netzentwicklungsplan 2012 geprüft. Die Bundesnetzagentur hat seine energie-wirtschaftliche Notwendigkeit erstmals im Netzentwicklungsplan 2013 für das Jahr 2023 bestätigt. Im Netzent-wicklungsplan 2019-2030 erfolgt die Prüfung unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Elemente, höherer Auslastung der Bestandsnetze durch Freileitungsmonitoring und weiterer Innovationen, deren Umsetzung und Wirkung bereits heute konkret beschreibbar sind.

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Gesamtinbetriebnahme des Projekts im Jahr 2027 an.

Zweck des Projekts P72 ist die Erhöhung der Übertragungskapazität in Schleswig-Holstein und von Schleswig-Holstein in Richtung Süden.

Streckenmaßnahme M49: Lübeck - Siems

Die Maßnahme M49 wird bestätigt.

Beschreibung

Im Rahmen der Maßnahme M49 planen die Übertragungsnetzbetreiber den Bau einer neuen 380-kV-Leitung als Ersatz für das bestehende 220-kV-Erdkabel zwischen Lübeck und Siems. In Lübeck und Siems müssen die Schaltanlagen verstärkt werden. Die Maßnahme M49 dient der (n-1) sicheren Anbindung der HGÜ-Verbindung

„Baltic Cable“ nach Schweden und ermöglicht damit den gesicherten Leistungsaustausch zwischen Deutschland und Schweden.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M49 kann nicht mit der Vermeidung einer (n-1)-Verletzung im Übertragungsnetz selbst begründet werden. Die Überlastungen, denen sie vorbeugen sollen, treten im unterlagerten 110-kV-Netz auf. Dies wurde bereits im Netzentwicklungsplan 2024 mit einem integrierten Netzdatensatz geprüft. Im Netzentwicklungsplan 2017-2030 wurde diese Prüfung von der SH-Netz AG wiederholt und insbesondere auch ein alternativer Ausbau im Verteilnetz untersucht. Obwohl sich die Last- bzw. Einspeisesituation in Siems nicht wesentlich geändert hat, hat die Bundesnetzagentur im Netzentwicklungsplan 2019-2030 erneut die Wirksamkeit der Maßnahme mithilfe eines integrierten Netzdatensatzes der SH Netz AG überprüft.

Ohne die Maßnahme M49 müsste die Leistung des „Baltic Cable“, welches nach Schweden führt und am Umspannwerk Herrenwyk mit dem deutschen Netz verbunden ist, bei Ausfall des vorhandenen 220 kV-Stromkreises zwischen Siems und Lübeck vollständig über das 110-kV-Netz transportiert werden. Da das 110-kV-Netz nicht für den Transport großer Leistungen ausgelegt ist, müsste die Übertragungsleistung des „Baltic Cable“ gedrosselt werden. Diese Abregelung der grenzüberschreitenden Kapazität mit Schweden muss zeitweise bereits heute durchgeführt werden, wodurch jedoch Kosten durch Entschädigungszahlungen anfallen, da der Betreiber des Baltic Cable einen Anspruch auf einen n-1 sicheren Netzanschluss hat.

Durch die Maßnahme M49 hingegen würden der Leistungstransport über das „Baltic Cable“ selbst im (n-1)-Fall sichergestellt und Überlastungen im 110-kV-Netz behoben.

Die Wirksamkeit der Maßnahme M49 hängt wesentlich von der Betriebsweise des Baltic Cable ab. Sollte aufgrund geänderter Rahmenbedingungen das Baltic Cable wegfallen, könnte voraussichtlich auch die Maßnahme M49 entfallen. Hierfür sind der Bundesnetzagentur aber derzeit keine hinreichenden Anzeichen bekannt.

Erforderlichkeit

Die maximale Auslastung der Maßnahme M49 beträgt im Szenario A 2030 15%. Eine Auslastung unter 20% ist ein Indikator dafür, dass der Ausbau möglicherweise auch im Verteilnetz erfolgen könnte (siehe Punkt Erforderlichkeitskriterium). Auf Bitten der Bundesnetzagentur der verantwortliche Verteilnetzbetreiber einen alternativen Ausbau im Verteilnetz untersucht. Die Berechnungen haben jedoch ergeben, dass bei einem Alternativen Ausbau im Verteilnetz in allen untersuchten Varianten deutlich teurer wäre. Daneben wäre teilweise auch eine deutlich höhere Rauminanspruchnahme durch mehrere parallele 110 kV Erdkabelsysteme zu erwarten. Daher sieht die Bundesnetzagentur von diesen Alternativen ab und bestätigt die Erforderlichkeit für die Maßnahme M49.

Szenario Kohleausstieg 2038 (C 2038*)

Auch bei einem Kohleausstieg bis spätestens 2038 wie von der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung beschlossen erweisen sich die Maßnahmen als wirksam. In Siems speist kein Kohlekraftwerk ein, dessen Abschaltung aufgrund des Kohleausstiegs die Wirksamkeit der Maßnahme verändern würde.

Alternativen

Zu der Maßnahme M49 wurden durch den Verteilnetzbetreiber SH Netz vier Ausbaualternativen untersucht. Sämtliche Alternativen würden jedoch in einem deutlich höheren Ausbauvolumen resultieren, weshalb von der Bundesnetzagentur die Maßnahme M49 bestätigt wird.

Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat zwar eine geringe Auslastung, kann jedoch nicht sinnvoll durch einen alternativen Ausbau im Verteilnetz ersetzt werden. Sie trägt signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

Streckenmaßnahme M50: Kreis Segeberg – Lübeck

Die Maßnahme M50 wird bestätigt.

Beschreibung

Im Rahmen der Maßnahme M50 planen die Übertragungsnetzbetreiber den Bau einer neuen 380 kV-Leitung in der Trasse der bestehenden 220 kV-Leitung zwischen Lübeck und dem Kreis Segeberg. Im Kreis Segeberg und in Lübeck wird der Neubau einer 380 kV-Schaltanlage notwendig. Die Maßnahme M50 stärkt im Zusammenspiel mit dem übrigen Projekt P72 die Anbindung Ostholsteins an das Übertragungsnetz und ermöglicht so sowohl die Integration der Windkraft in der Region als auch einen gesicherten Leistungsaustausch zwischen Deutschland und Schweden.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M50 erweist sich in allen untersuchten Szenarien als wirksam. Sie sorgt auf den Stromkreisen zwischen Lübeck und dem Kreis Segeberg für (n-1)-Sicherheit. Ohne die Maßnahme M50 ist beispielsweise die 220-kV-Bestandsleitung zwischen Lübeck und Hamburg in der Stunde 1707 des Szenarios C 2030 mit 166% belastet, wenn einer der parallelen Stromkreise ausfällt. Mit der Maßnahme M50 reduziert sich die Auslastung dann auf 55%. Ähnliche Situationen treten in mehreren Stunden und in den unterschiedlichen Szenarien auf.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M50 auch als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet ist sie im Szenario A 2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei ca. 25%.

Szenario Kohleausstieg 2038 (C 2038*)

Auch bei einem Kohleausstieg bis spätestens 2038 wie von der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung beschlossen erweist sich die Maßnahme als wirksam. So ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Lübeck und dem Kreis Segeberg in der Stunde 1707 des Szenarios C 2038* mit 132% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahme M49 reduziert sich die Auslastung dann auf 44%.

Bewertung

Die Maßnahmen erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

Streckenmaßnahme M351: Lübeck-Göhl

Die Maßnahme M351 wird bestätigt.

Beschreibung

Mit der Maßnahme M351 planen die Übertragungsnetzbetreiber den Neubau einer 380-kV-Leitung zwischen Göhl und Lübeck. Diese Maßnahme dient insbesondere dem Abtransport von Leistung aus Onshore-Windkraftanlagen, die andernfalls nur über das 110-kV-Netz transportiert werden könnte. In Göhl ist eine 380-kV-Schaltanlage neu zu errichten, die Schaltanlage in Lübeck ist zu verstärken.

Wirksamkeit

Wie in den bisherigen Netzentwicklungsplänen begründet sich die Wirksamkeit der Maßnahme M351 unverändert aus Überlastungen im 110-kV-Netz. Diese Überlastungen wurden in den vergangenen Netzentwicklungsplänen anhand integrierter Datensätze des Verteilnetzbetreibers geprüft und nachvollzogen. Im Netzentwicklungsplan 2024 hatten die Prüfungen einen Bedarf an vier 110-kV-Systemen ergeben, um die angenommene Einspeiseleistung ohne Ausbau im Übertragungsnetz übertragen zu können. Dabei wurde eine installierte Leistung im Raum Göhl von 560 MW angenommen. Da diese Prognose der installierten Leistung im Netzentwicklungsplan 2019-2030 mit 647 bis 845 MW im Vergleich zum Netzentwicklungsplan 2024 und Netzentwicklungsplan 2017-2030 noch gestiegen ist und sich damit die Notwendigkeit der Maßnahme M351 verschärft, hat die Bundesnetzagentur auf eine erneute detaillierte Berechnung verzichtet. Im Übrigen entsprechen die Annahmen der Bundesnetzagentur grundsätzlich den Landeszielen Schleswig-Holsteins zum Ausbau erneuerbarer Energien; die regionale Ausweisung der Flächen für Windenergie bildet wiederum die Grundlage der Regionalisierung der Onshore-Windenergie im Netzentwicklungsplan.

Bei einer theoretisch möglichen Umsetzung der Maßnahme M351 in 220 kV müsste die mit der Maßnahme M50 zu errichtende Schaltanlage bei Lübeck deutlich vergrößert werden und um 380kV/220kV-Transformatoren erweitert werden, damit die Maßnahme M351 dort angeschlossen werden kann. Hinzu kommt, dass bei einer prinzipiell angestrebten Ablösung der 220kV-Ebene in Deutschland ein Neubau von 220kV-Strukturen grundsätzlich nicht nachhaltig ist. Ausreichende Vorteile, die im Fall der Maßnahme M351 für eine Ausnahme sprechen könnten, sieht die Bundesnetzagentur nicht.

Erforderlichkeit

Die maximale Auslastung der Maßnahme M351 beträgt im Szenario A 2030 12%. Eine Auslastung unter 20% ist ein Indikator dafür, dass der Ausbau möglicherweise auch im Verteilnetz erfolgen könnte (siehe Punkt Erforderlichkeitskriterium). Auf Bitten der Bundesnetzagentur der verantwortliche Verteilnetzbetreiber einen alternativen Ausbau im Verteilnetz untersucht. Die Berechnungen haben jedoch ergeben, dass bei einem Alternativen Ausbau im Verteilnetz in allen untersuchten Varianten deutlich teurer wäre. Daneben wäre teilweise auch eine deutlich höhere Rauminanspruchnahme durch mehrere parallele 110 kV Erdkabelsysteme zu erwarten.

Daher sieht die Bundesnetzagentur von diesen Alternativen ab und bestätigt die Erforderlichkeit für die Maßnahme M351.

Szenario Kohleausstieg 2038 (C 2038*)

Auch bei einem Kohleausstieg bis spätestens 2038 wie von der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung beschlossen erweisen sich die Maßnahmen als wirksam. In Siems speist kein Kohlekraftwerk ein, dessen Abschaltung aufgrund des Kohleausstiegs die Wirksamkeit der Maßnahme verändern würde.

Alternativen

Zu der Maßnahme M351 wurden durch den Verteilnetzbetreiber SH Netz vier Ausbaualternativen untersucht. Sämtliche Alternativen würden jedoch in einem deutlich höheren Ausbauvolumen resultieren, weshalb von der Bundesnetzagentur die Maßnahme M351 bestätigt wird.

Konsultation

Aus Sicht mehrerer Konsultationsteilnehmer kann noch keine abschließende Entscheidung über die Realisierung des Projektes Ostküstenleitung getroffen werden, da das Beteiligungsverfahren zum 2. Entwurf Windenergie, welches am 03.01.2019 endete, sich derzeit noch in der Auswertung befinden würde und der Bedarf für das Projekt P72 „Ostküstenleitung“ mit den Teilmaßnahmen M49, M50 und M351 entscheidend von den endgültigen Ergebnissen der Teilaufstellungen der Regionalpläne für Windenergie in Schleswig-Holstein abhängen würde.

Ein Teilnehmer der Konsultation lehnt die Ostküstenleitung als Höchstspannungsleitung durch die Gemeinde Ratekau grundsätzlich ab.

Die Ergebnisse des Netzentwicklungsplans Strom 2019-2030 liegt der Szenariorahmen 2019-2030 zugrunde. Auf den Werten des Szenariorahmens basieren Regionalisierung und Marktmodellierung und letztlich die Netzsimulationen. Grundsätzlich können zukünftige Änderungen in den Rahmenbedingungen, die zum Zeitpunkt der Prüfung nicht feststehen, nicht berücksichtigt werden. Dies bleibt zukünftigen Verfahren zur Prüfung und Genehmigung des Szenariorahmens bzw. Bestätigung des Netzentwicklungsplans vorbehalten.

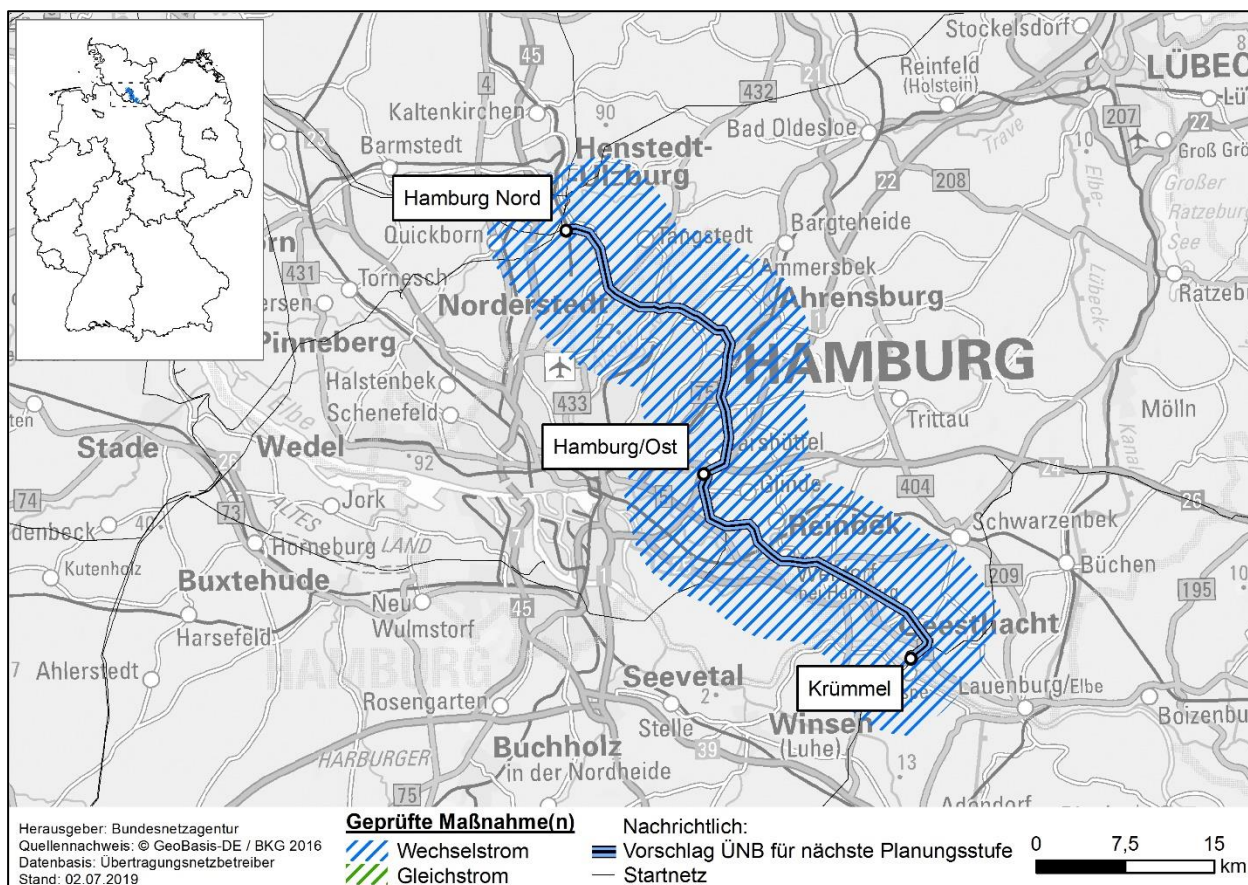
Bewertung

Die Maßnahmen erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

Auf einen Blick

P72		M49	M50	M351
wirksam		X	X	X
erforderlich		X	X	X
Auslastung	Durchschnitt	11%	10%	4%
	Maximum	15%	25%	12%
NOVA		V	V	A
Trassenlänge in km	Bestand	55	12	
	Ausbau			65
Bestätigt		Ja	Ja	Ja

P84: Hamburg/Nord – Hamburg/Ost – Krümmel



Das Projekt P84 wurde mit den Maßnahmen M367 und M368 erstmals im Entwurf des Netzentwicklungsplans 2013 beantragt. In allen weiteren Netzentwicklungsplan wurde das Projekt von den Übertragungsnetzbetreibern identifiziert, jedoch von der Bundesnetzagentur noch nicht bestätigt. Die Bundesnetzagentur hat das Projekt in ihrer Schwachstellenanalyse des BBP-Netzes im Netzentwicklungsplan 2019-2030 zunächst als möglicherweise geeignet identifiziert und daher geprüft. Die Prüfung erfolgt im Iterationsnetz unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Elemente und höherer Auslastung der Bestandsnetze durch Freileitungsmonitoring und weiterer Innovationen, deren Umsetzung und Wirkung bereits heute konkret beschreibbar sind. Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Gesamtinbetriebnahme des Projektes bis zum Jahr 2030 an.

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Schleswig – Holstein und Hamburg.

Beschreibung

Das Projekt dient der Erhöhung der Transportkapazität auf der bestehenden 380-kV-Verbindung Hamburg/Nord – Hamburg/Ost – Krümmel und leistet somit einen Beitrag zur notwendigen Erhöhung der horizontalen Übertragungsfähigkeit im Nordraum der Regelzone der 50 Hertz. Neben dem Übertragungsbedarf an konventioneller Erzeugungsleistung aus dem Raum Hamburg muss die Verbindung vor allem die stetig steigende Erzeugungsleistung aus erneuerbaren Energien aus dem Raum Schleswig-Holstein/Mecklenburg-Vorpommern aufnehmen. Die Übertragungskapazität der 380-kV-Leitungsverbindung Hamburg/Nord – Hamburg/Ost – Krümmel ist für die gemäß Szenariorahmen zu erwartenden Übertragungsaufgaben nicht ausreichend.

Streckenmaßnahme M367: Hamburg/Nord – Hamburg/Ost

Maßnahme M367 wird bestätigt.

Beschreibung

Von Hamburg/Nord nach Hamburg/Ost wird die bestehende 380-kV-Leitung durch eine Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen verstärkt.

Wirksamkeit

Die Maßnahmen erweist sich in allen drei betrachteten Szenarien als wirksam. Sie sorgt auf den Stromkreisen von Hamburg/Nord nach Hamburg/Ost für (n-1)-Sicherheit. Ohne die Maßnahme M367 ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Hamburg/Nord und Hamburg/Ost in der Stunde 5998 des Szenarios C 2030 mit 153% belastet, wenn einer der parallelen Stromkreise ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahmen M367 reduziert sich die Auslastung dann auf 98%. Ähnliche Situationen treten in mehreren Stunden und in den unterschiedlichen Szenarien auf.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet ist die Maßnahme im Szenario A 2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei ca. 64%.

Szenario Kohleausstieg 2038 (C 2038*)

Auch bei einem Kohleausstieg bis spätestens 2038 wie von der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung beschlossen erweist sich die Maßnahme als wirksam. So ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Hamburg/Nord und Hamburg/Ost in der Stunde 1221 des Szenarios C 2038* mit 192% belastet, wenn einer der parallelen Stromkreise ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahme M367 reduziert sich die Auslastung dann auf 108%.

Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

Streckenmaßnahme M368: Hamburg/Ost – Krümmel

Maßnahme M368 wird bestätigt.

Beschreibung

Als Netzverstärkung von Hamburg/Ost nach Krümmel wird anstelle der bestehenden 380-kV-Freileitung ein 380-kV-Leitungsneubau mit vier Stromkreisen (Hochstrombeseilung) in der bestehenden Trasse errichtet. Hierzu sind die 380-kV-Anlagen Hamburg/Ost und Krümmel 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.

Wirksamkeit

Die Maßnahmen erweist sich in allen drei betrachteten Szenarien als wirksam. Sie sorgt auf den Stromkreisen von Hamburg/Ost nach Krümmel für (n-1)-Sicherheit. Ohne die Maßnahme M368 ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Hamburg/Ost und Krümmel in der Stunde 7852 des Szenarios C 2030 mit 175% belastet, wenn einer der parallelen Stromkreise ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahmen M368 reduziert sich die Auslastung dann auf 73%. Ähnliche Situationen treten in mehreren Stunden und in den unterschiedlichen Szenarien auf.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet ist die Maßnahme im Szenario A 2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei ca. 46%.

Szenario Kohleausstieg 2038 (C 2038*)

Auch bei einem Kohleausstieg bis spätestens 2038 wie von der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung beschlossen erweist sich die Maßnahme als wirksam. So ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Hamburg/Ost und Krümmel in der Stunde 608 des Szenarios C 2038* mit 182% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahmen M368 reduziert sich die Auslastung dann auf 74%

Konsultation

Mehrere Konsultationsteilnehmer weisen darauf hin, dass bei der P84 - Netzverstärkung Hamburg/Nord – Hamburg/Ost – Krümmel - strikt nach dem NOVA-Prinzip eine Netzoptimierung oder -verstärkung vorzusehen ist. Zudem führen sie aus, dass die Konsultationsunterlagen in Bezug auf die P84 verwirrend seien, z.B. würde bei der Prüfung nach NOVA noch auf eine HGÜ-Verbindung nordwestlich von Hamburg verwiesen. Diese HGÜ-Verbindung sei aber in der aktuellen Planung an die Westküste verlegt worden (DC21).

Im Rahmen der Prüfung nach NOVA fällt das Projekt P84 mit beiden Maßnahmen M367 und M368 in die Kategorie Netzverstärkung, wobei es sich bei der Maßnahme M367 um eine reine Stromkreisaufgabe/Umbeseilung und bei der Maßnahme M368 um einen Neubau in bestehender Trasse handelt. In dieser Netzregion sind Netzoptimierungen in Form von netzbezogenen Maßnahmen, wie bspw. durch Topologieänderungen, zur Beherrschung der zu erwartenden Leistungsflüsse nur in sehr begrenzten Umfang möglich und führen zu einer nicht ausreichenden Reduzierung der Leitungsbelastung. Freileitungsmonitoring (FLM) reicht als Potential für die Behebung des Engpasses auf den bestehenden Leitungen ebenfalls nicht aus.

Durch die geplante HGÜ-Verbindung DC21 von Heide/West über Wilhelmshaven 2 nach Uentrop soll vor allem aufgrund des massiven Zubaus von Windenergie an Land in Schleswig-Holstein und Niedersachsen sowie an Offshore-Windenergieanlagen in der Nordsee unter anderem die Region um Hamburg entlastet werden. Trotzdem sind die Übertragungskapazitäten in der Region nicht ausreichend, weswegen es notwendig ist, die bestehende Infrastruktur durch das Projekt P84 zu verstärken.

Ein weiterer Stellungnehmer möchte wissen, ob das Vorhaben M368 Hamburg/Ost – Krümmel (Neubau in bestehender Trasse) auch im Szenario ohne Kohlestrom benötigt wird.

Die Bundesnetzagentur berücksichtigt bei der Überprüfung der von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Maßnahmen alle Szenarien des Jahres 2030, wobei aufgrund der Beschlüsse der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung besonderes Augenmerk darauf liegt, wie sich eine Maßnahme im Szenario C 2030 verhält, da in diesem Szenario die installierte Leistung an Kohlekraftwerken dem Ausstiegspfad entspricht. Um zusätzlich eine Nachhaltigkeitsprüfung durchführen zu können, verwendet die Bundesnetzagentur zusätzlich ein neues Szenario C 2038*, welches im Wesentlichen eine Fortschreibung des Szenarios C 2030 unter Berücksichtigung eines vollständigen Ausstiegs aus der Kohleverstromung in Deutschland ist. Auch in diesem Szenario wird der Ausbau des Projektes P84 benötigt.

Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

Auf einen Blick

P84		M367	M368
wirksam		X	X
erforderlich		X	X
Auslastung	Durchschnitt	38%	12%
	Maximum	64%	46%
NOVA		V	V
Trassenlänge in km	Bestand	31	28
	Ausbau		
Bestätigt		Ja	Ja

P90: Blindleistungskompensationsanlagen in der Regelzone der TransnetBW GmbH

Die Maßnahme wurde im Netzentwicklungsplan 2019-2030 erstmalig von den Übertragungsnetzbetreibern beantragt und von der Bundesnetzagentur geprüft. Das Projekt umfasst Blindleistungskompensationsanlagen zur Einhaltung der Spannungsgrenzen und Wahrung der Spannungsstabilität im Netzgebiet der TransnetBW.

Es werden die Anlagen berücksichtigt, die bis zum Jahr 2030, dem Zieljahr dieser Bestätigung, beantragt werden.

Das Projekt beinhaltet Drosselspulen an den Standorten Daxlanden, Dellmensingen, Eichstetten, Goldshöfe, Herberlingen, Mühlhausen, Obermooweiler, Pulverdingen, Trossingen, Weier, Weinheim mit einer aufsummierten statisch induktiven Blindleistung von 2,75 Gvar.

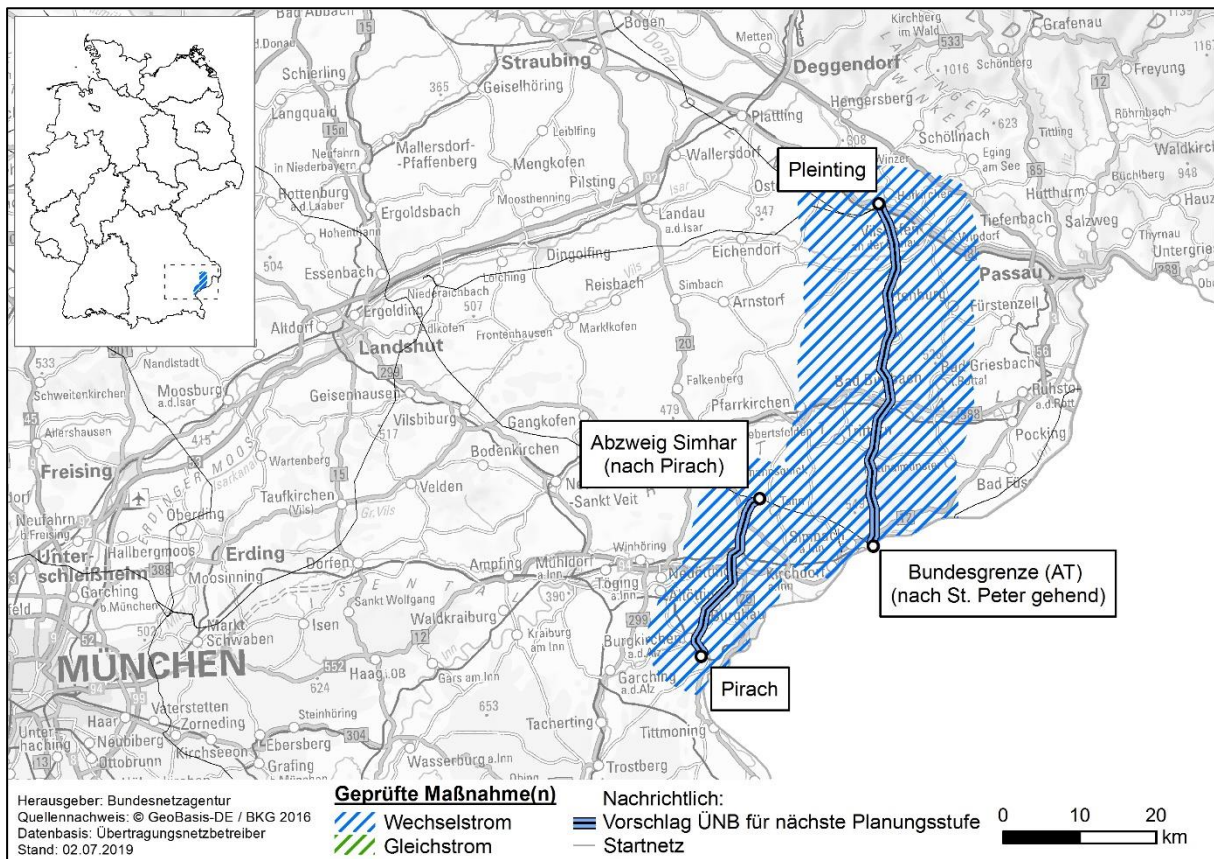
Darüber hinaus beinhaltet das Projekt mechanisch schaltbare Kondensatorbänke an den Standorten Hüffenhardt, Kupferzell, Daxlanden, Dellmensingen, Eichstetten, Weier, Kühmoos, Pulverdingen, Weinheim mit einer aufsummierten statisch kapazitiven Blindleistung von 2,25 Gvar.

Als dritten Punkt beinhaltet das Projekt STATCOM-Anlagen zur dynamischen Bereitstellung von Blindleistung an den Standorten Eichstetten, Dellmensingen, Wendlingen, Engstlatt, Goldshöfe, Weinheim, Höpfingen, Kühmoos mit einer aufsummierten dynamischen Blindleistung von 1,95 Gvar.

Die Bundesnetzagentur bestätigt auf Grundlage der im „Prüfung von Blindleistungs-kompensationsanlagen“ beschriebenen Methodik folgende Blindleistungsbudgets für die Regelzone der TransnetBW, welche zur Umsetzung der beantragten Kompensationsanlagen zur Verfügung stehen.

- 2,10 Gvar statisch induktiver Blindleistung
- 2,25 Gvar statisch kapazitiver Blindleistung
- 1,70 Gvar dynamischer Blindleistung

P112: Pirach – Pleinting – Bundesgrenze (AT)



Das Projekt P112 ist Teil des Vorhabens Nr. 32 des Bundesbedarfsplans. Es besteht aus den Maßnahmen M201 und M212. Das Projekt wurde erstmals im Netzentwicklungsplan 2013 geprüft und im Netzentwicklungsplan 2014 von der Bundesnetzagentur in seiner energiewirtschaftlichen Notwendigkeit bestätigt. Im Netzentwicklungsplan 2019-2030 wird das Projekt im Hinblick auf die geänderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen erneut geprüft.

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Gesamtinbetriebnahme des Projekts für das Jahr 2028 an.

Bereits heute treten auf den Kuppelleitungen zwischen Deutschland und Österreich Engpässe auf. Der zunehmende Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland und die Nutzung von Pumpspeicherkraftwerken in Österreich führen zu einem weiter steigenden Bedarf an grenzüberschreitender Transportkapazität. In diesem Zusammenhang ist das Projekt P112 sinnvoll, da es die Kuppelkapazität zwischen beiden Ländern erhöht.

Im Entwurf des Netzentwicklungsplans 2019-2030 besteht das Projekt P112 aus den Maßnahmen M201 und M212. Sie können sinnvoll nur gemeinsam betrachtet und geprüft werden, da durch die Maßnahme M201 die 220-kV-Versorgung von Pirach wegfällt. Erst durch die Maßnahme M212 ist die Versorgung von Pirach wieder sichergestellt.

Streckenmaßnahmen M212: Abzweig Pirach und M201: Pleinting – Bundesgrenze (AT)

Die Maßnahmen M201 und M212 werden bestätigt.

Beschreibung

Im Rahmen der Maßnahme M201 ist ein Neubau einer 380-kV-Leitung in der Trasse der vorhandenen 220-kV-Leitung zwischen Pleinting und St. Peter vorgesehen (Netzverstärkung). Die 380-kV-Schaltanlage Pleinting wird mit einer Doppelleitung direkt in St. Peter angeschlossen. In Pleinting müssen die 380-kV-Schaltanlage verstärkt und 380/110-kV-Transformatoren aufgestellt werden (Netzausbau).

Das Umspannwerk Pirach ist derzeit über einen 220-kV-Einschleifung 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 Maßnahme M201 entfällt die Anbindung von Pirach in 220 kV, deswegen muss die Versorgung anderweitig sichergestellt werden. Im Rahmen der zugehörigen Maßnahme M212 soll dann die Schaltanlage Pirach auf 380 kV umgestellt und in die Leitung von Altheim nach St. Peter (P67) eingeschliffen werden. Der genaue Standort der Einschleifung ist im Genehmigungsverfahren (Planfeststellung) festzulegen, sollte jedoch in räumlicher Nähe zum bestehenden 220-kV Abzweig liegen, um die Bestandtrasse sinnvoll nutzen zu können. Hierfür muss zwischen der 380-kV-Schaltanlage Pirach und der 380-kV-Leitung Altheim – St. Peter die bestehende 220-kV-Netzstruktur auf 380 kV umgestellt werden (Netzverstärkung). In Pirach müssen neben einer 380-kV-Schaltanlage zusätzlich 380/110-kV-Transformatoren neu errichtet werden (Netzausbau).

Wirksamkeit

Die Maßnahmen M201 und M212 erweisen sich in allen vier betrachteten Szenarien als wirksam. Ohne sie ergäbe sich zwischen Pleinting und St. Peter beispielsweise in der Stunde 2866 des Szenarios B 2030 eine Überlastung von über 135%, wenn eine Leitung zwischen Isar und St. Peter ausfällt. Durch die Maßnahmen M201 und M212 reduziert sich die Auslastung dann auf 63%. Ähnliche Situationen treten in mehreren Stunden und in den unterschiedlichen Szenarien auf. Die Maßnahmen sind folglich wirksam.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweisen sich die Maßnahmen als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet sind sie im Szenario A 2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei ca. 38%. Die Maßnahmen sind folglich auch erforderlich.

Szenario Kohleausstieg 2038 (C 2038*)

Auch bei einem Kohleausstieg bis spätestens 2038 wie von der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung beschlossen erweisen sich die Maßnahmen als wirksam. So ist beispielsweise eine Leitung zwischen Pleinting und St. Peter in der Stunde 6109 des Szenarios C 2038* mit 169% belastet, wenn die parallele Leitung ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahme M350 reduziert sich die Auslastung dann auf 71%.

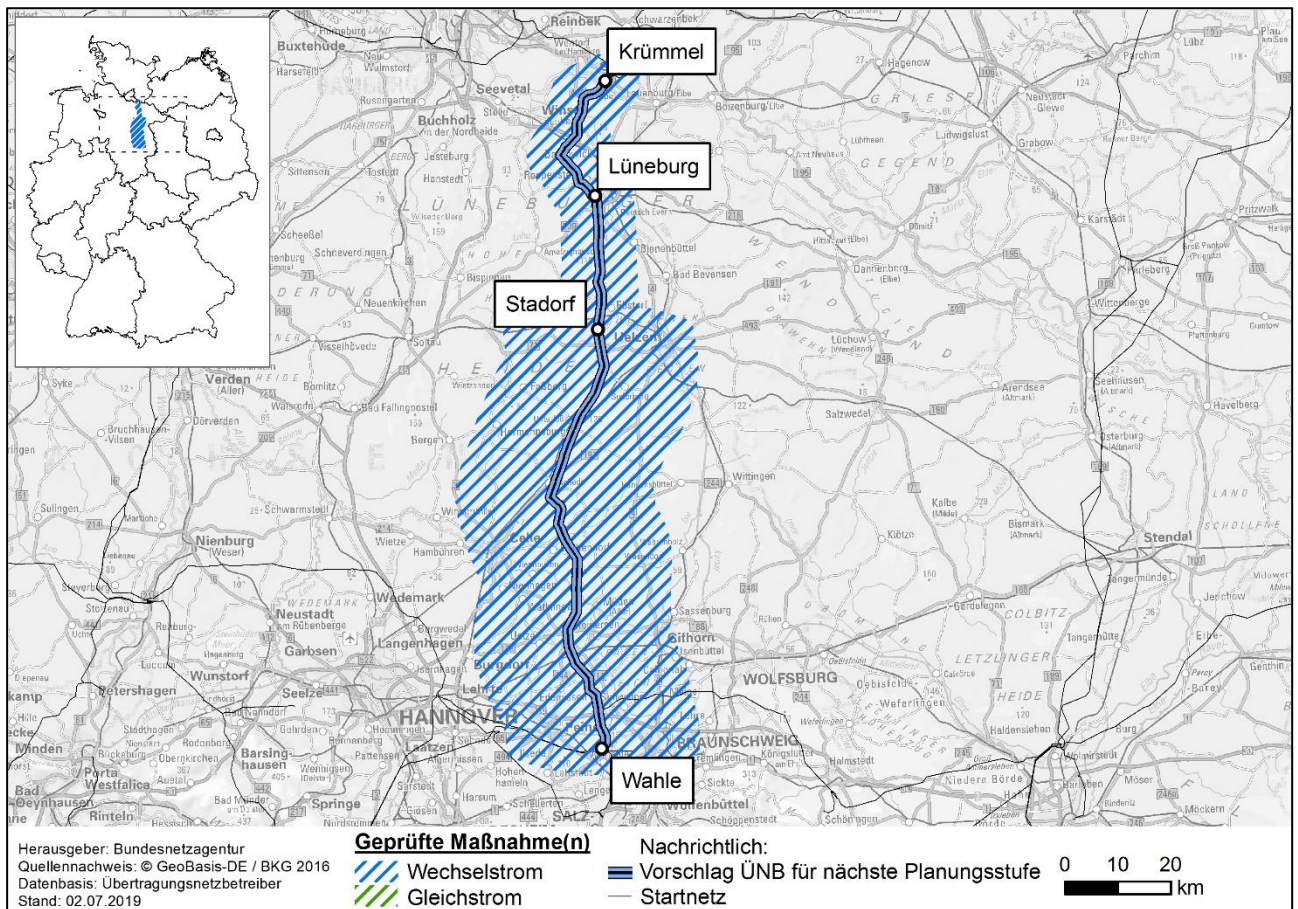
Bewertung

Die Maßnahmen erweisen sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie haben eine ausreichende Auslastung und tragen signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

Auf einen Blick

P112		M201	M212
wirksam		X	X
erforderlich		X	X
Auslastung	Durchschnitt	14%	15%
	Maximum	38%	39%
NOVA		V	V
Trassenlänge in km	Bestand	43	27
	Ausbau		
Bestätigt		Ja	Ja

P113: Netzverstärkung zwischen Krümmel und Wahle



Das Projekt P113 enthält neben den beiden Streckenmaßnahmen M202a und M203 auch die Ad-Hoc-Maßnahme M519. (siehe dazu den Sammelprojekt P113/P310/P327/P345/ P346/P347/P348/P349/P350)

Die Maßnahmen M202a und M203 wurden von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2013 für das Zieljahr 2023 identifiziert, bisher jedoch nicht bestätigt.

Die Bundesnetzagentur hat die Maßnahmen M202a und M203 in ihrer Schwachstellenanalyse des BBP-Netzes im Netzentwicklungsplan 2019-2030 zunächst als möglicherweise geeignet identifiziert und daher geprüft. Die Prüfung erfolgt im Iterationsnetz unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Elemente und höherer Auslastung der Bestandsnetze durch Freileitungsmonitoring und weiterer Innovationen, deren Umsetzung und Wirkung bereits heute konkret beschreibbar sind.

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Gesamtinbetriebnahme des Projektes im Jahr 2030 an. Da es sich bei den Maßnahmen M202a und M203 nach Angaben der Übertragungsnetzbetreiber um reine Umbesetzungen handelt, erscheint auch eine frühere Inbetriebnahme möglich und im Sinne einer Vermeidung von Engpassmanagement sinnvoll. Insbesondere sind die Übertragungsnetzbetreiber im Netzentwicklungsplan 2017-2030 noch von einer Inbetriebnahme im Jahr 2025 ausgegangen. Insofern ist eine frühere Inbetriebnahme noch zu prüfen.

Streckenmaßnahme M202a: Krümmel – Lüneburg – Stadorf

Die Maßnahme M202a wird bestätigt.

Beschreibung

Im Rahmen dieser Maßnahme ist eine Verstärkung der vorhandenen 380-kV-Leitung von Krümmel nach Stadorf durch HTL-Umbeseilung vorgesehen (Netzverstärkung). Ziel ist die Erhöhung der Stromtragfähigkeit auf 4.000 A. Darüber hinaus sollen die Schaltanlagen in Krümmel und Stadorf verstärkt und die 380-kV-Schaltanlage in Lüneburg erneuert und voll eingeschleift werden (Netzverstärkung).

Wirksamkeit

Die Maßnahme M202a behebt in allen vier betrachteten Szenarien (n-1)-Verletzungen zwischen Stade, Krümmel und Lüneburg und ist demnach wirksam. Ohne die Maßnahme M202a ist zum Beispiel ein Stromkreis zwischen Stade und Lüneburg in der Stunde 1225 des Szenarios C 2030 mit 148% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Durch die Maßnahme M202a reduziert sich diese Auslastung auf 122%. Ähnliche Situationen treten in mehreren Stunden und in den unterschiedlichen Szenarien auf.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet ist die Maßnahme im Szenario A 2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei ca. 55%.

Szenario Kohleausstieg 2038 (C 2038*)

Auch bei einem Kohleausstieg bis spätestens 2038 wie von der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung beschlossen erweist sich die Maßnahme als wirksam. So ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Stade und Lüneburg in der Stunde 2205 des Szenarios C 2038* mit 168% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahme M202a reduziert sich die Auslastung dann auf 129%.

Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

Streckenmaßnahme M203: Stadorf – Wahle

Die Maßnahme M203 wird bestätigt.

Beschreibung

Im Rahmen dieser Maßnahme soll die vorhandene 380-kV Leitung von Stadorf nach Wahle durch HTL-Umbeseilung verstärkt werden (Netzverstärkung). Ziel ist die Erhöhung der Stromtragfähigkeit auf 4.000 A. Weiterhin soll die Schaltanlage in Wahle verstärkt werden (Netzverstärkung).

Wirksamkeit

Die Maßnahme M203 behebt in allen vier betrachteten Szenarien (n-1)-Verletzungen zwischen Stadorf und Wahle und ist demnach wirksam. Ohne die Maßnahme M203 ist zum Beispiel ein Stromkreis zwischen Stadorf und Wahle in der Stunde 1226 des Szenarios C 2030 mit 151% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Durch die Maßnahme M203 reduziert sich diese Auslastung auf 118%. Ähnliche Situationen treten in mehreren Stunden und in den unterschiedlichen Szenarien auf.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet ist die Maßnahme im Szenario A 2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei ca. 62%.

Szenario Kohleausstieg 2038 (C 2038*)

Auch bei einem Kohleausstieg bis spätestens 2038 wie von der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung beschlossen erweist sich die Maßnahme als wirksam. So ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Stadorf und Wahle in der Stunde 2204 des Szenarios C 2038* mit 179% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahme M203 reduziert sich die Auslastung dann auf 134%.

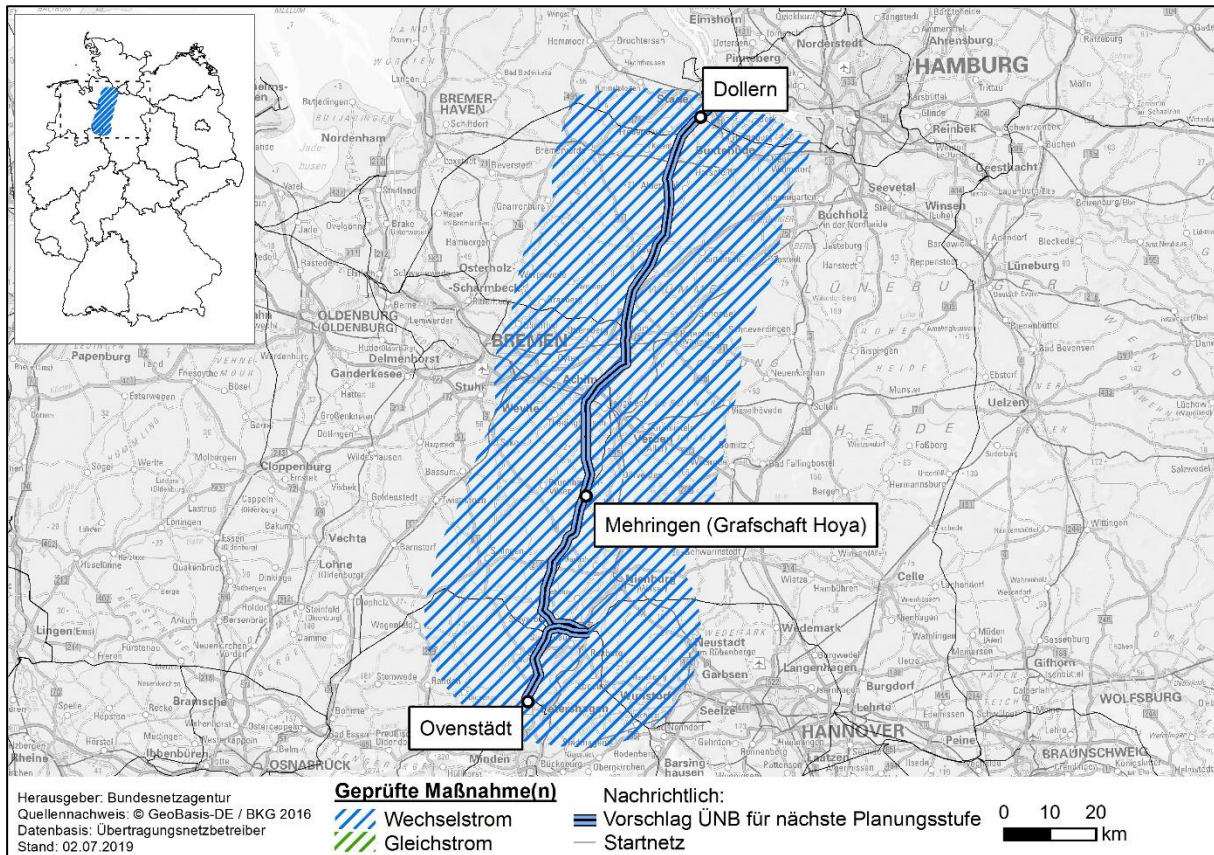
Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

Auf einen Blick

P113		M202a	M203
wirksam		X	X
erforderlich		X	X
Auslastung	Durchschnitt	15 %	15 %
	Maximum	55 %	62 %
NOVA		V	V
Trassenlänge in km	Bestand	53	86
	Ausbau		
Bestätigt		Ja	Ja

P116: Netzverstärkung zwischen Dollern und Ovenstädt



Das Projekt P116 mit der Maßnahme M206 wurde erstmals im Netzentwicklungsplan 2013 für das Zieljahr 2023 geprüft, dabei und in allen weiteren Netzentwicklungsplan wurde die energiewirtschaftliche Notwendigkeit jedoch noch nicht bestätigt. Im Netzentwicklungsplan 2019-2030 wurde die Maßnahme M206 geändert und das Projekt um eine weitere Maßnahme M494 erweitert. Die Bundesnetzagentur hat das Projekt in ihrer Schwachstellenanalyse des BBP-Netzes im Netzentwicklungsplan 2019-2030 zunächst als möglicherweise geeignet identifiziert und daher geprüft. Die Prüfung erfolgt im Iterationsnetz unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Elemente und höherer Auslastung der Bestandsnetze durch Freileitungsmonitoring und weiterer Innovationen, deren Umsetzung und Wirkung bereits heute konkret beschreibbar sind.

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Inbetriebnahme des Projekts bis zum Jahr 2030 an.

Das Projekt P116 erhöht die Übertragungskapazität innerhalb Niedersachsens um das Übertragungsnetz für die zukünftig ansteigenden Nord-Süd-Stromflüsse zu verstärken.

Streckenmaßnahme M206: Dollern - Punkt Landesbergen

Streckenmaßnahme M494: Punkt Landesbergen - Ovenstädt

Die Maßnahmen M206 und M494 werden bestätigt.

Beschreibung

Durch Neubau in bestehender Trasse soll von Dollern nach Ovenstädt eine neue 380-kV-Doppelleitung als Ersatz für eine bestehende 380-kV-Doppelleitung mit geringerer Übertragungskapazität errichtet werden. Eine neue Station Mehringen soll dabei mittels einer Doppelschleifung in die Leitung eingebunden werden. Die beiden Maßnahmen M206 und M494 sind am Punkt Landesbergen zwischen Mehringen und Ovenstädt miteinander verbunden. Da eine separate Prüfung von Maßnahmen aufgrund eines Trennungspunktes mitten auf einer Leitung nicht sinnvoll erscheint, wurden die Maßnahmen zusammen geprüft.

Wirksamkeit

Die Maßnahmen erweisen sich in allen drei betrachteten Szenarien als wirksam. Sie sorgen auf den Stromkreisen von Dollern nach Ovenstädt für (n-1)-Sicherheit. Ohne die Maßnahme zwischen Dollern und Mehringen ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Ovenstädt und Wechold in der Stunde 1230 des Szenarios B 2030 mit 132% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahme reduziert sich die Auslastung dann auf 104%.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweisen sich die Maßnahmen M206 und M494 auch als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet ist die Maßnahme M206 im Szenario A 2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei ca. 50%. Die maximale Auslastung für die Maßnahme M494 beträgt hier im (n-0)-Fall 58%.

Szenario Kohleausstieg 2038 (C 2038*)

Auch bei einem Kohleausstieg bis spätestens 2038 wie von der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung beschlossen erweisen sich die Maßnahmen als wirksam. So ist ohne die Maßnahme zwischen Dollern und Mehringen beispielsweise ein Stromkreis zwischen Ovenstädt und Wechold in der Stunde 2205 des Szenarios C 2038* mit 184% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahme reduziert sich die Auslastung dann auf 145%.

Alternativen

In der 380-kV-Schaltanlage in Mehringen sind die 380-kV-Doppelsysteme der Projekte P116 und P24 durch eine Längstrennung zweier Sammelschienenabschnitte getrennt bzw. verkreuzt. Als Alternative wurde untersucht, wie sich das Schließen der Längstrennung auf die Notwendigkeit der Maßnahmen auswirkt.

Grundsätzlich zeigt sich teilweise eine Reduzierung bzw. auf den Abschnitten zwischen Dollern und Mehringen sogar eine Vermeidung der bestehenden Überlastungen.

Bei weitergehenden Untersuchungen zeigt sich auch, dass die Maßnahmen im Vergleich zur Alternative einen

sehr positiven Einfluss auf die Reduzierung und Vermeidung von Überlastungen in angrenzenden Netzbereichen haben.

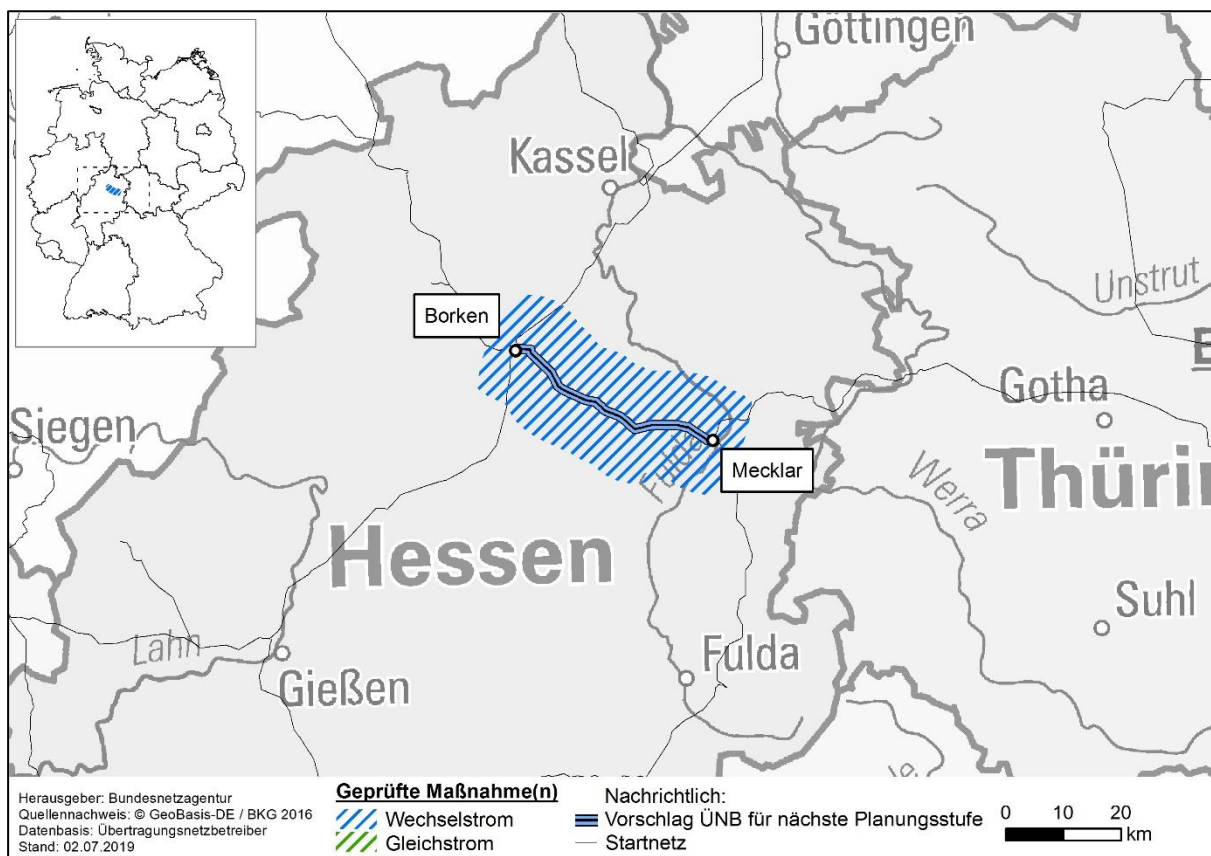
Bewertung

Die Maßnahmen erweisen sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

Auf einen Blick

P116		M206	M494
wirksam		X	X
erforderlich		X	X
Auslastung	Durchschnitt	15%	19%
	Maximum	50%	58%
NOVA		V	V
Trassenlänge in km	Bestand	132	26
	Ausbau		
Bestätigt		Ja	Ja

P118: Borken – Mecklar



Das Projekt P118 mit der Maßnahme M207 ist als Vorhaben Nr. 43 Teil des Bundesbedarfsplans. Das Projekt wurde erstmals im Netzentwicklungsplan 2013 geprüft. Seine energiewirtschaftliche Notwendigkeit hat die Bundesnetzagentur erstmals im Netzentwicklungsplan 2014 für das Jahr 2021 bestätigt. Im Netzentwicklungsplan 2019–2030 wird das Projekt im Hinblick auf die geänderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen erneut überprüft. Die Prüfung erfolgt im BBP-Netz unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Elemente.

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Gesamtinbetriebnahme des Projekts im Jahr 2023 an.

An beiden Netzverknüpfungspunkten Borken und Mecklar verlaufen jeweils wichtige Trassen von Norden in den Süden Hessens, zwischen denen ein ausreichender Leistungsausgleich gewährleistet werden muss. Zusätzlich ist ein gesteigertes Aufkommen an erneuerbaren Energien zu beobachten, zu deren Integration ein weiterer Ausbau der Netzinfrastruktur notwendig ist. Ferner treten in mehreren Szenarien für das Jahr 2030 in den Simulationen in einer Reihe von Stunden Lastflüsse in Ost-West-Richtung auf, die zu hohen Auslastungen der entsprechenden Leitungen führen. Eine der wesentlichen Maßnahmen zum sinnvollen Umgang mit dieser Situation ist das Projekt P118, da es im Zusammenspiel mit weiteren Maßnahmen in der Region den Leistungsausgleich zwischen den beiden Verbindungen in Nord-Süd-Richtung gewährleistet. Die Nord-Süd-Lastflüsse können so angemessen auf mehrere Leitungen verteilt werden.

Gleichzeitig stellt das Projekt die benötigte Übertragungskapazität für die Flussrichtung von Osten nach Westen sicher. Es trägt zusätzlich zu einem verbesserten Stromtransport für das gesteigerte Aufkommen an erneuerbaren Energien bei und verbessert damit deren Integration.

Streckenmaßnahme M207: Borken – Mecklar

Die Maßnahme M207 wird bestätigt.

Beschreibung

Die Maßnahme M207 sieht die Verstärkung der bestehenden 380 kV-Leitung zwischen Borken und Mecklar vor (Netzverstärkung). Eine Beseilung mit Hochtemperaturleitern – vorbehaltlich der Genehmigungsfähigkeit – ist auf einem 33 km langen Teilabschnitt grundsätzlich möglich. Nach aktueller Planung sollen auf dem restlichen Teilabschnitt von ca. 8 km Länge die Leitungen Borken – Mecklar und Wahle – Mecklar (Startnetz-Projekt TTG-006) parallel auf einem gemeinsamen Leitungsgestänge geführt werden. Nach diesem Abschnitt werden die beiden Leitungen wieder separat geführt. Darüber hinaus müssen die Schaltanlagen in Borken und Mecklar verstärkt werden (Netzverstärkung).

Wirksamkeit

Die Maßnahme erweist sich in allen drei betrachteten Szenarien des Szenariorahmens als wirksam. Sie sorgt auf den Stromkreisen zwischen Borken und Mecklar für (n 1)-Sicherheit. Beispielsweise kommt es in Stunde 324 des Szenarios C 2030 ohne die Maßnahme M207 zu einer Überlastung des bestehenden 380 kV-Systems zwischen Borken und Mecklar von 121%, wenn der parallele Stromkreis ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahme M207 reduziert sich die Auslastung dann auf 95%. Ähnliche Situationen treten in mehreren Stunden und in den unterschiedlichen Szenarien auf.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet ist die Maßnahme im Szenario A 2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei etwa 67%.

Szenario Kohleausstieg 2038 (C 2038*)

Auch bei einem Kohleausstieg bis spätestens 2038 wie von der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung beschlossen erweist sich die Maßnahme als wirksam. So ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Borken und Mecklar in der Stunde 269 des Szenarios C 2038* mit 128% belastet, wenn der parallele Stromkreis ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahme M207 reduziert sich die Auslastung dann auf 100%.

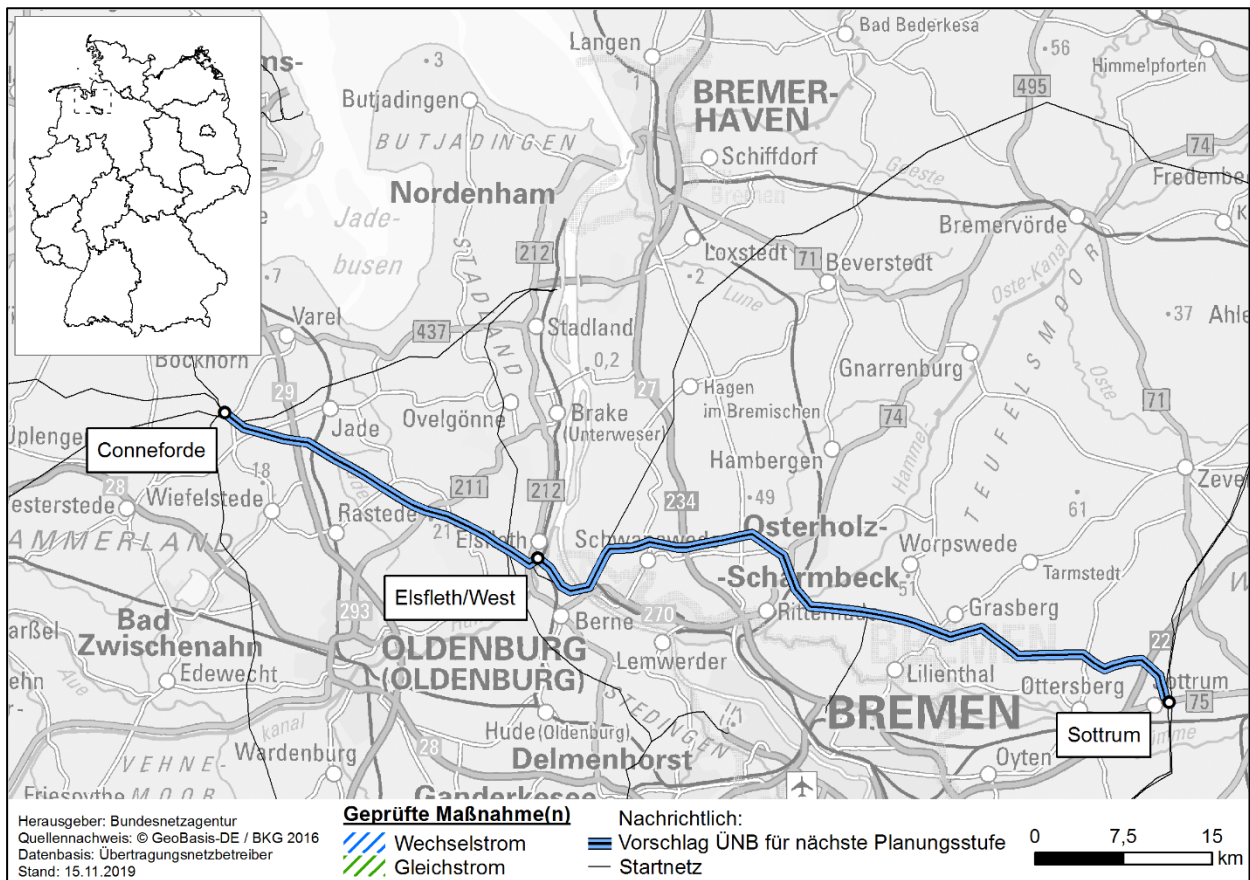
Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

Auf einen Blick

P118		M207
wirksam		X
erforderlich		X
Auslastung	Durchschnitt	29%
	Maximum	67%
NOVA		V
Trassenlänge in km	Bestand	41
	Ausbau	
Bestätigt		Ja

P119: Netzverstärkung zwischen Conneforde, Elsfleth/West und Sottrum



Das Projekt P119 mit den Maßnahmen M90 und M535 wurde im Rahmen der Konsultation von den Übertragungsnetzbetreibern nachgereicht. Die Übertragungsnetzbetreiber reagieren damit auf die veränderte Konfiguration der offshore Netzanbindungen. Hierdurch werden am Standort Unterweser bis zu 4 GW offshore Windkraft angebunden.

Die Prüfung erfolgt im Iterationsnetz unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Elemente und höherer Auslastung der Bestandsnetze durch Freileitungsmonitoring und weiterer Innovationen, deren Umsetzung und Wirkung bereits heute konkret beschreibbar sind.

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Gesamtinbetriebnahme des Projekts im Jahr 2030 an.

In Unterweser sollen zukünftig bis zu 4 GW offshore Windkraft angebunden werden. Das Projekt P119 dient insbesondere dazu den erhöhten Abtransport dieser Leistung zu ermöglichen.

Streckenmaßnahme M90: Conneforde nach Elsfleth/West

Die Maßnahme M90 wird bestätigt.

Beschreibung

Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Ablösung der bestehenden 220-kV-Leitung zwischen Conneforde und Elsfleth/West durch eine neue zweisystemige 380-kV-Leitung 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 die verbleibende 220-kV-Infrastruktur nach Huntorf geeignet in die neue 380-kV-Struktur zu integrieren (Netzverstärkung).

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 20230 an.

Wirksamkeit

Die Maßnahme erweist sich in allen vier betrachteten Szenarien als wirksam. In allen vier Szenarien sorgt sie für (n 1)-Sicherheit auf den Stromkreisen zwischen Dollern und Elsfleth/West und Alfstedt. Ohne die Maßnahme M90 kommt es beispielsweise in der Stunde 3858 des Szenarios A 2030 zu einer Überlastung von 186% auf einem Stromkreis zwischen Elsfleth/West und Unterweser, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Mit der Maßnahme M90 beträgt die Auslastung dann nur 131%. Derartige Situationen mit der beschriebenen entlastenden Wirkung von Maßnahme M90 treten jeweils in mehreren Stunden in allen vier Szenarien auf.

Die Maßnahme entfaltet ihre Wirkung in Situationen mit hohem Nord-Süd-Leistungsfluss. Da diese Situationen massiv durch die hohen installierten Leistungen der Onshore- und Offshore-Windenergie beeinflusst werden, ist die Wirkung der Maßnahme über alle untersuchten Szenarien hinweg sehr robust

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme als erforderlich. Die geringste Auslastung weist sie in Szenario A 2030 auf. Die maximale Auslastung beträgt hier im (n-0)-Fall 59%.

Szenario Kohleausstieg 2038 (C 2038*)

Auch bei einem Kohleausstieg bis spätestens 2038 wie von der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung beschlossen erweist sich die Maßnahme als wirksam. So ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Elsfleth/West und Unterweser in der Stunde 6953 des Szenarios C 2038* mit 161% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahme M90 reduziert sich die Auslastung dann auf 98%.

Alternativen

Zur Maßnahme M90 sind keine naheliegenden netztechnischen Alternativen erkennbar.

Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und sie beseitigt in einer hinreichenden Zahl von Stunden Engpässe. Dadurch trägt sie dazu bei, in erheblichem Umfang Engpassmanagement einzusparen.

Streckenmaßnahme M535: Elsfleth/West nach Samtgemeinde Sottrum

Die Maßnahme M535 wird bestätigt.

Beschreibung

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 nach Samtgemeinde Sottrum vorgesehen (Netzverstärkung). Dafür ist die 380-kV-Schaltanlage in Elsfleth/West zu verstärken sowie eine zweite 380-kV-Schaltanlage am Kreuzungspunkt mit dem Projekt P116 im Raum Sottrum (Suchraum Samtgemeinde Sottrum) zu errichten (Netzverstärkung und Netzausbau). Weiterhin ist der 220-kV-Stich nach Blockland durch eine neue 380 kV-Schaltanlage mit zwei 380/220-kV-Transformatoren am Abzweig nach Blockland (Arbeitsname Abzweig Blockland) anzubinden (Netzausbau).

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 20230 an.

Wirksamkeit

Die Maßnahme erweist sich in allen vier betrachteten Szenarien als wirksam. In allen vier Szenarien sorgt sie für (n 1)-Sicherheit auf den Stromkreisen zwischen Dollern und Elsfleth/West und Alfstedt. Ohne die Maßnahme M535 kommt es beispielsweise in der Stunde 4263 des Szenarios A 2030 zu einer Überlastung von 126% auf einem Stromkreis zwischen Farge und Elsfleth/West, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Mit der Maßnahme M535 beträgt die Auslastung dann nur 106%. Derartige Situationen mit der beschriebenen entlastenden Wirkung von Maßnahme M535 treten jeweils in mehreren Stunden in allen vier Szenarien auf.

Die Maßnahme entfaltet ihre Wirkung in Situationen mit hohem Nord-Süd-Leistungsfluss. Da diese Situationen massiv durch die hohen installierten Leistungen der Onshore- und Offshore-Windenergie beeinflusst werden, ist die Wirkung der Maßnahme über alle untersuchten Szenarien hinweg sehr robust

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme als erforderlich. Die geringste Auslastung weist sie in Szenario A 2030 auf. Die maximale Auslastung beträgt hier im (n-0)-Fall 28%.

Szenario Kohleausstieg 2038 (C 2038*)

Auch bei einem Kohleausstieg bis spätestens 2038 wie von der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung beschlossen erweist sich die Maßnahme als wirksam. So ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Farge und Elsfleth/West in der Stunde 4075 des Szenarios C 2038* mit 103% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahme M535 reduziert sich die Auslastung dann auf 87%.

Alternativen

Zur Maßnahme M535 sind keine naheliegenden netztechnischen Alternativen erkennbar.

Konsultation

Die Übertragungsnetzbetreiber haben im Rahmen der Konsultation eine modifizierte Variante des Projekt P22 in Kombination mit den Maßnahmen M90 und M535 der P119 eingereicht. Durch Hinzunahme dieser zusätzlichen Maßnahmen soll das Projekt P23 entfallen. Begründet wird dies durch die verstärkte Anbindung von offshore Windparks in Unterweser. Der Standort Unterweser ist als Netzverknüpfungspunkt für die offshore Anbindungen NOR-9-1 und NOR-10-1 mit einer Gesamtleistung von 4000 MW vorgesehen.

Die Bundesnetzagentur hat die Auswirkungen der veränderten Konfiguration von offshore Anbindungen auf das landseitige Netz untersucht. Hierzu wurden zunächst – wie von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagen – die Maßnahmen M90 und M535 der P119 sowie M80 und M92 der P22 in das Iterationsnetz eingebaut. Nachdem sich diese Maßnahmen als erforderlich und wirksam erwiesen wurden weitere Sensitivitäten mit den ursprünglichen Maßnahmen der P22, sowie dem Verzicht auf die P23 untersucht. Hierbei wurde deutlich, dass die Projekte P119 und P22, wie von den Übertragungsnetzbetreibern im Rahmen der Konsultation vorgeschlagen bestätigt werden können. Auf die alten Maßnahmen M82 und M87 der P22 kann durch die veränderte Konfiguration verzichtet werden. Die P23 bleibt jedoch, aufgrund verbleibender Netzengpässe weiterhin notwendig.

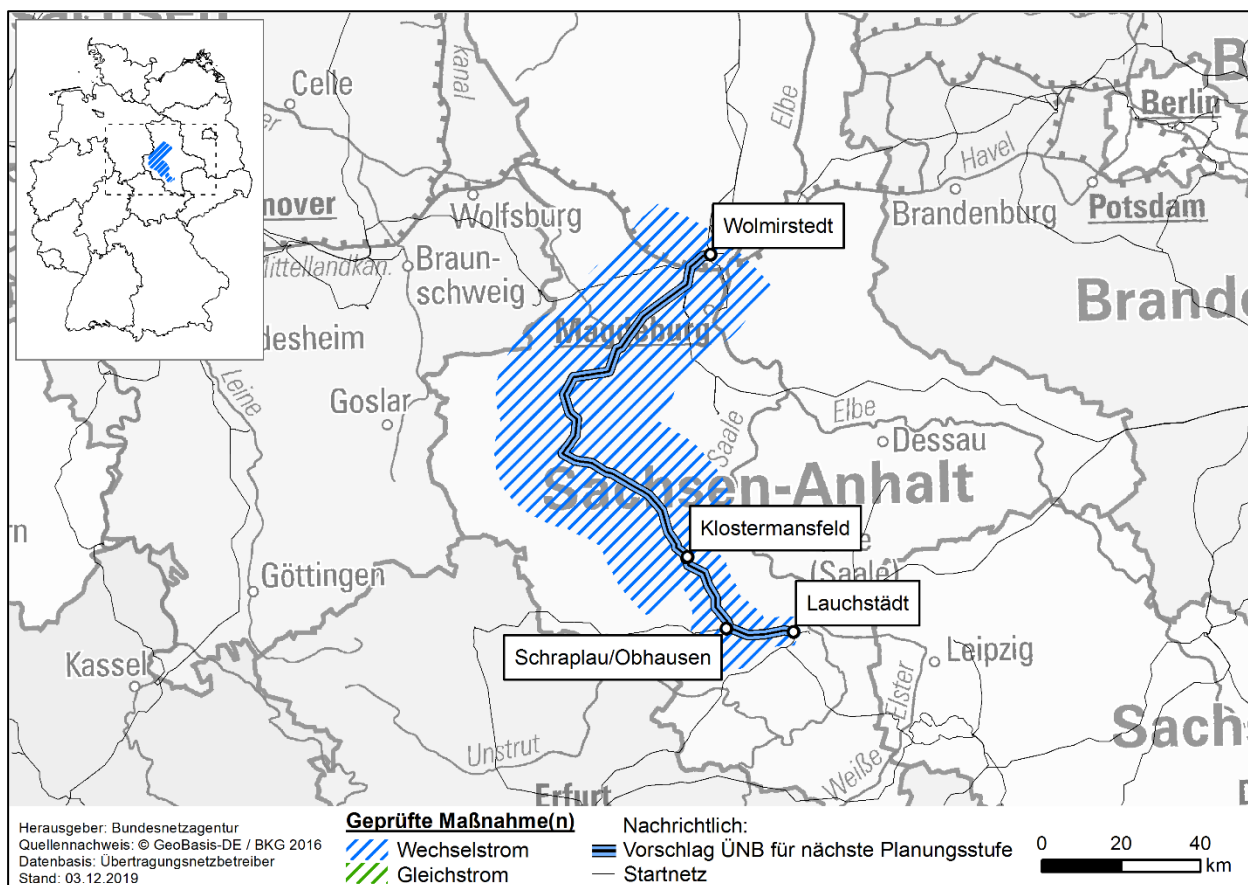
Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und sie beseitigt in einer hinreichenden Zahl von Stunden Engpässe. Dadurch trägt sie dazu bei, in erheblichem Umfang Engpassmanagement einzusparen.

Auf einen Blick

P119		M90	M535
wirksam		X	X
erforderlich		X	X
Auslastung	Durchschnitt	12%	6%
	Maximum	59%	28%
NOVA		V	V
Trassenlänge in km	Bestand	26	68
	Ausbau		
Bestätigt		Ja	Ja

P124: Wolmirstedt – Klostermansfeld – Schraplau/Obhausen – Lauchstädt



Das Projekt P124 wurde mit der Maßnahme M209a erstmalig im Netzentwicklungsplan 2019-2030 identifiziert. Die Maßnahme M209b des Projektes P124 wurde erstmals im Entwurf des Netzentwicklungsplans 2013 beantragt. In allen weiteren Netzentwicklungsplan wurde das Projekt P124 mit der Maßnahme M209b von den Übertragungsnetzbetreibern identifiziert, jedoch von der Bundesnetzagentur noch nicht bestätigt. Im Netzentwicklungsplan 2019-2030 wird das Projekt P124 mit beiden Maßnahmen M209a und M209b im Hinblick auf die geänderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen erneut überprüft. Die Bundesnetzagentur hat das Projekt in ihrer Schwachstellenanalyse des BBP-Netzes zunächst als möglicherweise geeignet identifiziert und daher sequenziell – unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Elemente – geprüft. Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Gesamtinbetriebnahme des Projektes bis zum Jahr 2030 an.

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Sachsen - Anhalt.

Streckenmaßnahme M209a: Wolmirstedt – Klostermansfeld

Die Maßnahme M209a wird bestätigt.

Beschreibung

Von Klostermansfeld wird über den geplanten Standort Schwanebeck nach Klostermansfeld die bestehende 380-kV-Freileitung durch einen 380-kV-Leitungsneubau mit Hochstrombeseilung (zwei Stromkreise) in der be-

stehenden Trasse verstärkt. Zur Umsetzung der Maßnahme werden auf den entsprechenden Leitungsabschnitten zunächst Masterhöhungen vorgenommen, um die technischen und betrieblichen Voraussetzungen für den Einsatz des witterungsabhängigen Freileitungsbetriebes (WAFB) zu schaffen. Zu einem späteren Zeitpunkt erfolgt eine Umbeseilung mit HTLS, um dauerhaft die Übertragungsfähigkeit zu steigern.

Wirksamkeit

Die Maßnahme erweist sich in allen drei betrachteten Szenarien als wirksam. Sie sorgt auf den Stromkreisen zwischen Wolmirstedt und Klostermansfeld für (n-1)-Sicherheit. Ohne die Maßnahme M209a ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Wolmirstedt und Klostermansfeld in der Stunde 1228 des Szenarios C 2030 mit 141% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahmen M209a reduziert sich die Auslastung dann auf 89%. Ähnliche Situationen treten in mehreren Stunden und in den unterschiedlichen Szenarien auf.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet ist die Maßnahme im Szenario A 2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei ca. 61%.

Szenario Kohleausstieg 2038 (C 2038*)

Auch bei einem Kohleausstieg bis spätestens 2038 wie von der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung beschlossen erweist sich die Maßnahme als wirksam. So ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Wolmirstedt und Klostermansfeld in der Stunde 2204 des Szenarios C 2038* mit 141% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahmen M209a reduziert sich die Auslastung dann auf 89%.

Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

Streckenmaßnahme M209b: Klostermansfeld – Schraplau/Obhausen – Lauchstädt

Die Maßnahme M209b wird bestätigt.

Beschreibung

Von Klostermansfeld wird über den neuen Standort im Suchraum der Stadt Schraplau und Gemeinde Obhausen nach Lauchstädt die bestehende 380-kV-Freileitung durch einen 380-kV-Leitungsneubau mit Hochstrombeseilung (zwei Stromkreise) in der bestehenden Trasse verstärkt. Zur Umsetzung der Maßnahme werden auf den entsprechenden Leitungsabschnitten zunächst Masterhöhungen vorgenommen, um die technischen und betrieblichen Voraussetzungen für den Einsatz des witterungsabhängigen Freileitungsbetriebes (WAFB) zu

schaffen. Zu einem späteren Zeitpunkt erfolgt eine Umbeseilung mit HTLS, um dauerhaft die Übertragungsfähigkeit zu steigern.

Wirksamkeit

Die Maßnahme erweist sich in allen drei betrachteten Szenarien als wirksam. Sie sorgt auf den Stromkreisen von Klostermansfeld über Schraplau/Obhausen nach Lauchstädt für (n-1)-Sicherheit. Ohne die Maßnahme M209b ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Klostermansfeld und Schraplau/Obhausen in der Stunde 1272 des Szenarios B 2030 mit 198% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahmen M209b reduziert sich die Auslastung dann auf 125%. Ähnliche Situationen treten in mehreren Stunden und in den unterschiedlichen Szenarien auf.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet ist die Maßnahme im Szenario B 2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei ca. 64%.

Szenario Kohleausstieg 2038 (C 2038*)

Auch bei einem Kohleausstieg bis spätestens 2038 wie von der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung beschlossen erweist sich die Maßnahme als wirksam. So ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Klostermansfeld und Schraplau/Obhausen in der Stunde 1228 des Szenarios C 2038* mit 193% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahmen M209b reduziert sich die Auslastung dann auf 121%.

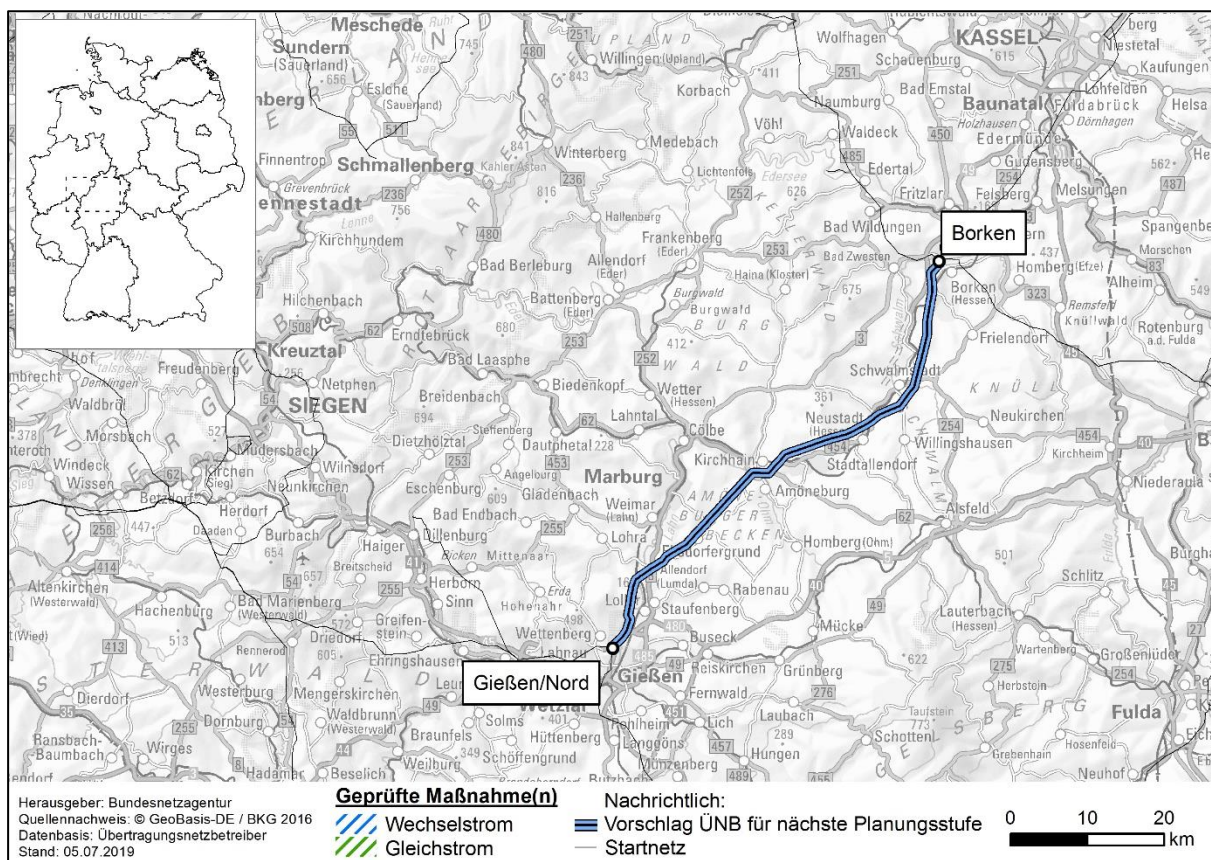
Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

Auf einen Blick

P124		M209a	M209b
wirksam		X	X
erforderlich		X	X
Auslastung	Durchschnitt	14%	15%
	Maximum	61%	64%
NOVA		V	V
Trassenlänge in km	Bestand	39	117
	Ausbau		
Bestätigungs-fähig		Ja	Ja

P133: Netzverstärkung zwischen Borken und Gießen/Nord



Das Projekt P133 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2013 für das Zieljahr 2023 identifiziert. Mit Ausnahme der im Netzentwicklungsplan 2017-2030 erstmalig von den Übertragungsnetzbetreibern identifizierten und von der Bundesnetzagentur bestätigten Maßnahme M253PST Lastflusssteuernde Maßnahme Borken, wurde die energiewirtschaftliche Notwendigkeit des Projekts bisher nicht bestätigt. Die Bundesnetzagentur hat das Projekt in ihrer Schwachstellenanalyse des BBP-Netzes im Netzentwicklungsplan 2019-2030 zunächst als möglicherweise geeignet identifiziert und daher geprüft. Das Projekt wurde allerdings im zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans 2019-2030 zunächst nicht mehr von den Übertragungsnetzbetreibern beantragt, es wurde jedoch mittlerweile durch die Übertragungsnetzbetreiber nachgereicht.

Die Prüfung erfolgt im Iterationsnetz unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Elemente und höherer Auslastung der Bestandsnetze durch Freileitungsmonitoring und weiterer Innovationen, deren Umsetzung und Wirkung bereits heute konkret beschreibbar sind.

Das Projekt P133 erhöht die Übertragungskapazität innerhalb Hessen um das Übertragungsnetz für die zukünftig ansteigenden Nord-Süd-Stromflüsse zu verstärken.

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Gesamtinbetriebnahme im Jahr 2030 an.

Streckenmaßnahme M253: Borken – Gießen/Nord

Die Maßnahme M253 wird bestätigt.

Beschreibung

Im Rahmen der Maßnahme M253 soll die Übertragungskapazität zwischen Borken und Gießen/Nord durch Umbeseilung der bestehenden 380-kV-Leitung erhöht werden. Eine HTL-Umbeseilung ist – vorbehaltlich der Genehmigungsfähigkeit – voraussichtlich möglich. Darüber hinaus sollen die Schaltanlagen in Gießen/Nord und Borken verstärkt werden (Netzverstärkung).

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Inbetriebnahme im Jahr 2030 an. Da es sich bei der Maßnahme nach Angaben der Übertragungsnetzbetreiber voraussichtlich um eine Umbeseilung/Stromkreisauflage ohne Neubau handelt ist eine mögliche frühere Inbetriebnahme zu prüfen.

Wirksamkeit

Die Maßnahmen erweisen sich in allen drei betrachteten Szenarien als wirksam. Sie sorgen auf den Stromkreisen von Borken nach Gießen/Nord für (n-1)-Sicherheit. Ohne die Maßnahme M253 ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Borken nach Gießen/Nord in der Stunde 308 des Szenarios B 2030 mit 155% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahme reduziert sich die Auslastung dann auf 120%. Ähnliche Situationen treten in mehreren Stunden und in den unterschiedlichen Szenarien auf.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M253 auch als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet ist die Maßnahme im Szenario A 2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei ca. 70%.

Szenario Kohleausstieg 2038 (C 2038*)

Auch bei einem Kohleausstieg bis spätestens 2038 wie von der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung beschlossen erweisen sich die Maßnahmen als wirksam. So ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Borken und Gießen/Nord in der Stunde 309 des Szenarios C 2038* mit 182% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahme M253 reduziert sich die Auslastung dann auf 140%.

Konsultation

Die TenneT TSO sagt in ihrer Stellungnahme, dass die nachgeforderten Projekte den Redispatchbedarf in ihren Vergleichsrechnungen nicht wesentlich verringern würden.

Zunächst bestehen nach Prüfung des zweiten Entwurfs des Netzentwicklungsplans 2019-2030 noch wesentliche Netzengpässe, die nicht durch im Rahmen des zweiten Entwurfs des Netzentwicklungsplans 2019-2030 beantragte Maßnahmen behoben werden können, mithin weist der zweite Entwurf keinen bedarfsgerechten Netzausbau im Sinne des § 12b Abs. 1 S. 2 EnWG auf.

Ein wesentlicher Netzengpass liegt vor, wenn ein lokaler Überlastungsindex von mehr als 30 GWh an mehr als 100 Stunden im Jahr in allen prüfungsrelevanten Szenarien zu erwarten ist.

Trotz der Realisierung der Gleichstrom-Projekte DC21 und DC25 verbleiben Engpässe auf der Achse Borken – Gießen/Nord. In mehr als 450 Stunden treten Überlastungen in Summe von insgesamt 381 GWh auf. Diese Überlastungen treten in allen untersuchten Szenarien auf.

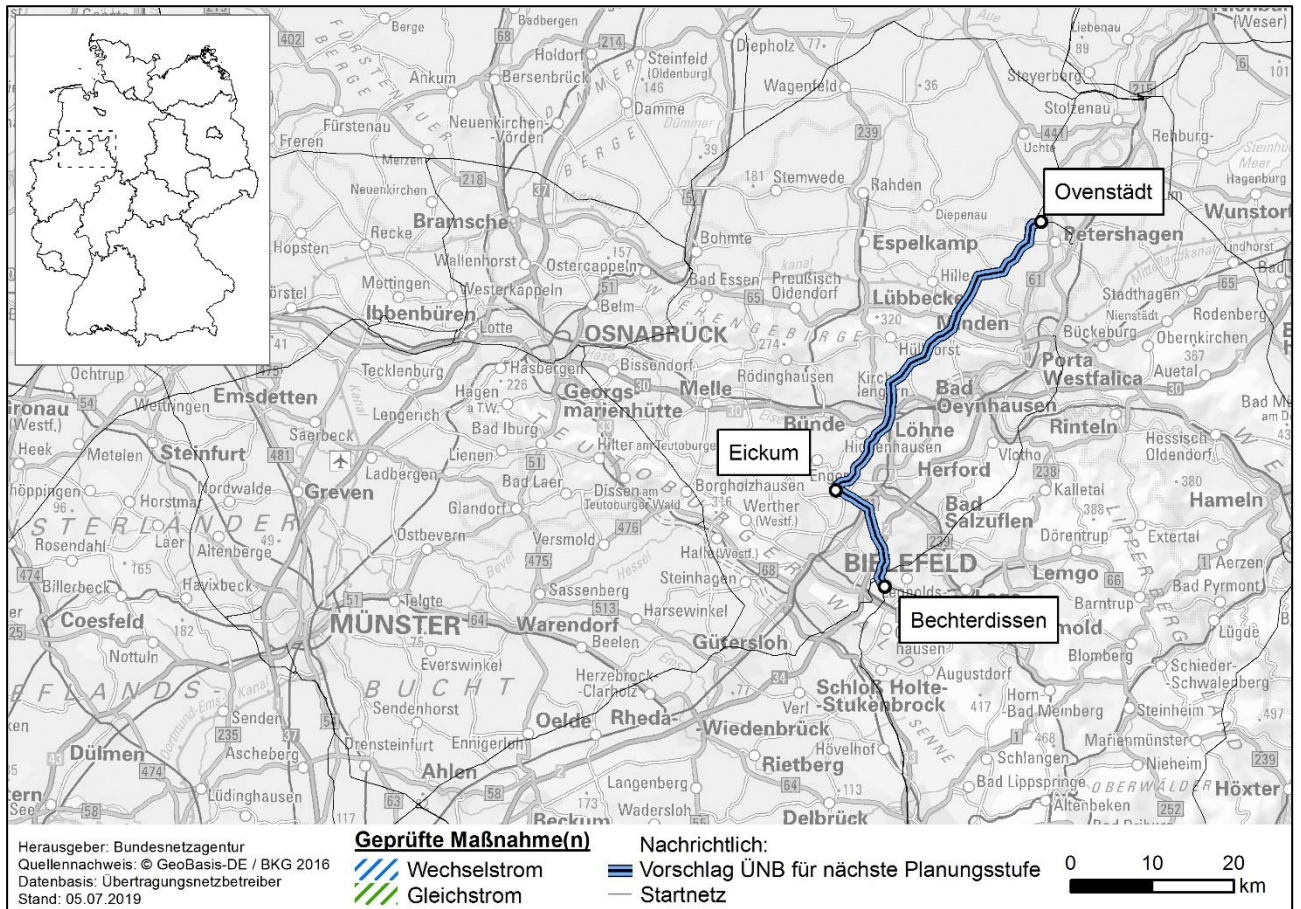
Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

Auf einen Blick

P133		M253
wirksam		X
erforderlich		X
Auslastung	Durchschnitt	31%
	Maximum	70%
NOVA		V
Trassenlänge in km	Bestand	73
	Ausbau	
Bestätigt		Ja

P135: Netzverstärkung zwischen Bechterdissen und Ovenstädt



Das Projekt P135 enthält die Maßnahme M255 und wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2013 für das Zieljahr 2023 identifiziert, bisher jedoch nicht bestätigt. Die Bundesnetzagentur hat das Projekt in ihrer Schwachstellenanalyse des BBP-Netzes im Netzentwicklungsplan 2019-2030 zunächst als möglicherweise geeignet identifiziert und daher geprüft. Das Projekt wurde allerdings im zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans 2019-2030 zunächst nicht mehr von den Übertragungsnetzbetreibern beantragt, es wurde jedoch mittlerweile durch die Übertragungsnetzbetreiber nachgereicht.

Die Prüfung erfolgt im Iterationsnetz unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Elemente und höherer Auslastung der Bestandsnetze durch Freileitungsmonitoring und weiterer Innovationen, deren Umsetzung und Wirkung bereits heute konkret beschreibbar sind.

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Gesamtinbetriebnahme im Jahr 2030 an.

Streckenmaßnahme M255: Netzverstärkung zwischen Bechterdissen und Ovenstädt

Die Maßnahme M255 wird bestätigt.

Beschreibung

Im Rahmen der Maßnahme ist die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung zwischen Bechterdissen und Ovenstädt über Eickum vorgesehen (Netzverstärkung). Eine HTL-Umbeseilung ist nach Angaben der Übertragungsnetzbetreiber - vorbehaltlich der Genehmigungsfähigkeit - möglich. Eickum soll im Rahmen der Maßnahme eingeschleift werden. Hierfür sollen die 380-kV-Schaltanlagen in Bechterdissen, Eickum und Ovenstädt verstärkt werden (Netzverstärkung).

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2030 an. Da es sich bei der Maßnahme nach Angaben der Übertragungsnetzbetreiber voraussichtlich um eine Umbeseilung/Stromkreisauflage ohne Neubau handelt ist eine mögliche frühere Inbetriebnahme zu prüfen.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M255 behebt in allen vier betrachteten Szenarien (n-1)-Verletzungen von Bechterdissen über Eickum nach Ovenstädt und ist demnach wirksam. Ohne die Maßnahme M255 ist zum Beispiel ein Stromkreis zwischen Ovenstädt und Eickum in der Stunde 1228 des Szenarios C 2030 mit 135% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Durch die Maßnahme M255 reduziert sich diese Auslastung auf 110%. Ähnliche Situationen treten in mehreren Stunden und in den unterschiedlichen Szenarien auf.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet ist die Maßnahme im Szenario A 2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei ca. 55%.

Szenario Kohleausstieg 2038 (C 2038*)

Auch bei einem Kohleausstieg bis spätestens 2038 wie von der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung beschlossen erweist sich die Maßnahme als wirksam. So ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Ovenstädt und Eickum in der Stunde 2205 des Szenarios C 2038* mit 180% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahme M255 reduziert sich die Auslastung dann auf 129%.

Konsultation

Die TenneT TSO sagt in ihrer Stellungnahme, dass die nachgeforderten Projekte den Redispatchbedarf in ihren Vergleichsrechnungen nicht wesentlich verringern würden.

Zunächst bestehen nach Prüfung des zweiten Entwurfs des Netzentwicklungsplans 2019-2030 noch wesentliche Netzengpässe, die nicht durch im Rahmen des zweiten Entwurfs des Netzentwicklungsplans 2019-2030 beantragte Maßnahmen behoben werden können, mithin weist der zweite Entwurf keinen bedarfsgerechten Netzausbau im Sinne des § 12b Abs. 1 S. 2 EnWG auf.

Ein wesentlicher Netzengpass liegt vor, wenn ein lokaler Überlastungsindex von mehr als 30 GWh an mehr als 100

Stunden im Jahr in allen prüfungsrelevanten Szenarien zu erwarten ist.

Trotz der Realisierung der Gleichstrom-Projekte DC21 und DC25 verbleiben Engpässe auf der Achse Bechterdissen – Ovenstädt. In mehr als 100 Stunden treten Überlastungen in Summe von insgesamt 56 GWh auf. Diese Überlastungen treten in allen untersuchten Szenarien auf.

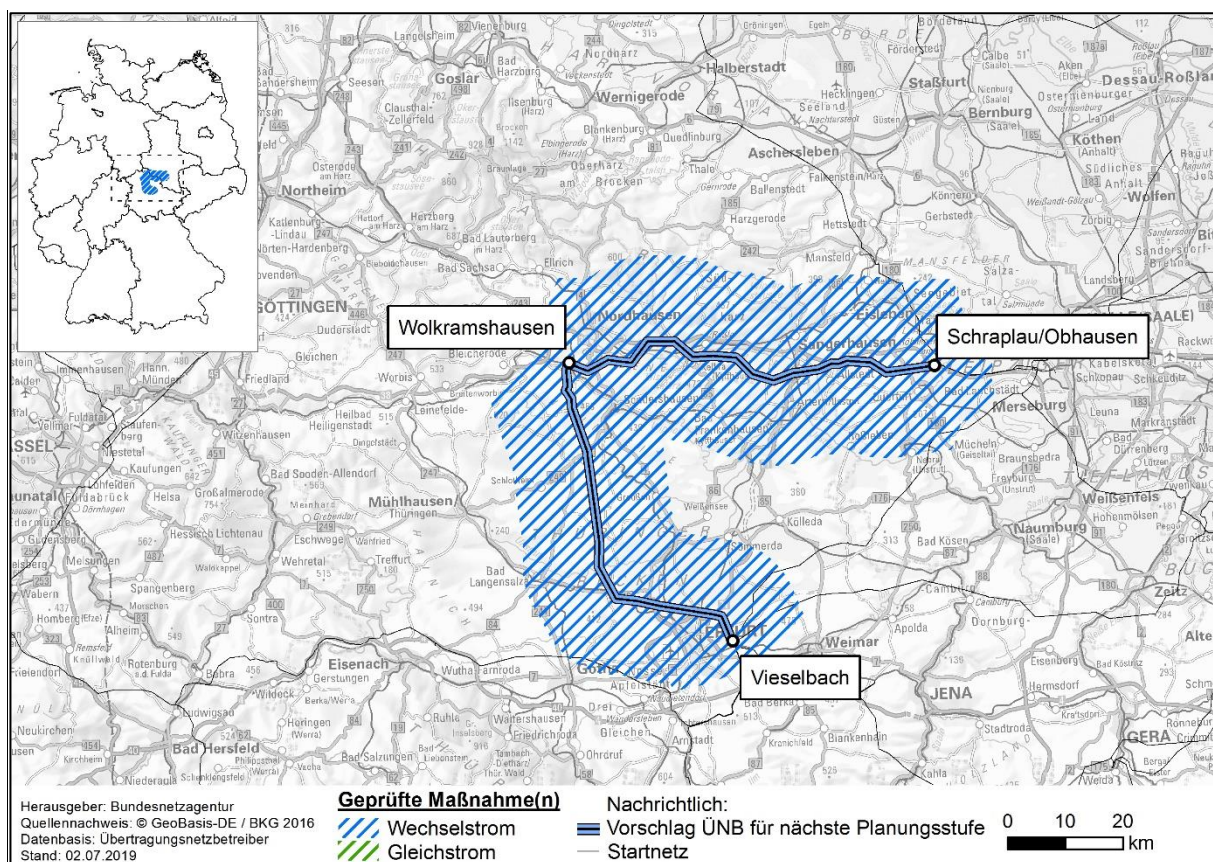
Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

Auf einen Blick

P135		M255
wirksam		X
erforderlich		X
Auslastung	Durchschnitt	18%
	Maximum	55%
NOVA		V
Trassenlänge in km	Bestand	60
	Ausbau	
Bestätigt		Ja

P150: Schraplau/Obhausen – Wolframshausen - Vieselbach



Das Projekt P150 ist unter der Bezeichnung „Lauchstädt – Wolframshausen – Vieselbach“ als Vorhaben Nr. 44 Bestandteil des Bundesbedarfsplans. Das Projekt wurde erstmals im Netzentwicklungsplan 2014 geprüft. Die Bundesnetzagentur hat seine energiewirtschaftliche Notwendigkeit erstmals im Netzentwicklungsplan 2014 für das Jahr 2024 bestätigt. Im Netzentwicklungsplan 2019-2030 erfolgt die Prüfung im BBP-Netz unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Elemente und höherer Auslastung der Bestandsnetze durch Freileitungsmonitoring und weiterer Innovationen, deren Umsetzung und Wirkung bereits heute konkret beschreibbar sind. Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Gesamtinbetriebnahme des Projektes bis zum Jahr 2028 an.

Aufgrund der vorherrschenden Hauptleistungsflussrichtung von Nordost nach Südwest und der Aufnahme von Erneuerbaren-Leistung aus den unterlagerten Verteilernetzen sind die bestehenden 220-kV-Leitungen im Bereich Wolframshausen – Vieselbach bei entsprechenden Erzeugungs- und Lastsituationen bereits heute hoch belastet. Das Projekt P150 würde einen Beitrag zur Erhöhung der Übertragungskapazität auf der Achse Lauchstädt – Schraplau/Obhausen – Wolframshausen – Vieselbach und zugleich in Sachsen-Anhalt und Thüringen insgesamt leisten.

Streckenmaßnahme M352a: Schraplau/Obhausen – Wolframshausen

Streckenmaßnahme M463: Wolframshausen – Vieselbach

Die Maßnahmen M352a und M463 werden bestätigt.

Beschreibung

Von Schraplau/Obhausen nach Wolframshausen wird eine neue 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung in der bestehenden 220-kV-Trasse errichtet. 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.

Von Wolframshausen nach Vieselbach wird eine neue 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung in der bestehenden 220-kV-Trasse errichtet. 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 o. g. 380-kV-Anlagen Vieselbach und Wolframshausen sind entsprechend zu erweitern.

Die Maßnahmen M352a und M463 werden zusammen geprüft und bewertet, da eine Einzelbetrachtung nicht sinnvoll wäre.

Wirksamkeit

Die Maßnahmen M352a und M463 erweisen sich in allen drei betrachteten Szenarien als wirksam. Sie sorgen auf den Stromkreisen zwischen Lauchstädt und Vieselbach für (n-1)-Sicherheit.

Ohne die Maßnahmen M352a und M463 ist beispielsweise die Leitung zwischen Lauchstädt und Vieselbach in der Stunde 1271 des Szenarios B 2030 mit 162% belastet, wenn einer der parallelen Stromkreise ausfällt. Durch die Maßnahme M352a reduziert sich die Auslastung dann auf 95%.

Erforderlichkeit

In den geprüften Szenarien erweisen sich die Maßnahmen M352a und M463 als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet ist sie im Szenario A 2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei 59%.

Szenario Kohleausstieg 2038 (C 2038*)

Auch bei einem Kohleausstieg bis spätestens 2038 wie von der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung beschlossen erweisen sich die Maßnahmen als wirksam. So ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Lauchstädt und Vieselbach in der Stunde 306 des Szenarios C 2038* mit 161% belastet, wenn ein Stromkreis zwischen Lauchstädt und Vieselbach ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahme M24a reduziert sich die Auslastung dann auf 93%.

Bewertung

Die Maßnahmen erweisen sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie haben eine ausreichende Auslastung und tragen signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

Punktmaßnahme M352b: 380-kV-Serienkompensation Wolframshausen

Die Maßnahme M352b wird bestätigt.

Beschreibung

Zwischen den Standorten Lauchstädt und Vieselbach gibt es eine direkte 380-kV-Verbindung und nach Realisierung der Streckenmaßnahmen M352a und M463 eine zweite 380-kV-Verbindung. Da die zweite Verbindung über die Standorte Schraplau/Obhausen („Querfurt“) und Wolframshausen verläuft, ist sie dementsprechend länger. Mit der Maßnahme M352b sollen am Standort Wolframshausen Serienkompensationsanlagen in die 380-kV-Doppelleitung nach Schraplau/Obhausen installiert werden, damit sollen die elektrischen Längen der beiden Verbindungen aneinander angeglichen werden.

Wirksamkeit

Die Maßnahme erweist sich in allen drei betrachteten Szenarien als wirksam. Sie sorgen auf den Stromkreisen von Lauchstädt nach Vieselbach für (n-1)-Sicherheit. Ohne die Maßnahme M352b ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Lauchstädt und Vieselbach in der Stunde 1272 des Szenarios B 2030 mit 108% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahme M352b reduziert sich die Auslastung dann auf 95%. Ähnliche Situationen treten in mehreren Stunden und in den unterschiedlichen Szenarien auf.

Szenario Kohleausstieg 2038 (C 2038*)

Auch bei einem Kohleausstieg bis spätestens 2038 wie von der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung beschlossen erweisen sich die Maßnahmen als wirksam. So ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Lauchstädt nach Vieselbach in der Stunde 306 des Szenarios C 2038* mit 106% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahme M352b reduziert sich die Auslastung dann auf 93%.

Alternativen

Zu der Maßnahme M352b sind keine naheliegenden netztechnischen Alternativen erkennbar.

Konsultation

Ein Konsultationsteilnehmer lehnt die Bedarfsermittlung im Netzentwicklungsplan 2019-2030 für das Projekt P150 ab und verlangt, dass der ermittelte Bedarf für das Projekt P150 auf Grundlage des Gesetzgebungsverfahrens des Bundes zur Novellierung des Erneuerbaren Energien Gesetzes (EEG) erneut auf seine Plausibilität überprüft wird. Außerdem soll durch das Projekt P150 entgegen des Gebots der Geradlinigkeit zur Verbindung der Netzknoten Lauchstädt und Vieselbach eine doppelt so lange Trasse in Anspruch genommen werden, anstatt aufgrund eines bestehenden Planfeststellungsbeschlusses eine Aufrüstung von zwei auf vier Stromkreise in bestehender Trasse zwischen Lauchstädt und Vieselbach zu ermöglichen. Selbst eine neue Planfeststellung/Neubau auf der Strecke Lauchstädt und Vieselbach müsste laut des Konsultationsteilnehmers wegen der kürzeren Distanz und dem Wegfall der Serienkompensation am Standort Wolframshausen günstiger sein. Des Weiteren

würde die Aussage der regionalen Netzstrukturänderung durch den Wegfall des Umspannwerkes in Ebeleben nicht mehr greifen und außerdem würde der Strom aus erneuerbaren Energien in der Region durch eine im Jahr 2013 neu errichtete 110-kV-Leitung zwischen Greußen und Menteroda, welche direkt in den Netzknoten Vieselbach eingebunden ist, aufgenommen werden können.

Die Bundesnetzagentur prüft die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Maßnahmen nach. Dabei berücksichtigt die Bundesnetzagentur alle Szenarien des Jahres 2030, wobei aufgrund der Beschlüsse der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung besonderes Augenmerk darauf liegt, wie sich eine Maßnahme im Szenario C 2030 verhält, da in diesem Szenario die installierte Leistung an Kohlekraftwerken dem Ausstiegspfad entspricht. Mit Hilfe des Szenarios A 2030 lässt sich beurteilen, ob sich der Netzausbaubedarf anders entwickelt, wenn die Leistung an Offshore Windenergie auf 20 GW erhöht wird. Das Szenario B2035 des Szenariorahmens wird von der Bundesnetzagentur nicht weiter berücksichtigt, da die dort angenommenen Kohlekraftwerke dem Ausstiegspfad deutlich verfehlen. Um dennoch eine langfristige Nachhaltigkeitsprüfung durchführen zu können, verwendet die Bundesnetzagentur zusätzlich ein neues Szenario C 2038, welches im Wesentlichen eine Fortschreibung des Szenarios C 2030 unter Berücksichtigung eines vollständigen Ausstiegs aus der Kohleverstromung in Deutschland ist. Die Prognose der installierten Leistung erneuerbarer Energien für das Szenario C 2038** orientiert sich an Szenario C2030. Mit dieser Methodik werden Änderungen nach oben oder nach bspw. im Ausbau der erneuerbaren Energien abgefangen und es wurde auch mit der Einführung des Szenarios C 2038** auf die politischen Änderungen in der Zeit nach dem von der Bundesnetzagentur am 15.06.2018 genehmigten Szenariorahmen 2019-2030 bei der Bedarfsermittlung im Netzentwicklungsplan 2019-2030 berücksichtigt.*

Der betroffene erste Abschnitt der Thüringer Strombrücke zwischen Lauchstädt und Vieselbach wurde erst 2008 mit einer 380-kV-Doppelleitung in Hochstrombeseilung in Betrieb genommen. Bei Realisierung der vorgeschlagenen Alternative müsste er neu errichtet werden. Sinnvoller erscheint es, die Transportaufgabe über die Strecke Lauchstädt – Wolkramshausen – Vieselbach zu bewältigen und dort zugleich alte 220-kV-Leitungen aus dem Jahr 1965 durch heutigen Stand der Technik abzulösen.

Laut eines Konsultationsteilnehmers treten bereits heute in bestimmten Zeiträumen Transitflüsse aus dem übergeordneten Übertragungsnetz in dem Netzgebiet des entsprechenden Verteilnetzbetreibers auf. Es wird davon ausgegangen, dass diese bis zum Jahr 2030 deutlich ansteigen. Aus diesem Grund stellt die Realisierung des Projektes P150 für den Konsultationsteilnehmer eine hohe Bedeutung für die Beherrschung der zukünftigen Änderung der Leistungsflüsse dar.

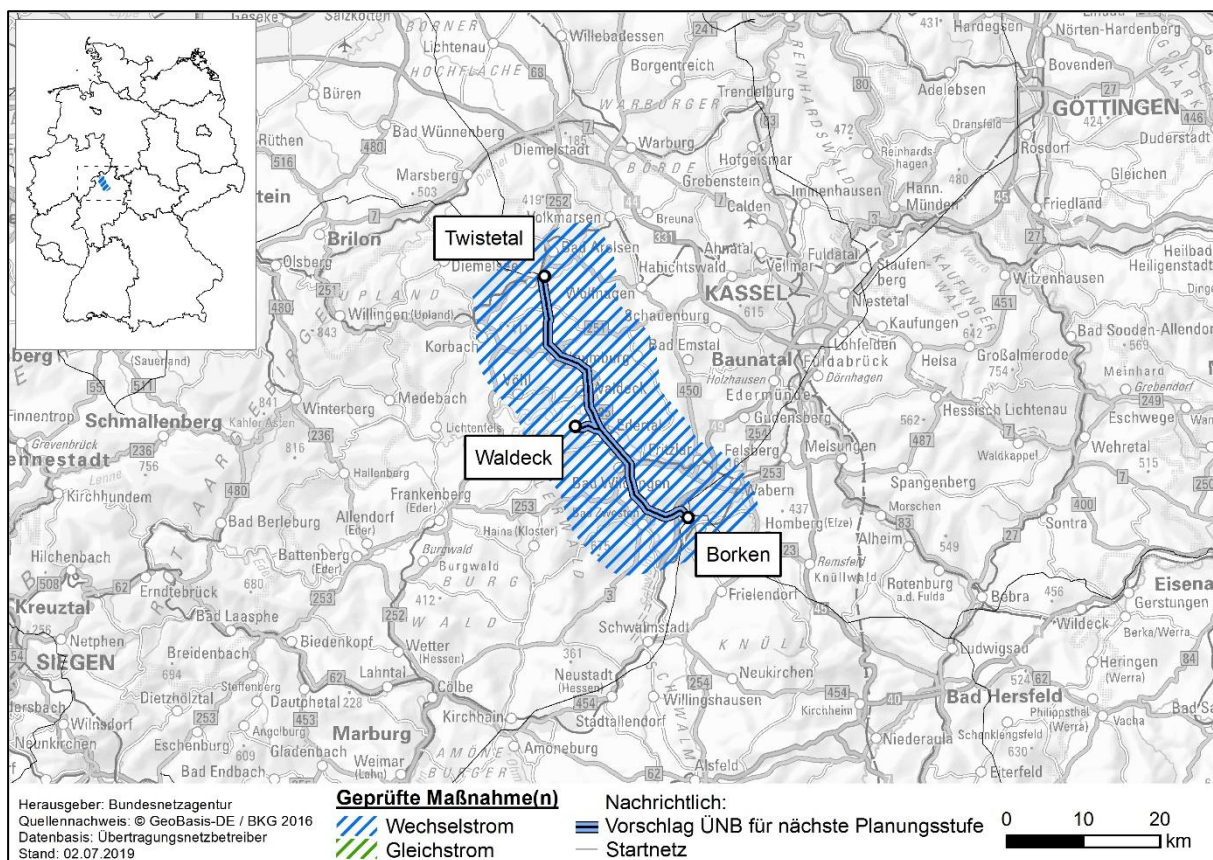
Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen Szenarien als wirksam. Sie beseitigt in einer hinreichenden Zahl von Stunden Engpässe. Dadurch trägt sie dazu bei, in erheblichem Umfang Engpassmanagement einzusparen.

Auf einen Blick

P150		M352a	M352b	M463
wirksam		X	X	X
erforderlich		X	-	X
Auslastung	Durchschnitt	16%	-	15%
	Maximum	59%	-	59%
NOVA		V	V	V
Trassenlänge in km	Bestand	71	-	66
	Ausbau		-	
Bestätigt		Ja	Ja	Ja

P151: Borken – Twistetal



Das Projekt P151 mit der Maßnahme M353 ist als Vorhaben Nr. 45 Teil des Bundesbedarfsplans. Das Projekt wurde erstmals im Netzentwicklungsplan 2014 geprüft, seine energiewirtschaftliche Notwendigkeit erstmals im Netzentwicklungsplan 2014 für das Jahr 2021 bestätigt. Im Netzentwicklungsplan 2019-2030 wird es im Hinblick auf die geänderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen erneut überprüft. Die Prüfung erfolgt im BBP-Netz unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Elemente.

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Gesamteinbetriebnahme des Projekts im Jahr 2023 an.

Die bestehende Leitung der Trasse zwischen Borken und Twistetal stellt eine wichtige Nord-Süd-Verbindung in der TenneT-Regelzone dar. Aufgrund des steigenden Transportbedarfs zwischen Borken und Twistetal, werden die bestehenden Leitungen in den zukünftigen Szenarien bei Ausfall des parallelen Stromkreises unzulässig hoch ausgelastet. Das Projekt P151 sorgt für die Wiederherstellung der (n-1)-Sicherheit.

Streckenmaßnahme M353: Borken – Twistetal

Die Maßnahme M353 wird bestätigt.

Beschreibung

Im Rahmen der Maßnahme ist die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung zwischen Borken und Twistetal durch eine neue 380-kV-Leitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A vorgesehen (Netzverstärkung). Außerdem sind die Schaltanlagen in Borken und Twistetal zu verstärken (Netzverstärkung). Weiterhin ist die Schaltanlage in Waldeck voll einzuschleifen. In Waldeck ist außerdem eine Erweiterung des Pumpspeicherkraftwerks geplant.

Wirksamkeit

Die Maßnahme erweist sich in allen vier betrachteten Szenarien als wirksam. Sie sorgt auf den Stromkreisen zwischen Borken und Twistetal für (n-1)-Sicherheit. Ohne die Maßnahme M353 ist in der Stunde 7852 des Szenarios A 2030 zum Beispiel ein Stromkreis zwischen Borken und Twistetal mit 111% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahme M353 reduziert sich Auslastung dann auf 98%. Ähnliche Situationen treten in mehreren Stunden und in den unterschiedlichen Szenarien auf.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet ist die Maßnahme im Szenario A 2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei 63%.

Szenario Kohleausstieg 2038 (C 2038*)

Auch bei einem Kohleausstieg bis spätestens 2038 wie von der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung beschlossen erweist sich die Maßnahme als wirksam. So ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Borken und Twistetal in der Stunde 271 des Szenarios C 2038* mit 112,7% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahme M353 reduziert sich die Auslastung dann auf 95%.

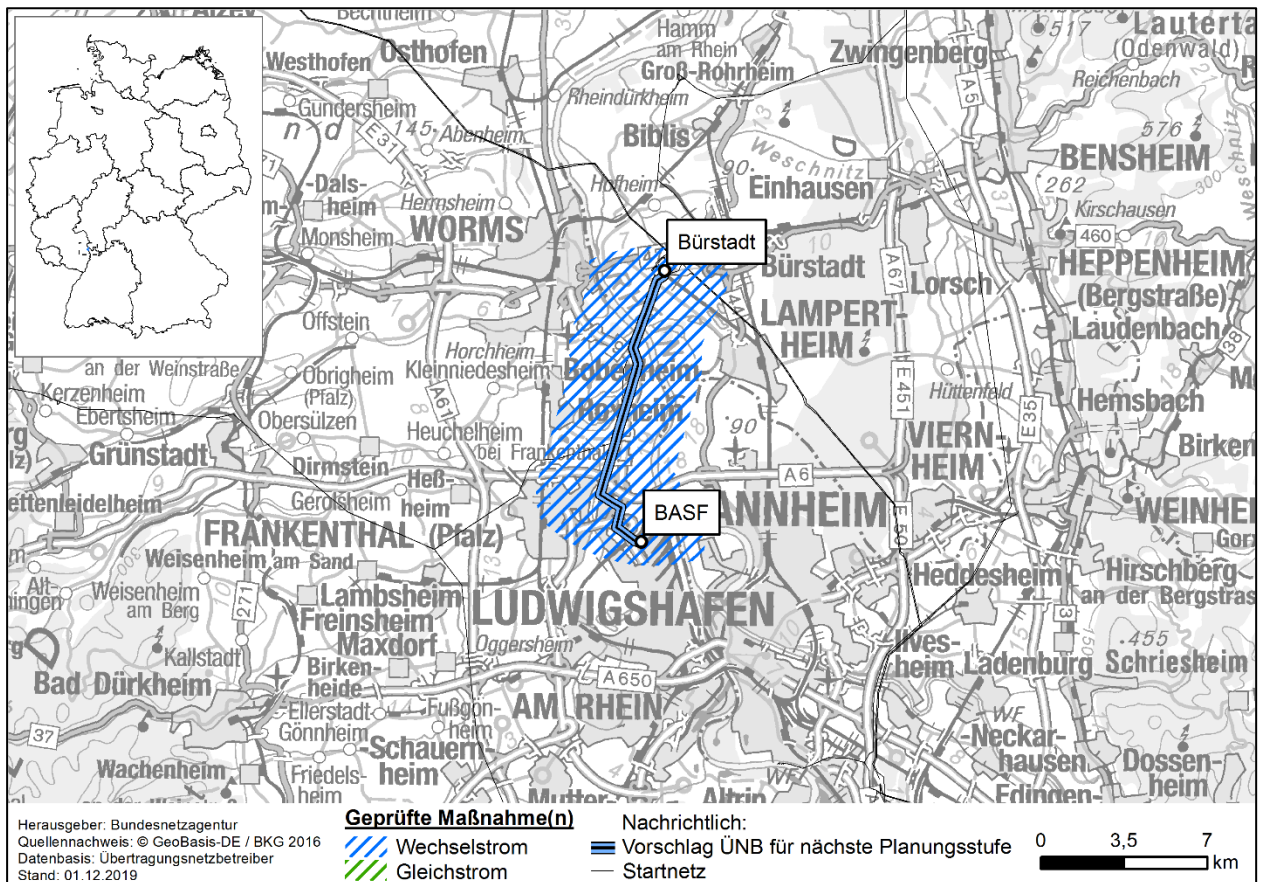
Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

Auf einen Blick

P151		M353
wirksam		X
erforderlich		X
Auslastung	Durchschnitt	40%
	Maximum	63%
NOVA		V
Trassenlänge in km	Bestand	43
	Ausbau	
Bestätigt		Ja

P159: Netzverstärkung Bürstadt - BASF



Das Projekt P159 mit der Maßnahme M62 wurde erstmals im Netzentwicklungsplan 2014 von den Übertragungsnetzbetreibern beantragt. Die Bundesnetzagentur hat das Projekt bisher nicht bestätigt. Auf der Grundlage von neuen Erkenntnissen aus der Konsultation erfolgt nun eine erneute Prüfung des Projekts. Insbesondere liegen der Bundesnetzagentur neue Informationen bezüglich der regionalen Last vor. Damit bildet die ursprüngliche Lastregionalisierung die Gegebenheiten nicht mehr hinreichend ab. Die erneute Prüfung erfolgt deshalb auf einem modifizierten Datensatz des Szenarios C2030, der diese Erkenntnisse berücksichtigt. Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Inbetriebnahme bis zum Jahr 2021 an.

Streckenmaßnahme M62: Bürstadt - BASF

Die Maßnahme M62 wird bestätigt.

Beschreibung

Mit der Maßnahme M62 soll ein neues 380-kV-Doppelsystem durch Neubau in bestehender Trasse von Bürstadt zum Standort BASF realisiert werden. Dafür muss eine 380-kV-Anlage am Standort BASF errichtet werden. Im Zuge der Maßnahme ist die Einschleifung eines bestehenden 380-kV-Systems zwischen Bürstadt und Lambsheim in die neu zu errichtende Anlage geplant.

Wirksamkeit

Die Maßnahme erweist sich im modifizierten Szenario als wirksam. Ohne die Maßnahme überlasten die bestehenden 220-kV-Systeme zwischen Bürstadt und BASF. Im NNF 313 liegt die Auslastung bei Ausfall eines parallelen Systems bei 112%. Durch Umsetzung der Maßnahme kann die Auslastung auf den neuen Stromkreisen im gleichen Fall auf 30% reduziert werden.

Erforderlichkeit

Die Maßnahme erweist sich im modifizierten Szenario auch als erforderlich. Die maximale Auslastung liegt hier bei 20,5%.

Alternativen

Zur Maßnahme M62 sind keine naheliegenden netztechnischen Alternativen erkennbar.

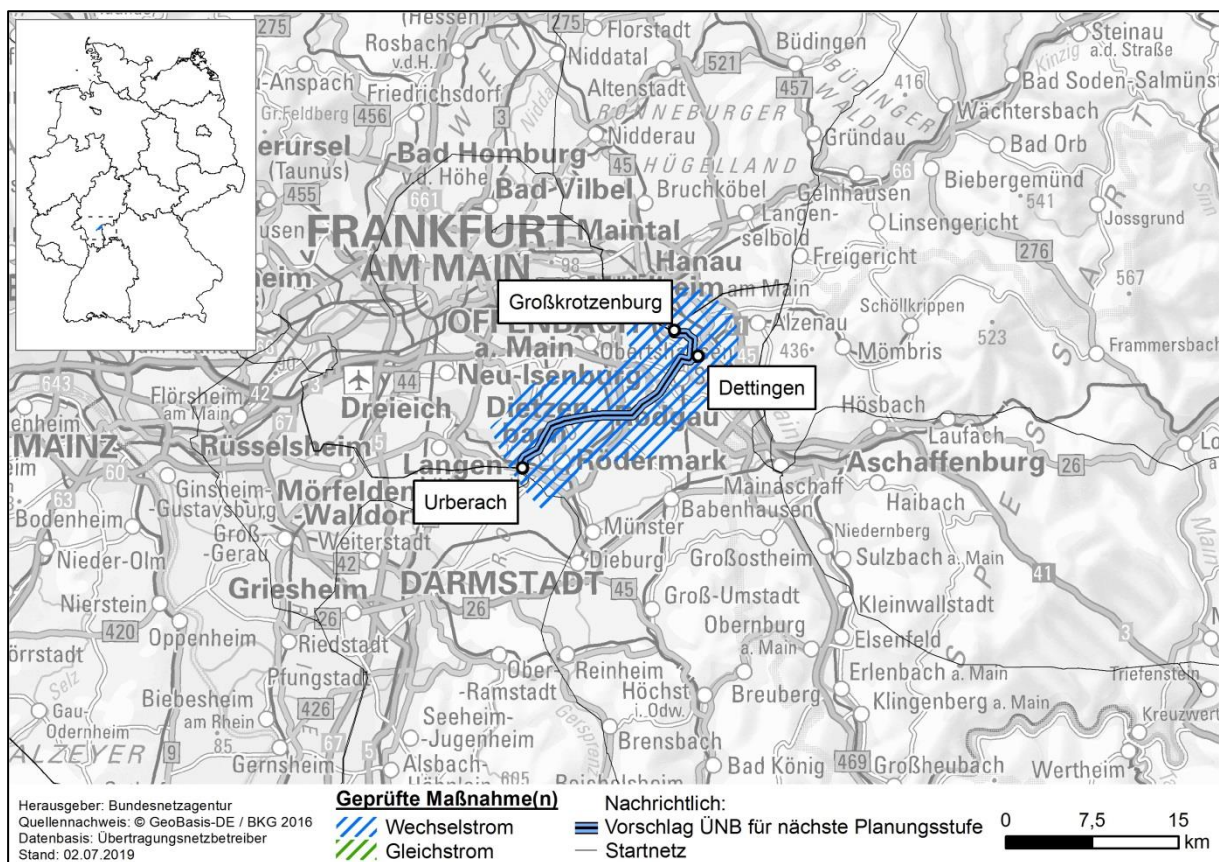
Bewertung

Die Maßnahme erweist sich als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und sie beseitigt in einer hinreichenden Zahl von Stunden Engpässe. Dadurch trägt sie dazu bei, in erheblichem Umfang Engpassmanagement einzusparen.

Auf einen Blick

P159		M62
wirksam		X
erforderlich		X
Auslastung	Durchschnitt	7,2%
	Maximum	20,5%
NOVA		V
Trassenlänge in km	Bestand	13
	Ausbau	
bestätigt		Ja

P161: Netzverstärkung südöstlich von Frankfurt



Die Maßnahme wurde erstmals im Netzentwicklungsplan 2012 für ein einzelnes Szenario vorgeschlagen, damals noch im Projekt P42 enthalten. Seit dem Netzentwicklungsplan 2013 ist es von den Übertragungsnetzbetreibern als P161 vorgesehen. Im Netzentwicklungsplan 2017-2030 wurde das Projekt erstmals von der Bundesnetzagentur bestätigt. Dort wurde das Projekt aufgrund seiner Beziehung zu den Projekten P43 M74 und P43 M74mod eingehend auf seine Wirksamkeit im Hinblick auf die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen überprüft. Die Bundesnetzagentur kam damals zu dem Ergebnis, dass eine Verstärkung der Region südöstlich von Frankfurt dringend angezeigt war. Diese hätte entweder durch P161 oder alternativ durch P43mod realisiert werden können. Die Entscheidung in der Abwägung P43/P43mod stand mit der Bestätigung des Netzentwicklungsplans 2017-2030 noch aus, formal wurde die P161 bestätigt.

Die Bundesnetzagentur hat das Projekt in ihrer Schwachstellenanalyse des BBP-Netzes im Netzentwicklungsplan 2019-2030 erneut als möglicherweise geeignet identifiziert und daher geprüft. Die Prüfung erfolgt im Iterationsnetz unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Elemente und höherer Auslastung der Bestandsnetze durch Freileitungsmonitoring und weiterer Innovationen, deren Umsetzung und Wirkung bereits heute konkret beschreibbar sind.

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Gesamtinbetriebnahme des Projekts im Jahr 2027 an.

Streckenmaßnahme M91: Großkrotzenburg – Urberach

Die Maßnahme M91 wird bestätigt.

Beschreibung

Der Antrag der Übertragungsnetzbetreiber sieht für P161 M91 die Verstärkung einer bestehenden 380-kV-Leitung zwischen den 380-kV-Anlagen Großkrotzenburg, Dettingen und Urberach durch Umbeseilung vor. Nach Angaben der Übertragungsnetzbetreiber kann dies 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. Darüber hinaus müssten die Schaltanlagen in Großkrotzenburg, Dettingen und Urberach erweitert werden.

Wirksamkeit

Die Maßnahme erweist sich in den Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und C 2038* als wirksam. In allen vier Szenarien sorgt P161 M91 für eine deutliche Entlastung der Stromkreise zwischen Großkrotzenburg und Urberach. Ohne Maßnahme P161 M91 kommt es beispielsweise in Stunde 310 des Szenarios C 2030 zu einer Überlastung von 182% auf einem Stromkreis zwischen Großkrotzenburg und Urberach bei Ausfall des parallelen Systems. Mit P161 M91 beträgt die Auslastung in vorgenannter Ausfallsituation nur 160%. Derartige Situationen mit der beschriebenen Wirkung von P161 M91 können für mehrere NNF in allen vier Szenarien bestätigt werden.

Erforderlichkeit

Die Maßnahme ist in allen geprüften Szenarien erforderlich. Die maximale Auslastung ist in Szenario C 2030 am geringsten, liegt aber immer noch bei 93%.

Szenario Kohleausstieg 2038 (C 2038*)

Auch bei einem Kohleausstieg bis spätestens 2038 wie von der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung beschlossen erweist sich die Maßnahme als wirksam. So ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Großkrotzenburg und Urberach in der Stunde 1332 des Szenarios C 2038* mit 201% belastet, wenn das parallele System ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahme M420 reduziert sich die Auslastung dann auf 179%.

Alternativen

Im Netzentwicklungsplan 2017-2030 wurde ausführlich die Alternative P43mod mit der einhergehenden Abwägung zu P43 thematisiert und untersucht. Da die Alternativenprüfung zur P43mod entfällt, ist aus Sicht der Bundesnetzagentur auch bei diesem Projekt keine erneute Untersuchung notwendig.

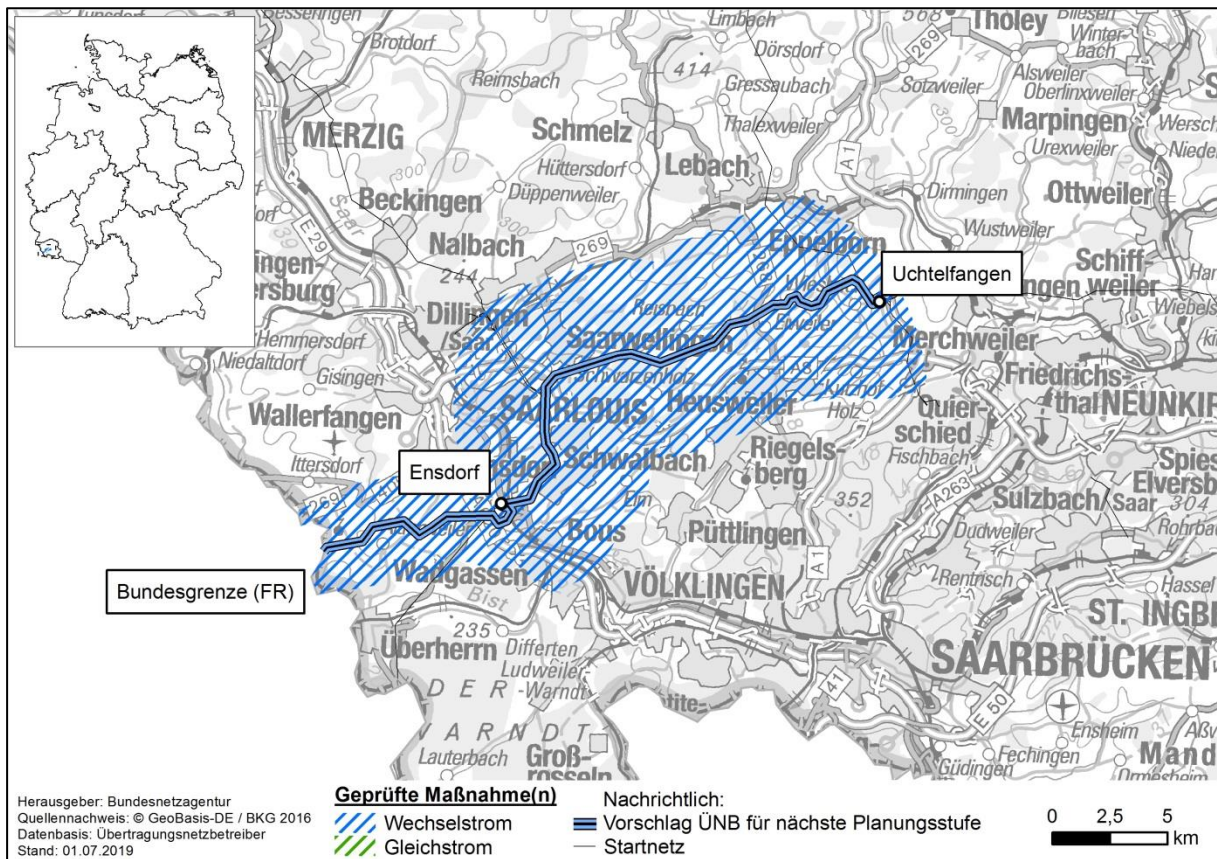
Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

Auf einen Blick

P161		M91
Wirksam		X
erforderlich		X
Auslastung	Durchschnitt	33%
	Maximum	93%
NOVA		V
Trassenlänge in km	Bestand	24
	Ausbau	
Bestätigt		Ja

P170: Netzverstärkung Uchtelfangen – Ensdorf – Vigy



Das Projekt P170 mit der Maßnahme M380 wurde im Netzentwicklungsplan 2017-2030 erstmalig geprüft und bestätigt.

Mit zunehmendem Ausbau der Erneuerbaren Energien im Norden Deutschlands kommt es vermehrt zu Lastflüssen in Richtung Süden und in Richtung Frankreich. Dadurch entstehen Engpässe auf den bestehenden Verbindungen zwischen Deutschland und Frankreich. Diese sollen mit Hilfe des Projekts verringert werden. Ziel des Projekts ist eine Stärkung des europäischen Binnenmarkts.

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Gesamtinbetriebnahme des Projekts im Jahr 2027 an.

Streckenmaßnahme M380: Uchtelfangen – Ensdorf – Bundesgrenze (FR)

Die Maßnahme M380 wird nicht bestätigt.

Beschreibung

Im Rahmen der Maßnahme M380 planen die Übertragungsnetzbetreiber, die bestehenden 380 kV Leitungen zwischen den 380 kV-Anlagen Uchtelfangen, Ensdorf und Vigy (FR) zu erweitern. Dies könne durch den Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen auf der bestehenden Leitung, oder wenn dies aus statischen Gründen nicht möglich sei, durch den Neubau in bestehender Trasse erfolgen. Zusätzlich sei eine Verstärkung der bestehenden Anlagen in Uchtelfangen und Ensdorf notwendig.

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2027 an.

Volkswirtschaftliche Analyse

Da es sich bei der Maßnahme um einen Interkonnektor handelt, welcher der Erhöhung der grenzüberschreitenden Kapazität dient, wird die Bewertung anhand der vom Gutachter erstellten volkswirtschaftlichen Analyse vorgenommen.

Die Maßnahme M380 wirkt sich im Szenario C2030 positiv auf die Konsumentenrente in Deutschland aus. Im Langfristszenario unter Berücksichtigung des Kohleausstiegs werden diese Auswirkungen jedoch negativ. Während die Auswirkungen auf die Redispatch- und Verlustkosten im Szenario C2030 noch leicht negativ sind führt die Maßnahme im Kohleausstiegsszenario C 2038* zu keiner relevanten Änderung. Die Klimaverträglichkeit der Maßnahme M380 wird in beiden Szenarien leicht positiv bewertet.

Konsultation

Ein Konsultationsteilnehmer merkt an, dass die Maßnahme in der Kosten-Nutzen-Analyse der Übertragungsnetzbetreiber zum Szenario B2035 nennenswerte Begrenzungen der EE-Einspeisung und erhöhte Kosten für die deutschen Netznutzer zur Folge haben soll. Diese Nachteile könnten bei Aufteilung der deutschen Gebotszone in mehrere Marktgebiete jedoch geringer werden.

*Das Szenario B2035 beruht auf Annahmen des Szenariorahmens, welche festgelegt wurden bevor die Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung ihre Ergebnisse vorgelegt hat. Nach aktuellen klimapolitischen Entwicklungen ist der Anteil verbleibender Kohlekraftwerke in diesem Langfrist-Szenario zu hoch. Aus diesem Grund basiert die volkswirtschaftliche Analyse zur Bestätigung der Interkonnektoren auf dem Szenario C2030, sowie dem Kohleausstiegsszenario C 2038**.*

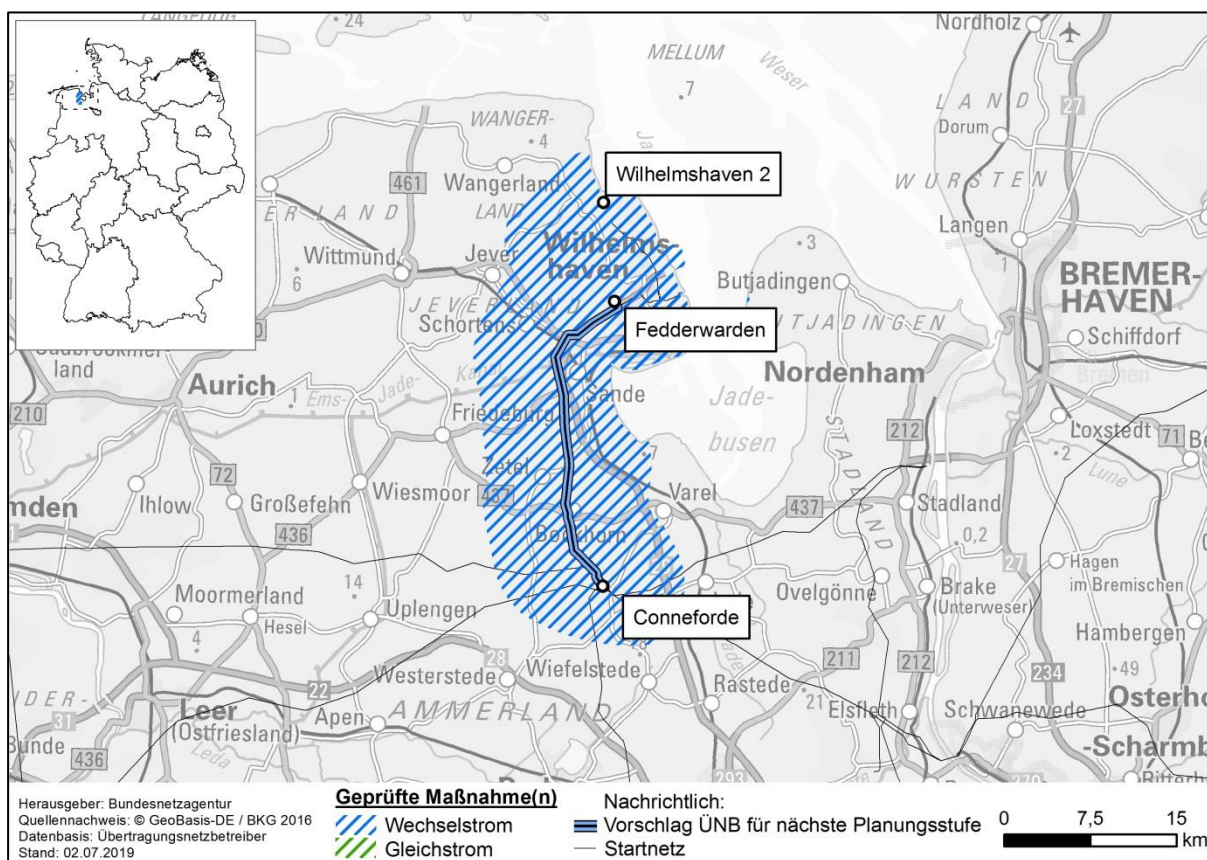
Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in den betrachteten Szenarien nicht als wirtschaftlich. Der energiewirtschaftliche Mehrwert ist langfristig negativ bewertet. Auch die Klimaverträglichkeit erscheint nur leicht positiv.

Auf einen Blick

P170	Mehrwert des Projektes	C2030 (IAEW)	C 2038* (IAEW)
Wirtschaft-lichkeit	Einsparung an marktbasierter Erzeugungskosten in Europa (Mio. €)	<1,0	1,7
	Erhöhung der Produzentenrente in DE (Mio. €)	-1,0	7,4
	Erhöhung der Konsumentenrente in DE (Mio. €)	10,1	-5,4
	Einsparung an Redispatch- und Verlustkosten in DE (Mio. €)	-10,0	0,0
Klima-verträglichkeit	Einsparung an EE-Abregelungen gesamt in DE (TWh)	<0,01	0,01
	Einsparung an CO ₂ -Emissionen gesamt in DE (1000 t)	10,5	4,3

P175: Netzausbau und -verstärkung: Wilhelmshaven 2 – Fedderwarden – Conneforde



Das Projekt P175 mit den Maßnahmen M385 und M466 wird im Netzentwicklungsplan 2019-2030 erstmalig geprüft. Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Gesamtinbetriebnahme des Projektes bis zum Jahr 2030 an.

Die neue Station Wilhelmshaven 2 dient sowohl der Anbindung von Offshore Anbindungsleitungen, als auch als Netzverknüpfungspunkt der HGÜ-Verbindungen DC21b. Mit dem Projekt P175 wird dieser Netzknoten an das bestehende Übertragungsnetz angebunden.

Streckenmaßnahme M385: Netzausbau zwischen Wilhelmshaven 2 und Fedderwarden

Streckenmaßnahme M466: Netzverstärkung zwischen Wilhelmshaven 2 und Conneforde

Die Maßnahmen M385 und M466 werden bestätigt.

Beschreibung

Mit der Maßnahme M385 soll ein neues 380-kV-Doppelsystem durch Neubau von der neuen Station Wilhelms-

haven 2 zur Station Fedderwarden realisiert werden. Bei der Umsetzung der M385 planen die Übertragungsnetzbetreiber am Standort Wilhelmshaven 2 bis zu drei 380/110-kV-Transformatoren aufzustellen. Mit der Maßnahme M466 soll ein neues 380-kV-Doppelsystem durch Neubau in bestehender Trasse von der neuen Station Wilhelmshaven 2 nach Conneforde errichtet werden. Dieses ersetzt ein 220-kV-Doppelsystem von Voslapp über Maade und Fedderwarden nach Conneforde. Das 220/110-kV-Umspannwerk Voslapp entfällt.

Wirksamkeit

Ohne eine Maßnahme aus dem Projekt P175 wäre der Standort Wilhelmshaven 2 lediglich über das 110kV Netz angebunden. Daraus würden extreme Überlastungen des 110kV Netzes in zahlreichen Stunden resultieren. Für die Anbindung des Standorts Wilhelmshaven 2 ist das Projekt P175 mit mindestens einer Maßnahme daher zwingend notwendig. Im Sinne einer minimalen Lösung wird zunächst die Maßnahme M385 herangezogen. Durch die Maßnahme M385 können die Überlastungen im 110kV Netz wirksam behoben werden.

Erforderlichkeit

Die Maßnahmen erweisen sich in allen Szenarien als erforderlich. Am wenigstens ausgelastet ist die Maßnahme M385 in Szenario A2030. Hier liegt ihre maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei 48%. Am wenigstens ausgelastet ist die Maßnahme M466 in Szenario A2030. Hier liegt ihre maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei 41%.

Sonstige Erwägungen

Der Standort Wilhelmshaven 2 ist auf Übertragungsnetzebene nur über das Projekt P175 in das Wechselstromnetz eingebunden. Bei Verzicht auf die Maßnahme M466 wäre der Standort nur über die Maßnahme M385 angebunden. Damit wäre die teilverkabelte Verbindung Fedderwarden-Conneforde die einzige Anbindung für das Projekt NeuConnect, für Offshore-Windenergie am Standort Wilhelmshaven 2 und für das HGÜ-Projekt DC21b. Die Anbindung dreier HGÜ-Systeme über nur ein Wechselstromprojekt erscheint sowohl aus planerischer als auch aus betrieblicher Sicht unzureichend. Ohne die Maßnahme wäre wichtige Infrastruktur im (n-2)-Fall nicht mehr mit dem Wechselstromnetz verbunden.

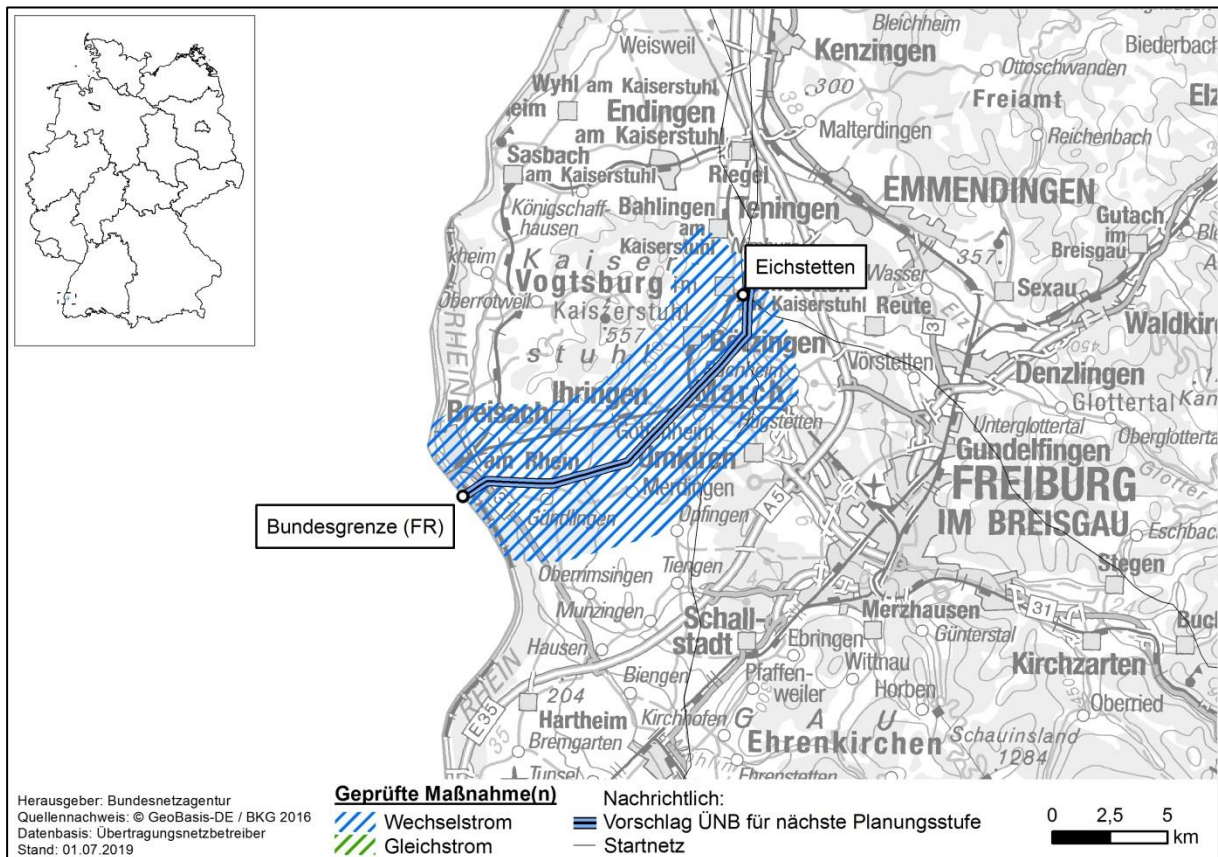
Bewertung

Die Maßnahme M385 ist wirksam und erforderlich. Ohne die Maßnahme kommt es zu signifikanten Überlastungen des 110kV Netzes, die eine Einbindung des Standorts Wilhelmshaven 2 nicht ermöglichen. Die Maßnahme bindet den Standort Wilhelmshaven 2 und das Projekt DC21b in das restliche Netz ein und trägt mittelbar zur Entlastung des Wechselstromnetzes bei. Die Maßnahme M466 ist erforderlich und notwendig zur hinreichenden Einbindung des Standortes Wilhelmshaven 2, des Interkonnektors NeuConnect und von Offshore-Windenergie in das Wechselstromnetz.

Auf einen Blick

P175		M385	M466
wirksam		X	(X)
erforderlich		X	X
Auslastung	Durchschnitt	11,6%	14,1%
	Maximum	48%	41%
NOVA		V	V
Trassenlänge in km	Bestand		36
	Ausbau	15	
Bestätigt		Ja	Ja

P176: Netzverstärkung südwestliches Baden-Württemberg/Grenzregion Frankreich



Das Projekt P176 mit der Maßnahme M387 wurde im Netzentwicklungsplan 2017-2030 erstmalig geprüft und bestätigt.

In sämtlichen untersuchten Szenarien kommt es in den Simulationen zu einem deutlichen Überschuss an Energie in den nord- und ostdeutschen Bundesländern. Dies liegt insbesondere am Ausbau erneuerbarer Energien. Im Gegensatz dazu sind andere Bundesländer, wie z. B. Baden-Württemberg und Bayern von nach wie vor hohen Lasten, sowie durch den Atomausstieg von Erzeugungsdefiziten geprägt. Hinzu kommen Im- und Exporte von Strom aus dem bzw. in das benachbarte Ausland.

Eine der wesentlichen Maßnahmen zum sinnvollen Umgang der oben beschriebenen Situation ist das Projekt P176, da es im Zusammenspiel mit weiteren Maßnahmen in der Region die benötigten Transportkapazitäten zur Verfügung stellt.

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Gesamtinbetriebnahme des Projekts im Jahr 2025 an.

Streckenmaßnahme M387: Eichstetten – Bundesgrenze (FR)

Die Maßnahme wird bestätigt.

Beschreibung

Das Umspannwerk Eichstetten ist bereits heute jeweils über eine 380 kV und eine 220 kV Leitung mit Stationen in Frankreich verbunden. Diesen Bestand soll die Maßnahme M387 durch den Neubau einer 380 kV-Doppelleitung zwischen Eichstetten und Muhlbach ersetzen.

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2025 an.

Volkswirtschaftliche Analyse

Da es sich bei der Maßnahme um einen Interkonnektor handelt, welcher der Erhöhung der grenzüberschreitenden Kapazität dient, wird die Bewertung anhand der vom Gutachter erstellten volkswirtschaftlichen Analyse vorgenommen.

Die Maßnahme M387 wirkt sie sich sowohl in Szenario C2030, als auch im Kohleausstiegsszenario C 2038* positiv auf die Konsumentenrente in Deutschland aus. Zwar weisen die Ergebnisse eine Reduzierung der Produzentenrente aus, jedoch führt die Maßnahme in Summe zu einem positiven volkswirtschaftlichen Mehrwert. Die Klimaverträglichkeit der Maßnahme M387 wird ebenfalls in beiden Szenarien positiv bewertet.

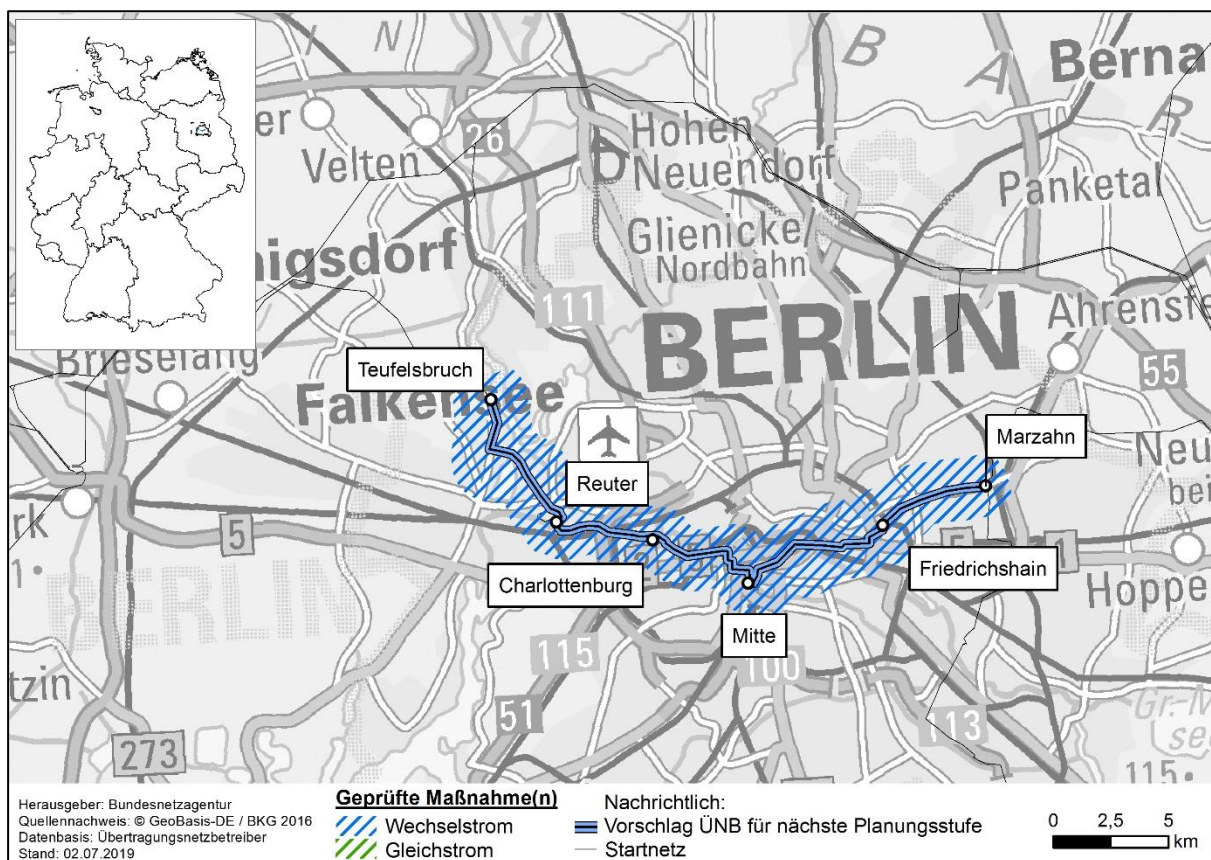
Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in den betrachteten Szenarien als wirtschaftlich. Sowohl der energiewirtschaftliche Mehrwert, als auch die Klimaverträglichkeit erscheinen positiv.

Auf einen Blick

P176	Mehrwert des Projektes	C2030 (IAEW)	C 2038* (IAEW)
Wirtschaftlichkeit	Einsparung an marktbasieren Erzeugungskosten in Europa (Mio. €)	<1,0	<1,0
	Erhöhung der Produzentenrente in DE (Mio. €)	-35,3	-30,3
	Erhöhung der Konsumentenrente in DE (Mio. €)	42,9	32,9
	Einsparung an Redispatch- und Verlustkosten in DE (Mio. €)	0,0	0,0
Klimaverträglichkeit	Einsparung an EE-Abregelungen gesamt in DE (TWh)	0,0	0,0
	Einsparung an CO ₂ -Emissionen gesamt in DE (1000 t)	103,5	29,5

P180: Marzahn – Teufelsbruch („Kabeldiagonale Berlin“)



Das Projekt P180 wurde mit der Maßnahme M406 erstmals im Entwurf des Netzentwicklungsplans 2014 beantragt. In allen weiteren Netzentwicklungsplan wurde das Projekt von den Übertragungsnetzbetreibern identifiziert und von der Bundesnetzagentur bestätigt. Im Netzentwicklungsplan 2019-2030 wird das Projekt P180 mit der Maßnahme M406 im Hinblick auf die geänderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen erneut überprüft. Die Bundesnetzagentur hat das Projekt in ihrer Schwachstellenanalyse des BBP-Netzes zunächst als möglicherweise geeignet identifiziert und daher sequenziell – unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Elemente – geprüft. Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Gesamtinbetriebnahme des Projektes bis zum Jahr 2030 an.

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Berlin.

Die einheitliche Maßnahme M406 dient der Erneuerung bzw. Anpassung der sogenannten „Kabeldiagonale Berlin“. Die heute dort bestehenden Kabel weisen für die stetig steigende Erzeugungsleistung aus erneuerbaren Energien eine zu geringe Übertragungsfähigkeit auf. Bedingt durch ihre besonderen technischen Parameter (wesentlich höherer Leitwert von Kabeln gegenüber einer Freileitung), werden Kabelsysteme grundsätzlich höher belastet als z. B. parallel verlaufende Freileitungen.

Zunehmende Transitflüsse in Richtung von Ost nach West – wofür die Kabeldiagonale ursprünglich nicht ausgelegt wurde – belasten sie bereits heute sehr stark, zum Teil bis zur Belastungsgrenze. Diese Flüsse rühren vornehmlich daher, dass östlich und nördlich von Berlin immer mehr Strom aus erneuerbaren Energien produziert wird und von den Netzen aufgenommen werden muss. Mit den überwiegend für die Aufnahme regenerativ erzeugten Stroms geplanten Umspannwerken in Pasewalk/Nord, Gransee und Heinersdorf wird diese Beanspruchung weiter zunehmen. Daher ist es erforderlich, die Stromtragfähigkeit der Kabeldiagonale zu erhöhen.

Die Übertragungskapazität der Kabeldiagonale ist zwischen den Punkten Reuter und Mitte für die zu erwartenden Übertragungsaufgaben nicht ausreichend. Zudem sind die älteren Abschnitte im westlichen Teil der Kabeldiagonale zunehmend sanierungsbedürftig.

Das Projekt P180 leistet insgesamt einen zentralen Beitrag zur Versorgungssicherheit Berlins. Fehler an einem 380-kV-Drehstromkabel, die auf der Diagonale in der Vergangenheit bereits aufgetreten sind, ziehen im Vergleich zu Freileitungen deutlich längere Reparaturzeiten nach sich, in denen die Kabeldiagonale nicht oder nur eingeschränkt verfügbar ist. Dies können das umliegende Übertragungsnetz bzw. das unterlagerte Verteilernetz nicht ausgleichen. Durch die Verstärkung der Kabeldiagonale und die zugehörigen Maßnahmen in den Umspannwerken wird die Zuverlässigkeit sowohl im Fall von Wartungen und Erweiterungsmaßnahmen als auch bei Grenzbelastungen der Kabeldiagonale deutlich erhöht.

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

Die Maßnahme M406 wird bestätigt.

Beschreibung

Vom Umspannwerk Berlin-Marzahn über das Umspannwerk Berlin-Friedrichshain zum Umspannwerk Berlin-Mitte sollen anstelle der bestehenden beiden 380-kV-Kabel neue 380-kV-Kabel mit einer höheren Übertragungsfähigkeit im vorhandenen Kabeltunnel verlegt werden. Hierzu sind die 380-kV-Anlagen Marzahn, Friedrichshain und Mitte anzupassen.

Vom Umspannwerk Berlin-Mitte über die Umspannwerke Berlin-Charlottenburg und Berlin-Reuter zum Umspannwerk Berlin-Teufelsbruch sind anstelle der bestehenden beiden 380-kV-Kabel neue 380-kV-Kabel mit einer höheren Übertragungsfähigkeit in Tunnelbauweise erforderlich. Hierzu sind die 380-kV-Anlagen Charlottenburg, Mitte, Reuter und Teufelsbruch anzupassen bzw. zu erweitern.

Die Netzverstärkungen sollen also teilweise in den vorhandenen Kabeltunneln Marzahn – Friedrichshain – Mitte und teilweise als Neubau vorzugsweise in Tunnelbauweise im Bereich der bestehenden Kabeltrasse Mitte – Charlottenburg – Reuter – Teufelsbruch realisiert werden.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M406 erweist sich in allen drei betrachteten Szenarien als wirksam. Sie sorgt auf der Leitung zwischen Marzahn und Friedrichshain für (n-1)-Sicherheit. Ohne die Maßnahme M406 ist einer der dort vorhandenen Stromkreise beispielsweise in der Stunde 6757 des Szenarios B 2030 mit 115% belastet, wenn der parallele Stromkreis ausfällt. Durch die Maßnahme M406 reduziert sich die Auslastung dann auf 85%. Ähnliche Situationen treten in mehreren Stunden und in den unterschiedlichen Szenarien auf:

Im Szenario A 2030 ist beispielsweise in der Stunde 7437 die Leitung zwischen Marzahn und Friedrichshain mit über 112% belastet, wenn einer der parallelen Stromkreise ausfällt. Mit der Maßnahme M406 reduziert sich die Auslastung dann auf 80%.

Im Szenario C 2030 ist beispielsweise in der Stunde 325 die Leitung zwischen Marzahn und Friedrichshain mit 153% belastet, wenn einer der parallelen Stromkreise ausfällt. Mit der Maßnahme M406 reduziert sich die Auslastung dann auf 100%.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M406 auch als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet ist sie im Szenario A 2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei ca. 28%.

Szenario Kohleausstieg 2038 (C 2038*)

Auch bei einem Kohleausstieg bis spätestens 2038 wie von der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung beschlossen erweist sich die Maßnahme als wirksam. So ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Marzahn und Friedrichshain in der Stunde 8013 des Szenarios C 2038* mit 146% belastet, wenn einer der parallelen Stromkreise ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahmen M406 reduziert sich die Auslastung dann auf 101%.

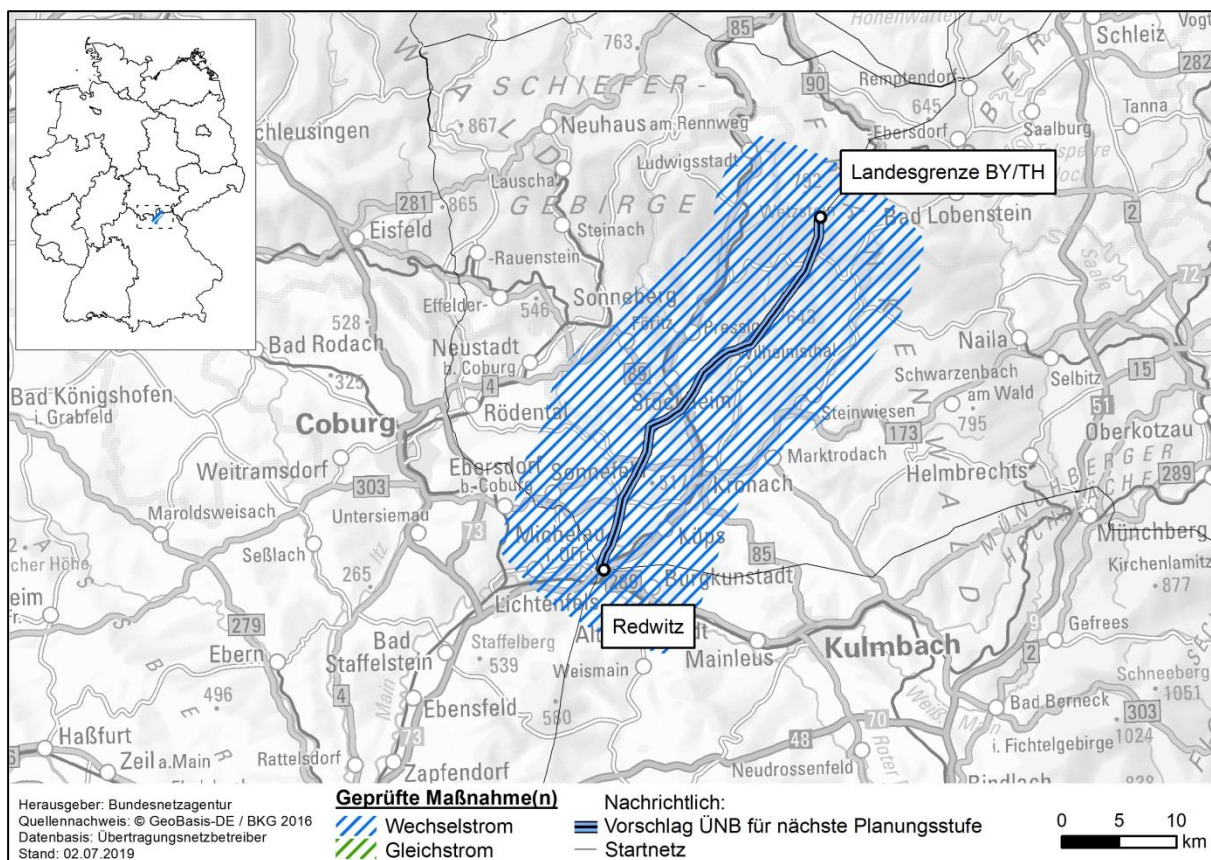
Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

Auf einen Blick

P180		M406
wirksam		X
erforderlich		X
Auslastung	Durchschnitt	10%
	Maximum	28%
NOVA		V
Trassenlänge in km	Bestand	28
	Ausbau	
Bestätigt		Ja

P185: Redwitz - Landesgrenze Bayern/Thüringen



Das Projekt P185 mit der Maßnahme M420 ist als Vorhaben Nr.46 Teil des Bundesbedarfsplans. Das Projekt wurde erstmals im Netzentwicklungsplan 2014 geprüft, seine energiewirtschaftliche Notwendigkeit wurde seit dem in jedem Netzentwicklungsplan bestätigt. Im Netzentwicklungsplan 2019-2030 erfolgt die Prüfung im BBP-Netz unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Elemente und höherer Auslastung der Bestandsnetze durch Freileitungsmonitoring und weiterer Innovationen, deren Umsetzung und Wirkung bereits heute konkret beschreibbar sind. Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Gesamtinbetriebnahme des Projekts im Jahr 2021 an.

Aufgrund des EE-Zubaus in den Ländern Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg, Sachsen-Anhalt und Thüringen, zusammen mit der je nach Szenario unterschiedlich ausgeprägten Marktteilnahme der Braunkohle-Bestandskraftwerke und der Leistungsimporte aus dem benachbarten Polen kommt es zu einem erheblichen Übertragungsbedarf von Thüringen aus in den Süden Deutschlands. Die dortigen Bundesländer, wie z. B. Baden-Württemberg und Bayern werden - im Wesentlichen aufgrund des Ausstiegs aus der Kernenergie - von Energiedefiziten geprägt und daher auf Importe angewiesen sein. Durch die Abschaltung der Kernkraftwerke in Bayern entsteht dort trotz des prognostizierten bayerischen EE-Ausbaus ein Energiedefizit in dem untersuchten Betrachtungszeitraum.

Da die neuen Bundesländer historisch bedingt netztechnisch nicht ausreichend mit den alten Bundesländern verbunden sind, ist ein weiterer Ausbau der Netzinfrastruktur zwischen den alten und neuen Bundesländern zwingend erforderlich.

Eine wesentliche Maßnahme zum Transport der zuvor benannten Energiemengen über Thüringen nach Bayern ist das Projekt P185. Es besteht aus der Maßnahme M420.

Streckenmaßnahme M420: Redwitz - Landesgrenze Bayern/Thüringen

Die Maßnahme M420 wird bestätigt.

Beschreibung

Im Rahmen der Maßnahme M420 ist eine Verstärkung der 380 kV-Leitung von Redwitz zur Landesgrenze Bayern/Thüringen vorgesehen. Hierzu soll die Stromtragfähigkeit der 380 kV-Leitung zwischen Redwitz und der Landesgrenze auf 3600 Ampere erhöht werden. Eine Umrüstung ist nach Angaben der Übertragungsnetzbetreiber und vorbehaltlich der Genehmigungsfähigkeit, grundsätzlich möglich. Die weiterführende 380 kV-Leitung von der Landesgrenze Richtung Norden nach Remptendorf besitzt bereits eine Stromtragfähigkeit von 3600 Ampere.

Wirksamkeit

Die Maßnahme erweist sich in allen der betrachteten Szenarien des Szenariorahmens als wirksam. In allen Szenarien sorgt P185 M420 für eine deutliche Entlastung der Stromkreise zwischen Redwitz und Remptendorf. Ohne Maßnahme P185 M420 kommt es beispielsweise in Stunde 1100 des Szenarios B 2030 zu einer Überlastung von 121% auf einem Stromkreis zwischen Remptendorf und Redwitz bei Ausfall des parallelen Systems. Mit P185 M420 beträgt die Auslastung in vorgenannter Ausfallsituation nur 94%. Derartige Situationen mit der beschriebenen Wirkung von P185 M420 können für mehrere NNF in allen Szenarien bestätigt werden.

Erforderlichkeit

Die Maßnahme ist in allen geprüften Szenarien erforderlich. Die maximale Auslastung ist in Szenario B 2030 am geringsten, liegt aber immer noch bei 75%.

Szenario Kohleausstieg 2038 (C 2038*)

Auch bei einem Kohleausstieg bis spätestens 2038 wie von der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung beschlossen erweisen sich die Maßnahmen als wirksam. So ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Remptendorf und Redwitz in der Stunde 281 des Szenarios C 2038* mit 138% belastet, wenn das parallele System ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahme M420 reduziert sich die Auslastung dann auf 107%.

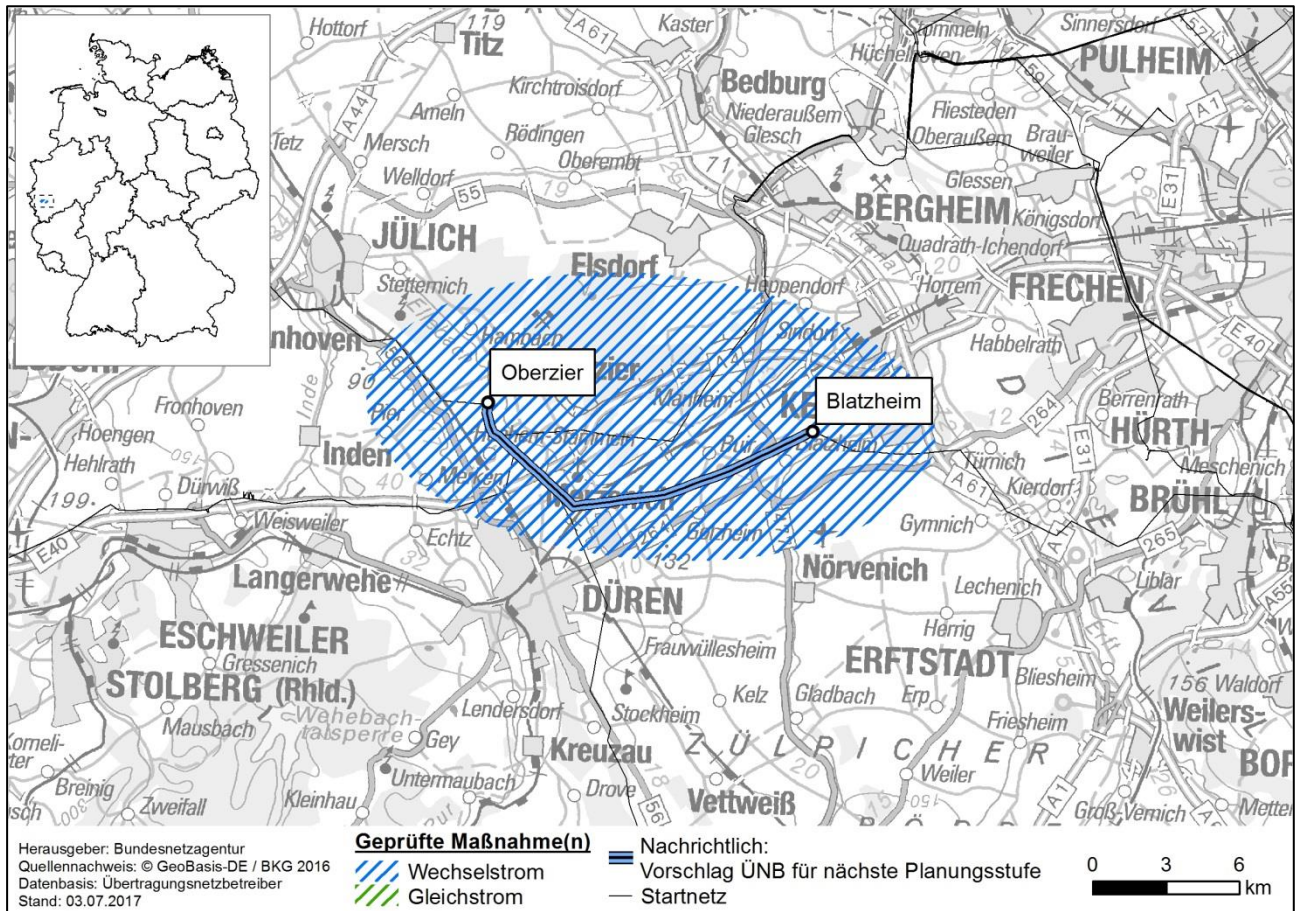
Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

Auf einen Blick

P185		M420
wirksam		X
erforderlich		X
Auslastung	Durchschnitt	26%
	Maximum	75%
NOVA		V
Trassenlänge in km	Bestand	37,5
	Ausbau	
Bestätigt		Ja

P200: Hambach



Das Projekt P200 wurde mit der Maßnahme M425 erstmals im Entwurf des Netzentwicklungsplans 2025 identifiziert und im Netzentwicklungsplan 2017-2030 von der Bundesnetzagentur bestätigt. Die Bundesnetzagentur hat das Projekt in ihrer Schwachstellenanalyse des BBP-Netzes zu den vorläufigen Prüfungsergebnissen zunächst nicht als geeignet identifiziert. Bei weitergehenden Untersuchungen wurde allerdings festgestellt, dass dies vor allem auf eine unangemessen Betriebsweise der Lastflusssteuernden Betriebsmittel zurückzuführen war, die die Engpässe durch Ringflüsse ins Ausland verschoben hat. Daher wurde das Projekt P200 nachträglich identifiziert und geprüft.

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Gesamteinbetriebnahme des Projekts im Jahr 2025 an.

Streckenmaßnahme M425: Punkt Blatzheim – Oberzier

Die Maßnahme M425 wird bestätigt.

Beschreibung

Mit der Maßnahme M425 sollen die bestehenden 380-kV-Dreibeine zwischen Oberzier, Sechtem und Paffendorf aufgelöst werden. Es soll hierfür eine neue Freileitung mit zwei Stromkreisen von Blatzheim nach Oberzier in bestehender Trasse neu errichtet werden.

Wirksamkeit

Die Maßnahme erweist sich in allen drei betrachteten Szenarien als wirksam. Sie sorgt auf den Stromkreisen von Oberzier über Punkt Blatzheim nach Paffendorf und von Oberzier nach Sechtem für (n-1)-Sicherheit. Ohne die Maßnahme M425 ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Oberzier und Punkt Blatzheim in der Stunde 252 des Szenarios B 2030 mit 132% belastet, wenn einer der parallelen Stromkreise ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahmen M425 reduziert sich die Auslastung dann auf 75%. Ähnliche Situationen treten in mehreren Stunden und in den unterschiedlichen Szenarien auf.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweisen sich die Maßnahmen als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet ist die Maßnahme im Szenario A 2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei ca. 37%.

Szenario Kohleausstieg 2038 (C 2038*)

Auch bei einem Kohleausstieg bis spätestens 2038 wie von der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung beschlossen erweisen sich die Maßnahmen als wirksam. So ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Oberzier und Punkt Blatzheim in der Stunde 3664 des Szenarios C 2038* mit 158% belastet, wenn einer der parallelen Stromkreise ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahme M425 reduziert sich die Auslastung dann auf 73%.

Sonstige Erwägungen

Die Dreibeine am Punkt Blatzheim wurden errichtet, um einen Teil der Leitung Paffendorf – Oberzier aufgrund der Erweiterung des Tagebaus Hambach außer Betrieb zu nehmen. Hierfür wurden zwischen dem Punkt Mönchskaul und dem Punkt Blatzheim etwa 5,8 km Leitung realisiert. Als Ausgleichsmaßnahme wurde im Planfeststellungsbeschluss unter anderem der Rückbau des Leitungsabschnitts Punkt Mönchskaul - Oberzier der Leitung Paffendorf - Oberzier vorausgesetzt. Dieser Rückbau hat zum Teil bei einzelnen Masten schon begonnen. Elektrotechnisch wäre es auch denkbar, diese in großen Teilen noch bestehende Leitung wiederherzustellen und zu nutzen und die Dreibeine damit aufzulösen. Damit würde die Netztopologie vor dem Zeitpunkt der Errichtung der Dreibeine am Punkt Blatzheim wiederhergestellt. Dadurch würde der Bedarf des gerade neugebauten Abschnittes Punkt Mönchskaul – Punkt Blatzheim wie auch die energiewirtschaftliche Notwendigkeit der Maßnahme M425 entfallen. Inwieweit dies auch im Hinblick auf den Tagebau Hambach möglich und umweltfachlich sinnvoll ist, kann im Rahmen des Netzentwicklungsplans nicht geprüft werden und bleibt den fachplanerischen Verfahren vorbehalten.

Konsultation

Ein Konsultationsteilnehmer begrüßt, dass die Übertragungsnetzbetreiber Vorsorge für den Atomausstieg in Belgien treffen und bittet um eine erneute Bestätigung des Vorhabens P200. Laut des Konsultationsteilnehmers hätte das Vorhaben P200 eine hohe Bedeutung für die Stromflüsse zwischen Köln und Aachen sowie für die effizientere Ausnutzung des bereits im Bau befindlichen Interkonnektors ALEGrO zwischen Deutschland und Belgien.

Ein weiterer Konsultationsteilnehmer appelliert an die Bundesnetzagentur, dass diese an der nicht Bestätigungsfähigkeit aus den "Vorläufigen Prüfungsergebnissen Netzentwicklungsplan Strom" der Bedarfsermittlung 2019, des Projektes P200 festhalten soll. Als Begründung für die Ablehnung gibt der Konsultationsteilnehmer an, dass es doch bereits eine bestehende Leitung, welche zwar von Amprion bereits stillgelegt aber nicht abgebaut wurde, gäbe. Aus diesem Grund wäre es nicht nachvollziehbar, dass der Übertragungsnetzbetreiber Amprion einen Neubau einer 380-kV-Leitung in diesem Bereich beantragt.

Das Projekt P200 mit der Maßnahme M425 ist aufgrund neuer Erkenntnisse aufgrund weitergehender Untersuchungen nach der vorläufigen Bestätigung aus Sicht der Bundesnetzagentur bestätigungsfähig. Obwohl große Teile der bestehenden Leitung noch nicht demontiert sind, hat der Rückbau in Teilen schon begonnen. Ob die bestehende Leitung wieder in Betrieb genommen werden kann, kann nicht im Rahmen des Netzentwicklungsplans entschieden werden und bleibt den fachplanerischen Verfahren vorbehalten.

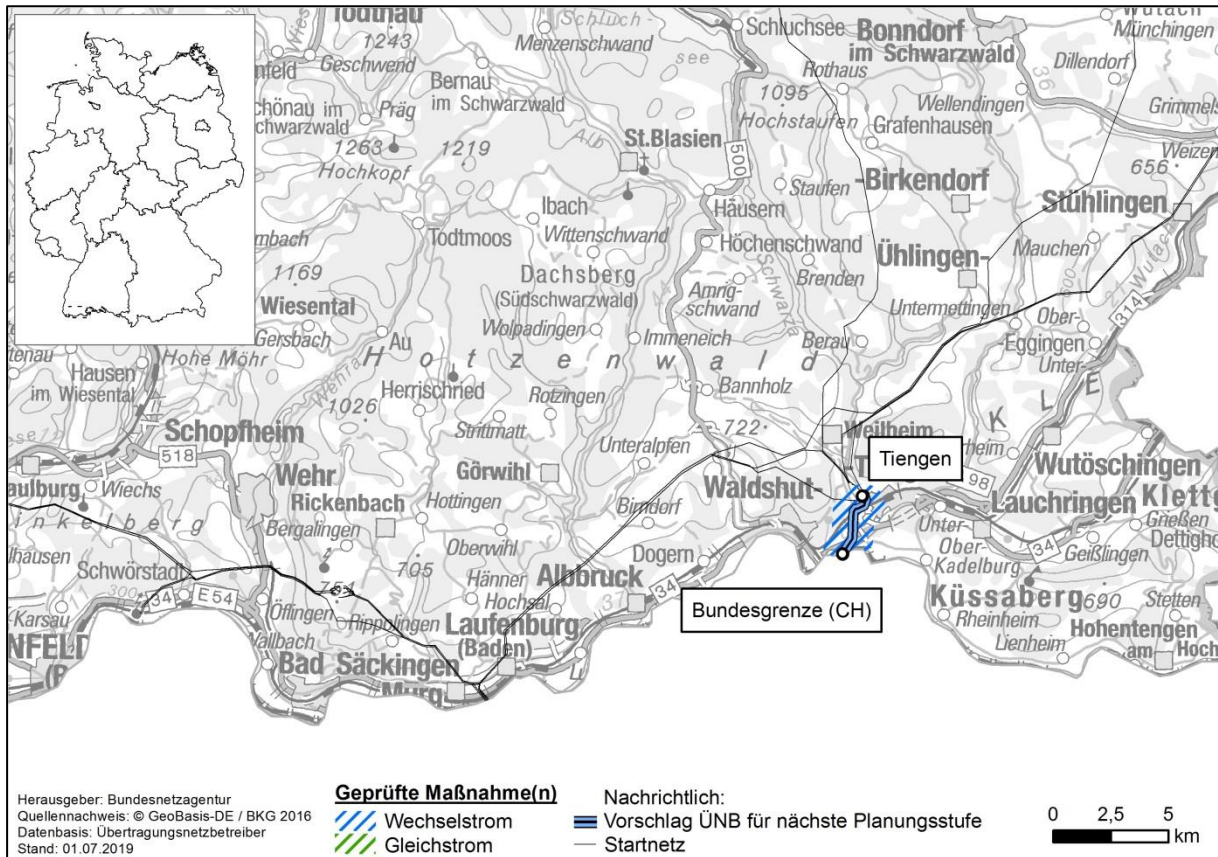
Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und zur Einsparung von Engpassmanagement bei. Aufgrund der genannten sonstigen Erwägungen sieht die Bundesnetzagentur jedoch im Netzentwicklungsplan 2019-2030 von einer Bestätigung ab und wird die Maßnahme gegebenenfalls im Netzentwicklungsplan 2021-2035 erneut prüfen.

Auf einen Blick

P200		M425
wirksam		X
erforderlich		X
Auslastung	Durchschnitt	17%
	Maximum	37%
NOVA		V
Trassenlänge in km	Bestand	16
	Ausbau	
Bestätigt		Ja

P204: 380-kV-Umstellung zwischen Tiengen und Beznau (CH)



Das Projekt P204 mit der Maßnahme M430 wurde erstmals im Netzentwicklungsplan 2025 geprüft. Zu einer Bestätigung kam es nicht, da der Netzentwicklungsplan 2025 nicht fortgesetzt wurde. Im Netzentwicklungsplan 2019-2030 wird das Projekt hinsichtlich der volkswirtschaftlichen Auswirkungen erneut überprüft.

Die Übertragungskapazität des 380-kV-Netzes im grenznahen Netzgebiet und insbesondere die grenzüberschreitenden Kapazitäten zwischen Deutschland und der Schweiz werden durch das Projekt wesentlich erhöht. Hierdurch werden Überlastungen auf bestehenden Leitungen behoben.

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Gesamtinbetriebnahme des Projekts im Jahr 2030 an.

Streckenmaßnahme M430: Tiengen – Bundesgrenze (CH)

Die Maßnahme M430 wird nicht bestätigt.

Beschreibung

Zwischen der Anlage Tiengen und der Grenze zur Schweiz werden zwei 380-kV-Stromkreise in bestehender Trasse errichtet. Die bestehenden 220-kV- und 380-kV-Stromkreise werden durch die Maßnahme ersetzt. Des Weiteren soll die 380 kV-Schaltanlage in Tiengen erweitert werden.

Volkswirtschaftliche Analyse

Da es sich bei der Maßnahme um einen Interkonnektor handelt, welcher der Erhöhung der grenzüberschreitenden Kapazität dient, wird die Bewertung anhand der vom Gutachter erstellten volkswirtschaftlichen Analyse vorgenommen.

Die Maßnahme M430 erhöht zwar die Produzentenrente, jedoch wirkt sie sich negativ sowohl auf die Konsumentenrente, als auch auf die Redispatch- und Verlustkosten in Deutschland aus. In Summe ergibt sich langfristig kein Mehrwert. Die Klimaverträglichkeit der Maßnahme M430 wird ebenfalls in beiden Szenarien negativ bewertet.

Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in den betrachteten Szenarien als nicht wirtschaftlich. Sowohl der energiewirtschaftliche Mehrwert, als auch die Klimaverträglichkeit erscheinen negativ.

Auf einen Blick

P204	Mehrwert des Projektes	C2030 (IAEW)	C 2038* (IAEW)
	Einsparung an marktbasieren Erzeugungskosten in Europa (Mio. €)	74,7	157,3
Wirtschaft-lichkeit	Erhöhung der Produzentenrente in DE (Mio. €)	274,3	153,6
	Erhöhung der Konsumentenrente in DE (Mio. €)	-137,7	-60,7
	Einsparung an Redispatch- und Verlustkosten in DE (Mio. €)	-80,0	-230,0
Klima-verträglichkeit	Einsparung an EE-Abregelungen gesamt in DE (TWh)	-0,1	-1,0
	Einsparung an CO ₂ -Emissionen gesamt in DE (1000 t)	-597,6	-296,2

P205 M416: Anschluss Schwörstadt

Das Projekt P205 wird mit der Maßnahme M416 erstmals im Netzentwicklungsplan 2019-2030 geprüft. Die Übertragungsnetzbetreiber streben die Inbetriebnahme des Projekts für das Jahr 2030 an.

Punktmaßnahme M416: Anschluss Schwörstadt

Die Maßnahme M416 wird nicht bestätigt.

Beschreibung

Mit der Maßnahme M416 soll das bestehende 220/110-kV-Umspannwerk Schwörstadt durch ein neues 380/110-kV-Umspannwerk Schwörstadt ersetzt werden.

Wirksamkeit

Die bestehende 220-kV-Schaltanlage am Standort Schwörstadt wurde auf einen Bemessungskurzzeitstrom von 40 kA/1s im Kurzschlussfall ausgelegt. Mit einem Datensatz zum Bestandsnetz haben die Übertragungsnetzbetreiber Kurzschlussstromberechnungen durchgeführt und einen Kurzschlussstrom von 40 kA/1s nachgewiesen.

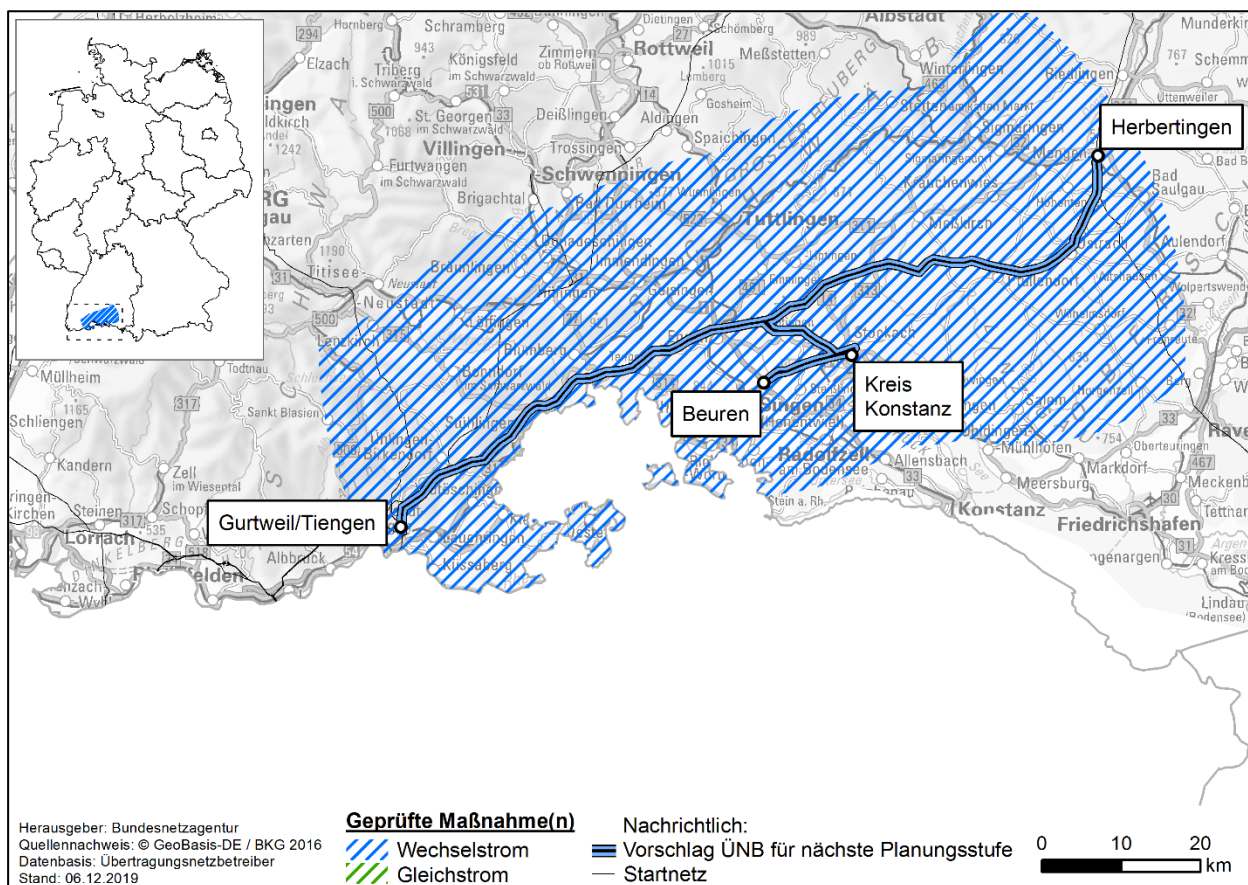
Bewertung

Die Maßnahme M416 ist nicht wirksam und die bisher vorgetragenen Argumente für die Maßnahme rechtfertigen keine Bestätigung unter dem Gesichtspunkt der sonstigen Erwägungen.

Auf einen Blick

P205	M416
wirksam	-
NOVA	V
Bestätigt	nein

P206: Hochrhein



Das Projekt P206 mit der Maßnahme M417 ersetzt im Zuge einer Überarbeitung des zweiten Entwurfs des Netzentwicklungsplans 2019-2030 durch die Übertragungsnetzbetreiber die zuvor beantragten Maßnahmen P52 M59 (Herbertingen – Tiengen), P423 M642 (Einschleifung Engstlatt – Kühmoos – Villingen in Gurtweil), P423 M641 (Gurtweil – Beuren) und P425 M640 (Pkt. Hüfingen – Beuren).

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Inbetriebnahme des Projekts im Jahr 2030 an.

Streckenmaßnahme M417: Herbertingen – Kreis Konstanz – Beuren – Gurtweil/Tiengen

Die Maßnahme M417 wird bestätigt.

Beschreibung

Im Zuge der Maßnahme M417 soll in bestehender Trasse zwischen Herbertingen und einer neu zu errichtenden Station Gurtweil/Tiengen eine neue Leitung mit zwei 380-kV-Stromkreisen errichtet werden. Die in der Trasse bereits bestehenden 380-kV-Stromkreise, die nur eine geringe Stromtragfähigkeit aufweisen und von denen einer derzeit nur mit 220 kV betrieben wird, sollen im Zuge des Neubaus entfallen. Die beiden neu zu errichtenden 380/110-kV-Umspannwerke in Beuren und im Kreis Konstanz sollen an die neue Leitung angeschlossen werden. Dadurch können die bestehende 220-kV-Leitung und die durch sie von Gurtweil aus versorgten alten 220/110-kV-Umspannwerke Beuren und Stockach entfallen. Das Projekt P206 soll unter anderem der Sonder-

situation Rechnung tragen, dass im Kreis Konstanz ein großes Verteilnetzgebiet derzeit über nur einen Netzknoten mit dem Übertragungsnetz verbunden ist. Fällt dieser Knoten aus, kann das Verteilnetzgebiet nicht mehr bedarfsgerecht mit Strom aus dem Übertragungsnetz versorgt werden.

Die Maßnahme M417 wurde von der Bundesnetzagentur bereits im Netzentwicklungsplan 2017-2030 untersucht und in geänderter Form bestätigt. Im Netzentwicklungsplan 2019-2030 erfolgte eine erneute Prüfung der von den Übertragungsnetzbetreibern weiterentwickelten Maßnahme M417.

Wirksamkeit

Die Bundesnetzagentur konnte die Notwendigkeit der Verstärkung zwischen Herbertingen und Tiengen in ihrer Schwachstellenanalyse des BBP-Netzes im Netzentwicklungsplan 2019-2030 zunächst nicht identifizieren. Die Übertragungsnetzbetreiber teilten zwischenzeitlich jedoch mit, dass für den vorhandenen 380-kV-Stromkreis zwischen Herbertingen und Tiengen ein regulärer Betrieb mit 80°C Leiterseiltemperatur (wie im Startnetz unterstellt) nicht möglich ist, sondern dieser Stromkreis nur mit 60°C betrieben werden kann. Im Netzmodell musste die maximale Stromtragfähigkeit dieses Stromkreises entsprechend reduziert werden.

Unter Berücksichtigung dieser neuen Erkenntnis konnte die Bundesnetzagentur auf dem bestehenden, betrieblich auf maximal 60°C Leiterseiltemperatur beschränkten 380-kV-Stromkreis deutliche Überlastungen feststellen. Die anschließende Wirksamkeitsprüfung erfolgt unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Elemente und höherer Auslastung der Bestandsnetze durch Freileitungsmonitoring und weiterer Innovationen, deren Umsetzung und Wirkung bereits heute konkret beschreibbar sind.

Unter den beschriebenen Voraussetzungen erweist sich die Maßnahme M417 in allen drei betrachteten Szenarien als wirksam. Sie sorgt auf den Stromkreisen zwischen Herbertingen und Tiengen für (n-1)-Sicherheit. Ohne die Maßnahme M417 ist beispielsweise der 380-kV-Stromkreis zwischen Herbertingen und Tiengen in der Stunde 1861 des Szenarios C 2030 mit 129% belastet, wenn der parallele 220-kV-Stromkreis ausfällt. Durch die Maßnahme M417 reduziert sich die Auslastung in diesem Fall auf 53%. Ähnliche Situationen treten in mehreren Stunden und in den unterschiedlichen Szenarien auf.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M417 als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet ist sie im Szenario B 2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei ca. 32%.

Szenario Kohleausstieg 2038 (C 2038*)

Auch bei einem Kohleausstieg bis spätestens 2038 wie von der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung beschlossen erweist sich die Maßnahme als wirksam. Beispielsweise liegt die Auslastung in der Stunde 3444 auf dem 380-kV-Stromkreis zwischen Herbertingen und Tiengen bei 156% bei Ausfall des parallelen 220-kV-Stromkreises. Mit der Maßnahme reduziert sich die Auslastung auf 59%.

Bewertung

Aufgrund nach Veröffentlichung des zweiten Entwurfs des Netzentwicklungsplans 2019-2030 gewonnener neuer Erkenntnisse zum 380-kV-Stromkreis zwischen Herbertingen und Tiengen erweist sich die Maßnahme M417 in allen Szenarien als wirksam. Auch erweist sich die Maßnahme M417 in allen Szenarien als erforderlich.

Die im Rahmen der Maßnahme M417 vorgesehene Errichtung zweier neuer 380/110-kV-Umspannwerke verbessert die Versorgungssicherheit der nachgelagerten 110-kV-Netzebene. Derzeit sind die bestehenden

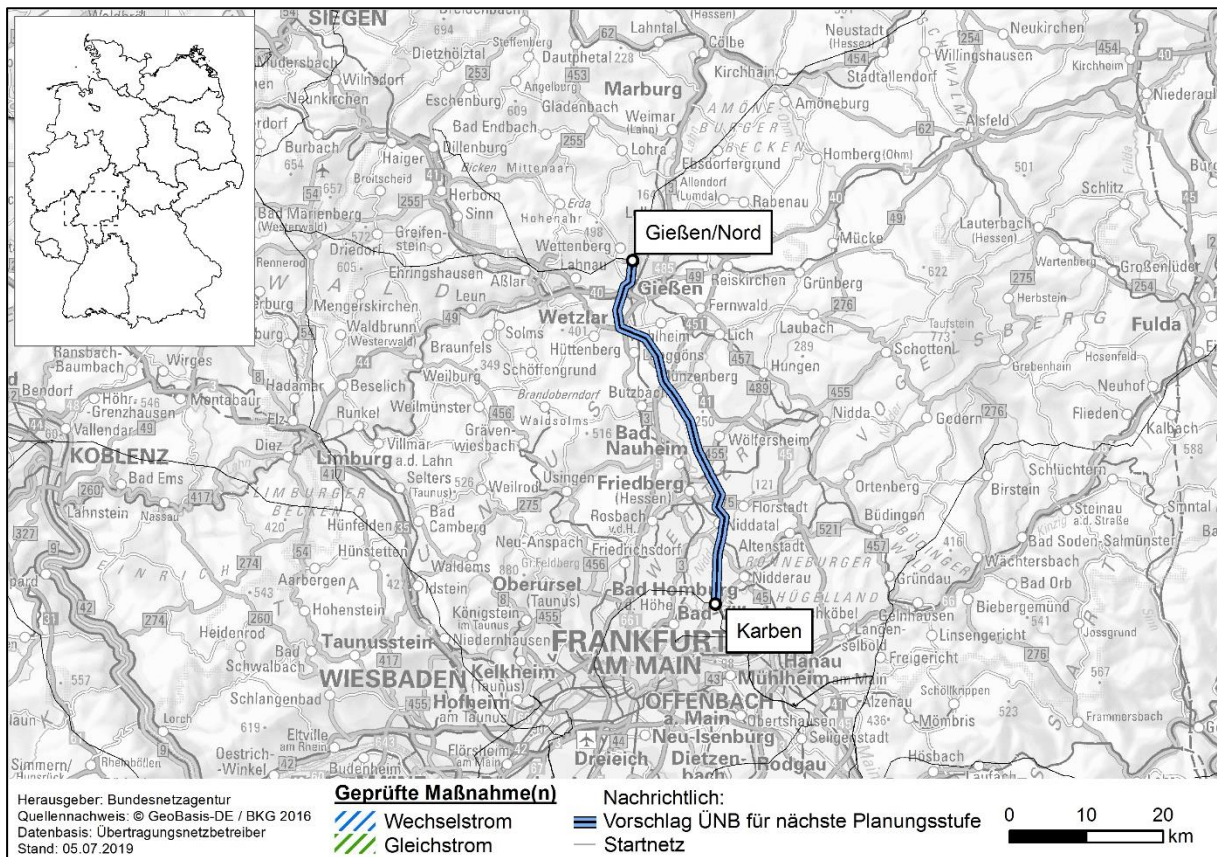
220/110-kV-Umspannwerke Beuren und Stockach über eine ca. 86 km lange 220-kV-Stichleitung an den Netzknoten Gurtweil angeschlossen. Der Ausfall dieser Stichleitung würde zum gleichzeitigen Ausfall beider Umspannwerke, welche die gleiche nachgelagerte 110-kV-Netzgruppe versorgen, führen. Der betroffene Versorgungsbereich um Beuren und Stockach ist zwar auch noch über 110-kV-Verbindungen mit den Umspannwerken Gurtweil und Villingen verbunden, diese Verbindungen besitzen jedoch nicht die Kapazität um einen gleichzeitigen Ausfall der beiden 220/110-kV-Umspannwerke Beuren und Stockach zu kompensieren. Mangels ausreichender gesicherter Erzeugungskapazität innerhalb dieser 110-kV-Netzgruppe könnte mittels Redispatch die Versorgungssicherheit der Region dann nicht gewährleistet werden.

Das Anschlusskonzept der Maßnahme M417 sieht daher vor, die beiden 220/110-kV-Umspannwerke Beuren und Stockach zu ersetzen. Am Standort Beuren soll ein 380/110-kV-Umspannwerk errichtet werden. Der Standort Stockach soll aufgegeben und stattdessen ein neues 380/110-kV-Umspannwerk im Kreis Konstanz errichtet werden. Da diese beiden neuen Umspannwerke an die neue Leitung zwischen Herbertingen und Gurtweil/Tiengen angeschlossen werden sollen, wäre die Versorgung der beiden Umspannwerke über mehrere anstatt wie bisher nur über einen Netzknoten sichergestellt. Der Ausfall einer Leitung könnte so im Gegensatz zur bisherigen Anschlusssituation nicht mehr zum Ausfall der Versorgung beider Umspannwerke führen. Die Versorgungssicherheit der nachgelagerten 110-kV-Netzgruppe wäre danach gewährleistet.

Auf einen Blick

P206		M417
wirksam		X
erforderlich		X
Auslastung	Durchschnitt	12%
	Maximum	32%
NOVA		V
Trassenlänge in km	Bestand	138
	Ausbau	0
Bestätigt		Ja

P211: Netzverstärkung zwischen Gießen/Nord und Karben



Das Projekt P211 wurde erstmals im Netzentwicklungsplan 2025 für das Zieljahr 2025 von den Übertragungsnetzbetreibern identifiziert. Wegen der geplanten Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes wurde 2016 beschlossen diesen Netzentwicklungsplan Strom nicht zu bestätigen. Im Netzentwicklungsplan 2017-2030 war die Maßnahme als nicht vorschlagswürdige Maßnahme enthalten. Die Bundesnetzagentur hat das Projekt in ihrer Schwachstellenanalyse des BBP-Netzes im Netzentwicklungsplan 2019-2030 zunächst als möglicherweise geeignet identifiziert und daher geprüft. Das Projekt wurde allerdings im zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans 2019-2030 zunächst nicht mehr von den Übertragungsnetzbetreibern beantragt, es wurde jedoch mittlerweile durch die Übertragungsnetzbetreiber nachgereicht.

Die Prüfung erfolgt im Iterationsnetz unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Elemente und höherer Auslastung der Bestandsnetze durch Freileitungsmonitoring und weiterer Innovationen, deren Umsetzung und Wirkung bereits heute konkret beschreibbar sind.

Das Projekt P211 erhöht die Übertragungskapazität innerhalb Hessens um das Übertragungsnetz für die zukünftig ansteigenden Nord-Süd-Stromflüsse zu verstärken.

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Gesamtinbetriebnahme im Jahr 2030 an.

Streckenmaßnahme M434: Gießen/Nord – Karben

Die Maßnahme M434 wird bestätigt.

Beschreibung

Durch Umbeseilung sollen zwei 380-kV-Stromkreise zwischen Gießen/Nord und Karben durch Leiterseile höherer Stromtragfähigkeit ersetzt werden. Eine HTL-Umbeseilung ist nach Angaben der Übertragungsnetzbetreiber – vorbehaltlich der Genehmigungsfähigkeit – voraussichtlich möglich. Darüber hinaus sollen die Schaltanlagen in Gießen/Nord und Karben verstärkt werden (Netzverstärkung).

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Inbetriebnahme im Jahr 2030 an. Da es sich bei der Maßnahme nach Angaben der Übertragungsnetzbetreiber voraussichtlich um eine Umbeseilung/Stromkreisauflage ohne Neubau handelt ist eine mögliche frühere Inbetriebnahme zu prüfen.

Wirksamkeit

Die Maßnahmen erweisen sich in allen drei betrachteten Szenarien als wirksam. Sie sorgen auf den Stromkreisen von Gießen/Nord nach Karben für (n-1)-Sicherheit. Ohne die Maßnahme M434 ist beispielsweise ein Stromkreis von Gießen/Nord nach Karben in der Stunde 1272 des Szenarios C 2030 mit 158% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahme M434 reduziert sich die Auslastung dann auf 124%. Ähnliche Situationen treten in mehreren Stunden und in den unterschiedlichen Szenarien auf.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M434 auch als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet ist die Maßnahme im Szenario A 2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei ca. 72%.

Szenario Kohleausstieg 2038 (C 2038*)

Auch bei einem Kohleausstieg bis spätestens 2038 wie von der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung beschlossen erweisen sich die Maßnahmen als wirksam. So ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Gießen/Nord und Karben in der Stunde 272 des Szenarios C 2038* mit 157% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahme M434 reduziert sich die Auslastung dann auf 123%.

Konsultation

Die TenneT TSO sagt in ihrer Stellungnahme, dass die nachgeforderten Projekte den Redispatchbedarf in ihren Vergleichsrechnungen nicht wesentlich verringern würden.

Zunächst bestehen nach Prüfung des zweiten Entwurfs des Netzentwicklungsplans 2019-2030 noch wesentliche Netzengpässe, die nicht durch im Rahmen des zweiten Entwurfs des Netzentwicklungsplans 2019-2030 beantragte Maßnahmen behoben werden können, mithin weist der zweite Entwurf keinen bedarfsgerechten Netzausbau im Sinne des § 12b Abs. 1 S. 2 EnWG auf.

Ein wesentlicher Netzengpass liegt vor, wenn ein lokaler Überlastungsindex von mehr als 30 GWh an mehr als 100 Stunden im Jahr in allen prüfungsrelevanten Szenarien zu erwarten ist.

Trotz der Realisierung der Gleichstrom-Projekte DC21 und DC25 verbleiben Engpässe auf der Achse Gießen/Nord –

Karben. In mehr als 350 Stunden treten Überlastungen in Summe von insgesamt 215 GWh auf. Diese Überlastungen treten in allen untersuchten Szenarien auf.

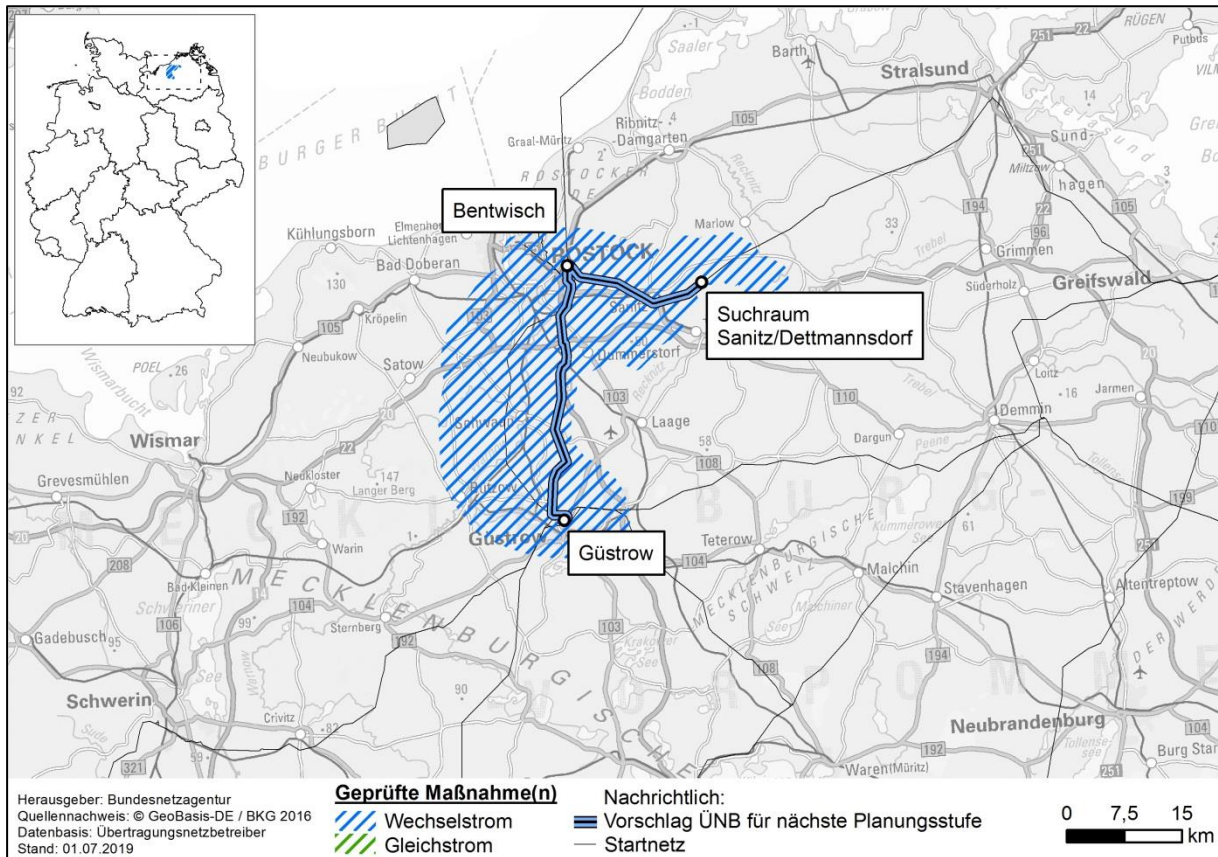
Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

Auf einen Blick

P211		M434
wirksam		X
erforderlich		X
Auslastung	Durchschnitt	22%
	Maximum	72%
NOVA		V
Trassenlänge in km	Bestand	51
	Ausbau	
Bestätigt		Ja

P215: Güstrow – Bentwisch – Suchraum Sanitz/Dettmannsdorf



Das Projekt P215 mit den Maßnahmen M454 und M521 ist im Netzentwicklungsplan 2017-2030 erstmalig als eigenständige Maßnahme beantragt worden. Im Netzentwicklungsplan 2019-2030 wurden die beiden Maßnahmen M454 und M521 aus dem Netzentwicklungsplan 2017-2030 zur Maßnahme M454 zusammengefasst. Nachträglich wurde das Projekt um die Punktmaßnahme M692 erweitert. In der Schwachstellenanalyse des BBP-Netzes konnte die Maßnahme zunächst nicht als geeignet identifiziert werden. Bei weitergehenden Untersuchungen wurde allerdings festgestellt, dass dies vor allem auf eine fehlerhafte Betriebsweise der bestehenden 220-kV-Leitungen zurückzuführen war. Daher wurde das Projekt P215 nachträglich identifiziert und geprüft. Da die Maßnahme M692 zwingend für die Realisierung der Maßnahme M454 notwendig ist erfolgt hierfür keine separate Prüfung.

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Gesamteinbetriebnahme des Projekts im Jahr 2025 an.

Streckenmaßnahmen M454: Güstrow - Bentwisch –Suchraum Gemeinden Sanitz/Dettmannsdorf und Punktmaßnahme M692: Errichtung eines 380/220-kV-Netzkuppeltransformators in Bentwisch

Die Maßnahmen M454 und M692 werden bestätigt.

Beschreibung

Die Übertragungsnetzbetreiber möchten von Bentwisch nach Güstrow eine neue 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung im bestehenden 220-kV-Trassenraum errichten. Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung solle möglichst die bestehende Trasse genutzt werden. Die 380-kV-Anlagen in Bentwisch und Güstrow seien zu erweitern sowie mit der Maßnahme M692 ein 380/220-kV-Netzkuppler in Bentwisch vorzusehen. Dieser Netzkuppler ist insbesondere notwendig um das in 220-kV ausgeführte Anbindungssystem OST-7-1 in die im Rahmen der Maßnahme M454 auf 380-kV umgestellte Anlage Bentwisch zu integrieren. Die Umspannwerke Bentwisch und Güstrow würden zudem für die Aufnahme von EE-Einspeisungen in der Region durch 380/110-kV-Transformatoren erweitert.

Von Bentwisch nach Sanitz/Dettmannsdorf sehen die Übertragungsnetzbetreiber eine neue 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung im bestehenden 220-kV-Trassenraum vor. Bei der Ablösung der bestehenden 220-kV-Leitung durch die neue Leitung solle möglichst die bestehende Trasse genutzt werden. Die 380-kV-Anlagen in Bentwisch seien zu erweitern. Zudem werde eine neue 380-kV-Anlage in Sanitz/Dettmannsdorf benötigt, um die Offshore-Anbindung OST 6-1, einen Solarpark sowie einen 380/220-kV-Netzkuppeltransformator für die 220-kV-Verbindung nach Lüdershagen anzuschließen.

Wirksamkeit

Die Maßnahme erweist sich in allen drei betrachteten Szenarien als wirksam. Sie sorgt auf den Stromkreisen zwischen Bentwisch und Güstrow sowie zwischen Bentwisch und Sanitz/Dettmannsdorf für (n-1)-Sicherheit. Ohne die Maßnahme M454 ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Bentwisch und Sanitz/Dettmannsdorf in der Stunde 4070 des Szenarios C 2030 mit 480% belastet, wenn der Stromkreis zwischen Güstrow und Sanitz/Dettmannsdorf ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahmen M454 reduziert sich die Auslastung dann auf 21%. Ähnliche Situationen treten in mehreren Stunden und in den unterschiedlichen Szenarien auf.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet ist die Maßnahme im Szenario C 2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei ca. 20%.

Szenario Kohleausstieg 2038 (C 2038*)

Auch bei einem Kohleausstieg bis spätestens 2038 wie von der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung beschlossen erweist sich die Maßnahme als wirksam. So ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Bentwisch und Sanitz/Dettmannsdorf in der Stunde 6781 des Szenarios C 2038* mit 256% belastet, wenn der Stromkreis zwischen Güstrow und Sanitz/Dettmannsdorf ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahmen M454 reduziert sich die Auslastung dann auf 48%.

Konsultation

Mehrere Konsultationsteilnehmer kritisieren, dass das Projekt P215 in den vorläufigen Prüfungsergebnissen von der Bundesnetzagentur als nicht bestätigungsfähig eingestuft wurde. Die Konsultationsteilnehmer kritisieren in diesem Zusammenhang insbesondere, dass die Bundesnetzagentur in ihrer Prüfung die Fläche O-6.1 nicht berücksichtigt hat. Die Fläche würde einen wichtigen Beitrag zur dem im Kabinettsbeschlusse der Bundesregierung zum Klimaschutzprogramm beschlossenen Offshore-Ausbaus von 20GW bis zum Jahr 2030 leisten.

Auch die Ausbautzahlen in der Nordsee gingen über die Festschreibungen im Flächenentwicklungsplan (und die im Windseegesetz festgelegten 15 GW bis 2030) hinaus, weswegen auch die Fläche O-6.1 entsprechend berücksichtigt werden könnte. Die Konsultationsteilnehmer fordern eine Bestätigung des Projektes P215 unter dem Vorbehalt weiterer Erkenntnisse.

Auch die Übertragungsnetzbetreiber merken an, dass die Fläche O-6.1 mit mindestens 900 MW für die Erreichung der Ziele der Bundesregierung unabdingbar seien. Die bestehende Genehmigung des Windparks auf der Fläche O-6.1 nach § 4 BImSchG und weiter die Anhebung des Offshore-Deckels auf 20 GW im Zusammenhang mit einer gesetzlichen Regelung könnte dafür sorgen, dass der Windpark auf der Fläche O-6.1 bis zum Jahr 2030 realisiert werden könnte. Die Übertragungsnetzbetreiber fordern eine Bestätigung des Projektes P215 unter dem Vorbehalt einer gesetzlichen Grundlage für den Offshore-Windpark im Gebiet O-6.

Die Wirksamkeit und Erforderlichkeit der Maßnahme ist auch ohne die Berücksichtigung des Offshore-Anbindungssystems OST-6-1 gegeben. Infolge dessen ist es für die Bestätigung der Maßnahme M454 auch unerheblich, dass OST-6-1 im Rahmen des Netzentwicklungsplans 2019-2030 nicht bestätigt wird (zum Anbindungssystem OST-6-1 siehe 330).

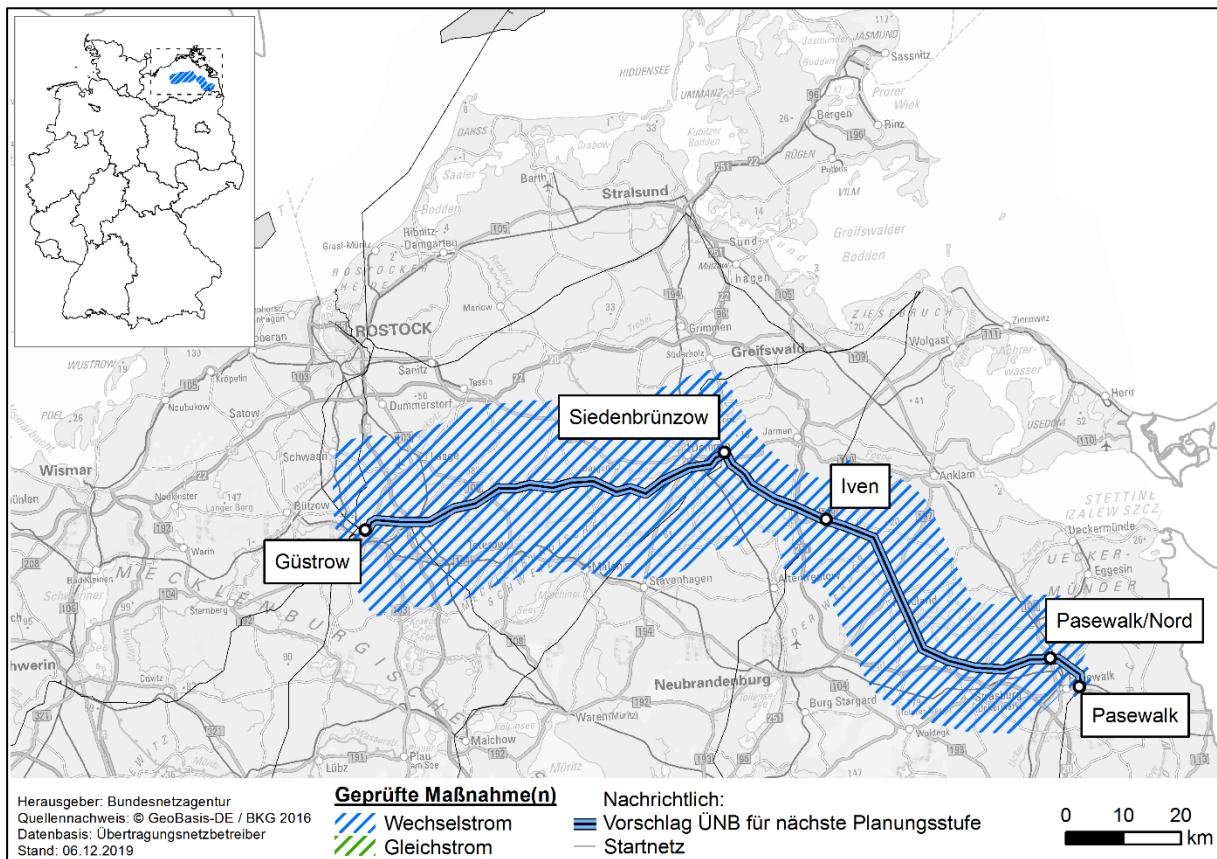
Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

Auf einen Blick

P215		M454/M692
wirksam		X
Auslastung	Durchschnitt	7%
	Maximum	20%
NOVA		V
Trassenlänge in km	Bestand	56
	Ausbau	
Bestätigt		Ja

P216: Güstrow – Siedenbrünzow – Iven – Pasewalk/Nord – Pasewalk



Das Projekt P216 wurde mit der Maßnahme M455 erstmals im Entwurf des Netzentwicklungsplans 2025 genannt. Im Netzentwicklungsplan 2017-2030 wird das Projekt P216 mit der Maßnahme M455 und einer zusätzlichen Maßnahme M523 im Hinblick auf die geänderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen erneut überprüft. Die Bundesnetzagentur hat das Projekt in ihrer Schwachstellenanalyse des BBP-Netzes zunächst als möglicherweise geeignet identifiziert und daher sequenziell – unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Elemente – geprüft.

Die Übertragungsnetzbetreiber streben laut ihrem überarbeiteten Entwurf des Netzentwicklungsplans 2019-2030 eine Gesamteinbetriebnahme des Projekts im Jahr 2030 an.

Die vorhandene 220-kV-Leitung zwischen Güstrow und Pasewalk besitzt derzeit eine zu geringe Übertragungskapazität für die zukünftig zu erwartenden Onshore-Windeinspeisungen in Mecklenburg-Vorpommern. Zudem werden die bestehenden Leitungen durch die Übertragung von Onshore-Windenergie aus der Uckermark in Richtung Westen bzw. in Richtung Polen zusätzlich belastet.

Nach Angaben des zuständigen Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz können schon heute kritische Betriebsituationen bei Störungen auf der 220-kV-Leitung Pasewalk – Bertikow – Vierraden auftreten. In diesen Betriebsituationen seien die Umspannwerke Pasewalk bzw. Bertikow nur noch über den 380/220-kV Netzkuppler in Güstrow mit dem 380-kV-Netz der 50Hertz-Regelzone verbunden. Dies könne im 220-kV-Netz zu Spannungen im betrieblichen und planerischen Grenzbereich führen. Das Projekt P216 mit den Maßnahmen M455 und M523 verbessere diese Situation deutlich.

Bei dem genannten Projekt P216 hat die Bundesnetzagentur die Maßnahmen M455 und M523 zusammen geprüft. Da durch das Projekt P216 die alte 220-kV-Leitung von Güstrow nach Pasewalk ersetzt werden soll und durch EE-Ausbau in der Region und für die Anbindung weiterer Offshore-Netzanbindungen zusätzliche Umspannwerke in die 380-kV-Leitung einbezogen werden müssen, wäre eine isolierte Überprüfung der einzelnen Maßnahmen nicht sinnvoll.

Streckenmaßnahme M455: Güstrow – Siedenbrünzow – Iven

Streckenmaßnahme M523: Iven – Pasewalk/Nord - Pasewalk

Die Maßnahmen M455 und M523 werden bestätigt.

Beschreibung

Die Übertragungsnetzbetreiber planen, von Güstrow über Siedenbrünzow bis Iven möglichst im bestehenden 220-kV-Trassenraum eine neue 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung zu errichten. Dafür sollen die 380-kV-Anlagen in Güstrow und Siedenbrünzow sollen erweitert werden. Weiterhin ist im Zuge der Maßnahme M523 eine neue 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung von Iven über Pasewalk/Nord bis Pasewalk im bestehenden 220-kV-Trassenraum geplant. Dafür ist eine neue 380-kV-Anlage am Standort Iven zu errichten und die 380-kV-Anlagen in Pasewalk/Nord und Pasewalk zu erweitern.

Die Maßnahme M455 und M523 werden zusammen geprüft und bewertet, da eine Einzelbetrachtung nicht sinnvoll wäre.

Wirksamkeit

Die Maßnahmen M455 und M523 erweisen sich in allen drei betrachteten Szenarien als wirksam. Sie sorgen auf der Leitung zwischen Güstrow und Iven für (n-1)-Sicherheit. Ohne die Maßnahmen M455 und M523 ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Güstrow und Siedenbrünzow in der Stunde 8516 des Szenarios B 2030 im (n-1)-Fall mit 109% belastet. Diese hohe Auslastung durch den Ausfall des parallelen Systems wird durch die Maßnahmen M455 und M523 auf 36,5% reduziert. Ähnliche Situationen treten in mehreren Stunden und in den unterschiedlichen Szenarien auf.

Erforderlichkeit

In allen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M455 auch als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet ist sie im Szenario A 2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei 37%.

Szenario Kohleausstieg 2038 (C 2038*)

Auch bei einem Kohleausstieg bis spätestens 2038 wie von der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung beschlossen erweisen sich die Maßnahmen als wirksam. So ist beispielsweise der Stromkreis zwischen Siedenbrünzow und Güstrow in der Stunde 608 des Szenarios C 2038* mit 111% belastet, wenn der parallele Stromkreis ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahmen reduziert sich die Auslastung dann auf 37%.

Konsultation

Ein Konsultationsteilnehmer stuft die Maßnahme entgegen den vorläufigen Prüfungsergebnissen der Bundesnetzagentur als bestätigungsfähig ein, da durch die Maßnahme eine leistungsstarke Ost-West Verbindung hergestellt werden würde, über welche Strom aus Erneuerbaren Energien aus Vorpommern abtransportiert werden könnte. Dies würde dann wiederum zur Entlastung der gerade in Vorpommern auftretenden Einspeisemanagement-Maßnahmen beitragen.

Die Bundesnetzagentur hat das Projekt in der Schwachstellenanalyse des BBP-Netzes als geeignet identifiziert und teilt grundsätzlich die Meinung des Konsultationsteilnehmers.

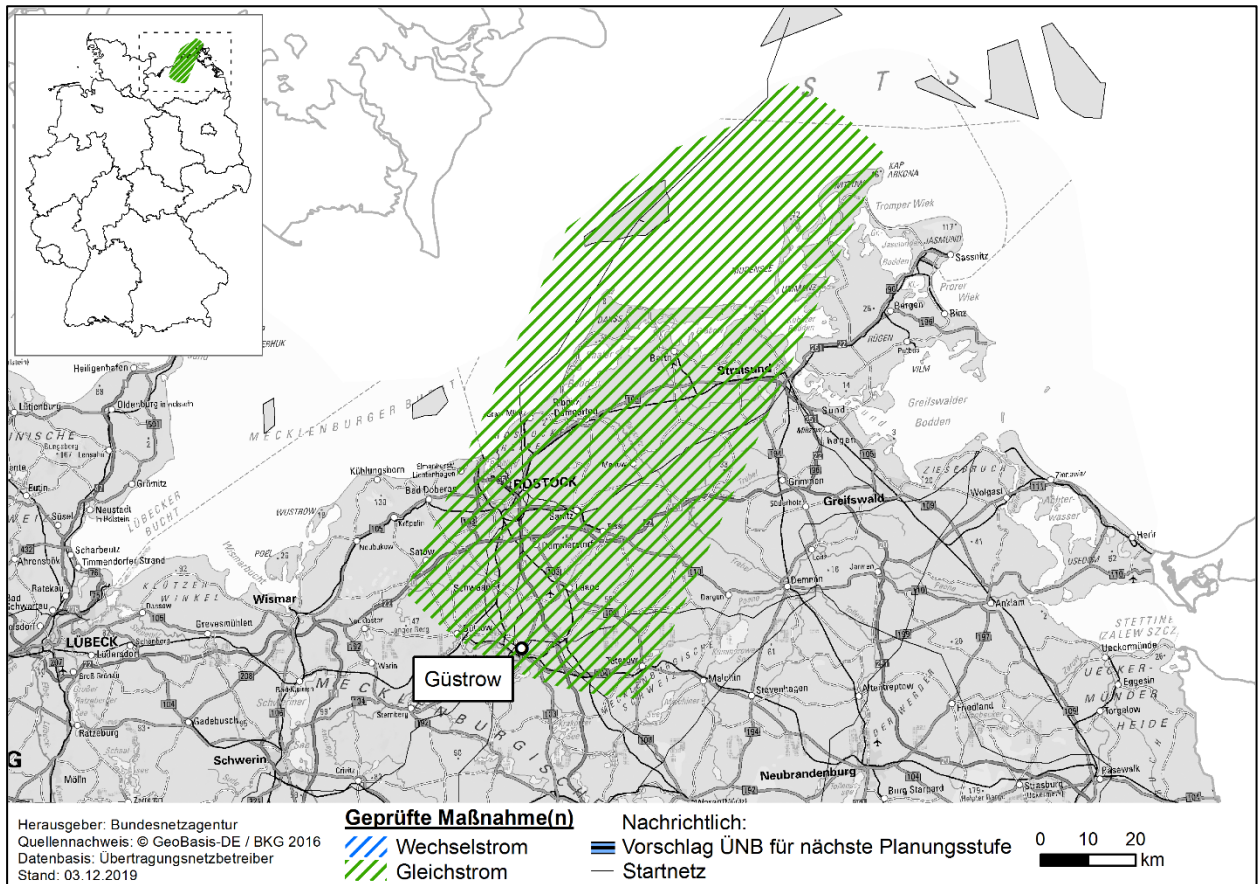
Bewertung

Die Maßnahmen erweisen sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie haben eine ausreichende Auslastung und sie beseitigen in einer hinreichenden Zahl von Stunden Engpässe. Dadurch tragen sie dazu bei, in erheblichem Umfang Redispatch einzusparen.

Auf einen Blick

P216		P216
wirksam		X
erforderlich		X
Auslastung	Durchschnitt	14%
	Maximum	37%
NOVA		V
Trassenlänge in km	Bestand	
	Ausbau	145
Bestätigt		Ja

P221: Kuppelkapazität Deutschland – Schweden



Das Projekt P221 enthält die Maßnahmen M460 und M461a. Die Maßnahme M460 wurde im Netzentwicklungsplan 2017-2030 erstmalig von der Bundesnetzagentur geprüft und bestätigt. Die Maßnahme M461a wurde von den Übertragungsnetzbetreibern im Netzentwicklungsplan 2019-2030 erstmalig identifiziert und für das Langfristszenario B2035 vorgeschlagen.

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Gesamtinbetriebnahme des Projekts im Jahr 2035 an.

Streckenmaßnahme M460: Güstrow – Südschweden (Hansa PowerBridge)

Die Maßnahme M460 wird bestätigt.

Beschreibung

Die Hansa PowerBridge ist ein HGÜ-Interkonnektor zwischen der deutschen Regelzone von 50Hertz und Südschweden. Ziel ist es, die Handelskapazität zwischen Schweden und Deutschland zu erhöhen. Der Interkonnektor soll eine Verbindung zu den großen Wasserkraftspeichern in Skandinavien schaffen, die genutzt werden können, um überschüssigen deutschen Strom bei hoher und fluktuierender Einspeisung erneuerbarer Energien zu speichern. Schwedische Wasserkraft kann dann die preisgünstige Stromversorgung in Deutschland sicherstellen, wenn wenig Erzeugung aus Wind und Photovoltaik auf hohe Nachfrage trifft. Die Maßnahme M460 trägt so zur Versorgungssicherheit und zu günstigen Strompreisen in beiden Ländern bei.

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2025-2026 an.

Volkswirtschaftliche Analyse

Da es sich bei der Maßnahme um einen Interkonnektor handelt, welcher der Erhöhung der grenzüberschreitenden Kapazität dient, wird die Bewertung anhand der vom Gutachter erstellten volkswirtschaftlichen Analyse vorgenommen.

Die Maßnahme M460 reduziert zwar geringfügig die Konsumentenrente, jedoch wirkt sie sich positiv sowohl auf die Redispatch- und Verlustkosten, als auch auf die Produzentenrente in Deutschland aus. Insbesondere durch die Vermeidung von Redispatchkosten hat die Maßnahme insgesamt einen positiven Mehrwert für Konsumenten in Deutschland. In Summe ergibt sich sowohl im Szenario C 2030 als auch im Kohleausstiegsszenario C 2038* ein Mehrwert für den deutschen Netzkunden. Die Klimaverträglichkeit der Maßnahme M460 wird ebenfalls in beiden Szenarien positiv bewertet.

Konsultation

Mehrere Konsultationsteilnehmer merken an, dass die Leistung der Maßnahme M460 mit 700 MW eher gering erscheint. Insbesondere da mit der Maßnahme M461 weitere 700 MW bereits in Planung sind, wird vorgeschlagen die Maßnahmen als ein gemeinsames System zu planen. Dies sei sowohl volkswirtschaftlich sinnvoller, als auch mit weniger räumlichen Eingriffen verbunden. Außerdem würde sich ein effizienteres Genehmigungsverfahren für ein Gesamtsystem ergeben, anstatt zwei separate Genehmigungsverfahren durchzuführen. Ein anderer Konsultationsteilnehmer schlägt vor, für die zweite Ausbaustufe Leerrohre mit zu planen.

Generell ist es kostengünstiger und auch mit weniger räumlichen Eingriffen verbunden ein System mit 1.4000 MW zu realisieren, anstatt zwei separate Systeme mit jeweils 700 MW zu verlegen. Die zweite Ausbaustufe hat sich in den Berechnungen für das Szenario C2038 zudem als volkswirtschaftlich sinnvoll ergeben. Jedoch haben die Übertragungsnetzbetreiber diese Maßnahme mit einer Inbetriebnahme nach 2030 beantragt, sodass sie in diesem Netzentwicklungsplan noch nicht bestätigt werden kann. Der kommende Netzentwicklungsplan 2021-2040 wird beide Ausbaustufen berücksichtigen und prüfen, wodurch eine gemeinsame Bestätigung generell möglich wäre.*

Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in den betrachteten Szenarien als wirtschaftlich. Sowohl der energiewirtschaftliche Mehrwert, als auch die Klimaverträglichkeit erscheinen positiv.

Auf einen Blick

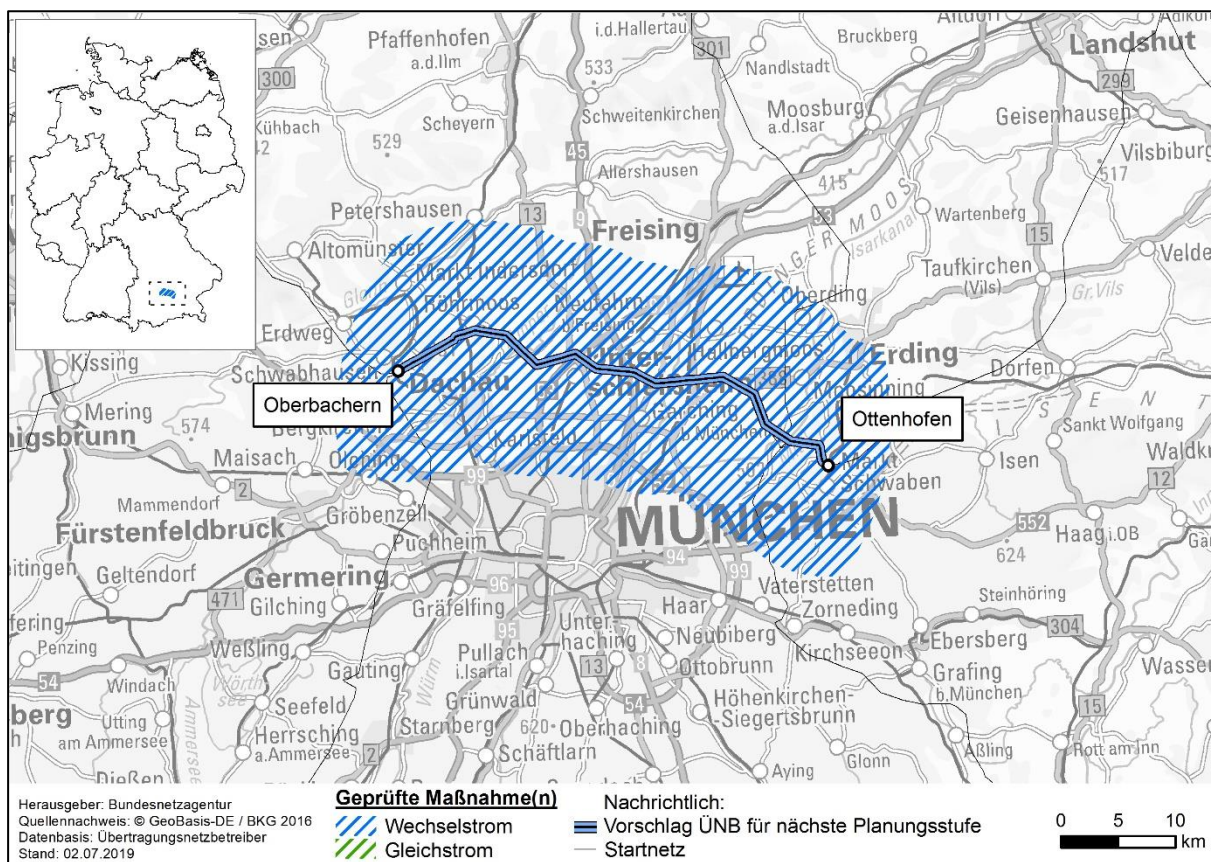
P221 M460	Mehrwert des Projektes	C2030 (IAEW)	C2038 (IAEW)
Wirtschaft-lichkeit	Einsparung an marktbasieren Erzeugungskosten in Europa (Mio. €)	59,7	62,1
	Erhöhung der Produzentenrente in DE (Mio. €)	50,7	56,3
	Erhöhung der Konsumentenrente in DE (Mio. €)	-7,2	7,0
	Einsparung an Redispatch- und Verlustkosten in DE (Mio. €)	50,0	110,0
Klima-verträglichkeit	Einsparung an EE-Abregelungen gesamt in DE (TWh)	0,4	0,8
	Einsparung an CO ₂ -Emissionen gesamt in DE (1000 t)	131,5	336,9

Alternative Ausführung

Langfristig planen die Übertragungsnetzbetreiber das Projekt P221 mit einer Leistung von 1.400 MW auszuführen. Dies ist jedoch in zwei separaten Ausbaustufen mit jeweils 700 MW geplant.

In den Prüfungen der Bundesnetzagentur erscheint das gesamte Projekt P221 mit einer Leistung von 1.400 MW im Szenario C2038* als volkswirtschaftlich sinnvoll. Wie ebenfalls von einigen Konsultationsteilnehmern angemerkt wurde, wäre die Planung der HansaPowerBridge als ein System sowohl kostengünstiger, als auch mit weniger Umwelteingriffen verbunden. Zudem ist die Durchführung eines einzelnen Genehmigungsverfahrens effizienter, als zwei separate Verfahren zu führen. Eine mögliche gemeinsame Ausführung der beiden Ausbaustufen sollte daher seitens der Übertragungsnetzbetreiber geprüft werden.

P222: Region Oberbachern - Ottenhofen



Das Projekt P222 mit der Maßnahme M461 ist als Vorhaben Nr. 47 Teil des Bundesbedarfsplans und wurde erstmals im Netzentwicklungsplan 2024 geprüft. Die energiewirtschaftliche Notwendigkeit hat die Bundesnetzagentur ursprünglich für das Jahr 2024 bestätigt. Im Netzentwicklungsplan 2019-2030 wird das Projekt im Hinblick auf die geänderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen erneut überprüft. Die Prüfung erfolgt im BBP-Netz unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Elemente.

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Gesamtinbetriebnahme des Projekts im Jahr 2029 an.

Das Projekt P222 steht im Zusammenhang mit dem Endpunkt des Projekts DC5 in Isar. Im Zusammenspiel dieser Maßnahmen ist ein erhöhter Leistungsaustausch zwischen den neuen Bundesländern und Süddeutschland möglich.

Streckenmaßnahme M461: Oberbachern - Ottenhofen

Die Maßnahme M461 wird bestätigt.

Beschreibung

Der HGÜ-Standort Isar bewirkt gemäß seiner Transportaufgabe erhöhte Leistungsflüsse in dem ihn umgebenden Wechselstromnetz. Diese erhöhten Leistungsflüsse machen eine Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitungen zwischen Oberbachern und Ottenhofen erforderlich. Dazu soll die Stromtragfähigkeit der beiden bestehenden 380-kV-Stromkreise auf 4000 Ampere erhöht werden. Weiterhin sollen die 380-kV-Schaltanlagen in Ottenhofen und Oberbachern verstärkt werden.

Wirksamkeit

Die Maßnahme erweist sich in allen vier betrachteten Szenarien als wirksam. In allen vier Szenarien sorgt sie für (n-1)-Sicherheit auf den Stromkreisen zwischen Oberbachern und Ottenhofen. Ohne die Maßnahme M461 kommt es beispielsweise in Stunde 317 des Szenarios B 2030 zu einer Überlastung von 133 % auf einem Stromkreis zwischen Oberbachern und Ottenhofen, wenn das parallele System ausfällt. Nach Hinzunahme der Maßnahme M461 beträgt die Auslastung dann nur 93%. Derartige Situationen und die entlastende Wirkung der Maßnahme M461 treten in allen vier Szenarien auf.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet ist sie im Szenario A 2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei ca. 56%.

Szenario Kohleausstieg 2038 (C 2038*)

Auch bei einem Kohleausstieg bis spätestens 2038 wie von der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung beschlossen erweisen sich die Maßnahmen als wirksam. So ist beispielsweise der Stromkreis zwischen Oberbachern und Ottenhofen in der Stunde 1323 des Szenarios C 2038* mit 116% belastet, wenn eine Leitung zwischen Oberbachern und Ottenhofen ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahmen M461 reduziert sich die Auslastung dann auf 81%.

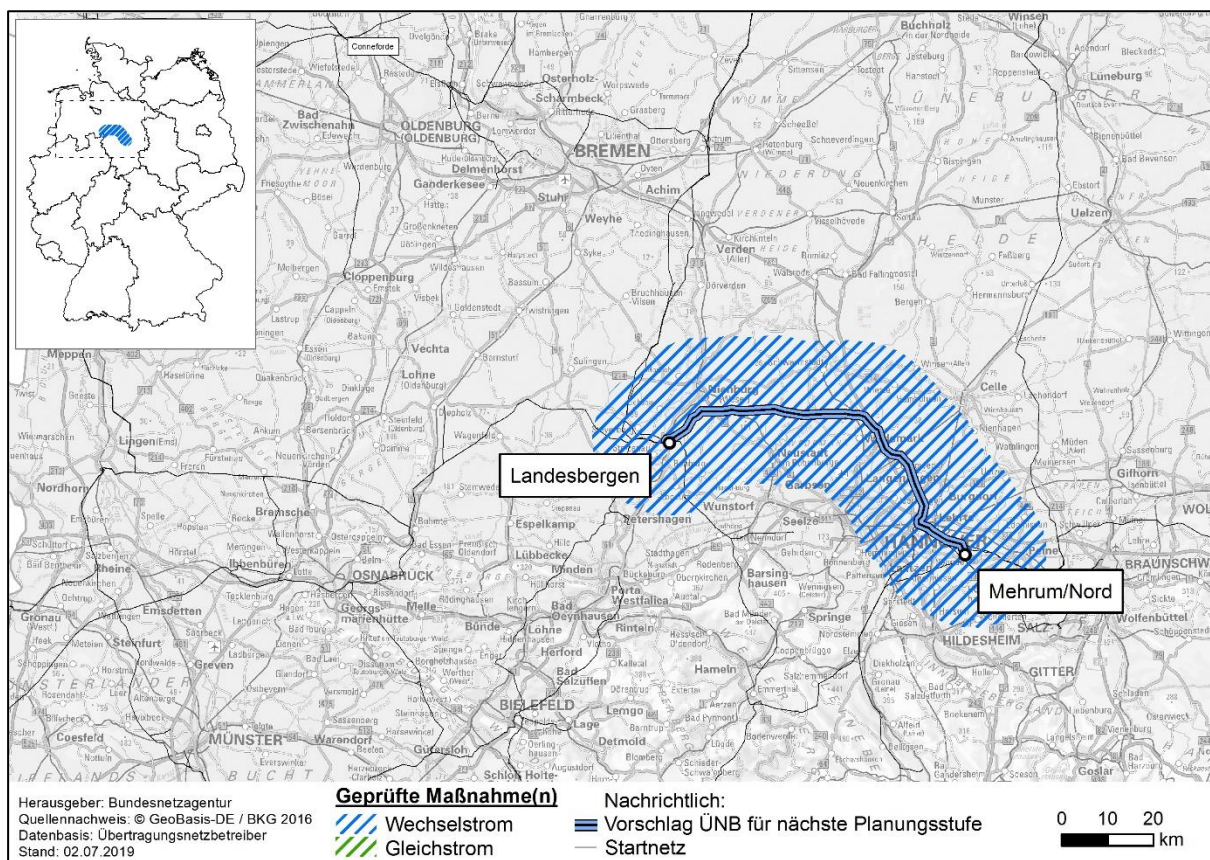
Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

Auf einen Blick

P222		M461
wirksam		X
erforderlich		X
Auslastung	Durchschnitt	22%
	Maximum	56%
NOVA		V
Trassenlänge in km	Bestand	50
	Ausbau	
Bestätigt		Ja

P228: Netzverstärkung Landesbergen – Mehrum/Nord



Das Projekt P228 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2017-2030 für das Zieljahr 2030 identifiziert, dabei wurde die energiewirtschaftliche Notwendigkeit allerdings noch nicht bestätigt. Die Bundesnetzagentur hat das Projekt in ihrer Schwachstellenanalyse des BBP-Netzes im Netzentwicklungsplan 2019-2030 zunächst als möglicherweise geeignet identifiziert und daher geprüft. Die Prüfung erfolgt im Iterationsnetz unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Elemente und höherer Auslastung der Bestandsnetze durch Freileitungsmonitoring und weiterer Innovationen, deren Umsetzung und Wirkung bereits heute konkret beschreibbar sind. Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Inbetriebnahme des Projekts bis zum Jahr 2030 an.

Das Projekt P228 erhöht die Übertragungskapazität innerhalb Niedersachsens um das Übertragungsnetz für die zukünftig ansteigenden Nord-Süd-Stromflüsse zu verstärken.

Streckenmaßnahme M469a: Landesbergen – Mehrum/Nord

Die Maßnahme M469a wird bestätigt.

Beschreibung

Es soll ein neues 380-kV-Doppelsystem durch Neubau in bestehender Trasse von Landesbergen nach Mehrum errichtet werden. Hierfür soll die Trasse von Landesbergen über Lehrte nach Mehrum genutzt werden. Da nicht nur die 220-kV-Leitung von Landesbergen nach Mehrum entfallen soll, sondern auch die 220-kV-Leitung von Lehrte nach Wahle, ist die Station Lehrte von 220- auf 380-kV- umzustellen. Die Station Lahe soll weiterhin über zwei 220-kV-Stromkreise versorgt werden.

Wirksamkeit

Die Maßnahmen erweisen sich in allen drei betrachteten Szenarien als wirksam. Sie sorgen auf den Stromkreisen von Landesbergen nach Beckedorf für (n-1)-Sicherheit. Ohne die Maßnahme M469a ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Landesbergen und Beckedorf in der Stunde 6281 des Szenarios B 2030 mit 134% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahme M469a reduziert sich die Auslastung dann auf 102%. Ähnliche Situationen treten in mehreren Stunden und in den unterschiedlichen Szenarien auf.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M469a auch als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet ist die Maßnahme im Szenario B 2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei ca. 41%.

Szenario Kohleausstieg 2038 (C 2038*)

Auch bei einem Kohleausstieg bis spätestens 2038 wie von der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung beschlossen erweisen sich die Maßnahmen als wirksam. So ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Landesbergen und Beckedorf in der Stunde 6415 des Szenarios C 2038* mit 166% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahme M38a reduziert sich die Auslastung dann auf 117%.

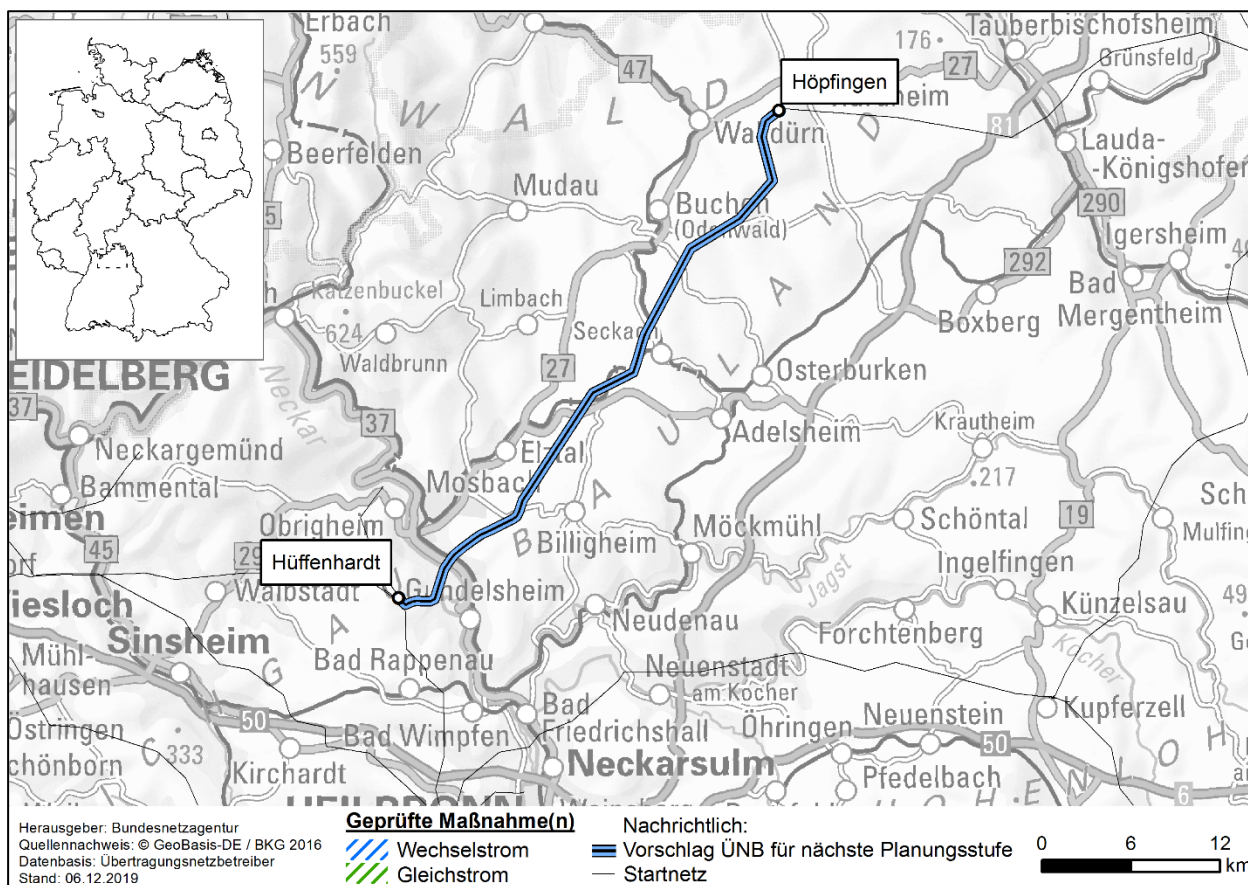
Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

Auf einen Blick

P228		M469a
wirksam		X
erforderlich		X
Auslastung	Durchschnitt	9%
	Maximum	41%
NOVA		V
Trassenlänge in km	Bestand	98
	Ausbau	
Bestätigt		Ja

P302 Höpfingen – Hüffenhardt



Das Projekt 302 wurde erstmals im Netzentwicklungsplan 2017-2030 geprüft, damals allerdings nicht bestätigt. Die Übertragungsnetzbetreiber streben die Inbetriebnahme des Projekts für das Jahr 2030 an.

Streckenmaßnahme M511: Höpfingen – Hüffenhardt

Die Maßnahme M511 wird bestätigt.

Beschreibung

Bisher existiert nur ein 380-kV-Stromkreis zwischen Höpfingen nach Hüffenhardt. Mit der Maßnahme M511 soll ein zweiter 380-kV-Stromkreis von Höpfingen nach Hüffenhardt auf bestehenden Masten aufgelegt werden.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M511 wird nicht mit der Vermeidung einer (n-1)-Verletzung im Übertragungsnetz selbst begründet. Die Überlastungen, denen sie vorbeugen sollen, treten im unterlagerten 110-kV-Netz zwischen Höpfingen nach Hüffenhardt auf. Die Bundesnetzagentur hat im Netzentwicklungsplan 2019-2030 die Wirksamkeit der Maßnahme deshalb mithilfe eines integrierten Netzdatensatzes überprüft, der die relevante 110-kV-Netzgruppe der Netze BW GmbH enthält.

Fällt der bestehende 380-kV-Stromkreis zwischen Höpfingen nach Hüffenhardt in hochbelasteten Stunden aus,

führt dies dazu, dass das 110-kV-Netz zwischen Höpfingen nach Hüffenhardt teilweise nahe 200% ausgelastet ist. Durch die Maßnahme M511 reduziert sich die Auslastung dann auf unter 100%.

Erforderlichkeit

Zwar begründet sich die Wirksamkeit der Maßnahme aus Untersuchungen zum Verteilnetz, da mit der Maßnahme jedoch auf einer hochausgelasteten Strecke ein zusätzlicher Stromkreis realisiert wird, erweist sich die Maßnahme auch als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet ist die Maßnahme im Szenario A 2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei ca. 33%.

Szenario Kohleausstieg 2038 (C 2038*)

Auch bei einem Kohleausstieg bis spätestens 2038 wie von der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung beschlossen wäre die Maßnahme wirksam, vor allem da die Auslastung des bestehenden Stromkreises im Szenario C 2038* weiter steigt.

Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung, sie beseitigt in einer hinreichenden Zahl von Stunden Engpässe im Verteilnetz und wird aufgrund der Untersuchungen zum alternativen Verteilnetzausbau bestätigt.

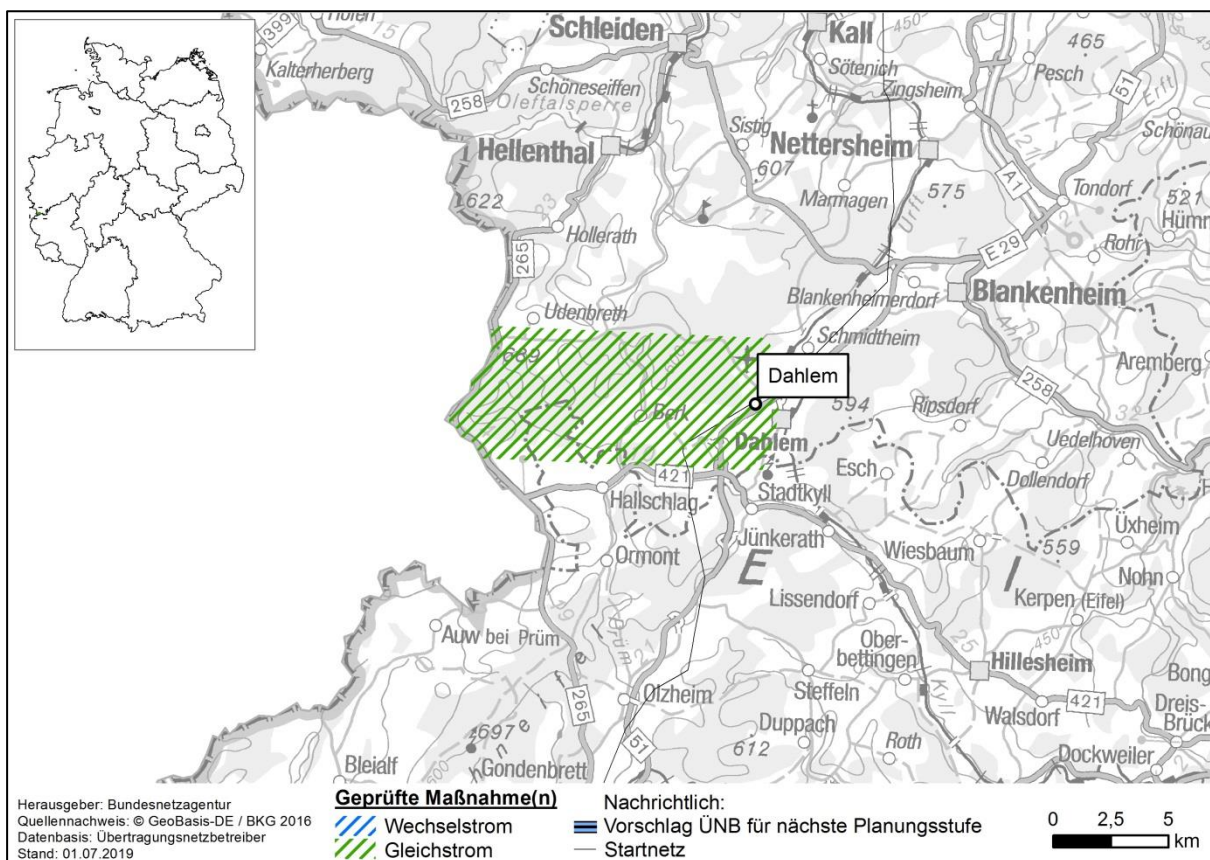
Auf einen Blick

P302		M511
wirksam		X
erforderlich		X
Auslastung	Durchschnitt	13%
	Maximum	33%
NOVA		V
Trassenlänge in km	Bestand	46
	Ausbau	-
Bestätigt		Ja

Alternativen

Alternativ zur Maßnahme M511 wurde eine Verstärkung des 110-kV-Verteilnetzes untersucht. Während die M511 eine Zubeseilung auf bestehenden Gestänge ist, wäre die notwendige 110-kV-Netzverstärkung als Neubau in bestehender Trasse einzuordnen. Dieser Neubau wäre voraussichtlich deutlich teurer und mit höheren Umweltauswirkungen versehen als die 380-kV-Zubeseilung.

P313: Kuppelkapazität Deutschland (zweiter Belgien – Interkonnektor)



Das Projekt P313 mit der Maßnahme M488 ist eine zusätzliche Verbindung zum Austausch von Strom zwischen Belgien und Deutschland, ähnlich dem Projekt P65 („Aachen Lüttich Electricity Grid Overlay“ – ALEGrO). Das Projekt soll gemeinsam mit dem belgischen Übertragungsnetzbetreiber Elia betrieben werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Gesamtinbetriebnahme des Projekts im Jahr 2028 an.

Streckenmaßnahme M488: Dahlem – Bundesgrenze (BE)

Die Maßnahme wird nicht bestätigt.

Beschreibung

Die Maßnahme M488 ist als HGÜ-Verbindung zwischen den bestehenden 380-kV-Anlagen in Dahlem im Kreis Euskirchen und Gramme (Belgien) geplant. Dafür ist der Neubau von zwei Konverterstationen an beiden Endpunkten erforderlich, um Drehstrom in Gleichstrom und umgekehrt wandeln zu können. Die bestehende 380 kV-Schaltanlage Dahlem ist dafür neu zu errichten. Die Übertragungskapazität soll 1 GW betragen.

Konsultation

Ein Konsultationsteilnehmer merkt an, dass der Interkonnektor wichtig sei, damit Belgien aus der Nutzung der Kernenergie aussteigen könne. Ohne weitere grenzüberschreitende Kapazitäten käme es in Belgien möglicherweise zu Problemen mit der Versorgungssicherheit.

Die Bundesnetzagentur hat dazu Folgendes ermittelt: Belgien plant einen schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie bis zum Jahr 2025. Dieser ist sowohl im belgischen als auch im deutschen Szenariorahmen und somit im Netzentwicklungsplan bereits abgebildet und in den Datensätzen als vollzogen enthalten. Der zweite Interkonnektor ist hingegen erst für das Jahr 2028 vorgesehen und kann daher nicht mit der Erforderlichkeit für den belgischen Atomausstieg begründet werden.

Auch für die belgische Versorgungssicherheit ist das Projekt nach heutigem Kenntnisstand nicht geboten: Belgien plant die Einführung eines Kapazitätsmarktes im Jahr 2025. Hierdurch wird die Versorgungssicherheit bei gleichzeitigem Ausstieg aus der Kernenergie auch ohne weiteren Interkonnektor nach Deutschland gewährleistet.

Bewertung

Die Umsetzung der Maßnahme auf belgischer Seite ist derzeit unsicher. Sowohl im TYNDP, als auch im belgischen Netzentwicklungsplan hat der Interkonnektor den Status „under consideration / indicative“. Solange nicht gesichert ist, ob der Interkonnektor auf belgischer Seite weitergeführt wird, sieht die Bundesnetzagentur von einer Bestätigung ab, ohne dass es einer Vertiefung der Überlegungen aus den vorläufigen Prüfergebnissen bedarf.

P314: Leistungsflusssteuerung zwischen Uchtelfangen und Vigy

Das Projekt P314 wurde mit der Maßnahme M489 erstmals im Entwurf des Netzentwicklungsplans 2017-2030 beantragt. Im Netzentwicklungsplan 2019-2030 wird das Projekt P314 mit der Maßnahme M489 im Hinblick auf die geänderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen erneut überprüft. Die Bundesnetzagentur hat das Projekt in ihrer Schwachstellenanalyse des BBP-Netzes zunächst als möglicherweise geeignet identifiziert und daher sequenziell – unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Elemente – geprüft. Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Gesamteinbetriebnahme des Projektes bis zum Jahr 2030 an.

Punktmaßnahme M489: Phasenschiebertransformatoren im Saarland

Die Maßnahme M489 wird bestätigt.

Beschreibung

Im Rahmen der Maßnahme M489 sollen Phasenschiebertransformatoren im Saarland errichtet werden, um die Leistungsflüsse über die Leitungen Uchtelfangen – Ensdorf – Vigy optimal steuern zu können.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M489 erweist sich in allen geprüften Szenarien als wirksam. Ohne die Phasenschiebertransformatoren würde beispielsweise in der Stunde 2781 des Szenarios B 2030 die Leitung Uchtelfangen – Ensdorf mit 122% überlasten, wenn einer der parallelen Stromkreise ausfällt. Mit den Phasenschiebertransformatoren der Maßnahme M489 liegt die Auslastung nur noch bei 86%.

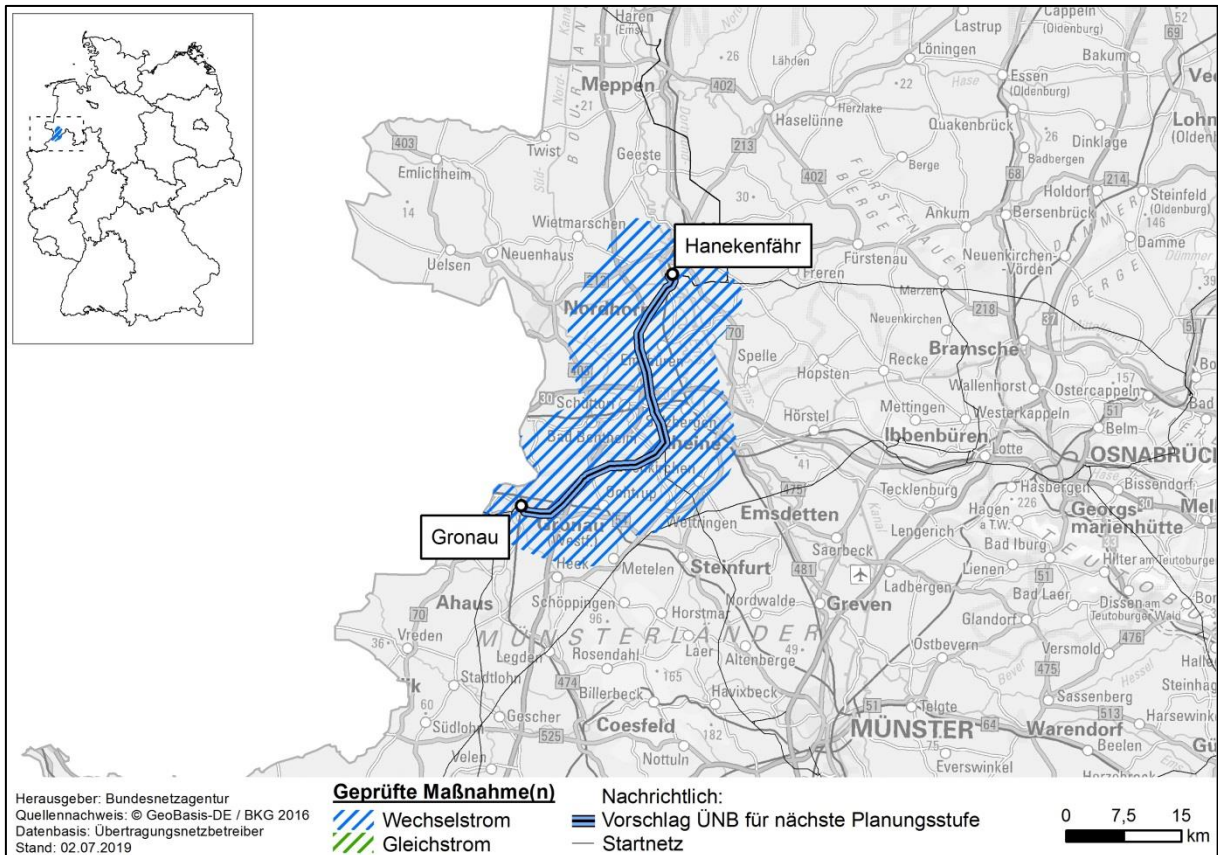
Szenario Kohleausstieg 2038 (C 2038*)

Auch bei einem Kohleausstieg bis spätestens 2038 wie von der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung beschlossen erweist sich die Maßnahme als wirksam. So ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Uchtelfangen und Ensdorf in der Stunde 4544 des Szenarios C 2038* mit 161% belastet, wenn einer der parallelen Stromkreise ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahmen M489 reduziert sich die Auslastung dann auf 105%.

Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen Szenarien als wirksam. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

P315: Netzausbau: Hanekenfähr - Gronau



Das Projekt P315 mit der Maßnahme M491 wurde im Netzentwicklungsplan 2017-2030 erstmalig geprüft und von der Bundesnetzagentur bestätigt. Im Netzentwicklungsplan 2019-2030 erfolgt die Prüfung im Iterationsnetz unter Berücksichtigung lastflussteuender Elemente, höherer Auslastung der Bestandsnetze durch Freileitungsmonitoring und weiterer Innovationen, deren Umsetzung und Wirkung bereits heute konkret beschreibbar sind. Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Gesamtinbetriebnahme des Projektes bis zum Jahr 2030 an.

Durch die steigende Einspeisung von Wind in Niedersachsen treten in der Region im Zieljahr 2030 stärkere Nord-Süd Leistungsflüsse als Heute auf. Mit dem Projekt P315 wird in der Region zusätzliche Übertragungskapazität geschaffen. Dadurch können die Leitungen zwischen den beiden Standorten Hanekenfähr und Gronau entlastet werden. Das Projekt fördert damit die Integration von Windstrom aus Niedersachsen.

Streckenmaßnahme M491: Hanekenfähr - Gronau

Die Maßnahmen M491 wird bestätigt.

Beschreibung

Mit der Maßnahme M491 ist eine Verstärkung der bisherigen 380-kV-Stromkreise zwischen Hanekenfähr und Gronau durch Umbeseilung geplant. Zusätzlich sollen zwei weitere 380-kV-Stromkreise als Neubau zwischen beiden Anlagen errichtet werden. Am Standort Gronau ist in Verbindung mit der Maßnahme die Errichtung eines Querregeltransformators geplant, der die Steuerung der Leistungsflüsse in Richtung Niederlande ermöglicht. Da die Anlage Gronau aus platztechnischen Gründen für die anstehenden Erweiterungen nicht mehr ge-

eignet ist, suchen die Übertragungsnetzbetreiber nach einem Grundstück für eine neue Anlage entlang der bestehenden Trasse Richtung Öchtel oder Richtung Hengelo. In Zusammenhang mit dem Projekt muss der 220kV Stromkreis von Hanekenfähr nach Amelsbüren aus Platzgründen entfallen und die Station Amelsbüren in 380 kV angebunden werden. Die Umstellung erfolgt durch Einschleifung in eine bestehende Leitung und erfordert keinen weiteren Leitungsbau.

Wirksamkeit

Die Maßnahme erweist sich in allen geprüften Szenarien als wirksam. Sie sorgt auf den Stromkreisen zwischen Hanekenfähr und Gronau für (n-1)-Sicherheit. Beispielsweise beträgt in der Stunde 4243 des Szenarios C2030 die Auslastung eines Stromkreises 119,3% bei Ausfall des parallelen Systems. Mit der Maßnahme reduziert sich die Auslastung in diesem Fall auf 63,5%.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweisen sich die Maßnahmen als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet ist die Maßnahme im Szenario A2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei ca. 53%.

Szenario Kohleausstieg 2038 (C 2038*)

Auch bei einem Kohleausstieg bis spätestens 2038 wie von der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung beschlossen erweist sich die Maßnahme als wirksam. So kann die Maßnahme beispielsweise im NNF 2204 die Auslastung auf den Stromkreisen zwischen Hanekenfähr und Gronau bei Ausfall des parallelen Systems von 142,2% auf 71,2% reduzieren.

Alternativen

Zur Maßnahme M491 sind keine naheliegenden netztechnischen Alternativen erkennbar.

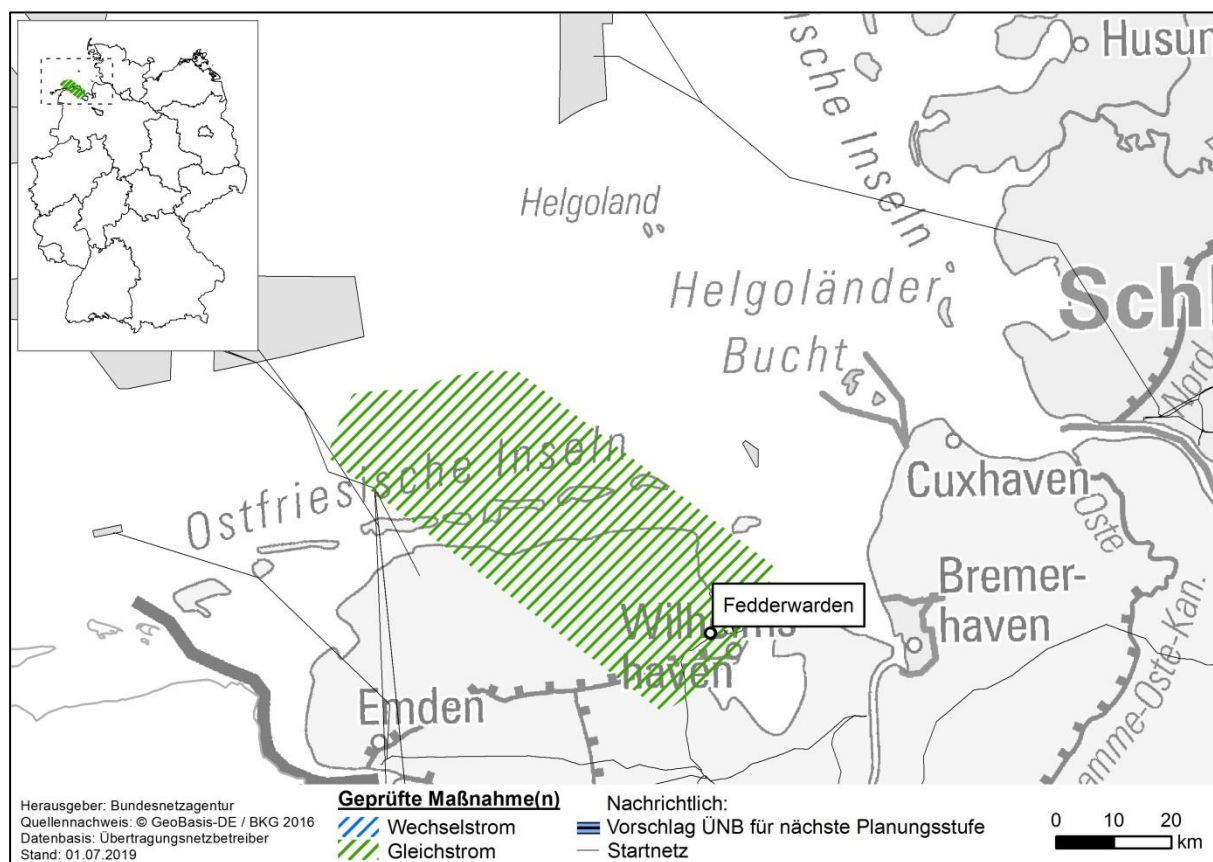
Bewertung

Die Maßnahme erweisen sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und sie beseitigt in einer hinreichenden Zahl von Stunden Engpässe. Dadurch trägt sie dazu bei, in erheblichem Umfang Engpassmanagement einzusparen.

Auf einen Blick

P315		M491
wirksam		X
erforderlich		X
Auslastung	Durchschnitt	32,3%
	Maximum	53%
NOVA		V
Trassenlänge in km	Bestand	
	Ausbau	47
bestätigt		Ja

P328: DC-Netzausbau: Errichtung eines DC-Interkonnektors zwischen Deutschland und Großbritannien (NeuConnect)



Das Projekt P328 mit der Maßnahme M534 ist eine, von einem Drittinvestor geplante Gleichstromverbindung zwischen Großbritannien und Deutschland.

Der Vorhabenträger strebt eine Gesamtinbetriebnahme des Projekts im Jahr 2024 an.

Streckenmaßnahme M534: Fedderwarden – Großbritannien

Die Maßnahme wird bestätigt.

Beschreibung

Die Maßnahme M534 ist als HGÜ-Verbindung zwischen dem Umspannwerk Fedderwarden und der Isle of Grain in Großbritannien geplant. Die Übertragungskapazität soll 1,4GW betragen.

Volkswirtschaftliche Analyse

Da es sich bei der Maßnahme um einen Interkonnektor handelt, welcher der Erhöhung der grenzüberschreitenden Kapazität dient, wird die Bewertung anhand der vom Gutachter erstellten volkswirtschaftlichen Analyse vorgenommen.

Die Maßnahme M534 weist in Szenario C2030 einen durchweg positiven Mehrwert auf. Sowohl Konsumenten-, als auch Produzentenrente sind positiv, ebenso wie das Potential zur Vermeidung von Redispatch. In Szenario

C 2038** wird zwar durch die Maßnahme die Konsumentenrente leicht reduziert, jedoch wirkt sie sich positiv sowohl auf die Redispatch- und Verlustkosten, als auch auf die Produzentenrente in Deutschland aus. Insbesondere durch die Vermeidung von Redispatchkosten hat die Maßnahme auch in diesem Szenario insgesamt einen positiven Mehrwert für Konsumenten in Deutschland. In Summe ergibt sich sowohl im Szenario C2030 als auch im Kohleausstiegsszenario C 2038** ein Mehrwert für den deutschen Netzkunden. Die Klimaverträglichkeit der Maßnahme M534 wird ebenfalls langfristig positiv bewertet.

Konsultation

Ein Konsultationsteilnehmer merkt an, dass das Projekt grundsätzlich einen Beitrag zur Entlastung im Übertragungsnetz im niedersächsischen Küstenraum leisten kann.

Die Bundesnetzagentur teilt diese Auffassung. Die Berechnungen des Gutachters zeigen Einsparungen, sowohl beim Redispatch, als auch bei Abregelungen von Erneuerbaren Energien durch die Maßnahme M534. Sie führt somit zu einer Entlastung des deutschen Übertragungsnetzes.

Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in den betrachteten Szenarien als volkswirtschaftlich sinnvoll. Sowohl der energie-wirtschaftliche Mehrwert, als auch die Klimaverträglichkeit erscheinen positiv.

Auf einen Blick

P328	Mehrwert des Projektes	C2030 (IAEW)	C 2038* (IAEW)
	Einsparung an marktbasieren Erzeugungskosten in Europa (Mio. €)	28,4	40,0
Wirtschaft-lichkeit	Erhöhung der Produzentenrente in DE (Mio. €)	34,8	130,9
	Erhöhung der Konsumentenrente in DE (Mio. €)	7,2	-68,4
	Einsparung an Redispatch- und Verlustkosten in DE (Mio. €)	50,0	260,0
Klima-verträglichkeit	Einsparung an EE-Abregelungen gesamt in DE (TWh)	0,3	1,8
	Einsparung an CO ₂ -Emissionen gesamt in DE (1000 t)	-169,6	547,8

P352: Lastflussteuernde Maßnahme am Standort Grohnde

Das Projekt P352 mit der Maßnahme M531 wird im Netzentwicklungsplan 2019-2030 erstmals geprüft. Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Inbetriebnahme bis spätestens 2030 an. Die Prüfung erfolgt im Szenario C 2030 unter Berücksichtigung der neun bestätigten Ad-hoc-Maßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan 2017-2030.

Punktmaßnahme M531: Phasenschiebertransformatoren Grohnde

Maßnahme M531 wird nicht bestätigt.

Beschreibung

Im Rahmen der Maßnahme M531 möchten die Übertragungsnetzbetreiber Phasenschiebertransformatoren am Standort Grohnde errichten, um die Leistungsflüsse auf den Leitungen in Richtung Würzgassen steuern zu können. Indirekt ergibt sich durch die Phasenschiebertransformatoren die Möglichkeit, die Leistungsflüsse im Übertragungsnetz in der gesamten Region positiv zu beeinflussen.

Volkswirtschaftlicher Nutzen

Mit der Maßnahme sollen die Lastflüsse im deutschen Übertragungsnetz optimal gesteuert werden. Der Nutzen der Maßnahme liegt deshalb nicht in der Schaffung zusätzlicher Übertragungskapazität, sondern darin, bestehende Leitungen besser zu nutzen. In diesem Zusammenhang prüft die Bundesnetzagentur, wie viel Engpassmanagement durch die Maßnahme eingespart werden kann. Es wird analog zu der Bewertung der Ad-hoc-Maßnahmen eine Wirtschaftlichkeitsanalyse durchgeführt. Die Maßnahme M531 weist in der Einzelprüfung einen wirtschaftlichen Nutzen von 13 Mio. € aus. Bei Investitionskosten von 112 Mio. € amortisiert sie sich damit nach weniger als 9 Jahren Betriebszeit.

Ergebnis

Die Maßnahme kann die Engpassmanagementkosten im Jahr 2030 reduzieren. Die Amortisationszeit der Maßnahme ist aber, verglichen mit anderen Phasenschiebertransformatoren, lang. Da eine Inbetriebnahme im Jahr 2030 geplant ist, schlägt die Bundesnetzagentur eine erneute Prüfung der Maßnahme unter den geänderten Rahmenbedingungen des Netzentwicklungsplans 2021-2035 vor.

P353: Lastflusssteuernde Maßnahme am Standort Twistetal

Das Projekt P353 mit der Maßnahme M532 wird im Netzentwicklungsplan 2019-2030 erstmals geprüft. Es wurde von den Übertragungsnetzbetreibern als Ad-Hoc-Projekt eingereicht und als solches von der Bundesnetzagentur geprüft (zur Vorgehensweise B5.8). Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Inbetriebnahme bis spätestens 2025 an. Die Prüfung erfolgt im Szenario B2025 unter Berücksichtigung der neun bestätigten Ad-hoc-Maßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan 2017-2030.

Punktmaßnahme M532: Phasenschiebertransformatoren Twistetal

Maßnahme M532 wird als Ad-Hoc-Maßnahme bestätigt.

Beschreibung

Im Rahmen der Maßnahme M532 möchten die Übertragungsnetzbetreiber Phasenschiebertransformatoren am Standort Twistetal errichten, um die Leistungsflüsse auf den Leitungen in Richtung Borken steuern zu können. Indirekt ergibt sich durch die Phasenschiebertransformatoren die Möglichkeit die Leistungsflüsse im Übertragungsnetz in der gesamten Region positiv zu beeinflussen.

Volkswirtschaftlicher Nutzen

Die Kriterien der Wirksamkeit und Erforderlichkeit finden bei der Prüfung von Ad-Hoc-Maßnahmen keine Berücksichtigung. Stattdessen wird eine Wirtschaftlichkeitsanalyse durchgeführt. Die Maßnahme M532 weist in der Einzelprüfung einen wirtschaftlichen Nutzen von 146 Mio.€ über den Betrachtungszeitraum von vier Jahren auf. Bei Investitionskosten von 112 Mio.€ amortisiert sie sich damit nach etwa drei Jahren Betriebszeit.

Ergebnis

Die Maßnahme stiftet im betrachteten Zeitraum einen Nutzen, der die Investitionskosten übersteigt. Bereits nach drei Jahren hat sie ihre Investitionskosten verdient und kann auch in der Zeit danach noch signifikante Einsparungen generieren.

P354: Lastflussteuernde Maßnahme am Standort Wahle

Das Projekt P354 mit der Maßnahme M533 wird im Netzentwicklungsplan 2019-2030 erstmals geprüft. Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Inbetriebnahme bis spätestens 2030 an. Die Prüfung erfolgt im Szenario C 2030 unter Berücksichtigung der neun bestätigten Ad-hoc-Maßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan 2017-2030.

Punktmaßnahme M533: Phasenschiebertransformatoren Wahle

Maßnahme M533 wird nicht bestätigt.

Beschreibung

Im Rahmen der Maßnahme M533 möchten die Übertragungsnetzbetreiber Phasenschiebertransformatoren am Standort Wahle errichten, um die Leistungsflüsse auf den Leitungen in Richtung Mecklar steuern zu können. Indirekt ergibt sich durch die Phasenschiebertransformatoren die Möglichkeit, die Leistungsflüsse im Übertragungsnetz in der gesamten Region positiv zu beeinflussen.

Volkswirtschaftlicher Nutzen

Mit der Maßnahme sollen die Lastflüsse im deutschen Übertragungsnetz optimal gesteuert werden. Der Nutzen der Maßnahme liegt deshalb nicht in der Schaffung zusätzlicher Übertragungskapazität, sondern darin, bestehende Leitungen besser zu nutzen. In diesem Zusammenhang prüft die Bundesnetzagentur, wie viel Engpassmanagement durch die Maßnahme eingespart werden kann. Es wird analog zu der Bewertung der Ad-hoc-Maßnahmen eine Wirtschaftlichkeitsanalyse durchgeführt. Die Maßnahme M533 weist in der Einzelprüfung einen wirtschaftlichen Nutzen von 4,5 Mio. € aus. Bei Investitionskosten von 112 Mio. € amortisiert sie sich damit nach ca. 25 Jahren Betriebszeit.

Ergebnis

Die Maßnahme kann die Engpassmanagementkosten im Jahr 2030 nur leicht reduzieren. Die Amortisationszeit der Maßnahme ist aber, verglichen mit anderen Phasenschiebertransformatoren, lang. Da eine Inbetriebnahme im Jahr 2030 geplant ist, schlägt die Bundesnetzagentur eine erneute Prüfung der Maßnahme unter den geänderten Rahmenbedingungen des Netzentwicklungsplans 2021-2035 vor.

P357: Lastflussteuernde Maßnahme am Standort Güstrow

Das Projekt P357 mit der Maßnahme M566 wird im Netzentwicklungsplan 2019-2030 erstmals geprüft. Es wurde von den Übertragungsnetzbetreibern als Ad-Hoc-Projekt eingereicht und als solches von der Bundesnetzagentur geprüft (zur Vorgehensweise B5.8). Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Inbetriebnahme bis spätestens 2025 an. Die Prüfung erfolgt im Szenario B2025 unter Berücksichtigung der neun bestätigten Ad-hoc-Maßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan 2017-2030.

Punktmaßnahme M566: Phasenschiebertransformatoren Güstrow

Maßnahme M566 wird als Ad-Hoc-Maßnahme bestätigt.

Beschreibung

Im Rahmen der Maßnahme M566 möchten die Übertragungsnetzbetreiber Phasenschiebertransformatoren am Standort Güstrow errichten, um die Leistungsflüsse auf den Leitungen in Richtung Görries steuern zu können. Indirekt ergibt sich durch die Phasenschiebertransformatoren die Möglichkeit die Leistungsflüsse im Übertragungsnetz in der gesamten Region positiv zu beeinflussen.

Volkswirtschaftlicher Nutzen

Die Kriterien der Wirksamkeit und Erforderlichkeit finden bei der Prüfung von Ad-Hoc-Maßnahmen keine Berücksichtigung. Stattdessen wird eine Wirtschaftlichkeitsanalyse durchgeführt. Die Maßnahme M566 weist in der Einzelprüfung einen wirtschaftlichen Nutzen von 484 Mio.€ über den Betrachtungszeitraum von vier Jahren auf. Bei Investitionskosten von 112 Mio.€ amortisiert sie sich damit nach weniger als einem Jahr Betriebszeit.

Ergebnis

Die Maßnahme stiftet im betrachteten Zeitraum einen Nutzen, der die Investitionskosten übersteigt. Bereits nach einem Jahr hat sie ihre Investitionskosten verdient und kann auch in der Zeit danach noch signifikante Einsparungen generieren.

P358: Südraum-Umstellung Regelzone 50Hertz

Das Projekt P358 mit der Maßnahme M567 wird im Netzentwicklungsplan 2019-2030 erstmals geprüft. Es wurde von den Übertragungsnetzbetreibern ursprünglich als horizontale Punktmaßnahme für das Zieljahr 2030 eingereicht. Im Rahmen der Konsultation haben die Übertragungsnetzbetreiber das Konzept überarbeitet und zur Entlastung der 380 kV Struktur durch optimale Nutzung der 220 kV Struktur ab 2025 eingereicht. Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Inbetriebnahme bis 2025 an.

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

Die Maßnahme M567 wird bestätigt.

Beschreibung

Im Rahmen der Maßnahme M567 möchten die Übertragungsnetzbetreiber zwei 380/220-kV Netzkuppeltransformatoren in Lauchstädt und einen 380/220-kV Netzkuppeltransformator in Weida errichten, um insbesondere die Überlastungen auf den 380-kV Leitungen zwischen Lauchstädt und Vieselbach zu verringern und damit den Redispatchbedarf zu senken. Die Überlastungen können damit jedoch nicht vollständig behoben werden, dies wird erst mit der Inbetriebnahme des Projektes P150 im Jahr 2028 erreicht. Damit entfaltet die Maßnahme im wesentlichen ihren Nutzen im Zeitraum 2025 bis 2028. Daher hat die Bundesnetzagentur sich zu einer mit der Bewertung der Ad-Hoc-Maßnahmen vergleichbaren Prüfung entschieden (siehe Abschnitt Prüfung von Ad-hoc-Maßnahmen). Hierfür wurde untersucht, inwieweit die Maßnahme im Szenario B2025 im angenommenen Netzausbauzustand des Jahres 2025 hilft, Redispatch bzw. Einspeisemanagement zu einzusparen.

Volkswirtschaftlicher Nutzen

Die Kriterien der Wirksamkeit und Erforderlichkeit finden bei der Prüfung dieser Maßnahme keine Berücksichtigung. Stattdessen wird eine Wirtschaftlichkeitsanalyse durchgeführt. Die Maßnahme M567 weist in der Prüfung einen wirtschaftlichen Nutzen von 168 Mio.€ über den Betrachtungszeitraum von vier Jahren auf. Bei Investitionskosten von etwa 50 Mio.€ amortisiert sie sich damit bereits nach weniger als einem Jahr Betriebszeit.

Ergebnis

Die Maßnahme stiftet im betrachteten Zeitraum einen Nutzen, der die Investitionskosten übersteigt. Bereits nach einem Jahr hat sie ihre Investitionskosten verdient.

Punktmaßnahme M567a: Zwei 380/220-kV-Netzkuppeltransformatoren in Weida

Die Maßnahme M567a wird nicht bestätigt.

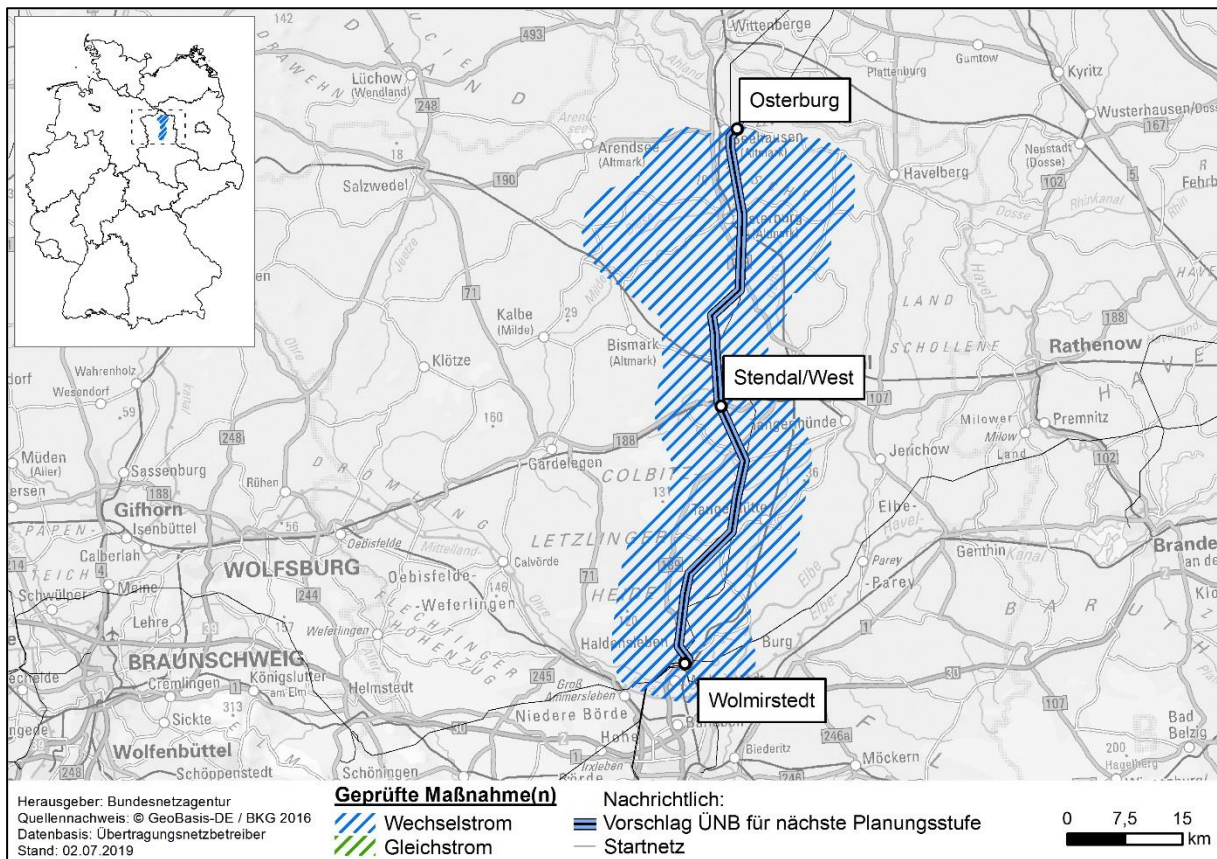
Beschreibung

Im Rahmen der Maßnahme M567a möchten die Übertragungsnetzbetreiber perspektivisch zwei 380/220-kV Netzkuppeltransformatoren in Weida errichten. Das Ziel des Projektes ist es, die derzeitigen Anforderungen an die Sicherheit der Kundenversorgung über das allein aus Weida gespeiste 220/110-kV-Umspannwerk Herlasgrün weiterhin gewährleisten zu können.

Ergebnis

Die Übertragungsnetzbetreiber haben keine weitergehende Begründung für die Maßnahme eingereicht, die von der Bundesnetzagentur überprüft und damit Grundlage einer Bestätigung werden konnte. Da es sich lediglich um eine „perspektivische“ Errichtung handelt, ist davon auszugehen, dass eine konkretere Planung und Begründung gegebenenfalls im Netzentwicklungsplan 2021-2035 erfolgen wird.

P359: Osterburg – Stendal/West – Wolmirstedt



Das Projekt P359 wurde mit der Maßnahme M571 erstmals im Entwurf des Netzentwicklungsplans 2019-2030 identifiziert. Die Bundesnetzagentur hat das Projekt in ihrer Schwachstellenanalyse des BBP-Netzes zunächst als möglicherweise geeignet identifiziert und daher sequenziell – unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Elemente – geprüft. Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Gesamteinbetriebnahme des Projektes bis zum Jahr 2030 an.

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Sachsen - Anhalt.

Streckenmaßnahme M571: Osterburg – Stendal/West – Wolmirstedt

Die Maßnahme M571 wird bestätigt.

Beschreibung

Vom neuen Standort im Suchraum der Stadt Osterburg über Stendal/West nach Wolmirstedt wird die bestehende 380-kV-Freileitung Putlitz/Süd / Perleberg – Stendal/West auf rund 67 Kilometern Länge durch einen 380-kV-Leitungsneubau mit Hochstrombeseilung im bestehenden 380-kV-Trassenraum verstärkt. Zur Umsetzung der Maßnahme werden auf den entsprechenden Leitungsabschnitten zunächst Masterhöhungen vorgenommen, um die technischen und betrieblichen Voraussetzungen für den Einsatz des witterungsabhängigen Freileitungsbetriebes (WAFB) zu schaffen. Zu einem späteren Zeitpunkt erfolgt eine Umbeseilung mit HTLS, um dauerhaft die Übertragungsfähigkeit zu steigern.

Wirksamkeit

Die Maßnahme erweist sich in allen drei betrachteten Szenarien als wirksam. Sie sorgt auf den Stromkreisen von Osterburg über Stendal/West nach Wolmirstedt für (n-1)-Sicherheit. Ohne die Maßnahme M571 ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Osterburg und Stendal/West in der Stunde 1228 des Szenarios B 2030 mit 133% belastet, wenn einer der parallelen Stromkreise ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahmen M571 reduziert sich die Auslastung dann auf 84%. Ähnliche Situationen treten in mehreren Stunden und in den unterschiedlichen Szenarien auf.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweisen sich die Maßnahmen als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet ist die Maßnahme im Szenario A 2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei ca. 49%.

Szenario Kohleausstieg 2038 (C 2038*)

Auch bei einem Kohleausstieg bis spätestens 2038 wie von der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung beschlossen erweisen sich die Maßnahmen als wirksam. So ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Osterburg und Stendal/West in der Stunde 2206 des Szenarios C 2038* mit 151% belastet, wenn einer der parallelen Stromkreise ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahme M571 reduziert sich die Auslastung dann auf 94%.

Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

Auf einen Blick

P359		M571
wirksam		X
erforderlich		X
Auslastung	Durchschnitt	16%
	Maximum	49%
NOVA		V
Trassenlänge in km	Bestand	67
	Ausbau	
Bestätigt		Ja

P360: Blindleistungskompensationsanlagen in der Regelzone der 50Hertz Transmission GmbH

Die Maßnahme wurde im Netzentwicklungsplan 2019-2030 erstmalig von den Übertragungsnetzbetreibern beantragt und von der Bundesnetzagentur geprüft. Das Projekt umfasst Blindleistungskompensationsanlagen zur Einhaltung der Spannungsgrenzen und Wahrung der Spannungsstabilität im Netzgebiet der 50 Hertz Transmission GmbH.

Es werden die Anlagen berücksichtigt, die bis zum Jahr 2030, dem Zieljahr dieser Bestätigung, beantragt werden.

Das Projekt beinhaltet Drosselspulen an den Standorten Eula, Jessen/Nord, Pulgar, Altdöbern, Putlitz/Süd, Alttrentow/Süd sowie im Rahmen einer Hybrid-STATCOM Anlage in Ragow mit einer aufsummierten statisch induktiven Blindleistung von 1,45 Gvar.

Darüber hinaus beinhaltet das Projekt mechanisch schaltbare Kondensatorbänke an den Standorten Vieselbach und im Rahmen einer Hybrid-STATCOM Anlage in Lauchstädt mit einer aufsummierten statisch kapazitiven Blindleistung von 0,80 Gvar.

Als dritten Punkt beinhaltet das Projekt STATCOM-Anlagen zur dynamischen Bereitstellung von Blindleistung an den Standorten Altenfeld, Röhrsdorf, Ragow Siedenbrünzow und in der Region Hamburg. Am Standort Neuenhagen ist ein rotierender Phasenschieber zur dynamischen Blindleistungsbereitstellung vorgesehen. Des Weiteren werden in dem Projekt weitere Blindleistungskompensationsanlagen zur dynamischen Bereitstellung von Blindleistung ohne Benennung konkreter Standorte beantragt. In Summe haben alle diese beantragten Anlagen eine Blindleistung von 11,10 Gvar zur dynamischen Bereitstellung.

Die Bundesnetzagentur bestätigt auf Grundlage der im „Prüfung von Blindleistungs-kompensationsanlagen“ beschriebenen Methodik folgende Blindleistungsbudgets für die Regelzone der 50 Hertz Transmission GmbH, welche zur Umsetzung der beantragten Kompensationsanlagen zur Verfügung stehen.

- 1,45 Gvar statisch induktiver Blindleistung
- 0,80 Gvar statisch kapazitiver Blindleistung
- 5,50 Gvar dynamischer Blindleistung

Die Bundesnetzagentur bestätigt nicht die von den Übertragungsnetzbetreibern im Zusammenhang mit dem rotierenden Phasenschieber in Neuenhagen aufgeführte Erweiterung für die Anbindung einer Gasturbine.

P363: Leistungsflusssymmetrierung und Netzoptimierung

Punktmaßnahme M449: Neubau-Schaltanlage Grabowhöfe

Die Maßnahmen M449 wird nicht bestätigt.

Beschreibung

Mit der Maßnahme M449 soll ein 380-kV-Stromkreis von Güstrow nach Siedenbrünzow, ein Stromkreis von Güstrow nach Putlitz/Süd und ein Stromkreis von Siedenbrünzow nach Putlitz/Süd in eine neue 380-kV-Schaltanlage Grabowhöfe eingeführt werden. Durch die sich damit ergebenden drei Doppelsysteme von Grabowhöfe nach Güstrow, Siedenbrünzow und Putlitz/Süd, sollen Leistungsflüsse vergleichmäßig werden.

Wirksamkeit

Die Maßnahme behebt zwar Überlastungen in (n-1)-Fällen, jedoch werden mit der Maßnahme andere durch den jeweiligen (n-1)-Fall aufgetretene Überlastungen noch deutlich erhöht.

Alternativen

Zu der Maßnahme M449 sind keine naheliegenden netztechnischen Alternativen erkennbar.

Bewertung

Die Maßnahme erweist sich nicht als wirksam und die bisher vorgetragenen Argumente für die Maßnahme rechtfertigen keine Bestätigung unter dem Gesichtspunkt der sonstigen Erwägungen.

Punktmaßnahme M581: Neubau-Schaltanlage Suchraum Stadt Landsberg

Die Maßnahmen M581 wird nicht bestätigt.

Beschreibung

Mit der Maßnahme M581 soll ein 380-kV-Stromkreis von Jessen/Nord nach Marke, ein Stromkreis von Jessen/Nord nach Lauchstädt und ein Stromkreis von Marke nach Lauchstädt in eine neue 380-kV-Schaltanlage im Suchraum Stadt Landsberg eingeführt werden. Durch die sich damit ergebenden drei Doppelsysteme von der Station im Suchraum Stadt Landsberg nach Jessen/Nord, Marke und Lauchstädt, sollen Leistungsflüsse vergleichmäßig werden.

Wirksamkeit

Die Maßnahme erweist sich in keinem der drei betrachteten Szenarien als wirksam.

Alternativen

Zu der Maßnahme M581 sind keine naheliegenden netztechnischen Alternativen erkennbar.

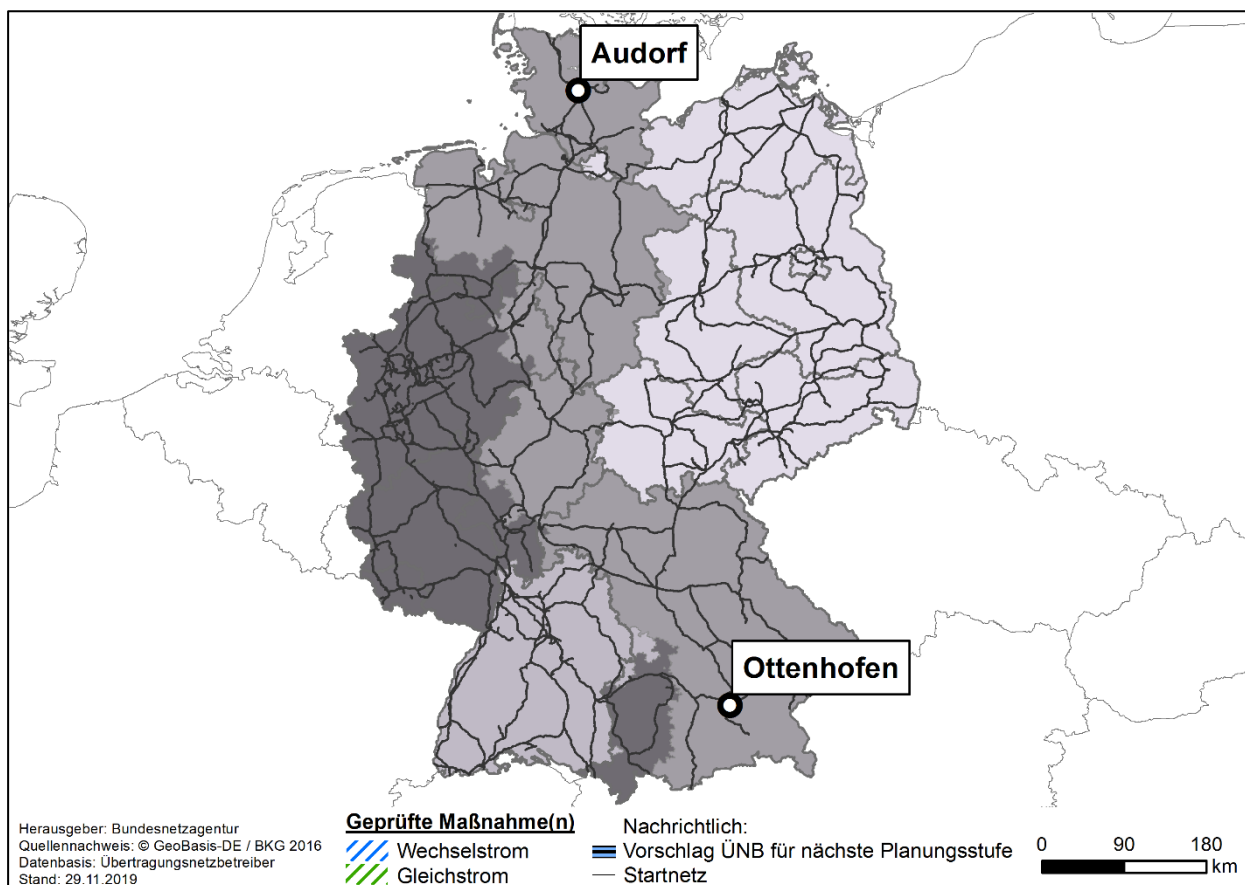
Bewertung

Die Maßnahme erweist sich nicht als wirksam und die bisher vorgetragenen Argumente für die Maßnahme rechtfertigen keine Bestätigung unter dem Gesichtspunkt der sonstigen Erwägungen.

Auf einen Blick

P363		M449	M581
wirksam		nein	nein
NOVA		V	V
Trassenlänge in km	Bestand	-	-
	Ausbau	-	-
Bestätigt		Nein	Nein

P365: Netzbooster-Pilotanlage Audorf/Süd-Ottenhofen



Das Projekt P365 mit der Maßnahme M583 ist erstmals im Netzentwicklungsplan 2019-2030 beantragt. Das Projekt dient der Errichtung einer Pilotanlage zur Erprobung eines innovativen Konzeptes zur Höherauslastung des Übertragungsnetzes (dazu vgl. B5.10 Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.. Die Prüfung der Wirtschaftlichkeit erfolgt in den Szenarien B2025 und C2030 im Iterationsnetz unter Berücksichtigung lastflussteuender Elemente und höherer Auslastung der Bestandsnetze durch Freileitungsmonitoring und weiterer Innovationen, deren Umsetzung und Wirkung bereits heute konkret beschreibbar sind.

Punktmaßnahme M583: 100 MW Netzbooster-Anlagen an den Standorten Audorf/Süd und Ottenhofen

Die Maßnahme M583 wird bestätigt.

Beschreibung

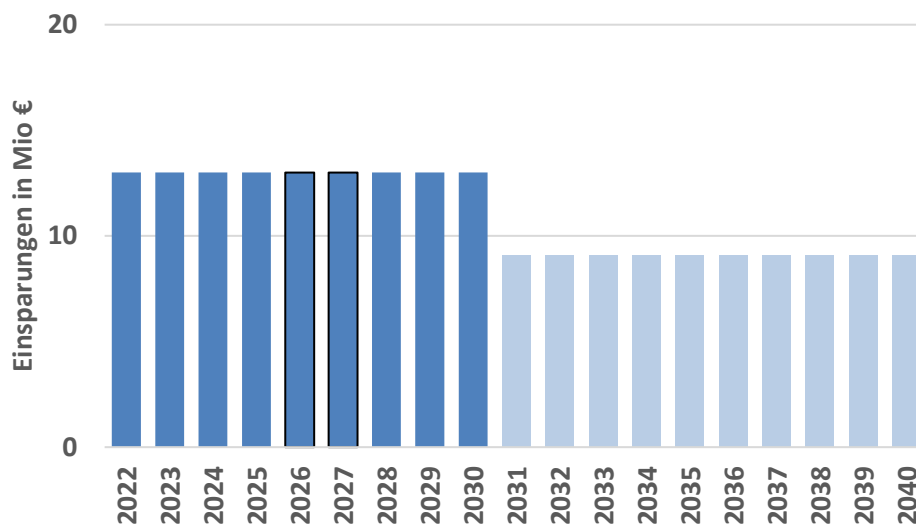
An den Standorten Audorf/Süd und Ottenhofen planen die Übertragungsnetzbetreiber Netzboosteranlagen mit einer Größe von jeweils 100 MW zu errichten. Diese sollen an beiden Standorten als Batteriespeicher mit einer Kapazität von jeweils 100 MWh ausgeführt werden. Darüber hinaus werden Erweiterung an Schutz und Leittechnik erforderlich.

Die Maßnahme wird zur Erprobung der reaktiven Netzbetriebsführung eingesetzt. Die weiträumige Anordnung der Maßnahme dient dazu, eine Wirkung auf viele Leitungen zu erzielen. Damit trägt sie zur höheren Auslastung des bestehenden Netzes und zur Vermeidung von Redispatch und EE-Abregelungen bei. Darüber hinaus

kann das Projekt einen Beitrag zur dynamischen Blindleistungserbringung leisten.

Wirtschaftlichkeitsanalyse

Nachfolgend sind die Einsparungen der Netzengpassmanagementkosten durch die Maßnahme M583 dargestellt. Der Darstellung liegen Berechnungen aus den Szenarien B2025 und C2030 zugrunde. Die Einsparungen während der Pilotanwendung sind dunkler dargestellt, als die Einsparungen im langfristigen Betrieb.



Die Maßnahme erzielt bereits im Zeitraum der Pilotanwendung einen Großteil Ihrer Einsparungen, kann aber auch langfristig noch einen wirtschaftlichen Nutzen generieren. Die Übertragungsnetzbetreiber geben Investitionskosten in Höhe von 160 Mio. € an. Zusätzlich verweisen sie auf den zusätzlichen Nutzen durch die Bereitstellung dynamischer Blindleistung durch die Anlage, der durch die Bundesnetzagentur mit 26 Mio. € monetarisiert wird. Damit ergeben sich effektive Kosten der Anlage in Höhe von 134 Mio. €. Unter Berücksichtigung dieser Investitionskosten beträgt die Amortisationszeit weniger als 11 Jahren.

Bewertung

Die Maßnahme M625 kann ein Beitrag zur Erprobung des reaktiven Betriebsführungskonzeptes leisten. Auch wenn das Zielkonzept der reaktiven Netzbetriebsführung noch weiterer Analysen bedarf, spart die Anlage bereits während der Pilotanwendung einen Großteil ihrer Investitionskosten. Ihre Amortisationszeit liegt unter 11 Jahren. Sie ist für die Pilotanwendung eines innovativen Konzeptes geeignet.

P400: Sammelprojekt für Q-Kompensationsanlagen in der Regelzone der TenneT TSO GmbH

Die Maßnahme wurde im Netzentwicklungsplan 2019-2030 erstmalig von den Übertragungsnetzbetreibern beantragt und von der Bundesnetzagentur geprüft. Das Projekt umfasst Blindleistungskompensationsanlagen zur Einhaltung der Spannungsgrenzen und Wahrung der Spannungsstabilität im Netzgebiet der TenneT TSO GmbH.

Es werden die Anlagen berücksichtigt, die bis zum Jahr 2030, dem Zieljahr dieser Bestätigung, beantragt werden.

Das Projekt beinhaltet Drosselpulen an den Standorten Klixbüll/Süd, Conneforde/Ost, Fedderwarden, Ganderkese, Hattorf, Landesbergen, Gießen/Nord, Großkrotzenburg, Twistetal, Würzgassen, Etzenricht, Schwandorf, Irsching und Ottenhofen mit einer aufsummierten statisch induktiven Blindleistung von 2,04 Gvar.

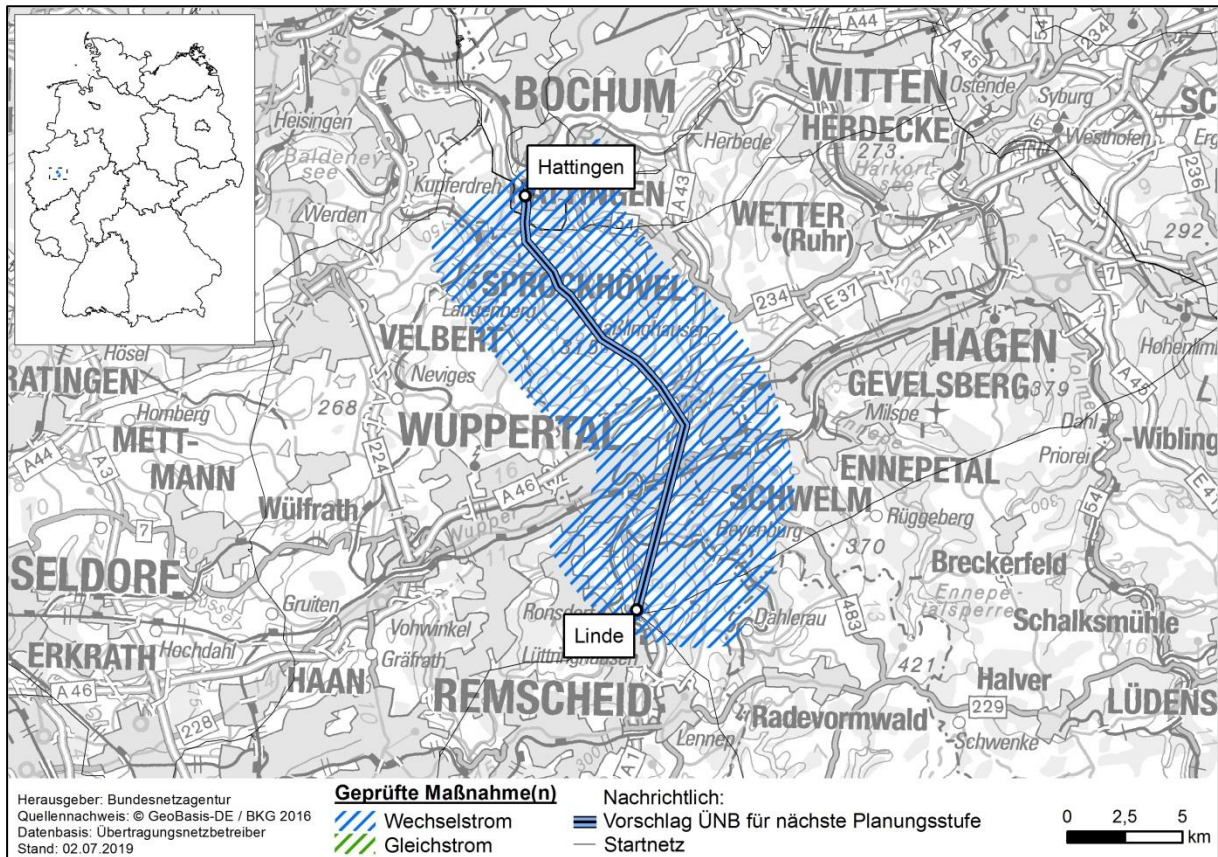
Darüber hinaus beinhaltet das Projekt mechanisch schaltbare Kondensatorbänke an den Standorten Klixbüll/Süd, Grohnde, Etzenricht sowie acht weiteren, bislang nicht näher bezeichneten Standorten mit einer aufsummierten statisch kapazitiven Blindleistung von insgesamt 3,10 Gvar.

Als dritten Punkt beinhaltet das Projekt eine STATCOM-Anlage zur dynamischen Bereitstellung von Blindleistung am Standort Landesbergen. Des Weiteren werden in dem Projekt weitere Blindleistungskompensationsanlagen zur dynamischen Bereitstellung von Blindleistung ohne Benennung konkreter Standorte in der Regelzone der TenneT TSO GmbH beantragt. In Summe haben alle diese beantragten Anlagen eine Blindleistung von 6,30 Gvar zur dynamischen Bereitstellung.

Die Bundesnetzagentur bestätigt auf Grundlage der im „Prüfung von Blindleistungs-kompensationsanlagen“ beschriebenen Methodik folgende Blindleistungsbudgets für die Regelzone der TenneT TSO GmbH, welche zur Umsetzung der beantragten Kompensationsanlagen zur Verfügung stehen.

- 0,50 Gvar statisch induktiver Blindleistung
- 3,10 Gvar statisch kapazitiver Blindleistung
- 6,10 Gvar dynamischer Blindleistung

P403: Netzverstärkung Hattingen - Linde



Das Projekt P403 mit der Maßnahme M603 wird im Netzentwicklungsplan 2019-2030 erstmalig geprüft. Die Bundesnetzagentur hat das Projekt in ihrer Schwachstellenanalyse des BBP-Netzes im Netzentwicklungsplan 2019-2030 zunächst als möglicherweise geeignet identifiziert und daher geprüft. Die Prüfung erfolgt im Iterationsnetz unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Elemente, höherer Auslastung der Bestandsnetze durch Freileitungsmonitoring und weiterer Innovationen, deren Umsetzung und Wirkung bereits heute konkret beschreibbar sind. Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Gesamtinbetriebnahme des Projektes bis zum Jahr 2030 an.

Mit dem Projekt P403 wird der Region neue Übertragungskapazität geschaffen. Dadurch können die bisher überlasteten parallelen Leitungen in Richtung Süden entlastet werden. Insbesondere auf der Verbindung zwischen Punkt Günningfeld, Eiberg und Mettmann treten in allen Szenarien deutliche Überlastungen auf, wobei auf den Leitungen selbst keine Netzverstärkung gemäß NOVA möglich ist um die Überlastungen zu beheben. Das Projekt P403 kann dieses Problem lösen wobei zusätzlich die Verbindung von Kruckel nach Garenfeld entlastet werden kann.

Streckenmaßnahme M603: Hattingen - Linde

Die Maßnahme M603 wird bestätigt.

Beschreibung

Mit der Maßnahme M603 soll ein neues 380-kV-Doppelsystem durch Neubau von Hattingen nach Linde realisiert werden. Der Neubau soll in einer bestehenden 220kV Trasse, die derzeit auf 110kV betrieben wird, erfolgen. Möglicherweise wird im Zuge der Maßnahme ein Neubau der Anlage Linde erforderlich. Deren Erforderlichkeit wurde nicht nachgewiesen und bleibt einer weiteren Detailprüfung vorbehalten.

Wirksamkeit

Die Maßnahme erweist sich in allen geprüften Szenarien als wirksam. Sie sorgt unter anderem auf den Stromkreisen zwischen Punkt Gunningfeld und Eiberg für (n-1)-Sicherheit. Beispielsweise beträgt in der Stunde 307 des Szenarios B2030 die Auslastung des Stromkreises zwischen Punkt Gunningfeld und Eiberg 128,4% bei Ausfall des Systems zwischen Hüllen und Eiberg. Mit der Maßnahme reduziert sich die Auslastung in diesem Fall auf 96,2%.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweisen sich die Maßnahmen als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet ist die Maßnahme im Szenario B2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei ca. 45%.

Szenario Kohleausstieg 2038 (C 2038*)

Auch bei einem Kohleausstieg bis spätestens 2038 wie von der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung beschlossen erweist sich die Maßnahme als wirksam. So kann die Maßnahme beispielsweise im NNF 425 die Auslastung auf dem Stromkreis zwischen Punkt Gunningfeld und Eiberg in der oben beschriebenen Ausfallsituation von 149,5% auf 97,85% reduzieren.

Alternativen

Zur Maßnahme M603 sind keine naheliegenden netztechnischen Alternativen erkennbar.

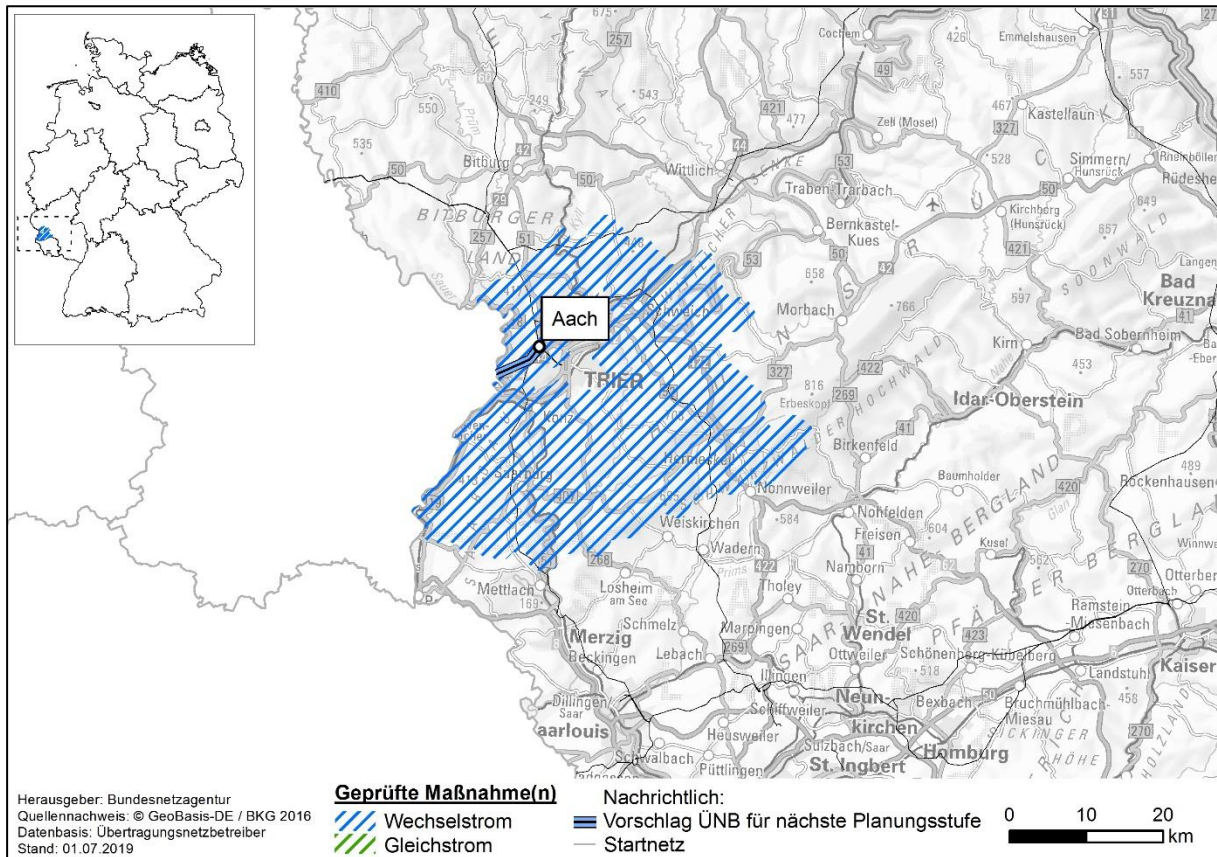
Bewertung

Die Maßnahme erweisen sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und sie beseitigt in einer hinreichenden Zahl von Stunden Engpässe. Dadurch trägt sie dazu bei, in erheblichem Umfang Engpassmanagement einzusparen.

Auf einen Blick

P403		M603
wirksam		X
erforderlich		X
Auslastung	Durchschnitt	12,8%
	Maximum	45%
NOVA		V
Trassenlänge in km	Bestand	25
	Ausbau	
bestätigt		Ja

P406: Aach – Bofferdange



Das Projekt P406 wurde mit der Maßnahme M606 erstmals im Entwurf des Netzentwicklungsplans 2019-2030 identifiziert. Die Bundesnetzagentur hat das Projekt in ihrer Schwachstellenanalyse des BBP-Netzes zunächst als möglicherweise geeignet identifiziert und daher sequenziell – unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Elemente – geprüft. Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Gesamteinbetriebnahme des Projektes bis zum Jahr 2026 an.

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in zwischen Deutschland und Luxemburg.

Streckenmaßnahme M606: Aach – Bofferdange

Die Maßnahme M606 wird bestätigt.

Beschreibung

Im Bereich Aach wird eine neue Umspannanlage errichtet (Netzausbau). Zwischen der neu zu errichtenden Umspannanlage Aach und Bofferdange wird in bestehender 220-kV-Trasse eine neue 380-kV-Leitung mit deutlich erhöhter Übertragungskapazität errichtet (Netzverstärkung). 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 in kommenden Jahren ein deutlicher Lastanstieg ab. Treiber für diesen Anstieg sind u.a. zusätzliche Rechenzentren, neue Industriekunden sowie ein höherer Anteil der Elektromobilität.

Das Projekt P406, wird anders als die restlichen Interkonnektoren außerhalb des EnLAG oder BBPIG, keiner volkswirtschaftlichen Kosten-Nutzen-Analyse unterzogen, sondern wie alle innerdeutschen Projekte auf seine Wirksamkeit und Erforderlichkeit überprüft, da dieser Interkonnektor innerhalb der gemeinsamen Preiszone von Deutschland und Luxemburg verläuft.

Wirksamkeit

Die Maßnahme erweist sich in allen drei betrachteten Szenarien als wirksam. Sie sorgt auf den Stromkreisen zwischen Bauler und der Bundesgrenze zu Luxemburg für (n-1)-Sicherheit. Ohne die Maßnahme M606 ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Bauler und dem Punkt Bundesgrenze (LU) in der Stunde 4266 des Szenarios B 2030 mit 133% belastet, wenn einer der parallelen Stromkreise ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahme M606 reduziert sich die Auslastung dann auf 106%. Ähnliche Situationen treten in mehreren Stunden und in den unterschiedlichen Szenarien auf.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet ist die Maßnahme im Szenario C 2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei ca. 24%.

Szenario Kohleausstieg 2038 (C 2038*)

Auch bei einem Kohleausstieg bis spätestens 2038 wie von der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung beschlossen erweisen sich die Maßnahmen als wirksam. So ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Bauler und dem Punkt Bundesgrenze (LU) in der Stunde 2123 des Szenarios C 2038* mit 154% belastet, wenn einer der parallelen Stromkreise ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahme M606 reduziert sich die Auslastung dann auf 120%.

Alternativen

Als Alternative wäre es grundsätzlich auch denkbar, die nördlichen beiden Stromkreise zwischen Niederstedem und Bofferdange über Bauler, Flebour und Roost zu verstärken. Die Vorzugsvariante hat den Vorteil, dass die nördlichen beiden Stromkreise entlastet werden und somit die unsymmetrische Belastung zwischen den nördlichen und südlichen Stromkreisen vergleichmäßigt wird. Dadurch werden eventuell auftretende Ringflüsse über Luxemburg nicht verstärkt, sondern tendenziell eher verringert. Darüber hinaus wird die Umspannanlage Niederstedem durch die neu zu errichtende Umspannanlage Aach entlastet und hat somit weitere freie Kapazitätsreserven für die Einspeisung aus dem Pumpspeicherkraftwerk Vianden.

Konsultation

Laut eines Konsultationsteilnehmers würde das Projekt P406 vermutlich tatsächlich geringere Netzverluste zur Folge haben, da keine wesentlichen zusätzlichen Transite erfolgen können und eine vorhandene 220-kV-Leitung durch eine neue 380-kV-Leitung mit deutlich höherer Übertragungsfähigkeit ersetzt werden soll. Allerdings würde der Leistungsbedarf Luxemburgs so gering sein, dass schon ein zusätzlicher 220-kV-Stromkreis den erwarteten Zuwachs abdecken könnte.

Die Bundesnetzagentur bewertet den Vorschlag wie folgt: Die Möglichkeit den zu erwartenden Lastanstieg in Luxemburg auch mit einem zusätzlichen 220-kV-Stromkreis zwischen Deutschland und Luxemburg zu gewährleisten wäre ggf. auch eine ausreichende Option den Engpass zu beseitigen. Allerdings ist es Nachhaltiger zwei von den

schon heute existierenden vier 220-kV-Stromkreise gegen zwei 380-kV-Stromkreise mit einer höheren Übertragungsfähigkeit als Neubau in bestehender Trasse zu tauschen, als eine zusätzliche Trasse mit geringerer Spannungsebene zu realisieren. Des Weiteren wird die 220-kV-Struktur nach und nach zurückgebaut und durch die 380-kV-Struktur ersetzt, um den zukünftigen Transportbedarf durch die Umstellung der Energielandschaft gerecht zu werden.

Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

Auf einen Blick

P406		M606
wirksam		X
erforderlich		X
Auslastung	Durchschnitt	11%
	Maximum	24%
NOVA		V
Trassenlänge in km	Bestand	10
	Ausbau	
Bestätigt		Ja

P410: Lastflussteuernde Maßnahme am Standort Enniger

Das Projekt P410 mit der Maßnahme M624 wird im Netzentwicklungsplan 2019-2030 erstmals geprüft. Es wurde von den Übertragungsnetzbetreibern als Ad-Hoc-Projekt eingereicht und als solches von der Bundesnetzagentur geprüft (zur Vorgehensweise B5.8). Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Inbetriebnahme bis spätestens 2025 an. Die Prüfung erfolgt im Szenario B2025 unter Berücksichtigung der neun bestätigten Ad-hoc-Maßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan 2017-2030.

Punktmaßnahme M624: Phasenschiebertransformatoren Enniger

Maßnahme M624 wird als Ad-Hoc-Maßnahme bestätigt.

Beschreibung

Im Rahmen der Maßnahme M624 möchten die Übertragungsnetzbetreiber Phasenschiebertransformatoren am Standort Enniger errichten, um die Leistungsflüsse auf den Leitungen in Richtung Gütersloh steuern zu können. Indirekt ergibt sich durch die Phasenschiebertransformatoren die Möglichkeit die Leistungsflüsse im Übertragungsnetz in der gesamten Region positiv zu beeinflussen.

Volkswirtschaftlicher Nutzen

Die Kriterien der Wirksamkeit und Erforderlichkeit finden bei der Prüfung von Ad-Hoc-Maßnahmen keine Berücksichtigung. Stattdessen wird eine Wirtschaftlichkeitsanalyse durchgeführt. Die Maßnahme M624 weist in der Einzelprüfung einen wirtschaftlichen Nutzen von 79 Mio.€ über den Betrachtungszeitraum von vier Jahren auf. Bei Investitionskosten von 56 Mio.€ amortisiert sie sich damit nach weniger als 3 Jahren Betriebszeit.

Ergebnis

Die Maßnahme stiftet im betrachteten Zeitraum einen Nutzen, der die Investitionskosten übersteigt. Bereits nach 3 Jahren hat sie ihre Investitionskosten verdient und kann auch in der Zeit danach noch signifikante Einsparungen generieren.

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

Die Maßnahme wurde im Netzentwicklungsplan 2019-2030 erstmalig von den Übertragungsnetzbetreibern beantragt und von der Bundesnetzagentur geprüft. Das Projekt umfasst Blindleistungskompensationsanlagen zur Einhaltung der Spannungsgrenzen und Wahrung der Spannungsstabilität im Netzgebiet der Amprion GmbH. Die Maßnahmen M412a, M412b, M412c und M412d beziehen sich auf Anlagen, für die bereits bestätigte Investitionsanträge vorliegen. Daher sind diese kein Bestandteil der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2019-2030 der Bundesnetzagentur mehr, sondern werden als bereits realisiert angenommen.

Es werden die Anlagen berücksichtigt, die bis zum Jahr 2030, dem Zieljahr dieser Bestätigung, beantragt werden.

Das Projekt beinhaltet stationär, spannungssenkende Q-Kompensationsanlagen in den Netzregionen Osnabrück, Grafschaft Bentheim, östliches Ruhrgebiet und Ostwestfalen mit einer aufsummierten statisch induktiven Blindleistung von 1,20 Gvar.

Darüber hinaus beinhaltet das Projekt stationär, spannungshebende Q-Kompensationsanlagen in den Netzregionen Osnabrück, Grafschaft Bentheim, östliches Ruhrgebiet, Ostwestfalen, Rheinland und Siegerland mit einer aufsummierten statisch kapazitiven Blindleistung von 1,80 Gvar.

Als dritten Punkt beinhaltet das Projekt Blindleistungskompensationsanlagen zur dynamischen Bereitstellung von Blindleistung, welche entweder als STATCOM oder als rotierende Phasenschieber auszuführen sind, in den Netzregionen Osnabrück, Grafschaft Bentheim, Niederrhein, westliches Ruhrgebiet, Rheinland, Siegerland, Saarland, Pfalz, Frankfurter Raum, Bayrisch Schwaben. In Summe haben diese beantragten Anlagen eine Blindleistung von 4,20 Gvar zur dynamischen Bereitstellung.

Bewertung

Die Bundesnetzagentur bestätigt auf Grundlage der im „Prüfung von Blindleistungs-kompensationsanlagen“ beschriebenen Methodik folgende Blindleistungsbudgets für die Regelzone der Amprion GmbH, welche zur Umsetzung der beantragten Kompensationsanlagen zur Verfügung stehen.

- 1,00 Gvar statisch induktiver Blindleistung
- 1,80 Gvar statisch kapazitiver Blindleistung
- 3,00 Gvar dynamischer Blindleistung

Konsultation

Ein Konsultationsteilnehmer äußert seine Erwartungshaltung hinsichtlich einer Regionalisierung der bestätigten Kompensationsanlagen.

Die Bundesnetzagentur nimmt dies zur Kenntnis. Sie trifft zum derzeitigen Zeitpunkt jedoch keine über die Antragslage hinausgehende Vorfestlegung in Bezug auf die genauen Standorte der Blindleistungskompensationsanlagen. So wird gewährleistet, dass den Übertragungsnetzbetreibern ausreichende Flexibilität im Bereich der Kompensationsanlagen zur Verfügung stehen, um auf kurzfristige Entwicklungen, beispielsweise bedingt durch den Kohleausstieg, reagieren zu können..

P414: hybride - Elektrolyse

Das Projekt P414 mit der Maßnahme M414 ist erstmals im Netzentwicklungsplan 2019-2030 beantragt. Das Projekt dient der Errichtung einer großtechnischen Power-to-Gas-Anlage zusammen mit Open Grid Europe (OGE).

Die Übertragungsnetzbetreiber geben kein Datum für die Inbetriebnahme des Projektes an.

Punktmaßnahme M414: hybride

Beschreibung

In der Region Lingen planen die Übertragungsnetzbetreiber die Errichtung eines Elektrolyseurs mit einer Leistung von 100 MW. Dieser soll laut Aussage der Übertragungsnetzbetreiber durch den systemdienlichen Einsatz den sicheren und zuverlässigen Betrieb des Übertragungsnetzes gewährleisten. In diesem Raum werden auch von wettbewerblichen Akteuren Projekte geplant.

Die Maßnahmen M414 wird nicht bestätigt.

Prüfung

Die Bundesnetzagentur begrüßt grundsätzlich, dass die Übertragungsnetzbetreiber sich mit dem systemdienlichen Einsatz von Power-to-Gas Anlagen befassen. Die Bundesnetzagentur geht davon aus, dass Power-to-Gas zukünftig eine wichtige Technologie werden wird, um die Klimaziele in allen relevanten Sektoren zu erfüllen. Dies wird allein schon dadurch deutlich, dass in der Genehmigung des Szenariorahmens durch die Bundesnetzagentur je nach Szenario zwischen 1 GW und 3 GW Power-to-Gas Anlagen für das Jahr 2030 angenommen werden, die im bestehenden Ordnungsrahmen allerdings von wettbewerblichen Akteuren betrieben werden.

Es kann auch offenbleiben, ob die hier beantragte Maßnahme gegenwärtig oder bei Umsetzung der entsprechenden Vorschriften des Clean Energy Package durch einen Übertragungsnetzbetreiber betrieben werden dürfte. Denn es handelt sich weder um eine Maßnahme im Sinne des § 12b Absatz 1 EnWG, noch wurde seitens der Übertragungsnetzbetreiber der netztechnische Bedarf der Maßnahme nachgewiesen.

Die Übertragungsnetzbetreiber weisen die Anlage als vertikale Punktmaßnahme aus. Vertikale Punktmaßnahmen sind Maßnahmen, deren Bedarf sich nicht aus dem Übertragungsnetz ergibt, sondern dem Bedarf der unterlagerten Spannungsebenen dienen. Das ist hier offensichtlich nicht der Fall und widerspricht auch der angeführten Begründung der Übertragungsnetzbetreiber im Netzentwicklungsplan zum systemdienlichen Einsatz für den sicheren und zuverlässigen Betrieb des Übertragungsnetzes. Selbst wenn das Gasnetz als „unterlagerte Netzebene“ eingestuft würde, wäre eine solche vertikale Punktmaßnahme nur sinnvoll, wenn das „unterlagerte“ Netz ohne die Anlage nicht sicher betrieben werden könnte oder aber einen (Gas-)Mangel hätte. Ein solcher Mangel im Fernleitungsnetz ist aber weder als Begründung angeführt noch in irgendeiner Form absehbar.

Bei dem Projekt handelt es sich auch nicht etwa um eine horizontale Punktmaßnahme, da es sich nicht um eine Maßnahme im Sinne des § 12b Absatz 1 EnWG handelt. Denn es geht weder um eine Maßnahme zur Optimierung, zur Verstärkung, noch zum Ausbau des Stromnetzes, da die Anlage die Transportkapazität des Stromnetzes nicht erhöht und damit nicht der originären Aufgabe des Netzbetreibers, dem Transport von

elektrischer Energie, dient. Im Gegenteil wäre die netzdienliche Wirkungsweise der Power-to-Gas Anlage als zusätzliche Last im Stromnetz analog zu zuschaltbaren Lasten bzw. wie Erzeugungsanlagen im Redispatch- und Einspeisemanagement zu sehen.

Selbst wenn entgegen der vorgenannten Ausführungen unterstellt würde, dass es sich bei der Maßnahme um eine horizontale Punktmaßnahme oder eine andere Art von Maßnahme, die die Transportkapazität des Übertragungsnetzes erhöht, handelte, müsste zumindest der netztechnische Bedarf der Maßnahme oder deren wirtschaftlicher Nutzen durch den Netzbetreiber nachgewiesen werden. Auch dies ist nicht erfolgt.

Konsultation

Ein Konsultationsteilnehmer begrüßt die Einschätzung der Bundesnetzagentur und weist unter anderem auf die Wettbewerbsverzerrung hin, sollten Power-to-Gas Anlagen über Netzentgelte finanziert werden. Grundsätzlich sollten derartige Anlagen allen Marktteilnehmer offen sein. Weiterhin weist der Konsultationsteilnehmer darauf hin, dass zunächst ein Marktversagen nachgewiesen werden müsse, bevor es Ausnahmegenehmigungen für den Betrieb von Power-to-Gas-anlagen durch die Übertragungsnetzbetreiber geben könne.

Ein anderer Konsultationsteilnehmer fordert, die Entscheidung zu überdenken, um bis 2030 in dem erforderlichen Maße Innovationen nutzen zu können und Redispatch zu vermeiden.

Die Bundesnetzagentur berücksichtigt im Rahmen des Netzentwicklungsplans 2019-2030 eine Reihe von konkreten Innovationen bei Betriebsmitteln und Betriebsweisen. Der Bedarf für Power-to-Gas Anlagen in diesem Zusammenhang wurde jedoch nicht nachgewiesen.

Bewertung

Die Bundesnetzagentur stuft die Maßnahme als nicht bestätigungsfähig ein, da es sich weder um eine Maßnahme im Sinne des § 12b Absatz 1 EnWG handelt, noch ein Bedarf oder ein wirtschaftlicher Nutzen nachgewiesen wurde.

P426: Lastflussteuernde Maßnahme am Standort Philippsburg

Das Projekt P426 mit der Maßnahme M645 wird im Netzentwicklungsplan 2019-2030 erstmals geprüft. Es wurde von den Übertragungsnetzbetreibern als Ad-Hoc-Projekt eingereicht und als solches von der Bundesnetzagentur geprüft (zur Vorgehensweise B5.8). Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Inbetriebnahme bis spätestens 2025 an. Die Prüfung erfolgt im Szenario B2025 unter Berücksichtigung der neun bestätigten Ad-hoc-Maßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan 2017-2030.

Punktmaßnahme M645: Phasenschiebertransformatoren Philippsburg

Maßnahme M645 wird nicht bestätigt.

Beschreibung

Im Rahmen der Maßnahme M645 möchten die Übertragungsnetzbetreiber Phasenschiebertransformatoren am Standort Philippsburg errichten, um die Leistungsflüsse auf den Leitungen in Richtung Daxlanden steuern zu können. Indirekt ergibt sich durch die Phasenschiebertransformatoren die Möglichkeit die Leistungsflüsse im Übertragungsnetz in der gesamten Region positiv zu beeinflussen.

Volkswirtschaftlicher Nutzen

Die Kriterien der Wirksamkeit und Erforderlichkeit finden bei der Prüfung von Ad-Hoc-Maßnahmen keine Berücksichtigung. Stattdessen wird eine Wirtschaftlichkeitsanalyse durchgeführt. Die Maßnahme M645 weist in der Einzelprüfung einen wirtschaftlichen Nutzen von 30 Mio.€ über den Betrachtungszeitraum von vier Jahren auf. Bei Investitionskosten von 112 Mio.€ amortisiert sie sich damit nach etwa 15 Jahren Betriebszeit.

Ergebnis

Die Maßnahme stiftet im betrachteten Zeitraum einen Nutzen, der geringer als die Investitionskosten ist.

P428 M700: Neubau Schaltanlage Kühmoos

Das Projekt P428 wird mit der Maßnahme M700 erstmals im Netzentwicklungsplan 2019-2030 geprüft. Die Übertragungsnetzbetreiber streben die Inbetriebnahme des Projekts für das Jahr 2024 an.

Punktmaßnahme M700: UW Kühmoos

Die Maßnahme M700 wird bestätigt.

Beschreibung

Mit der Maßnahme M700 soll die 380-kV-Schaltanlage am Standort Kühmoos auf eine Kurzschlussfestigkeit von mindestens 63 kA/1s verstärkt werden.

Wirksamkeit

Derzeit ist die bestehende 380-kV-Schaltanlage am Standort Kühmoos auf einen Bemessungskurzzeitstrom von 50 kA/1s im Kurzschlussfall ausgelegt. Mit einem Datensatz, der u.a. bestätigte Maßnahmen des Netzentwicklungsplans 2019-2030 berücksichtigte, haben die Übertragungsnetzbetreiber Kurzschlussstromberechnungen für 2030 durchgeführt und einen Kurzschlussstrom von 75 kA/1s nachgewiesen.

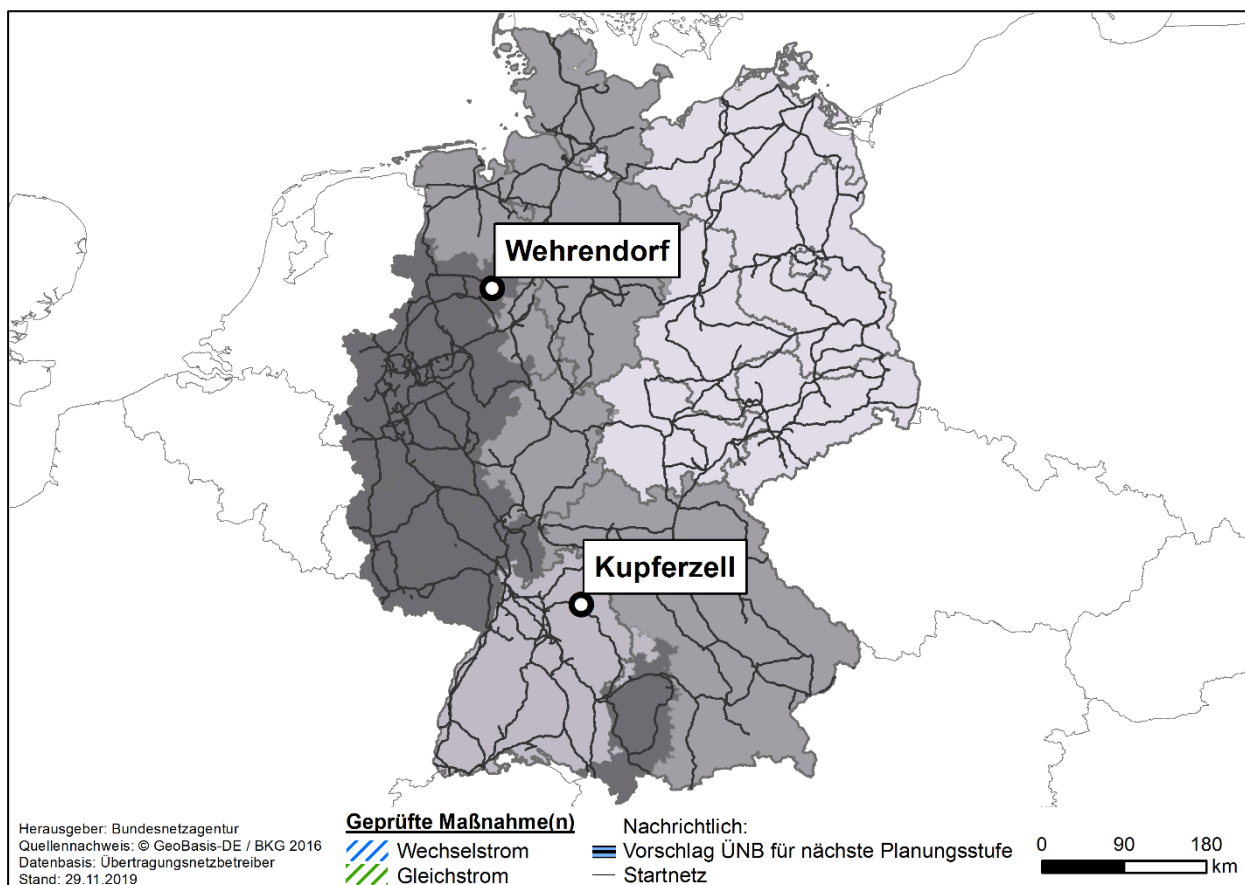
Bewertung

Die Maßnahme M700 ist wirksam, da die bestehende Anlage nicht auf das zukünftig zu erwartende Kurzschlussniveau ausgelegt ist.

Auf einen Blick

P428	M700
wirksam	X
NOVA	V
Bestätigt	Ja

P430: Netzbooster-Pilotanlage Wehrendorf-Kupferzell



Das Projekt P430 mit den Maßnahmen M646 und M698 ist erstmals im Netzentwicklungsplan 2019-2030 beantragt. Das Projekt wurde von den Übertragungsnetzbetreibern im Rahmen der Konsultation als Kombination der Projekte P411 und P427 eingereicht. Es dient der Errichtung einer Pilotanlage zur Erprobung eines innovativen Konzeptes zur Höherauslastung des Übertragungsnetzes (dazu vgl. B5.10 **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**). Die Prüfung der Wirtschaftlichkeit erfolgt in den Szenarien B2025 und C2030 im Iterationsnetz unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Elemente und einer höheren Auslastung der Bestandsnetze durch Freileitungsmonitoring und weiterer Innovationen, deren Umsetzung und Wirkung bereits heute konkret beschreibbar sind. Die Prüfung beider Maßnahmen erfolgt zunächst gemeinsam. Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Inbetriebnahme bis zum Jahr 2025 an. Eine Anwendung des vollständigen Pilotkonzepts ist ab dem Jahr 2026 geplant.

Beschreibung

Im Rahmen der Maßnahme M698 planen die Übertragungsnetzbetreiber eine steuerbare Last in Form eines thermischen Energiewandlers, der eine Leistung von 250 MW dauerhaft aufnehmen kann, am Standort Wehrendorf zu errichten. Im Rahmen der Maßnahme M646 ist die Errichtung einer Batterie mit 250 MWh am Standort Kupferzell geplant. Darüber hinaus werden Erweiterungen an Schutz und Leittechnik erforderlich.

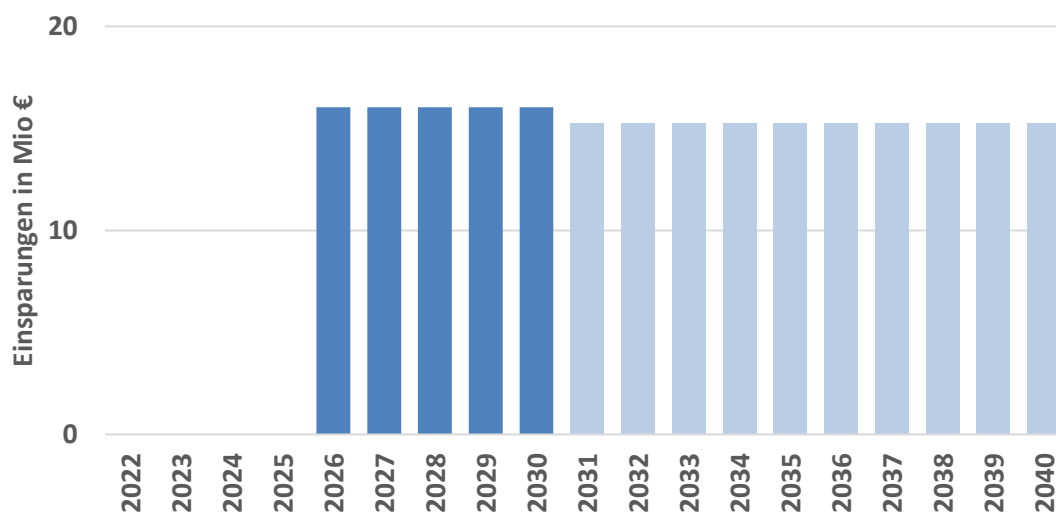
Die Maßnahmen werden zur Erprobung der reaktiven Netzbetriebsführung eingesetzt. Zusätzlich zu dem thermischen Energiewandler am Standort Wehrendorf sieht das Projekt P430 vor, Offshore-Windenergieanlagen

an Stelle einer steuerbaren Last zu berücksichtigen. Die Einbindung von einzelnen Offshore-Windenergieanlagen in die reaktive Betriebsführung ist bereits ab dem Jahr 2026 geplant und soll ab dem Jahr 2030 auf alle Offshore-Windparks erweitert werden. Damit stehen der Einspeisung in Kupferzell eine Vielzahl an Standorten bilanziell gegenüber, die je nach Lage der engpassbehafteten Leitung angesteuert werden sollen.

Insgesamt trägt das Konzept zur höheren Auslastung des bestehenden Netzes und zur Vermeidung von Redispatch und EE-Abregelungen bei. Darüber hinaus kann das Projekt einen Beitrag zur dynamischen Blindleistungsbereitstellung erbringen.

Wirtschaftlichkeitsanalyse

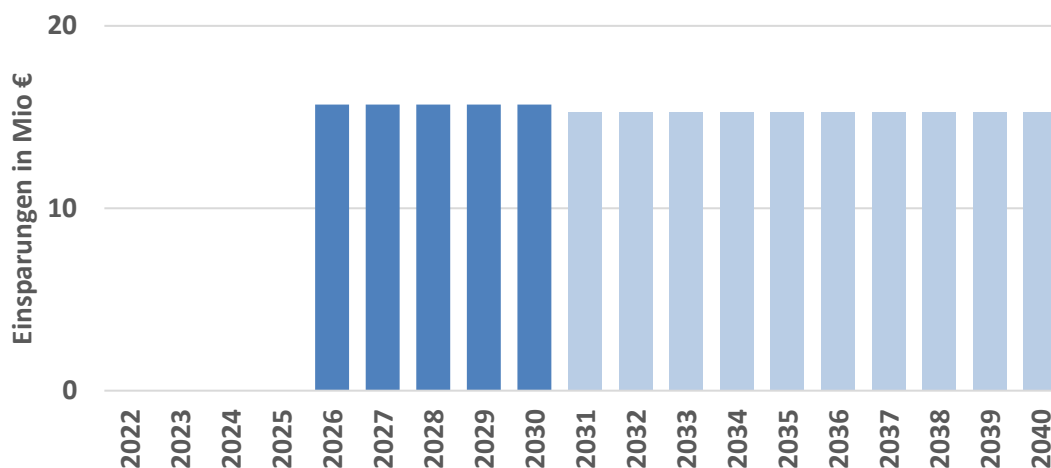
Nachfolgend sind die Einsparungen der Netzengpassmanagementkosten durch die Maßnahmen M646 und M698 dargestellt. Der Darstellung liegen Berechnungen aus den Szenarien B2025 und C2030 zugrunde. Die Einsparungen während der Pilotanwendung sind dunkler dargestellt als die Einsparungen im langfristigen Betrieb.



Die Maßnahmen erzielen den Großteil ihres Nutzens im langfristigen Betrieb, können aber während des Pilotzeitraums schon einen nennenswerten Teil Ihrer Investitionskosten erwirtschaften. Als Investitionskosten geben die Übertragungsnetzbetreiber 258 Mio. € an. Zusätzlich verweisen sie auf den zusätzlichen Nutzen durch die Bereitstellung dynamischer Blindleistung durch die Anlage, der durch die Bundesnetzagentur mit 65 Mio. € monetarisiert wird. Damit ergeben sich effektive Kosten der Anlage in Höhe von 193 Mio. €. Unter Berücksichtigung dieser Investitionskosten beträgt die Amortisationszeit weniger als 13 Jahren.

Sonstige Erwägungen

Ein wesentlicher Teil des Gesamtkonzeptes ist die Integration von Offshore-Windparks in der reaktiven Netzbetriebsführung. Durch die Möglichkeit, je nach Lage des Engpasses situativ den Windpark mit der besten Wirkung anzusteuern, kann das Projekt auf eine Vielzahl von Leitungen wirken. Aus Sicht der Bundesnetzagentur besteht gerade darin die Innovation und der Pilotcharakter des Projekts P430. Aus diesem Grund kann auch auf die Maßnahme M698 verzichtet werden. Es sind im Folgenden die Einsparungen der Maßnahme M646 nur in Kombination mit Offshore-Windparks und ohne die Maßnahme M698 dargestellt.



Die Berechnungen zeigen, dass die Maßnahme M646 alleine fast die gleichen Einsparungen erzielen kann wie beide Maßnahmen zusammen. Somit wird der Nutzen des Projekts P430 maßgeblich durch das Zusammenwirken der Maßnahme M646 mit den Offshore-Windparks generiert. Für die Maßnahme M646 geben die Übertragungsnetzbetreiber Investitionskosten in Höhe von 188 Mio. € an. Unter Berücksichtigung des monetären Gegenwerts für die Erbringung dynamischer Blindleistung ergeben sich Kosten von 155,5 Mio. €. Die Amortisationszeit der Maßnahme M646 alleine beträgt damit weniger als 11 Jahre.

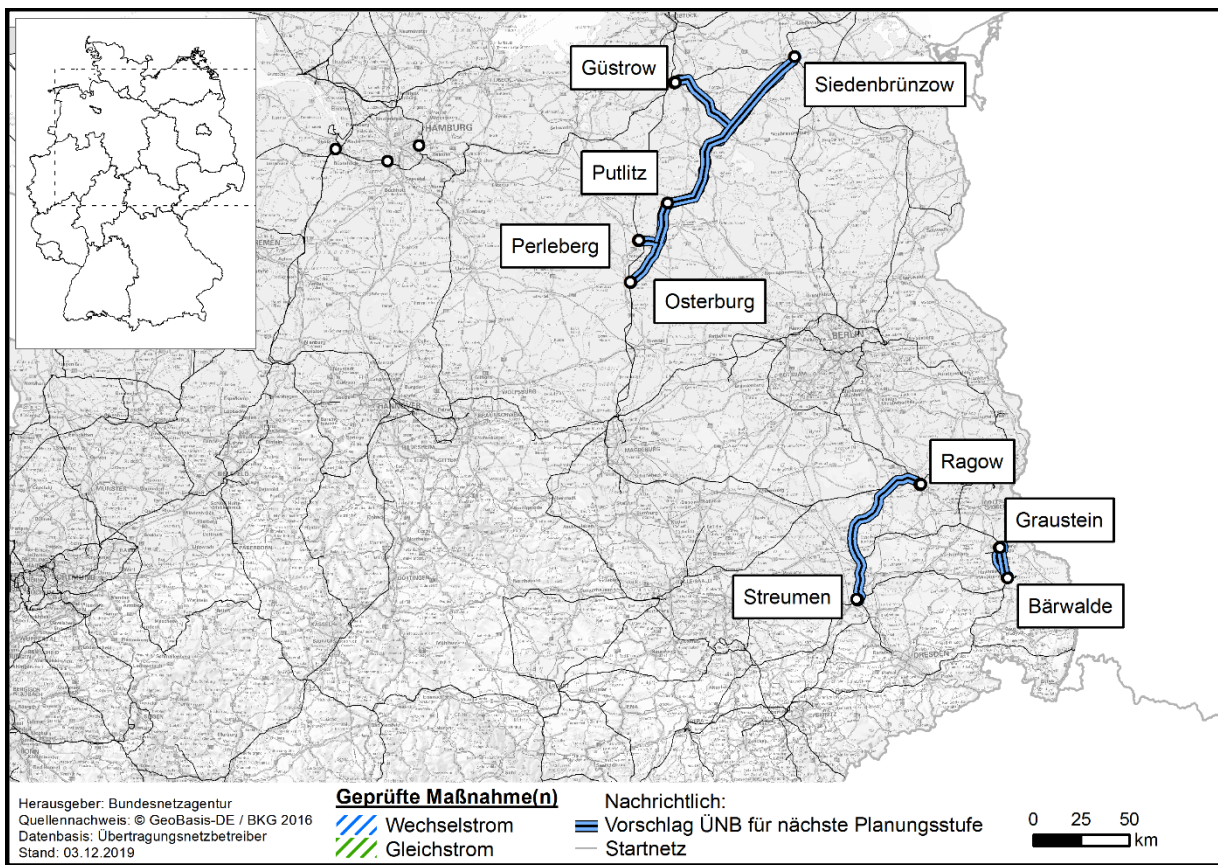
Bewertung

Die Maßnahmen M646 und M698 können einen Beitrag zur Erprobung des reaktiven Betriebsführungskonzeptes leisten. Mit dem Projekt kann die Einbindung von Offshore-Windenergieanlagen in die reaktive Netzbetriebsführung pilotiert und vorangetrieben werden. Der Nutzen des Projekts P430 entsteht maßgeblich durch die Maßnahme M646 in Kombination mit den berücksichtigten Offshore-Windparks. Durch den Verzicht auf die Maßnahme M698 kann die Amortisationszeit auf weniger als 11 Jahre reduziert werden. Auch für die Realisierung der Maßnahme M646 alleine wird es aber einer Zusammenarbeit aller Übertragungsnetzbetreiber bedürfen, ohne die die Umsetzung des Konzepts nicht möglich sein wird.

Die Maßnahme M646 wird bestätigt.

Die Maßnahme M698 wird nicht bestätigt.

P450: Netzverstärkung und Netzoptimierung von 380-kV-Freileitungen durch FLM-Einsatz



Das Projekt dient laut Angaben der Übertragungsnetzbetreiber der Erhöhung der horizontalen Übertragungskapazität in der Regelzone der 50 Hertz. Es beinhaltet Maßnahmen für bestehende 380-kV-Freileitungen, durch deren gezielte bauliche Verstärkung, u.a. Masterhöhungen, Umbeseilungen sowie primär- und sekundärtechnische Anpassungen in den Schaltanlagen, die technischen und betrieblichen Voraussetzungen für den Einsatz des Freileitungsmonitorings (FLM) bzw. witterungsabhängigen Freileitungsbetriebes (WAFB) geschaffen werden sollen. Durch den Einsatz von Messeinrichtungen soll zudem der FLM-Einsatz auf den Leitungen überwacht werden. Insgesamt soll damit mittels Netzverstärkung und Netzoptimierung eine witterungsabhängige, temporäre Erhöhung der Übertragungskapazität durch den FLM-Einsatz auf den nachfolgend genannten Leitungen erfolgen.

Grundsätzlich werden von der Bundesnetzagentur keine Maßnahmen zur operativen Umsetzung von Freileitungsmonitoring bzw. witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb wie Messeinrichtungen, Anpassung der Schaltanlagen etc. bestätigt. Freileitungsmonitoring bzw. witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb wird planerisch bei der Prüfung durch die Bundesnetzagentur als umgesetzt angenommen. Umbeseilungen oder Masterhöhungen sind allerdings von ihrem Umfang vergleichbar mit anderen Netzverstärkungen. Sie bedürfen deshalb, auch bei der Umsetzung im Rahmen des FLM Einsatzes, einer Bestätigung im Netzentwicklungsplan - Prozess durch die Bundesnetzagentur. Das Projekt P450 wurde im Netzentwicklungsplan 2019-2030 mit den Maßnahmen ursprünglich mit den Maßnahmen M675, M676, M677, M678, M679, M680, M681, M682 und M683 beantragt. Bei einer Überarbeitung des Projektes P450 durch die Übertragungsnetzbetreiber hat sich herausge-

stellt, dass die Maßnahmen M675, M676, M677, M679, und M682 nicht separat notwendig sind, da die dort auftretenden Engpässe bereits durch andere Maßnahmen aus der weiteren Schwachstellenanalyse des BBP-Netzes identifizierten Maßnahmen, beseitigt werden können. Somit wurde das Projekt P450 auf die Maßnahmen M678, M680, M681 und M683 reduziert. Die Bundesnetzagentur hat das Projekt in ihrer Schwachstellenanalyse des BBP-Netzes zunächst als möglicherweise geeignet identifiziert und daher sequenziell – unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Elemente – geprüft. Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Inbetriebnahme aller Maßnahmen zum Jahr 2025 an.

Streckenmaßnahme M678: Siedenbrünzow – Güstrow – Putlitz – Perleberg – Osterburg

Die Maßnahme M678 wird bestätigt.

Beschreibung

Schaffung der Voraussetzungen für die Einführung des FLM zur Erhöhung der Übertragungskapazität, insbesondere durch Masterhöhung und Umbeseilung.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M678 verbessert in allen drei betrachteten Szenarien die (n-1)-Sicherheit auf den Stromkreisen zwischen Siedenbrünzow und Güstrow sowie auf den Stromkreisen zwischen Güstrow bzw. Siedenbrünzow, Putlitz, Perleberg und Osterburg. Ohne die Maßnahme M678 ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Güstrow und Putlitz in der Stunde 5628 des Szenarios C 2030 im (n-1)-Fall mit 460% belastet, wenn einer der parallelen Stromkreise ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahme M678 reduziert sich die Auslastung dann auf 53%. Ähnliche Situationen treten in mehreren Stunden und in den unterschiedlichen Szenarien auf.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet ist die Maßnahme im Szenario C 2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei ca. 37%.

Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

Streckenmaßnahme M680: Streumen - Röhrsdorf

Die Maßnahme M680 wird nicht bestätigt.

Beschreibung

Schaffung der Voraussetzungen für die Einführung des FLM zur Erhöhung der Übertragungskapazität, insbesondere durch Umbeseilung.

Bewertung

Die Maßnahme M680 erweist sich, im Gegensatz zu den drei bestätigten Maßnahmen, aus elektrotechnischer Sicht als nicht ausreichend wirksam. Es konnten zwar grundsätzlich Engpässe identifiziert werden, die durch die Maßnahme behoben werden könnten. Diese traten in den Berechnungen der Bundesnetzagentur jedoch in zu wenig Stunden des Jahres bzw. in einer nicht ausreichenden Höhe auf, um eine Bestätigung der Maßnahme zu rechtfertigen.

Sollte auch ohne die Umsetzung der Maßnahme M680 Freileitungsmonitoring möglich sein, bleibt das von dieser Bewertung unberührt. Die Umsetzung des Freileitungsmonitorings ist keine Maßnahme, die einer Bestätigung im Netzentwicklungsplan bedarf.

Streckenmaßnahme M681: Graustein - Bärwalde

Die Maßnahme M681 wird bestätigt.

Beschreibung

Schaffung der Voraussetzungen für die Einführung des FLM zur Erhöhung der Übertragungskapazität, insbesondere durch Masterhöhungen und Umbeseilung.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M681 verbessert in allen drei betrachteten Szenarien die (n-1)-Sicherheit auf den Stromkreisen zwischen Graustein und Bärwalde. Ohne die Maßnahme M681 ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Graustein und Bärwalde in der Stunde 5628 des Szenarios C 2030 im (n-1)-Fall mit 480% belastet, wenn einer der parallelen Stromkreise ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahme M678 reduziert sich die Auslastung dann auf 86%. Ähnliche Situationen treten in mehreren Stunden und in den unterschiedlichen Szenarien auf.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet ist die Maßnahme im Szenario C 2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei ca. 54%.

Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

Streckenmaßnahme M683: Ragow - Streumen

Die Maßnahme M683 wird bestätigt.

Beschreibung

Schaffung der Voraussetzungen für die Einführung des FLM zur Erhöhung der Übertragungskapazität, insbesondere durch Masterhöhungen und Umbeseilung.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M683 verbessert in allen drei betrachteten Szenarien die (n-1)-Sicherheit auf den Stromkreisen zwischen Streumen und Ragow. Ohne die Maßnahme M683 ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Streumen und Ragow in der Stunde 5628 des Szenarios C 2030 im (n-1)-Fall mit 321% belastet, wenn einer der parallelen Stromkreise ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahme M683 reduziert sich die Auslastung dann auf 58%. Ähnliche Situationen treten in mehreren Stunden und in den unterschiedlichen Szenarien auf.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet ist die Maßnahme im Szenario C 2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei ca. 48%.

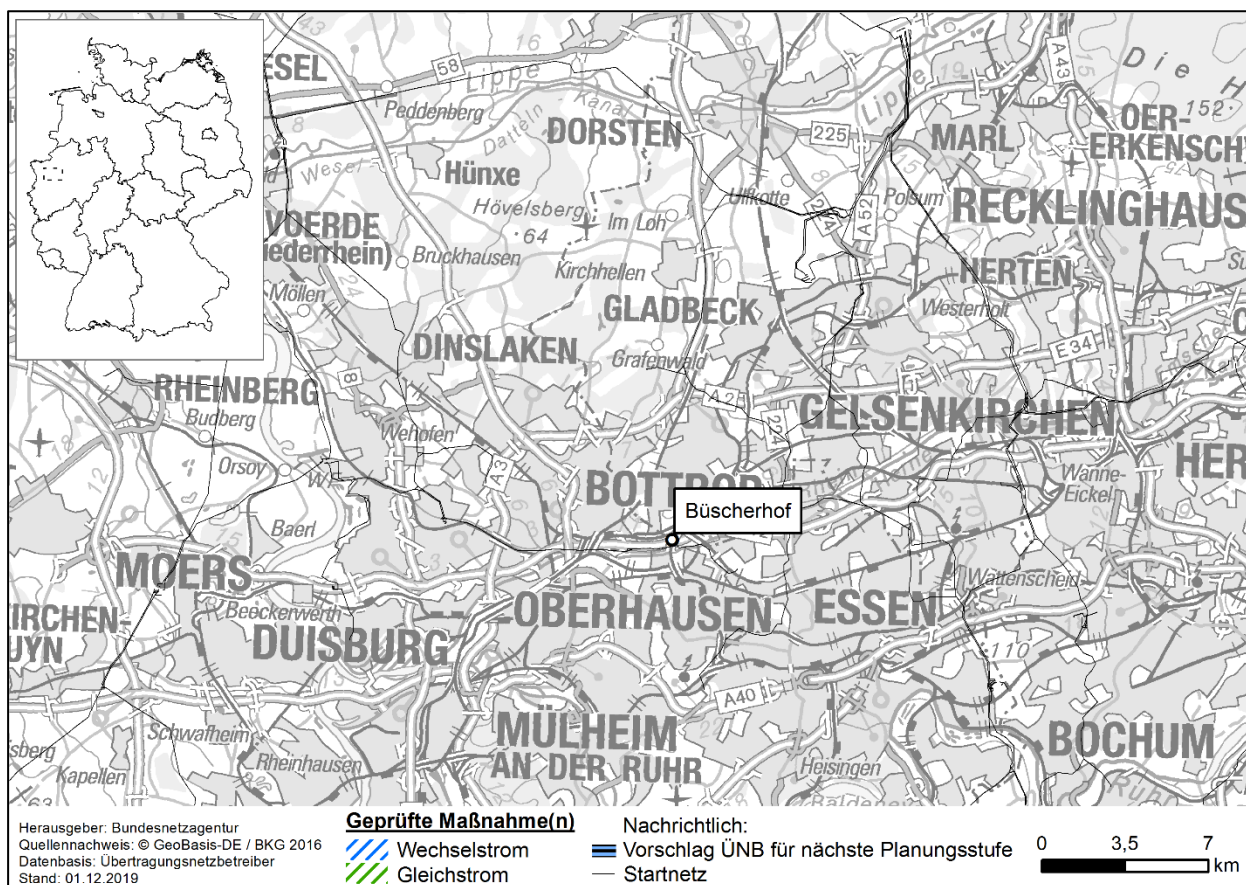
Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

Auf einen Blick

P450		M678	M680	M681	M683
wirksam		X		X	X
erforderlich		X		X	X
Auslastung	Durchschnitt	12%		12%	12%
	Maximum	37%		54%	48%
NOVA		V/O	V/O	V/O	V/O
Trassenlänge in km	Bestand	221	83	22	89
	Ausbau				
Bestätigt		Ja	Nein	Ja	Ja

P460: Netzerweiterung in der Region Büscherhof



Das Projekt P460 mit der Maßnahme M687 wird erstmals im Netzentwicklungsplan 2019-2030 geprüft. Die Übertragungsnetzbetreiber streben die Inbetriebnahme des Projekts für das Jahr 2022 an.

Punktmaßnahme M687: Netzerweiterung in der Region Büscherhof

Die Maßnahme M687 wird bestätigt.

Beschreibung

Ein Netzkunde ist derzeit über eine 3,4 km lange 220-kV-Leitung in die 220-kV-Schaltanlage in Büscherhof eingebunden. Der Kunde beantragte eine Leistungserhöhung, die nicht in der Leitung zum Kunden, sondern im bestehenden 220-kV-Übertragungsnetz zu einer Überlastung führen würde. Aus diesem Grund sollen die Leitungen zum Kunden in Büscherhof von 220 kV auf 380 kV umgestellt werden und in Büscherhof in die dort vorhandene 380-kV-Schaltanlage eingebunden werden. Zudem bedarf es einer 380-kV-Schaltanlage und dreier 380/220-kV-Netzkuppeltransformatoren.

Wirksamkeit

Die Wirksamkeitsprüfung wurde unter Berücksichtigung der beantragten Leistungserhöhung durchgeführt. Die Maßnahme erweist sich in den Szenarien B und C als wirksam. Ohne die Maßnahme M687 ist beispielsweise ein 220-kV-Stromkreis zwischen Niederrhein und Hamborn in der Stunde 4333 des Szenarios C 2030 mit 104%

belastet, wenn ein 220-kV-Stromkreis von Niederrhein nach Spellen ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahme M687 reduziert sich die Auslastung dann auf 96%.

Im Szenario A 2030 konnte die Wirksamkeit der Maßnahme nicht direkt nachgewiesen werden. Dies ist am ehesten auf die Einspeisung von älteren Kohlekraftwerken zurückzuführen, welche direkt in das 220-kV-Netz einspeisen und die in den Szenarien B 2030 und C 2030 nicht enthalten sind. Aufgrund der Empfehlungen der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung kann jedoch davon ausgegangen werden, dass die Einspeisungen der älteren Kohlekraftwerke mittelfristig entfallen werden, so dass die Maßnahme auf Dauer wirksam wäre.

Szenario Kohleausstieg 2038 (C 2038*)

Auch bei einem Kohleausstieg bis spätestens 2038 wie von der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung beschlossen erweisen sich die Maßnahme als wirksam. So ist beispielsweise ein 220-kV-Stromkreis zwischen Niederrhein und Hamborn in der Stunde 5055 des Szenarios C 2038* mit 106% belastet, wenn ein 220-kV-Stromkreis von Niederrhein nach Spellen ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahme M687 reduziert sich die Auslastung dann auf 99%.

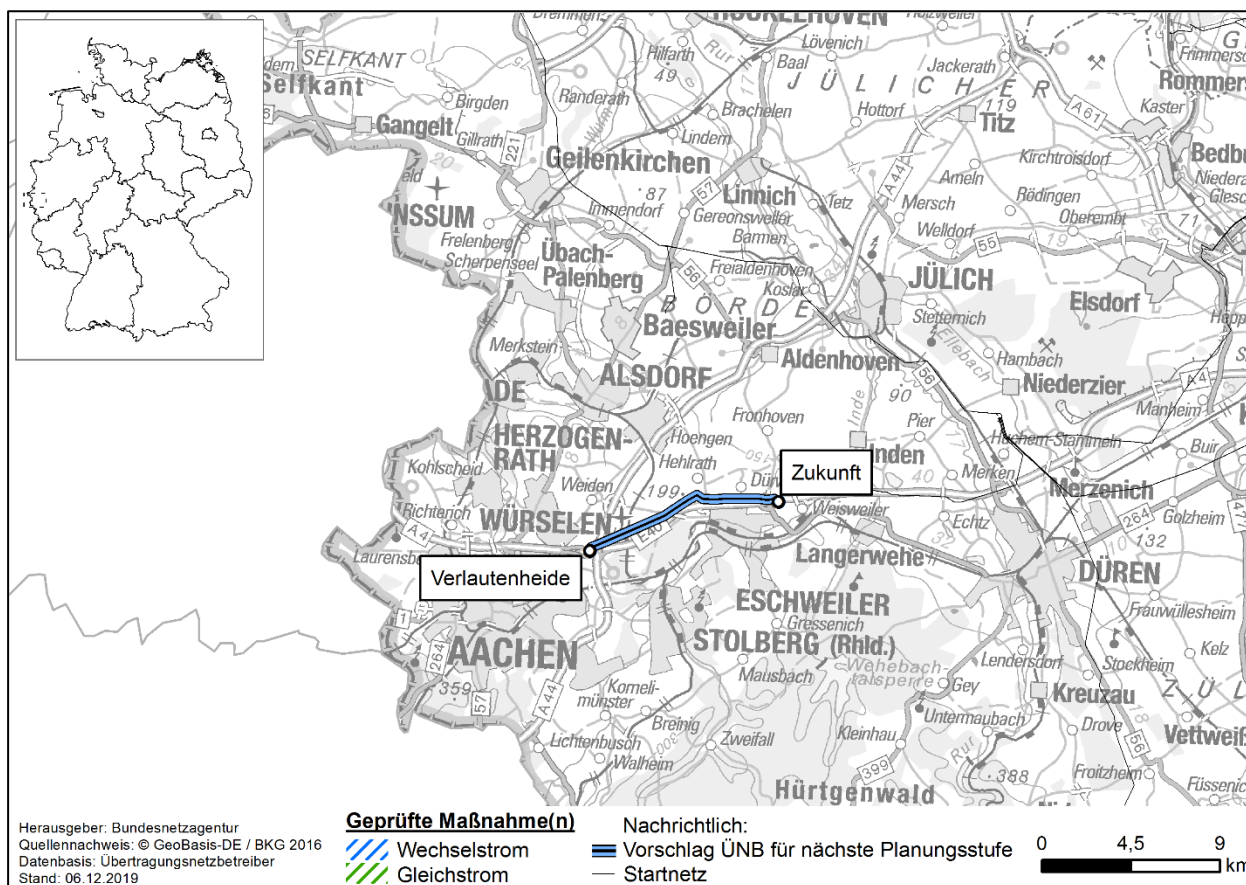
Bewertung

Dadurch, dass in Büscherhof der Kunden nicht mehr in das bestehende 220-kV-Netz eingebunden ist, wird dieses entlastet und es werden Engpässe beseitigt. Die Maßnahme erweist sich somit als wirksam.

Auf einen Blick

P460	M687
wirksam	X
NOVA	V
Bestätigt	Ja

P462: Netzerweiterung im Raum Aachen



Das Projekt P462 mit der Maßnahme M689 wird im Netzentwicklungsplan 2019-2030 erstmalig geprüft. Das Projekt wurde von den Übertragungsnetzbetreibern im Rahmen der Konsultation nachgereicht. Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Gesamtinbetriebnahme des Projektes bis zum Jahr 2027 an.

Streckenmaßnahme M689: Netzerweiterung im Raum Aachen

Die Maßnahmen M689 wird teilweise bestätigt. Nicht von der Bestätigung erfasst sind die 380/110-kV-Transformatoren an den Standorten Verlautenheide, Siersdorf und Zukunft sowie der 380-kV-Stromkreis zwischen Siersdorf und Zukunft.

Beschreibung

Mit der Maßnahme M689 planen die Übertragungsnetzbetreiber einen neuer 380-kV-Stromkreis zwischen Siersdorf und Zukunft als Neubau in bestehender Trasse zu realisieren. Zusätzlich soll zwischen den Standorten Verlautenheide und Zukunft ein 380-kV-Stromkreis auf vorhandenem Gestänge zubeseilt werden. An den Standorten Verlautenheide, Siersdorf und Zukunft ist die Errichtung von 380/110-kV-Transformatoren geplant. Die Anlagen Verlautenheide und Zukunft müssen im Rahmen der Maßnahme zu Sammelschienenanlagen erweitert werden. Mit der Maßnahme M689 wird die Umspannkapazität in das 110kV-Netz erheblich erhöht. Zusätzlich dient die Maßnahme der sicheren Anbindung der Standorte Verlautenheide und Zukunft, die unter anderem der Versorgung des Raums Aachen dienen.

Wirksamkeit

Da es sich bei den Standorten Verlautenheide und Zukunft übertragungsnetzseitig um eine Stichtanbindung handelt, ist eine normale Wirksamkeitsprüfung nicht sinnhaft. Der Standort Verlautenheide ist derzeit über ein einzelnes 380-kV-System mit dem restlichen Übertragungsnetz verbunden. Bei Ausfall dieses Systems entfällt die Versorgung des Standorts. Um eine (n-1)-sichere Anbindung zu gewährleisten ist deshalb ein weiteres System notwendig. Die geplante Zubeseilung kann dieses Problem wirksam beheben.

Erforderlichkeit

Die Zubeseilung zwischen Verlautenheide und Zukunft erweist sich in allen Szenarien als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet ist sie in Szenario A2030 hier liegt ihre maximale Auslastung aber immer noch bei 24,8%.

Sonstige Erwägungen

Die Errichtung von 380/110-kV-Transformatoren stellen vertikale Punktmaßnahmen dar und sind als solche nicht Teil der Prüfung im Netzentwicklungsplan. Alleine aus diesem Grund können die Transformatoren nicht im Rahmen der Bestätigung berücksichtigt werden. Typischerweise ist der Bedarf an solchen Maßnahmen nicht aus einem bundesweiten energiewirtschaftlichen Szenario und einer bundesweiten Netzanalyse abzuleiten, sondern aus einer sehr individuellen, regionalen Einspeisesituation. Entsprechende Prüfungen können daher im Rahmen der energiewirtschaftlichen Prüfung von Investitionsmaßnahmen vorgenommen werden.

Der Neubau eines Stromkreises zwischen Siersdorf und Zukunft wird von den Übertragungsnetzbetreibern mit der Schaffung von betrieblichen Freiheitsgraden und der sicheren Versorgung der Region begründet. Die Bundesnetzagentur kann zum aktuellen Zeitpunkt die Notwendigkeit dieses Neubaus noch nicht hinreichend nachvollziehen.

Alternativen

Zur Maßnahme M689 sind keine naheliegenden netztechnischen Alternativen erkennbar.

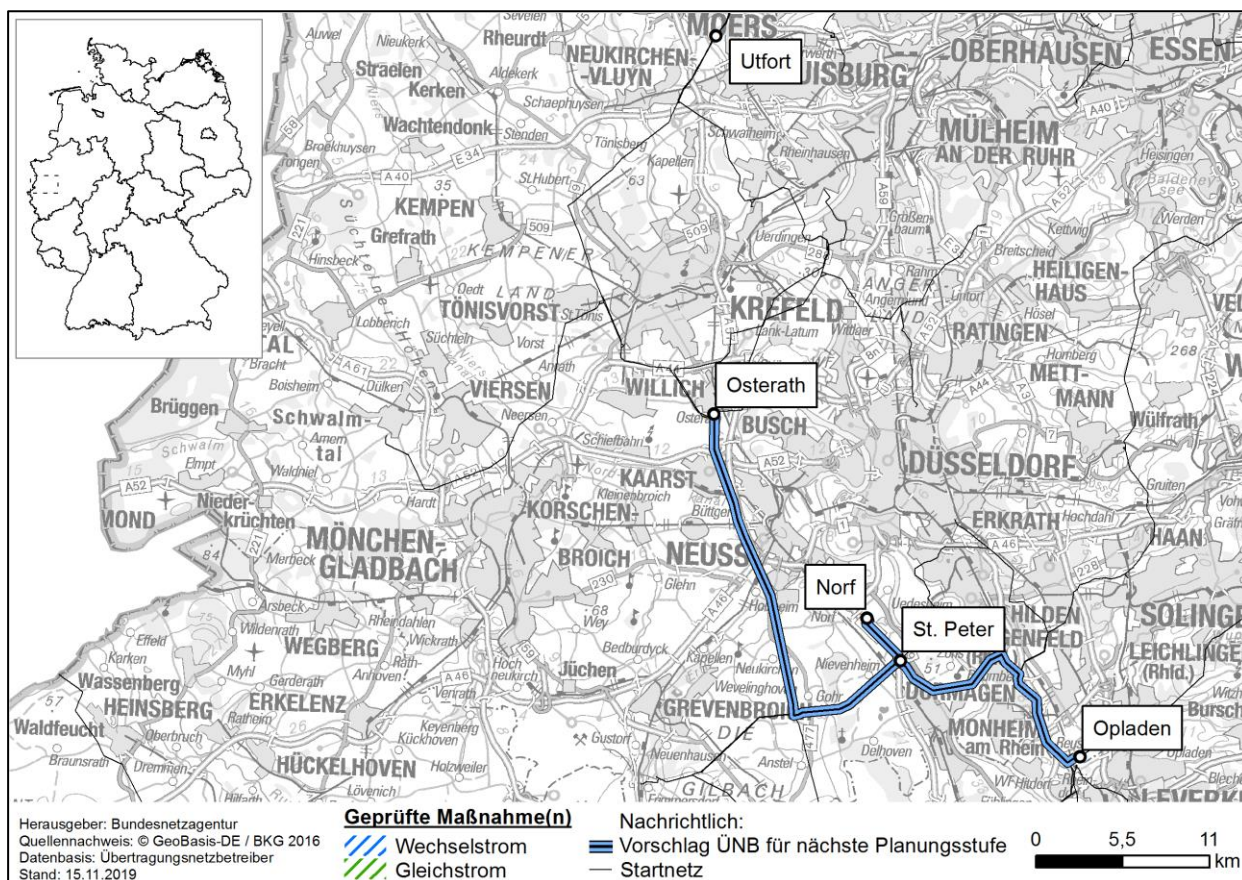
Bewertung

Die Zubeseilung zwischen Verlautenheide und Zukunft erweist sich als wirksam und erforderlich. Sie gewährleistet die (n-1)-sichere Anbindung des Standorts Verlautenheide. Dadurch trägt sie dazu bei, die Versorgungssicherheit in der Region erheblich zu erhöhen.

Auf einen Blick

P462		Zubeseilung Verlauten- heide - Zukunft
wirksam		X
erforderlich		X
Auslastung	Durchschnitt	10,3%
	Maximum	24,8%
NOVA		V
Trassenlänge in km	Bestand	12,4
	Ausbau	
bestätigt		Ja

P463: Netzverstärkungen Westliches Rheinland (Klimareserve)



Das Projekt P463 mit der Maßnahme M690 wird erstmals im Netzentwicklungsplan 2019-2030 geprüft. Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Gesamtinbetriebnahme des Projektes bis zum Jahr 2022 an.

Punkt-/Streckenmaßnahme M690: Netzverstärkungen Westliches Rheinland (Klimareserve)

Die Maßnahme M690 wird teilweise bestätigt. Nicht von der Bestätigung umfasst ist der 380/220-kV-Transformator am Standort Opladen.

Beschreibung

Die Maßnahme wurde von den Übertragungsnetzbetreibern nach der Konsultation des zweiten Entwurfs des Netzentwicklungsplans 2019-2030 nachgereicht. Sie ist in drei Teilmaßnahmen zu unterteilen:

- Teilmaßnahme 1: Am Standort Sankt Peter wurde ein 380/220-kV-Netz-kuppeltransformator errichtet, der über einen 220-kV-Stromkreis (ca. 31,5 km) an die 220-kV-Schaltanlage in Osterath angeschlossen wurde. Zudem wird in der 380-kV-Schaltanlage in Sankt Peter ein 380-kV-Stromkreis der RWE Power AG eingeschlossen (geplante Inbetriebnahme 2021). Der damit entstandene 380-kV-Stromkreis von Sankt Peter nach Opladen (ca. 16,5 km) soll dann ins Eigentum der Amprion GmbH übergehen.
- Teilmaßnahme 2: Zwischen den Umspannwerken Sankt Peter und Norf soll ein zusätzlicher 220-kV-

Stromkreis realisiert werden (ca. 3 km), dessen Inbetriebnahme für das Jahr 2022 geplant ist.

- Teilmaßnahme 3: Am Standort Opladen soll ein zweiter 380/220-kV-Netzkuppeltransformator errichtet werden, dessen Inbetriebnahme für das Jahr 2022 geplant ist.

Wirksamkeit

Lediglich für die Teilmaßnahme 1 lässt sich im Sinne der angewendeten Prüfungsmethodik eine Wirksamkeit begründen. Allerdings kann die Teilmaßnahme nicht im Zieljahr 2030 geprüft werden, da sie aufgrund der bis dahin erfolgten Spannungsumstellung von mehreren bisher im 220-kV-Netz angeschlossenen Umspannwerken und dem Entfall von 220-kV-Stromkreisen bis zum Jahr 2024/2025 im Zielnetz des Jahres 2030 gar nicht mehr enthalten ist, sondern nur eine Übergangsfunktion hat.

Für die Prüfung der Teilmaßnahme 1 hat die Bundesnetzagentur daher das Szenario B2025 und ein entsprechend angepasstes Netz verwendet, welches auch die 220-kV-Netzstruktur zwischen Uftorf, Osterath und Opladen abbildet. Da für den relevanten Zeitraum nicht von einem umgesetzten Freileitungsmonitoring in dem betrachteten Bereich auszugehen ist, wurde dies in den Netzberechnungen nicht unterstellt.

Die Maßnahme erweist sich als wirksam. Sie sorgt auf den Stromkreisen zwischen Uftorf und Osterath für (n-1)-Sicherheit. Ohne die Teilmaßnahme 1 ist beispielsweise der Stromkreis von Uftorf nach Edelstahl Krefeld in der Stunde 1245 mit 108% belastet, wenn der Stromkreis von Uftorf nach Uerdingen ausfällt. Durch Hinzunahme der Teilmaßnahme 1 reduziert sich die Auslastung dann auf 97%. Ähnliche Situationen treten in mehreren Stunden auf.

Erforderlichkeit

Auch die Erforderlichkeit ergibt sich bei diesem Projekt nicht wie bei anderen Projekten aus der reinen Auslastung der Leitung. Grundsätzlich soll mit dem Kriterium der Erforderlichkeit abgewogen werden, ob unter Umständen auch einfachere oder günstigere Maßnahmen ergriffen werden könnten. Da die Maßnahme nur in einem begrenzten Zeitraum wirksam ist, könnte auch Redispatch als temporäre Lösung in Betracht gezogen werden. Allerdings stehen in der Region keine Kraftwerke zur Verfügung, die für Redispatch geeignet erscheinen. In Betracht käme dazu lediglich das Kraftwerk Huckingen, welches jedoch nicht geeignet ist, da es mit Kuppelgas betrieben wird und deshalb aus wirtschaftlichen und immissionsrechtlichen Gründen nicht für Redispatch genutzt werden kann. Insofern kommt Redispatch als temporäre Lösung nicht in Frage und die Maßnahme ist auch erforderlich.

Sonstige Erwägungen

Die 220-kV-Schaltanlage Norf wurde in der Vergangenheit unter anderem durch einen direkten Stromkreis von einem Braunkohlekraftwerk versorgt. Dieses Braunkohlekraftwerk ist derzeit gemäß § 13g EnWG vorläufig stillgelegt worden und wird somit in absehbarer Zeit endgültig stillgelegt. Dadurch kann die Versorgung eines laststarken Netzkunden in Norf nicht mehr auf dem bisherigen Niveau aufrechterhalten werden. Um dies sicherzustellen, ist der zusätzliche 220-kV-Stromkreis von Sankt Peter nach Norf (Teilmaßnahme 2) notwendig.

Der zusätzliche 380/220-kV-Netzkuppeltransformator in Opladen (Teilmaßnahme 3) dient insbesondere der Versorgung der Stadt Düsseldorf über das 220/110 kV Umspannwerk Eller. Es konnten in den bei der Prüfung der Bundesnetzagentur durchgeführten Jahresrechnungen jedoch keine relevanten Überlastungen in der Region festgestellt werden. Dies ist wahrscheinlich darauf zurückzuführen, dass als Ergebnis der Marktsimulation der Übertragungsnetzbetreiber im Szenario B2025 signifikant Gaskraftwerke in Düsseldorf einspeisen. Dadurch verringert sich der notwendige Bezug von Leistung der Stadt Düsseldorf aus dem Übertragungsnetz zur Lastdeckung derart, dass es zu keinen Überlastungen im (n-1)-Fall kommt.

Daher wurde ergänzend eine Netzberechnung der Übertragungsnetzbetreiber zur Begründung des 380/220-kV-Netzkuppeltransformators in Opladen betrachtet. Zur Begründung wird der Ausfall eines 380/110-kV-Transformators mit der dadurch ausgelösten Überlastung eines 220-kV-Stromkreises herangezogen. In der Netzberechnung ergab sich im hierbei eine Auslastung von 104%, was bei diesem 220-kV-Stromkreis einer Überlastung von ca. 15 MW entspricht. Mit einer Einspeisung von ca. 21 MW innerhalb Düsseldorfs kann die Überlastung beseitigt werden. Diese Überlastungen würden allerdings lediglich in selten auftretenden Starklastfällen auftreten. Unterstellt man hierfür Kosten von etwa 50 €/MWh und maximal 200 Stunden Starklastsituationen im Jahr würden durch Redispatch etwa 210.000 € Kosten entstehen. Voraussichtlich 2025 soll das 220/110-kV-Umspannwerk Eller durch die Erweiterung eines bestehenden 380/110-kV-Umspannwerkes ersetzt werden. Da zwischen der geplanten Inbetriebnahme des Transformators in Opladen (2022) und der Außerbetriebnahme des Umspannwerks Eller (2025) vier Jahre liegen, entstünden Redispatchkosten von ca. 840.000 €. Da im Vergleich dazu die derzeit für die Teilmaßnahme 2 veranschlagten Kosten im oberen zweistelligen Millionenbereich liegen, scheint die Maßnahme unter volkswirtschaftlicher Betrachtung nicht sinnvoll. Es gibt keine Anhaltspunkte, dass die Überlastungen in dieser Übergangszeit nicht durch Redispatch günstiger behoben werden könnten, da ausreichend Kraftwerkskapazitäten in Düsseldorf genutzt werden können.

Bewertung

Teilmaßnahme 1: Die zusätzliche 220-kV-Verbindung von Sankt Peter nach Osterath ist notwendig, um Überlastungen im Bereich zwischen Uftort und Osterath zu beheben. Die Teilmaßnahme 1 wird deshalb bestätigt.

Teilmaßnahme 2: Der zusätzliche 220-kV-Stromkreis von Sankt Peter nach Norf ersetzt einen 220-kV-Stromkreis, der bisher Norf direkt mit einem Kraftwerk verbunden hat, das gemäß § 13g EnWG stillgelegt wurde. Um den Wegfall des 220-kV-Stromkreises auszugleichen, wird der zusätzliche 220-kV-Stromkreis von Sankt Peter nach Norf bestätigt.

Teilmaßnahme 3: Der zusätzliche Bedarf eines zweiten 380/220-kV-Netzkuppeltransformators in Opladen konnte nicht identifiziert werden. In den Berechnungen der Bundesnetzagentur konnte keine Überlastung in den 220-kV-Stromkreisen zum Umspannwerk Eller identifiziert werden. Die in den Netzberechnungen der Übertragungsnetzbetreiber nachgewiesenen Überlastungen sind gering, treten nur in wenigen Stunden eines Jahres in einem begrenzten Zeitraum auf und sind dadurch mit Redispatch einfach und günstiger zu beheben. Die Teilmaßnahme 3 wird deshalb nicht bestätigt.

Auf einen Blick

P463		M690
NOVA		V
Trassenlänge in km	Bestand	51
	Ausbau	0
Bestätigung		Ja

P464: Netzerweiterung im Saarland

Das Projekt P464 mit der Maßnahme M691 wird im Netzentwicklungsplan 2019-2030 erstmalig geprüft. Das Projekt wurde von den Übertragungsnetzbetreibern im Rahmen der Konsultation nachgereicht. Damit verbunden sind auch neue Informationen bezüglich der regionalen Last. Somit bildet die ursprüngliche Lastregionalisierung die Gegebenheiten nicht mehr hinreichend ab. Die Prüfung erfolgt auf einem modifizierten Datensatz des Szenarios C2030, der diese Erkenntnisse berücksichtigt. Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Gesamteinbetriebnahme des Projektes bis zum Jahr 2028 an.

Beschreibung

Mit der Maßnahme M691 planen die Übertragungsnetzbetreiber die Erweiterung des 380-kV-Netzes im Saarland. Dafür sollen die bestehenden 220-kV-Leitungen zwischen dem Punkt Fraulautern und Saarwellingen, sowie zwischen Saarwellingen und Diefflen durch 380-kV-Systeme ersetzt werden. Dies kann teilweise durch Spannungsumstellung und teilweise durch Neubau in bestehender Trasse erfolgen. Zusätzlich ist ein Neubau der Schaltanlage am Standort Saarwellingen in 380kV notwendig. Langfristig soll möglicherweise auch am Standort Diefflen eine neue 380kV Schaltanlage errichtet werden.

Bewertung

Die Prüfung mit modifiziertem Datensatz hat keine (n-1)-Überlastungen in der betroffenen Region ergeben. Die angenommene Lasterhöhung kann nach derzeitiger Einschätzung der Bundesnetzagentur auch durch das bestehende 220-kV-Netz bedient werden. Gegebenenfalls prüft die Bundesnetzagentur die Maßnahme, unter Berücksichtigung dann vorliegender Erkenntnisse zur weiteren Lasterhöhung, im Netzentwicklungsplan 2021-2035 erneut.

Die Maßnahme M691 wird nicht bestätigt.

Sammelprojekt P113/P310/P327/P345/ P346/P347/P348/P349/P350

Die Projekte P113, P310, P327, P345, P346, P347, P348, P349, P350 wurden erstmals im Netzentwicklungsplan 2017-2030 als Ad-hoc-Maßnahmen geprüft. Um den volkswirtschaftlichen Nutzen der Maßnahmen sicherzustellen, prüft die Bundesnetzagentur die Maßnahmen erneut als Sammelprojekt. Die Prüfung erfolgt im Szenario B2025.

Die Maßnahmen M519, M485, M522, M556, M557, M558, M559, M560 und M561 werden als Ad-Hoc-Maßnahmen bestätigt.

Beschreibung

Im Rahmen genannten Ad-Hoc-Maßnahmen planen die Übertragungsnetzbetreiber die Errichtung von Phasenschiebertransformatoren an den Standorten Kruckel, Hamburg/Ost, Hanekenfähr, Oberzier, Wilster/ West, Würgau und Pulverdingen. Außerdem ist die Errichtung je einer Serienkompensation an den Stromkreisen Stadorf-Wahle geplant. Diese Maßnahmen dienen dazu, die Leistungsflüsse im Übertragungsnetz besser steuern zu können und damit das bestehende Netz besser auszulasten. Zusätzlich werden im Rahmen der Maßnahme M485 die bestehenden Leitungen zwischen Bürstadt und Kühmoos verstärkt.

Volkswirtschaftlicher Nutzen

Die Kriterien der Wirksamkeit und Erforderlichkeit finden bei der Prüfung von Ad-Hoc-Maßnahmen keine Berücksichtigung. Stattdessen wird eine Wirtschaftlichkeitsanalyse durchgeführt. Die Maßnahmen weisen zusammen einen wirtschaftlichen Nutzen von 1.366 Mio.€ über den Betrachtungszeitraum von vier Jahren auf. Bei Investitionskosten von 874 Mio.€ amortisieren sie sich damit nach weniger als 3 Jahren Betriebszeit.

Ergebnis

Die Maßnahmen stiften im betrachteten Zeitraum einen Nutzen, der die Investitionskosten übersteigt. Bereits nach weniger als 3 Jahren haben sie ihre Investitionskosten verdient und können auch in der Zeit danach noch signifikante Einsparungen generieren.

d. Prüfung des Bedarfs der beantragten seeseitigen Maßnahmen

Folgende Offshore-Anbindungssysteme werden einschließlich dem geplanten Zeitpunkt ihrer Fertigstellung und ihres Netzverknüpfungspunktes bestätigt:

Bestätigte Offshore-Anbindungssysteme

Anbindungssystem	geplanter Zeitpunkt der Fertigstellung	Netzverknüpfungspunkt
OST-7-1 ¹ (Testfeldanbindung)	2024	Gemeinde Papendorf
OST-1-4	2026	Suchraum Gemeinden Lubmin/Brünzow/Wusterhusen/Kemnitz
NOR-7-2 (BorWin6)	2027	Büttel
NOR-3-2 (DolWin4)	2028	Hanekenfähr
NOR-6-3 (BorWin4)	2029	Hanekenfähr
NOR-9-1	2029	Unterweser
NOR-10-1 ²	2030	Unterweser
NOR-12-1 ²	2030	Wilhelmshaven 2

¹ Bestätigt unter Vorbehalt einer zukünftigen Festlegung des konkreten räumliche Umrisses des Testfelds in einer Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans.

² Bestätigt unter Vorbehalt einer zukünftigen Berücksichtigung der zu erschließenden Flächen in einer Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans.

Die im zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans 2019-2030 durch die Übertragungsnetzbetreiber beantragten Anbindungssysteme NOR-9-2, NOR-10-2 und NOR-12-2 werden nicht bestätigt.

Zudem werden folgende Offshore-Anbindungssysteme mit einer geplanten Fertigstellung nach 2030 unter dem Vorbehalt bestätigt, dass die potenziellen Flächen, die durch die entsprechenden Anbindungssysteme erschlossen werden sollen, in einer Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans als Flächen festgelegt werden:

Anbindungssystem	Netzverknüpfungspunkt
NOR-11-1	Suchraum Gemeinden Ibbenbüren / Mettingen / Westerkappeln
NOR-11-2	Wehrendorf
NOR-13-1	Heide/West

1. Ausbaubedarf, Realisierungsreihenfolge und geplante Fertigstellung der Anbindungssysteme

Der Ausbaubedarf wird grundsätzlich anhand der Vorgaben des Flächenentwicklungsplans zu den Gebieten und Flächen ermittelt, die zur Ausschreibung kommen sollen, sowie der voraussichtlich zu installierenden Leistung der festgelegten Flächen und zur Übertragungskapazität der Anbindungssysteme. Die Realisierungsreihenfolge und die Zeitpunkte der geplanten Fertigstellung der Anbindungen richten sich nach den Vorgaben des Flächenentwicklungsplans zur Reihenfolge der zur Ausschreibung festgelegten Flächen und zu den Inbetriebnahmejahren der Anbindungssysteme, die zur Erschließung der jeweiligen Flächen erforderlich sind.

Der Flächenentwicklungsplan basiert jedoch auf dem jährlichen Ausbaupfad für die Jahre 2026 bis 2030 in Höhe von durchschnittlich 840 MW Offshore-Windenergie, welchen das WindSeeG verbindlich vorgibt, und führt damit zu einem voraussichtlichen Ausbau an Offshore-Windenergie bis zum Jahr 2030 in Höhe von 15 GW. Demgegenüber unterstellt der Szenariorahmen 2019-2030 in Umsetzung des 65-Prozent-Ziels bis zum Jahr 2030 einen höheren Ausbau an Offshore-Windenergie.

Zudem wird zur Berücksichtigung des Kohleausstiegs bei der Prüfung landseitiger Maßnahmen für das Jahr 2030 das Szenario C 2038* berücksichtigt (siehe oben Punkt I.B.5.1.). Hierbei wird ein Ausbau an Offshore-Windenergie in Höhe von 26,9 GW angenommen. Für einen darüberhinausgehenden Ausbau – bspw. wie in der Konsultation mit 30 GW vorgeschlagen – fehlt es an einer ausreichenden fachplanerischen Grundlage im Rahmen des Flächenentwicklungsplans bzw. des Anhangs zum Flächenentwicklungsplan. Dies bedeutet jedoch nicht, dass in einem oder mehreren Szenarien des kommenden Netzentwicklungsplanprozesses nicht Annahmen zur Offshore-Windenergie zugrunde gelegt werden, die über die 26,9 GW des Szenarios C 2038* hinausgehen.

Allerdings werden die Flächen, die bis 2030 zur Umsetzung der Offshore-Ausbaupfade des Szenariorahmens erschlossen werden müssten, einschließlich der Inbetriebnahmejahre der dazu erforderlichen Anbindungssysteme im Anhang des Flächenentwicklungsplans informatorisch dargestellt; daneben sind auch die Flächen aufgeführt, die nach 2030 noch potenziell für einen weiteren Ausbau der Offshore-Windenergie zur Verfügung stehen. Auf dieser Basis können auch die zusätzlichen Anbindungssysteme ermittelt werden, die zur Erreichung der Offshore-Ausbaupfade des Szenariorahmens erforderlich sind. Die entsprechenden Anbindungssysteme können auf dieser Grundlage entgegen in der Konsultation geäußerten Bedenken auch bestätigt werden, jedoch nur unter dem Vorbehalt, dass eine zukünftige Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans die entsprechenden Flächen noch verbindlich festlegt. Hierfür bedarf es der Schaffung einer entsprechenden gesetzlichen Grundlage; dies gilt sowohl für die Umsetzung der Offshore-Ausbaupfade des Szenariorahmens als auch für die nach 2030 noch zu erschließenden Flächen. Sollte dies nicht zeitnah erfolgen, erscheint eine rechtzeitige Realisierung der zusätzlichen Anbindungssysteme sowie eine rechtzeitige Voruntersuchung und Ausschreibung der zusätzlichen Flächen als unrealistisch.

Im Gegensatz zu den landseitigen Maßnahmen bestätigt die Bundesnetzagentur für jedes Szenario (A, B und C) zunächst alle erforderlichen Anbindungssysteme. Demgegenüber werden beim landseitigen Netzausbau lediglich die Maßnahmen bestätigt, die sich als derart robust erweisen, dass sie in allen Szenarien bestätigungsfähig sind. Diese Unterscheidung ist gerechtfertigt, da der landseitige Ausbau durch eine Vielzahl unterschiedlicher Parameter beeinflusst wird und einer möglichen Unterdimensionierung durch Netzengpassmanagement entgegengewirkt. Dies verhält sich jedoch bei Offshore-Anbindungssystemen anders: Diese werden durch exakte Vorgaben des Flächenentwicklungsplans ausgelöst, d.h. es handelt sich um konkrete Anbindungen für Offshore-Windparks, deren Anspruch auf Netzanbindungskapazität im Falle einer Unterdimensionierung nicht bedient werden könnte.

1.1 Ausbaubedarf an Anbindungssystemen

Der im zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans 2019-2030 durch die Übertragungsnetzbetreiber ermittelte Ausbaubedarf ist sachgerecht. Eine Ausnahme besteht für die Anbindungssysteme NOR-9-2, NOR-10-2 und NOR-12-2, welche in keinem Szenario bestätigt werden, sowie für die Anbindung NOR-10-1, welche auch in

den Szenarien B 2030 und C 2030 erforderlich ist, und nicht bloß in Szenario A 2030.³ Die Bestätigung der Anbindungssysteme NOR-10-1 und NOR-12-1 für das Zieljahr 2030 sowie der Anbindungen NOR-11-1, NOR-11-2 und NOR-13-1 für das Jahr 2038 steht jedoch unter dem Vorbehalt, dass der Flächenentwicklungsplan – auf Basis einer entsprechend geänderten Rechtslage – die Flächen im Rahmen einer Fortschreibung verbindlich festlegt, zu deren Erschließung die genannten Anbindungssysteme dienen.

Im Folgenden ist der Bedarf an Anbindungssystemen dargestellt:

Ausbaubedarf in Nord- und Ostsee ab dem Jahr 2026 im Netzentwicklungsplan

Gebiet	Fläche	Voraus. zu installierende Leistung [MW]	Anbindungssysteme		Freie Übertragungskapazität [MW]
			Szenario A 2030	Szenario B/C 2030	
N-3	N-3.7 ¹	225	NOR-3-3	NOR-3-3	658
	N-3.8 ¹	433 ²			
O-1	O-1.3	300	OST-1-4	OST-1-4	300
N-7	N-7.2	930 ²	NOR-7-2	NOR-7-2	930
N-3	N-3.5	420	NOR-3-2	NOR-3-2	900
	N-3.6	480			
N-6	N-6.6	630	NOR-6-3	NOR-6-3	900
	N-6.7	270			
N-9 ⁵	N-9.1 ³	1000	NOR-9-1	NOR-9-1	2000
	N-9.2	1000			
N-10 ⁵	N-10.2 ^{3 4}	700	NOR-10-1	NOR-10-1	1700
	N-10.1 ⁴	1000			
N-12 ⁵	N-12.1 ⁴	1000	NOR-12-1	-	2000
	N-12.2 ^{3 4}	1000			

¹ Die Flächen N-3.7 und N-3.8 werden durch die Startnetzanbindung NOR-3-3 erschlossen, die voraussichtlich bereits 2023 in Betrieb geht.

² Diese Werte entsprechen dem Anhang zum Flächenentwicklungsplan für die Szenarien A 2030 und B/C 2030. Im Flächenentwicklungsplan selbst ist für die Flächen aufgrund der Beschränkung des jährlichen Ausbaupfades durch das WindSeeG eine voraussichtlich zu installierende Leistung von 375 MW für die Fläche N-3.8 und von 900 MW für die Fläche N-7.2 vorgesehen.

³ Teilflächen wurden nicht dargestellt.

⁴ In den Szenarien B 2030 und C 2030 würde nur die Fläche N-10.2 im Jahr 2030 erschlossen, während auf den Flächen N-10.1, N-12.1 und N-12.2 erst nach 2030 ein Windpark in Betrieb genommen würde.

⁵ Im Flächenentwicklungsplan sind aufgrund der bestehenden Regelungen des WindSeeG, welches einen Ausbaupfad von 15 GW Offshore-Windenergie für 2030 vorsieht, die Flächen N-9.2, N-10.1, N-12.1 und N-12.2 noch nicht verbindlich festgelegt, sondern lediglich informativ im Anhang dargestellt.

³ Zur im zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans 2019-2030 beantragten Anbindung OST-7-1 siehe unten Punkt 1.3.

Der Ausbaubedarf wird zunächst anhand der Gebiete und der Flächen ermittelt, die entsprechend des Flächenentwicklungsplans zur Ausschreibung kommen sollen: in der Nordsee die Gebiete N-3, N-6, N-7 und N-9, in der Ostsee das Gebiet O-1.

Die Flächen N-3.7 und N-3.8 in Gebiet N-3 werden über die Startnetzanbindung NOR-3-3 erschlossen, die bereits 2023 in Betrieb gehen soll und noch eine freie Übertragungskapazität in Höhe von 658 MW aufweist.

Die übrigen Flächen – auch die beiden verbleibenden Flächen N-3.5 und N-3.6 in Gebiet N-3 – werden nicht bereits durch Startnetzanbindungen erschlossen, d.h. es besteht ein Bedarf für den Zubau neuer Anbindungssysteme. Wie groß dieser ist, richtet sich nach der voraussichtlich zu installierenden Leistung der Flächen in einem Gebiet unter Berücksichtigung der Übertragungskapazität der Anbindungssysteme.

Die noch nicht erschlossene Fläche O-1.3 in Gebiet O-1 weist eine voraussichtlich zu installierende Leistung in Höhe von insg. 300 MW auf, so dass diese mit dem vierten AC-Anbindungssystem OST-1-4 für Gebiet O-1 erschlossen werden, welches entsprechend des Flächenentwicklungsplans mit einer Übertragungskapazität in Höhe von 300 MW realisiert wird.

Die Gebiete N-3, N-6 und N-7 weisen entsprechend des Flächenentwicklungsplans eine voraussichtlich zu installierende Leistung von je 900 MW auf. Diese Gebiete beinhalten fünf noch nicht erschlossene Flächen (N-3.5, N-3.6, N-6.6, N-6.7, N-7.2). Die Flächen sollen dann mit dem jeweils dritten – NOR-3-2⁴ und NOR-6-3 – bzw. zweiten DC-Anbindungssystem – NOR-7-2 – für das betroffene Gebiet erschlossen werden.

Die Gebiete N-3, N-6 und N-7 liegen in der Küstenentfernungszone 1 und 2, die Realisierung der Anbindungssysteme würde daher entsprechend des Flächenentwicklungsplans mit einer Übertragungskapazität von 900 MW erfolgen.

Im Falle des Anbindungssystems NOR-7-2 bedürfte es entsprechend des Anhangs zum Flächenentwicklungsplan im Rahmen des Szenarios A 2030 einer Übertragungskapazität von 930 MW.

Da die Gebiete N-3, N-6 und N-7 kein entsprechendes noch zu erschließendes Erzeugungspotenzial aufweisen, bedarf es auch keiner Realisierung der Anbindungssysteme mit einer Übertragungsspannung +/- 525 kV bzw. einer Übertragungskapazität von 2.000 MW.

Die beiden Flächen (N-9.1, N-9.2) in Gebiet N-9 weisen eine voraussichtlich zu installierende Leistung in Höhe von je 1.000 MW auf. Dieses Gebiet soll trotz seiner Lage in der Küstenentfernungszone 3 entsprechend des Flächenentwicklungsplans noch durch DC-Anbindungen mit einer Übertragungsspannung von +/- 320 kV und einer Übertragungskapazität von 1.000 MW erschlossen werden. Diese Ausnahme war dadurch begründet, dass die verfügbaren Netzverknüpfungspunkte im jeweiligen Inbetriebnahmejahr nur eine beschränkte Aufnahmefähigkeit aufweisen (siehe dazu unten Punkt Netzverknüpfungspunkte. und Konsistenz landseitiger Ausbau.). Allerdings haben die Übertragungsnetzbetreiber mittlerweile eine geänderte Planung vorgeschlagen, die einen Verzicht auf den Netzverknüpfungspunkt Heide/West unter Erweiterung des Netzverknüpfungspunktes Unterweser vorsieht (siehe dazu unten Punkt Netzverknüpfungspunkte. und Konsistenz landseitiger Ausbau.). Infolgedessen kann das Gebiet durch eine einzige Anbindung (NOR-9-1) mit einer Übertragungsspannung von +/- 525 kV und einer Übertragungskapazität von 2.000 MW vollständig erschlossen werden.

Da jedoch der Flächenentwicklungsplan aufgrund der bisherigen Konfiguration der landseitigen Netzverknüpfungspunkte der Anbindungssysteme NOR-9-1 und NOR-9-2 für beide Systeme eine Übertragungsspannung von +/- 320 kV und eine Übertragungskapazität von 1.000 MW vorsah, steht die Bestätigung der Anbindung

⁴ Aufgrund des Tausches der beiden Anbindungssysteme NOR-3-3 und NOR-3-2 im Rahmen des Offshore-Netzentwicklungsplans 2013 handelt es sich bei der Anbindung NOR-3-2 um die dritte Anbindung zur Erschließung von Gebiet N-3.

NOR-9-1 mit einer Übertragungskapazität von 2.000 MW unter dem Vorbehalt, dass in einer Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans für das Anbindungssystem NOR-9-1 eine entsprechende Übertragungskapazität festgelegt wird.

Das Anbindungssystem NOR-9-2 ist nicht mehr erforderlich; die Übertragungsnetzbetreiber unterstellten demgegenüber im zweiten Entwurf noch für NOR-9-1 und NOR-9-2 eine Übertragungskapazität von jeweils 1.000 MW. Zur Erfüllung des Ausschreibungspfades nach WindSeeG, der einen Ausbau an Offshore-Windenergie in Höhe von 15 GW vorsieht, muss lediglich die erste der beiden Flächen in Gebiet N-9 über das Anbindungssystem NOR-9-1 erschlossen werden.

Die zu erschließenden Flächen in den Gebieten N-10 und N-12 weisen entsprechend des Anhangs zum Flächenentwicklungsplan eine voraussichtlich zu installierende Leistung von insg. 1.700 MW bzw. 2.000 MW auf. Daher werden diese mit je einem DC-Anbindungssystem, den Anbindungen NOR-10-1 und NOR-12-1 erschlossen, (Anbindung zur Erschließung eines Gebiets in Küstenentfernungszone 3).

Allerdings ist die Anbindung NOR-12-1 lediglich zur Erschließung von Flächen erforderlich, die entsprechend des Anhangs zum Flächenentwicklungsplan im Rahmen des Szenarios A 2030 zur Ausschreibung kommen müssen. Daher stehen diese beiden Systeme unter dem Vorbehalt der zukünftigen Berücksichtigung der entsprechenden Flächen in einer Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans.

Da die Übertragungsnetzbetreiber im zweiten Entwurf von einer Übertragungskapazität der Anbindungssysteme von 1.000 bis 1.200 MW ausgegangen sind, bedurfte die Erschließung der Gebiete N-10 und N-12 noch je eines weiteren Anbindungssystems (NOR-10-2, NOR-12-2). Diese sind aufgrund des geänderten Standards in der Übertragungsspannung/-kapazität für Anbindungen in Zone 3 nicht mehr erforderlich.

Nach 2030 sind im Anhang zum Flächenentwicklungsplan perspektivisch verbleibende Potenziale für eine Voruntersuchung und Ausschreibung von Flächen für Offshore-Windenergie informativ dargestellt. Diese können unter Zugrundelegung des Szenarios C 2038* für einen Ausbau an Offshore-Windenergie auf 26,9 GW nach 2030 herangezogen werden.

Die Flächen in dem Gebiet N-11 weisen danach ein Potenzial von insg. 3.550 MW auf, die Flächen in dem Gebiet N-13 ein Potenzial von 2.000 MW. Zudem besteht ein Restpotenzial in dem Gebiet N-12 von 450 MW, welches entsprechend Anhang zum Flächenentwicklungsplan über das Gebiet N-11 abtransportiert werden soll.

Daher wird es zur Erschließung des Gebietes N-11 der beiden Anbindungssysteme NOR-11-1 und NOR-11-2 (das zweite würde das Restpotenzial in dem Gebiet N-12 miterschließen) bedürfen. Die Erschließung des Gebietes N-13 wird durch das Anbindungssystem NOR-13-1 nach 2030 gewährleistet werden. Die drei Anbindungen (NOR-11-1, NOR-11-2, NOR-13-1) zur Erschließung von Gebieten in der Küstenentfernungszone 3 würden entsprechend des Anhangs des Flächenentwicklungsplans mit einer Übertragungskapazität von je 2.000 MW realisiert werden.

Selbstverständlich werden auch die Anbindungssysteme NOR 11-1, NOR 11-2 und NOR 11-3 in den kommenden Netzentwicklungsplänen nur dann bestätigt werden können, wenn die entsprechenden anzubindenden Flächen in einer Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans Berücksichtigung finden.

Im Anhang des Flächenentwicklungsplans ist das Potenzial des Gebiets O-6 im Küstenmeer Mecklenburg-Vorpommerns nicht dargestellt. Dies ist dem Umstand geschuldet, dass die Fläche nicht frei von Rechten des bestehenden Windparkprojektes Gennaker ist und deshalb nicht für eine Ausschreibung der Fläche für die Vergütung von Strom aus dortigen Offshore-Windenergieanlagen zur Verfügung steht. Eine für die Ausschreibung entsprechend notwendige Voruntersuchung ist deshalb nicht möglich. In der Folge besteht daher grundsätzlich

kein Bedarf für ein zu bestätigendes Anbindungssystem OST-6-1 zur Erschließung des Gebiets. Ein entsprechendes Anbindungssystem wurde auch nicht seitens der Übertragungsnetzbetreiber beantragt, sondern lediglich informatorisch im Rahmen des zweiten Entwurfs des Netzentwicklungsplans 2019-2030 dargestellt.

Neben den für das Zieljahr 2030 bestätigten Netzanbindungen bedarf es zur Erreichung der 20 GW – anders als in der Konsultation behauptet – auch keines weiteren Anbindungssystems.

Seitens der 50Hertz Transmission GmbH wurde zudem im Rahmen der Konsultation eine Bestätigung des Anbindungssystems unter dem Vorbehalt gefordert, dass eine gesetzliche Grundlage für die Realisierung des genehmigten Offshore-Windparks Gennaker in Gebiet O-6 geschaffen wird. Allerdings führt die fehlende Bestätigung der Anbindung OST-6-1 nicht dazu, dass das Windparkprojekt nicht realisiert werden kann. Nur besteht kein Anspruch auf Förderung des dabei erzeugten Stroms nach dem EEG. Die Realisierung der Anbindung des Windparks zum landseitigen Netzverknüpfungspunkt obliegt dem Windparkbetreiber, er hätte insoweit auch die damit verbundenen Kosten der Erzeugungsanbindung ans Netz zu übernehmen.

1.2 Realisierungsreihenfolge und geplanter Zeitpunkt der Fertigstellung der Anbindungssysteme

Die im zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans 2019-2030 durch die Übertragungsnetzbetreiber angegebenen Zeitpunkte zur geplanten Fertigstellung der Anbindungssysteme sind sachgerecht. Eine Ausnahme besteht für das Anbindungssystem NOR-9-1, welches in Szenario A 2030 zu einem späteren Zeitpunkt fertiggestellt sein muss, sowie das Anbindungssystem NOR-10-1, welches in allen Szenarien zu einem früheren Zeitpunkt fertiggestellt sein muss. Im Folgenden ist die zeitliche Reihenfolge der Anbindungssysteme einschließlich der geplanten Zeitpunkte der Fertigstellung dargestellt:

Übersicht zeitliche Reihenfolge Anbindungssysteme

Fläche	Anbindungssysteme	Kalenderjahr Inbetriebnahme Anbindungssystem
N-3.7 ¹	(NOR-3-3)	(2023) ¹
N-3.8 ¹		
O-1.3	OST-1-4	2026
N-7.2	NOR-7-2	2027
N-3.5	NOR-3-2	2028
N-3.6		
N-6.6	NOR-6-3	2029
N-6.7		
N-9.1 ²	NOR-9-1	2029
N-9.2		
N-10.2 ^{2,3}	NOR-10-1	2030 ³
N-10.1 ³		
N-12.1 ³	NOR-12-1 ⁴	2030 ^{3,4}
N-12.2 ³		

¹ Die Flächen N-3.7 und N-3.8 werden durch die Startnetzanbindung NOR-3-3 erschlossen, die voraussichtlich bereits 2023 in Betrieb geht.

² Teilflächen wurden nicht dargestellt.

³ In den Szenarien B 2030 und C 2030 würde nur die Fläche N-10.2 im Jahr 2030 erschlossen, während auf den Flächen N-

10.1, N-12.1 und N-12.2 erst nach 2030 ein Windpark in Betrieb genommen würde.

⁴ Da das Anbindungssystem NOR-12-1 ist lediglich in Szenario A 2030 erforderlich, jedoch nicht in den Szenarien B 2030 und C 2030.

Die Zeitpunkte der geplanten Fertigstellung der Anbindungssysteme werden anhand der Vorgaben des Flächenentwicklungsplans zur Reihenfolge der festgelegten Flächen und zu den Inbetriebnahmejahren der Anbindungssysteme ermittelt, die zur Erschließung der jeweiligen Flächen erforderlich sind.

Hiernach muss das Anbindungssystem zur Erschließung von Fläche O-1.3 (OST-1-4) im Jahr 2026, das Anbindungssystem zur Erschließung der Fläche N-7.2 (NOR-7-2) im Jahr 2027, das Anbindungssystem zur Erschließung der Flächen N-3.5 und N-3.6 (NOR-3-2) im Jahr 2028, das Anbindungssystem zur Erschließung der Flächen N-6.6 und N-6.7 (NOR-6-3) im Jahr 2029 sowie das Anbindungssystem zur Erschließung der Fläche N-9.1 (NOR-9-1) im Jahr 2030 (WindSeeG) fertiggestellt sein.

Davon abweichend ist entsprechend des Anhangs zum Flächenentwicklungsplan die Anbindung zur Erschließung der Fläche N-9.1 (NOR-9-1) in Szenario A 2030 bereits im Jahr 2028, in den Szenarien B 2030 und C 2030 im Jahr 2029 fertigzustellen.

Infolge des Verzichts auf den Netzverknüpfungspunkt Heide/West unter Erweiterung des Netzverknüpfungspunktes Unterweser (siehe dazu unten Punkt Netzverknüpfungspunkte und Konsistenz landseitiger Ausbau.) sowie der Realisierung von NOR-9-1 als erstes Anbindungssystem in Deutschland mit einer Übertragungsspannung von +/- 525 kV bietet es sich an, das Fertigstellungsjahr von NOR-9-1 auch in Szenario A 2030 auf das Jahr 2029 zu legen.

In der Konsultation wurden Bedenken vorgebracht, dass das Anbindungssystem NOR-7-2 rechtzeitig bis 2027 fertiggestellt sei. Diese Bedenken wurden seitens der Übertragungsnetzbetreiber bislang nicht bestätigt. Allerdings stellt die zeitliche Realisierung der bestätigten Anbindungssysteme eine Herausforderung für alle Beteiligten dar und bedarf insoweit einer beständigen Begleitung.

Die geplanten Fertigstellungszeitpunkte der zur Umsetzung des Szenariorahmens zusätzlich erforderlichen Anbindungssysteme richten sich nach dem Anhang zum Flächenentwicklungsplan. Die Anbindungssysteme zur Erschließung der Flächen N-10.1 und N-10.2 (NOR-10-1) sowie N-12.1 und N-12.2 (NOR-12-1) müssen im Jahr 2030 fertiggestellt sein (in den Szenarien B 2030 und C 2030 bedarf es jedoch nicht der Erschließung des Gebiets N-12).

Die Anbindungssysteme zur Erschließung der Gebiete N-11 und N-13 (NOR-11-1, NOR-11-2, NOR-13-1) müssen erst nach 2030 in Betrieb genommen werden. Konkrete Inbetriebnahmejahre gibt der Anhang des Flächenentwicklungsplans nicht vor, so dass die Festlegung der geplanten Fertigstellungszeitpunkte einem zukünftigen Netzentwicklungsplan unter Berücksichtigung einer entsprechenden Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans vorbehalten bleibt.

1.3 Testfeldanbindung

Die im zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans 2019-2030 durch die Übertragungsnetzbetreiber beantragte Anbindung OST-7-1 wird ebenfalls bestätigt, jedoch als Testfeldanbindung mit einer geplanten Fertigstellung im Jahr 2024 (und nicht wie im Entwurf beantragt im Jahr 2026 zur Anbindung kommerzieller Windparks). Zudem steht die Beauftragung des Anbindungssystems für das Inbetriebnahmejahr 2024 unter dem Vorbehalt, dass der räumliche Umriss des Testfelds, welches durch die Anbindung erschlossen werden soll, in einer Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans konkret festgelegt wird.

Der Flächenentwicklungsplan sieht vor, dass das Gebiet nordwestlich Warnemünde als Testfeld ausgewiesen werden soll. Als Kalenderjahr für die voraussichtliche Inbetriebnahme der Testfeldanbindung wird das Jahr 2024 festgelegt, als Übertragungskapazität der Anbindung 300 MW. Insoweit kann die Anbindung OST-7-1 mit einer Übertragungskapazität von 300 MW, die ursprünglich zur Erschließung einer Fläche für kommerzielle Windparks im Gebiet Warnemünde geplant war, nunmehr zur Erschließung eines Testfelds im selben Gebiet herangezogen werden. Denn unabhängig davon, ob das gesamte Gebiet zu einem Testfeld wird oder nur der westliche Teil, kann das Potenzial des gesamten Gebiets mit der Anbindung OST-7-1 erschlossen werden.

Allerdings wird die Beauftragung der Anbindung unter dem Vorbehalt bestätigt, dass in einer Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans der konkrete räumliche Umriss des Testfelds, welches durch die Anbindung erschlossen werden soll, festgelegt wird. Denn laut dem Flächenentwicklungsplan bleibt diese dem Fortschreibungsverfahren des Flächenentwicklungsplans vorbehalten (sowie einem etwaigen gesonderten raumordnerischen Verfahren des Landes Mecklenburg-Vorpommern). Daher kann auch nicht dem Einwand gefolgt werden, es reiche bereits aus, dass im Flächenentwicklungsplan die Testfeldanbindung ohne Vorbehalt fachplanerisch festgelegt wurde. Maßgeblich für eine energiewirtschaftliche Bestätigung nach § 12b Abs. 1 Satz 4 Nr. 7 EnWG ist die abgeschlossene fachplanerische Festlegung einer Fläche im Flächenentwicklungsplan. Der räumliche Umriss des Testfelds ist der Kern einer solch fachplanerischen Festlegung. Solange dieser nicht bestimmt ist, kann entgegen der Ansicht eines Konsultationsteilnehmers auch nicht von einem abgeschlossenen fachplanerischen Prozess hinsichtlich des Testfelds ausgegangen werden.

Insoweit besteht auch kein Unterschied zur Anbindung kommerzieller Flächen, die zur Ausschreibung kommen, denn auch hier muss eine Fläche abschließend im Flächenentwicklungsplan festgelegt sein, damit eine vorbehaltlose Bestätigung des jeweiligen Anbindungssystems im Rahmen des Netzentwicklungsplans infrage kommt.

Demgegenüber bezieht sich der Vorbehalt – anders als in der Konsultation dargestellt – nicht auf ein zukünftiges Nutzungskonzept des Offshore-Testfeldes und macht die Realisierung der Testfeldanbindung gerade nicht von der Bezuschlagung, Zulassung oder der Vorlage eines Nutzungskonzepts einer Test- bzw. Pilotanlage abhängig. Zumal bis zur Beauftragung der Testfeldanbindung, auf Basis dieser Bestätigung der anbindungsverpflichtete Übertragungsnetzbetreiber bereits die Planungsphase einleiten kann.

2. Netzverknüpfungspunkte

Die im Rahmen des zweiten Entwurfs des Netzentwicklungsplans 2019-2030 durch die Übertragungsnetzbetreiber eingebrachten Netzverknüpfungspunkte sind sachgerecht. Eine Ausnahme besteht für das Anbindungssystem NOR-10-1 sowie die nach 2030 zu realisierenden Anbindungssysteme NOR-11-1, NOR-11-2 und NOR-13-1, für alternative Netzverknüpfungspunkte festzulegen sind. Im Folgenden sind die Netzverknüpfungspunkte der jeweiligen Anbindungssysteme entsprechend des zweiten Entwurfs des Netzentwicklungsplans 2019-2030 sowie die Netzverknüpfungspunkte dargestellt, die davon abweichend mit der Bestätigung des Netzentwicklungsplans 2019-2030 festgelegt werden:

Übersicht Netzverknüpfungspunkte

Anbindungssystem	Netzverknüpfungspunkte 2. Entwurf Netzentwicklungsplan 2019-2030	Abweichende Netzverknüpfungspunkte Bestätigung Netzentwicklungsplan 2019-2030
OST-7-1 ¹ (Testfeldanbindung)	Gemeinde Papendorf	-
OST-1-4	Suchraum Gemeinden Lubmin/Brünzow/Wusterhusen/Kemnitz	-
NOR-7-2 (BorWin6)	Büttel	-
NOR-3-2 (DolWin4)	Hanekenfähr	-
NOR-6-3 (BorWin4)	Hanekenfähr	-
NOR-9-1	Unterweser	-
NOR-10-1 ²	Suchraum Gemeinden Ibbenbüren / Mettingen / Westerkappeln	Unterweser
NOR-12-1 ²	Wilhelmshaven 2	-
NOR-11-1 ²	Wilhelmshaven 2	Suchraum Gemeinden Ibbenbüren / Mettingen / Westerkappeln
NOR-11-2 ²	Unterweser	Wehrendorf
NOR-13-1 ²	-	Heide/West

¹ Bestätigt unter Vorbehalt einer zukünftigen Festlegung des konkreten räumliche Umrisses des Testfelds in einer Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans.

² Bestätigt unter Vorbehalt einer zukünftigen Berücksichtigung der zu erschließenden Flächen in einer Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans.

Für das Anbindungssystem NOR-10-1 (sowie auch das nicht bestätigte Anbindungssystem NOR-9-2) sieht der zweite Entwurf des Netzentwicklungsplans 2019-2030 als Netzverknüpfungspunkt „Suchraum Gemeinden Ibbenbüren / Mettingen / Westerkappeln“ vor. Da das Anbindungssystem jedoch dann aufgrund der langen landseitigen Trasse erst nach 2030 realisiert würde, kommt der Netzverknüpfungspunkt nach derzeitiger Einschätzung der Bundesnetzagentur nicht für NOR-10-1 in Betracht. Für NOR-10-1 wurde seitens der Übertragungsnetzbetreiber der Netzverknüpfungspunkt Unterweser als Alternative vorgeschlagen. Da eine Einbindung von bis zu 4 GW Offshore-Windenergie über die beiden Anbindungssysteme NOR-9-1 und NOR-10-1 in Unterweser möglich ist, wird dieser Netzverknüpfungspunkt für das Anbindungssystem NOR-10-1 bestätigt (zum landseitigen Ausbau siehe Punkt Konsistenz landseitiger Ausbau.).

Die TenneT TSO GmbH schlug im Rahmen der Konsultation vor, das Anbindungssystem NOR-12-1 anstatt zum Netzverknüpfungspunkt Wilhelmshaven 2 zu einem Netzverknüpfungspunkt Polsum zu führen und auf den Korridor DC 25 Wilhelmshaven 2-Polsum zu verzichten. Nach 2030 könne dann die Anbindung wieder in einen DC-Korridor umgewidmet werden, indem man in Wilhelmshaven eine DC-Sammelschiene errichtet, welche die Offshore-Anbindung und den DC-Korridor mit dem Drehstromnetz verbindet. Diesem Vorschlag wird jedoch im Rahmen der Bestätigung des Netzentwicklungsplans 2019-2030 nicht gefolgt.

Erstens kann mit Blick auf das Zieljahr 2030 nicht auf Korridor DC 25 Wilhelmshaven 2-Polsum verzichtet werden, da dieser nicht ausschließlich dem Abtransport von Offshore-Windenergie dient. Es müsste daher ein anderer südlicher Netzverknüpfungspunkt wie bspw. Westerkappeln oder Wehrendorf gewählt werden. Das Verzögerungsrisiko einer derartig langen landseitigen Trasse (ca. 120-130 km) ist jedoch nicht geringer als das Verzögerungsrisiko der Realisierung der landseitig erforderlichen Drehstrommaßnahme P175 (ca. 36 km). Insoweit sieht der zweite Entwurf für die Anbindungen zu diesen beiden Netzverknüpfungspunkten – trotz Erforderlichkeit bis 2030 – erst eine Realisierung nach 2030 vor. Zumal auch das Einsparpotential an landseitigen DC-Konvertern am Standort Wilhelmshaven infolge einer DC-Sammelschiene nach 2030 geringer ist als seitens der TenneT TSO GmbH angenommen. Denn aufgrund des Wegfalls einer Unterbrechung des Projekts DC21 in Wilhelmshaven (siehe oben DC21b: Wilhelmshaven 2- Uentrop), kann bis 2030 lediglich ein Konverter eingespart werden. Zudem ist nicht absehbar, ob und zu welchen Kosten eine DC-Sammelschiene realisiert werden kann, so dass selbst eine Realisierung bis 2035 unklar ist. Da es sich jedoch um einen innovativen und grundsätzlich auch sinnvollen Ansatz handelt, sollte dieser in kommenden Netzentwicklungsplanprozessen vertieft untersucht werden.

Für die ggf. nach 2030 erforderlichen Anbindungssysteme NOR-11-1, NOR-11-2 und NOR-13-1 erscheinen die Netzverknüpfungspunkte „Suchraum Gemeinden Ibbenbüren / Mettingen / Westerkappeln“, Wehrendorf und Heide/West als mögliche Netzverknüpfungspunkte. „Suchraum Gemeinden Ibbenbüren / Mettingen / Westerkappeln“ und Wehrendorf waren im zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans 2019-2030 als Netzverknüpfungspunkte für die Anbindungssysteme NOR-9-2, NOR-10-1 und NOR-12-2 vorgesehen und würden entsprechend dem zweiten Entwurf für diesen Zeitraum zur Verfügung stehen. Aufgrund der Verschiebung des Netzverknüpfungspunktes für das Anbindungssystem NOR-10-1 nach Unterweser und des fehlenden Bedarfs der Anbindungssysteme NOR-9-2 und NOR-12-2 stehen beide Netzverknüpfungspunkte nunmehr für die Einbindung der Anbindungssysteme NOR-11-1 und NOR-11-2 zur Verfügung. Der Netzverknüpfungspunkt Heide/West war im zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans 2019-2030 als Netzverknüpfungspunkt für das Anbindungssystem NOR-10-2 im Jahr 2029 bzw. 2030 vorgesehen. Aufgrund des fehlenden Bedarfs des Anbindungssystems NOR-10-2 und der Möglichkeit NOR-10-1 mit 2 GW Übertragungskapazität am Netzverknüpfungspunkt Unterweser einzubinden steht der Netzverknüpfungspunkt nunmehr für die Einbindung des Anbindungssystems NOR-13-1 zur Verfügung. Zumal der im Rahmen der vorläufigen Prüfungsergebnisse für NOR-13-1 vorgesehene Netzverknüpfungspunkt Halbmond entsprechend der Stellungnahme der TenneT TSO GmbH schwieriger realisierbar ist.

In der Konsultation wurde hinterfragt, weshalb für das Anbindungssystem NOR-3-2 der Netzverknüpfungspunkt Hanekenfähr gewählt wurde, obwohl der Netzverknüpfungspunkt Meppen laut SUP vorzugswürdig erscheint. Die Bewertung „vorzugswürdig“ liegt jedoch schlicht daran, dass die Anbindung nach Meppen kürzer ist als die Anbindung nach Hanekenfähr. Dabei bleibt unberücksichtigt, dass eine Anbindung nach Meppen zusätzlichen landseitigen Netzausbaubedarf zwischen Meppen und Hanekenfähr auslösen würde, so dass im Ergebnis kein Vorteil gegenüber einer Lösung direkt in Hanekenfähr erkennbar ist.

3. Konsistenz landseitiger Ausbau

Die Konsistenz der bestätigten Offshore-Anbindungssysteme mit dem landseitigen Ausbau wird entsprechend dem zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans 2019-2030 gewahrt.

Sowohl der Ausbau der seeseitigen als auch der landseitigen Maßnahmen müssen aufeinander abgestimmt werden bzw. im Einklang stehen.

Schnittstellen sind insbesondere die Netzverknüpfungspunkte an Land. Eine Konsistenz zwischen landseitigem und seeseitigem Netzausbau ist dann gegeben, wenn die einzubindende Offshore-Erzeugungskapazität auch an Land abtransportiert werden kann. Dafür ist eine synchrone Umsetzung der jeweiligen Maßnahmen erforderlich, d. h., dass die landseitigen Netzverknüpfungspunkte konsistent sein müssen.

Im Entwurf des Netzentwicklungsplans 2019-2030 wurde die entsprechende anzubindende Erzeugungsleistung als Einspeisung an den entsprechenden Netzverknüpfungspunkten im Rahmen der Netzbelastungsrechnungen für den landseitigen Netzentwicklungsplan modelliert. Hierdurch konnte im Rahmen des Entwurfs des Netzentwicklungsplans 2019-2030 durch die Übertragungsnetzbetreiber festgestellt werden, welche Leitungsbaumaßnahmen durch die Anbindung von Erzeugungsleistung auf See benötigt werden.

Neben dieser Analyse der benötigten Leitungsbaumaßnahmen wurde auch dem zeitlich koordinierten Ausbau Rechnung getragen. Zum Zeitpunkt der geplanten Fertigstellung der Anbindungssysteme sollen die zugehörigen Netzverknüpfungspunkte sowie die landseitigen Ausbaumaßnahmen, die unmittelbar erforderlich sind, um den Abtransport des Offshore-Stroms zu gewährleisten, laut Zeitplan des zweiten Entwurfs des Netzentwicklungsplans 2019-2030 ebenfalls fertiggestellt sein.

So bedarf es für eine Einbindung des Anbindungssystems NOR-10-1 am Netzverknüpfungspunkt Unterweser im Jahr 2030 der Fertigstellung der landseitigen Projekte P 22 Conneforde-Unterweser-Elsfleth/West-Ganderkesee und P 119 Conneforde-Elsfleth/West-Sottrum. Da die Inbetriebnahme dieser Projekte entsprechend der Stellungnahme der TenneT TSO GmbH für das Jahr 2030 anvisiert wird, bleibt die Konsistenz mit dem landseitigen Ausbau gewahrt. Für die Einbindung des Anbindungssystems NOR-9-1 am Netzverknüpfungspunkt Unterweser im Jahr 2029 bedarf es hingegen noch nicht der Inbetriebnahme der beiden genannten Projekte.

Die Einbindung des Anbindungssystems NOR-12-1 am Netzverknüpfungspunkt Wilhelmshaven 2 im Jahr 2030 erfordert zwingend die Fertigstellung des landseitigen Projekts P 175 Wilhelmshaven 2-Fedderwarden-Conneforde im Jahr 2030. Die Fertigstellung des Projekts ist zwar entsprechend des zweiten Entwurfs des Netzentwicklungsplans 2019-2030 für das Jahr 2030 anvisiert, womit grundsätzlich auch in diesem Fall die Konsistenz zwischen see- und landseitigem Ausbau gewährleistet wird. Da sich jedoch der Netzverknüpfungspunkt Wilhelmshaven 2 nicht im vermaschten Netz befindet, hängt die landseitige Integration der Offshore-Windenergie, welche über NOR-12-1 an Land geführt wird in besonderem Maße von der rechtzeitigen Fertigstellung des Projekts P 175 ab.

In der Konsultation wurde die Frage aufgeworfen, ob es sinnvoll ist, das Anbindungssystem NOR-7-2 nach Büttel zu führen, um den Strom dann wiederum landseitig über die Maßnahme DC 21 nach Westen zurückzuführen. Allerdings steht NOR-7-2 landseitig nicht im Zusammenhang mit DC 21, anders als dies ursprünglich für die Anbindung NOR-10-2 nach Heide/West angedacht war. Jedoch führt kein bestätigtes Anbindungssystem bis 2030 nach Heide/West und Korridor B führt als DC 25 neu von Heide/West direkt nach Polsum, während DC 21b von Wilhelmshaven nach Uentrop führt.

C Kosten

Hinsichtlich der Kosten ergeht ein gesonderter Bescheid nach § 91 EnWG.

Rechtsmittelbelehrung

Gegen diesen Bescheid kann innerhalb eines Monats nach Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist bei der Bundesnetzagentur (Hausanschrift: Tulpenfeld 4, 53113 Bonn) einzureichen. Es genügt, wenn die Beschwerde innerhalb der Frist bei dem Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf) eingeht.

Die Beschwerde ist zu begründen. Die Frist für die Beschwerdebegründung beträgt einen Monat. Sie beginnt mit der Einlegung der Beschwerde und kann auf Antrag von dem oder der Vorsitzenden des Beschwerdegerichts verlängert werden. Die Beschwerdebegründung muss die Erklärung, inwieweit der Bescheid angefochten und seine Abänderung oder Aufhebung beantragt wird, und die Angabe der Tatsachen und Beweismittel, auf die sich die Beschwerde stützt, enthalten. Die Beschwerdeschrift und Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

Die Beschwerde hat keine aufschiebende Wirkung (§ 76 Abs. 1 EnWG).

Jochen Homann

Präsident

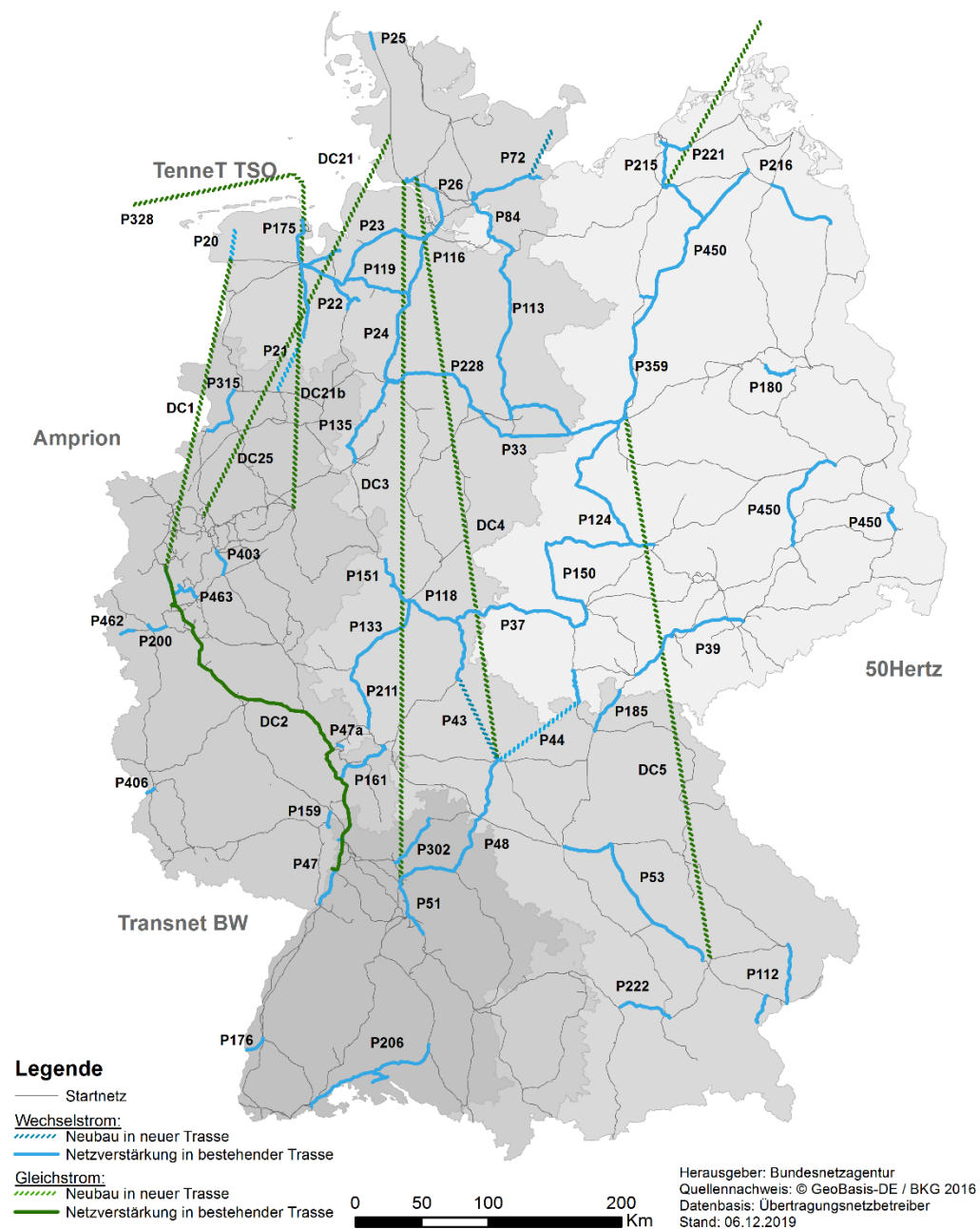
Anhang

A. Karten



Bundesnetzagentur

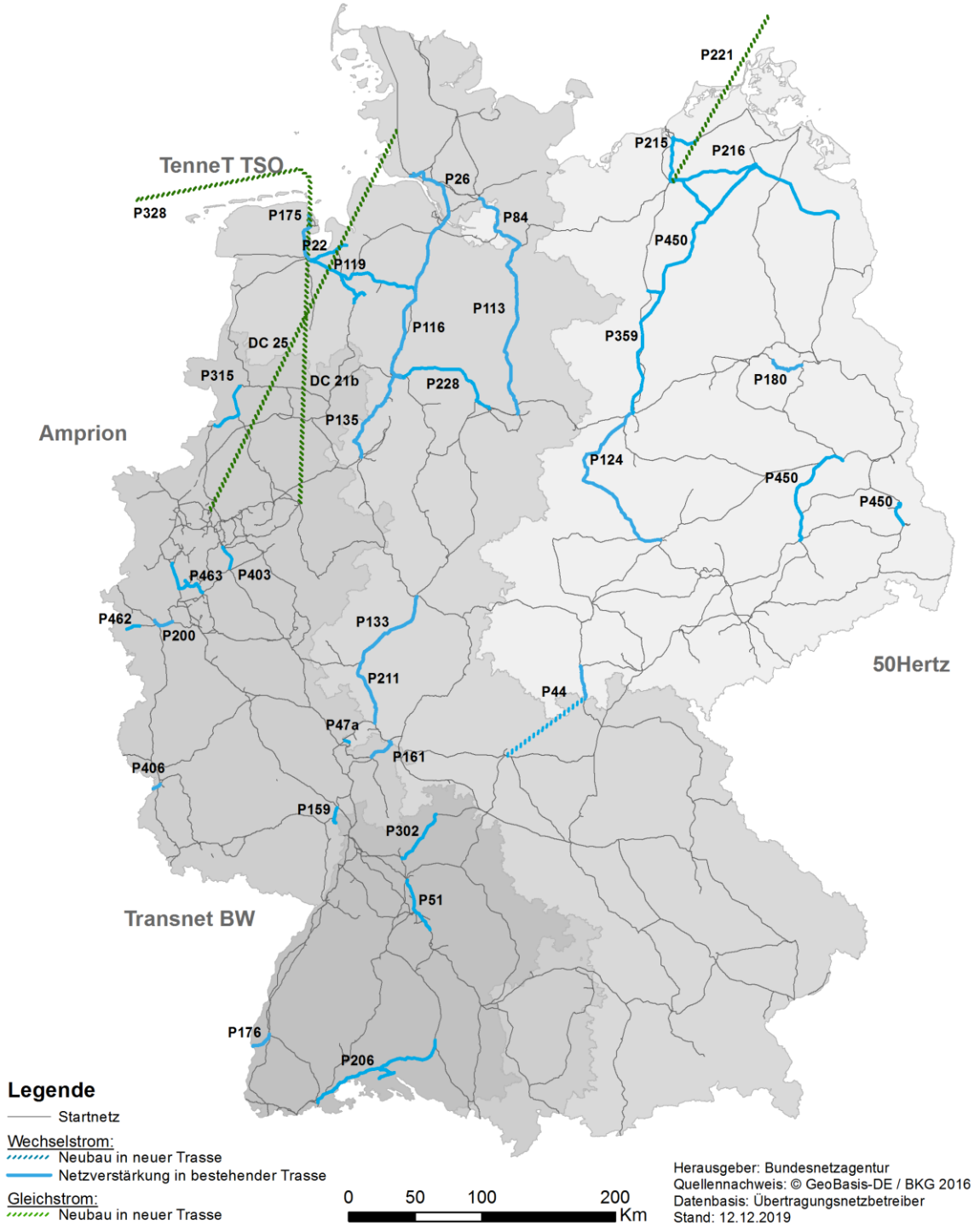
Netzentwicklungsplan Strom 2019 - 2030: bestätigte Maßnahmen





Bundesnetzagentur

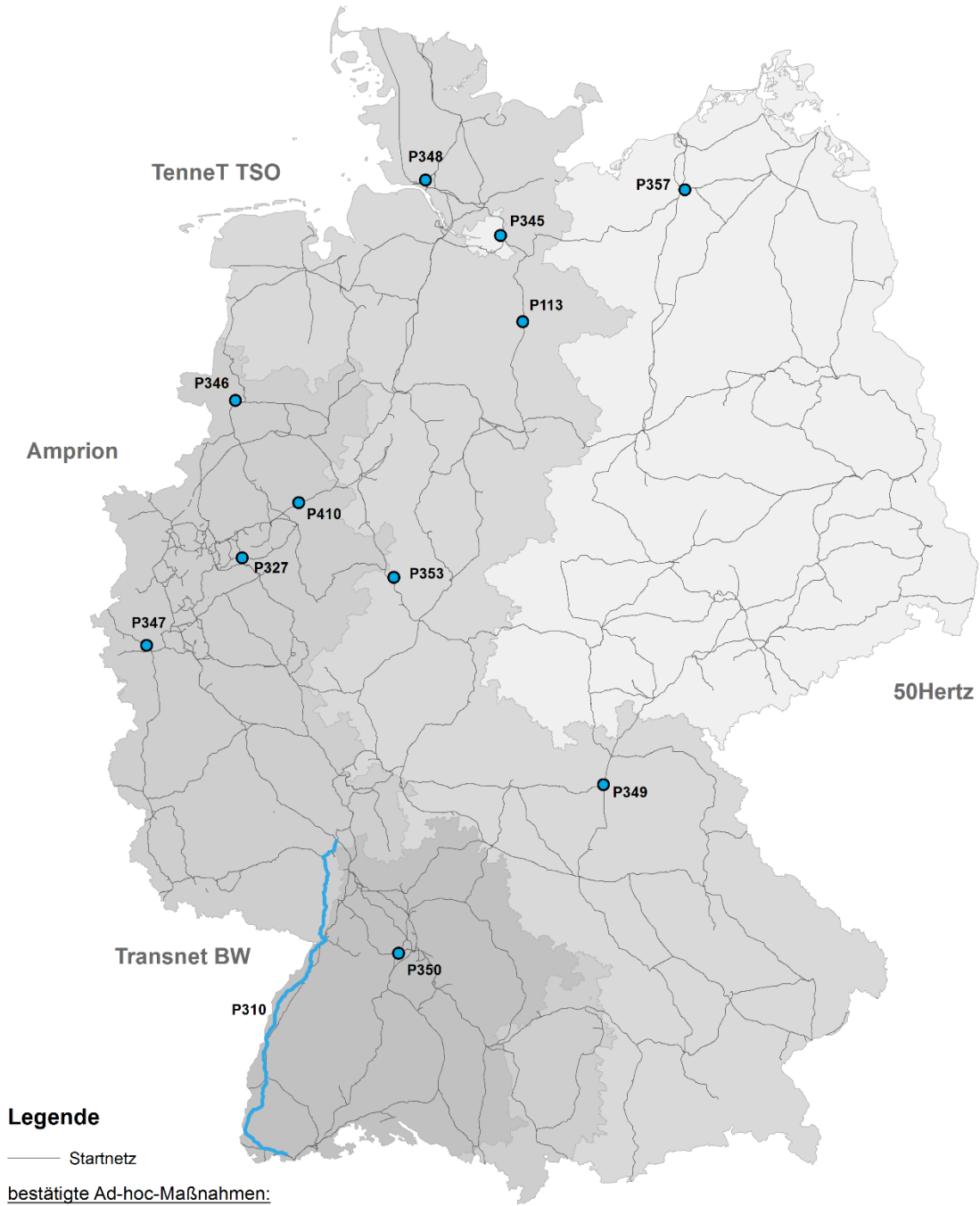
Netzentwicklungsplan Strom 2019 - 2030: zusätzlich zum BBP-Netz bestätigte Streckenmaßnahmen





Bundesnetzagentur

Netzentwicklungsplan Strom 2019 - 2030: bestätigte Ad-hoc-Maßnahmen



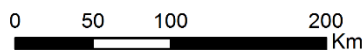
Legende

— Startnetz

bestätigte Ad-hoc-Maßnahmen:

— Streckenmaßnahme

● Punktmaßnahme

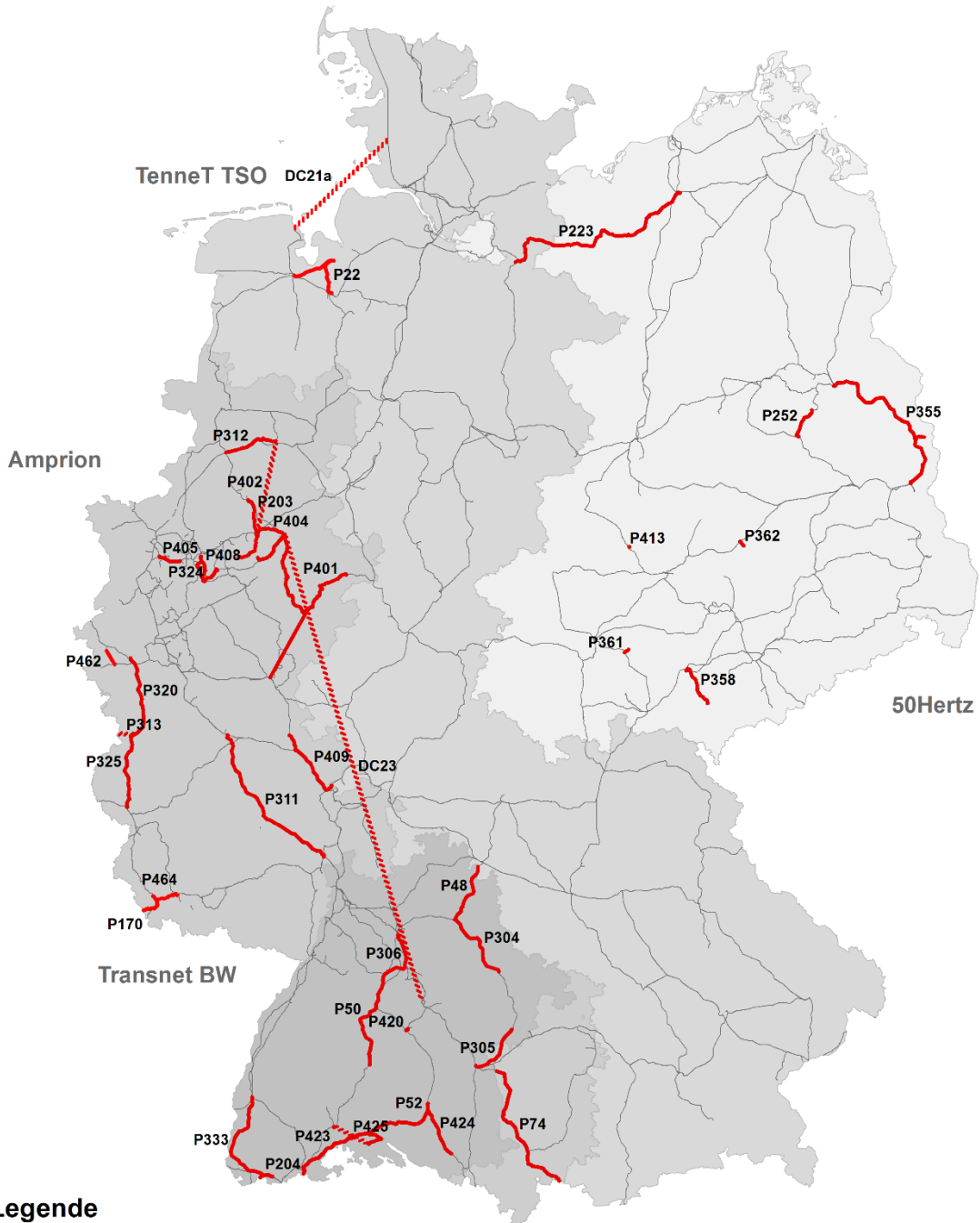


Herausgeber: Bundesnetzagentur
 Quellennachweis: © GeoBasis-DE / BKG 2016
 Datenbasis: Übertragungsnetzbetreiber
 Stand: 06.12.2019



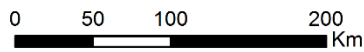
Bundesnetzagentur

Netzentwicklungsplan Strom 2019 - 2030: nicht bestätigte Maßnahmen



Legende

- Startnetz
- nicht bestätigt

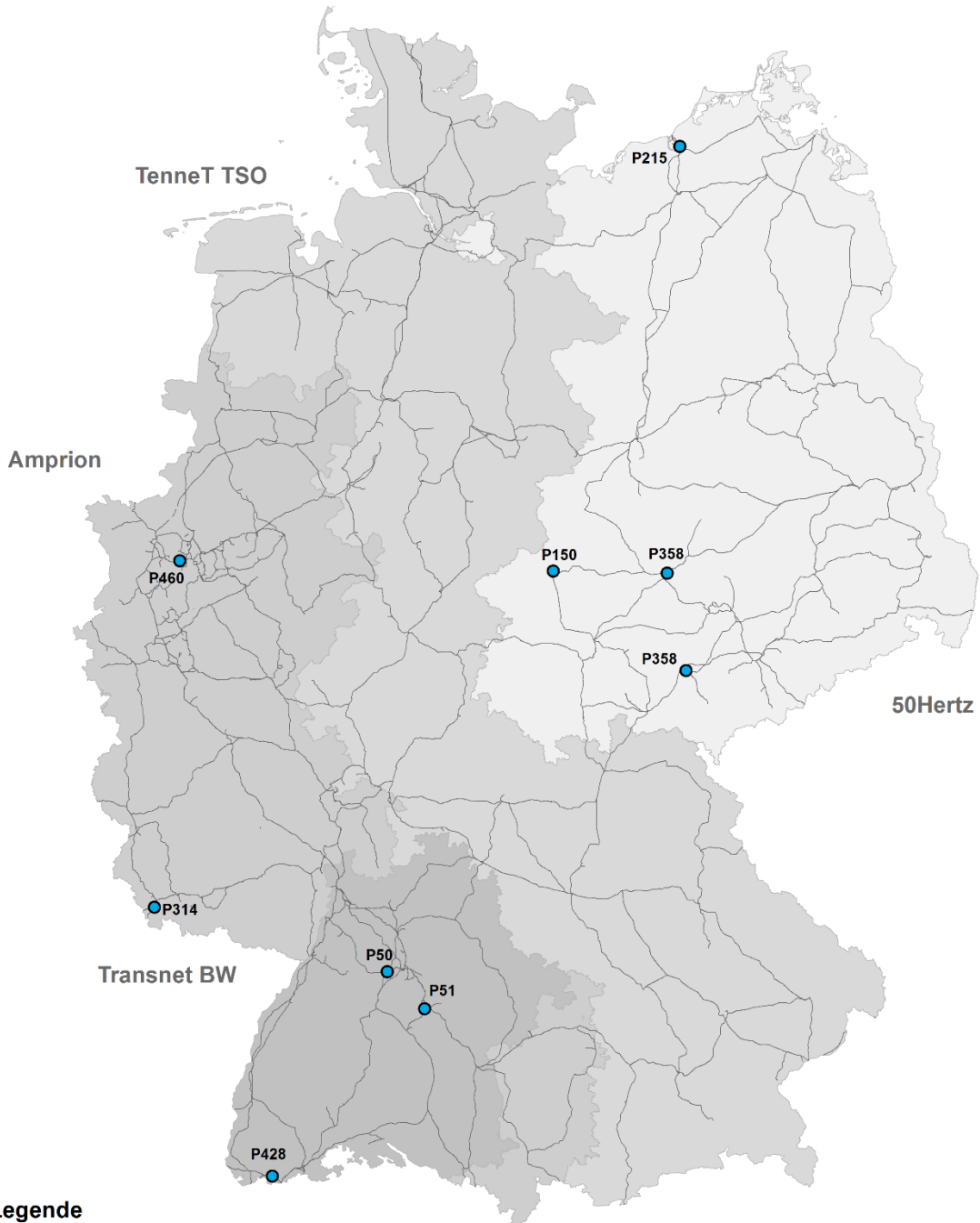


Herausgeber: Bundesnetzagentur
Quellennachweis: © GeoBasis-DE / BKG 2016
Datenbasis: Übertragungsnetzbetreiber
Stand: 06.12.2019



Bundesnetzagentur

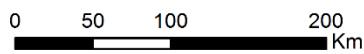
Netzentwicklungsplan Strom 2019 - 2030: bestätigte Punktmaßnahmen (ohne Ad-hoc)



Legende

— Startnetz

● bestätigte Punktmaßnahme



Herausgeber: Bundesnetzagentur
Quellennachweis: © GeoBasis-DE / BKG 2016
Datenbasis: Übertragungsnetzbetreiber
Stand: 09.12.2019

B. Netzentwicklungsplan 2019-2030: Statistik

Übersicht Kilometer

	Netzentwicklungs- plan 2019-2030 (Zieljahr 2030)	davon bestätigt	davon <u>nicht</u> be- stätigt	zum Vergleich: Bundesbedarfsplan
AC-Neubau	500 km	350 km	150 km	250 km
DC-Neubau	3.300 km	2.850 km	450 km	2.100 km
DC-Interkonnektoren	300 km	250 km	50 km	-
AC-Netzverstärkung	5.750 km	4.100 km	1.650 km	1.600 km
AC/DC-Umstellung	300 km	300 km	-	300 km
				mittlerweile im Startnetz: 1.600 km
gesamt	10.150 km	7.850 km	2.300 km	5.900 km

Maßnahmenanzahl

(inkl. Punkt- und Ad-Hoc-Maßnahmen)

	gesamt	bestätigt	<u>nicht</u> bestätigt
Netzentwicklungsplan 2019-2030 (Zieljahr 2030)	162	114	48
davon Bundesbedarfsplan	40	40	-

C. Offshore-Anbindungssysteme Startnetz

Anbindungssysteme im Startnetz Offshore

Anbindungssystem	Netzverknüpfungspunkt	Übertragungskapazität ¹ [MW]	Umsetzungsbeginn ²	geplante Fertigstellung
NOR-0-1	Emden/Borßum	113,4	-	in Betrieb
NOR-0-2	Inhausen	111	-	In Betrieb
NOR-1-1	Emden/Ost	900	2019	2024
NOR-2-1	Hagermarsch	62	-	in Betrieb
NOR-2-2	Dörpen/West	800	-	in Betrieb
NOR-2-3	Dörpen/West	900	-	In Betrieb
NOR-3-1	Dörpen/West	916,2	-	in Betrieb
NOR-3-3	Emden/Ost	900	2018	2023
NOR-4-1	Büttel	576	-	in Betrieb
NOR-4-2	Büttel	690	-	in Betrieb
NOR-5-1	Büttel	864	-	in Betrieb
NOR-6-1	Diele	400	-	in Betrieb
NOR-6-2	Diele	800	-	in Betrieb
NOR-7-1	Cloppenburg	900	2020	2025
NOR-8-1	Emden/Ost	900	-	2019
OST-1-1	Lubmin	250	-	In Betrieb
OST-1-2	Lubmin	250	2014	2019
OST-1-3	Lubmin	250	2014	2019
OST-2-1	Lubmin	250	2018	2021
OST-2-2	Lubmin	250	2018	2022
OST-2-3	Lubmin	250	2018	2022
OST-3-1	Bentwisch	50,6	-	in Betrieb
OST-3-2	Bentwisch	338,6 ³	-	in Betrieb

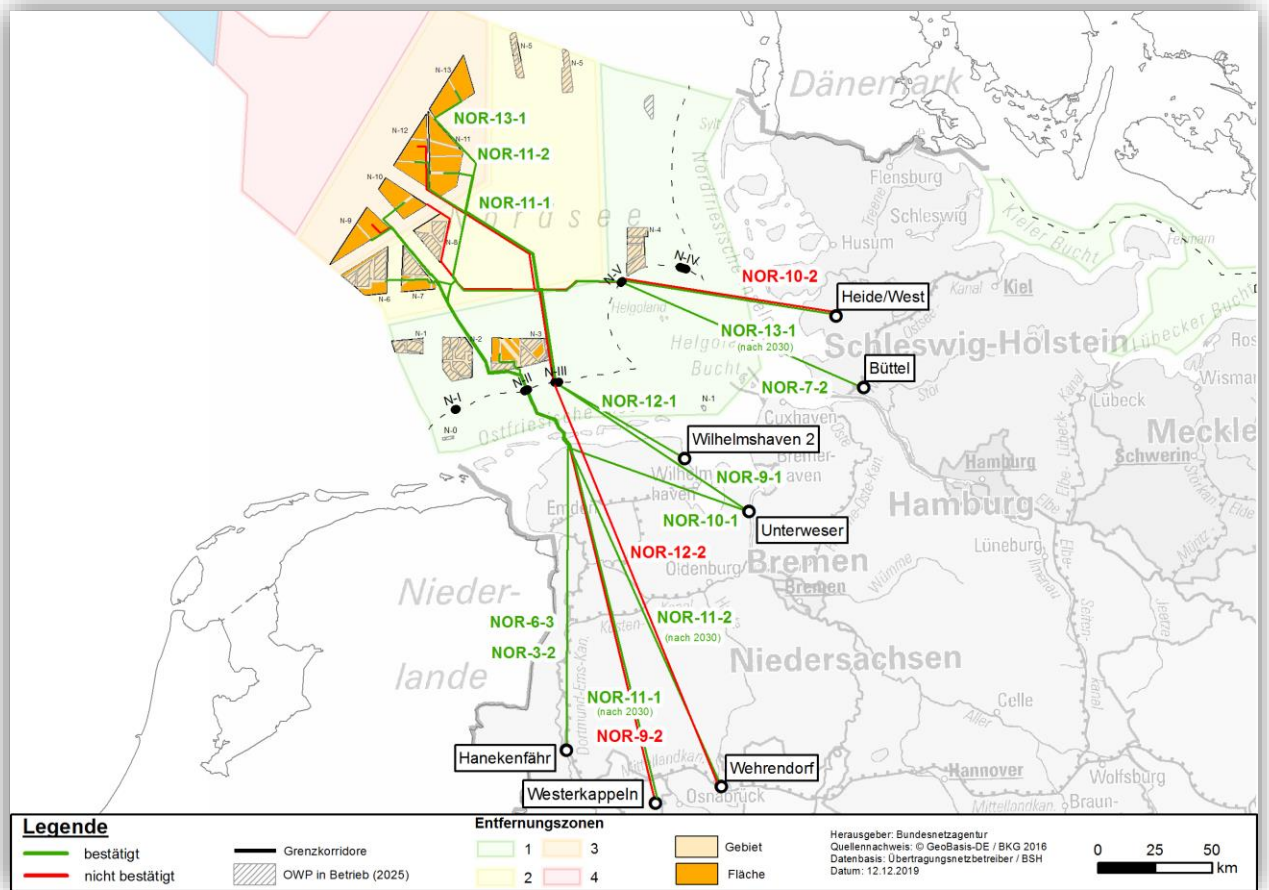
¹ Die Gesamtübertragungskapazität des Startnetzes beträgt 11,7 GW.

² Angabe nur bei Anbindungssystemen, die auf einem bestätigten Offshore- Netzentwicklungsplan basieren, d.h. nicht bei solchen Anbindungen, die auf Basis der alten Rechtslage vor Einführung des Offshore- Netzentwicklungsplan-Systems umgesetzt werden.

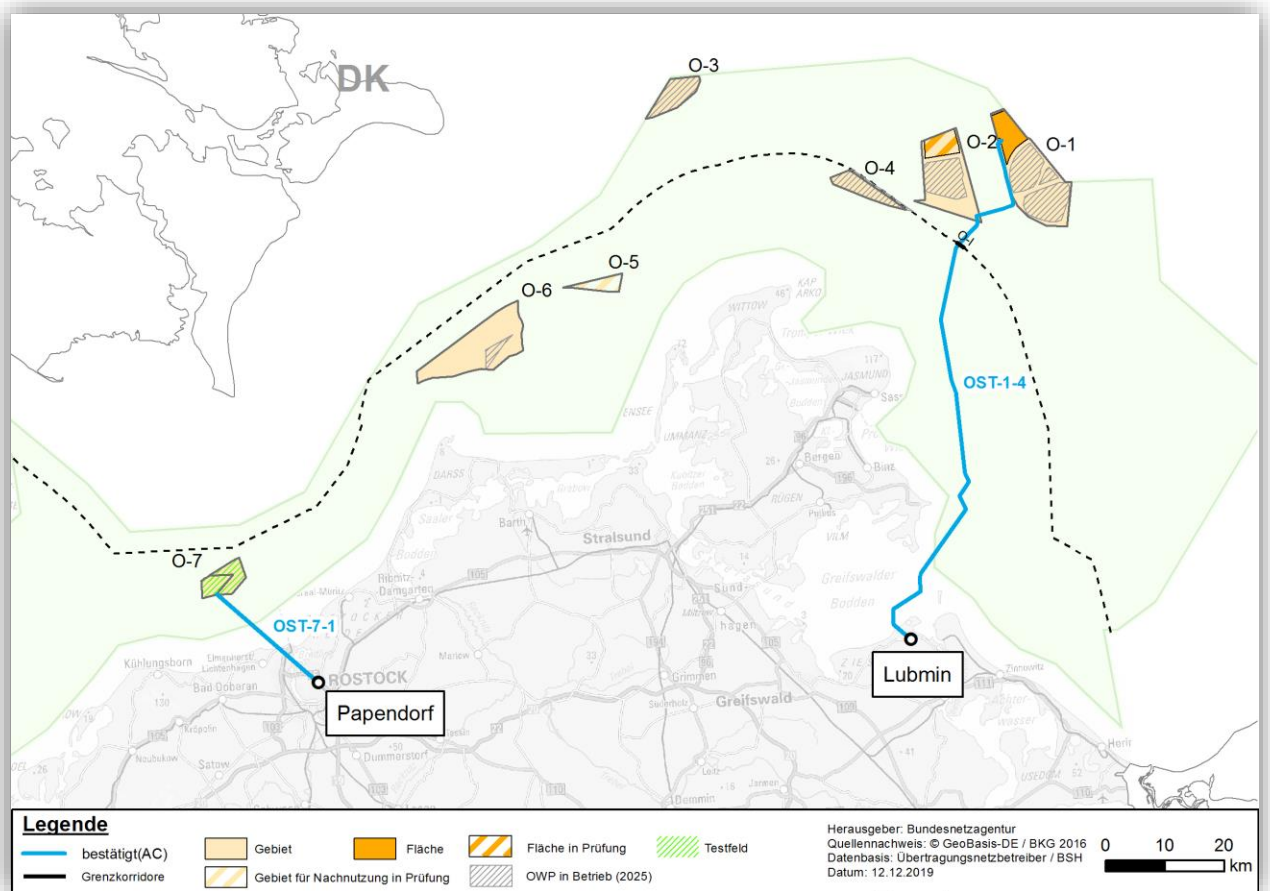
³ Das Anbindungssystem OST-3-2 baut auf dem Anbindungssystem OST-3-1 auf. Durch beide Anbindungssysteme ergibt sich eine Übertragungskapazität von insgesamt 338,6 MW.

D. Offshore-Anbindungssysteme Zubaunetz

Die vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse als bestätigungsfähig und nicht bestätigungsfähig angesehenen Anbindungssysteme sind in den beiden folgenden Abbildungen für die Nordsee und die Ostsee dargestellt.



Derzeit vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse als bestätigungsfähig und nicht bestätigungsfähig angesehenen Anbindungssysteme in der Nordsee Netzentwicklungsplan 2019-2030

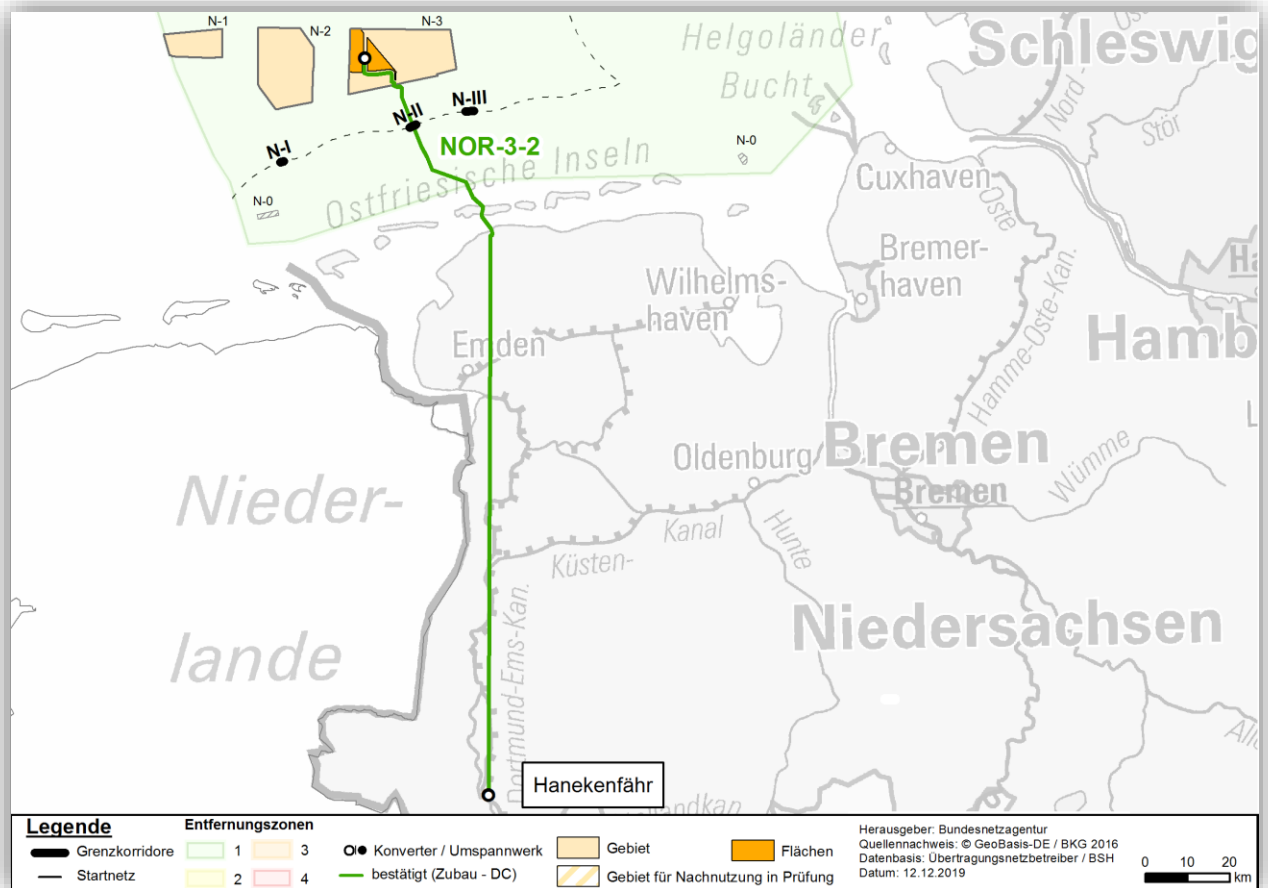


Derzeit vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse als bestätigungsfähig und nicht bestätigungsfähig angesehene Anbindungssysteme in der Ostsee Netzentwicklungsplan 2019-2030

a. Anbindungssysteme Nordsee

1. Anbindungssystem NOR-3-2 (DolWin 4)

Das Anbindungssystem NOR-3-2 wird bestätigt.



Ziel des Projekts ist die Anbindung von Flächen für Offshore-Windparks in der Nordsee in Gebiet N-3 (Zone 1).

Als Netzverknüpfungspunkt ist Hanekenfähr vorgesehen, dessen Verfügbarkeit ab 2028 geplant ist.

Die Netzanbindung soll in Übereinstimmung mit dem Flächenentwicklungsplan mittels 320-kV-DC-Technologie und einer Übertragungskapazität von 900 MW erfolgen.

Ausgehend von der Konverterplattform in Gebiet N-3 in der AWZ führt die DC-Netzanbindung über den vom Flächenentwicklungsplan vorgegebenen Grenzkorridor N-II durch das Küstenmeer im Raum Norderney zum Netzverknüpfungspunkt Hanekenfähr.

In Gebiet N-3 wird insgesamt eine Erzeugungsleistung in Höhe von ca. 2.700 MW erwartet. Die Erschließung von Gebiet N-3 soll mittels drei Anbindungssystemen erfolgen: Die im Startnetz befindlichen Anbindungssysteme NOR-3-1 (DolWin2) und NOR-3-3 (DolWin6) sowie das im Zubaunetz befindliche Anbindungssystem NOR-3-2 (DolWin4).

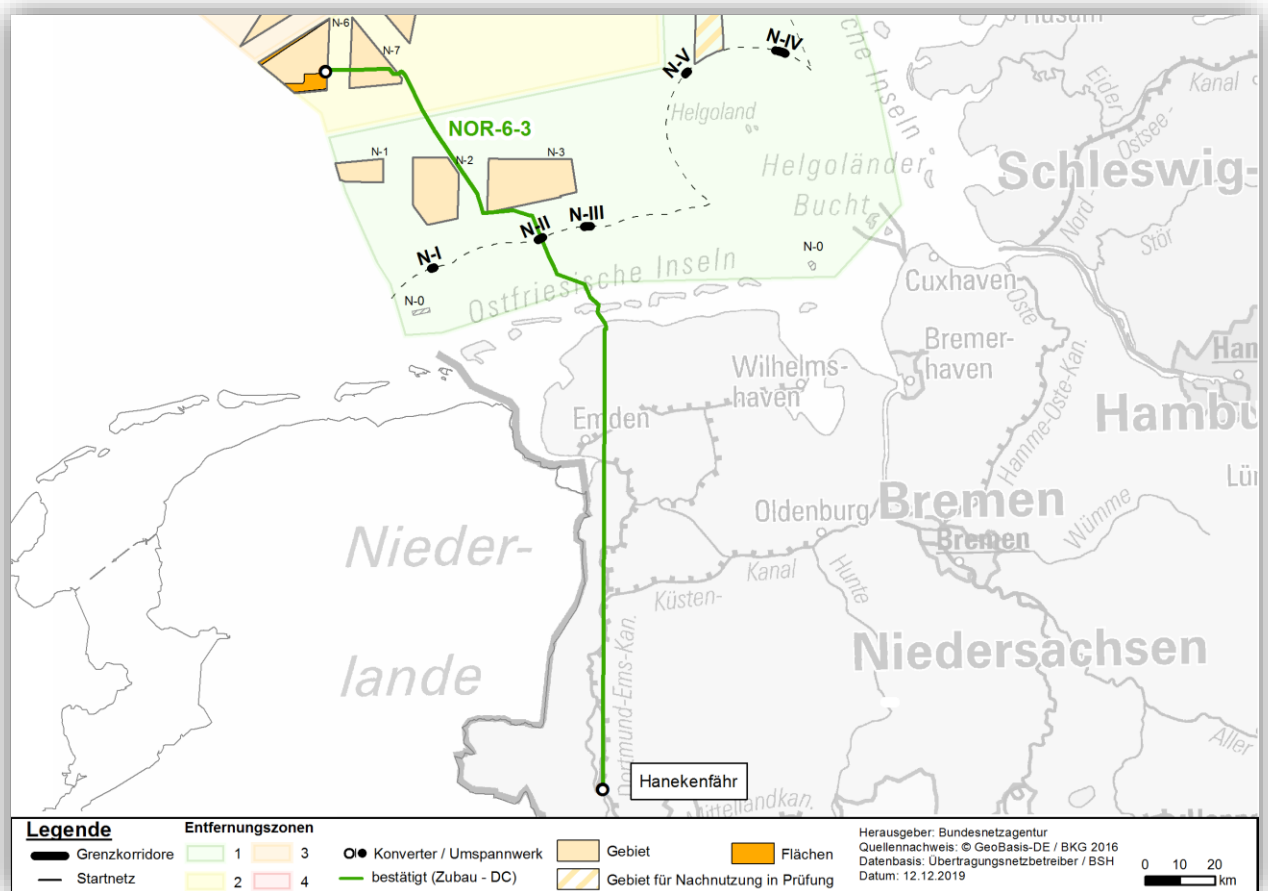
Trassenlänge: ca. 190 km, davon ca. 60 km seeseitig und ca. 130 km landseitig

Beginn der Umsetzung: 2023

Geplante Fertigstellung: 2028

2. Anbindungssystem NOR-6-3 (BorWin4)

Das Anbindungssystem NOR-6-3 wird bestätigt.



Ziel des Projekts ist die Anbindung von Flächen für Offshore-Windparks in der Nordsee in Gebiet N-6 (Zone 2).

Als Netzverknüpfungspunkt ist Hanekenfähr vorgesehen, dessen Verfügbarkeit ab 2029 geplant ist.

Die Netzanbindung soll in Übereinstimmung mit dem Flächenentwicklungsplan mittels 320-kV-DC-Technologie und einer Übertragungskapazität von 900 MW erfolgen.

Ausgehend von der Konverterplattform in Gebiet N-6 in der AWZ führt die DC-Netzanbindung über den vom Flächenentwicklungsplan vorgegebenen Grenzkorridor N-II durch das Küstenmeer im Raum Norderney zum Netzverknüpfungspunkt Hanekenfähr.

In Gebiet N-6 wird insgesamt eine Erzeugungleistung in Höhe von ca. 2.000 MW erwartet. Die Erschließung von Gebiet N-6 soll mittels drei Anbindungssystemen erfolgen: Die im Startnetz befindlichen Anbindungssysteme NOR-6-1 (BorWin1) und NOR-6-2 (BorWin2) sowie das im Zubaunetz befindliche Anbindungssystem NOR-6-3 (BorWin4).

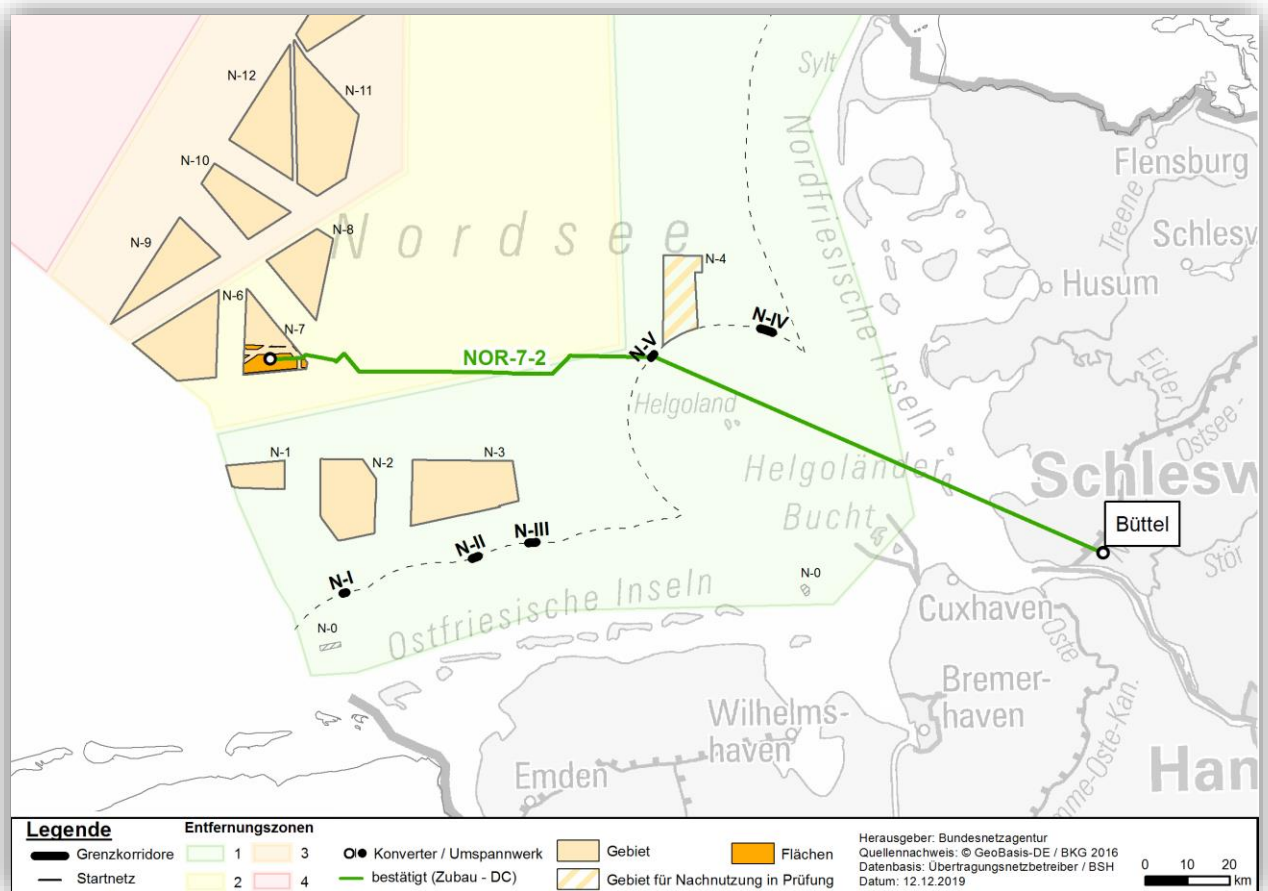
Trassenlänge: ca. 260 km, davon ca. 130 km seeseitig und ca. 130 km landseitig

Beginn der Umsetzung: 2024

Geplante Fertigstellung: 2029

3. Anbindungssystem NOR-7-2 (BorWin6)

Das Anbindungssystem NOR-7-2 wird bestätigt.



Ziel des Projekts ist die Anbindung von Flächen für Offshore-Windparks in der Nordsee in Gebiet N-7 (Zone 2).

Als Netzverknüpfungspunkt ist Büttel vorgesehen, dessen Verfügbarkeit ab 2027 geplant ist.

Die Netzanbindung soll in Übereinstimmung mit dem Flächenentwicklungsplan mittels 320-kV-DC-Technologie und mit einer Übertragungskapazität von 930 MW erfolgen.

Ausgehend von der Konverterplattform in Gebiet N-7 in der AWZ führt die DC-Netzanbindung über den vom Flächenentwicklungsplan vorgegebenen Grenzkorridor N-V durch das Küstenmeer zum Netzverknüpfungspunkt Büttel.

In Gebiet N-7 wird insgesamt eine Erzeugungleistung in Höhe von ca. 1.800 MW erwartet. Die Erschließung von Gebiet N-7 soll mittels zwei Anbindungssystemen erfolgen: Das im Startnetz befindliche Anbindungssystem NOR-7-1 (BorWin5) und das im Zubaunetz befindliche Anbindungssystem NOR-7-2 (BorWin6).

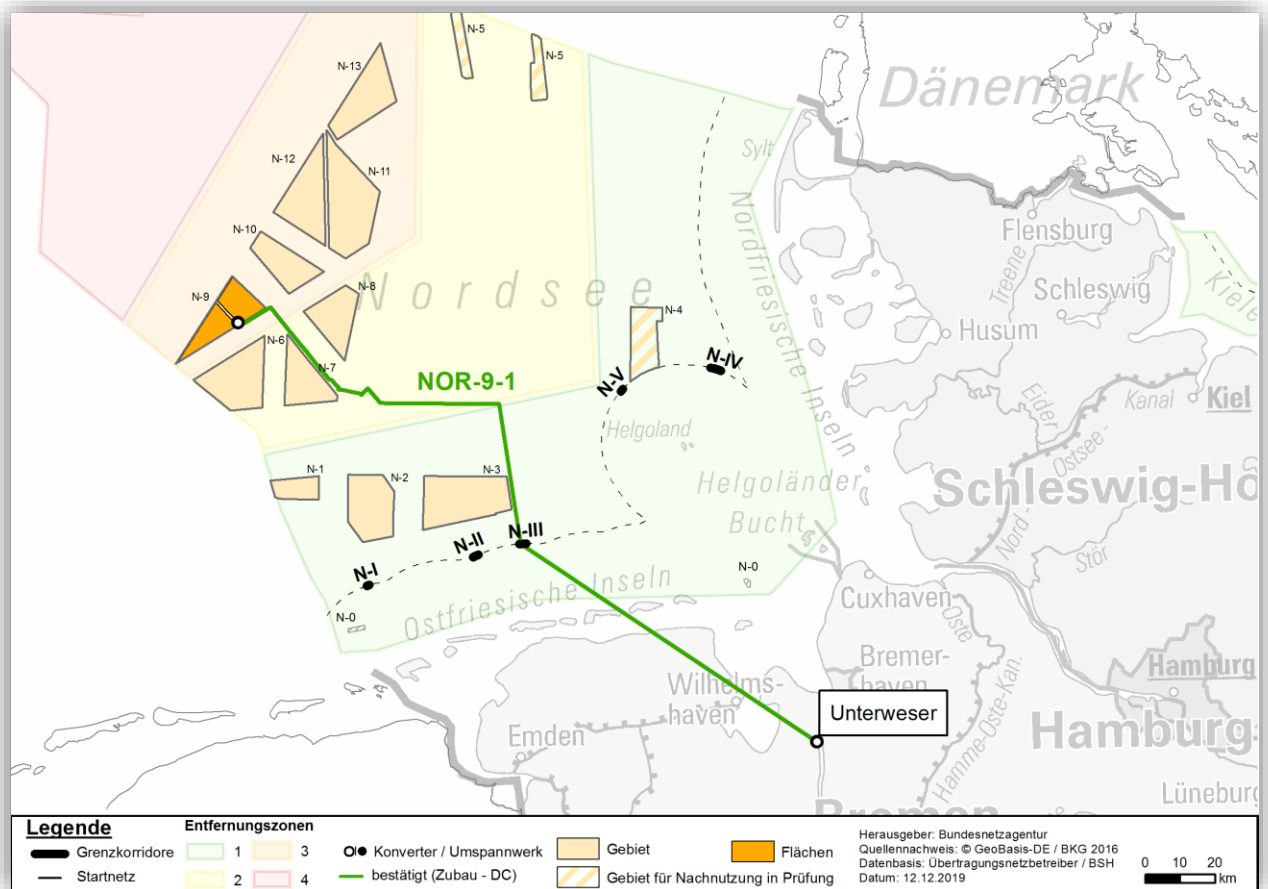
Trassenlänge: 210 km, davon ca. 180 km seeseitig und ca. 30 km landseitig

Beginn der Umsetzung: 2022

Geplante Fertigstellung: 2027

4. Anbindungssystem NOR-9-1

Das Anbindungssystem NOR-9-1 wird bestätigt.



Ziel des Projekts ist die Anbindung einer Fläche für Offshore-Windenergie in der Nordsee in Gebiet N-9 (Zone 3).

Als Netzverknüpfungspunkt ist Unterweser vorgesehen, dessen Verfügbarkeit 2029 geplant ist.

Entgegen der vorläufigen Prüfungsergebnisse soll die Netzanbindung mittels 525-kV-DC-Technologie und einer Übertragungskapazität von 2.000 MW realisiert werden. Dies steht jedoch noch unter dem Vorbehalt einer entsprechenden Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans.

Ausgehend von der Konverterplattform in Gebiet N-9 in der AWZ soll die DC-Netzanbindung über den Grenzkorridor N-III durch das Küstenmeer zum Netzverknüpfungspunkt Unterweser geführt werden. Auch der Verlauf über den Grenzkorridor N-III steht unter dem Vorbehalt der entsprechenden Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans und des Landes-Raumordnungsprogramms Niedersachsens.

Gemäß Flächenentwicklungsplan wird in Gebiet N-9 insgesamt eine Erzeugungsleistung in Höhe von ca. 2.000 MW erwartet. Die Erschließung von Gebiet N-9 soll mittels einem Anbindungssystem mit 2.000 MW Übertragungskapazität erfolgen: Die ist das im Zubaunetz befindliche Anbindungssystem NOR-9-1.

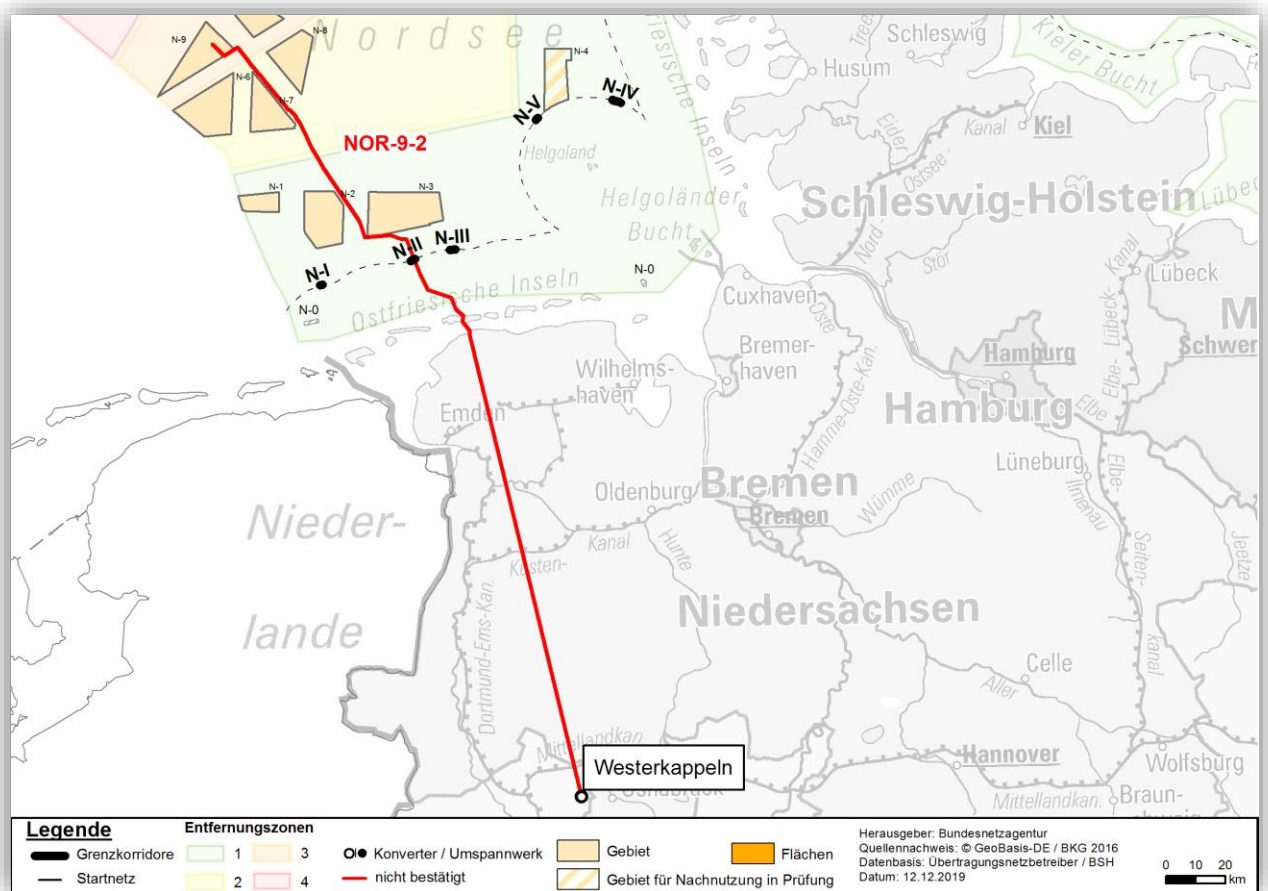
Trassenlänge ca. 220 km, davon ca. 140 km seeseitig und ca. 80 km landseitig

Beginn der Umsetzung: 2024

Geplante Fertigstellung: 2029

5. Anbindungssystem NOR-9-2

Das Anbindungssystem NOR-9-2 wird nicht bestätigt.



Ziel des Projekts ist die Anbindung einer Fläche für Offshore-Windenergie in der Nordsee in Gebiet N-9 (Zone 3).

Als Netzverknüpfungspunkt ist im zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans 2019-2030 Suchraum Gemeinden Ibbenbüren / Mettingen / Westerkappeln vorgesehen, dessen Verfügbarkeit nach 2030 geplant ist.

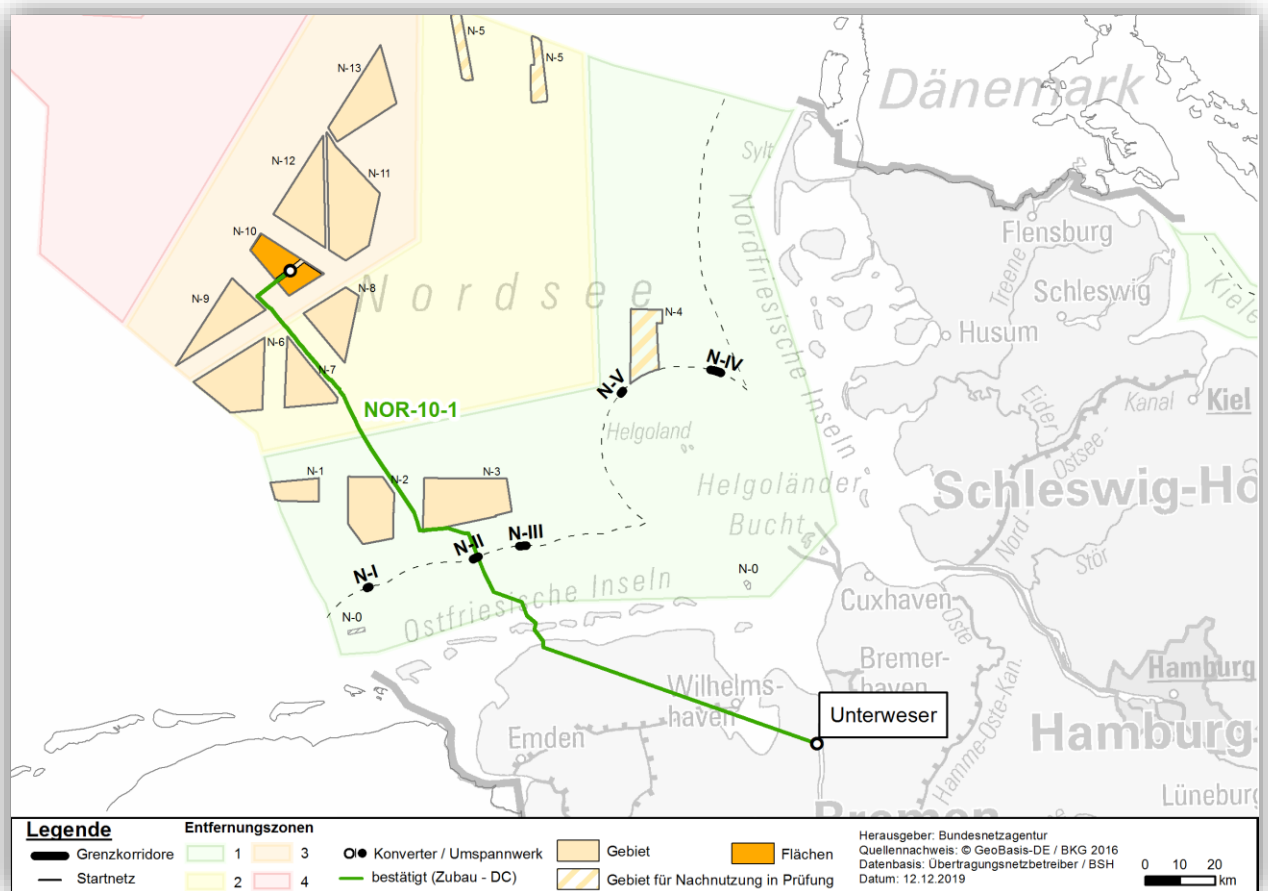
Ausgehend von der Konverterplattform in Gebiet N-9 in der AWZ würde die DC-Netzanbindung über den im Anhang zum Flächenentwicklungsplan vorgesehenen Grenzkorridor N-II durch das Küstenmeer zum Netzverknüpfungspunkt „Suchraum Gemeinden Ibbenbüren / Mettingen / Westerkappeln“ führen.

Entsprechend des Anhangs zum Flächenentwicklungsplan wird in Gebiet N-9 insgesamt eine Erzeugungsleistung in Höhe von ca. 2.000 MW erwartet.

Zur vollständigen Erschließung des Gebietes N-9 ist das Anbindungssystem NOR-9-1 ausreichend. Weiterhin stünde der Netzverknüpfungspunkt „Suchraum Gemeinden Ibbenbüren / Mettingen / Westerkappeln“ nach derzeitigem Kenntnisstand erst nach 2030 zur Verfügung. Das Anbindungssystem NOR-9-2 wird aus diesen Gründen nicht bestätigt.

6. Anbindungssystem NOR-10-1

Das Anbindungssystem NOR-10-1 wird bestätigt.



Ziel des Projekts ist die Anbindung von Flächen für Offshore-Windparks in der Nordsee in Gebiet N-10 (Zone 3).

Als Netzverknüpfungspunkt ist im zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans 2019-2030 „Suchraum Gemeinden Ibbenbüren / Mettingen / Westerkappeln“ vorgesehen, dessen Verfügbarkeit nach 2030 geplant ist. Allerdings stuft die Bundesnetzagentur den Netzverknüpfungspunkt Unterweser als geeigneter ein, dessen Verfügbarkeit für 2029 geplant ist.

Die Netzanbindung soll in Übereinstimmung mit dem Flächenentwicklungsplan mittels 525-kV-DC-Technologie und einer Übertragungskapazität von 1700 MW erfolgen.

Die Inbetriebnahme der landseitigen Projekte P22 und P119 (Netzverknüpfungspunkt Unterweser) sind entsprechend dem zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans 2019-2030 und der Stellungnahme der Übertragungsnetzbetreiber für 2030 anvisiert (vgl. Tabelle 31, Seite 182, Netzentwicklungsplan 2019-2030; siehe im Übrigen oben 336).

Ausgehend von der Konverterplattform in Gebiet N-10 in der AWZ würde die DC-Netzanbindung über den im Anhang zum Flächenentwicklungsplan vorgegebenen Grenzkorridor N-II durch das Küstenmeer im Raum Norderney zum Netzverknüpfungspunkt Unterweser führen.

Entsprechend des Anhangs zum Flächenentwicklungsplan wird in Gebiet N-10 insgesamt eine Erzeugungsleistung in Höhe von ca. 1.700 MW erwartet. Die Erschließung von Gebiet N-10 soll mittels eines Anbindungssystems mit 1.700 MW Übertragungskapazität erfolgen: Das im Zubaunetz befindliche Anbindungssystem NOR-10-1.

Trassenlänge ca. 230 km, davon ca. 150 km seeseitig und ca. 80 km landseitig

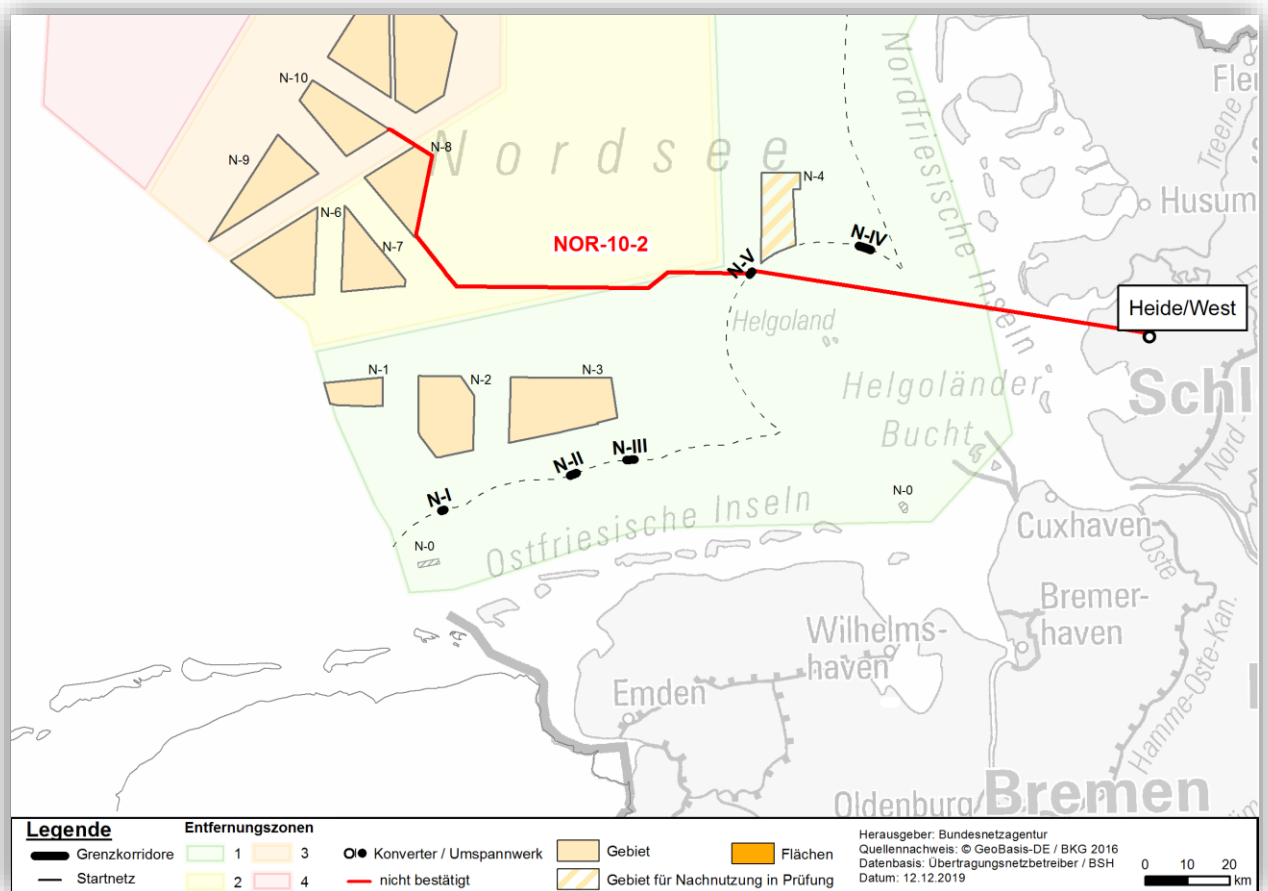
Beginn der Umsetzung: 2025

Geplante Fertigstellung: 2030

Die Bestätigung der Offshore-Anbindungssysteme NOR-10-1 steht unter dem Vorbehalt, dass die potenziellen Flächen, die durch das entsprechende Anbindungssystem erschlossen werden sollen, in einer Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans als Flächen festgelegt werden.

7. Anbindungssystem NOR-10-2

Das Anbindungssystem NOR-10-2 wird nicht bestätigt.



Ziel des Projekts ist die Anbindung von Flächen für Offshore-Windparks in der Nordsee in Gebiet N-10 (Zone 3).

Als Netzverknüpfungspunkt wäre entsprechend dem 2. Entwurf des Netzentwicklungsplans 2019-2030 Heide/West vorgesehen, dessen Verfügbarkeit ab 2029 geplant ist.

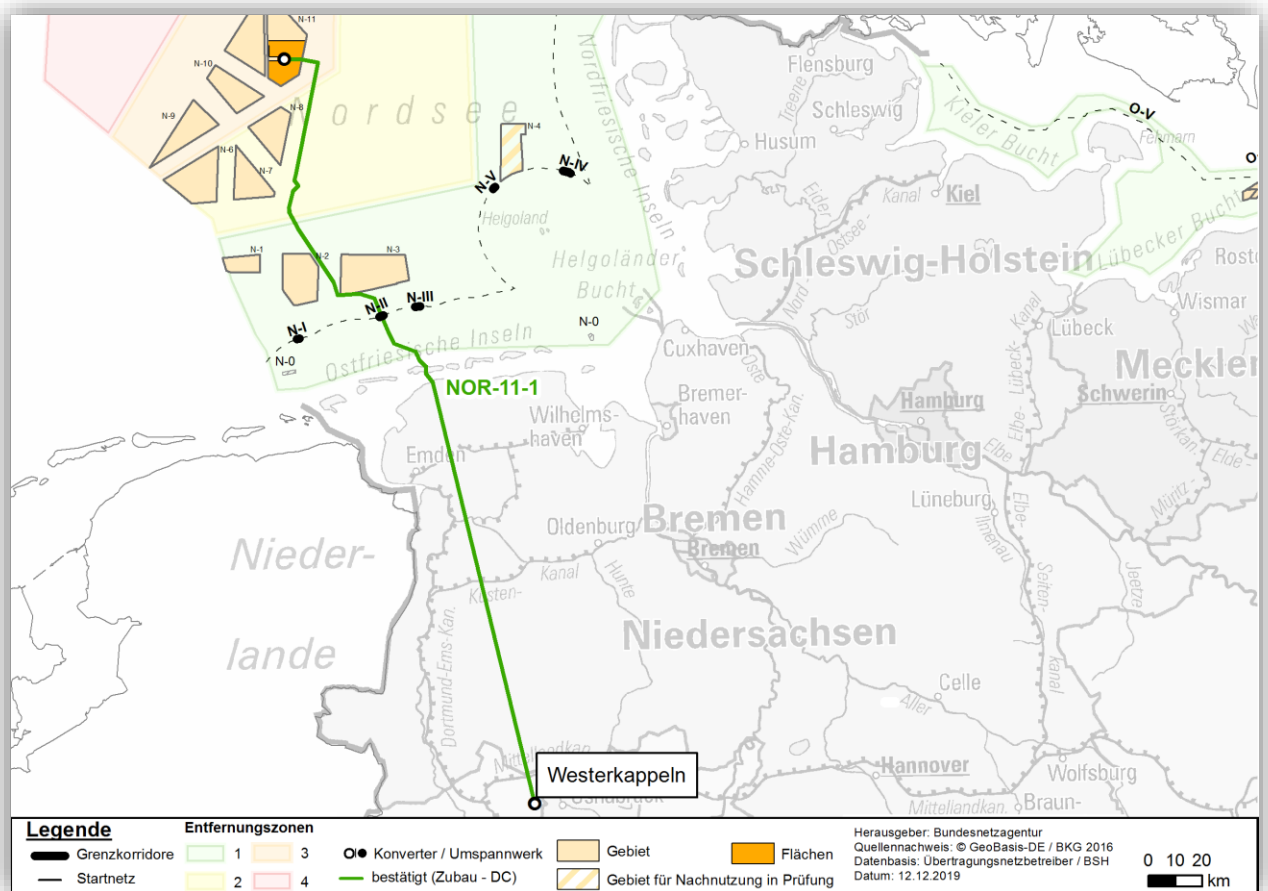
Ausgehend von der Konverterplattform in Gebiet N-10 in der AWZ würde die DC-Netzanbindung über den im Anhang zum Flächenentwicklungsplan vorgegebenen Grenzkorridor N-V durch das Küstenmeer zum Netzverknüpfungspunkt Heide/West führen.

Entsprechend des Anhangs zum Flächenentwicklungsplan wird in Gebiet N-10 insgesamt eine Erzeugungsleistung in Höhe von ca. 1.700 MW erwartet.

Das Anbindungssystem NOR-10-2 wird durch die Bundesnetzagentur nicht bestätigt, da die Anbindung NOR-10-1 entsprechend Flächenentwicklungsplan eine Übertragungskapazität von 1.700 MW aufweist und damit das gesamte Erzeugungspotenzial des Gebiets N-10 erschließt, während der zweite Entwurf des Netzentwicklungsplans 2019-2030 noch unterstellt, dass die Übertragungskapazität der Anbindungen NOR-10-1 und NOR-10-2 lediglich 1.000 MW beträgt.

8. Anbindungssystem NOR-11-1

Das Anbindungssystem NOR-11-1 wird bestätigt.



Ziel des Projekts ist die Anbindung von Flächen für Offshore-Windparks in der Nordsee in Gebiet N-11 (Zone 3).

Die Netzanbindung soll in Übereinstimmung mit dem Flächenentwicklungsplan mittels 525-kV-DC-Technologie und einer Übertragungskapazität von 2000 MW erfolgen.

Ausgehend von der Konverterplattform in Gebiet N-11 in der AWZ führt die DC-Netzanbindung über den im Anhang zum Flächenentwicklungsplan vorgegebenen Grenzkorridor N-II durch das Küstenmeer im Raum Norderney zum Netzverknüpfungspunkt „Suchraum Gemeinden Ibbenbüren / Mettingen / Westerkappeln“.

Entsprechend des Anhangs zum Flächenentwicklungsplan wird in Gebiet N-11 insgesamt eine Erzeugungsleistung in Höhe von ca. 3550 MW erwartet. Die Erschließung von Gebiet N-11 soll mittels zwei Anbindungssystemen mit je 2000 MW Übertragungskapazität erfolgen: Die im Zubaunetz befindlichen Anbindungssysteme NOR-11-1 und NOR-11-2.

Trassenlänge ca. 320 km, davon ca. 160 km seeseitig und ca. 160 km landseitig

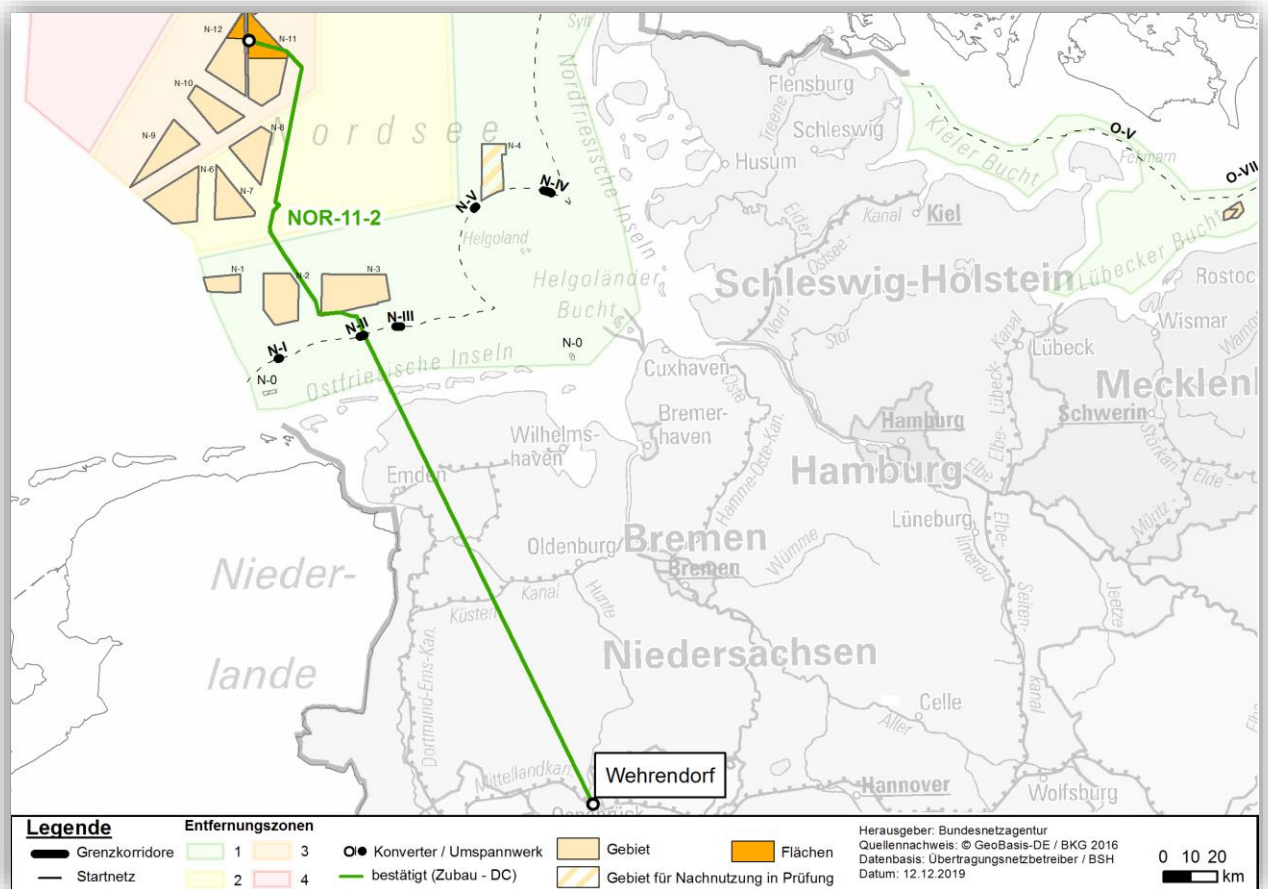
Beginn der Umsetzung: nach 2025

Geplante Fertigstellung: nach 2030

Die Bestätigung der Offshore-Anbindungssysteme NOR-11-1 steht unter dem Vorbehalt, dass die potenziellen Flächen, die durch das entsprechende Anbindungssystem erschlossen werden sollen, in einer Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans als Flächen festgelegt werden.

9. Anbindungssystem NOR-11-2

Das Anbindungssystem NOR-11-2 wird bestätigt.



Ziel des Projekts ist die Anbindung von Flächen für Offshore-Windparks in der Nordsee in Gebiet N-11 (Zone 3).

Die Netzanbindung soll in Übereinstimmung mit dem Flächenentwicklungsplan mittels 525-kV-DC-Technologie und einer Übertragungskapazität von 2000 MW erfolgen.

Ausgehend von der Konverterplattform in Gebiet N-11 in der AWZ führt die DC-Netzanbindung über den im Anhang zum Flächenentwicklungsplan vorgegebenen Grenzkorridor N-II durch das Küstenmeer im Raum Norderney zum Netzverknüpfungspunkt Wehrendorf.

Entsprechend des Anhangs zum Flächenentwicklungsplan wird in Gebiet N-11 insgesamt eine Erzeugungleistung in Höhe von ca. 3550 MW erwartet. Die Erzeugungskapazität in Gebiet N-12, die nicht bereits durch das Anbindungssystem NOR-12-1 erschlossen wird, könnte nach 2030 ebenfalls durch das Anbindungssystem NOR-11-2 erschlossen werden. Die Erschließung von Gebiet N-11 sowie eines Teils des Gebietes N-12 soll mittels zwei Anbindungssystemen mit je 2000 MW Übertragungskapazität erfolgen: Die im Zubaunetz befindlichen Anbindungssystem NOR-11-1 und NOR-11-2.

Trassenlänge ca. 330 km, davon ca. 170 km seeseitig und ca. 160 km landseitig

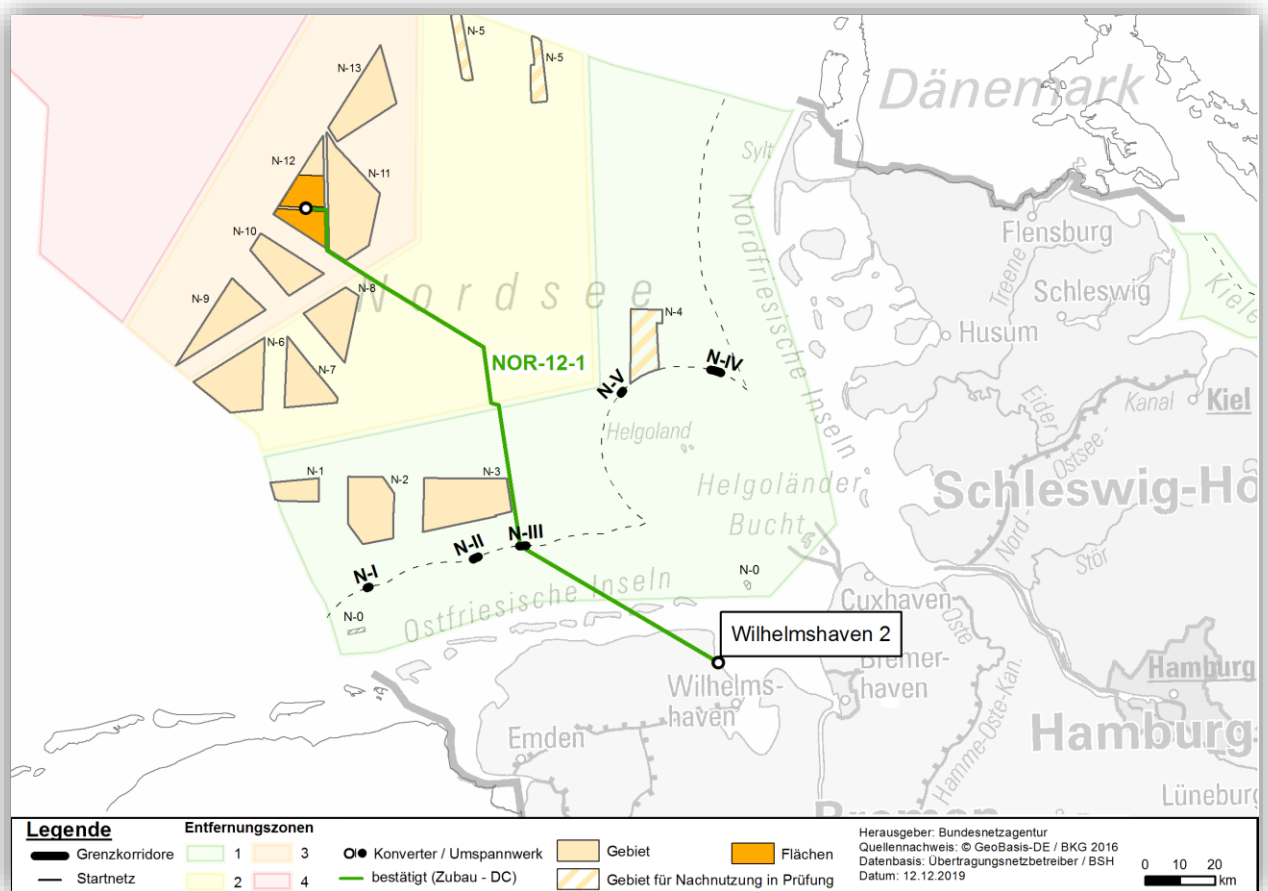
Beginn der Umsetzung: nach 2025

Geplante Fertigstellung: nach 2030

Die Bestätigung der Offshore-Anbindungssysteme NOR-11-2 steht unter dem Vorbehalt, dass die potenziellen Flächen, die durch das entsprechende Anbindungssystem erschlossen werden sollen, in einer Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans als Flächen festgelegt werden.

10. Anbindungssystem NOR-12-1

Das Anbindungssystem NOR-12-1 wird bestätigt.



Ziel des Projekts ist die Anbindung von Flächen für Offshore-Windparks in der Nordsee in Gebiet N-12 (Zone 3).

Als Netzverknüpfungspunkt ist im zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans 2019-2030 Wilhelmshaven 2 vorgesehen, dessen Verfügbarkeit für 2030 geplant ist.

Die Netzanbindung soll in Übereinstimmung mit dem Flächenentwicklungsplan mittels 525-kV-DC-Technologie und einer Übertragungskapazität von 2000 MW erfolgen.

Die Inbetriebnahme der landseitigen Projektes P175 ist entsprechend dem zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans 2019-2030 für 2030 anvisiert (vgl. Tabelle 31, Seite 186, Netzentwicklungsplan 2019-2030; siehe im Übrigen oben Netzverknüpfungspunkte.).

Ausgehend von der Konverterplattform in Gebiet N-12 in der AWZ führt die DC-Netzanbindung über den Grenzkorridor N-III durch das Küstenmeer zum Netzverknüpfungspunkt Wilhelmshaven 2.

Entsprechend des Anhangs zum Flächenentwicklungsplan wird in Gebiet N-12 insgesamt eine Erzeugungsleistung in Höhe von ca. 2.450 MW erwartet. Die Erschließung von Gebiet N-12 mittels einem Anbindungssystemen mit 2000 MW Übertragungskapazität erfolgen: Das im Zubaunetz befindliche Anbindungssystem NOR-12-1. Die übrige Erzeugungskapazität könnte nach 2030 durch das Anbindungssystem NOR-11-2 erschlossen werden.

Trassenlänge ca. 220 km, davon ca. 170 km seeseitig und ca. 50 km landseitig

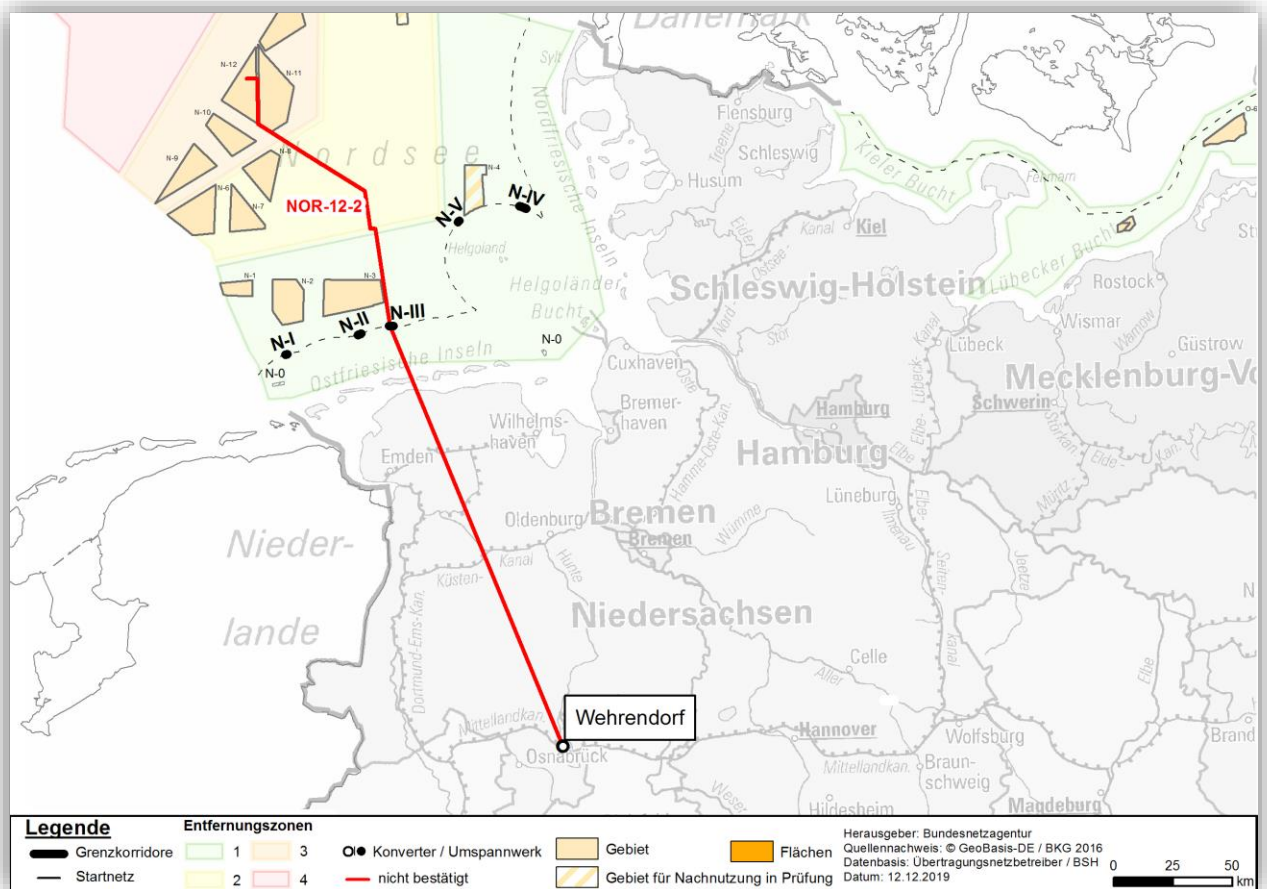
Beginn der Umsetzung: 2025 in Szenario A 2030, nach 2025 in Szenario B 2030 und C 2030

Geplante Fertigstellung: 2030 in Szenario A 2030, nach 2030 in Szenario B 2030 und C 2030

Die Bestätigung der Offshore-Anbindungssysteme NOR-12-1 steht unter dem Vorbehalt, dass die potenziellen Flächen, die durch das entsprechende Anbindungssystem erschlossen werden sollen, in einer Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans als Flächen festgelegt werden.

11. Anbindungssystem NOR-12-2

Das Anbindungssystem NOR-12-2 wird nicht bestätigt.



Ziel des Projekts ist die Anbindung von Flächen für Offshore-Windparks in der Nordsee in Gebiet N-12 (Zone 3).

Als Netzverknüpfungspunkt wäre entsprechend des 2. Entwurfs des Netzentwicklungsplans 2019-2030 Wehrendorf vorgesehen, dessen Verfügbarkeit nach 2030 geplant ist.

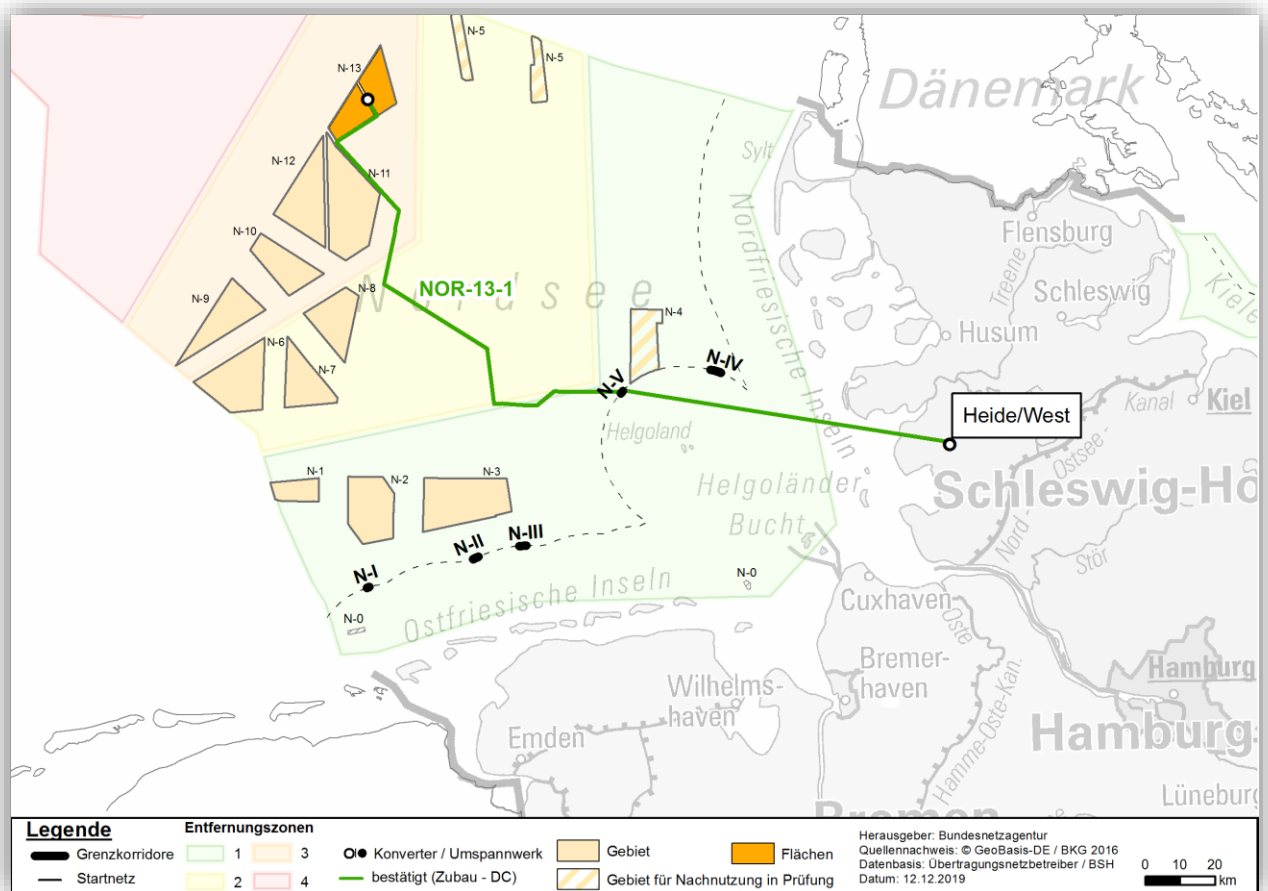
Ausgehend von der Konverterplattform in Gebiet N-12 in der AWZ würde die DC-Netzanbindung über den im Anhang zum Flächenentwicklungsplan vorgegebenen Grenzkorridor N-III durch das Küstenmeer zum Netzverknüpfungspunkt Wehrendorf führen.

Entsprechend des Anhangs zum Flächenentwicklungsplan wird in Gebiet N-12 insgesamt eine Erzeugungleistung in Höhe von ca. 2.450 MW erwartet.

Das Anbindungssystem NOR-12-2 wird von der Bundesnetzagentur nicht bestätigt. Der zweite Entwurf des Netzentwicklungsplans 2019-2030 unterstellte noch, dass die Übertragungskapazität der Anbindungen NOR-12-1 und NOR-12-2 lediglich 1.200 MW betragen. Die Anbindung NOR-12-1 weist jedoch entsprechend dem Flächenentwicklungsplan eine Übertragungskapazität von 2.000 MW auf und erschließt damit das gesamte Erzeugungspotenzial des Gebiets N-12.

12. Anbindungssystem NOR-13-1

Das Anbindungssystem NOR-13-1 wird bestätigt.



Ziel des Projekts ist die Anbindung von Flächen für Offshore-Windparks in der Nordsee in Gebiet N-13 (Zone 3).

Die Netzanbindung soll in Übereinstimmung mit dem Flächenentwicklungsplan mittels 525-kV-DC-Technologie und einer Übertragungskapazität von 2000 MW erfolgen.

Ausgehend von der Konverterplattform in Gebiet N-13 in der AWZ führt die DC-Netzanbindung über den im Anhang zum Flächenentwicklungsplan vorgegebenen Grenzkorridor N-V durch das Küstenmeer zum Netzküpfungspunkt Heide/West.

Entsprechend des Anhangs zum Flächenentwicklungsplan wird in Gebiet N-13 insgesamt eine Erzeugungsleistung in Höhe von ca. 2.000 MW erwartet. Die Erschließung von Gebiet N-13 soll mittels einem Anbindungssystem mit 2000 MW Übertragungskapazität erfolgen: Das im ZubauNetz befindliche Anbindungssystem NOR-13-1.

Die Bestätigung der Offshore-Anbindungssysteme NOR-13-1 steht unter dem Vorbehalt, dass die potenziellen Flächen, die durch das entsprechende Anbindungssystem erschlossen werden sollen, in einer Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans als Flächen festgelegt werden. Auch der Verlauf über den Grenzkorridor N-V steht unter dem Vorbehalt der entsprechenden Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans und des Landesentwicklungsplans Schleswig-Holsteins.

Trassenlänge ca. 250 km

Beginn der Umsetzung: nach 2025

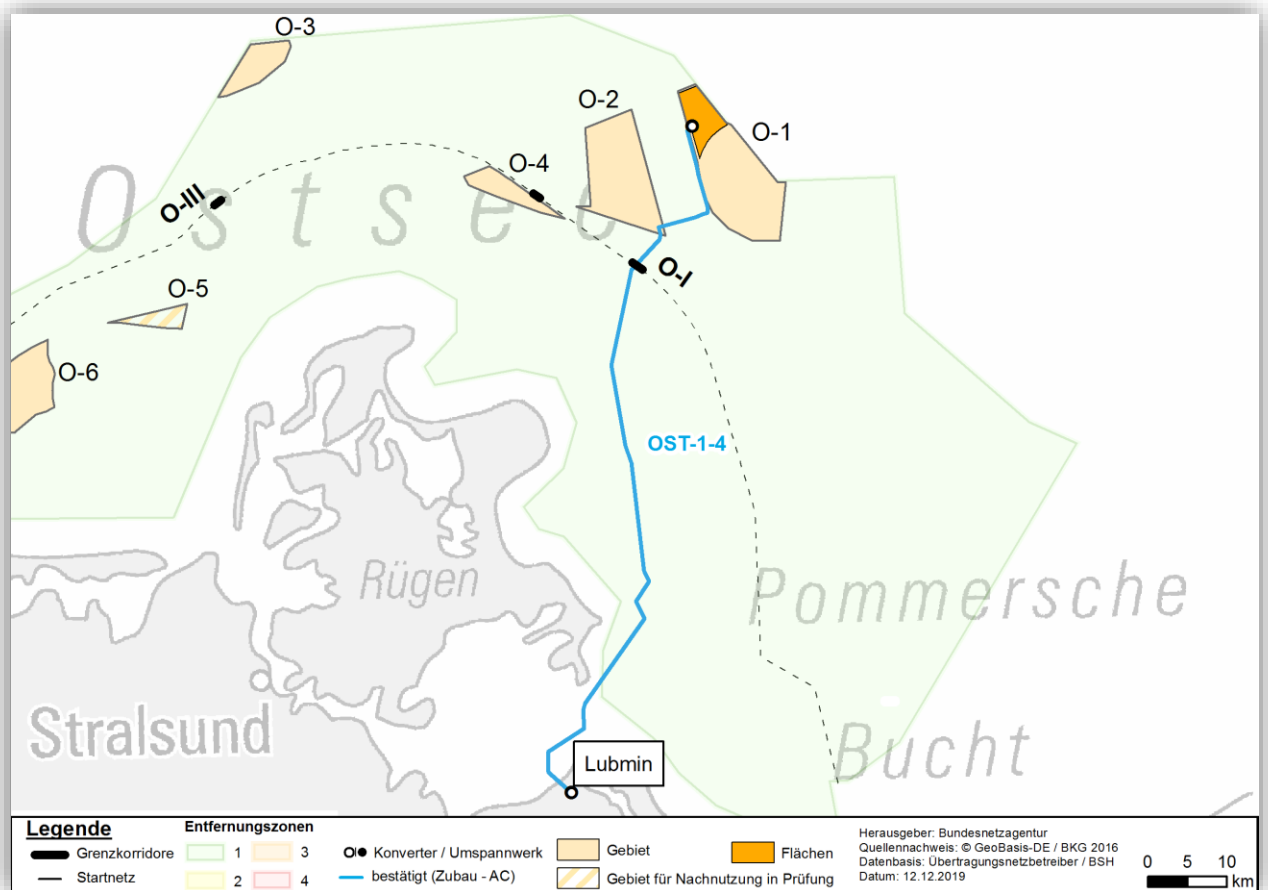
Geplante Fertigstellung: nach 2030

Die Bestätigung der Offshore-Anbindungssysteme NOR-13-1 steht unter dem Vorbehalt, dass die potenziellen Flächen, die durch die entsprechenden Anbindungssysteme erschlossen werden sollen, in einer Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans als Flächen festgelegt werden.

b. Anbindungssysteme Ostsee

1. Anbindungssystem OST-1-4

Das Anbindungssystem OST-1-4 wird bestätigt.



Ziel des Projekts ist die Anbindung von Flächen für Offshore-Windparks in der Ostsee in Gebiet O-1.

Als Netzverknüpfungspunkt ist „Suchraum Gemeinden Lubmin/Brünzow/Wusterhusen/Kemnitz“ vorgesehen, dessen Verfügbarkeit ab 2026 geplant ist.

Die Netzanbindung soll in Übereinstimmung mit dem Flächenentwicklungsplan mittels AC-Technik mit einer Übertragungskapazität von 300 MW erfolgen.

Ausgehend von der Umspannplattform in Gebiet O-1 in der AWZ führt die AC-Netzanbindung über den vom Flächenentwicklungsplan vorgegebenen Grenzkorridor O-I durch das Küstenmeer zum Netzverknüpfungspunkt „Suchraum Gemeinden Lubmin/Brünzow/Wusterhusen/Kemnitz“.

Gemäß Flächenentwicklungsplan wird in Gebiet O-1 insgesamt eine Erzeugungsleistung in Höhe von ca. 1050 MW erwartet. Die Erschließung von Gebiet O-1 soll mittels drei Anbindungssystemen mit je 250 MW Übertragungskapazität und einem Anbindungssystem mit 300 MW erfolgen: Die im Startnetz befindlichen Anbindungssysteme OST-1-1, OST-1-2 und OST-1-3 sowie das im Zubaunetz befindliche Anbindungssystem OST-1-4.

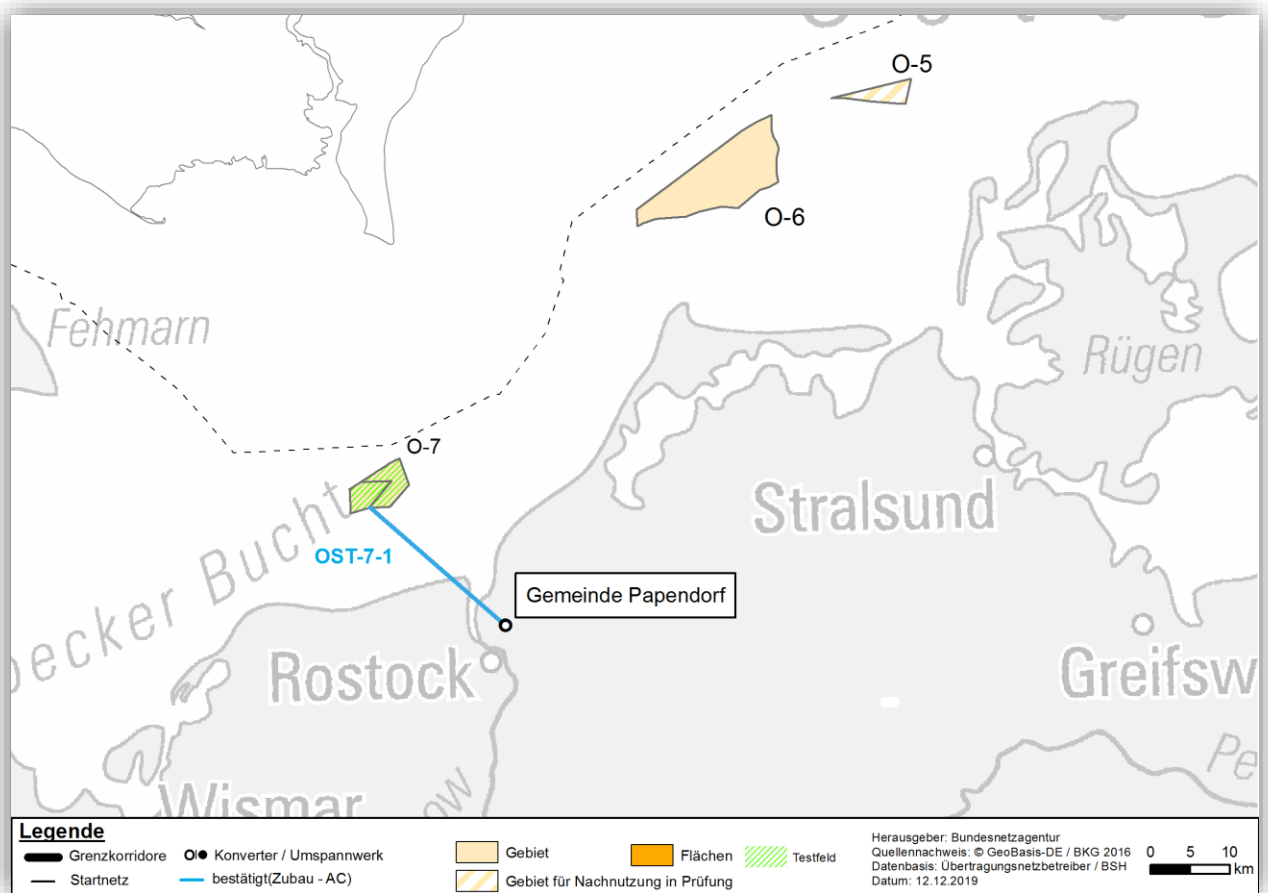
Trassenlänge: ca. 100 km, davon ca. 95 km seeseitig und ca. 5 km landseitig

Beginn der Umsetzung: 2022

Geplante Fertigstellung: 2026

2. Anbindungssystem OST-7-1

Das Anbindungssystem OST-7-1 wird bestätigt.



Ziel des Projekts ist die Anbindung einer Testfläche für Offshore-Windparks in der Ostsee im Gebiet Nordwest Warnemünde.

Als Netzverknüpfungspunkt ist die Gemeinde Papendorf, dessen Verfügbarkeit ab 2024 geplant ist.

Die Netzanbindung soll in Übereinstimmung mit dem Flächenentwicklungsplan mittels AC-Technik mit einer Übertragungskapazität von 300 MW erfolgen.

Ausgehend von der Umspannplattform im Küstenmeer Mecklenburg-Vorpommerns führt die AC-Netzanbindung zum Netzverknüpfungspunkt der Gemeinde Papendorf.

Die Erschließung des Testfelds soll gemäß Flächenentwicklungsplan mittels eines Testfeldanbindungssystems mit 300 MW Übertragungskapazität erfolgen: Das im Zubaunetz befindliche Anbindungssystem OST-7-1.

Trassenlänge: ca. 30 km, davon ca. 20 km seeseitig und ca. 10 km landseitig

Beginn der Umsetzung: 2020

Geplante Fertigstellung: 2024

Die Beauftragung der Testfeldanbindung OST-7-1 steht unter dem Vorbehalt, dass in einer Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans der räumliche Umriss des Testfelds festgelegt wird.

Glossar

(n-0)	Mit dem (n-0)-Fall oder -Zustand wird der ungestörte Normalbetrieb eines Netzes beschrieben, in dem keine Komponente ausgefallen oder abgeschaltet ist.
(n-1)-Kriterium	Der Grundsatz der (n-1)-Sicherheit in der Netzplanung besagt, dass in einem Netz bei prognostizierten maximalen Übertragungs- und Versorgungsaufgaben die Netzsicherheit auch dann gewährleistet bleibt, wenn eine Komponente, etwa ein Transformator oder ein Stromkreis, ausfällt oder abgeschaltet wird. Das heißt, es darf in diesem Fall nicht zu unzulässigen Versorgungsunterbrechungen oder einer Ausweitung der Störung kommen. Außerdem muss die Spannung innerhalb der zulässigen Grenzen bleiben und die verbleibenden Betriebsmittel dürfen nicht überlastet werden. Diese allgemein anerkannte Regel der Technik gilt grundsätzlich auf allen Netzebenen. Im Verteilnetz werden allerdings je nach Kundenstruktur Versorgungsunterbrechungen in Grenzen toleriert, wenn sie innerhalb eines definierten Zeitraums behoben werden können. Andererseits wird in empfindlichen Bereichen des Übertragungsnetzes sogar 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 die Netzsicherheit gewährleistet bleibt.
Anlagen (Energieanlagen)	Anlagen zur Erzeugung, Speicherung, Fortleitung oder Abgabe von Energie, soweit sie nicht lediglich der Übertragung von Signalen dienen. Dies schließt die Verteileranlagen der Letztverbraucher sowie bei der Gasversorgung auch die letzte Absperrereinrichtung vor der Verbrauchsanlage ein, § 3 Nr. 15 EnWG
Betriebsführung	Die Betriebsführung ist der Oberbegriff für die Netzführung und die Wartung und Instandhaltung aller Betriebsmittel des Netzes.
Blindleistung	Blindleistung ist die elektrische Leistung, die zum Aufbau von magnetischen Feldern (z. B. in Motoren, Transformatoren) oder von elektrischen Feldern (z. B. in Kondensatoren) benötigt wird, die aber nicht wie → Wirkleistung nutzbar ist. Vielfach entsteht diese Blindleistung auch unerwünscht und muss gezielt kompensiert werden.
Bundesbedarfsplan	Gesetzliche Feststellung der energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und des vordringlichen Bedarfs zum Ausbau des Übertragungsnetzes. Es enthält eine Liste der notwendigen Höchstspannungsleitungen, die ausgebaut werden müssen.

Bundesbedarfsplan-Netz	Das Übertragungsnetz, das sich aus dem Startnetz und zusätzlich den Vorhaben des Bundesbedarfsplans ergibt.
Drehstrom	Kurzform von „Dreiphasenwechselstrom“; siehe → Wechselstrom
EEG-Umlage	Mit der EEG-Umlage werden die Kosten, die aus der Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen entstehen, auf die Stromendverbraucher verteilt. Die Höhe des Umlagebetrages ergibt sich aus dem Unterschied der Einnahmen und Ausgaben, die bei der Verwertung des EEG-Stroms aus erneuerbaren Energiequellen entstehen.
Einspeisemanagement	Maßnahmen zur Stabilisierung der Stromnetze durch Eingriffe in den Betrieb von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien.
Emissionen	Austrag von Störfaktoren (z.B. elektromagnetischen Feldern, Schadstoffen, Schall usw.) in die Umwelt
Energieanlagen	Anlagen zur Erzeugung, Speicherung, Fortleitung oder Abgabe von Energie, soweit sie nicht lediglich der Übertragung von Signalen dienen.
Energieträger	Stoffe, in denen Energie mechanisch, thermisch, chemisch oder physikalisch gespeichert ist.
Erdkabel	Unterirdische, isolierte Leitungsführung (verschiedene Bauausführungen denkbar, z. B. Verlegung in Gräben oder in Tunnelbauwerken).
erneuerbare Energien (EE)	erneuerbare Energien – auch regenerative oder alternative Energien genannt – sind Energieträger und -quellen, die sich ständig erneuern bzw. nachwachsen und somit unerschöpflich sind. Hierzu zählen Sonnenenergie, Biomasse, Wasserkraft, Windenergie, Umgebungswärme, Erdwärme (Geothermie) und Gezeitenenergie.
Flow-Based-Market-Coupling	Flow-Based Marketed Coupling (FBMC) – Flussbasierte Marktsimulation – ist eine Methode, die in der Strommarktsimulation für den Netzentwicklungsplan 2019-2030 Anwendung findet, um den Handel zwischen Marktgebieten abzubilden. Dabei wird der Einfluss des Handels auf bestimmte Netzelemente in der Strommarktsimulation abgebildet, mit dem Ziel, viel Handel zu ermöglichen, ohne dass diese Netzelemente dadurch überlasten. Die Methode wird bereits im heutigen Betrieb zwischen einigen Marktgebieten angewendet.
Freileitung	Die Gesamtheit einer Anlage zur oberirdischen Fortleitung von elektrischer Energie, bestehend aus Stützpunkten und Leitungsteilen. Stützpunkte umfassen Masten, deren Gründungen und Erdungen. Leitungsteile umfassen oberirdisch verlegte Leiter (Leitenseile) und Isolatoren, jeweils mit Zubehörteilen.
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung, ein Verfahren zur Übertragung von großen elektrischen Leistungen bei sehr hohen Spannungen (100-1.000 kV). Oft findet sich dafür auch das Kürzel „DC“, was von der englischen Bezeichnung „direct current“ stammt. Für die Einspeisung ins

	herkömmliche Stromnetz sind Hochspannungswechselrichter (Konverter) erforderlich, die Umwandlung geschieht in Umspann- und Schaltanlagen.
Hochspannungsnetz	Das Hochspannungsnetz, das meist eine Betriebsspannung von 110 kV hat, dient dem regionalen Transport in ländlichen Gebieten bzw. der innerstädtischen Verteilung in Ballungsräumen. Teilweise sind auch größere Abnehmer an das Hochspannungsnetz angeschlossen.
Hochstrombeseilung	Unter Hochstrombeseilung versteht man die Verwendung von Leiterseilen mit deutlich größeren Leiterquerschnitten. Dadurch ist die Strombelastbarkeit höher als bei klassischen Leiterseilen und es kann mehr Strom übertragen werden. Außerdem sind die entstehenden Netzverluste geringer. Grundsätzlich wird bei den beantragten Maßnahmen bis auf wenige Ausnahmen mit Hochstrombeseilung oder mit Hochtemperaturleiterseilen geplant.
Hochtemperaturleiterseile	Leiterseile, die gegenüber konventionellen Leiterseilen für deutlich höhere Betriebstemperaturen (>80°C) ausgelegt sind und damit mehr Strom übertragen können. Grundsätzlich wird bei den beantragten Maßnahmen bis auf wenige Ausnahmen mit Hochstrombeseilung oder mit Hochtemperaturleiterseilen geplant.
Interkonnektor	Ein Interkonnektor ist eine grenzüberschreitende Stromleitung zwischen zwei Ländern.
Iteration	Prüfungsdurchgang im Rahmen der sequenziellen Prüfung weiterer Zubaumaßnahmen.
Jahreshöchstlast	Die Jahreshöchstlast ist die maximal in einem Jahr zu einem bestimmten Zeitpunkt auftretende Summe der Leistung aller angeschlossenen Verbraucher im Verteil- und Übertragungsnetz inklusive der Summe der Verlustleistung im Verteilnetz. Sie zeigt auf, welcher maximalen Leistungsanforderung das Energieversorgungsnetz genügen muss.
Kilowattstunde	Die Kilowattstunde (kWh) ist eine Maßeinheit für Energieerzeugung und -verbrauch. Eine kWh ist die Energie, die ein Verbraucher oder eine Erzeugungsanlage mit einer Leistung von einem Kilowatt (=1.000 Watt) in einer Stunde aufnimmt bzw. abgibt.
Konverter(station)	Ein Konverter bzw. eine Konverterstation wandelt Wechselspannung in Gleichspannung um und entgegengesetzt. Strom, der von Kraftwerken als Wechselspannung produziert und über lange Strecken transportiert werden muss, wird verlustärmer als Gleichstrom transportiert. Hierfür muss am Anfangs- und Endpunkt des Transportnetzes eine Konverterstation errichtet werden, die den Strom jeweils von Wechselstrom in Gleichstrom verwandelt oder umgekehrt.
Kraft-Wärme-Kopplung	Die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) gilt als besonders effizienter Weg, Strom mittels Gas, Kohle oder auch Öl zu produzieren und dabei auch die entstehende Abwärme mit zu nutzen. In vielen konventionellen Kraftwerken verpufft diese Abwärme einfach, die gut zwei Drittel der eingesetzten

Energie ausmacht. In KWK-Anlagen wird sie dagegen aufgefangen und als Heizungswärme (zum Beispiel Fernwärme), zum Erhitzen von Schwimmbädern oder für industrielle Prozesswärme weitergegeben.

Kurzschlussleistung	Die Kurzschlussleistung ist ein Begriff aus der elektrischen Energietechnik und ist insbesondere für Stromnetze und deren Kurzschlussbehandlung von Relevanz. Sie ist eine Bemessungsgröße, um die Beanspruchung einer elektrischen Anlage und dabei insbesondere das Schaltvermögen von Leistungsschaltern zu quantifizieren. Ein Leistungsschalter muss dabei über eine der Kurzschlussleistung liegende Ausschaltleistung verfügen, um im Kurzschlussfall sicher und ohne Schäden am Schalter den Stromfluss trennen zu können.
Last	Die Last, gemessen Watt, ist der momentane Leistungswert einer aufgenommenen oder abgegebenen Leistung an einem gewissen Netzpunkt. Der Begriff Grundlast beschreibt einen Energiebedarf, der unabhängig von allen Lastschwankungen besteht. Dieser gleichbleibende Bedarf wird von den Kraftwerken gedeckt. Die Mittellast wird täglich nur stundenweise zusätzlich zur Grundlast benötigt. Kurzfristige Bedarfsspitzen werden als Spitzenlast bezeichnet. Für die Abdeckung der verschiedenen Lastbereiche werden unterschiedliche Kraftwerkstypen eingesetzt.
Lastflussberechnung	Die Lastflussberechnung ist in der elektrischen Energietechnik eine meist computergestützte Methode der numerischen Analyse von Energieversorgungsnetzen. Da diese Methode auf Näherungen beruht, wird diese iterativ, also mehrmals hintereinander durchgeführt.
Laststeuerung / Lastmanagement	Unter Laststeuerung bzw. -management, auch bezeichnet als Demand Side Management oder Demand Side Response, ist die gezielte und aktive Steuerung des Energieverbrauchs zur Netzstabilisierung bzw. zur Ausnutzung von Preisausschlägen im Energiebereich zu verstehen. Damit soll die Energienutzung zeitnah an die Erzeugung angepasst werden. So kann zum Beispiel ein (Groß-)Verbraucher gezielt Stromabnehmer zu- oder abschalten.
Leistung	Die Leistung gibt an wie viel Arbeit in einer bestimmten Zeit verrichtet wird. Die Leistung wird gemessen in Watt (W). Entsprechend ist: 1 Kilowatt (kW) = 1.000 Watt, 1 Megawatt (MW) = 1.000 kW. Die elektrische Leistung ist das Produkt von Spannung (U) – gemessen in Volt (V) – und Strom (I) – gemessen in Ampere (A). Bei elektrischer Leistung werden unterschieden: → Wirkleistung, → Blindleistung und → Scheinleistung.
Leiterseile	Leiterseile sind die bei Freileitungen verwendeten, nicht mit Isolationsmaterial ummantelten Metallseile
Maßnahme	Unter einer Maßnahme versteht man eine Leitung, ein Umspannwerk etc., die zur Behebung einer Schwachstelle des Netzes dient. Einzelne, zusammengehörende Maßnahmen (z.B. ein Umspannwerk und ein Leitungsabschnitt) sind zu Projekten zusammengefasst (siehe auch Projekt).
Nennleistung	Nennleistung ist die höchste Dauerleistung, bei der ohne Beeinträchtigung

der Lebensdauer und Sicherheit eine energietechnische Einrichtung betrieben werden kann.

Netz	Das Netz ist die Gesamtheit der miteinander verbundenen Anlagenteile zur Übertragung oder Verteilung elektrischer Energie. Es kann zur Abgrenzung u. a. nach Regelzonen, Aufgaben, Betriebsweise, Spannungen oder nach Besitzverhältnissen benannt werden. Im Allgemeinen unterscheidet man zwischen Übertragungs- und Verteilungsnetz. Das Übertragungsnetz dient der Übertragung elektrischer Energie zu nachgeordneten Verteilungsnetzen. Letzteres dient dann der Verteilung elektrischer Energie innerhalb einer begrenzten Region zur Versorgung von Stationen und Kundenanlagen.
Netzanschluss	Netzanschluss ist die technische Anbindung von Erzeugungseinheiten oder Verbraucheranlagen an das Netz der öffentlichen Elektrizitätsversorgung.
Netzbetreiber	Ein Übertragungsnetzbetreiber ist eine natürliche oder juristische Person, die verantwortlich für den Betrieb, die Wartung und den Ausbau des Übertragungsnetzes in einem bestimmten Gebiet ist. Übertragungsnetze dienen dem Transport von Elektrizität über ein Höchstspannungs- und Hochspannungsverbundnetz zum Zwecke der Belieferung von Letztverbrauchern oder Verteilern. Der Verteilernetzbetreiber betreibt ein Netz, das überwiegend der Belieferung von Letztverbrauchern über örtliche Leitungen dient. Die Verteilung ist der Transport von Elektrizität mit hoher, mittlerer oder niedriger Spannung über Verteilernetze zu anderen Netzen.
Netzentgelt	Das Netzentgelt ist das Entgelt, das für die Nutzung von Netzen der Netzbetreiber bezahlt werden muss. Es ist ein Bestandteil des Preises einer Stromlieferung und ist schon im Endpreis enthalten. Das Entgelt muss angemessen, diskriminierungsfrei und transparent sein. Die Entgelte für die Nutzung der Netze werden in Cent/kWh berechnet. Teil der Netzentgelte sind auch Systemdienstleistungen wie Abrechnungen des Netzbetreibers mit dem Lieferanten, Regel- und Ausgleichsleistungen. Die Netzentgelte sind entweder von den zuständigen Landesbehörden oder von der Bundesnetzagentur zu genehmigen.
Netzentwicklungsplan	Der Netzentwicklungsplan ist ein Plan zur Entwicklung des Stromnetzes. Er enthält alle Maßnahmen, die in einem bestimmten Betrachtungsjahr in der Zukunft für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb notwendig sind. Er wird von den Übertragungsnetzbetreibern erstellt und von der Bundesnetzagentur geprüft.
Netzknoten	Netzknoten sind Punkte im Übertragungsnetz, an denen sich mindestens zwei Leitungen kreuzen.
Netznutzungsfall	Ein Netznutzungsfall ist definiert durch die Einspeisung von erneuerbaren Energien und aus konventionellen Erzeugungsanlagen sowie der Stromentnahme zu einem bestimmten Zeitpunkt. Aus dem Netznutzungsfall ergibt sich die vom Netz zu übernehmende Transportaufgabe.

Netzverluste	Bei der Übertragung geht immer ein kleiner Teil der transportierten Energie verloren. Dabei ist die verlorene Energie je kleiner, desto höher die Spannung ist. Beispielsweise sind bei einer Spannung von 380 kV die Verluste kleiner als bei 220 kV. Durch das Umspannen auf eine andere Spannungsebene sowie durch das Umwandeln von Gleichstrom in Wechselstrom geht ebenfalls ein Teil der Energie verloren.
NOVA-Prinzip	NOVA steht für Netzoptimierung vor -verstärkung vor -ausbau. Das bedeutet, dass die Netze zunächst optimiert werden sollen. Ist eine Optimierung nicht (mehr) möglich, sollen sie verstärkt werden, erst danach sollen sie ausgebaut werden.
Offshore	Mit Offshore werden vor der Küste liegende Gebiete bezeichnet; Offshore-Windenergieanlagen sind Windkraftanlagen zur Stromerzeugung auf See. Sie nutzen den Vorteil, dass die Windstärke über dem Wasser deutlich höher ist, der Wind stetiger weht und die Anlagen demnach mehr Strom produzieren können.
Offshore-Netzentwicklungsplan	Der Offshore-Netzentwicklungsplan enthält alle Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau der Anbindungsleitungen zu den Offshore-Windsparks.
Phasenschieber	Ein Phasenschieber ist eine elektronische Schaltung, die die Phase einer elektrischen Schwingung verschiebt.
Photovoltaik	Durch Photovoltaik (PV) wird Sonnenenergie direkt mittels Solarzellen in elektrische Energie umgewandelt (Solarenergie). Im Unterschied dazu wird bei der Solarthermie das Sonnenlicht in Wärme umgewandelt.
Pumpspeicher	Pumpspeicher sind Wasserkraftwerke, die in Zeiten von Stromüberschuss (bzw. niedrigen Strompreisen) Strom verbrauchen, um Wasser von einem niedriger gelegenen Becken in ein höher gelegenes Becken pumpen, und in Zeiten mit hohen Strompreisen das Wasser durch Fallrohre herunterfallen lassen und so elektrische Energie erzeugen bzw. zurückgewinnen.
Projects of Common Interest	Projects of Common Interest (PCI) sind Vorhaben von gemeinsamem europäischen Interesse. Die seit Juni 2013 geltende Verordnung zu Leitlinien für die europäische Energieinfrastruktur (TEN-E-Verordnung) soll zum Erreichen der energiepolitischen Ziele der EU, zu einem funktionierenden Energiebinnenmarkt und zur Versorgungssicherheit beitragen. Gleichzeitig sollen die erneuerbaren Energien und die Energieeffizienz gefördert werden. Diese Ziele sollen unter anderem durch einen effektiven und beschleunigten Netzausbau erreicht werden. Die TEN-E-Verordnung gibt vor, wie Vorhaben von gemeinsamem Interesse identifiziert werden. Kriterien sind unter anderem der wirtschaftliche, der soziale und der ökologische Nutzen der Vorhaben sowie grenzüberschreitende Auswirkungen des Vorhabens auf mindestens zwei Mitgliedstaaten. Die zweite EU-weite Liste von Vorhaben von gemeinsamem Interesse ist am 18. November 2015 in Kraft getreten.
Redispatch	Beim Redispatch wird der Kraftwerkseinsatz (= Dispatch) bei bestehenden

oder drohenden Netzengpässen an die Anforderungen des Netzes angepasst. Erzeuger „vor“ dem Engpass werden angewiesen, ihre Einspeisung (die sonst zu einer Überlastung führen würde und im Netz nicht transportiert werden kann) zu drosseln. Dafür müssen „hinter“ dem Engpass andere Erzeuger ihre Einspeisung entsprechend erhöhen. Die dadurch verursachten Kosten werden auf die Netznutzungsentgelte umgelegt.

Regelzone	Die Regelzone ist das Gebiet, in dem ein Übertragungsnetzbetreiber für die Regelung (Primärregelung, Sekundärregelung und Minutenreserve) von Schwankungen zwischen dem aktuellen Strombedarf und dessen Bereitstellung verantwortlich ist.
Regionalisierung	Unter Regionalisierung versteht man zum einen die Zuordnung von Erzeugungsanlagen und der Last zu einer bestimmten Region, zum anderen die Zuordnung der Regionen bzw. der Erzeugungsanlagen zu Netzknoten. Eine solche Zuordnung benötigt man, um Marktsimulationen und Netzberechnungen durchführen zu können.
Sammelschiene	Unter einer Sammelschiene versteht man eine Anordnung von Leitern, die als zentraler Verteiler von elektrischer Energie dienen, da an die Sammelschienen alle ankommenden und abgehenden Leitungen angeschlossen sind.
Schalthandlung	Betätigung eines Schalters (z. B. Trenner, Leistungsschalter) – oder: Schalten eines Elements im Netz.
Scheinleistung	Der Begriff bezeichnet die Gesamtleistung aus \rightarrow Wirkleistung und \rightarrow Blindleistung, die in einem Wechselstromsystem bereitgestellt werden muss. Die Scheinleistung wird in der Einheit Voltampere (VA) angegeben. Da in einem Gleichstromsystem keine Blindleistung entsteht, gibt es auch dort auch keine Scheinleistung. Daher wird die Leistung eines Gleichstromsystems in Watt (W) angegeben.
Speicher	Speicher dienen dazu, Energie in Zeiten hoher Stromerzeugung oder niedriger Strompreise zu speichern, und im entgegengesetzten Fall wieder abzugeben. Netzgetriebene Speicher werden verwendet, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten bzw. Stromspitzen bei erneuerbaren Energie auszugleichen. Ist der Strompreis ausschlaggebend für den Betrieb des Speichers, ist er marktgetrieben. Speicher können u.a. Pumpspeicher oder Druckluftspeicher sein.
Spitzenkappung	Spitzenkappung bedeutet, das Netz nicht für die seltenen Leistungsspitzen von Photovoltaik- und Onshore-Windanlagen auszulegen, die nur dann auftreten, wenn die Sonneneinstrahlung bzw. das Windaufkommen außergewöhnlich hoch sind. Auf diese Weise wird der Ausbaubedarf in den Netzen auf ein wirtschaftlich sinnvolles Maß reduziert.
Spitzenlast	Die Spitzenlast ist die maximale Leistung, die während einer Zeitspanne (z.B. Tag, Monat, Jahr) von einer Verbrauchseinrichtung bezogen wird oder über ein Versorgungsnetz aufzubringen ist.

Startnetz	Das Startnetz ist das der Netzentwicklungsplanung zugrunde gelegte Netz. Es besteht aus dem heute vorhandenen Übertragungsnetz und den bereits in Umsetzung befindlichen Maßnahmen, bei denen der energiewirtschaftliche Bedarf (z. B. durch das Energieleitungsausbaugesetz oder durch einen Planfeststellungsbeschluss) bereits festgestellt ist.
Systemstabilität	Bei der Systemstabilität handelt es sich um die Eigenschaft eines elektrischen Systems (d. h. in der Regel eines Stromnetzes) bei unvorhergesehenen Ereignissen wie Ausfällen oder Störungen) wieder in einen stabilen Zustand überzugehen.
Szenariorahmen	Im Szenariorahmen werden Annahmen über die wahrscheinliche zukünftige Entwicklung der Energieerzeugung und des Energieverbrauchs getroffen. Er umfasst mindestens drei Entwicklungspfade (Szenarien), die die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen der mittel- und langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung abdecken. Er wird alle zwei Jahre von den Übertragungsnetzbetreibern erstellt und der Bundesnetzagentur zur Konsultation und anschließenden Genehmigung vorgelegt. Der Szenariorahmen bildet die Grundlage für den Netzentwicklungsplan.
Topologieänderungen	Bei Topologieänderungen handelt es sich z. B. um das Trennen oder Schließen von Sammelschienen in Umspannwerken, wodurch die an der Sammelschiene angeschlossenen Stromleitungen entweder zusammenschaltet werden oder aber getrennt betrieben werden. Daher wird durch eine solche Schalthandlung die Topologie des Netzes verändert. Dadurch ist es möglich, den Stromfluss im Höchstspannungsnetz in eingeschränktem Maße zu steuern. Solche Topologieänderungen können jedoch großflächige Auswirkungen auf das Netz haben, so dass insbesondere darauf geachtet werden muss, dass dadurch nicht an anderer Stelle neue Probleme im Netz entstehen. Weiterhin dürfen beim Trennen von Sammelschienen die Spannungswinkel nicht unzulässig groß werden, da sonst die Sammelschiene danach nicht wieder geschlossen werden kann. Daneben dürfen bei der Planung des Netzes nicht zu viele Topologieänderungen angewendet werden, da sich hier zwar unter Umständen theoretisch eine Überlastung auch mit der Anwendung einer Vielzahl von Schalthandlungen beheben lässt, dies jedoch im täglichen Betrieb nicht realistisch möglich ist. Es kann nicht davon ausgegangen werden, dass im Betrieb kurzfristig komplexe Schalthandlungen gefunden werden und zugleich deren Folgen für das restliche Netz detailliert abgeschätzt werden können.
Transformatoren	Transformatoren dienen der Erhöhung und Verringerung von Wechselspannungen, z. B. von 380 kV (Höchstspannung) auf 110 kV (Hochspannung) und umgekehrt. Ein weiteres Beispiel für Transformatoren sind Netzgeräte von Mobiltelefonen.
Übertragungsnetz	Das Übertragungsnetz dient der überregionalen Übertragung von elektrischer Energie zu nachgeordneten Netzen und erfüllt Verbundaufgaben auf nationaler und internationaler Ebene. Es wird daher häufig auch als „Verbundnetz“ (s.u.) bezeichnet. Um Verluste gering zu halten werden sie mit hoher Spannung betrieben (in Deutschland 220 oder 380 kV).

Übertragungsnetzbetreiber	Übertragungsnetzbetreiber sind verantwortlich für den Betrieb, die Wartung sowie erforderlichenfalls den Ausbau des Übertragungsnetzes in einem bestimmten Gebiet und gegebenenfalls der Verbindungsleitungen zu anderen Netzen.
Umspannwerk	Ein Umspannwerk ist Teil des elektrischen Versorgungsnetzes eines Energieversorgungsunternehmens und dient der Verbindung unterschiedlicher Spannungsebenen.
Verbundnetz	Das Verbundnetz dient als Zusammenschluss von Übertragungsnetzen insbesondere dem überregionalen inländischen und grenzüberschreitenden Austausch größerer Energiemengen, und soll die Wirtschaftlichkeit und Zuverlässigkeit der Versorgung verbessern.
Vermaschung	Knotenpunkte von elektrischen Übertragungsnetzen sind in der Regel nicht nur mit zwei anderen Knoten verbunden, sondern mit einer Vielzahl von Knoten. Dadurch steigt die Sicherheit, dass bei Ausfall einer Leitung oder eines anderen Netzelementes die entsprechenden Regionen trotzdem noch versorgt werden können und das übrige Netz ohne Störung betrieben werden kann.
Verteilnetz	Das Verteilnetz dient der regionalen Verteilung der Energie (daher auch der Name), aber zunehmend auch dem „Einsammeln“ von dezentral erzeugter Energie. Windräder und Solaranlagen sind nicht wie früher Großkraftwerke an das Übertragungsnetz angeschlossen, sondern an die Nieder- und Mittelspannungsnetze in der Verteilnetzebene.
Wechselstrom	auch Dreiphasenwechselstrom oder Drehstrom Wechselstrom ändert – im Gegensatz zum Gleichstrom – ständig seine Richtung und seine Stärke. Diese Richtungsänderung kann auf den Schwingungsverlauf, die so genannte „Phase“, zurückgeführt werden. Die Frequenz dieser Phasen wird in Hertz gemessen (1 Hertz entspricht einer Schwingung pro Sekunde.) Die Versorgungsnetze in Europa sind mit einem Dreileiter-Drehstromnetz ausgebaut. Es handelt sich um eine sinusförmige Wechselspannung die eine Phasenverschiebung von 120 Grad aufweist und mit einer Frequenz von 50 Hz schwingt.
Wirkleistung	Als Wirkleistung wird (im Gegensatz zur → Blindleistung) der Teil der elektrischen Leistung bezeichnet, die von den Verbrauchern umgesetzt werden kann.
Zielnetz	Das Zielnetz ist die Summe aller Maßnahmen aus dem Startnetz und einem bestimmten Zubaunetz.
Zubaunetz	Als Zubaunetz werden meist die im Bundesbedarfsplan genannten Vorhaben sowie die übrigen von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen (Zubau-)Maßnahmen bezeichnet. Je nachdem, welche Zubaumaßnahmen man betrachtet, kann man weiterhin begrifflich zum Beispiel nach einem Zubaunetz für ein bestimmtes Szenario oder einem für Wechselstrom differenzieren.

Abkürzungsverzeichnis

AC	alternating current, Wechselstrom bzw. Drehstrom
AWZ	Ausschließliche Wirtschaftszone
BBP	Bundesbedarfsplan
BBPlG	Bundesbedarfsplangesetz
BFP	Bundesfachplanungsverfahren
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
DC	direct current, Gleichstrom
DSM	Demand Side Management, Laststeuerung
EE	erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz (Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien)
EnLAG	Energieleitungsausbaugesetz (Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen)
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
FBMC	Flow-Based-Market-Coupling
GVar	Gigavar („voltampère réactif“), Einheit für Blindleistung
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
Hz	Hertz
kV	Kilovolt
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung

MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
NTC	Net Transfer Capacities, Transferkapazitäten zwischen zwei Staaten
PCI	Projects of Common Interest
PV	Photovoltaik
ROV	Raumordnungsverfahren
TWh	Terawattstunde
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan, Netzentwicklungsplan des Verbunds der europäischen Übertragungsnetzbetreiber
UW	Umspannwerk

Impressum

Herausgeber

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
Tulpenfeld 4
53113 Bonn

Stand

Dezember 2019

Druck

Bundesnetzagentur

Text

Referat 613